

Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
 Отделение электроэнергетики и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование схемы электроснабжения завода по переработке нефтяных продуктов с реконструкцией железнодорожной станции подвоза нефтяных продуктов УДК 658.26.001.63:665.63.013:656.212

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А5Г	Танаев Владимир Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Бацева Н. Л.	к. т. н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОЭЭ ИШЭ	Бацев А.А.	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Мелик-Гайказян М.В	к. э. н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоев Е.В.	к. т. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника	Шестакова В.В.	к.т.н., доцент		

Планируемые результаты обучения по ООП «Электроэнергетика»

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки (специальности)		
P1	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>электроэнергетики</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (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>
P2	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</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-4 *(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>
P3	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-4 *(ОК-5), УК-5 *(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>
P4	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-5 *(ОК-6), УК-7 *(ОК-8)), <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>
P5	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области <i>электроэнергетики</i> с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-5*(ОК-6), УК-7 *(ОК-8), УК-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>
P6	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-6 *(ОК-7), УК-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>

	качеств в области <i>электроэнергетики</i>	
По профилям подготовки		
P7	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 ВО, СУОС (УК-1 *(ОК-1, ОК-2), УК-2 *(ОК-3, ОК-4), УК-3 *(ОК-5), УК-4 *(ОК-5), ОПК-1, ОПК-2), <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> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P8	Уметь формулировать задачи в области <i>электроэнергетики</i> , анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-2 *(ОК-3, ОК-4), 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> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P9	Уметь проектировать <i>электроэнергетические системы и их компоненты.</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-2*(ОК-3, ОК-4), 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> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P10	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния <i>электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики</i> , интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС ВО, СУОС (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> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>

P11	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики.	Требования ФГОС ВО, СУОС (ОПК-2, ОПК-3, 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> <i>Профессиональные стандарты:</i> 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180
P12	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС ВО, СУОС (ОПК-4, ОПК-5, 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>Профессиональные стандарты:</i> , 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Отделение электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Шестакова В.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5А5Г	Танаеву Владимиру Евгеньевичу

Тема работы:

Проектирование схемы электроснабжения завода по переработке нефтяных продуктов с реконструкцией железнодорожной станции подвоза нефтяных продуктов	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	16.04.2019 г. № 2983/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2019 г.
--	---------------

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>	Объектами исследования является электрическая сеть, тяговая подстанция 110/27,5/10 кВ на железнодорожной станции Кузнецово, находящиеся в Приморском крае. Исходные данные: • Существующая схема тяговой подстанции 110/27,5/10 кВ на железнодорожной станции Кузнецово
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	1. Изучение информации по теме работы; 2. Составление задач и цели на работу; 3. Расчет и анализ объектов электрической сети; 4. Экономический расчет проектирования объектов.

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Топографическая съемка местности с расположением проектируемых объектов
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	к. э. н., доцент Мелик-Гайказян М.В.
Социальная ответственность	к.т.н., доцент Белоенко Е.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: нет	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.01.2019 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Бацева Н.Л.	к. т. н., доцент		28.01.2019 г.
Ассистент ОЭЭ ИШЭ	Бацев А.А.	-		28.01.2019 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А5Г	Танаев В.Е.		28.01.2019 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А5Г	Танаеву Владимиру Евгеньевичу

Школа	ИШЭ	Отделение	ОЭЭ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.02 «Электроэнергетика и Электротехника»

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

1. Стоимость затрат технического проекта (ТП): заработной платы сотрудников, страховые отчисления, накладные расходы.	Положение об оплате труда работников ТПУ
2. Продолжительность выполнения ТП	Приблизительная продолжительность выполнения ТП составит 100 календарных дней

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Планирование последовательности работ (определение структуры работы, определение исполнителей, установление продолжительности работы)	Расчет предварительных показателей проведения технического проекта. Формирование календарного план-графика
2. Расчет сметы для технического проекта (установление материальных затрат, расчет основной заработной платы действующих лиц)	В процессе формирования сметы ТП используется следующая группировка затрат по статьям: – полная заработная плата исполнителей; – отчисления во внебюджетные фонды; – накладные расходы.
3. Определение ресурсной эффективности проекта.	Расчет коэффициента интегрального показателя ресурсоэффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.02.19
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мелик-Гайказян М.В.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А5Г	Танаев Владимир Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А5Г	Танаеву Владимиру Евгеньевичу

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.02 Электро- энергетика и электротехника

Тема ВКР:

Проектирование схемы электроснабжения завода по переработке нефтяных продуктов с реконструкцией железнодорожной станции подвоза нефтяных продуктов	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является строительство воздушной линии электропередач в Приморье. Исследуемый процесс производится на открытом воздухе непосредственно в прямом контакте с окружающей средой
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Инструкция по охране труда для электромонтера по ремонту и обслуживанию электрооборудования – Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 25 апреля 2011 г. N 340н об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам организаций электроэнергетической промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением – ТК РФ Статья 147. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействий	Вредные и опасные факторы: – Акустический шум – Электромагнитное излучение – Недостаточная освещенность рабочего места – Отклонение показателей микроклимата – Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

3. Экологическая безопасность:	Основное негативное воздействие на экологию оказывается во время строительства и ремонта
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные чрезвычайные ситуации: – Авария на электроэнергетическом оборудовании – Пожар

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоеенко Е.В.	К. Т. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А5Г	Танаев В.Е.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Уровень образования бакалавриат
Отделение электроэнергетики и электротехники
Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврской работы

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.02.2019 г.	Изучение материалов по теме работы	10
15.03.2019 г.	Описание исследуемых объектов	20
24.04.2019 г.	Проектирование воздушной линии электропередачи	20
12.05.2019 г.	Расчет кабельной линии	20
23.05.2019 г.	Расчет финансовой составляющей ВКР	10
27.05.2019 г.	Составление социальной ответственности	10
01.06.2019 г.	Оформление пояснительной записки	10
06.06.2019 г.	Выполненная работа	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Бацева Н.Л.	к. т. н., доцент		28.01.2019 г.

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОЭЭ ИШЭ	Бацев А.А.	-		28.01.2019 г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника	Шестакова В.В.	к.т.н., доцент		28.01.2019 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 135 страниц, 4 рисунка, 42 таблицы, 28 источников, 2 прил.

Ключевые слова: Схема электроснабжения, реконструкция, воздушная линия, кабельная линия, критический пролет, габаритный пролет, электроустановка.

Объектом исследования является электрическая сеть, тяговая подстанция 110/27,5/10 кВ на железнодорожной станции Кузнецово, находящиеся в Приморском крае

Цель работы – проектирование воздушной и кабельной линий электропередачи в целях повышения надежности электроснабжения железнодорожной станции Кузнецово, а также железнодорожного перегона ст. Кузнецово – ст. Заводская, и электроснабжения завода по переработке горюче-смазочных материалов.

В процессе исследования проводились исследования объектов, механический расчет воздушной линии, выбор опор для воздушной линии, изоляторов, фундаментов, расчет специальных переходов, расчет кабельной линии и выбор способа прокладки кабельной линии.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: электрическая сеть, тяговая подстанция 110/27,5/10 кВ на железнодорожной станции Кузнецово, находящиеся в Приморском крае. Существующая схема тяговой подстанции 110/27,5/10 кВ на железнодорожной станции Кузнецово.

Степень внедрения: результаты работы могут рассматриваться как реальный проект, готовый к реализации.

Область применения: результаты данной работы могут быть использованы для реконструкции системы электроснабжения железнодорожной станции Кузнецово, а также железнодорожного перегона ст. Кузнецово – ст. Заводская, и электроснабжения завода по переработке горюче-смазочных материалов.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в технико-экономическом сравнении вариантов.

В будущем планируется возможность использования проекта в качестве материала для строительства воздушной линии, кабельной линии, реконструкция тяговой подстанции Кузнецово

Определения

Электроустановка - совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования её в другой вид энергии.

Электрическая сеть – совокупность электроустановок, предназначенных для передачи и распределения электроэнергии от электростанции к потребителю.

Линия электропередачи – электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции, и предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние.

Электрическая подстанция – электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии.

Опора линии электропередачи – сооружения для удержания проводов и при наличии – грозозащитных тросов воздушной линии электропередачи и оптоволоконных линий связи на заданном расстоянии от поверхности земли и друг друга.

Гололед – плотно намерзший лед стекловидного однородного строения.

Список сокращений

ВЛ – воздушная линия

КЛ – кабельная линия

ПС – подстанция

ОРУ – открытое распределительное устройство

АД – автомобильная дорога

ЖД – железная дорога

АС – сталеалюминевый (провод)

Содержание

Введение	16
Раздел 1. ОПИСАНИЕ ИССЛЕДУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ	17
1.1 Основные сведения о районе	17
1.2 Основные сведения о проводе	17
1.3 Основные сведения о кабеле	18
1.4 Обоснование строительства новой линии и ПС	19
Раздел 2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	21
2.1 Расчет сечения провода ВЛ 110 кВ.	21
2.2 Расчет механических характеристик провода ВЛ 110 кВ.	24
2.3 Определение критических длин пролётов	33
2.4 Определение критической температуры и габаритного пролета	39
2.5 Выбор изоляторов, арматуры и комплектование гирлянд	41
2.6 Расстановка опор по профилю трассы	47
2.7 Специальный переход	50
2.8 Расчет грозозащитного троса	59
2.9 Определение нагрузок, действующих на фундамент опоры	72
2.10 Расчет грибовидного фундамента-подножника	80
2.11 Птицезащита ВЛ	87
Раздел 3 РАСЧЕТ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ	88
3.1 Выбор сечения проводов	Ошибка! Закладка не определена.
3.2 Способы прокладки КЛ	89
3.2.1 Прокладка кабельных линий в земле	90
3.2.2 Прокладка кабелей в блоках	92
3.2.3 Прокладка кабелей в каналах	93
3.2.4 Прокладка кабелей в галереях и эстакадах	94
3.2.5 Прокладка кабелей в туннелях и коллекторах	94
Раздел 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	96
4.1 Структура работ в рамках технического проектирования	96
4.1.1 Структура работ в рамках технического проектирования	96

4.1.2	Определение трудоемкости выполнения ТП	98
4.1.3	Разработка графика проведения технического проекта	99
4.2	Составление сметы затрат на разработку ТП.....	100
4.2.1	Определение стоимости материальных затрат.....	100
4.2.2	Полная заработная плата исполнителей	102
4.2.3	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	103
4.2.4	Накладные расходы	103
4.2.5	Формирование сметы проекта	104
4.3	Определение ресурсоэффективности проекта	104
	Раздел 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	117
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	117
5.2	Производственная безопасность	118
5.2.1	Акустический шум	120
5.2.2	Электромагнитное излучение.....	121
5.2.3	Недостаточная освещенность рабочего места.....	122
5.2.4	Отклонение показателей микроклимата.....	123
5.2.5	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	125
5.3	Экологическая безопасность	127
5.4.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	128
	Приложение А.....	130
	Приложение Б	135

Введение

Электроэнергетика в современном мире играет огромную роль в ресурсном обеспечении экономического развития и повышении конкурентоспособности экономики любого государства, особенно – России. Как одна из основных отраслей хозяйства России, электроэнергетика должна соответствовать таким показателям, как экономическая эффективность, качество электроэнергии, надежность электроснабжения.

Строительство новых объектов непосредственно ведет к росту потребления электрической энергии, что в свою очередь ставит вопрос о повышении такого показателя электроэнергии, как надежность электроснабжения. Данная вопрос решается такими мерами, как увеличение пропускной способности линий электропередачи путем строительства новых линий и использовании в них современных материалов и технологий, разработка новых проектных решений, способных увеличить надежность электроснабжение

В данной работе рассматривается проект строительства с технической, экономической, безопасной точек зрения новых линий электропередачи с применением в них современных материалов и технологий.

Раздел 1. ОПИСАНИЕ ИССЛЕДУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ

1.1 Основные сведения о районе

Находкинский городской округ и Партизанский район, граничащие между собой, расположены на территории Приморского края. Климат Приморского края умеренный муссонный. Самыми теплыми месяцам являются июль и август ($20,6^{\circ}\text{C}$), а холодным – январь ($12,2^{\circ}\text{C}$). Абсолютно минимальная температура воздуха -30°C . Абсолютно максимальная температура воздуха 38°C . Среднегодовая температура $4,5^{\circ}\text{C}$ [2]. Зима сухая и холодная, лето теплое и влажное, на месяцы лета приходится максимальное количество осадков. Данный район относится к V району по ветровому давлению [1, рис.2.5.1], к V району по толщине стенок гололеда V [1, рис.2.5.2].

1.2 Основные сведения о проводе

На всем протяжении ЛЭП (45 км.) будет применен провод для высоковольтных воздушных линий электропередачи компактированный типа Z со стальным сердечником марки AACRZ. У данного провода в роли первого и второго внешних слоев вместо круглых применены проволоки Z-образного профиля, что позволяет получить внешний слой практически идеально гладким. Также это позволяет достичь значительное уменьшение коэффициента аэродинамического сопротивления и более плотная компоновка. Такие провода и опоры, на которых крепятся данные провода, испытывают гораздо меньшие механические напряжения по сравнению с обычными проводами такого же диаметра, что уменьшает риск выхода линии из строя при повышенных нагрузках под действием ветра и гололеда. Более компактная конструкция проводов типа Z дает возможность увеличить эффективное сечение провода, что приводит к увеличению пропускной способности воздушной линии. Провод марки AACSRZ имеет в своем конструктиве стальной сердечник, что при равной массе со стандартным сталеалюмине-

вым проводом дает увеличенную прочность в 1,5-2 раза выше, что выгодно применять в линиях, которые подвержены большим механическим нагрузкам (ветер, гололед).

