

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический институт
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электрических сетей и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проект реконструкции системы электроснабжения промплощадки «Карьерная» УДК 621.31.031.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Корчанова Анастасия Сергеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Краснятов Ю.А.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Грахова Е.А			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Амелькович.Ю.А	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	к.т.н.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический институт
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭСиЭ

(Подпись) _____ (Дата) А.В. Прохоров

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Г	Корчанова Анастасия Сергеевна

Тема работы:

Проект реконструкции системы электроснабжения промплощадки «Карьерная»	
Утверждена приказом	Дата 27.04.2016г № 3266/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1.06.2016
--	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Проект реконструкции системы электроснабжения промплощадки «Карьерная». В качестве исходных данных представлены: <ol style="list-style-type: none">1. Параметры электрической сети;2. Мощность нагрузки;3. Характеристика местности.4. Схема ПС «Карьерная»
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Проектирование ВЛ 110 кВ ПС «Карьерной»-горно-обогатительный комбинат: определение сечение проводов, проверка сечений по техническим ограничением.</p> <p>Механический расчет воздушной линии: расчет нагрузок на провод, выбор изолятора, определение нагрузок на опоры, замена оборудования на ПС «Карьерной».</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Приложения</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Основная часть	Краснятов Ю.А. доцент каф. ЭСиЭ
Финансовый менеджмент	Е.А. Грахова ассистент каф. менеджмента
Социальная ответственность	Амелькович.Ю.А доцент каф. ЭБЖ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	9.02.2016
---	-----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Краснятов Ю.А.	к. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Корчанова Анастасия Сергеевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Г	Корчанова Анастасия Сергеевна

Институт	Энергетический	Кафедра	Электрические сети и электротехника
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Объект раздела: характеристика работ, операций, оборудования, условий выполнения рассматриваемого техпроцесса.</p> <p>Обеспечение безопасности для выявленных опасных факторов: нормативные требования, которым удовлетворяет принятое к использованию оборудование и инструмент. Технические устройства обеспечения этих требований, ссылки на НТД.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Перечень опасных факторов: затем вредных факторов при выполнении работ источником которых является выбранное оборудование и техпроцесс. Обеспечение санитарно-гигиенических условий на рабочих местах и обеспечение требований нормативных документов к выявленным вредным факторам. Технические устройства обеспечения этих требований</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Обеспечение безопасности при чрезвычайной ситуации, как наиболее вероятной – пожаре. Категория помещения, средства тушения.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 	<p>Степень воздействия на окружающую среду.</p>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	Поведение объекта в ЧС и меры, необходимые для повышения устойчивости при ЧС.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	Ссылки на правовые нормы, и нормы организационной защиты
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Амелькович.Ю.А	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Корчанова Анастасия Сергеевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО		
5А2Г	Корчановой Анастасии Сергеевне		
Институт	Энергетический	Кафедра	Электрические сети и электротехника
Уровень образования	Бакалавр	Направление	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Проект выполняется на базе ТПУ, количество участников проекта – 2 человека.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ 14.322-83 Нормирование расхода материала. Основные положения; ГОСТ 51541-99 Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым взносам составляют 30% от ФОТ.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Технико-экономическое обоснование проекта
2. Разработка устава научно-технического проекта	Работа выполняется в рамках ВКР, разработка устава не требуется
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Планирование проектных работ, смета затрат на проектирование, затраты на строительство, определение годовых эксплуатационных издержек
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности исследования	Расчет эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Планирование работ
2. Линейный график работ
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Грахова Елена Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Корчанова Анастасия Сергеевна		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический институт

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования – бакалавр

Кафедра Электрических сетей и электротехники

Период выполнения – весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.02.2016	Анализ литературы, описание объекта, цели и постановка задач исследования.	15
24.02.2016	Изучение энергетики региона	15
03.03.2016	Проектирование механической части ВЛЭП	20
24.04.2016	Расчет и выбор оборудования подстанции	25
27.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Социальная ответственность	10
06.06.2016	Социальная ответственность	10
27.05.2016	Оформление работы	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент.	Краснятов Ю.А.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	К.Т.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные</i>		
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа <i>электрических устройств, объектов и систем.</i>	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 2	Уметь формулировать задачи в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> , анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 3	Уметь проектировать <i>электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.</i>	Требования ФГОС (ОК-3, ПК-3, ПК-4, ПК-9), <i>CDIO Syllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния <i>электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники</i> , интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), <i>CDIO Syllabus</i> (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области <i>электроэнергетики и электротехники.</i>	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-11, ПК-13, ПК-18), <i>CDIO Syllabus</i> (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий <i>электроэнергетической и электротехнической</i> отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-16, ПК-17), <i>CDIO Syllabus</i> (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<i>Универсальные</i>		
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>электроэнергетики и электротехники</i>	Требования ФГОС (ПК-20, ПК-19, ПК-21), <i>CDIO Syllabus</i> (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях <i>электроэнергетики и электротехники.</i>	Требования ФГОС (ОК-5, ОПК-1, ПК-2), <i>CDIO Syllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> .	Требования ФГОС (ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-5, ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-8, ОК-9, ПК-3, ПК-4, ПК-10), <i>CDIO Syllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> .	Требования ФГОС (ОК-7, ОК-8), <i>CDIO Syllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Список используемых сокращений

ВЛ – воздушная линия

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

АИСКТГ-автоматизированная информационная система контроля
гололёдообразования

РЕФЕРАТ

Структура и объем работы. Выпускная квалификационная работа состоит из пяти глав, изложенных на 96 страниц машинописного текста, содержит 9 рисунков, 40 таблиц, список использованных источников из 27 наименований и 3 приложений.

Ключевые слова: ПС «Карьерная», провод марки АС-120/19, реконструкция ВЛ 110 кВ, автоматизированная информационная система контроля гололёдообразования, механический расчет ВЛ.

Объектом исследования является: система электроснабжения горно-обогатительного комбината расположенного в Магаданской области.

Цель работы: Реконструкция воздушной линии 110 кВ, Реконструкци ПС «Карьерная» 110 кВ.

В процессе исследования проводились: механический расчет воздушной линии, выбор силовых трансформаторов и коммутационной аппаратуры..

В результате исследования разработан проект реконструкции системы электроснабжения промплощадки «Карьерная».

Экономическая эффективность/значимость работы определялась по основным показателям: стоимость всего используемого оборудования, составлен сводный сметный расчет и рассчитана рентабельность проекта.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ MSExcel, MSWord 2013, MathCaD

Оглавление

Введение	1
1. Развитие электроэнергетики региона	3
1.1 Проблема износа основного оборудования	4
1.2 Современные типы выключателей	5
1.3 Исходные данные	7
1.4 Выбор сечения проводов	8
1.5 Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям.	9
2 Механический расчёт воздушной линии	10
2.1 Расчет нагрузок на провода	10
2.1.1. Нормативные нагрузки	12
2.1.2. Расчетные нагрузки	17
2.1.3. Результирующие нагрузки	18
2.2 Определение критических длин пролёта	20
2.3 Определение критической температуры	26
2.4 Расчёт габаритного пролёта	27
2.5 Расчёт изоляторов и линейной арматуры	29
2.6 Построение расстановочного шаблона	33
2.7 Расчет грозозащитного троса	36
2.7.1. Нормативные нагрузки	38
2.7.2. Расчетные нагрузки	40
2.7.3. Результирующие нагрузки	41
3 Реконструкция подстанции	46
3.1 Выбор и проверка трансформатора	46
3.2 Расчет трехфазного короткого замыкания на шинах 110 и 10 кВ в относительных единицах	47
3.3 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ и 10 кВ	49
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	56
4.1 Техничко-экономическое обоснование проекта	57
4.2 Планирование проектных работ	57
4.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ	58

4.3 Смета затрат на проектирование	61
4.3.1 Материальные затраты.....	61
4.3.2 Расчет заработной платы	61
4.3.3 Отчисления в социальные фонды.....	62
4.3.4 Затраты на оборудование	63
4.3.5 Прочие неучтенные расходы	64
4.3.6 Затраты на реализацию проекта	66
4.4 Расчёт эффективности проекта.....	71
5 Социальная ответственность	74
5.1 Введение	74
5.2 Анализ вредных и опасных факторов	74
5.2.1 Акустический шум	75
5.2.2 Электромагнитное поле	76
5.2.3 Освещение	78
5.2.4 Микроклимат	79
5.2.5 Электрический ток	80
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
5.4 Экологическая безопасность	85
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
Заключение	88
Список литературы	89
Приложение А	92
Приложение Б.....	93
Приложение В	96

Введение

На сегодняшний день энергетика является ведущей отраслью народного хозяйства, уровень её развития может охарактеризовать достигнутый технико-экономический потенциал страны. Энергетика обеспечивает электроэнергией и теплом всё сферы жизни человека и влияет на развитие экономики. Уровень электрификации любого промышленного предприятия является определяющим фактором, влияющий на интенсивность работы и объём выпуска продукции. Отсюда объективно следует необходимость опережающих темпов развития энергетики и электрификации, непрерывного роста производства энергии и тепла.

В Магаданской области находится множество месторождений, и в том числе множество подстанций снабжающих горнодобывающие комбинаты. Одной из таких подстанций посвящен данный дипломный проект.

Для данного дипломного проекта необходимо выявить проблемы износа основного оборудования, рассмотреть различные современные типы выключателей. Для реконструкции воздушной линии, производится выбор сечения провода, для которого производится механический расчет, определяется величина габаритного пролета, производится выбор изоляторов, линейной арматуры, произвести построение расстановочного шаблона, а так же выполнить расчет и выбор грозозащитного троса.

Так как в рамках реконструкции планируется увеличение передаваемой мощности по линии, требуется произвести расчет и выбор силовых трансформаторов, а так же произвести расчет и выбор коммутационной аппаратуры.

Выполнить раздел «Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение». В ходе выполнения данного раздела необходимо определить трудоемкость выполнения работ, и рассчитать затраты на реализацию проекта.

Выполнить раздел «Социальная ответственность». Произвести анализ имеющихся мест на подстанции опасных и вредных факторов, а также определить меры по ограничению воздействия этих факторов на электромонтера, и методы защиты от них. Описать меры предосторожности при возникновении чрезвычайных ситуаций. Определить воздействие воздушной линии электропередач на окружающую среду. Описать правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1. Развитие электроэнергетики региона

Магаданская область находится в северо-восточной части Российской Федерации. По географическому положению Магаданская область относится к районам Крайнего северо-востока и характеризуется суровым климатом. В данном регионе наиболее перспективной является область по добычи полезных ископаемых. Транспортная инфраструктура в Магаданской области развита слабо, что указывает на проблемы связанные с доставкой электротехнического оборудования (трансформаторов) на проектируемую подстанцию по суше. Транспортные перевозки осуществляются морским, воздушным и автомобильным видами транспорта.

Магаданская энергосистема - одна из семи энергосистем, действующих на территории Дальнего Востока. Предприятия электроэнергетики полностью обеспечивают потребность Магаданской области в электроэнергии и частично осуществляют электроснабжение потребителей Республики САХА[8]

Основными особенностями энергосистемы Магаданской области являются:

- изолированность, отсутствие технологических связей с ЕЭС России;
- сложные природно-климатические условия региона: вечная мерзлота, годовой перепад температур, сильные ветры и снегопады, мощные разливы рек и сход лавин;

Перспективным направлением для развития региона является добыча золота и серебра.

ПС 110 «Карьерная» которую мы рассматриваем участвует в системе электроснабжения одного из горно-обогатительного комбината Магаданской области.

1.1 Проблема износа основного оборудования

В процессе эксплуатации оборудование подвергается механическому и электрическому износу.

Механический износ это изменение первоначальных форм агрегата, которые происходят в результате механических воздействий. Механический износ может выражаться в образовании канавок, царапин, истончении покрытий или технологических слоев.

Электрический износ электрооборудования представляет собой невозстановливаемую утрату электроизоляционных свойств отдельных элементов электрооборудования. Так, в электрической машине может изнашиваться изоляция в пазах. Такой износ обычно незаметен глазу, и может быть обнаружен лишь приборами. Может происходить вследствие воздействия, происходящего из-за многолетней эксплуатации в нормальных условиях. Но чаще всего – это действие агрессивной среды, высокой температуры и других неблагоприятных факторов, ускоряющих выход оборудования из строя или же его частичную порчу.

Под воздействием недопустимой по техническим нормативам температуры или же при превышении концентрации агрессивных химических веществ происходит разрушение изоляционных слоев. В результате они постепенно или одномоментно разрушаются, теряют, изменяют свои электроизоляционные свойства. Тогда и происходит замыкание между витками обмоток, случаются пробой в изоляции, возникает выход потенциала на те части оборудования, какие не должны находится под напряжением.

Такой электрический износ может угрожать не только работоспособности электрического оборудования, но и приводить к авариям, пожарам, несчастным случаям, травмированию и гибели людей, имеющих к нему доступ.

Своевременное выявление электрического износа, качественное устранение его последствий, одно из основных условий безопасности. Обычно это происходит во время капитального ремонта электрооборудования, поскольку выявить конкретное место износа, как в случае с повреждением изоляции в отдельных витках обмоток, проникнуть к нему, не разрушая другие слои, не всегда представляется возможным.

Электрический износ возможен и в результате оседания угольной или металлической пыли, проникновения влаги и, как следствие, появления ржавчины в местах контактов.

Для устранения всех видов износа электрооборудования наиболее предпочтительной является система плановых профилактических его ремонтов и осмотров. Суть ее заключается в том, что, не дожидаясь поломок или выхода оборудования из строя, регулярно, по графику, проводятся профилактические работы, плановый ремонт, замена наиболее уязвимых в смысле износа узлов и деталей.

Также широкое распространение получили системы мониторинга и диагностики, они позволяют в ранние сроки выявлять места возможного преждевременного износа.

1.2 Современные типы выключателей

К современным типам выключателей относятся Вакуумные и элегазовые. Каждый из них имеет свои преимущества: вакуумные обладают более высоким коммутационным ресурсом, в то время как элегазовые выключатели обеспечивают более низкие перенапряжения, так как расстояние между контактами больше чем в вакуумных.

Элегазовые выключатели – выключатели чьи дугогасительные устройства работают в среде «электротехнического газа» SF₆. Они идеально

подходят для применения в цепях различных электродвигателей ограниченной мощности [9].

Элегазовые выключатели обладают рядом достоинств:

- Высокая электрическая прочность и дугогасящая способность элегаза
- Элегаз позволяет повысить нагрузку токоведущих частей и уменьшить их массу за счёт своих охлаждающих свойств.

Недостатки элегазовых выключателей

- Высокие требования к качеству заполняющего элегаза.
- Работоспособность выключателя зависит от температуры окружающей среды, и при понижении температуры ниже определенного значения выключатель может отказать в гашении

Выключатели вакуумные

Принцип работы вакуумного выключателя основан на гашении электрической дуги, возникающей между контактами, в вакууме. Ввиду высокой электрической прочности вакуумного промежутка или отсутствия среды, поддерживающей горение дуги, время горения дуги минимальное.

Вакуумные выключатели обладают рядом достоинств:

- Небольшие габариты;
- Простота конструкции;
- Взрыво- пожаробезопасность;
- Малое время включения (0,05-0,075 с);
- Высокая скорость восстановления прочности дугогасительного промежутка;
- Способность отключения емкостной нагрузки;
- Бесшумность работы;

- Отсутствие выбросов в атмосферу (полная герметизация дугогасительного устройства);
- Экологическая безопасность при эксплуатации и при утилизации.

Недостаток вакуумных выключателей:

- вблизи нуля тока наблюдается срез тока, в результате чего возникают перенапряжения, опасные для коммутируемого оборудования.

1.3 Исходные данные

В таблице 1 приведем исходные данные для выполнения данной работы.

Таблица 1 – Исходные данные

Показатель	Значение
Длина трассы ВЛ, км	22
$U_{ном}, кВ$	110
Передаваемая мощность S , МВА	42
Количество линий n	2
Число часов использования максимума нагрузки	$T_{max}=3600$ ч
Характеристика местности	Магаданская область. Район по давлению ветра четвёртый, по гололеду шестой.

1.4 Выбор сечения проводов

Экономически целесообразное сечение определяем из соотношения

$$S = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}},$$

где I_p – расчётный ток, А, $j_{\text{ЭК}}$ – нормированное значение экономической плотности тока А/мм² выбираем согласно [1, 1.3.36]

$S_{\text{ЭК}}$ округляют до стандартного сечения.

Значение I_p определяется по формуле:

$$I_{\text{расч}} = I_{(5)} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T,$$

где $I_{(5)}$ – ток линии на пятый год её эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для распределительных линий по нагрузке линии, найденной расчётом потокораспределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы;

Ток на пятый год эксплуатации определяется по формуле:

$$I_{(5)} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}ij} \cdot n_{\text{ц}}},$$

где S_{ij} – модуль полной мощности линии, (МВА)

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации. Для ЛЭП 110-220 кВ α_i может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{max} и коэффициент её попадания в максимум энергосистемы k_M , при заданном $T_{max}=5000$ часов, $\alpha_T = 1$ [2, табл.3.13 стр.91].

Произведём подстановку:

$$I_{(5)} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_{номij} \cdot n_{ц}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T = \frac{42 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 1,05 \cdot 1 = 115,732 \text{ А}$$

$$S = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{115,732}{1,1} = 105,2 \text{ мм}^2$$

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного, параметры выбранного провода приводим в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры нагрузки и провода АС-120/19

Участок сети	n ц	T_{max}	α_i	α_T	$U_{ном}$, кВ	F_p , мм ²	Марка провода	$I_{max.доп}$,А
ЛЭП 110 кВ	2	5000	1,05	1,0	110	105,2	АС 120/19	390

1.5 Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям.

Проверка по допустимой токовой нагрузке. Сечение провода, выбранное по экономическому критерию должно быть проверено по условию

$$I_{нб} \leq I_{доп},$$

где $I_{доп}$, – допустимый длительный ток для проводника, определяемый по [2, табл.3.13] для выбранного сечения;

$I_{нб}$ – наибольшее значение тока в длительных режимах, под которыми обычно подразумеваются послеаварийные и ремонтные режимы электрической сети.

В двухцепной линии наибольший ток будет протекать при отключении одной из цепей, расчет которой производится по формуле

$$I_{\text{нб}} = \frac{S_{\text{max}}}{(n_{\text{ц}} - 1)\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{42 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 231,465 \text{ А}$$

$$231,465 \text{ А} < 390 \text{ А}$$

Следовательно сечение проходит проверку.

2 Механический расчёт воздушной линии

2.1 Расчет нагрузок на провода

В соответствии [3] провод АС 120/19 состоит из стального сердечника, свитого из 7 стальных проволок $d=1,85$ мм и проводниковой части в виде 26 алюминиевых проволок $d=2,4$ мм. Технические данные провода приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические данные провода АС -120/19

Параметры	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение, мм ²	118	18,8	136,8
Диаметр, мм	-	5,6	15,2
Масса, кг/км	-	-	471

Согласно [1] интенсивность внешних воздействий на конструктивные элементы ВЛ принимают из частоты повторяемости наибольшей гололедной и ветровой нагрузок один раз в 25 лет. При этом нормативное ветровое давление W в IV ветровом районе принимают равным 800 Па [1, табл. 2.5.1], а нормативная толщина стенки гололеда b_0 в VI гололедном районе составляет 35 мм. В [4] прописано что для ВЛ с нормируемой толщиной стенки гололёда 25 и

более рекомендуется использовать автоматизированные информационные системы контроля гололёдообразования(АИСКГ). В рассматриваемом проекте мы устанавливаем такую систему, и принимаем значение $b= 20$ мм [1, табл. 2.5.3].

Автоматизированная информационная система контроля гололёдообразования

Автоматизированная информационная система контроля гололёдообразования, это система предназначена для борьбы с гололёдными авариями, при помощи плавки гололёда постоянным или переменным током.

В состав информационной системы входят пункты контроля с выдачей до 30 параметров с одного КП-датчика: гололёдной нагрузки на проводах и грозозащитных тросах, тяжения провода, температуры и влажности воздуха, скорости и направления ветра, температуры провода, интенсивности солнечной радиации [11]

Аппаратура АИСКГ:

- Линейный преобразователь
- датчик нагрузки
- датчик температуры воздуха
- датчик скорости и направления ветра
- датчик несанкционированного доступа
- датчик температуры провода
- радиомодем
- GSM-модем
- контролёр спутникового канала

-зарядное устройство

-аккумуляторная батарея

-солнечная батарея

Пункт контроля обеспечивает опрос подключенных к нему датчиков по запросу или в автоматическом режиме с заданной периодичностью и передачу данных в пункт приема по выбранному каналу связи. Линейный преобразователь обеспечивает передачу данных по двум каналам связи. Он также дает возможность сохранения данных с фиксацией текущего времени

Исходя из опыта эксплуатации существующих АИСКГ выявлено что для ВЛ 110 кВ необходимо минимум два датчика гололедной нагрузки для повышения достоверности получаемой информации.

Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода:

$$P_{\Pi} = M_{\Pi} \cdot g \cdot 10^{-3} = 471 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 4,61 \text{ Н/м};$$

где M_{Π} – вес провода;

g – ускорение свободного падения.

$$\gamma_{\Pi} = \frac{P_{\Pi}}{F_{\text{пр}}} = \frac{4,61}{136,8} = 0,034 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

2.1.1. Нормативные нагрузки

1. Нормативная гололедная нагрузка на 1 м провода:

$$P_{\text{ГП}}^{\text{Н}} = \pi \cdot \kappa_i \cdot \kappa_d \cdot b_{\text{Э}} \cdot (d_{\Pi} + \kappa_i \cdot \kappa_d \cdot b_{\text{Э}}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}$$

κ_i, κ_d - коэффициенты, учитывающие изменения толщины стенки гололеда по высоте и в зависимости от диаметра провода [1, п. 2.5.4];

$b_{\text{Э}}$ - толщина стенки гололеда;

d_{Π} - диаметр провода;

$\rho = 0,9 \text{ г/см}^3$ - плотность льда.

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов над поверхностью земли [1, п. 2.5.44]:

$$h_{\text{пр}} = h_{\text{ср}} - \frac{2}{3} \cdot f$$

$h_{\text{ср}}$ - среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам, м;

f - стрела провисания провода, м.

На рисунке 1 приведена схема опоры П110-6В

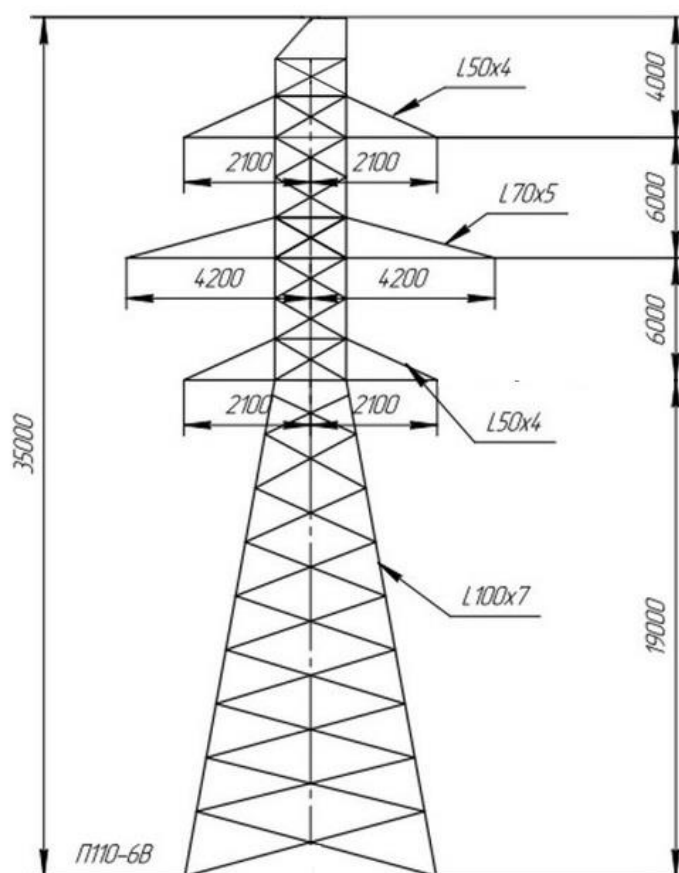


Рисунок 1 – Схема опоры П110-6В

В таблице 4 приведены характеристики опоры П110-6В.

Таблица 4 - Характеристика опоры П110-6В

Шифр опоры	П110-6В
Марка провода	АС70/11-АС240/32
Пролет, м	330 – 200
Полная высота, м	35
Высота до нижней траверсы, м	19
Ширина, м	2,8
Масса, т	3,75

Маркировка опоры П110-6:

П – промежуточная;

110 – напряжение, кВ;

6 – двухцепная.

В-с внутренними связями

На строящейся ВЛ провод АС-120/19 будет смонтирован на стальных свободностоящих опорах марки П110-6В, расстояние от земли до траверсы Н=19 м. Длина пролета от 200 до 330 м.

Среднеарифметическое значение высоты крепления проводов:

$$h_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n H_{\text{тр}}^i = \frac{19 + (19 + 6) + (19 + 6 + 6) + (19 + 6 + 6 + 4)}{4} = 27,5 \text{ м,}$$

где n – количество зон, отсчитываемых от поверхности земли в месте установки опоры.

Согласно таблице 1 провод марки АС 120/19 имеет поперечное сечение проводника $F_{AL} = 118$ мм, сердечника – $F_{СТ} = 18,8$ мм. Отношение площадей поперечных сечений равно:

$$\frac{F_{AL}}{F_{СТ}} = \frac{118}{18,8} = 6,276;$$

Для этого отношения по [1, табл. 2.5.7] допустимое механическое напряжение $\sigma_{сэ} = 90$ Н/мм².

Примем длину пролета по [5, табл. 1.36] равной 300 м. Тогда стрела провисания провода в середине пролета:

$$f = \frac{\gamma_{п} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{сэ}} = \frac{0,034 \cdot 300^2}{8 \cdot 90} = 4,250 \text{ м};$$

Высота расположения приведенного центра тяжести:

$$h_{пр} = h_{ср} - \frac{2}{3} \cdot f = 27,5 - \frac{2}{3} \cdot 4,25 = 24,667 \text{ м};$$

При высоте расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов более 25 м вводятся поправки на толщину стенки гололеда на проводах и тросах в зависимости от высоты и диаметра проводов и тросов, согласно [1, п. 2.5.49].

$$K_d = 1;$$

$$K_i = 1;$$

$$P_{ГП}^H = \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_э \cdot (d_{П} + K_i \cdot K_d \cdot b_э) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}$$

$$P_{ГП}^H = 3,14 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 35 \cdot (15,2 + 1 \cdot 1 \cdot 20) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 19,507 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{\text{гн}}^H = \frac{P_{\text{гн}}^H}{F_{\text{пр}}} = \frac{19,507}{136,8} = 0,143 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2. Нормативная ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода без гололеда:

$$P_{\text{вП}}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W \cdot F, \text{ где}$$

α_w - коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ, принят равным 0,7 [1, п. 2.5.52];

k_l - коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, равный 1 [1, п. 2.5.52];

k_w - коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, принят равным 1,25 [1, табл. 2.5.2];

C_x - коэффициент лобового сопротивления, принимаемый равным 1,2 для проводов свободных от гололеда, диаметром менее 20 мм [1, п. 2.5.52];

W - нормативное ветровое давление;

F - площадь продольного диаметрального сечения провода.

$$F = d_{\text{п}} \cdot 10^{-3} = 0,015 \text{ м}^2.$$

$$P_{\text{вП}}^H = 0,7 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 800 \cdot 0,015 = 12,768 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{\text{вП}}^H = \frac{P_{\text{вП}}^H}{F_{\text{пр}}} = \frac{12,768}{136,8} = 0,093 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

3. Нормативная ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода с гололедом:

$$P_{\text{вПГ}}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W \cdot F,$$

где $0,25 \cdot W = W_{\Gamma}$ - гололедное ветровое давление;

C_x - коэффициент лобового сопротивления, при учете, что провод покрыт гололедом, равен 1,1 [1, п. 2.5.52];

F - площадь продольного диаметрального сечения провода.

$$b_y = b_{\text{э}} = 20 \text{ мм.}$$

$$F = (d_{\text{п}} + 2 \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_y) \cdot 10^{-3} = (19 + 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 20) \cdot 10^{-3} = 0,055 \text{ м}^2$$

$$P_{\text{впг}}^{\text{H}} = 0,7 \cdot 1 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 800 \cdot 0,25 \cdot 0,055 = 11,592 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{\text{Wпг}}^{\text{H}} = \frac{P_{\text{Wпг}}^{\text{H}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{11,592}{136,8} = 0,085 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

2.1.2. Расчетные нагрузки

1. Расчетная гололедная нагрузка на 1 м провода:

$$P_{\text{гп}} = P_{\text{гп}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{пг}} \cdot \gamma_{\text{р}} \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d,$$

где $\gamma_{\text{пг}}$ - коэффициент надежности по ответственности, принят равным 1 [1, п. 2.5.55];

$\gamma_{\text{р}}$ - региональный коэффициент, принят равным 1 [1, п. 2.5.55];

γ_f - коэффициент надежности по гололедной нагрузке, равный 1,6 [1, п. 2.5.55];

γ_d - коэффициент условий работы, равный 0,5 [1, п. 2.5.55];

$$P_{\text{гп}} = 19,507 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,5 = 15,606 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_{\text{гп}} = \frac{P_{\text{гп}}}{F} = \frac{15606}{136,8} = 0,114 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$$

2. Расчетная ветровая нагрузка на 1 метр провод без гололеда:

$$P_{w\Pi} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f,$$

где γ_{nw} - коэффициент надежности по ответственности равен 1,1

[1, п. 2.5.54];

γ_p - региональный коэффициент, принят равным 1 [1, п. 2.5.54];

γ_f - коэффициент надежности по ветровой нагрузке, равный 1,1

[1, п. 2.5.54].

$$P_{w\Pi} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 12,768 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 14,045 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{w\Pi} = \frac{P_{w\Pi}}{F} = \frac{14,045}{136,8} = 0,103 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

3. Расчетная ветровая нагрузка на 1 метр провода с гололедом:

$$P_{w\Pi\Pi} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f ;$$

$$P_{w\Pi\Pi} = 11,592 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 18,547 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{w\Pi\Pi} = \frac{P_{w\Pi\Pi}}{F} = \frac{18,547}{136,8} = 0,136 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.1.3. Результирующие нагрузки

1. Результирующая нагрузка от веса провода и веса гололеда:

$$p_{\Sigma 1} = p_{\Pi} + p_{\Pi\Pi} = 4,616 + 15,606 = 20,221 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{p_{\Sigma 1}}{F} = \frac{20,221}{136,8} = 0,148 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2. Результирующая нагрузка на провод без гололеда от давления ветра:

$$p_{\Sigma 2} = \sqrt{p_{\Pi}^2 + p_{\text{вп}}^2} = \sqrt{4,616^2 + 14,045^2} = 14,784 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{p_{\Sigma 2}}{F} = \frac{14,784}{136,8} = 0,108 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

3. Результирующая нагрузка на провод с гололедом от давления ветра:

$$p_{\Sigma 3} = \sqrt{p_{\Sigma 1}^2 + p_{\text{впг}}^2} = \sqrt{20,221^2 + 18,547^2} = 27,439 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{p_{\Sigma 3}}{F} = \frac{27,439}{136,8} = 0,201 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Наибольшей нагрузкой является результирующая нагрузка на провод с гололедом от давления ветра.

В таблицах 5 и 6 приведены нагрузки действующие на провод,

Таблица 5 – Нагрузки, действующие на провод

Название	Нормативная	Расчетная	Удельная
Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода		4,616	0,034
Гололедная нагрузка, действующая на 1м провода	19,507	15,606	0,143
Ветровая нагрузка, действующая на 1м провода без гололеда перпендикулярно проводу	12,768	14,045	0,103
Ветровая нагрузка, действующая на 1м провода с гололедом перпендикулярно проводу	11,592	18,547	0,136

Таблица 6 – Результирующие нагрузки на провод

Название	Расчетная нагрузка	Удельная нагрузка
Результирующая нагрузка 1	20,221	0,148
Результирующая нагрузка 2	14,784	0,108
Результирующая нагрузка 3	27,439	0,201

Наибольшей нагрузкой является удельная результирующая нагрузка на провод с гололедом от давления ветра $\gamma_{нб} = \gamma_{\Sigma 3}$.

2.2 Определение критических длин пролёта

Согласно [1, табл. 2.5.8] для провода АС 120/19 с отношением $\frac{F_{AL}}{F_{CT}} = 6,276$; температурный коэффициент линейного расширения $\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6}$ град⁻¹; модуль продольной упругости $E = 8,25 \cdot 10^4$ Н/мм².

По [1, табл. 2.5.7] производим определение:

$\sigma_{нб} = 135$ Н/мм² – механическое напряжение при воздействии на провод наибольшей удельной механической нагрузки $\gamma_{нб}$;

$\sigma_{-} = 135$ Н/мм² – механическое напряжение при воздействии на провод низшей температуры t_{-} ;

$\sigma_{сэ} = 90 \text{ Н/мм}^2$ – механическое напряжение при воздействии на провод среднегодовой температуры $t_{сг}$.