Преимущества проводов марки AACSRZ перед традиционными проводами:

- Сниженные механические нагрузки от пляски проводов;
- Увеличенная пропускная способность;
- Повышенная стойкость к коррозии;
- Сниженный риск обрыва провода при частичном повреждении нескольких внешних проволок из-за внешних воздействий;
- Уменьшенная вероятность налипания снега и образования льда на провода;
- Сниженное число тепловых потерь;
- Значительно сниженный аэродинамический коэффициент;
- Сниженный уровень шума;
- Сниженный уровень усталости металла в проводе.

Недостатки проводов марки AACSRZ перед традиционными проводами:

- Высокая стоимость
- При обрыве Z-образной проволоки дефект мало заметен

1.3 Основные сведения о кабеле

Кабель, длиной 10 км., имеет маркировку ПвП2г. Кабель силовой, с медной жилой, с изоляцией из сшитого полиэтилена, с водоблокирующими лентами герметизации металлического экрана, в оболочке из полиэтилена высокой плотности, с дополнительной алюмополимерной лентой поверх герметизированного экрана. Кабель предназначен для применения при прокладке в земле, что обусловлено его конструкцией, так как кабель обладает защитой от коррозионно активных грунтов.

Расшифровка кабеля ПвП2г

- Пв - Изоляция жил из сшитого полиэтилена;
- П - Оболочка из полиэтилена;
- 2г - Двойная Герметизация: алюмополимерная лента, сваренная с оболочкой, для защиты от проникновения влаги в сочетании с продольной герметизацией водонепроницаемыми лентами.

1.4 Обоснование строительства новой линии и ПС

В связи со строительством железнодорожной станции «Заводская» и Морского терминала отправки ГСМ и заводов по переработке ГСМ должны быть произведены следующие этапы развития железнодорожной сети:

1. Строительство однопутной железной дороги длиной 10 километров от станции «Кузнецово» до станции «Заводская»
2. Строительство однопутной железной дороги длиной 12 километров от станции «Заводская» до Морского терминала
3. Реконструкция станции «Кузнецово»
4. Увеличение пассажиропотока (4000 чел.>>>5000 чел.)
5. Увеличение грузовых составов
6. Строительство дополнительных 4-ех путей на станции «Кузнецово»
7. Реконструкция сетей автоблокировки и СЦБ
8. Строительство 10 километров линии АБ для электроснабжения потребителей железнодорожного перетока «Кузнецово»-«Заводская»
9. Строительство КЛ 110 кВ «завод по переработке – ст. Кузнецово» длиной 10 километров
10. Строительство 10 километров ВЛ-27,5 кВ по перегону «Кузнецово»-«Заводская»
11. Реконструкция сетей 0,4 кВ для электроснабжения новых и существующих зданий и сетей освещения на станции «Кузнецово» (все электроснабжение поселка Боец Кузнецов осуществляется от железнодорожной подстанции)

Непрерывность цикла работы завода и обеспечение необходимого уровня безопасности работы персонала на станции «Заводская» (из-за работы персонала с ГСМ и подготовки, обработки емкостей для перевозки ГСМ)

Раздел 2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

2.1 Расчет сечения провода ВЛ 110 кВ.

Выбор сечения провода

Сечение провода, выбирается по экономической плотности тока [7]. Расчетный ток находится по формуле:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot I_{(5)}, \quad (2.1)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, для ЛЭП 110-220 кВ $\alpha_i = 1,05$ [7];

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{MAX} и коэффициент ее попадания в максимум энергосистемы k_M . Определяем по таблице 3.13 [1].

$I_{(5)}$ – ток в линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяется по формуле:

$$I_{(5)} = \frac{P_{max}}{n_{\phi} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} \quad (2.2)$$

Необходимое сечение проводов проектируемой ВЛ:

$$S_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} \quad (2.3)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока, определяется по таблице 1.3.36 [7].

$$T_{max02} = \frac{2 \cdot 8760}{3} = 5840$$

$$\cos \varphi = 0,92$$

$$I_{(5)} = \frac{P \cdot 0,6}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{\eta}} = \frac{63000 \cdot 10^3 \cdot 0,6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,92 \cdot 2} = 107,825 \text{ А}$$

$$\alpha_i = 1,05, \alpha_t = 1,0, \text{ при } K_m = 1, T_{max} = 5840 \text{ часов}$$

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot I_{(5)} = 1 \cdot 1,05 \cdot 107,825 = 113,217$$

$$\text{При } T_{max01} = 5840 \text{ ч, } j_{\text{эк}} = 1 \text{ А / мм}^2$$

$$S_{расч} = \frac{I_{p02}}{j_{\text{эк}}} = \frac{113,217}{1} = 113,217 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод AACSRZ 251, данные которого приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – основные данные провода

С алюминиевого сплава (мм ²)	С сердечника (мм ²)	С общая (мм ²)	Длительнодопустимый ток (А).
217	34,4	251,4	651

Проверка сечений по техническим ограничениям

Сечение провода, должно быть проверено на соответствие ряду технических требований [7].

Проверка по механической прочности. Сечение провода, выбранное по экономическому критерию должно соответствовать условию

$$S \geq S_{\min \text{ мех}} \quad (2.4)$$

Минимально допустимые сечения проводов по условиям механической прочности приведены в таблице 2.5.5 [2]. Для V района по гололеду минимальное допустимое сечение 70/11 мм², то есть, условие механической прочности выполняется:

$$S_{\min \text{ мех}} = 70 \text{ мм}^2$$

Проверка по условиям короны. Проверка сечений проводов по условиям короны выполняется для ВЛ 110 кВ и выше [1]. Выбранное сечение должно соответствовать условию

$$S \geq S_{\min \text{ кор}} \quad (2.5)$$

Минимальные диаметры проводов ВЛ по условиям короны приведены в таблице 2.5.6 [1]. Для напряжения 110 кВ минимально допустимое сечение по условию короны 70/11 мм². Следовательно, выбранный провод проходит проверку.

Проверка по допустимой токовой нагрузке (по нагреву). Сечение провода, выбранное по экономическому критерию быть проверено по условию

$$I_{нб} < I_{доп} \quad (2.6)$$

где $I_{доп}$ – допустимый длительный ток для проводника, определяемый согласно таблице 1 для выбранного сечения;

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

$$I_{дл. доп. 4-1} = I_p \cdot 2 = 113,217 \cdot 2 = 226,434$$

$$I_{дл. доп.} < I_{доп.} = 651, \text{ проверка соблюдается}$$

Проверка по допустимой потере напряжения. Проверке по потерям напряжения воздушные линии 35 кВ и выше не подлежат, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения проводов по сравнению с применением на понижающих подстанциях трансформаторов с РПН экономически не оправдано.

Вывод: провод AACSRZ 251 проходит по требованиям технических ограничений.

2.2 Расчет механических характеристик провода ВЛ 110 кВ.

Трасса сооружаемой воздушной линии электропередачи 110 кВ проходит по территории Приморья, относящегося к 5 району по гололеду и 5 району по ветровой нагрузке. Линия двухцепная. В таблице 2 приведены остальные данные по местности.

Таблица 2.2 – Данные по местности

Параметр	Значение
Район по ветровому давлению	V [1,рис.2.5.1]
Район по толщине стенок гололеда	V [1,рис.2.5.2.]
Абсолютно минимальная температура воздуха, t_{-}	-30°C [2]
Абсолютно максимальная температура воздуха, t_{+}	38°C [2]
Среднегодовая температура, $t_{\text{ср}}$	$4,5^{\circ}\text{C}$ [2]
Температура гололедообразования, $t_{\text{г}}$	-5°C [1, п.2.5.51]

Нормативное ветровое давление W_0 составляет 1000 Па, Нормативная толщина стенки гололеда b , в III гололедном районе составляет 30 мм [1, табл. 2.5.3].

Воздушная линия выполнена проводом марки AACSRZ–251. В таблице 3 приведены технические данные провода. [2]

Таблица 3 – Технические данные провода AACSRZ – 251.

Параметр	Провод	Сердечник	Проводник
Сечение, мм^2	251,4	34,4	217
Диаметр, мм		7,5	19,1
Масса, кг/км			875

Определение единичных и удельных механических нагрузок на провод от внешних воздействий:

Постоянно действующая и удельная нагрузка

Постоянно действующая нагрузка от собственного веса провода на один метр определяется по следующему выражению:

$$P_{\Pi} = M_{\Pi} \cdot g \cdot 10^{-3}, \quad (2.7)$$

где P_{Π} – постоянно действующая нагрузка, Н/м;

M_{Π} – вес провода, кг;

g – ускорение свободного падения м/с².

$$P_{\Pi} = 875 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 8,575 \text{ Н/м.}$$

Удельная нагрузка от собственной массы провода рассчитывается по формуле:

$$\gamma_{\Pi} = \frac{P_{\Pi}}{F_{\Pi}}, \quad (2.8)$$

где γ_{Π} – удельная нагрузка, Н/м · мм²;

F_{Π} – сечение провода, мм².

$$\gamma_{\Pi} = \frac{8,575}{251,4} = 0,034 \text{ Н / м · мм}^2.$$

Нормативные временно действующая нагрузка от гололеда

Нормативная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр провода:

$$P_{\Pi}^H = \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_{\Sigma} \cdot (d_{\Pi} + K_i \cdot K_d \cdot b_{\Sigma}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}, \quad (2.9)$$

где K_i , K_d – коэффициенты, учитывающие изменения толщины стенки гололеда по высоте и в зависимости от диаметра провода [1, т. 2.5.4], ;

b_{Σ} – толщина стенки гололеда, м;

d_{Π} – диаметр провода, мм;

ρ – плотность льда, составляет 0,9 г/см³ .

Согласно [1, п.2.5.44] высота расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов для габаритного пролета определяется по формуле:

$$h_{\Pi} = h_{\text{ср}} - \frac{2}{3} \cdot f, \quad (2.10)$$

где $h_{\text{тр}}$ – высота расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов, м;

$h_{\text{ср}}$ – среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам или среднеарифметическое значение высоты крепления тросов к опоре, отсчитываемое от отметок земли в местах установки опор, м;

f – стрела провеса провода или троса в середине пролета при высшей температуре, м.

Среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам вычисляется по следующей формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{\text{тр}}^i}{n}, \quad (2.11)$$

где $H_{\text{тр}}^i$ – расстояние от поверхности земли до места установки опоры, м;

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

$$h_{\text{ср}} = \frac{19 + (19 + 6) + (19 + 19 + 6)}{3} = 25 \text{ м.}$$

Стрела провеса провода или троса в середине пролета при высшей температуре определяется по следующему выражению:

$$f = \frac{\gamma_{\text{п}} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\text{сэ}}}, \quad (2.12)$$

где l – длина промежуточного пролета, м;

$\sigma_{\text{сэ}}$ – среднеэксплуатационное значение величины, Н/мм².

Согласно таблице 2 провод марки AACRZ 251 имеет поперечное сечение проводника $F_{\text{AL}} = 217 \text{ мм}^2$, сердечника – $F_{\text{ст}} = 34,4 \text{ мм}^2$. Отношение площадей поперечных сечений равно:

$$\frac{F_{\text{AL}}}{F_{\text{ст}}} = \frac{217}{34,4} = 6,308.$$

Для этого отношения допустимое механическое напряжение $\sigma_{сэ} = 90 \text{ Н/мм}^2$ [1, табл. 2.5.7].

Примем длину пролета 300 м. Тогда стрела провисание провода в середине пролета равна:

$$f = \frac{0,034 \cdot 300^2}{8 \cdot 90} = 4,264 \text{ м.}$$

На строящейся ВЛ провод AACRZ 251 будет смонтирован на железобетонных опорах марки П110-6В, чертеж опоры представлен в приложении А.

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов для габаритного пролета по формуле (2.10) равна:

$$h_{\text{пр}} = 25 - \frac{2}{3} \cdot 4,264 = 22,158 \text{ м.}$$

Согласно [1, п. 2.5.49], при высоте расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов до 25 метров поправки на толщину стенки гололеда на проводах и тросах в зависимости от высоты и диаметра проводов не вводятся.

Нормативная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр провода по формуле (2.9) равна:

$$P_{\text{ГП}}^{\text{Н}} = 3,14 \cdot 30 \cdot (19,1 + 30) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 40,815 \text{ Н / м.}$$

Удельная нагрузка от массы гололедных отложений равна:

$$\gamma_{\text{ГП}}^{\text{Н}} = \frac{P_{\text{ГП}}^{\text{Н}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{40,815}{251,4} = 0,162 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Нормативная временно действующая нагрузка от ветрового давления без гололеда

Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода (провод, свободный от гололеда) рассчитывается по следующему выражению:

$$P_{\text{вп}}^{\text{Н}} = \alpha_{\text{в}} \cdot K_{\text{л}} \cdot K_{\text{в}} \cdot C_{\text{х}} \cdot W_0 \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \quad (2.13)$$

где P_{wn}^H – нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра, Н/мм²;

α_w – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ и зависящий от ветрового давления, для $W_0 = 1000$ Па коэффициент был принят равным 0,70 [1, п. 2.5.52];

K_l – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, принимаем равным 1 [1, п. 2.5.52];

K_w – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, местность А. $K_w = 1,277$ [1, табл. 2.5.2];

C_x – коэффициент лобового сопротивления, равен 1,1 для проводов свободных от гололеда, диаметром равным 20 мм и более [1, п. 2.5.52];

W_0 – нормативное ветровое давление, Па;

F – площадь продольного диаметрального сечения провода, м, определяется по формуле:

$$F = d_n \cdot 10^{-3} = 19,1 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

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

Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода без гололеда равна:

$$P_{wn}^H = 0,7 \cdot 1 \cdot 1,277 \cdot 1,1 \cdot 1000 \cdot 19,1 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 18,781 \text{ Н / мм}^2.$$

Удельная нагрузка от ветрового давления на провод без гололеда:

$$\gamma_{wn}^H = \frac{P_{wn}^H}{F_{пр}} = \frac{18,781}{251,4} = 0,075 \text{ Н/м·мм}^2.$$

Нормативная временно действующая нагрузка от ветрового давления с гололедом

Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра (провод с гололедом) на один метр провода определяется по выражению:

$$P_{wnz}^H = \alpha_w \cdot K_l \cdot K_w \cdot C_x \cdot W_r \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \quad (2.14)$$

где P_{wnz}^H – нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра с гололедом, Н/мм²;

C_x – коэффициент лобового сопротивления, равен 1,1 для провода покрытым гололедом [1, п. 2.5.52];

F – площадь продольного диаметрального сечения провода, которая определяется по формуле:

$$F = (d_{\Pi} + 2 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_{\text{г}}) \cdot 10^{-3} = (19,1 + 2 \cdot 30) \cdot 10^{-3} = 0,079 \text{ м.}$$

Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра с гололедом равна:

$$P_{wnz}^H = 0,7 \cdot 1 \cdot 1,277 \cdot 1,1 \cdot 0,25 \cdot 1000 \cdot 0,079 \cdot 1 = 19,445 \text{ Н / мм}^2.$$

Удельная нагрузка от ветрового давления на провод с гололедом:

$$\gamma_{wnz}^H = \frac{P_{wnz}^H}{F_{np}} = \frac{419,445}{251,4} = 0,077 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Расчетная гололедная нагрузка

Расчётная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр провода определяется по формуле:

$$P_{\Gamma\Pi} = P_{\text{гп}}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d, \quad (2.15)$$

где $P_{\Gamma\Pi}$ – расчётная нагрузка от массы гололедных отложений, Н/мм²;

γ_{nw} – коэффициент надежности по ответственности, принимаем равным 1 для ВЛ 110 [1, п. 2.5.55];

γ_p – региональный коэффициент, принимаем равным 1 [1, п. 2.5.55];

γ_f – коэффициент надежности по гололедной нагрузке, равен 1,6 [1, п. 2.5.55];

γ_d – коэффициент условий работы, равен 0,5 [1, п. 2.5.55];

Расчётная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр провода равна:

$$P_{\text{гп}} = 40,815 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,5 = 32,652 \text{ Н/мм}^2.$$

Удельная расчетная нагрузка от массы гололедных отложений:

$$\gamma_{\text{гп}} = \frac{P_{\text{гп}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{32,652}{251,4} = 0,13 \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Расчётная нагрузка от давления ветра без гололеда

Расчётная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода (провод, свободный от гололеда) рассчитывается по выражению:

$$P_{wn} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f, \quad (2.16)$$

где P_{wn} – расчётная нагрузка от давления ветра без гололеда, Н/мм²;

γ_{nw} – коэффициент надежности по ответственности, равен 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 1,6 [1, п. 2.5.54].

Расчётная временно действующая нагрузка от давления ветра без гололеда равна:

$$P_{wn} = 18,781 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 30,049 \text{ Н/мм}^2.$$

Удельная расчетная нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_{wn} = \frac{P_{wn}}{F_{\text{пр}}} = \frac{30,049}{251,4} = 0,12 \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Расчётная нагрузка от давления ветра с гололедом

Расчётная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода (провод с гололедом) определяется по формуле:

$$P_{wnz} = P_{wnz}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f, \quad (2.17)$$

где P_{wnz} – расчётная нагрузка от давления ветра с гололедом, Н/мм²

Расчётная временно действующая нагрузка от давления ветра на провод с гололедом равна:

$$P_{wnz} = 19,445 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 31,111 \text{ Н/мм}^2.$$

Удельная расчетная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом:

$$\gamma_{wnz} = \frac{P_{wnz}}{F_{np}} = \frac{31,111}{251,4} = 0,124 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Результирующие нагрузки

Результирующая нагрузка от массы провода и массы гололеда равна:

$$P_{\Sigma 1} = P_{\Pi} + P_{ГП} = 8,575 + 40,815 = 49,39 \text{ Н/мм}^2.$$

Удельная результирующая нагрузка от массы провода и массы гололеда:

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{P_{\Sigma 1}}{F_{np}} = \frac{49,39}{251,4} = 0,196 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Результирующая нагрузка от собственной массы провода и давления ветра:

$$P_{\Sigma 2} = \sqrt{P_n^2 + P_{wn}^2} = \sqrt{8,575^2 + 30,049^2} = 31,249 \text{ Н/мм}^2.$$

Удельная результирующая нагрузка от собственной массы провода и давления ветра:

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{P_{\Sigma 2}}{F_{np}} = \frac{31,249}{251,4} = 0,124 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Результирующая нагрузка от массы провода с гололедом и давления ветра равна:

$$P_{\Sigma 3} = \sqrt{P_{\Sigma 1}^2 + P_{wnz}^2} = \sqrt{49,39^2 + 31,111^2} = 58,372 \text{ Н/мм}^2.$$

Удельная результирующая нагрузка от массы провода с гололедом и давления ветра:

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{P_{\Sigma 3}}{F_{\text{пр}}} = \frac{58,372}{251,4} = 0,232 \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Таким, образом, при сравнении значений результирующих нагрузок видно, что наибольшая – нагрузка от массы провода с гололедом и давления ветра. В дальнейших расчётах принимаем, что $\gamma_{\text{нб}} = \gamma_{\Sigma 3} = 0,232 \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2$.

2.3 Определение критических длин пролётов

Трасса сооружаемой воздушной линии электропередачи 110 кВ проходит по Приморью, который относится к V району по ветровому давлению и к V району по толщине стенки гололёда.

Согласно [1] температуры приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Температуры в Приморье

<i>Высшая температура</i>	$t_+ = 38^\circ\text{C}$
<i>Низшая температура</i>	$t_- = -30^\circ\text{C}$
<i>Среднегодовая температура</i>	$t_{\text{ср}} = 4,5^\circ\text{C}$
<i>Температура гололёдообразования</i>	$t_r = -5^\circ\text{C}$

Модуль упругости $E = 8,25 \cdot 10^4 \text{ Н/мм}^2$, температурный коэффициент $\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-2}$ согласно [2, табл. 2.5.8].

Предельные значения напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре по табл. 2.5.7 [2]: $\sigma_{\text{нб}} = \sigma_- = 135 \text{ Н/мм}^2$, а также при среднегодовой температуре $\sigma_{\text{ср}} = 90 \text{ Н/мм}^2$. Каждое из этих значений не должно быть превышено в процессе работы ВЛ.

Рассчитаем изменение значений среднеэксплуатационных напряжений в проводе, которые будут возникать в пролетах различной длины, если требуется обеспечить сохранение допускаемых напряжений при возникновении наибольшей нагрузки или наибольшей температуры.

Для этого составим и решим уравнение состояния провода. Искомой величиной считаем $\sigma_{\text{сэ}}$.

Вариант 1: исходные условия – возникновение наибольшей механической нагрузки $\gamma_{\text{нб}}$; искомые условия – среднеэксплуатационные, тогда уравнение состояния примет вид

$$\sigma_{\text{сз1}} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{\text{сз}}^2} = \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\text{нб}}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{сг}} - t_{\Gamma}). \quad (2.18)$$

Полученное уравнение можно представить, как неполное кубическое:

$$\sigma_{\text{сз}}^3 - A \cdot \sigma_{\text{сз}}^2 - B = 0; \quad (2.18)$$

$$\text{где } A = \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\text{нб}}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{сг}} - t_{\Gamma});$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}.$$

Данную задачу можно решить методом Ньютона:

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{f(\sigma_k)}{f'(\sigma_k)};$$

$$f'(\sigma_k) = 3\sigma_k^2 - 2A\sigma_k;$$

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{\sigma_k^3 - A\sigma_k^2 - B}{3\sigma_k^2 - 2A\sigma_k} = \frac{\sigma_k^2(2A\sigma_k - A) + B}{\sigma_k(3\sigma_k - 2A)}.$$

Рассмотрим, как $\sigma_{\text{сз}}$ в зависимости от l при $\gamma_{\text{нб}}$.

Независимая переменная l может меняться от 0 до ∞ .

При $l = 0$:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{сз}(1)}^{(1)} &= \sigma_{\text{нб}} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{сг}} - t_{\Gamma}) = 135 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (4,5 - (-5)) = \\ &= 119,952 \text{ Н/мм}^2. \end{aligned}$$

При $l \rightarrow \infty$:

$$\sigma_{\text{сз}(2)}^{(1)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_{\text{нб}}} \cdot \sigma_{\text{нб}} = \frac{0,034}{0,232} \cdot 135 = 19,784 \text{ Н/мм}^2.$$

Следовательно, $\sigma_{\text{сз}}$ будет измениться при возникновении $\gamma_{\text{нб}}$ от 19,784 до 119,952 Н/мм².

Получим зависимости коэффициентов A и B от l_i^2 :

$$A = \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\text{нб}}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{сг}} - t_{\text{г}}) =$$

$$= 135 - \frac{0,232^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (4,5 - (-5)) =$$

$$= 119,952 - 0,01 \cdot l_i^2;$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24} = \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 3,999 \cdot l_i^2.$$

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

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

Вычислим значения А и В, а также значения $\sigma_{\text{сэ}}$ при длинах пролетов от 0 до 450м и сведем результаты в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчета уравнения состояния провода

l, м	A	B	б0	б1	б2	б3	б4
0	119,952	0	119,952	119,952	119,952	119,952	119,952
50	94,952	9997,5	119,952	102,7974	96,81173	96,04802	96,03599
100	19,952	39990	96,03599	68,27497	51,82145	44,20783	42,39908
150	-105,048	89977,5	42,39908	30,15613	26,51794	26,18727	26,18461
200	-280,048	159960	26,18461	23,19447	22,97678	22,97563	22,97563
250	-505,048	249937,5	22,97563	21,81411	21,78118	21,78115	21,78115
300	-780,048	359910	21,78115	21,20233	21,19411	21,1941	21,1941
350	-1105,05	489877,5	21,1941	20,86168	20,85895	20,85895	20,85895
400	-1480,05	639840	20,85895	20,64962	20,64854	20,64854	20,64854
450	-1905,05	809797,5	20,64854	20,50787	20,50738	20,50738	20,50738

■ **Вариант 2:** исходные условия – при установившейся низшей температуре окружающей среды t_- ; искомые условия – среднеэксплуатационные, тогда уравнение состояния примет вид

$$\sigma_{сз} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сз}^2} = \sigma_- - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_-).$$

При $l = 0$:

$$\begin{aligned} \sigma_{сз(2)}^{(1)} &= \sigma_- - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_-) = \\ &= 135 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (4,5 - (-30)) = 80,352 \text{ Н/мм}^2. \end{aligned}$$

При $l \rightarrow \infty$:

$$\sigma_{сз(2)}^{(2)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_n} \cdot \sigma_- = \frac{0,034}{0,034} \cdot 135 = 135 \text{ Н/мм}^2.$$

Следовательно, $\sigma_{сз}$ будет измениться при возникновении t_- от 80,352 до 135 Н/мм².

Получим зависимости коэффициентов А и В от l_i^2 :

$$\begin{aligned} A &= \sigma_{нб} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_-) = \\ &= 135 - \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (4,5 - (-30)) = \\ &= 80,352 - 0,0002194 \cdot l_i^2; \end{aligned}$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24} = \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 3,999 \cdot l_i^2.$$

Вычислим значения А и В, а также значения $\sigma_{сз}$ при длинах пролетов от 0 до 450м и сведем результаты в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета уравнения состояния провода

l, м	А	В	б0	б1	б2	б3	б4
0	80,352	0	80,352	80,352	80,352	80,352	80,352
50	79,8035	9997,5	80,352	81,33849	81,31549	81,31548	81,31548
100	78,158	39990	81,31548	83,99761	83,84681	83,84631	83,84631
150	75,4155	89977,5	83,84631	87,48288	87,23943	87,23828	87,23828
200	71,576	159960	87,23828	91,17921	90,92567	90,92457	90,92457

250	66,6395	249937,5	90,92457	94,80095	94,58069	94,57994	94,57994
300	60,606	359910	94,57994	98,223	98,04635	98,04592	98,04592
350	53,4755	489877,5	98,04592	101,3926	101,256	101,2557	101,2557
400	45,248	639840	101,2557	104,2939	104,1898	104,1896	104,1896
450	35,9235	809797,5	104,1896	106,9302	106,8514	106,8513	106,8513

На основании двух вариантов расчетов построен график зависимостей механического напряжения от длины пролета, который представлен на рис.2.