Температурные характеристики согласно типу местности определяемые по [6] представлены в таблице 7.

Таблица 7- температурные характеристики

Температура	Значение
Высокая	22,6
Низкая	-59
Среднегодовая	-13,2
Гололёдообразования	-10

Вариант 1

Исходные условия – возникновение наибольшей удельной нагрузки.

Искомые условия – среднеэксплуатационные.

$$\sigma_{сэ1} - \frac{\gamma_{п}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сэ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_{г})$$

$$\sigma_{сэ}^3 - A \cdot \sigma_{сэ}^2 - B = 0,$$

$$\text{где } A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_{г}); \quad B = \frac{\gamma_{п}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}.$$

Определим, как изменится напряжение в проводе в зависимости от изменения длины пролета при возникновении наибольшей удельной нагрузки.

При $l \Rightarrow 0$:

$$\begin{aligned} \sigma_{сэ(0)}^{(1)} &= \sigma_{нб} - \alpha \cdot E \cdot ((t_{сэ} - t_{г})) = 135 - 19.2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-13,2 - (-10)) = \\ &= 140,069 \text{ Н/мм}^2. \end{aligned}$$

При $l \Rightarrow \infty$:

$$\sigma_{сэ(к)}^{(1)} = \frac{\gamma_{п}}{\gamma_{нб}} \cdot \sigma_{нб} = \frac{0,034}{0,381} \cdot 135 = 12,047 \text{ Н/мм}^2$$

Таким образом, среднеэксплуатационное механическое напряжение в проводе при условии возникновения наибольшей нагрузке будет изменяться в пределах от $140,069 \text{ Н/мм}^2$ до $22,836 \text{ Н/мм}^2$.

$$A = 135 - \frac{0,201^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 135^2} - 8,25 \cdot 10^4 \cdot 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-13,2 - (-10)) =$$

$$= 140,069 - 0,00762 \cdot l_i^2;$$

$$B = \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 3,974 \cdot l_i^2$$

Определим значение среднеэксплуатационного механического напряжения, решив неполное кубическое уравнение методом Ньютона:

$$\sigma_{к+1} = \sigma_{к} - \frac{\sigma_{к}^3 - A \cdot \sigma_{к}^2 - B}{3 \cdot \sigma_{к}^2 - 2 \cdot A \cdot \sigma_{к}} = \frac{\sigma_{к}^2 \cdot (2 \cdot \sigma_{к} - A) - B}{\sigma_{к} \cdot (3 \cdot \sigma_{к} - 2 \cdot A)}$$

Расчитанные значения механического напряжения при длинах пролетов от 100 м до 330 м представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Результаты расчета уравнения состояния провода для первого варианта

L	A	B	σ_0	σ_1	σ_2	σ_3
100	63,87	39740	140,07	104,54	83,71	74,09
140	-9,28	77890,4	71,75	51,52	42,16	39,94
180	-106,82	128757,6	39,83	31,99	30,65	30,60
200	-164,73	158960	30,61	28,74	28,67	28,66

Продолжение таблицы 8

240	-298,84	228902,4	28,66	26,61	26,52	26,52
280	-457,34	311561,6	26,52	25,43	25,41	25,40
300	-545,73	357660	25,40	25,03	25,03	25,03
330	-689,75	432768,6	25,03	24,61	24,61	24,61

Вариант 2

Исходные условия – действует низшая температура окружающей среды.

Искомые условия – среднеэксплуатационные:

$$\sigma_{сэ} - \frac{\gamma_{п}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сэ}^2} = \sigma_{-} - \frac{\gamma_{п}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{-}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_{-})$$

При $l \Rightarrow 0$:

$$\sigma_{сэ(2)}^{(1)} = \sigma_{-} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_{-}) = 135 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-13,2 - (-59)) = 62,453 \text{ Н/мм}^2.$$

При $l \Rightarrow \infty$

$$\sigma_{сэ(н)}^{(2)} = \frac{\gamma_{п}}{\gamma_{п}} \cdot \sigma_{-} = \frac{0,034}{0,034} \cdot 135 = 135 \text{ Н/мм}^2$$

Таким образом, среднеэксплуатационное механическое напряжение при условии действия низшей температуры будет изменяться в пределах от 62,453 Н/мм² до 135 Н/мм².

Определяем коэффициенты А и В:

$$\begin{aligned}
 A &= \sigma_- - \frac{\gamma_{\Pi}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{ср}} - t_-) = \\
 &= 135 - \frac{0,033^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-13,2 - (-59)) = \\
 &= 62,453 - 0,000218 \cdot l_i^2;
 \end{aligned}$$

$$B = \frac{\gamma_{\Pi}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24} = \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 3,974 \cdot l_i^2$$

Рассчитанные значения механического напряжения при длинах пролетов от 100 м до 330 м представлены в таблице 9.

На рисунке 2 представлен график зависимости напряжений в проводе от длины пролета.

Таблица 9 - Результаты расчета уравнения состояния провода для второго варианта

L	A	B	sigma0	sigma1	sigma2	sigma3
м	60,27	39740	62,45	69,94	68,73	68,69
140	58,18	77890,4	68,69	73,28	72,85	72,83
180	55,38	128757,6	72,85	77,44	77,07	77,06
200	53,73	158960	77,06	79,20	79,12	79,12
240	49,89	228902,4	79,12	83,34	83,06	83,06
280	45,36	311561,6	83,06	86,97	86,75	86,75
300	42,83	357660	86,75	88,54	88,49	88,49
330	38,71	432768,6	88,49	91,07	90,74	90,98

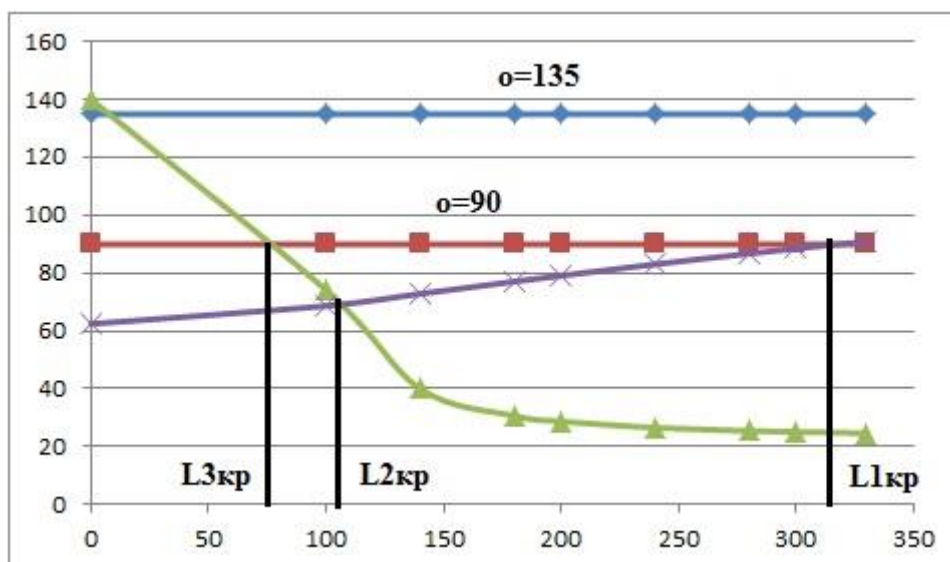


Рисунок 2 – Зависимости напряжений в проводе от длины пролета

В таблице 10 приведены значения критических пролетов определенных графически:

Таблица 10 – Критические пролеты

Пролет	Расстояние (м)
Первый	317,986
Второй	102,420
Третий	83,819

Произведем аналитический расчет критических пролетов:

$$\begin{aligned}
 l_{1к} &= 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_{\text{п}}} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_{\text{сз}}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{\text{сг}})}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_-}{\sigma_{\text{сз}}} \right)^2 \right]}} = \\
 &= 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{(135 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-59 - (-13,2))}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left[1 - \left(\frac{135}{90} \right)^2 \right]}} \\
 &= 317,986 \text{ м;}
 \end{aligned}$$

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_{п}} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_{г} - t_{-})}{\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_{п}}\right)^2 - 1}} = 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-13,2 - (-59))}{\left(\frac{0,201}{0,034}\right)^2 - 1}} = 102,420 \text{ м};$$

$$l_{3к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_{п}} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_{г} - t_{сг})}{E \cdot \left[\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_{п}}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{нб}}{\sigma_{сэ}}\right)^2 \right]}} =$$

$$= 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{(135 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-10 - (-13,2))}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left[\left(\frac{0,201}{0,034}\right)^2 - \left(\frac{135}{90}\right)^2 \right]}} = 83,819 \text{ м};$$

В результате расчёта получилось, что $l_{1к} > l_{3к}$ из этого можно сделать вывод что среднеэксплуатационный режим не будет является расчётным, первый и третий критический пролёт являются фиктивными. И работающим является второй критический пролёт. При сравнении $l_{2к}$ с заданным , определили что расчётным является режим 2.

Режим 2 является режимом наибольших нагрузок $\gamma_{нб}$. В качестве режима наибольших нагрузок может рассматриваться режим наибольшего скоростного напора для провода с гололёдом $\gamma = \gamma_6 \text{ нб}$, либо режим гололеда $\gamma = \gamma_7 \text{ нб}$. Температура в любом случае равна температуре гололедообразования $\Theta_{г}$.

2.3 Определение критической температуры

$$t_{кр} = (t_{г} - 3) + \frac{\sigma_{сэ}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_2}{\gamma_3} = (5 - 3) + \frac{135}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4} \cdot \frac{0,108}{0,201} = 32,8^{\circ} \text{ С.}$$

$t_{+} = +22,6^{\circ} < t_{кр} = +37,8^{\circ}$, следовательно, наибольшая стрела провеса провода будет при гололёде.

2.4 Расчёт габаритного пролёта

Рассчитаем значение критической температуры воздуха и выявим климатические условия, соответствующие наибольшему провисанию провода:

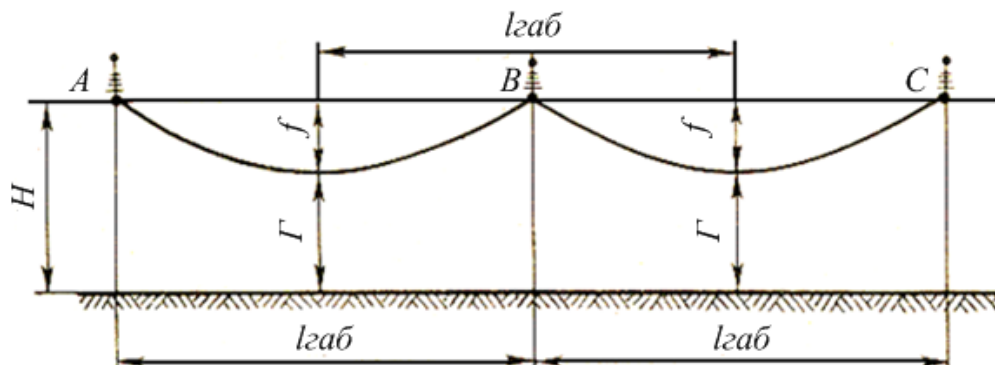


Рисунок 3 – Графическое определение габаритного пролёта

Габаритный пролет является наивыгоднейшим при расстановке опор на местности. Значение габаритного пролёта определяется путем решения уравнения состояния провода, в котором исходными условиями являются расчетные, а искомыми – габаритные.

Длина габаритного пролёта ВЛ определяется по формуле:

$$\ell_{\text{габ}}^4 \left(\frac{\gamma_{[f]}}{8f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \frac{E}{24} \right) - \ell_{\text{габ}}^2 (\sigma + \alpha \cdot E (t_{[\sigma]} - t_{[f]})) - \frac{8}{3} f^2 E = 0, ,$$

где $\gamma_{[f]}$ - удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода;

$\gamma_{[\sigma]}$ - удельная механическая нагрузка, принятая как исходная для расчета провода на прочность;

α - коэффициент линейного расширения провода;

$t_{[\sigma]}$ - температура, принимаемая как исходная для расчета провода на прочность;

$t_{[f]}$ - температура, при которой стрела провисания провода достигает максимального значения.

Для упрощения расчета преобразуем уравнение для определения длины габаритного пролета в биквадратное уравнение вида:

$$A l_{габ}^4 - B l_{габ}^2 - C = 0,$$

где

$$A = \left(\frac{\gamma_{[f]}}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) = \frac{0,201}{8 \cdot 4,250} + \left(\frac{0,34}{135} \right)^2 \cdot \frac{8,25 \cdot 10^4}{24} = 0,00613;$$

$$B = \left(\sigma_{нб} + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) \right) = \left(135 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-10 - (-59)) \right) = 212,616;$$

$$C = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = \frac{8}{3} \cdot 4,250^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 = 0,397 \cdot 10^7.$$

тогда получим:

$$l_{габ} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C}}{2 \cdot A}} = \sqrt{\frac{212,616 + \sqrt{212,616^2 + 4 \cdot 0,00613 \cdot 0,397 \cdot 10^7}}{2 \cdot 0,00613}} = 219,43 \text{ м.}$$

Значение $l_{габ} > l_{2к}$ - следовательно, расчетные условия выбраны верно.

Габаритный пролет принимается равным 219,43 м.

Стрела провеса провода:

$$f = \frac{\gamma_{п} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma} = \frac{0,034 \cdot 219,43^2}{8 \cdot 135} = 1,516 \text{ м.}$$

Длина провода в пролете при данной стреле провеса провода:

2.5 Расчёт изоляторов и линейной арматуры

Для промежуточных опор выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд в нормальном режиме осуществляется при наибольшей нагрузке и при среднеэксплуатационных условиях.

При наибольшей нагрузке:

$$2,5(n_{\phi} \cdot \gamma_{\text{НБ}} \cdot F_{\text{ПР}} \cdot l_{\text{ВЕС}} + G_{\Gamma}) \leq P ,$$

где n_{ϕ} – число проводов в расщепленной фазе;

$l_{\text{вес}}$ – весовой наибольший пролет ВЛ, м;

G_{Γ} – средний вес гирлянды изоляторов, Н;

P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, Н.

Определяем длину весового пролета:

$$l_{\text{вес}} = 1,25 \cdot l_{\Gamma\text{АБ}} = 1,25 \cdot 219,43 = 274,29 \text{ м}$$

При наибольших нагрузках:

$$2,5(n_{\phi} \cdot \gamma_{\text{НБ}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) = 2,5(1 \cdot 0,201 \cdot 136,8 \cdot 274,29 + 400) = 19,860 \text{ кН.}$$

При среднеэксплуатационных условиях:

$$5(n_{\phi} \cdot \gamma_{\text{п}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) = 5(1 \cdot 0,034 \cdot 136,8 \cdot 274,29 + 400) = 8,379 = \text{кН.}$$

В аварийном режиме на гирлянды изоляторов действуют весовые нагрузки от проводов и самой гирлянды, а также редуцирование тяжения:

$K_{\text{рд}}$ - коэффициент редукации, равный 0,4;

$T_{\text{НБ}} = n_{\phi} \cdot \sigma \cdot F_{\text{пр}}$ - тяжение,

Т.к. по расчету провода на прочность определяющими условиями является, режим наибольших нагрузок, следовательно $\sigma_{сз} = 135 \text{ (Н/мм}^2\text{)}$.

В аварийном режиме:

$$2\sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot \gamma_{п} \cdot F_{пр} \cdot l_{вес}}{2} + G_{г}\right)^2 + (k_{рд} \cdot T_{нб})^2} =$$

$$= 2\sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,034 \cdot 136,8 \cdot 274,29}{2} + 400\right)^2 + (0,4 \cdot 1 \cdot 135 \cdot 136,8)^2} = 10,070 \text{ кН.}$$

Сравнение полученных значений нормативных нагрузок показывает, что в данном случае выбор изоляторов для поддерживающей гирлянды должен производиться по наибольшим значениям.

Выбираем подвесной стеклянный тарельчатый высоковольтный изолятор ПСВ-70А, [3, табл. 1.7], прозрачность стекла позволяет легко обнаружить при внешнем осмотре мелкие трещины и различные внутренние дефекты, применение стеклянных изоляторов позволяет отказаться от проведения профилактических испытаний гирлянд под напряжением. Технические характеристики выбранного изолятора представлены в таблице 11, сцепная арматура приведена в таблице 12.

Таблица 11– Технические характеристики изолятора ПСВ-70А

Механическая разрушающая сила, кН	Диаметр тарелки D, мм	H, мм	Длина пути утечки, мм	Масса, кг
70	280	146	442	5,6

Маркировка изолятора ПСВ-70А

П – подвесной;

С – стеклянный;

В-с увеличенным вылетом ребра

70 – Механическая разрушающая сила, кН.

Таблица 12 - Сцепная арматура изолятора ПСВ-70А

Обозначение	Наименование	Масса, кг	Высота, м
СР-7-16	Серьга сцепная	0,44	0,032
ПГН-2-6	Зажим поддерживающий глухой	0,32	0,0765
У1-7-16	Однолапчатые ушки	0,62	0,077
КГП-7-1	Узлы крепления	1,10	0,066
	Сумма	2,48	0,252

Для определения количества изоляторов в гирлянде вычислим длину пути утечки всей конструкции:

$$L = \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot k = 2,5 \cdot 126 \cdot 1,05 = 346,5 \text{ см}$$

где k – коэффициент использования изоляционных конструкций

[2, п. 1.9.44];

$$k = k_{\text{И}} \cdot k_{\text{К}} = 1,1 \cdot 1 = 1,1$$

$\lambda_{\text{э}}$ - эффективная длина пути утечки [2, табл. 1.9.1].

Количество изоляторов определяется по формуле:

$$n = \frac{L}{L_{\text{И}}} = \frac{346,5}{44,2} = 7,839 \approx 8$$

Длина поддерживающих гирлянд изоляторов вместе с арматурой:

$$\lambda_{\text{И}} = n \cdot H = 8 \cdot 0,146 = 1,160 \text{ м};$$

$$H = H_{\text{И}} + H_{\text{ар}} = 1,160 + 0,252 = 1,420 \text{ м},$$

где $H_{\text{И}}$ - высота изолятора;

$H_{\text{ар}}$ - высота арматуры.

Масса гирлянды вместе с арматурой:

$$G_{\Gamma} = (n \cdot m_{\text{И}}) + m_{\text{ар}} = (8 \cdot 5,6) + 2,48 = 47,28 \text{ кг},$$

где $m_{\text{И}}$ - масса изолятора;

$m_{\text{ар}}$ - масса арматуры.

Изображение подвесной гирлянды изолятора ПСВ-70А с арматурой представлен в Приложении А.

Для троса на промежуточных опорах выбираем такие же изоляторы, как и для провода, типа ПСВ-70А, в количестве двух штук. И сцепную арматуру такого же типа. Рассчитаем длину гирлянды изоляторов вместе с арматурой:

$$\lambda_{\text{И}} = m \cdot H = 2 \cdot 0,146 = 0,292 \text{ м};$$

$$H = \lambda_{\text{И}} + H_{\text{ар}} = 0,254 + 0,292 = 0,544 \text{ м};$$

Рассчитаем массу гирлянды изоляторов вместе с арматурой:

$$G_{\Gamma} = (m \cdot m_{\text{И}}) + m_{\text{ар}} = (2 \cdot 5,6) + 2,48 = 13,68 \text{ кг}$$

2.6 Построение расстановочного шаблона

Для строящейся ВЛ 110 кВ рассчитаем и построим шаблон для расстановки промежуточных опор. Необходимо учесть следующие требования: принятый габарит не должен быть меньше, чем регламентируемый ПУЭ; нагрузка на опоры не должна превышать значений, принятых для опор соответствующих типов.

В пункте 2.3 был сделан вывод о том, что наибольшее провисание провода имеет место при наибольших нагрузках провода. При этом исходными условиями являются условия наибольших нагрузок ($\sigma_{нб}$, $\gamma_{нб}$, $t_{г}$), а искомые – габаритные условия ($\sigma_{габ}$, $\gamma_{п}$, t_{+}):

$$\sigma_{габ} - \frac{\gamma_{п}^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{габ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{п}^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{+} - t_{г}),$$

Числовые подстановки приводят к уравнению:

$$\sigma_{габ} - \frac{191300}{\sigma_{габ}^2} = -283,545$$

$$\sigma_{габ}^3 + 283,545 \cdot \sigma_{габ}^2 - 191300 = 0$$

Для вычисления $\sigma_{габ}$ воспользуемся методом Ньютона, тогда выражение для итерационного счета будет иметь вид:

$$\sigma_{габk+1} = \frac{\sigma_{габk}^2 \cdot (2 \cdot \sigma_{габk} + 283,545) + 191300}{\sigma_{габk} \cdot (3 \cdot \sigma_{габk} + 2 \cdot 283,545)},$$

Результаты итерационного процесса представлены в таблице 13

Таблица 13 – Результаты расчета напряжения в проводе при габаритных климатических условиях, Н/мм²

$\sigma_{\text{габ0}}$	$\sigma_{\text{габ1}}$	$\sigma_{\text{габ2}}$	$\sigma_{\text{габ3}}$	$\sigma_{\text{габ4}}$
135	78,33185	46,03566	30,41309	25,46362

Итак, $\sigma_{\text{габ}} = 74,403 \text{ Н/мм}^2$

Верхняя парабола – кривая максимального провисания провода строится по уравнению:

$$y = k_{\text{ш}} \left(\frac{x}{100} \right)^2,$$

где $k_{\text{ш}}$ – коэффициент шаблона, находится по формуле:

$$k_{\text{ш}} = \frac{\gamma_{\text{п}} \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma_{\text{габ}}} = \frac{0,034 \cdot 10^4}{2 \cdot 74,403} = 2,285$$

Тогда уравнение примет вид:

$$y = 2,285 \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2,$$

Средняя парабола (2) называется габаритной кривой. Она сдвинута по вертикали вниз от параболы (1) на расстояние, равное требуемому габариту Γ с запасом габарита на 0,3 м. Для ненаселенной местности значение Γ соответствует $\Gamma = 7$ [2. табл. 2.5.35].

$$h_{\text{габ}} = 7 + 0,3 = 7 + 0,3 = 7,3 \text{ м}$$

Нижняя парабола (3) называется земляной кривой. Ее строят, чтобы правильно накладывать шаблон на профиль трассы без измерения высоты

подвеса провода на опорах h_0 . Кривая (3) сдвинута относительно кривой (1) на расстояние:

$$h_0 = H_{\text{ТР}}^{\text{НЖ}} - \lambda_{\text{П}} = 19 - 1,45 = 17,58 \text{ (м)}$$

Таблица 14 - Результаты расчетов

X, м	y1	y2	y3
-245	13,71484	6,414837	-3,86516
-200	9,139416	1,839416	-8,44058
-150	5,140922	-2,15908	-12,4391
-100	2,284854	-5,01515	-15,2951
-50	0,571214	-6,72879	-17,0088
0	0	-7,3	-17,58
50	0,571214	-6,72879	-17,0088
100	2,284854	-5,01515	-15,2951
150	5,140922	-2,15908	-12,4391
200	9,139416	1,839416	-8,44058
245	13,71484	6,414837	-3,86516

На готовом шаблоне указываем габаритный и весовой пролеты.

Полученный в результате расчетов шаблон для расстановки опор по продольному профилю трассы представлен на рисунке 4.

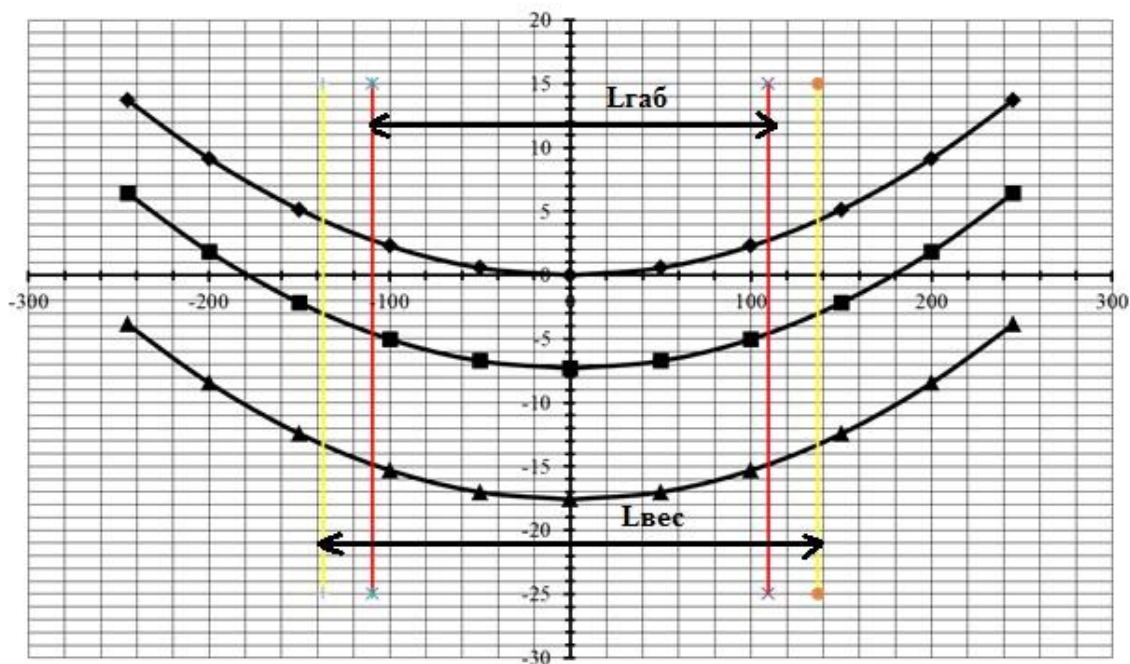


Рисунок 4 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

2.7 Расчет грозозащитного троса

Согласно [1, п. 2.5.79] минимальное сечение троса для ВЛ 110 кВ и выше – 50 мм^2 . В качестве грозозащитного троса примем МЗ-В-ОЖ-Н-Р ф9,2 сечением $57,6 \text{ мм}^2$, смонтирован на опоре типа П110-6В и имеет высоту от границы верхней траверсы до вершины тросостойки 4 м. Технические данные троса приведены в таблице 15.

Длина гирлянды изоляторов – $\lambda_{\text{п}}=1,42 \text{ м}$, $\lambda_{\text{т}}=0,544 \text{ м}$;

Таблица 15 - Технические характеристики троса

Параметры	МЗ-В-ОЖ-Н-Р ф9,2
Действительная площадь поперечного сечения, мм^2	57,6
Масса смазанного каната, кг/км	544
Диаметр троса, мм	9,2

Температурный коэффициент линейного расширения [1, табл. 2.5.8]:

$$\alpha_T = 12 \cdot 10^{-6} (\text{град}^{-1}),$$

Модуль продольной упругости троса [1, табл. 2.5.8]:

$$E_T = 18,5 \cdot 10^4 \text{ Н/мм}^2;$$

Значения температур:

$$t_T = -10 \text{ }^\circ\text{C}, t_- = -59 \text{ }^\circ\text{C}, t_+ = 27 \text{ }^\circ\text{C}, t_{CT} = -13,2 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Допускаемые напряжения в тросе [2, табл. 2.5.7]:

$$\sigma_T = 1770 \text{ Н/мм}^2,$$

$$l_{\text{габ}} = 219,43 \text{ м} \quad f_{\text{п габ}} = 1,516 \text{ м}$$

Рассчитаем защитный угол проводов траверсы на опоре:

$$\alpha_{\text{пв}} = \arctg \frac{D_B}{H_{TC} + \lambda_{\text{п}} - \lambda_T} = \arctg \frac{2,10}{4 + 1,42 - 0,292} = 22,27^\circ,$$

где D_B - длина верхней траверсы опоры, м;

H_{CB} высота тросостойки, м.

$$\alpha_{\text{пс}} = \arctg \frac{D_C}{H_{CB} + H_{TC} + \lambda_{\text{п}} - \lambda_T} = \arctg \frac{4,2}{6 + 4 + 1,42 - 0,292} = 20,678^\circ$$

где D_C - половина длины средней траверсы опоры, м;

H_{CB} высота опоры между средней и верхней траверсами, м.

Защитный угол меньше 30 градусов. Требования ПУЭ выполняются.

Рассчитываем удельные нагрузки, действующие на трос:

Постоянно действующая нагрузка от собственного веса троса:

$$P_{\tau} = M_{\tau} \cdot g \cdot 10^{-3} = 544 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 5,331 \text{ Н/м},$$

где M_{τ} – масса троса, кг/км,

g – ускорение свободного падения, м/с²

$$\gamma_{\tau} = \frac{P_{\tau}}{F_{\tau}} = \frac{5,331}{57,6} = 0,093 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где F_{τ} – сечение троса.

2.7.1. Нормативные нагрузки

1. Нормативная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр троса

$$P_{\text{гп}}^{\text{H}} = \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_3 \cdot (d_{\text{п}} + K_i \cdot K_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3};$$

K_i , K_d – коэффициенты, учитывающие изменения толщины стенки гололеда по высоте и в зависимости от диаметра провода, определяются по таблице 2.5.4 [2].

$$K_d = 1, K_i = 1;$$

$$P_{\text{гп}}^{\text{H}} = \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_3 \cdot (d_{\tau} + K_i \cdot K_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = 3,14 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 20 \cdot (9,2 + 1 \cdot 1 \cdot 20) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 16,182 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\text{гп}}^{\text{H}} = \frac{P_{\text{гп}}^{\text{H}}}{F_{\tau}} = \frac{16,182}{57,6} = 0,281 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2. Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр троса (трос, свободный от гололеда):

Данная нагрузка соответствует ветровому давлению атмосферного перенапряжения.

$$W_a = 0,06 \cdot W, \text{ но не менее } 50 \text{ Па [1, п. 2.5.73],}$$

$$W_a = 0,06 \cdot 800 = 48 \text{ Па} < 50 \text{ Па}$$

Принимаем $W_a = 50 \text{ Па}$ [1, п. 2.5.52]:

Тогда:

$$P_{W_T}^H = \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = 0,7 \cdot 1,05 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 9,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0,725 \text{ Н/м};$$

где α_w – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ и зависящий от ветрового давления. Определяется согласно [2, п. 2.5.52] $\alpha_w = 0,7$;

K_L – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку. Определяется согласно [1, п. 2.5.52] $K_L = 1$;

K_w – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности. Определяется согласно [2, п. 2.5.52]. Местность категории В, $K_w = 1,25$;

C_x – коэффициент лобового сопротивления. Для тросов, свободных от гололеда диаметром менее 20 мм $C_x = 1,2$ согласно [2, п. 2.5.52];

F – площадь продольного диаметрального сечения троса, мм^2 , $F = d_T \cdot 10^{-3}$;

φ – угол между направлением ветра и осью ВЛ, для упрощения расчетов примем равным 90° ;

$$\gamma_{W_T}^H = \frac{P_{W_T}^H}{F_T} = \frac{0,725}{57,6} = 0,013 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

3. Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра (трос с гололедом) на один метр троса:

$$P_{\text{Вт}}^{\text{H}} = \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot W \cdot 0,25 \cdot F \cdot \sin^2 \varphi =$$

$$= 0,7 \cdot 1,05 \cdot 1,25 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 0,25 \cdot 0,049 \cdot 1 = 0,969 \text{ Н/м},$$

где $C_x = 1,2$ – для всех проводов и тросов, покрытых гололедом, согласно [2, п. 2.5.52];

$$F = (d_{\text{п}} + 2 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_y) \cdot 10^{-3} = (9,2 + 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 20) \cdot 10^{-3} = 0,049 \text{ м}^2;$$

$$b_y = b_3 = 20 \text{ мм};$$

$$\gamma_{\text{Вт}}^{\text{H}} = \frac{P_{\text{Вт}}^{\text{H}}}{F_{\text{T}}} = \frac{0,969}{57,6} = 0,017 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.7.2. Расчетные нагрузки

1. Расчетная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр троса:

$$P_{\text{гр}} = P_{\text{гр}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{пр}} \cdot \gamma_{\text{р}} \cdot \gamma_{\text{ф}} \cdot \gamma_{\text{д}} = 16,182 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,5 = 12,946 \text{ Н/м};$$

где $\gamma_{\text{пр}} = 1$ – коэффициент, надежности и ответственности, принимаемый согласно [2, п. 2.5.52];

$\gamma_{\text{р}} = 1$ – региональный коэффициент, значение которого принимается на основании опыта эксплуатации и указывается в задании на проектирование ВЛ, согласно [2, п. 2.5.52];

$\gamma_{\text{ф}} = 1,6$ – коэффициент, надежности по гололедной нагрузке, принимаемый 1,6 для районов по гололеду III и выше;

$\gamma_{\text{д}} = 0,5$ – коэффициент условий работы.

$$\gamma_{\text{гр}} = \frac{P_{\text{гр}}}{F_{\text{T}}} = \frac{12,946}{57,6} = 0,225 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2;$$

2. Расчетная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр троса (трос, свободный от гололеда):

$$P_{WТ} = P_{WТ}^H \cdot \gamma_{пв} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,725 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 0,877 \text{ Н/м};$$