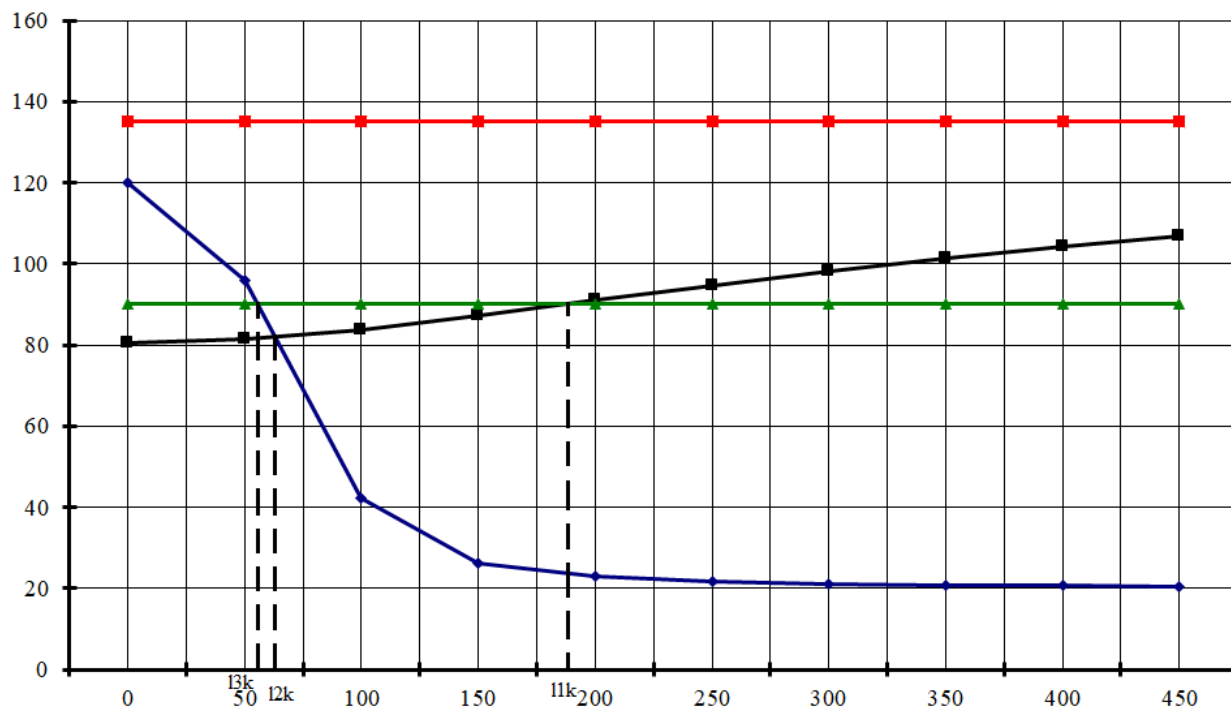


Рисунок 1 – Зависимости механических напряжений в проводе от длины пролета

Из графика по точкам пересечения определяем расстояния критического пролета. Расстояния сформированы в табл.7.

Таблица 7 – Расстояния критического пролета

Критический пролет	Расстояние, м
Первый, l_{1k}	188
Второй, l_{2k}	63
Третий, l_{3k}	55

Вычислим расстояние критических пролетов аналитическим способом, используя формулы:

$$\begin{aligned}
l_{1к} &= 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{сг})}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_-}{\sigma_{сэ}}\right)^2\right]}} = \\
&= 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{(135 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-30 - 4,5)}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left[1 - \left(\frac{135}{90}\right)^2\right]}} = 188,186 \text{ м}; \\
l_{2к} &= 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_{г} - t_-)}{\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n}\right)^2 - 1}} = 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot ((-5) - (-30))}{\left(\frac{0,232}{0,034}\right)^2 - 1}} = 63,151 \text{ м}; \\
l_{3к} &= 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_{г} - t_{сг})}{E \cdot \left[\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{нб}}{\sigma_{сэ}}\right)^2\right]}} = \\
&= 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{(135 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 4,5)}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left[\left(\frac{0,232}{0,034}\right)^2 - \left(\frac{135}{90}\right)^2\right]}} = 55,691 \text{ м}.
\end{aligned}$$

Вывод: так как заданный пролет $l = 300$ м. больше чем второй и третий критические пролеты, $l > l_{2к}$ ($300 > 63,2$) то расчетным режимом является режим наибольших нагрузок.

2.4 Определение критической температуры и габаритного пролета

Значение критической температуры:

$$t_k = (t_r - 3) + \frac{\sigma_{нб}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{\Sigma 2}} = (-5 - 3) + \frac{135}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4} \cdot \frac{0,034}{0,232} = 4,52 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Так как $t_k = 4,52 \text{ } ^\circ\text{C}$, $t_+ = 38 \text{ } ^\circ\text{C}$, $t_k < t_+$, наибольшее провисание провода имеет место при нагрузке провода собственной массой, то есть при удельной механической нагрузке (без гололеда) γ_n .

Габаритный пролет:

$$l_{габ}^4 \cdot \left(\frac{\gamma[f]}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma[\sigma]}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) - l_{габ}^2 \left(\sigma + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) \right) - \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = 0; \quad (2.19)$$

$$\gamma[f] = \gamma_n, \quad \gamma[\sigma] = \gamma_{\Sigma 3}, \quad t_{[\sigma]} = t_2, \quad t_{[f]} = t_+.$$

Данное уравнение является биквадратным. Представим его в следующем виде:

$$A \cdot l - B \cdot l - C = 0;$$

$$A = \frac{\gamma[f]}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma[\sigma]}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} = \frac{0,034}{8 \cdot 4,264} + \left(\frac{0,232}{135} \right)^2 \cdot \frac{8,25 \cdot 10^4}{24} = 11 \cdot 10^{-3}$$

$$B = \left(\sigma + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) \right) = \left(135 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 38) \right) = 66,888;$$

$$C = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = \frac{8}{3} \cdot 4,264^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 = 3,999 \cdot 10^6.$$

Тогда $l_{габ}$ может быть определен по следующей формуле:

$$l_{габ} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C}}{2 \cdot A}} = \sqrt{\frac{66,888 + \sqrt{66,888^2 + 4 \cdot 11 \cdot 10^{-3} \cdot 3,99 \cdot 10^6}}{2 \cdot 11 \cdot 10^{-3}}} = 148,839 \text{ м}.$$

Значение $l_{габ} = 148,839 > l_{2к} = 63,2 \text{ м}$, – следовательно, расчетные условия выбраны верно.

Длина весового пролета:

$$l_{вес} = 1,25 \cdot l_{габ} = 1,25 \cdot 148,839 = 186,049 \text{ м}.$$

Стрела провисания для габаритного пролета:

$$f_{\text{габ}} = \frac{\gamma_n \cdot l_{\text{габ}}^2}{8 \cdot \sigma_{\text{нб}}} = \frac{0,034 \cdot 148,049^2}{8 \cdot 135} = 0,7 \text{ м.}$$

2.5 Выбор изоляторов, арматуры и комплектование гирлянд

Подвесные изоляторы для промежуточных опор

1) При наибольшей нагрузке

$$2,5 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_{нб} \cdot F_{np} \cdot l_{вес} + G_z) \leq P; \quad (2.20)$$

где $n_{\phi} = 1$ – число проводов в расщепленной фазе;

$\gamma_{нб}$ – наибольшая нагрузка;

F_{np} – площадь поперечного сечения провода;

$G_z = 500$ Н. – средний вес гирлянды изоляторов для 110 кВ [3, табл. 2.3].;

P – электромеханическая разрушающая нагрузка изоляторов.

Получаем,

$$2,5 \cdot (1 \cdot 0,232 \cdot 251,4 \cdot 186,049 + 500) = 28400 \text{ Н.}$$

2) При среднеэксплуатационных условиях работы

$$5 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_n \cdot F_{np} \cdot l_{вес} + G_z) \leq P; \quad (2.21)$$

$$5 \cdot (1 \cdot 0,034 \cdot 251,4 \cdot 186,049 + 500) = 10480 \text{ Н.}$$

3) В аварийных режимах работы

$$2 \cdot \sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot \gamma_n \cdot F_{np} \cdot l_{вес}}{2} + G_z \right)^2 + (K_{pd} \cdot T_{нб})^2} \leq P;$$

где $K_{pd} = 0,4$ – коэффициент редукции;

$T_{нб} = n_{\phi} \cdot \sigma \cdot F_{np}$ – наибольшее тяжение при аварийном режиме работы,

$$T_{нб} = n_{\phi} \cdot \sigma \cdot F_{np} = 1 \cdot 90 \cdot 251,4 = 22630;$$

$$2 \cdot \sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,034 \cdot 251,4 \cdot 186,049}{2} + 500 \right)^2 + (0,4 \cdot 22630)^2} = 18290 \text{ Н.}$$

Сравнив три варианта значений, можно сделать вывод о том, что выбор изоляторов следует производить по режиму наибольшей нагрузки.

Согласно табл. 1.70 [5] выбираем изоляторы стеклянные подвесные тарельчатого типа: ПС-70Е, с параметрами, представленными в таблице 8:

Таблица 8 – Параметры изолятора ПС-70Е

<i>Механическая разрушающая сила, кН</i>	<i>70</i>
<i>Диаметр тарелки, D, мм</i>	<i>225</i>
<i>Строительная высота, H, мм</i>	<i>127</i>
<i>Длина пути утечки, L_и, мм</i>	<i>303</i>
<i>Масса, кг</i>	<i>3,4</i>

Для определения количества изоляторов в гирлянде определим длину пути утечки. Длина пути утечки L (см) изоляторов и изоляционных конструкций должна определяться по формуле:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K; \quad (2.21)$$

где $\lambda_3 = 1,6$ – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [1, таблица 1.9.1];

$U = 126$ кВ – наибольшее рабочее междуфазное напряжение (ГОСТ 721-77 [7]);

$K = 1$ – коэффициент эффективности.

Тогда

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K = 1,6 \cdot 126 \cdot 1 = 201,6 \text{ см.}$$

Количество подвесных тарельчатых изоляторов в поддерживающих гирляндах, а также в каждой гирлянде специальной конструкции (v , Λ , Y , λ и др.), составленной из изоляторов одного типа (в одной последовательной ветви), ВЛ на металлических, железобетонных и деревянных опорах с заземленными креплениями гирлянд определяется по формуле:

$$m = \frac{L}{L_{\text{и}}}; \quad (2.22)$$

где m – количество подвесных тарельчатых изоляторов в поддерживающих гирляндах, шт;

$L_{\text{и}}$ – длина пути утечки одного изолятора по стандарту или техническим условиям на изолятор конкретного типа, см.

$$m = \frac{201,6}{30,3} = 6,6 \approx 7 \text{ шт.}$$

Длина поддерживающих гирлянд изоляторов определяется по выражению:

$$\Lambda_n = m \cdot H; \quad (2.23)$$

где Λ_n – длина поддерживающих гирлянд изоляторов, м;

H – высота одного изолятора, м.

$$\Lambda_n = m \cdot H = 7 \cdot 0,127 = 0,889 \text{ м.}$$

С учётом арматуры $\Lambda_n = 1,016 \text{ м.}$

Вес гирлянды изоляторов:

$$G_{\text{гпр}} = m \cdot m_{\text{и}}; \quad (2.24)$$

где $G_{\text{гпр}}$ – вес поддерживающей гирлянды изоляторов, кг;

$m_{\text{и}}$ – масса изолятора, кг.

$$G_{\text{гпр}} = m \cdot m_{\text{и}} = 7 \cdot 3,4 = 23,8 \text{ кг.}$$

С учётом арматуры $G_{\text{гпр}} = 27,2 \text{ кг.}$

Натяжные изоляторы для анкерных опор

Нормативные нагрузки, приложенные к натяжным гирляндам анкерных опор, находятся для 2-х условий:

1) При наибольшей нагрузке

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_{нб} \cdot F_{np} \cdot l_{вес}}{2} + G_z\right)^2 + (\sigma_{нб} \cdot F_{np})^2} \leq P;$$

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,232 \cdot 251,4 \cdot 186,049}{2} + 500\right)^2 + (135 \cdot 251,4)^2} = 86130 \text{ Н.}$$

2) При среднеэксплуатационных условиях работы

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_n \cdot F_{np} \cdot l_{вес}}{2} + G_z\right)^2 + (\sigma \cdot F_{np})^2} \leq P;$$

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,034 \cdot 251,4 \cdot 186,049}{2} + 500\right)^2 + (90 \cdot 251,4)^2} = 136000 \text{ Н.}$$

Сравнив два варианта значений, можно сделать вывод о том, что выбор изоляторов следует производить по режиму среднеэксплуатационных условий.

Согласно табл. 1.70 [5] изоляторы стеклянные подвесные тарельчатого типа: ПС-160Д, с параметрами, представленными в таблице 9:

Таблица 9 – Параметры изолятора ПС-160Д

<i>Механическая разрушающая сила, кН</i>	<i>160</i>
<i>Диаметр тарелки, D, мм</i>	<i>280</i>
<i>Строительная высота, H, мм</i>	<i>170</i>
<i>Длина пути утечки, L_И, мм</i>	<i>385</i>
<i>Масса, кг</i>	<i>6,2</i>

Для определения количества изоляторов в гирлянде определим длину пути утечки:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K = 1,6 \cdot 126 \cdot 1 = 201,6 \text{ см.}$$

Количество подвесных тарельчатых изоляторов определяется:

$$m = \frac{L}{L_{II}} = \frac{201,6}{38,5} = 5,236 \approx 6 \text{ шт.},$$

Длина гирлянд изоляторов определяется по выражению:

$$\Lambda_n = m \cdot H.$$

где Λ_n – длина гирлянд изоляторов, м;

H – высота одного изолятора, м.

$$\Lambda_n = m \cdot H = 6 \cdot 0,170 = 1,02 \text{ м.}$$

С учётом арматуры $\Lambda_n = 1,19 \text{ м.}$

Вес гирлянды изоляторов:

$$G_{гир} = m \cdot m_{и},$$

где $G_{гир}$ – вес поддерживающей гирлянды изоляторов, кг;

$m_{и}$ – масса изолятора, кг.

$$G_{гир} = m \cdot m_{и} = 6 \cdot 6,2 = 37,2 \text{ кг.}$$

С учётом арматуры $G_{гир} = 43,4 \text{ кг.}$

Выбор линейной арматуры при проектировании ВЛ электропередачи

Выбор линейной арматуры производится в соответствии с выбранным типом изоляторов.