где $\gamma_{пв} = 1,1$ – коэффициент, надежности и ответственности, принимаемый согласно [2, п. 2.5.52];

$\gamma_p = 1$ – региональный коэффициент, значение которого принимается на основании опыта эксплуатации и указывается в задании на проектирование ВЛ, согласно [2, п. 2.5.52];

$\gamma_f = 1,1$ – коэффициент, надежности по ветровой нагрузке;

$$\gamma_{WТ} = \frac{P_{WТ}}{F_T} = \frac{0,877}{57,6} = 0,015 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2;$$

3. Расчетная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр троса (трос с гололедом):

$$P_{WТТ} = P_{WТТ}^H \cdot \gamma_{пв} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,969 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 1,172 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{WТТ} = \frac{P_{WТТ}}{F_T} = \frac{1,172}{57,6} = 0,02 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2;$$

2.7.3. Результирующие нагрузки

1. Результирующая нагрузка от массы троса и массы гололеда:

$$P_{\Sigma 1} = P_T + P_{гт} = 12,946 + 5,331 = 18,277 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{P_{\Sigma 1}}{F_T} = \frac{18,277}{57,6} = 0,317 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2;$$

2. Результирующая нагрузка от собственной массы троса и давления ветра:

$$P_{\Sigma 2} = \sqrt{P_T^2 + P_{WT}^2} = \sqrt{5,331^2 + 0,877^2} = 5,403 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{P_{\Sigma 2}}{F_T} = \frac{5,403}{57,6} = 0,094 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2;$$

3. Результирующая нагрузка от массы троса с гололедом и давления ветра:

$$P_{\Sigma 3} = \sqrt{P_{\Sigma 1}^2 + P_{WT}^2} = \sqrt{18,277^2 + 1,172^2} = 18,314 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{P_{\Sigma 3}}{F_T} = \frac{18,314}{57,6} = 0,318 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2;$$

В таблицах 16 и 17 приведены нагрузки, действующие на трос,

Таблица 16– Нагрузки, действующие на трос

Название	Нормативная	Расчетная	Удельная
Постоянно действующая нагрузка от собственной массы троса		5,331	0,093
Нагрузка от массы гололедных отложений на 1м троса	16,182	12,946	0,281
Нагрузка от давления ветра на 1м троса (трос, свободный от гололеда)	0,725	0,877	0,015
Нагрузка от давления ветра на 1м троса (трос с гололедом)	0,969	1,172	0,020

Таблица 17 – Результирующие нагрузки на трос

Название	Расчетная нагрузка	Удельная нагрузка
Результирующая нагрузка 1	18,277	0,317
Результирующая нагрузка 2	5.403	0,094
Результирующая нагрузка 3	18,314	0,318

Таким образом, при сравнении значений результирующих нагрузок видно, что наибольшая – это нагрузка, действующая от массы провода с гололедом и давления ветра. Следовательно, в дальнейших расчетах принимаем, что $\gamma_{нб} = \gamma_{\Sigma 3}$.

Расстояние по вертикали между проводом и тросом в середине пролета не должно быть меньше нормируемого [2], однако там не указаны расстояния для промежуточных значений пролетов. Поэтому для длин пролетов, которые не превышают 1000 метров, расстояние между тросом и проводом будет рассчитано для максимального значения пролета $l_{\max} = 1,25 \cdot l_{\text{таб}} = 1,25 \cdot 219,43 = 274,3$ метров по эмпирической формуле:

$$z_{\text{т}} = 4 + 0,015 \cdot (l_{\max} - 200) = 4 + 0,015 \cdot (274,3 - 200) = 5,114 \text{ м};$$

Стрела провисания троса находится по формуле:

$$f_{\text{та}} = f_{\text{п}} + \lambda_{\text{п}} + H_{\text{тс}} - \lambda_{\text{т}} - z = 1,516 + 1,420 + 4 - 0,544 - 5,114 = 1,278 \text{ м};$$

Предполагается обеспечивать разность между стрелами провисания троса и провода 1,5 м, согласно с условиями исключения прорыва тросовой защиты грозowymi разрядами.

Произведем проверку:

$$f_{\text{п}} - f_{\text{та}} = 1,516 - 1,278 = 0,238 \text{ м} - \text{условие не выполняется.}$$

увеличим Z_{T} на 1,270 м, тогда $z_{\text{T}} = 5,114 + 1,270 = 6,384 \text{ м}$;

Стрела провисания троса находится по формуле:

$$f_{\text{та}} = 1,278 - 1,270 = 0,008 \text{ м};$$

Произведем проверку

$$f_{\text{п}} - f_{\text{та}} = 1,516 - 0,008 = 1,508 \text{ м} - \text{условие выполняется.}$$

Наряду с этим защитный угол троса в середине пролета при не отклонённых ветром положениях троса и верхнего провода составляет:

$$\alpha_{\text{ТСП}} = \arctg \frac{D_{\text{В}}}{z_{\text{T}}} = \arctg \frac{2,1}{6,077} = 18,208^{\circ} < \alpha_{\text{ПВ}} = 20,186^{\circ},$$

т.е. видно, что оказывается меньше, чем на опоре, что и необходимо для эффективной защиты провода в пролете.

Из-за возможности смещения точек крепления троса, имеющего изолированную подвеску, оперирует длиной приведенного пролета.

$$l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot l_{\text{таб}} = 0,9 \cdot 219,43 = 197,487 \text{ м}$$

Вычислим напряжение в тросе, обеспечивающее получение максимальной стрелы провисания.

$$\sigma_{\text{та}} = \frac{\gamma_{\Sigma 2} \cdot l_{\text{пр}}^2}{8 \cdot f_{\text{та}}} = \frac{0,094 \cdot 138,099^2}{8 \cdot 0,376} = 57,230 \text{ кН/мм}^2;$$

Проверим трос на механическую прочность, рассмотрев режим наибольших нагрузок.

Составим и решим основное уравнение состояния.

Исходные условия: $\gamma_{\Sigma 2та}$, t_a , $\sigma_{та}$

Искомые условия: $\gamma_{\Sigma 3та}$, t_r , $\sigma_{нб}$

Тогда уравнение состояния для проверки троса будет иметь вид:

$$\sigma_{\text{тнб}} - \frac{\gamma_{\Sigma 3}^2 E_{\text{тлпр}}^2}{24\sigma_{\text{тнб}}^2} = \sigma_{\text{та}} - \frac{\gamma_{\Sigma 2}^2 E_{\text{тлпр}}^2}{24\sigma_{\text{та}}^2} + \alpha_{\text{т}} E_{\text{т}} (t_a - t_r);$$

$$\sigma_{\text{тнб}} - \frac{30400000}{\sigma_{\text{тнб}}^2} = 57230$$

$$\sigma_{\text{тнб}}^3 - 57230\sigma_{\text{тнб}}^2 - 30400000 = 0.$$

В таблице 18 – приведены результаты расчетов напряжений в грозозащитном тросе при условии возникновения наибольшей механической нагрузки, Н/мм²

Таблица 18 – напряжения в грозозащитном тросе при наибольшей механической нагрузки, Н/мм²

σ_0	σ_1	σ_2	σ_3	σ_4	σ_5
1770	870,491	387,393	184,440	89,660	43,766

Окончательный результат показывает, что напряжение в тросе не превышает допустимое значение, следовательно трос МЗ-В-ОЖ-Н-Р ф 9,2 проходит.

3 Реконструкция подстанции

Реконструкция подстанции заключается в замене трансформаторов с учётом новой мощности. И замена выключателей на стороне 110 кВ и 10кВ.

3.1 Выбор и проверка трансформатора

При отсутствии информации о графике нагрузки выбор трансформаторов ведется по упрощенной схеме, а именно по перегрузке в послеаварийном режиме, т.е:

$$S_{T \text{ расч}} = \frac{P_{\max} \cdot K_{1-2}}{k_{\text{пер}} \cdot \cos \varphi \cdot (n-1)},$$

где n – количество трансформаторов;

K_{1-2} – коэффициент участия потребителей 1-ой и 2-ой категорий в относительных единицах, при $K_k > 0$ для всех подстанций принимается

$$K_{1-2} = 1$$

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора, его значение для трансформаторов при температуре охлаждающего воздуха 20°C для систем охлаждения М, Д, ДЦ $k_{\text{пер}} = 1,4$ [2, табл. 5.12], $k_{\text{пер}} = 1,4$ для автотрансформатора при температуре 25 °С при продолжительности перегрузки 1,0 ч.;

P_{\max} – активная мощность потребителей в режиме максимальных нагрузок;

$\cos \varphi = 0,8$ – коэффициент мощности.

$$S_{\text{расч.т}} = \frac{k_{1-2} \cdot P_{\max}}{k_{\text{пер}} \cdot \cos \varphi \cdot (n_{\text{ц}} - 1)} = \frac{42 \cdot 1}{1,4 \cdot 0,8 \cdot (2 - 1)} = 37,5 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор согласно [2]

В таблице 19 приведены параметры выбранного трансформатора.

Таблица 19 – Параметры трансформатора ТРДН-63000/110

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Каталожные данные					Расчетные данные			
	$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
	ВН	НН							
63	115	10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410

Учитывая, что мы выбираем трансформатор для района крайнего севера с высокими низкими температурами, согласно [28] выбираем трансформаторное масло III класса с температурой застывания -60 С.

3.2 Расчет трехфазного короткого замыкания на шинах 110 и 10 кВ в относительных единицах

Схема электрической сети и ее схема замещения приведены на рисунках 5 и 6.

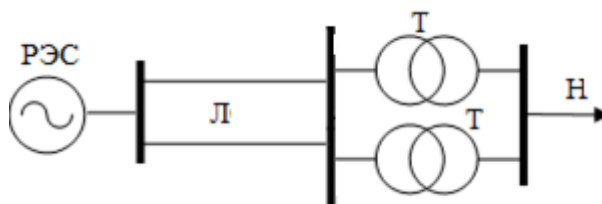


Рисунок 5 – схема электрической сети

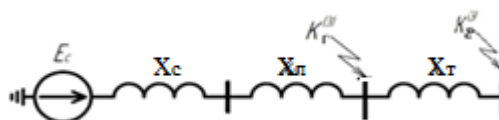


Рисунок 6 – схема замещения

Имеем две ступени напряжения: I – 115; II – 10,5.

Принимаем базисную мощность $S_0 = 1000$ МВА и базисные напряжения:

$$U_{6I} = 115; U_{6II} = 10,5;$$

Рассчитываем базисные токи:

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{6I}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02; \quad I_{6II} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{6II}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА.}$$

Электроэнергетическая система (РЭС):

$$E_{*c} = \frac{E_c}{U_{6I}} = \frac{121}{115} = 1,052;$$

$$x_{*c} = \frac{E_c^2}{S_{кз}^{(3)}} \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2} = \frac{121^2}{6100} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,181.$$

Воздушная линии электропередачи:

$$x_{*л} = x_{л} \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 9,394 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,710;$$

Трансформаторы Т (складываем //):

$$x_{*Т} = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{S_6}{2S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{2 \cdot 63} = 0,833;$$



Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

1. Преобразуем схему, сворачивая ее к точке $K_1^{(3)}$:

$$x_{*1} = x_{*c} + x_{*л} = 0,181 + 0,710 = 0,891.$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п,0} = \frac{E_{*c}}{x_{*1}} \cdot I_{61} = \frac{1,052}{0,891} \cdot 5,02 = 5,927 \text{ кА};$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,927 \cdot 1,72 = 14,417 \text{ кА},$$

где $k_{уд}=1,72$ [9, стр. 34].

2. Преобразуем схему, сворачивая ее к точке $K_2^{(3)}$:

$$x_{*2} = x_{*c} + x_{*л} + x_{*т} = 0,181 + 0,710 + 0,833 = 1,724.$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п,0} = \frac{E_{*c}}{x_{*2}} \cdot I_{6П} = \frac{1,052}{1,724} \cdot 54,986 = 33,553 \text{ кА};$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 33,553 \cdot 1,85 = 87,785 \text{ кА}.$$

где $k_{уд}=1,85$ [7, стр. 23].

3.3 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ и 10 кВ

Выбор выключателей осуществляется:

1. По напряжению установки;
2. По длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном}$,
3. По отключающей способности:

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию $I_{п,\tau} \leq I_{отк,ном}$.

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ $i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{норм}} I_{\text{отк,ном}} / 100$,

где $i_{a,\text{ном}}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ; аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ; τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = \tau_{z,\text{min}} + \tau_{c,\text{в}};$$

здесь $\tau_{z,\text{min}} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$\tau_{c,\text{в}}$ – собственное время отключения выключателя.

$\beta_{\text{норм}}$ – допустимое содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения в %.

4. На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{п,0} \leq I_{\text{дин}}; i_y \leq i_{\text{дин}},$$

где $i_{\text{дин}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

5. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

где $B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a)$ – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$I_{\text{тер}}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости

Пример расчёта выключателя:

Выбираем элегазовый выключатель ВРС-110-40/3150, собственное время отключения которого $t_{\text{с.в.}}=0,032$ с. [7].

1 По напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad 110 \leq 110$$

2 По длительному току $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$,

Рассчитываем максимальный ток :

$$I_{\text{норм}} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{\text{бШ}}} = \frac{42000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 243 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3} U_{\text{бШ}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331 \text{ А}$$

Номинальный ток выключателя

$$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$$

$$243 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}; \quad 331 \text{ А} \leq 2500 \text{ А},$$

3. По отключающей способности:

Проверка на симметричный ток отключения

$$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк,ном}}$$

Так как энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно, можно считать, что $I_{\text{п,т}} = I_{\text{п,0}} = 5,927$ кА .

Номинальный ток отключения:

$$I_{\text{отк ном}} = 31,5 \text{ кА}$$

$$5,927 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$$

Проверка на отключение аperiodической составляющей тока КЗ

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{НОМ}},$$

$$i_{a,\text{НОМ}} = \sqrt{2} \beta_{\text{НОРМ}} I_{\text{ОТК,НОМ}} / 100$$

Расчетное время для выключателя с учетом времени срабатывания релейной защиты:

$$\tau = t_{\text{ОТК}} = \tau_{\text{с,в}} + \tau_{\text{з,мин}} = 0,03 + 0,01 = 0,04 \text{ с.}$$

$\beta_{\text{НОРМ}}$ – допустимое содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения в %, которое определяется по рисунку.8 при $\tau = 0,04 \text{ с}$ $\beta_{\text{НОРМ}} = 40\%$

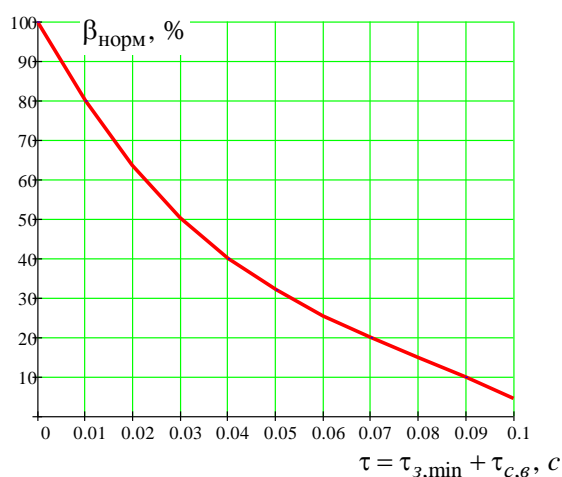


Рисунок 8. Зависимость $\beta_{\text{НОРМ}} = f(\tau)$

Аperiodическая составляющая тока КЗ к моменту времени $t = \tau = 0,04 \text{ с}$ определяется как

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{\text{п,0}} e^{-t/T_a} = \sqrt{2} \cdot 5,927 \cdot e^{-0,04/0,03} = 2,209 \text{ кА},$$

где e^{-t/T_a} определяется при $T_a = 0,03 \text{ с}$ [7, стр. 23].

$$\sqrt{2} I_{\text{п,\tau}} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,927 + 2,209 = 10,591 \text{ кА}$$

$$\sqrt{2}I_{\text{отк.ном}}(1+\beta_{\text{H}}/100)=\sqrt{2}\cdot 40(1+40/100)=79,196 \text{ кА}$$

$$10,591 \leq 79,196$$

4. Проверка на электродинамическую стойкость.

$$I_{\text{п},0} \leq I_{\text{дин}}; i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}},$$

$$5,927 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}; 14,417 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА},$$

5. Проверка на термическую стойкость выключателя

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п},0}^2 (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) = 5,927^2 \cdot (0,03 + 0,03) \cdot 10^3 = 2108 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2108 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Выбор разъединителя осуществляется:

1. По напряжению установки;

2. По длительному току $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}},$

3. По электродинамической стойкости

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$$

4. Проверка на термическую стойкость выключателя

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

Выключатели выбираем согласно [12]

Пример расчета разъединителя:

1. По напряжению установки;

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad 110 \leq 110$$

2. По длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad 331 \text{ A} \leq 1000 \text{ A}$$

3. По электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{дин}$$

$$14,417 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

4. Проверка на термическую стойкость выключателя

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

$$2108 \text{ кА} \leq 3969 \text{ кА}$$

Разъединители выбираем согласно [13]

Результаты расчётов по выбору выключателя и разъединителя на стороне 110 кВ и 10 кВ занесены в таблицы 20 и 21.

Таблица 20 – Выключатели и разъединители 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель	Разъединитель
		ВРС-110-40/4000	РНД-110/1000 У1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$

Продолжение таблицы 20

$I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\max} = \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3}U_{\text{бШ}}} =$ $= \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 331 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$	$I_{\text{п,т}} = 5,927 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТК НОМ}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,НОМ}}$	$i_{\text{а,т}} = 0,417 \text{ кА}$	-	-
$\sqrt{2}I_{\text{п,т}} + i_{\text{а,т}} \leq$ $= \sqrt{2}I_{\text{ОТК.НОМ}} \cdot$ $\cdot (1 + \beta_{\text{Н}} / 100)$	$\sqrt{2}I_{\text{п,т}} + i_{\text{а,т}} =$ $= \sqrt{2} \cdot 5,927 + 0,417 =$ $= 8,799 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{ОТК.НОМ}} (1 + \beta_{\text{Н}} / 100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 31,5 (1 + 40 / 100) =$ $= 62,367 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{ДИН}}$	$I_{\text{п,0}} = 5,927 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{ДИН}}$	$I_{\text{у}} = 14,417 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}} = 2108 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 2 =$ $= 3200 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 4 =$ $= 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 21 – Выключатели и разъединители 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		ВРС-10-40/3150	Разъединитель РВР-10/4000 УЗ
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}}$	$I_{\max} = \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3}U_{\text{бШ}}} =$ $= \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3468,2 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 4000 \text{ А}$

Продолжение таблицы 21

$I_{п,\tau} \leq I_{НОМ.ОТКЛ}$	$I_{п,\tau} = 33,553 \text{ кА}$	$I_{ОТК НОМ} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{а,\tau} \leq i_{а,НОМ}$	$i_{а,\tau} = 3,895 \text{ кА}$	-	-
$\sqrt{2}I_{п,\tau} + i_{а,\tau} \leq$ $= \sqrt{2}I_{ОТК.НОМ} \cdot$ $\cdot (1 + \beta_H / 100)$	$\sqrt{2}I_{п,\tau} + i_{а,\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 33,553 + 3,895 =$ $= 51,346 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{ОТК.НОМ} (1 + \beta_H / 100) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 (1 + 40 / 100) =$ $= 79,196 \text{ кА}$	-
$I_{п,0} \leq I_{дин}$	$I_{п,0} = 33,553 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{дин}$	$I_y = 87,785 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 180 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_k = 118,209 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 2 =$ $= 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 71^2 \cdot 1 =$ $= 5041 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности и успешности проекта.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

технико-экономическое обоснование проекта;

планирование проекта;

расчет бюджета проекта;

Оценка уровня проекта.

4.1 Технико-экономическое обоснование проекта

Актуальность данного проекта в том, что реконструкция внешнего электроснабжения позволяет повысить пропускную способность линии, замена физически и морально устаревшего оборудования.

Данный проект выполняется для снабжения электроэнергией горно-обогатительного предприятия Наталкинского месторождения в Магаданской области. Разработка проекта выполняется руководителем проекта и проектировщиком.

В данном проекте сильными сторонами является: обеспечение пропускной способности линии электропередач, с учётом в что в дальнейшем предприятие планирует увеличение мощности; установка современного силового оборудования. К слабой стороне можно отнести капиталовложения на реализацию данного проекта.

4.2 Планирование проектных работ

Для выполнения работы собирается рабочая группа из двух человек, в которую входят научный руководитель (НР) и проектировщик(П). Далее составляется поэтапный перечень всех работ, выбирается оптимальное время их исполнения в рабочих днях и количество задействованных в работе человек. Распределение работ заполняем в таблицу 22.

Таблица 22 - Длительность этапов проектирования и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ работы	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Ознакомление с технической документацией и литературой	2	Ознакомление с технической документацией	Проектировщик

Продолжение таблицы 22

	3	Подбор литературы	Проектировщик
	4	Календарное планирование работ	Руководитель проекта
Электрический расчет линии 110кВ и выбор электротехнического оборудования подстанции для электропитания КНС.	5	Описание электрической схемы подстанции.	Проектировщик
	6	Выбор и параметры электротехнического оборудования подстанции	Проектировщик , руководитель проекта
Электрический расчет линии 110 кВ.	7	Выбор сечения проводов.	Проектировщик , руководитель проекта
Механический расчет линии 110кВ.	8	Расчет нагрузок действующих на провода, выбор опор, выбор арматуры и т.д.	Проектировщик , руководитель проекта
Технико-экономическое обоснование проекта	9	Технико-экономическое обоснование проекта	Проектировщик
Разработка технической документации	10	Составление пояснительной записки	Руководитель проекта, Проектировщик
	11	Составление принципиальных электрических схем	Проектировщик
	12	Оформление чертежей Сдача проекта	Руководитель проекта, Проектировщик

4.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ

Основную часть стоимости разработки обычно составляют трудовые затраты. Следовательно, определение трудоемкости работ всех участников проекта очень важно.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$ используется следующая формула:

$$t_{\text{ожі}} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{maxi}}}{5},$$

где $t_{\text{ожі}}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{p_i} = \frac{t_{\text{ожі}}}{\text{Ч}_i},$$

где T_{p_i} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{\text{ожі}}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

Ч_i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Полученные данные заносим в соответствующий столбец таблицы 23.

Таблица 23 - Календарный график

Название работы	Трудоёмкость работ			Численность исполнителей $Ч_i$	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ожг}$, чел-дни		
Разработка технического задания	5	8	5	1	5
Ознакомление с технической документацией и литературой	10	15	12	2	6
Электрический расчет линии 110кВ и выбор электротехнического оборудования подстанции.	10	15	12	2	6
Электрический расчет линии 110 кВ.	25	35	30	2	15
Механический расчет линии 110кВ.	25	40	34	2	17
Технико-экономическое обоснование проекта	5	15	9	1	9
Разработка технической документации	40	70	52	2	26

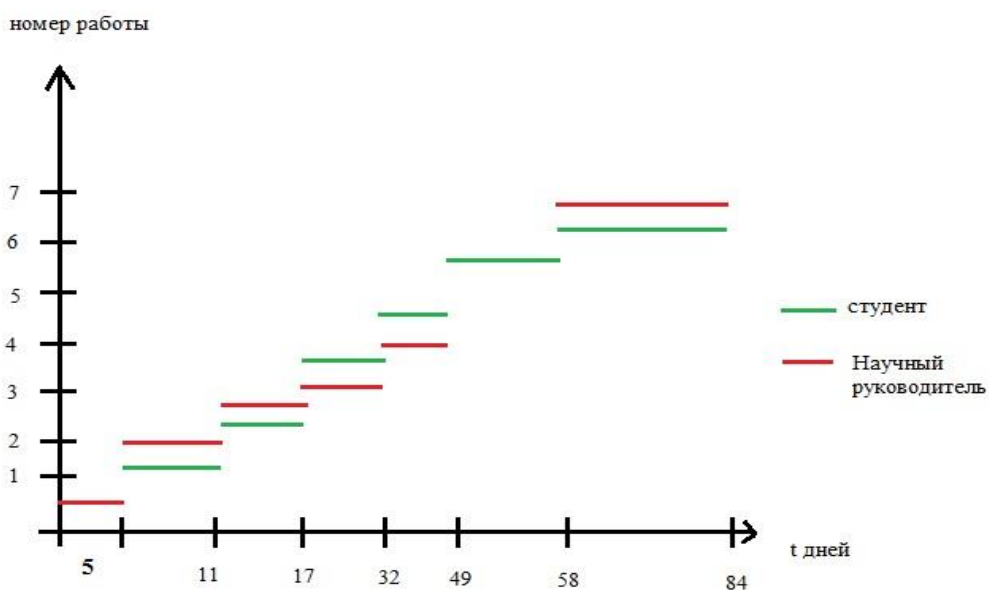


Рисунок 9 – Диаграмма Ганта

4.3 Смета затрат на проектирование

4.3.1 Материальные затраты

Материальные затраты являются основными затратами на реализацию работы. Они отражают стоимость приобретенных материалов, которые входят в состав продукции и необходимых компонентов для осуществления работы.

Так как данное исследование выполняется на базе ТПУ материальные затраты состоят из расходов на канцелярию. Результаты расчетов канцелярских расходов представлены в таблице 24.

Таблица 24 - Канцелярские расходы

№	Наименование изделия	Количество (ед. штук, упаковок)	Цена единицы изделия, руб.	Общая стоимость изделия, руб.
1	бумага обычная	4	300	1200
2	ручки и карандаши	10	50	500
3	бумага для печати	4	50	200
4	скобы для степлера	4	25	100
Итого:				2000

4.3.2 Расчет заработной платы

Расходы по оплате труда определяются исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов.

Дополнительная заработная плата исполнителей равна 8 % от основной заработной платы, а также зарплата зависит от географического места работы.

$$Z_{зп} = (Z_{осн} + Z_{доп}) \cdot 1,3,$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (8 % от $Z_{\text{осн}}$),

1,3 – коэффициент для г. Томска.

Расчет заработной платы представлен в таблице 25.

Таблица 25 - Расчет заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р. раб.}}$ дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб	$Z_{\text{зп}}$, руб
Проектировщик	10000	460	86	39600	5900	45500
Руководитель- проектировщик	20000	910	84	76400	11500	87900
Итого $Z_{\text{зп}}$	133 400 рублей					

4.3.3 Отчисления в социальные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды - это обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Отчисления во внебюджетные фонды определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot Z_{\text{зп}},$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%.

Итого по отчислениям во внебюджетные фонды:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot Z_{\text{зп}} = 133,400 \cdot 0,3 = 40 \text{ тыс.рублей}$$

Таблица 26 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	З _{зп} , руб,	З _{внеб} ,руб
Проектировщик	45500	13 650
Руководитель	87900	26 350
Итого		40 000

4.3.4 Затраты на оборудование

В данную статью включены все затраты, связанные с приобретением оборудования, необходимого для проведения работ по конкретной теме.

Расчет амортизации проводился следующим образом:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{2} = 0,5,$$

где H_A – норма амортизации;

n – срок полезного использования в количествах лет;

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m = \frac{0,5 \cdot 71}{12} \cdot 2 = 6 \text{ тыс.руб,}$$

где I – итоговая сумма в тыс.руб.;

m – время использования в месяцах;

В таблице 27 приведены затраты на оборудование

Таблица 27 - Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Компьютер	2	35	55
2	Принтер	1	6	6
3	Сканер	1	10	10
Итого:	71 тыс. руб.			
Амортизация:	6 тыс. руб.			

4.3.5 Прочие неучтенные расходы

Неучтенные расходы составляют некий резерв, который может быть израсходован ввиду каких-либо обстоятельств.

$$Z_{np} = (MЗ + А + ЗП + Ф) \cdot k_{np},$$

где МЗ – материальные затраты;

А – амортизация;

ЗП – заработная плата работников;

Ф – отчисления во внебюджетные фонды;

k_{np} – коэффициент, учитывающий неучтенные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов берется в размере 10%:

$$З_{пр} = (2000 + 6000 + 133400 + 40000) \cdot 0,1 = 18\,140 \text{ рублей}$$

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, транспортные, размножение материалов и т.д. Принимаются как 140% от заработной платы.

$$З_{накл} = ЗП \cdot 1,4 = 133400 \cdot 1,4 = 186\,760 \text{ рублей}$$

Себестоимость проекта

Себестоимость отображает каждую часть общих затрат и их сумму.

В таблице 28 приведена себестоимость проекта

Таблица 28 - Себестоимость проекта

Наименование статьи	Сумма, руб.	% от общей суммы
Материальные затраты	2000	0,5
Амортизация оборудования	6000	1,6
Затраты по заработной плате исполнителей	133400	36,2
Отчисления во внебюджетные фонды	40000	10,9
Накладные расходы	186 760	50,8
Бюджет затрат	368 160	
Прибыль	90 605	
Цена	458 765	

4.3.6 Затраты на реализацию проекта

Оборудование для строительства линии 110 кВ, их количество и стоимость за штуку представлена в таблице 29.

Таблица 29 – Оборудование для строительства ВЛ 110 кВ

Оборудование	Марка	Кол-во, шт. (м)	Цена за шт (м), Руб.	Стоимость, тыс.руб.
Трансформатор	ТРДН-63000/110	2	28000000	56000
Выключатель	ВРС-110	2	1640000	3280
Разъединитель	РНД-110	12	340000	4080
Опоры:				
промежуточные	П110-6В	90	337410	30366,9
Провод	АС-120/19	22200	84	1864,8
Изоляторы:				
промежуточные	ПС 70	1440	300	432
Линейная арматура: поддерживающие зажимы	ПГН-2-6	1440	350	504
скобы	КГП-7-3	1440	96	138,2
серьги	СР-7-16	1440	80	115,2
Ушки	У1-7-16	1440	26	37,4
Узлы крепления	КГП 7-1	1140	116	167
			Итого	96 685,5

Затраты на строительство ВЛ 110 кВ

Таблица 30 - Индексы цен по капитальным вложениям и элементам их технологической структуры с учётом НДС по отношению к уровню сметных цен на 01.01.2010 г, (по данным Госстроя РФ)

Сектор	Капитальные вложения, сентябрь 2003 г.	Индекс цены по капитальным вложениям
Электроэнергетика	Строительно-монтажные работы	33,560

В таблице 31 Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог.

Таблица 31 - Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог (цены 2010 г.)

Наименование работ	Напряжение, кВ	Индексы цен по капитальным вложениям	Протяженность, км	Сумма, руб.
	110			
Вырубка просеки, руб./км	516,8	33,56	22	381 563,77
Устройство лежневых дорог, руб./км	943,5	33,56		696 604,92
Итого:				1 078 168,69

В таблице 32 приведена продолжительность строительства воздушной линии

Таблица 32 - Продолжительность строительства воздушной линии, лет

Напряжение, кВ	Кол-во цепей	Протяженность, км	Продолжительность строительства, лет
110	2	22	5

Аналогично пунктам 4.3.2 – 4.3.3 производим расчет заработной платы для исполнителей строительных работ. Расчет представлен в П.Б.

В таблице 33 приведены суммарные затраты на строительство

Таблица 33 - Затраты на строительство

Наименование статьи	Сумма, руб.	% от общей суммы
Материальные затраты	1 078 168,69	7
Амортизация	6 478 000	44
Затраты по заработной плате исполнителей	2414880	16
Отчисления во внебюджетные фонды	557280	3,5
Накладные расходы	3380832	22,5
Прочие неучтенные расходы	1067000	7
Бюджет затрат	14976160,7	100

Суммарные капиталовложения на оборудование, строительство и проектирование ВЛ 110 кВ

Итого суммарные затраты на оборудование, строительство и проектирование воздушной линии электропередачи составили:

$$K_{\text{сум.затраты}} = K_{\text{проект}} + K_{\text{оборуд}} + K_{\text{строит}} = 458\,765 + 96\,685,5 + 14\,976\,160,7 = 15,53 \text{ млн.руб.}$$

Определение годовых эксплуатационных издержек

Годовые эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{э}} = I_{\text{амор}} + I_{\text{потерь}} + I_{\text{обслуж}}$$

где I_a – ежегодные амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$I_{\text{обслуж}}$ – издержки на текущую эксплуатацию и ремонт сетей и электрооборудования, тыс. руб.;

$I_{\text{потерь}}$ – издержки от стоимости потерь электроэнергии в сетях и оборудовании.

Определение амортизационных отчислений

Ежегодные амортизационные отчисления:

$$I_a = P_a \cdot Pr_{\text{эн}}$$

где P_a – норма ежегодных амортизационных отчислений, %.