На промежуточной опоре установлен изолятор ПС-70Е, механическая разрушающая сила которой составляет 70 кН, следовательно, гарантированная прочность линейной арматуры должно составлять не менее 70 кН. Выбранная линейная арматура приведена в таблице 10[3].

Таблица 10 –Линейная арматура изолятора ПС – 70Е

Обозначение	Наименование	Масса, кг	Высота, м
СР-7-16	Серьга	0,30	0,099
ПНГ-6-6	Зажим поддерживающий глухой	5,8	0,054

У1-7-16	Ушко однолапчатое	0,67	0,123
КГП-7-2В	Узел крепления	0,7	0,141
	Сумма	7,47	0,417

На анкерной опоре установлен изолятор ПС – 160Д, механическая разрушающая сила которой составляет 120 кН. Выбранная линейная арматура приведена в таблице 11 [3].

Таблица 11 – Линейная арматура изолятора ПС – 160Д

Обозначение	Наименование	Масса, кг	Высота, м
СР-16-20	Серьга	0,55	0,1145
НС-260-3	Зажим натяжной прессуемый	2,69	0,385
У1-16-20	Ушко однолапчатое	1,70	0,114
КГ-16-1	Узел крепления	3,46	0,178
	Сумма	6,3	0,787

2.6 Расстановка опор по профилю трассы

При выборе трассы необходимо учесть следующие правила:

1. Габариты не должны быть меньше, чем принятые в ПУЭ;
2. Нагрузка на опоры не должна превышать значения, принятые для опор соответствующих типов.

Шаблон строится на основании ординат кривой максимального провисания.

Наибольшее провисание провода имеет место при t_+ . Следовательно, в формулу для расчета коэффициента шаблона подставим значения γ_n .

Исходные условия: γ_n, σ_+, t_+ ;

Искомые величины: $\gamma_n, \sigma_{габ}, t_{сг}$.

$$\sigma_{габ} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{габ}^2} = \sigma_+ - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_+^2} - \alpha E (t_+ - t_{сг}) \quad (2.25)$$

Подставив соответствующие значения, получим:

$$\begin{aligned} \sigma_{габ} - \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 148,839^2}{24 \cdot \sigma_{габ}^2} &= \\ &= 135 - \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 148,839^2}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 (38 - 4,5); \\ \sigma_{габ} - \frac{88600}{\sigma_{габ}^2} &= 77,075 \end{aligned}$$

Приведем к общему знаменателю:

$$\sigma_{габ}^3 - 77,075 \cdot \sigma_{габ}^2 - 88600 = 0$$

Решим данное уравнение методом Ньютона:

$$\sigma_{габ}^{k+1} = \frac{(\sigma_{габ}^k)^2 \cdot (2 \cdot \sigma_{габ}^k - 77,075) - 88600}{\sigma_{габ}^k \cdot (3 \cdot \sigma_{габ}^k - 2 \cdot 77,075)}$$

Первое приближение $\sigma_{габ} = \sigma_{нб} = 135 \text{ Н/мм}^2$. В результате получаем $\sigma_{габ} = 101,21 \text{ Н/мм}^2$.

Для расстановки опор с помощью шаблона, построим 3 кривых:

1-ая – кривая максимального провисания провода, строится по уравнению:

$$y = \frac{\gamma \cdot x^2}{2 \cdot \sigma} = \frac{\gamma \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma_{габ}} \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2 = K_{III} \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2; \quad (2.26)$$

где γ – удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода (γ_n);

σ – напряжение, соответствующее габаритному пролету;

x – значение длины габаритного пролета от $(0 \div 0,75)l_{габ}$.

$$y = \frac{0,034 \cdot 10^4}{2 \cdot 101,21} \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2 = 1,685 \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2.$$

2-ая – габаритная кривая (служит для проверки габаритов от низшей точки кривой провисания провода до земли и инженерных сооружений):

$$h_{габ} = \Gamma + (0,3 \div 0,5);$$

где Γ – допустимый габарит, принимаем $\Gamma = 7$ м. [2, табл.2.5.22].

3-ая – земляная кривая; сдвиг от 1-ой кривой на расстояние, равное высоте подвеса провода на опорах:

$$h_0 = H_{тр}^{нж} - \Lambda;$$

где $H_{тр}^{нж}$ – расстояние от земли до нижней траверсы опоры;

Λ – длина гирлянды изоляторов.

$$h_0 = 19 - 1,016 = 17,984 \text{ м.}$$

В результате получим шаблон для расстановки опор по профилю трассы (рис. 3). $l_{габ} = 148,839$ м., $l_{вес} = 186,049$ м.

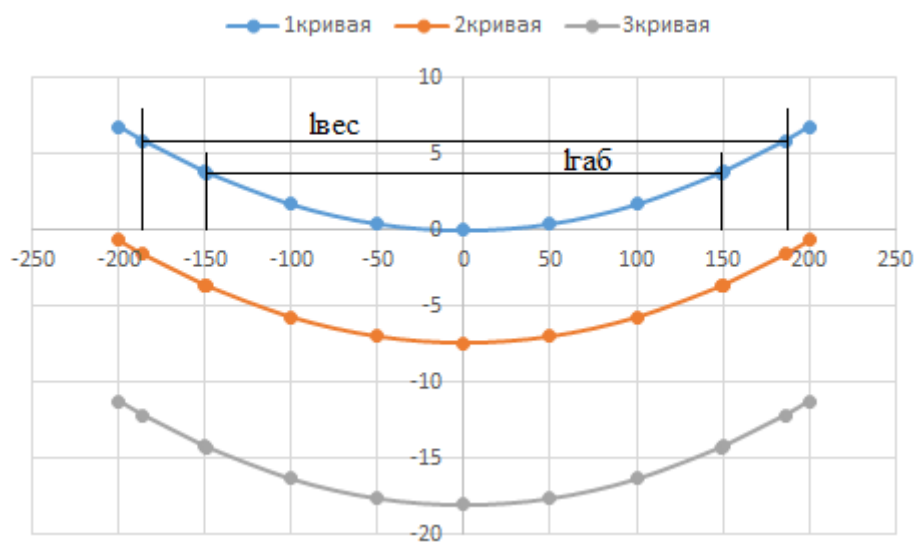


Рисунок 2 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

2.7 Специальный переход

Переход через автомобильную дорогу III категории

Переход планируется ограничить с двух сторон промежуточными опорами, поэтому проверка габарита будет производиться по режиму наибольших нагрузок. Схема специального перехода изображена в приложении Б.

Угол пересечения ВЛ с автомобильными дорогами не нормируется, поэтому примем его равным 90.

Вертикальное расстояние от проводов воздушной линии напряжением 110 кВ до полотна автомобильной дороги III категории должен быть равен в нормальном режиме работы воздушной линии не менее 7 метров.

Горизонтальное расстояние от опоры ЛЭП до бровки земляного полотна дороги равняется высоте опоры (но минимум 2,5м.)..

Наименьшее расстояние по горизонтали от основания опоры до дороги примем высота опоры плюс 3 м, т.е. 38 м. Так как местность имеет равнинный характер, то нет разницы, с какой стороны устанавливаем первую опору. Устанавливаем первую опору слева от автомобильной дороги. Положение второй опоры определяем расчетом.

Принимаем расстояния по горизонтали от вертикальной оси левой опоры:

- до левой бровки земляного полотна автомобильной дороги – $35+3=38$ м;
- до середины автомобильной дороги – $38+2+3,5=43,5$ м;
- до правой бровки земляного полотна автомобильной дороги – $43,5+2+3,5=49$ м.

Начало системы координат совмещается с точкой крепления нижнего провода на левой анкерной опоре и будет располагаться на высоте 19,0 м.

Допущения: климатические условия – режим наибольших нагрузок, т.е. $\gamma_{нб} = 0,232$ Н/м·мм², $\sigma_{нб} = 135$ Н/мм², $t_r = -5$ °C.

Наибольшее провисание провода имеет место при нагрузке провода собственной массой: $\gamma_{п} = 0,034$ Н/м·мм².

Уравнение состояния:

$$\sigma_{\text{сз}} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{\text{ан}}^2}{24 \cdot \sigma_{70}^2} = \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\Sigma 3}^2 \cdot E \cdot l_{\text{ан}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (38 - t_r);$$

$$A = \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\Sigma 3}^2 \cdot E \cdot l_{\text{ан}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (38 - t_r) =$$

$$= 135 - \frac{0,232^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_{\text{ан}}^2}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (38 - (-5)) =$$

$$= 66,9 - 0,01 \cdot l_{\text{ан}}^2;$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{\text{ан}}^2}{24} = \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_{\text{ан}}^2}{24} = 3,999 \cdot l_{\text{ан}}^2.$$

$$\sigma_{38} \approx \sigma_{\text{сз(к)}} = \frac{\gamma_n}{\gamma_{\Sigma 3}} \cdot \sigma_{\text{нб}} = \frac{0,034}{0,232} \cdot 135 = 19,7844 \text{ Н/мм}^2.$$

Результаты расчёта механических напряжений в зависимости от длины приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Значения механических напряжений в зависимости от длины пролёта

$l, \text{ м}$	A	B	$\sigma_0, \text{ Н/мм}^2$	$\sigma_1, \text{ Н/мм}^2$	$\sigma_2, \text{ Н/мм}^2$	$\sigma_3, \text{ Н/мм}^2$
0	66,888	0	19,7844	7,262478	3,395753	66,888
50	41,888	9997,5	1,651225	-76,0049	-46,8444	41,888
100	-33,112	39990	-27,3622	54,85508	37,10542	-33,112
150	-158,112	89977,5	28,50057	23,11998	22,34631	-158,112
200	-333,112	159960	22,33046	21,27499	21,24637	-333,112
250	-558,112	249937,5	21,24635	20,78408	20,77866	-558,112
300	-833,112	359910	20,77866	20,53478	20,53328	-833,112
350	-1158,11	489877,5	20,53328	20,38873	20,3882	-1158,11
400	-1533,11	639840	20,3882	20,2954	20,29519	-1533,11
450	-1958,11	809797,5	20,29519	20,23203	20,23193	-1958,11

Ординаты кривой провисания провода для точек на оси абсцисс, соответствующие левой и правой бровкам земляного полотна рассчитываются следующим образом:

$$y = \frac{\gamma \cdot x}{2 \cdot \sigma} \cdot (l - x). \quad (2.27)$$

Результаты расчёта ординат кривой провисания провода приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Ординаты кривой провисания провода

$l, \text{ м}$	$X_1 = 38$	$X_2 = 43,5$	$X_3 = 49$
0	-14,8665	-39,4688	-100,786
50	-0,28331	-0,34996	-0,46318
100	1,405305	1,596252	1,633403
150	3,240058	3,526876	3,767635
200	4,925646	5,447135	5,920216
250	6,590994	7,349212	8,057932
300	8,242815	9,237774	10,18264
350	9,885718	11,11705	12,29795
400	11,52254	12,98987	14,40652
450	13,15505	14,85804	16,51019

Проверка запасов в габаритах, согласно ПУЭ [1] приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Запасы в габаритах Δ

$l, \text{ м}$	$Y_{x1} > 7$	$Y_{x2} > 7$	$Y_{x3} > 7$
0	28,86654	53,46879	114,7862
50	14,28331	14,34996	14,46318
100	12,59469	12,40375	12,3666
150	10,75994	10,47312	10,23237
200	9,074354	8,552865	8,079784
250	7,409006	6,650788	5,942068
300	5,757185	4,762226	3,817358

350	4,114282	2,882945	1,702054
400	2,477465	1,010134	-0,40652
450	0,844953	-0,85804	-2,51019

По результатам расчетов, приведенных в таблице 12, видно, что при любом значении длины пролета в диапазоне от 50 до 250 м запас габарита Δ будет выдержан.

Выбор длины диктуется запасом в габаритах над опорами контактной сети. По графику на рисунке 4 видно, что длина анкерного пролета $l_{ан} \approx 225$ м.

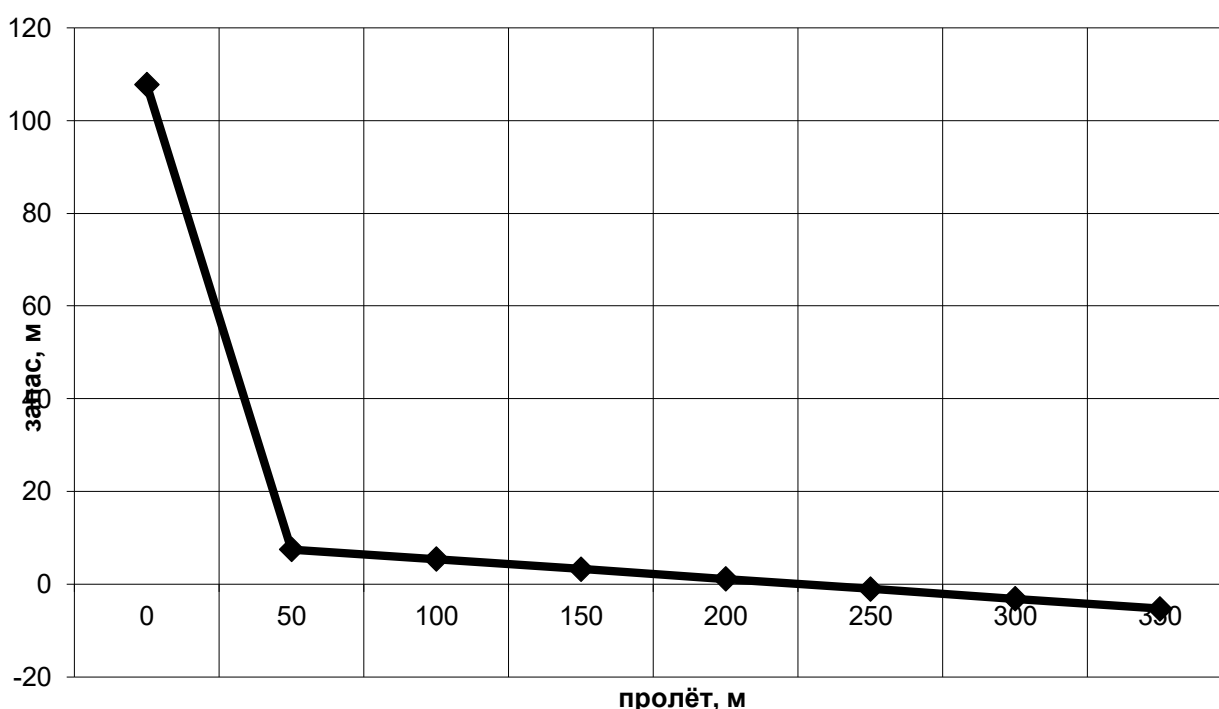


Рисунок 3 – Зависимость величины запаса от длины пролета относительно ограничения по габариту над опорами контактной сети

Переход через одноколейную железную дорогу

По обеим сторонам от ЖД располагаются водоотводные канавы. Расстояние от насыпи ЖД до водоотводного канала – 1 м. Местность равнинная. Схема специального перехода представлена в приложении Б.

Ширина одноколейной железной дороги – 1,52 м; с учётом ширины основной площадки земляного полотна – 5,5 м

Переход планируется ограничить с двух сторон анкерными опорами, поэтому проверка габарита будет производиться по нормальному режиму.

Угол пересечения ВЛ с электрифицированными железными дорогами должен быть близким к 90° , но не менее 65° [1, п.2.5.249].

Наименьшее расстояние по вертикали от проводов ВЛ до верха опор контактной сети не менее 7 м [1, п. 2.5.251].

Выбираются анкерные опоры с шифром У110-2+9 с высотой расположения нижней траверсы 19,5 м, полной высотой 33,7 м. Ширина основания опоры – 7,5 м. Чертёж опоры представлен на приложении А.

Высота щебенчатого покрытия железнодорожного полотна – 0,3 м. Высота опоры контактной сети – 8,1 м. Наименьшее расстояние по горизонтали от основания опоры до водоотводной канавы должно быть не менее высоты опоры плюс 5 м, т.е. 38,7 м. Так как местность имеет равнинный характер, то нет разницы, с какой стороны устанавливать первую опору. Первую опору можно установить слева от железнодорожного пути. Положение второй опоры определяем расчетом.

Принимаем расстояния по горизонтали от вертикальной оси левой опоры:

- до оси левой водоотводной канавы – $38,7+0,5=39,2$ м;
- до левой полосы железнодорожного полотна – $39,2 + 1 = 40,2$ м;
- до опоры ПЭ – $40,2 + 1,5 = 41,7$ м;
- до оси пути железнодорожного полотна – $41,7 + 3,3 = 45$ м;
- до правой полосы железнодорожного полотна – $45 + 2,75+1,0 = 48,75$ м;
- до оси правой водоотводной канавы – $48,75+1=49,75$ м;

Начало системы координат совмещается с точкой крепления нижнего провода на левой анкерной опоре и будет располагаться на высоте 19,5 м.

Допущение: длина пролёта пересечения больше, чем $l_{1к}$, следовательно, условия – минимальные, т.е. $\gamma_{нб}=0,232$ Н/м·мм², $\sigma_{нб}=135$ Н/мм², $t_r=-5$ °С.

Наибольшее провисание провода имеет место при нагрузке провода собственной массой: $\gamma_n = 0,034$ Н/м·мм².

Для ВЛ 110 кВ, пересекающей несколько инженерных сооружений, следует выполнить проверку габаритов при нагрузке проводов собственной массой и допустимой температурой $t_{\text{доп}} = 70^{\circ}\text{C}$.

Уравнение состояния:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{сз}} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{\text{ан}}^2}{24 \cdot \sigma_{70}^2} &= \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\Sigma 3}^2 \cdot E \cdot l_{\text{ан}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (70 - t_r); \\ A &= \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\Sigma 3}^2 \cdot E \cdot l_{\text{ан}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (70 - t_r) = \\ &= 135 - \frac{0,232^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_{\text{ан}}^2}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (70 - (-5)) = \\ &= 16,2 - 0,01 \cdot l_{\text{ан}}^2; \\ B &= \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{\text{ан}}^2}{24} = \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_{\text{ан}}^2}{24} = 3,99 \cdot l_{\text{ан}}^2. \\ \sigma_{70} \approx \sigma_{\text{сз(к)}} &= \frac{\gamma_n}{\gamma_{\Sigma 3}} \cdot \sigma_{\text{нб}} = \frac{0,034}{0,232} \cdot 135 = 19,784 \text{ Н/мм}^2.\end{aligned}$$

Результаты расчёта механических напряжений в зависимости от длины приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Значения механических напряжений в зависимости от длины пролёта

$l, \text{ м}$	A	B	$\sigma_0, \text{ Н/мм}^2$	$\sigma_1, \text{ Н/мм}^2$	$\sigma_2, \text{ Н/мм}^2$	$\sigma_3, \text{ Н/мм}^2$
0	16,2	0	19,784	17,15318	16,29534	16,2011
50	-8,8	9997,5	16,2011	19,404	18,98135	18,97295
100	-83,8	39990	18,97295	19,67593	19,66025	19,66025
150	-208,8	89977,5	19,66025	19,83868	19,83778	19,83778
160	-239,8	102374,4	19,83778	19,85622	19,85621	19,85621
170	-272,8	115571,1	19,85621	19,87167	19,87167	19,87167
180	-307,8	129567,6	19,87167	19,88475	19,88475	19,88475
190	-344,8	144363,9	19,88475	19,89592	19,89591	19,89591

200	-383,8	159960	19,89591	19,90551	19,90551	19,90551
250	-608,8	249937,5	19,90551	19,93799	19,93797	19,93797
300	-883,8	359910	19,93797	19,95591	19,9559	19,9559
350	-1208,8	489877,5	19,9559	19,96683	19,96682	19,96682
400	-1583,8	639840	19,96682	19,97396	19,97396	19,97396
450	-2008,8	809797,5	19,97396	19,97887	19,97887	19,97887

Ординаты кривой провисания провода для точек на оси абсцисс, соответствующие левой и правой бровкам земляного полотна рассчитываются следующим образом:

$$y = \frac{\gamma \cdot x}{2 \cdot \sigma} \cdot (l - x).$$

Результаты расчёта ординат кривой провисания провода приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Ординаты кривой провисания провода

$l, \text{ м}$	$X_1 = 39,2$	$X_2 = 40,2$	$X_3 = 41,7$	$X_4 = 45$	$X_5 = 47,75$	$X_6 = 48,75$
0	-1,61241	-1,69584	-1,82476	-2,125	-2,39266	-2,49392
50	0,379336	0,352993	0,310119	0,201603	0,096265	0,054601
100	2,060865	2,078678	2,102154	2,140105	2,157345	2,160372
150	3,722046	3,782547	3,870085	4,049093	4,184009	4,229856
160	4,054204	4,112997	4,213048	4,41963	4,577573	4,631804
170	4,386402	4,449065	4,561742	4,796126	4,97726	5,039929
180	4,718648	4,787522	4,912876	5,17516	5,379558	5,45069
190	5,050943	5,127171	5,265227	5,555465	5,783165	5,862772
200	5,383289	5,486285	5,637578	5,956893	6,187504	6,275594
250	7,045709	7,191171	7,406165	7,865647	8,217505	8,348118
300	8,709058	8,896983	9,175675	9,775303	10,26082	10,43418
350	10,37306	10,60345	10,94585	11,68563	12,28795	12,50379
400	12,03753	12,3104	12,7165	13,59645	14,31559	14,5739
450	13,70233	14,01768	14,4875	15,50764	16,34359	16,64438

Проверка запасов в габаритах, согласно ПУЭ [1] приведена в таблице 17.

Таблица 17 – Запасы в габаритах Δ

$l, \text{ м}$	$Y_{x1}>0$	$Y_{x2}>0$	$Y_{x3}>7$	$Y_{x4}>0$	$Y_{x5}>0$	$Y_{x5}>0$
0	21,11241	20,89584	12,92476	21,325	21,59266	21,99392
50	19,12066	18,84701	10,78988	18,9984	19,10373	19,4454
100	17,43913	17,12132	8,997846	17,05989	17,04265	17,33963
150	15,77795	15,41745	7,229915	15,15091	15,01599	15,27014
160	15,4458	15,087	6,886952	14,78037	14,62243	14,8682
170	15,1136	14,75093	6,538258	14,40387	14,22274	14,46007
180	14,78135	14,41248	6,187124	14,02484	13,82044	14,04931
190	14,44906	14,07283	5,834773	13,64453	13,41684	13,63723
200	14,11671	13,71371	5,462422	13,24311	13,0125	13,22441
250	12,45429	12,00883	3,693835	11,33435	10,9825	11,15188
300	10,79094	10,30302	1,924325	9,424697	8,93918	9,065822
350	9,126938	8,596545	0,15415	7,514366	6,912045	6,996212
400	7,462469	6,889604	-1,6165	5,603546	4,884412	4,926101
450	5,797666	5,182322	-3,3875	3,692364	2,856409	2,855616

По результатам расчетов, приведенных в таблице 14, видно, что при любом значении длины пролета в диапазоне от 50 до 100 м запас габарита Δ будет выдержан.

Выбор длины диктуется запасом в габаритах над опорами контактной сети.

По графику на рисунке 6 видно, что длина анкерного пролета $l_{\text{ан}} \approx 150 \text{ м}$.

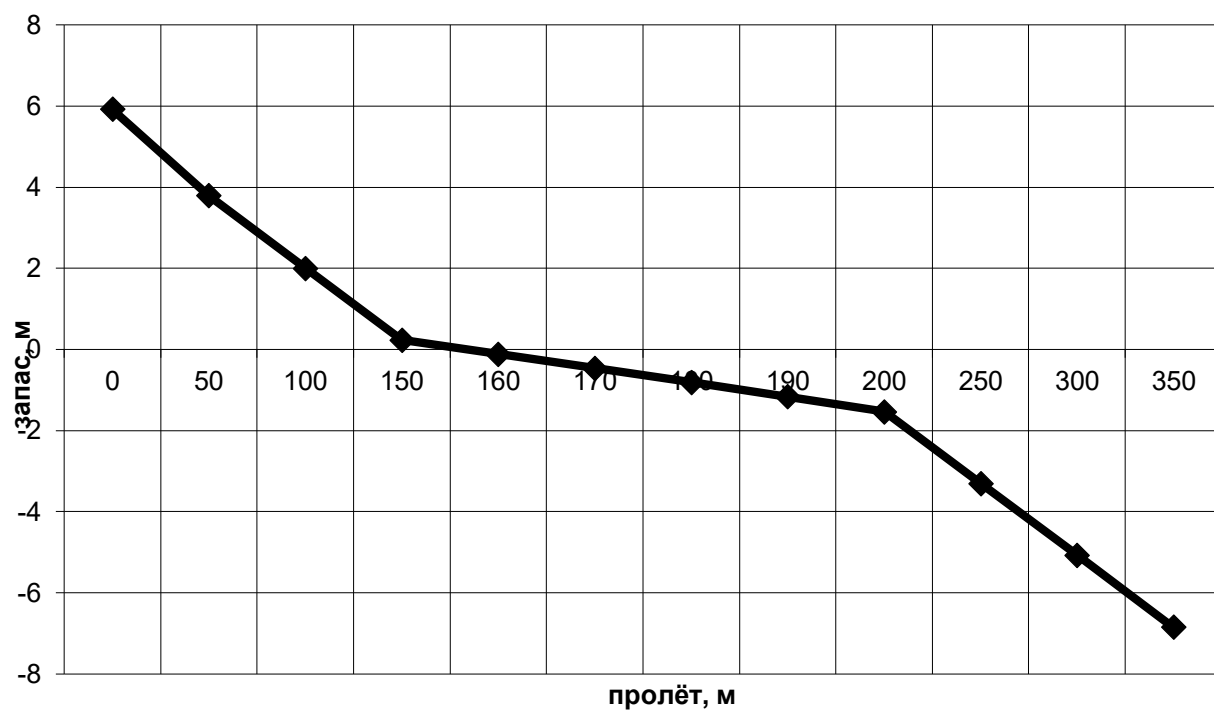


Рисунок 4 – Зависимость величины запаса от длины пролета относительно ограничения по габариту над опорами контактной сети

2.8 Расчет грозозащитного троса

Согласно [1, п. 2.5.79] минимальное сечение троса для ВЛ 110 – 150 кВ составляет 50 мм². В качестве грозозащитного троса принимается МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р сечением 57,6 мм², который монтируется на опоре типа П110-6В и имеет высоту от границы верхней траверсы до вершины тросостойки 4 м. Технические данные троса приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Технические данные троса марки МЗ-В-ОЖ-Н-Р-9,2

Параметры	МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р
Действительная площадь поперечного сечения, мм ²	57,6
Масса смазанного каната, кг/км	544,0
Диаметр троса, мм	9,2

Расчёт грозозащитного троса, подвешенного на промежуточных опорах

Высота изолятора: $\lambda_T = 0,127$ м;

Высота гирлянды на промежуточной опоре: $\lambda_{П} = 1,016$ м;

Габаритное расстояние: $l_{габ} = 148,839$ м;

Стрела провеса провода: $f_{габ} = 0,7$ м.