Значение P_a зависит от срока полезного использования оборудования. В нашем случае срок полезного использования, норма и величина ежегодных амортизационных отчислений составляют:

$$\text{ВЛ 110кВ: } C_n = 15 \text{ лет; } P_a = \frac{1}{15} \cdot 100 = 6,7 \%;$$

$$I_a = 0,067 \cdot (96\ 685,5) = 6478\ 6617 \text{ тыс.руб.}$$

Определение издержек на текущую эксплуатацию и ремонт сетей и электрооборудования

Издержки по текущей эксплуатации сетей и электрооборудования:

$$I_{\text{эр}} = P_{\text{э}} \cdot Pr_{\text{эн}},$$

где $P_{\text{э}}$ – норма отчислений на текущий ремонт и обслуживание, %.

$$\text{ВЛ 110 кВ: } I_{\text{эп}} = 0,04 \cdot 96\,685,5 = 3\,867\,3\,951 \text{ тыс.руб.}$$

Определение издержек от стоимости потерь электроэнергии в сетях и оборудовании

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$C_{\text{э}} = \Delta W \cdot C_{\text{э}}^y$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\text{э}}^y$ – удельная стоимость потерь электроэнергии руб./кВт·ч.

При $T_{\text{м}}=4000$ часов:

$$C_{\text{э}}^y = 0,88 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Потери в линии:

$$\Delta W_m = \Delta P_x \cdot T,$$

где ΔP_x – потери на корону, кВт;

T – время работы ВЛ, ч, $T=8760$ ч;

Для ВЛ 110кВ:

$$\Delta P_x = 0,9 \text{ кВт};$$

$$\Delta W_m = 2 \cdot (0,9 \cdot 8760) = 15768 \text{ кВт·ч};$$

$$C_{\text{э}} = 15768 \cdot 0,88 = 13876 \text{ руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки проектируемого варианта составляют:

$$I_{\text{э}} = 6478000 + 3\,867\,000 + 13876 = 10\,358 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль, полученная от потребления энергии

Годовая потребляемая энергия равна:

$$W_{год} = S \cdot 8760, \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Из приведённых ранее расчетов поток мощности равен :

$$W_{год} = 40000 \cdot 8760 = 350400 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Выручка, полученная от потребленной энергии равна:

$$B = W_{Г} \cdot \tau$$

где τ – тариф электроэнергии, который равен 0,9.

$$B = 350400 \cdot 0,9 = 315360 \text{ тыс. руб.}$$

Определение чистой прибыли

Чистая прибыль находится по формуле:

$$Pr_{\text{чист}} = 0,8 \cdot (B - И) + A = 0,8 \cdot (315\,360 - 10\,560) + 6\,616 = 250\,318 \text{ тыс. руб}$$

4.4 Расчёт эффективности проекта

Расчёт эффективности инвестиций представляет собой описание ожидаемых экономических результатов от запланированных капитальных вложений. Эффективность инвестиционных проектов характеризуется системой показателей:

чистый дисконтированный доход (ЧДД) или интегральный доход;

индекс доходности (ИД);

внутренняя норма доходности (ВДН);

срок окупаемости ($T_{ок}$).

Приведение денежных потоков (затрат и результатов) можно осуществлять к любому моменту времени. Тогда сумма дисконтированных, или приведенных, капиталовложений

$$K_{\Sigma} = \sum_{t=0}^T K_t (1 + E)^{\tau-t},$$

где τ – год приведения;

t – год вложения средств.

Суммарный дисконтированный доход

$$ДД_{\Sigma} = \sum_{t=0}^T (\text{Пр}_t^ч + A_t)(1 + E)^{\tau-t},$$

где $\text{Пр}_t^ч$ – чистая прибыль, полученная в данном году;

A_t – амортизационные отчисления данного года.

Чистый дисконтированный доход определяется как разность между дисконтированными доходом и капиталовложениями:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (\text{Пр}_t^ч + A_t)(1 + E)^{\tau-t} - \sum_{t=0}^T K_t (1 + E)^{\tau-t}.$$

Индекс доходности ИД (PI), или индекс рентабельности капвложений, рассчитывается как

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=0}^T (\text{Пр}_t^ч + A_t)(1 + E)^{\tau-t}}{\sum_{t=0}^T K_t (1 + E)^{\tau-t}}.$$

Если ИД < 1, то проект отвергается.

Окупаемость инвестиций $T_{\text{ок}}$ (PP), или срок возврата средств, находится из равенства:

$$T_{\text{ок}} = (K_{\text{проект}} + K_{\text{обор}} + K_{\text{строит}}) / \text{Пр}_{\text{вал}} = 15530000 / 2503180 = 6 \text{ лет}$$

Внутренняя норма доходности ВНД (IRR) равна ставке дисконтирования $E_{\text{вн}}$, при которой чистый дисконтированный доход (ЧДД) проекта равен нулю.

$$E_{\text{вн}} = E_1 + \frac{\text{ЧДД}_1}{\text{ЧДД}_1 - (-\text{ЧДД}_2)} \cdot (E_2 - E_1) = 0,15$$

Для расчёта дисконтированного дохода определим норму дисконта:

$$E = \left(\frac{1+t}{1+i} \right) + p ,$$

где t – ставка рефинансирования, объявленная ЦБ РФ на данный период, 8,25%;

i – темп инфляции, объявленный Правительством РФ на данный период, 6%;

p – поправка на предпринимательский риск в зависимости от целей проекта.

Величина p может быть принята 5%;

$$E = \left(\frac{1+0,0825}{1+0,06} - 1 \right) + 0,05 = 0,098 \text{ или } 9,8 \% \approx 10 \%$$

ЧДД и ИД приведены к пятому году и все расчеты представлены в П.В

Из расчета эффективности проекта ,можно сделать вывод что реализация проекта эффективна, так как ИД >1.

Таким образом, в данном разделе выпускной квалификационной работы было рассмотрено технико-экономическое обоснование проекта, посредством которого выявлено, что сильные стороны работы преобладают над слабыми сторонами и угрозами реализации, что делает данный проект весьма актуальным.

Осуществлено планирование работ по проекту. На линейном графике отображается каждый этап работы и его продолжительность в днях. По диаграмме Ганта определена общая продолжительность работ, составляющая 92 рабочих дней без учета праздничных и выходных дней.

Рассчитан бюджет проекта, который составил 368 160 рублей. Суммарные капиталовложения на оборудование, строительство и проектирование составляет 15,53 млн.руб.

С точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения проект является перспективным и успешным.

5 Социальная ответственность

5.1 Введение

Главной задачей работодателя является обеспечение комфортных условий труда и уменьшение воздействия вредных факторов на работника.

Условиями труда называют совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда.[27]

Реальные условия труда характеризуются различными вредными и опасными факторами. Зачастую, между опасными и вредными факторами не существует чёткой границы, каждый фактор может рано или поздно привести к потере здоровья или к несчастному случаю.

5.2 Анализ вредных и опасных факторов

Классификация производственных факторов осуществляется на основании [14].

К вредным производственным факторам, воздействующим на электромонтера, относятся:

акустический шум;

электромагнитное поле ;

микроклимат;

освещение;

К опасный производственным факторам, воздействующим на электромонтера, относятся:

поражение электрическим током;пожар;

5.2.1 Акустический шум

Источником акустического шума является коронный разряд возникающий на проводах ВЛ. Величина шума зависит от погодных условий, а так же от геометрических размеров и напряжения ВЛ.

Коронный разряд – это самостоятельный разряд, возникающий в резко неоднородных полях, в которых ионизационные процессы могут происходить только в узле области вблизи электродов. К такого рода полям относятся и электрическое поле проводов ЛЭП.

Согласно [15] уровни звукового давления на подстанции не должны превышать значений, указанных в таблице 34.

Таблица 34 – Допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот

Уровни звукового давления, дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами , Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для защиты от шума используют различные методы и средства защиты, они могут быть коллективными и индивидуальными.

К коллективной защите относятся следующие методы и средства [16]:

изменение направленности излучения шума;

рациональную планировку предприятий и производственных помещений;

акустическую обработку помещений;

применение звукоизоляции.

Индивидуальной защита включает использование противозумных вкладышей, наушников, шлемов и касок, специальных костюмов.

5.2.2 Электромагнитное поле

Источниками электрических и магнитных полей промышленной частоты является ЛЭП до 1150 кВ, открытые распределительные устройства, включающие коммутационные аппараты устройства защиты и автоматики а так же измерительные приборы. Длительное воздействие таких полей на человека приводит к ухудшению здоровья.

Оценка электромагнитных полей промышленной частоты осуществляется отдельно по напряженности электрического поля , напряженности магнитного поля. Нормирование электромагнитных полей 50 Гц на рабочих местах на рабочих местах персонала дифференциально в зависимости от времени пребывания [19].

Нормы на предельно допустимые напряженности электрического поля на промышленной частоте для персонала установлены в [17]:

$E > 25$ кВ/м – пребывание в ЭП без средств защиты не допускается;

$20 < E < 25$ кВ/м – пребывание в ЭП не более 10 минут;

при $5 < E \leq 20$ кВ/м допустимое время пребывания в ЭП вычисляют по формуле:

$$T, \text{ часов} = (50 / E) - 2;$$

$E \leq 5$ кВ/м – пребывание в ЭП допускается в течение полного рабочего дня.

Нормы на предельно допустимые напряженности магнитного поля на промышленной частоте для персонала установлены в таблице 35 [19]:

Таблица 35 - Предельно допустимые уровни магнитного поля [19]

Время пребывания (ч)	Допустимые уровни МП Н (А/м)/В (мкТл) при воздействии	
	Общем	локальном
<1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Для защиты от электромагнитного поля используют различные методы и средства защиты, они могут быть коллективными и индивидуальными.

Методы и средства коллективной защиты включают в себя [18]:

Заземляющие устройства;

Нейтрализаторы;

Увлажняющие устройства;

Антиэлектростатические вещества;

Экранирующие устройства.

Методы и средства индивидуальной защиты включают в себя [5]:

Экранирующие куртка с капюшоном;

Экранирующие брюки или полукombineзон;

Экранирующий наcasник;

Экранирующие перчатки;

Экранирующая обувь;

Экранирующие перчатки и утепленные рукавицы;

Экран для лица.

Экранирующее устройство необходимо при осмотре оборудования и при оперативных переключениях, наблюдении за производством работ. Конструктивно экранирующие устройства оформляются в виде козырьков, навесов или перегородок из металлических канатов, прутков, сеток [18].

Переносные экраны также используются при работах по обслуживанию электроустановок в виде съемных козырьков, навесов, перегородок, палаток и щитов [18].

Экранирующие устройства должны иметь антикоррозионное покрытие и быть заземлены [18].

5.2.3 Освещение

Рабочее освещение предусматривается для всех помещений производственных зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы.

На рабочем месте электромонтера освещение нормируется согласно таблице 36 [25].

Таблица 36 – Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения .

Помещение	Искусственное освещение			
	Освещенность, лк			Коэффициент пульсации освещенности, K_p , %, не более
	При комбинированном освещении		При общем освещении	
	всего	От общего		
Помещения для работы с дисплеями и видеотерминалами	500	300	400	10

Искусственное освещение на рабочем месте электромонтера осуществляется с помощью электрических источников света, люминесцентными лампами.

5.2.4 Микроклимат

Оптимальные микроклиматические условия способствуют сохранению нормального функционального состояния человека. Они обеспечивают ощущение теплового комфорта и создают предпосылки для высокого уровня работоспособности.

Работа электромонтера по категории тяжести относится средней тяжести категория Пб согласно [26].

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений представлены в таблице 37 и допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников в таблице 38 [26].

Таблица 37 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Пб(233-290)	15-22	14-23	15-75	0,2-0,4
Теплый	Пб(233-290)	16-27	15-28	15-75	0,2-0,5

Таблица 38 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м, не более
50 и более	35
25-50	70
Не более 25	100

5.2.5 Электрический ток

Деятельность электромонтера сопряжена с ремонтом и обслуживанием электроустановок, большая часть из которых находится под напряжением. Согласно ПУЭ рабочее место электромонтера классифицируется как помещение с повышенной опасностью поражения электрическим током

характеризуется наличием условий, создающих повышенную опасность [7 п 1.1.13] :

Токопроводящая пыль;

Токопроводящие полы;

Возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам и т.п. с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования, с другой;

Перед началом и во время работы в электроустановках, необходимо проводить организационные и технические мероприятия.

К организационным мероприятиям относится выдача нарядов, распоряжений и допуска к работе, надзор во время работы, оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место и окончание работы.

Технические мероприятия делятся на коллективные и индивидуальные. К коллективным способам и средствам защиты относятся: отключение напряжения и принятие мер, препятствующих ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры, проверку отсутствия напряжения, изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, наложение заземлений, вывешивание запрещающих, предупреждающих и предписывающих плакатов.

Индивидуальные изолирующие электрозщитные средства делятся на основные и дополнительные [21].

К основным электрозщитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся: изолирующие штанги всех видов; изолирующие и электроизмерительные клещи; указатели напряжения; устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, устройства для прокола кабеля, указатели повреждения кабелей и т.п.);

К дополнительным электрозащитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся: диэлектрические перчатки; диэлектрические боты; диэлектрические ковры; изолирующие подставки и накладки; изолирующие колпаки; штанги для переноса и выравнивания потенциала.

В электроустановках не допускается приближения людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением неогражденным токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 39 [22].

Таблица 39 – Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением

Напряжение электроустановок, кВ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
ВЛ до 1	0,6	1,0
Остальные электроустановки:		
до 1	не нормируется (без прикосновения)	1,0
1 - 35	0,6	1,0
110	1,0	1,5
150	1,5	2,0
220	2,0	2,5
330	2,5	3,5
500	3,5	4,5

Продолжение таблицы 39

750	5,0	6,0
1150	8,0	10,0

Согласно [7] для защиты людей от поражения электрическим током должно быть применено заземление.

Заземлением называется преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

Заземление или зануление электроустановок следует выполнять:

- 1) при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока – во всех электроустановках.
- 2) при номинальных напряжениях выше 42 В, но ниже 380 В переменного тока и выше 110 В, но ниже 440 В постоянного тока – только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках.

Согласно [20] к частям, подлежащим занулению или заземлению относятся:

корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т.п.

приводы электрических аппаратов;

вторичные обмотки измерительных трансформаторов

каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов и т.д.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под чрезвычайной ситуацией понимают обстановку на определенной территории, которая сложилась в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия [23].

Возможные чрезвычайные ситуации:

- аварии на электроэнергетическом оборудовании подстанции;
- Пожары на подстанции;

Пожарная опасность на проектируемой подстанции обуславливается, наличием маслонаполненного оборудования.

Категория подстанции по пожарной безопасности относится к В1, потому что характеристика веществ и материалов находящихся на подстанции относится к горючей жидкости, которая способна гореть после удаления источника и имеющая температуру вспышки выше 61°C [24].

Пожарная безопасность обеспечивается за счёт применения комплекса организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращения пожара, ограничение его распространения, а также создания условий для успешного тушения.

На подстанции предусмотрены первичные средства пожаротушения, которые используются для локализации и ликвидации небольших органов возгорания, а также пожаров в их начальной стадии развития. Тушения пожара производится пожарными машинами.

Нормативный перечень средств пожаротушения на подстанции:

- огнетушитель углекислый ручной ОУ-2;
- огнетушитель воздушно-пенный ОВПС-250А;
- ящик с песком, лопата;

- войлок, асбест (2*1,5; 2*2).

Для предотвращения распространения пожара необходима противопожарная полоса вокруг подстанции шириной 50 м. Для ликвидации последствий может привлекаться персонал подстанции и пожарная служба.

Для защиты оборудования подстанции от прямых ударов молнии предусматривается система молниезащиты.

5.4 Экологическая безопасность

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) и подстанции (ПС) в нормальном режиме эксплуатации слабо загрязняют окружающую природную среду. По специфическому воздействию на экологию электрические сети можно отнести к «мягко» влияющим производствам. Загрязнение водной, воздушной среды и почвы, как правило, происходит лишь во время строительства и частично при ремонтных работах.

К специфическим воздействиям ВЛ и ПС относятся: электромагнитные поля, акустический шум, озон, окислы азота, электропоражение птиц, сающихся на провода, изоляторы и конструкции опор.

Для устранения опасности нанесения вреда экологии при попадании масла в грунт под трансформаторами предусматриваются маслосборные приемки, расположенные на территории подстанции, размером под объем масла трансформатора с использованием гравия. Отвод масла и атмосферных вод из маслоприемника предусматривается в маслоуловитель через специальную канализацию. Отработанные нефтесодержащие жидкости собираются в герметичную емкость установленную на площадке.

Оборудование, у которого закончился срок эксплуатации или которое вышло из строя в дальнейшем отправляется на переработку.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На сегодняшний день нормы выдачи спецодежды в энергетике регламентируется Приказом Минздравсоцразвития РФ №340н от 25 апреля 2011, утверждающий отраслевые нормы выдачи спецодежды, обуви и прочих средств индивидуальной защиты работникам электроэнергетической промышленности.