Трос рассчитывается при температуре атмосферных перенапряжений:

$$t_a = 15^{\circ} \text{C}.$$

Значения температур:

$$t_T = -5^{\circ} \text{C}, t_- = -30^{\circ} \text{C}, t_+ = 38^{\circ} \text{C}, t_{сг} = 4,5^{\circ} \text{C}.$$

Максимальный защитный угол проводов верхней траверсы:

$$\alpha_{нв} = \arctg \frac{D_B}{H_{тс} + \lambda_{П} - \lambda_T} = \arctg \frac{2,1}{4 + 1,016 - 0,127} = 22,211^{\circ},$$

где $D_B = 2,1$ м – длина верхней траверсы опоры;

Требования ПУЭ выполняются – угол защиты не превышает 30° [1, п.2.5.120].

Далее производится определение натяжения троса.

1) Нагрузка от собственного веса троса:

$$\gamma_T = \frac{M_T \cdot g \cdot 10^{-3}}{F_T} = \frac{544 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3}}{57,6} = \frac{5,33}{57,6} = 0,093 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2) Временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений:

$$P_{\text{гт}}^H = \pi \cdot K_d \cdot b_{\text{г}} \cdot (d_T + K_d \cdot b_{\text{г}}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = \\ = 3,14 \cdot 1 \cdot 30 \cdot (9,2 + 1 \cdot 30) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 32,608 \text{ Н/м}.$$

$$P_{\text{гт}} = P_{\text{гт}}^H \cdot \gamma_{\text{гт}} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 32,608 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,5 = 26,086 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\text{гт}} = \frac{P_{\text{гт}}}{F_T} = \frac{26,086}{57,6} = 0,453 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

3) Суммарная вертикальная нагрузка от массы троса и массы гололеда:

$$\gamma_{\Sigma \text{тл}} = \gamma_T + \gamma_{\text{гт}} = 0,093 + 0,453 = 0,546 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

4) Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос, без гололеда.

Данная нагрузка соответствует ветровому давлению атмосферного перенапряжения.

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

$$W_a = 0,06 \cdot 1000 = 60 \text{ Па} \geq 50 \text{ Па}.$$

Поэтому можно принять $W_a = 60 \text{ Па}$, $\alpha_w = 1$; $K_L = 1$; $K_w = 1,3$; $C_x = 1,1$ [1, п. 2.5.52].

Тогда:

$$P_{W_{\text{та}}}^H = \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = 1 \cdot 1 \cdot 1,277 \cdot 1,1 \cdot 60 \cdot 9,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0,775 \text{ Н/м};$$

$$P_{W_{\text{та}}} = P_{W_{\text{та}}}^H \cdot \gamma_{\text{тв}} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,775 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 1,241 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{W_{\text{та}}} = \frac{P_{W_{\text{та}}}}{F_T} = \frac{1,241}{57,6} = 0,022 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

5) Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос с гололедом:

$$P_{W_{\text{та}}}^H = \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = 1 \cdot 1 \cdot 1,277 \cdot 1,1 \cdot 0,25 \cdot 1000 \cdot 9,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = \\ = 3,231 \text{ Н/м};$$

$$P_{W_{\text{тга}}} = P_{W_{\text{тга}}}^H \cdot \gamma_{\text{тв}} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 3,231 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 5,169 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{W_{\text{тга}}} = \frac{P_{W_{\text{тга}}}}{F_t} = \frac{5,169}{57,6} = 0,09 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

6) Результирующая нагрузка от собственной массы троса и давления ветра:

$$\gamma_{\Sigma 2 \text{та}} = \sqrt{\gamma_{\text{т}}^2 + \gamma_{\text{тга}}^2} = \sqrt{0,093^2 + 0,022^2} = 0,096 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

7) Результирующая нагрузка от массы троса с гололедом и давления ветра.

$$\gamma_{\Sigma 3 \text{та}} = \sqrt{\gamma_{\Sigma 1}^2 + \gamma_{W_{\text{тга}}}^2} = \sqrt{0,546^2 + 0,09^2} = 0,553 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

В таблице 19 приведены нагрузки, действующие на трос, подвешенный на промежуточных опорах.

Таблица 19 – Результирующие нагрузки на трос

Название	Удельная нагрузка
Результирующая нагрузка 1	0,546
Результирующая нагрузка 2	0,096
Результирующая нагрузка 3	0,553

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

Расстояние между тросом и проводом в середине пролета должно быть не менее требуемого ПУЭ [1, таблица 2.5.19].

Расчет грозозащитного троса проводится совместно с расчетом провода. Так как ветровая нагрузка на трос без гололеда рассчитывалась для условий атмосферных перенапряжений, то и нагрузку на провод без гололеда необходимо пересчитать для этих же условий.

$$P_{W_{\text{на}}}^H = \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot F_n \cdot \sin \varphi = 1 \cdot 1 \cdot 1,277 \cdot 1,1 \cdot 60 \cdot 19,1 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 1,61 \text{ Н/м};$$

$$P_{Wna} = P_{Wna}^H \cdot \gamma_{mw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 1,61 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 2,576 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{Wna} = \frac{P_{Wna}}{F_n} = \frac{2,576}{251,4} = 0,01 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

$$\text{Тогда: } P_{\Sigma 2na} = \sqrt{P_{\Pi}^2 + P_{Wna}^2} = \sqrt{8,575^2 + 2,576^2} = 8,953 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

$$\gamma_{\Sigma 2na} = \frac{P_{\Sigma 2na}}{F_{\Pi}} = \frac{8,953}{251,4} = 0,036 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Угол отклонения провода от вертикальной плоскости:

$$\beta = \arctg \frac{\gamma_{Wna}}{\gamma_{\Sigma 2na}} = \arctg \frac{0,01}{0,036} = 16,049^\circ.$$

Стрела провисания провода при t_a :

$$l_{np} = 0,9 \cdot l_{габ} = 0,9 \cdot 148,839 = 133,955 \text{ м.}$$

Уравнение состояния в комбинированной форме:

$$f_{па}^3 + 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{np}^2}{E} \right) \cdot f_{па} - \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\Sigma 2па} \cdot l_{np}^4}{E} = 0,$$

$$\text{где } A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{\Pi}^2 \cdot l_{np}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} + \alpha \cdot E \cdot (t_a - t_-) = 135 - \frac{0,034^2 \cdot 133,955^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4}{24 \cdot 135^2} +$$

$$+ 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot [15 - 30] = 111,211;$$

$$D = 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{np}^2}{E} \right) = 0,375 \cdot \left(\frac{111,211 \cdot 133,955^2}{8,25 \cdot 10^4} \right) = 9,071;$$

$$F = \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\Sigma 2па} \cdot l_{np}^4}{E} = \frac{3}{64} \cdot \frac{0,036 \cdot 133,955^4}{8,25 \cdot 10^4} = 6,516.$$

С учетом полученных значений уравнение состояния в комбинированной форме принимает вид:

$$f_{па}^3 + 9,071 \cdot f_{па} - 6,516 = 0.$$

Решение данного уравнения можно осуществить методом Ньютона, используя следующую формулу:

$$f_{k+1} = \frac{2}{3} \cdot \frac{f_k^3 + F / 2}{f_k^2 + D / 3}.$$

В первом приближении $f_{\text{п габ}} = 0,7$ м.

Результаты расчетов стрелы провисания провода при температуре 15 °С приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчета стрелы провисания провода при температуре 15°С

f_1	f_2	f_3	f_4	f_5
0,68324	0,68318	0,68318	0,68318	0,68318

Стрелы провисания провода при температуре 15 °С $f_{\text{па}} = 0,68318$ м.

Напряжение в низшей точке провода для атмосферных перенапряжений определяется по выражению:

$$\sigma_{\text{па}} = \frac{\gamma_{\Sigma 2\text{па}} \cdot l_{\text{пр}}^2}{8 \cdot f_{\text{па}}}.$$

Напряжение в низшей точке провода для атмосферных перенапряжений равно:

$$\sigma_{\text{па}} = \frac{0,036 \cdot 133,955^2}{8 \cdot 0,68318} = 116,929 \text{ Н/мм}^2.$$

Максимальная длина пролета может достигать:

$$l_{\text{max}} = 1,25 \cdot l_{\text{габ}} = 1,25 \cdot 148,839 = 186,049 \text{ м.}$$

Максимальная стрела провеса рассчитывается по выражению:

$$f_{\text{па max}} = f_{\text{па}} \cdot \left(\frac{l_{\text{max}}}{l_{\text{пр}}} \right)^2.$$

$$f_{\text{па max}} = 0,68318 \cdot \left(\frac{186,049}{133,955} \right)^2 = 1,318 \text{ м.}$$

Вертикальная проекция максимальной стрелы:

$$f_{\text{па max}}^B = f_{\text{па max}} \cdot \cos \beta$$

$$f_{\text{па max}}^B = 1,318 \cdot \cos 16,049^\circ = 1,266 \text{ м.}$$

Стрела провисания троса при $t_a = 15^\circ\text{C}$ и отсутствии ветра определяется по формуле:

$$f_{\text{та}} = f_{\text{п}} + h_{\text{т}} - Z_{\text{т}}, \quad (45)$$

где $f_{\text{та}}$ – стрела провисания троса при $t_a = 15^\circ\text{C}$ и отсутствии ветра, м;

$f_{\text{п}}$ – стрела провеса провода в середине пролета, м;

$h_{\text{т}}$ – расстояние по вертикали между тросом и проводом на опоре, м;

$Z_{\text{т}}$ – расстояние между тросом и проводом в середине пролета, устанавливается ПУЭ [1, таблица 2.5.16] на основании эмпирической формулы

$$Z_{\text{т}} = 4 + 0,015 \cdot (l_{\text{max}} - 150) = 4 + 0,015 \cdot (186,049 - 200) = 3,791 \text{ м,}$$

что удовлетворяет требованию ПУЭ [1, таблица 2.5.16], по обеспечению наименьшего расстояния между тросом и проводом по вертикали 3,2 м.

На опорах промежуточного типа гирлянда изоляторов поддерживающая, поэтому для определения $h_{\text{т}}$ необходимо к разности отметок тросостойки и траверсы добавить длину гирлянды провода и вычесть длину гирлянды изоляторов. Стрела провисания троса при $t_a = 15^\circ\text{C}$ и отсутствии ветра равна:

$$f_{\text{та}} = f_{\text{па}}^B + \lambda_{\text{п}} + H_{\text{тс}} - \lambda_{\text{т}} - Z_{\text{т}} = 1,266 + 1,016 + 4 - 0,127 - 3,791 = 2,365 \text{ м.}$$

По условию исключения прорыва тросовой защиты грозовыми разрядами разность между $f_{\text{па}}^B$ и $f_{\text{та}}$ должна составлять 1,2 м .

$$f_{\text{па}}^B - f_{\text{та}} = 1,266 - 2,365 = -1,098 \text{ м,}$$

что не удовлетворяет условию исключения прорыва тросовой защиты грозовыми разрядами, поэтому необходимо увеличить расстояние между тросом и проводом в середине пролета с помощью установки надставки размером:

$$f_{\text{па}}^B - f_{\text{та max}} = 1,2 \text{ м;}$$

$$f_{\text{та max}} = f_{\text{па}}^B - 1,2 = 1,266 - 1,2 = 0,066 \text{ м;}$$

$$Z_{\text{т}} = (f_{\text{па}}^B - f_{\text{та max}}) + \lambda_{\text{п}} + H_{\text{тс}} - \lambda_{\text{т}} = 1,2 + 1,016 + 4 - 0,127 = 6,089 \text{ м.}$$

То есть, $h_{\text{т}} = 2,298 \text{ м.}$

Проверка защитного угла троса в середине пролета:

$$\alpha_{\text{пв}} = \arctg \frac{D_{\text{в}}}{Z_{\text{т}}} = \arctg \frac{2,1}{6,089} = 19,029^{\circ} < 22,211^{\circ},$$

что и требуется для эффективной защиты проводов на опоре.

Далее необходимо вычислить напряжение в тросе, которое обеспечивает получение $f_{\text{та max}} = 1,318$ м в условиях атмосферных перенапряжений. Напряжение в тросе вычисляется для приведенного пролета $l_{\text{пр}} = 133,955$ м:

$$f_{\text{ма}} = f_{\text{ма max}} \cdot \left(\frac{l_{\text{пр}}}{l_{\text{max}}} \right)^2 = 1,318 \cdot \left(\frac{133,955}{186,049} \right)^2 = 0,683 \text{ м.}$$

$$\sigma_{\text{та}} = \frac{\gamma \sum r_{2a} \cdot l_{\text{пр}}^2}{8 \cdot f_{\text{заб}}} = \frac{0,036 \cdot 133,955^2}{8 \cdot 0,683} = 116,929 \text{ Н/мм}^2.$$

Поскольку $\sigma_{\text{та}} = 116,929 \text{ Н/мм}^2 < \sigma_{\text{нб т.}} = 1770 \text{ Н/мм}^2$, то трос марки МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р удовлетворяет требованиям механической прочности.

Расчёт грозозащитного троса, подвешенного на анкерных опорах

Грозозащитный трос марки МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р, установленный на опоре типа У110-2+9, имеет высоту от границы верхней траверсы до вершины тросостойки $H_{\text{тс}} = 5,4$ м. Технические данные выбранного троса представлены в таблице 16.

Высота изолятора: $\lambda_{\text{т}} = 0,127$ м;

Высота гирлянды на промежуточной опоре: $\lambda_{\text{п}} = 1,415$ м;

Габаритное расстояние: $l_{\text{габ}} = 300$ м;

Стрела провеса провода: $f_{\text{габ}} = 4,073$ м.