Особенностью работы в сфере электроэнергетического комплекса является повышенный риск получения травм различной степени тяжести. Именно поэтому в Нормах выдачи спецодежды прописано, какие категории работников должны быть снабжены термостойкими комплектами, защищающими от электрической дуги. К ним относятся:

электромонтеры, обслуживающие подстанции;

электромонтеры, обслуживающие электрооборудование электростанций;

электромонтеры главного щита управления электростанций;

Пример норм выдачи спецодежды работникам электроэнергетической промышленности представлен в таблице 40.

Таблица 40 – Норма выдачи спецодежды электромонтеру на подстанции

Наименование спецодежды	Срок использования и нормы выдачи
Костюм из термостойких материалов	1 костюм на 2 года
Куртка-накидка из термостойких материалов	1 на 2 года
Куртка-рубашка из термостойких материалов	1 на 2 года
Фуфайка-свитер из термостойких материалов	1 на 2 года
Белье нательное хлопчатобумажное или бельё нательное термостойкое	2 комплекта на 1 год

Продолжение таблицы 40

Перчатки трикотажные термостойкие	4 пары на 1 год
Ботинки кожаные с защитным подноском	1 пара на 1год
Каска термостойкая с защитным щитком для лица с термостойкой окантовкой	1 на 2 года
Подшлемник под каску термостойкий	1 на 2 года
Средство индивидуальной защиты органов дыхания	До износа
Наушники противозвучные	До износа
Плащ термостойкий для защиты от воды	1 на 3 года
Сапоги резиновые с защитным подноском	1 пара на 2 года

Работы по обслуживанию и ремонту действующих электроустановок с напряжением 42 В и выше переменного тока, 110 В и выше постоянного тока, а также монтажные, наладочные работы, испытания и измерения в этих электроустановках, предусматривает прохождение медосмотра с периодичностью 1 раз в 2 года.

В соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации, Правительство Российской Федерации постановлением от 20.11.2008 №870 установило работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и опасными и иными особыми условиями труда, по результатам аттестации рабочих мест следующие компенсации: повышение оплаты труда, сокращенную продолжительность рабочего времени и ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

В соответствии со статьей 219 Трудового кодекса РФ в случае обеспечения на рабочих местах безопасных условий труда, подтверждённых результатами аттестации рабочих мест по условиям труда или заключением государственной экспертизы условий труда, компенсации работникам не устанавливаются.

Заключение

В ходе выполнения данной работы был рассмотрен проект реконструкции воздушной линии 110 кВ, и подстанции «Карьерная». Данная воздушная линия обеспечивает электроэнергией горно-обогатительный комбинат Магаданской области.

При выполнении данного проекта были выявлены проблемы износа основного оборудования, которыми являются механический и электрический износ, а так же особенности климата данного региона. Рассмотрены современные типы выключателей, и приведены достоинства и недостатки каждого типа.

Произведен выбор провода, маркой АС-120/19. Для данного провода произведен механический расчет, определена величина габаритного пролета, произведен выбор изоляторов, линейной арматуры, произвели построение расстановочного шаблона, а так же выполнен расчет и выбор грозозащитного троса.

Произведен выбор силового трансформатора с учетом мощности нагрузки. Выбраны вакуумные автоматические выключатели, выбор которых исходит из климатических особенностей заданного района.

При выполнении раздела «Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение» была определена определена трудоемкость выполнения работ, и рассчитаны затраты на реализацию проекта.

При выполнении раздела «Социальная ответственность» произведен анализ имеющихся место на подстанции опасных и вредных факторов, а также определены меры по ограничению воздействия этих факторов на электромонтера, и методы защиты от них. Произведено описание мер предосторожности при возникновении чрезвычайных ситуаций. Определено воздействие воздушной линии электропередач на окружающую среду. Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок ПУЭ. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 1999. – 640 с.
2. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / И .Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро
3. ГОСТ 839-80 Межгосударственный стандарт. Технические условия. «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи».
4. ОАО «ФСК ЕС» Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ. URL: http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/NTP_VL.pdf (дата обращения 15.03.2016)
5. Гологорский Е.Г. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4-500 кВ / Е. Г. Гологорский, А. Н. Кравцов, Б. М. Узелков. Под ред. Е. Г. Гологорского. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 344 с.: ил.
6. Строительные нормы и правила: СНиП 23-01-99. Строительная климатология: нормативно-технический материал. – М., 2003. – 36 с.
7. Готман В.И. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах. Расчёт режимов короткого замыкания и продольной несимметрии в электроэнергетической системе: Теория. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 47 с.;
8. Консорциум кодекс. Постановление от 10 июля 2014 года N 581-пп «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Магаданской области на 2014-2018 годы» URL: <http://docs.cntd.ru/document/412717806?block=10> (дата обращения 21.03.2016)
9. XVI Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов, молодых ученых «Современные техника и технологии» Фомин А.В. «Элегазовые выключатели: современное состояние, проблемы, и тенденции развития» г. Томск, 12-16 апреля 2010 г. : в 3 т. /

Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2010.

10. Грозотрос.рф «Грозозащитный трос МЗ ОЖ» URL: <http://xn--c1aiubaidjg.xn--p1ai/product-grozotros-mz-og/> (дата обращения 23.03.2016)
11. RusCable.ru «Система прогнозирования и контроля гололедообразования» URL: http://eepr.ru/article/Sistema_prognozirovaniya_i_kontrolya/ (дата обращения 05.04.2016)
12. Высоковольтный союз. «Высоковольтная арматура и электрооборудование» URL: <http://www.vsoyuz.com> (дата обращения 22.04.2016)
13. Неклепаев, Борис Николаевич. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков : учебное пособие / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. — 5-е изд., стер. — Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2014. — 607 с.: ил. — Библиогр.: с. 604-605. — ISBN 978-5-9775-0833-9.
14. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ.1976-01-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2004. 4 с.
15. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности. Введ. 2015-15-11. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2015. 27 с.
16. ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация. Введ. 1981-30-06. Текст. М.: Изд-во стандартов, 1988. 4 с.
17. ГОСТ 12.1.002 – 84. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. Введ. 1986-01-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2009. 7 с.
18. ГОСТ 12.4.172 – 2014. Комплект индивидуальный экранирующий для защиты от электрических полей промышленной частоты. Введ. 2015-01-12. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2009. 37 с.
19. СанПиН 2.2.4.1191-03.«Электромагнитные поля в производственных условиях». – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003.

20. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. – М.: КНОРУС, 2014– 488 с.
21. РД 34.03.603. Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним.– М.: МОСЭНЕРГО, 1992.
22. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок: приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н. –М., 2013.– 99 с
23. ГОСТ Р 22.0.02.-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий. Введ. 1996-01-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 1994. 16 с.
24. НПБ 05-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Введ. 2003-08-01. 31 с.
25. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
26. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
27. Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность) : учебник / С. В. Белов. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва: Юрайт, 2011. — 680 с.: ил. — Основы наук. — Библиогр.: с. 680. — Глоссарий: с. 675-679. — Принятые сокращения: с. 13-15. — ISBN 978-5-9916-0945-6. — ISBN 978-5-9692-1021-9.
28. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение: Справочник / И.Г. Анисимов, К.М. Бадыштова, С.А. Бнатов и др.; под ред. В.М. Школьников. Изд. 2-е перераб. и доп. - М.: Издательский центр "Техинформ", 1999. - 596с.: ил.

Приложение А

(Справочное)

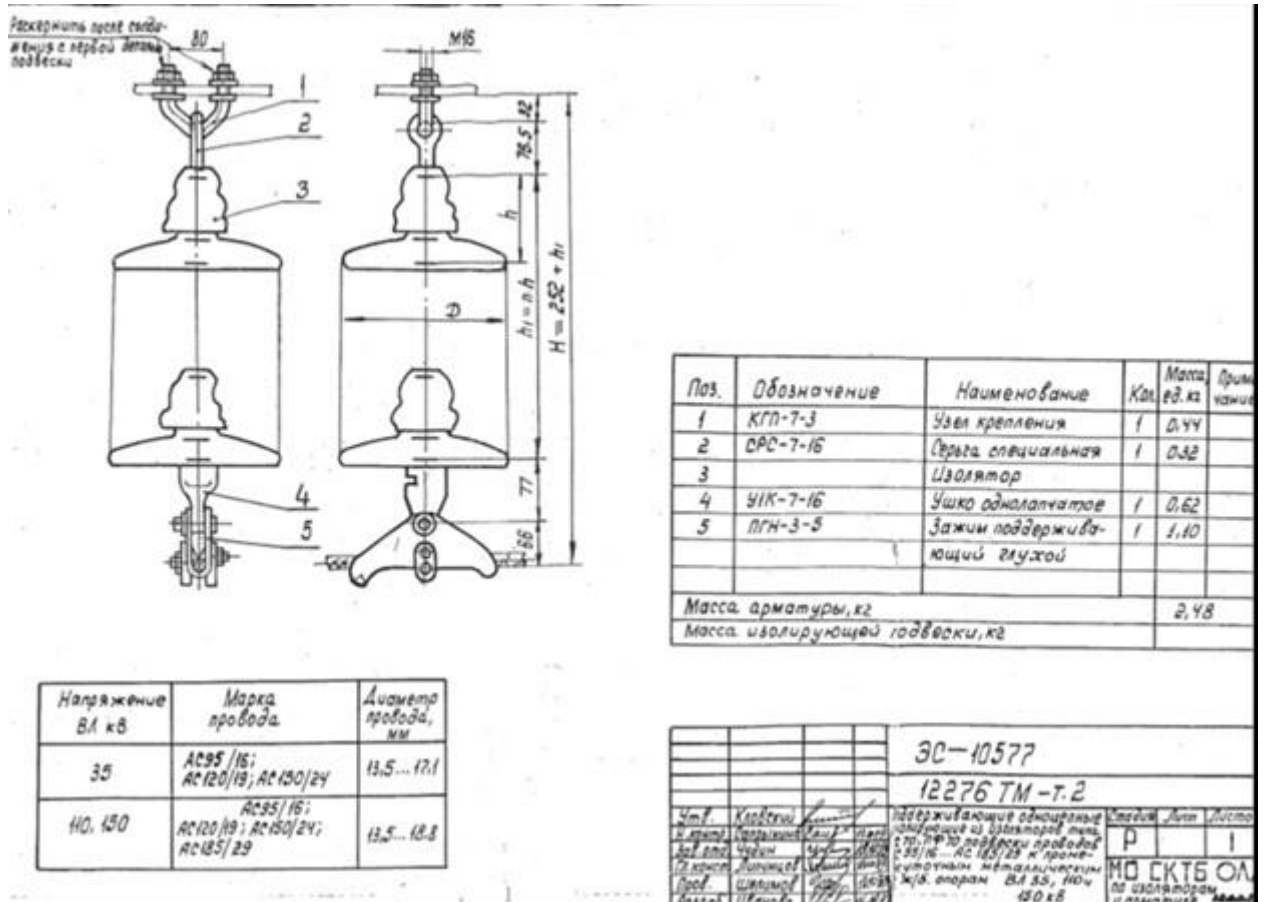


Рисунок А.1 – Изображение подвесной гирлянды с арматурой

Приложение Б

Расчет затрат на оплату труда на этапе строительства

Основная заработная плата строителей

Рассчитываются заработные платы электромонтажников и машинистов, участвующих в выполнении. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов.

Таблица Б.1 - Расчет заработной платы

Исполнители	Количество рабочих	$Z_{м}$, руб.	$T_{р}$, раб. мес.	$Z_{осн}$, руб.	$Z_{доп}$, руб.
электромонтажники	10	25000	40	1000000	80000
машинист	3	18000	40	720000	57600
Итого $Z_{зп}$				2414880 руб.	

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением работы, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = (Z_{осн} + Z_{доп}) \cdot 1,3,$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (8 % от $Z_{осн}$),

1,3 – коэффициент для г. Томска и Томской области.

Отчисления в социальные фонды

Обязательные отчисления по установленным законодательством нормам в органы государственного социального страхования, пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%.

Таблица Б.2 - Отчисления в фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, тыс. руб.
электромонтажник	1000000	80000
машинист	720000	57600
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого:	557280 руб.	

Прочие неучтенные расходы

Неучтенные расходы составляют некий резерв, который может быть израсходован ввиду каких-либо обстоятельств.

$$З_{\text{пр}} = (МЗ + А + ЗП + \Phi) \cdot k_{\text{нр}},$$

где МЗ – материальные затраты;

А – амортизация;

ЗП – заработная плата работников;

Φ – отчисления во внебюджетные фонды;

$k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий неучтенные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов берется в размере 10%:

$$З_{\text{пр}} = (1078\,168,69 + 6616\,000 + 2414880 + 557280) \cdot 0,1 = 1\,067\,000 \text{ рублей}$$

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, транспортные, размножение материалов и т.д. Принимаются как 140% от заработной платы.

$$З_{\text{накл}} = ЗП \cdot 1,4 = 2414880 \cdot 1,4 = 3380832 \text{ руб.}$$

Приложение В

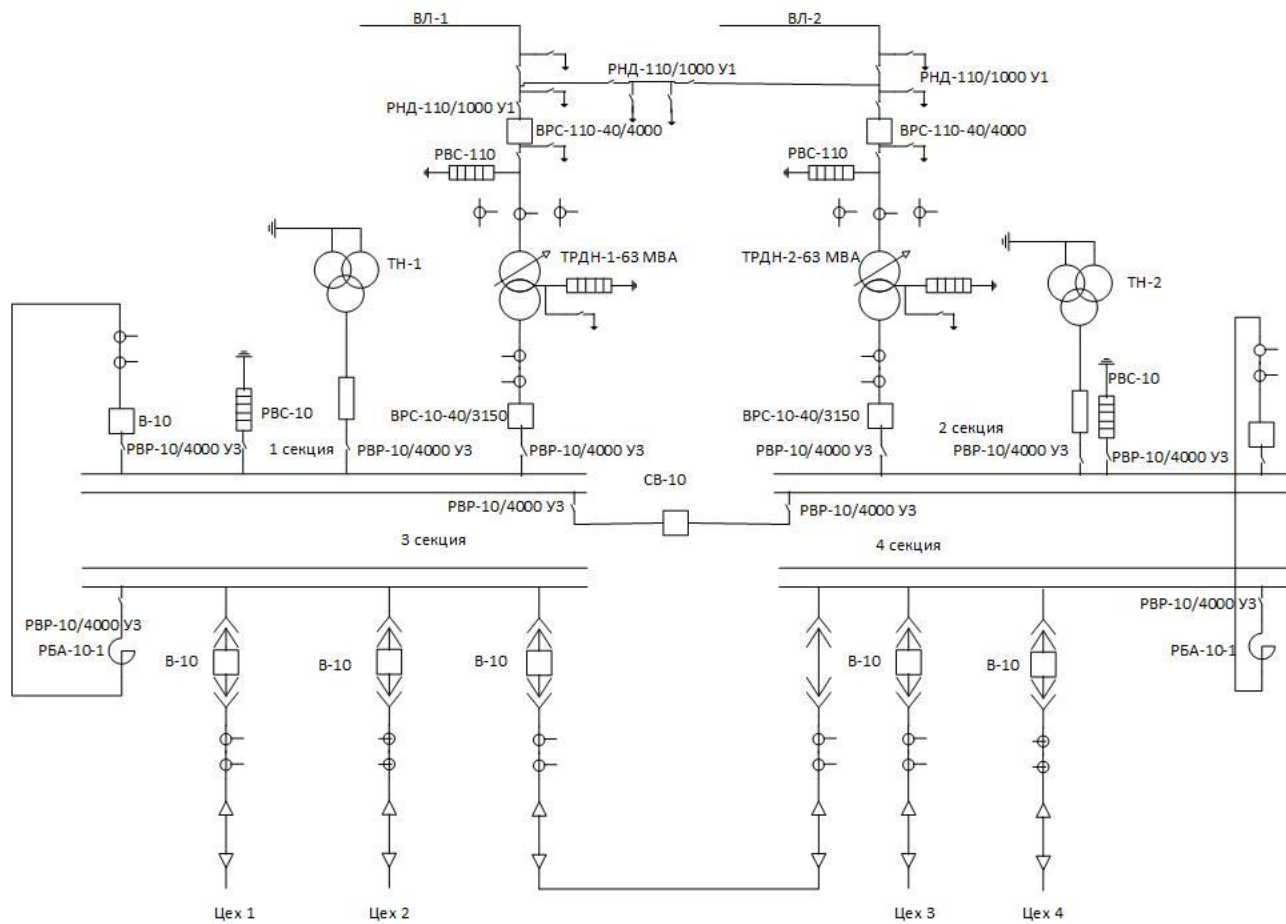


Рисунок В.1-схема электрических соединений подстанции