Трос рассчитывается при температуре атмосферных перенапряжений:

$$t_a = 15^{\circ} \text{C}$$

Значения температур:

$$t_{\text{т}} = -5^{\circ} \text{C}, t_{\text{н}} = -64^{\circ} \text{C}, t_{\text{+}} = 38^{\circ} \text{C}, t_{\text{сг}} = -9,3^{\circ} \text{C}.$$

Максимальный защитный угол проводов верхней траверсы:

$$\alpha_{ng} = \arctg \frac{D_{\delta}}{H_{mc} + \lambda_{\Pi} - \lambda_T} = \arctg \frac{3,5}{5,4 + 1,190 - 0,127} = 24,842^{\circ}$$

где $D_{\delta} = 3,5$ -длина верхней траверсы опоры.

Требования ПУЭ выполняются - угол защиты не превышает 30° [1, п.2.5.120].

Определение натяжения троса.

1) Нагрузка от собственного веса троса:

$$\gamma_T = \frac{M_T \cdot g \cdot 10^{-3}}{F_T} = \frac{544 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3}}{57,6} = \frac{5,33}{57,6} = 0,093 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2) Временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений:

$$\begin{aligned} P_{\Gamma T}^H &= \pi \cdot K_d \cdot b_{\gamma} \cdot (d_T + K_d \cdot b_{\gamma}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = \\ &= 3,14 \cdot 1 \cdot 30 \cdot (9,2 + 1 \cdot 30) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 32,608 \text{ Н/м}. \end{aligned}$$

$$P_{\Gamma T} = P_{\Gamma T}^H \cdot \gamma_{\Gamma T} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 32,608 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 0,5 = 26,086 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Gamma T} = \frac{P_{\Gamma T}}{F_T} = \frac{26,086}{57,6} = 0,453 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

3) Суммарная вертикальная нагрузка от массы троса и массы гололеда:

$$\gamma_{\Sigma T1} = \gamma_T + \gamma_{\Gamma T} = 0,093 + 0,453 = 0,546 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

4) Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос, без гололеда.

Данная нагрузка соответствует ветровому давлению атмосферного перенапряжения.

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

$$W_a = 0,06 \cdot 1000 = 60 \text{ Па}$$

Можно принять, $\alpha_w = 1$; $K_L = 1,1$ $K_w = 1,277$; $C_x = 1,1$ [1, п.2.5.52]. Тогда:

$$\begin{aligned} P_{W_{Ta}}^H &= \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = 1 \cdot 1 \cdot 1,277 \cdot 1,1 \cdot 60 \cdot 9,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = \\ &= 0,775 \text{ Н/м}; \end{aligned}$$

$$P_{W_{Ta}} = P_{W_{Ta}}^H \cdot \gamma_{\Gamma T} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,775 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 1,241 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{W_{Ta}} = \frac{P_{W_{Ta}}}{F_T} = \frac{1,241}{57,6} = 0,022 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

5) Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос с гололедом:

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

$$= 1 \cdot 1 \cdot 1,1277 \cdot 1,1 \cdot 0,25 \cdot 100 \cdot 9,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 3,231 \text{ Н/м};$$

$$P_{W_{Ta}} = P_{W_{Ta}}^H \cdot \gamma_{tw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 3,231 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 5,169 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{W_{Ta}} = \frac{P_{W_{Ta}}}{F_T} = \frac{5,169}{57,6} = 0,09 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

6) Результирующая нагрузка от собственной массы троса и давления ветра:

$$\gamma_{\Sigma 2Ta} = \sqrt{\gamma_T^2 + \gamma_{Ta}^2} = \sqrt{0,093^2 + 0,022^2} = 0,096 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

7) Результирующая нагрузка от массы троса с гололедом и давления ветра.

$$\gamma_{\Sigma 3ma} = \sqrt{\gamma_{\Sigma 1}^2 + \gamma_{Wma}^2} = \sqrt{0,546^2 + 0,09^2} = 0,553 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

В таблице 21 приведены нагрузки, действующие на трос, подвешенный на анкерных опорах.

Таблица 21 – Результирующие нагрузки на трос

Название	Удельная нагрузка
Результирующая нагрузка 1	0,546
Результирующая нагрузка 2	0,096
Результирующая нагрузка 3	0,553

Таким образом, при сравнении значений удельных 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 между тросом и проводом в середине пролета должно быть не менее требуемого ПУЭ (таблица 2.5.19).

Расчет грозозащитного троса проводится совместно с расчетом провода. Так как ветровая нагрузка на трос без гололеда рассчитывалась для условий атмосферных перенапряжений, то и нагрузку на провод без гололеда необходимо пересчитать для этих же условий.

$$P_{Wna}^H = \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot F_n \cdot \sin \varphi = 1 \cdot 1 \cdot 1,277 \cdot 1,1 \cdot 60 \cdot 15,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 1,61 \text{ Н/м};$$

$$P_{Wna} = P_{Wna}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 1,61 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 2,576 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{Wna} = \frac{P_{Wna}}{F_n} = \frac{2,576}{251,4} = 0,01 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

$$\text{Тогда: } P_{\Sigma 2na} = \sqrt{P_{\Pi}^2 + P_{Wna}^2} = \sqrt{8,575^2 + 2,576^2} = 8,953 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

$$\gamma_{\Sigma 2na} = \frac{P_{\Sigma 2na}}{F_n} = \frac{8,953}{251,4} = 0,036 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Угол отклонения провода от вертикальной плоскости:

$$\beta = \arctg \frac{\gamma_{Wna}}{\gamma_{\Sigma 2na}} = \arctg \frac{0,01}{0,036} = 16,049^\circ.$$

Стрела провисания провода при t_a :

$$l_{np} = 0,9 \cdot l_{габ} = 0,9 \cdot 148,839 = 133,955 \text{ м}.$$

Уравнение состояния в комбинированной форме:

$$f_{па}^3 + 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{np}^2}{E} \right) \cdot f_{па} - \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\Sigma 2na} \cdot l_{np}^4}{E} = 0,$$

$$\text{где } A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{\Pi}^2 \cdot l_{np}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} + \alpha \cdot E \cdot (t_a - t_-) = 135 - \frac{0,034^2 \cdot 133,955^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4}{24 \cdot 135^2} +$$

$$+ 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot [15 - 30] = 111,211;$$

$$D = 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{np}^2}{E} \right) = 0,375 \cdot \left(\frac{111,211 \cdot 133,955^2}{8,25 \cdot 10^4} \right) = 9,071;$$

$$F = \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\Sigma 2na} \cdot l_{np}^4}{E} = \frac{3}{64} \cdot \frac{0,036 \cdot 133,955^4}{8,25 \cdot 10^4} = 6,516.$$

С учетом полученных значений уравнение состояния в комбинированной форме принимает вид:

$$f_{\text{па}}^3 + 9,071 \cdot f_{\text{па}} - 6,516 = 0.$$

Решение данного уравнения можно осуществить методом Ньютона, используя следующую формулу:

$$f_{k+1} = \frac{2}{3} \cdot \frac{f_k^3 + F / 2}{f_k^2 + D / 3}.$$

В первом приближении $f_{\text{п габ}} = 0,7$ м.

Результаты расчетов стрелы провисания провода при температуре 15 °С приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчета стрелы провисания провода при температуре 15°С

$f_1, \text{ м}$	$f_2, \text{ м}$	$f_3, \text{ м}$	$f_4, \text{ м}$	$f_5, \text{ м}$
0,683237	0,683181	0,683181	0,683181	0,683181

Стрелы провисания провода при температуре 15 °С $f_{\text{па}} = 0,683181$ м.

Напряжение в низшей точке провода для атмосферных перенапряжений определяется по выражению:

$$\sigma_{\text{па}} = \frac{\gamma_{\Sigma 2\text{па}} \cdot l_{\text{пр}}^2}{8 \cdot f_{\text{па}}}.$$

$$\sigma_{\text{па}} = \frac{0,036 \cdot 133,955^2}{8 \cdot 0,68318} = 116,929 \text{ Н/мм}^2.$$

Максимальная длина пролета может достигать:

$$l_{\text{max}} = 1,25 \cdot l_{\text{габ}} = 1,25 \cdot 148,839 = 186,049 \text{ м.}$$

Максимальная стрела провеса рассчитывается по выражению:

$$f_{\text{па max}} = f_{\text{па}} \cdot \left(\frac{l_{\text{max}}}{l_{\text{пр}}} \right)^2.$$

$$f_{\text{па max}} = 0,68318 \cdot \left(\frac{186,049}{133,955} \right)^2 = 1,318 \text{ м.}$$

Вертикальная проекция максимальной стрелы:

$$f_{\text{па max}}^B = f_{\text{па max}} \cdot \cos \beta$$

$$f_{\text{па max}}^B = 1,318 \cdot \cos 16,049^\circ = 1,266 \text{ м.}$$

Стрела провисания троса при $t_a = 15^\circ\text{C}$ и отсутствии ветра определяется по формуле:

$$f_{\text{та}} = f_{\text{п}} + h_{\text{т}} - Z_{\text{т}}, \quad (51)$$

где $f_{\text{та}}$ – стрела провисания троса при $t_a = 15^\circ\text{C}$ и отсутствии ветра, м;

$f_{\text{п}}$ – стрела провеса провода в середине пролета, м;

$h_{\text{т}}$ – расстояние по вертикали между тросом и проводом на опоре, м;

$Z_{\text{т}}$ – расстояние между тросом и проводом в середине пролета, устанавливается ПУЭ [1, таблица 2.5.16] на основании эмпирической формулы

$$Z_{\text{т}} = 4 + 0,015 \cdot (l_{\text{max}} - 150) = 4 + 0,015 \cdot (186,049 - 150) = 3,791 \text{ м,}$$

что удовлетворяет требованию ПУЭ [1, таблица 2.5.16], по обеспечению наименьшего расстояния между тросом и проводом по вертикали 3,2 м.

Стрела провисания троса при $t_a = 15^\circ\text{C}$ и отсутствии ветра равна:

$$f_{\text{та}} = f_{\text{па}}^B + \lambda_{\text{п}} + H_{\text{тс}} - \lambda_{\text{т}} - Z_{\text{т}} = 1,266 + 1,19 + 6,2 - 0,127 - 3,791 = 4,739 \text{ м.}$$

По условию исключения прорыва тросовой защиты грозowymi разрядами разность между $f_{\text{па}}^B$ и $f_{\text{та}}$ должна составлять 1,2 м.

$$f_{\text{па}}^B - f_{\text{та}} = 1,266 - 4,739 = -3,472 \text{ м,}$$

что не удовлетворяет условию исключения прорыва тросовой защиты грозowymi разрядами, поэтому необходимо увеличить расстояние между тросом и проводом в середине пролета с помощью установки надставки размером:

$$f_{\text{па}}^B - f_{\text{та max}} = 1,2 \text{ м;}$$

$$f_{\text{та max}} = f_{\text{па}}^B - 1,2 = 1,266 - 1,2 = 0,066 \text{ м;}$$

$$Z_{\text{т}} = (f_{\text{па}}^B - f_{\text{та max}}) + \lambda_{\text{п}} + H_{\text{тс}} - \lambda_{\text{т}} = 1,2 + 1,19 + 6,2 - 0,127 = 8,463 \text{ м.}$$

То есть, $h_T = 4,672$ м.

Проверка защитного угла троса в середине пролета:

$$\alpha_{\text{пв}} = \arctg \frac{D_B}{Z_T} = \arctg \frac{3,5}{8,463} = 22,468^\circ < 24,635^\circ,$$

что и требуется для эффективной защиты проводов на опоре.

Далее необходимо вычислить напряжение в тросе, которое обеспечивает получение $f_{\text{та max}} = 1,318$ м в условиях атмосферных перенапряжений. Напряжение в тросе вычисляется для приведенного пролета $l_{\text{пр}} = 133,955$ м:

$$f_{\text{ма}} = f_{\text{ма max}} \cdot \left(\frac{l_{\text{пр}}}{l_{\text{max}}} \right)^2 = 1,318 \cdot \left(\frac{133,955}{186,049} \right)^2 = 0,683 \text{ м.}$$

$$\sigma_{\text{та}} = \frac{\gamma \sum \tau_{2a} \cdot l_{\text{пр}}^2}{8 \cdot f_{\text{ма}}} = \frac{0,036 \cdot 133,955^2}{8 \cdot 0,683} = 116,929 \text{ Н/мм}^2.$$

Поскольку $\sigma_{\text{та}} = 116,929 \text{ Н/мм}^2 < \sigma_{\text{нб т.}} = 1770 \text{ Н/мм}^2$, то трос марки МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р удовлетворяет требованиям механической прочности.

2.9 Определение нагрузок, действующих на фундамент опоры

Пользуясь результатами расчетов, проведенными ранее, определим нагрузки, действующие на промежуточную П110-6В и на анкерную У110-2+9 опору в нормальном режиме работы ВЛ.

Нагрузки, действующие на промежуточную опору

Постоянные нагрузки

а) От собственного веса опоры

Нагрузка от собственного веса опоры определяется по выражению:

$$P_{\text{оп}} = m \cdot g,$$

где $P_{\text{оп}}$ – нагрузка от собственного веса опоры, Н;

m – масса опоры, кг;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Нагрузка от собственного веса промежуточной опоры П220-2 составляет:

$$P_{\text{оп}} = 3895 \cdot 9,8 = 38,2 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

б) От собственного веса гирлянды изоляторов

Нагрузка от собственного веса гирлянды изоляторов рассчитывается согласно формуле:

$$G_{\text{гп}} = n_{\text{г}} \cdot G_{\text{г}} = 7 \cdot 23,8 \cdot 9,8 = 1,634 \text{ Н} \cdot 10^3,$$

где n – число гирлянд изоляторов, принимается равным 6, так как линия двухцепная, в каждой цепи по три провода;

$G_{\text{г}}$ – масса одной гирлянды изоляторов для подвеса провода.

в) От собственного веса провода в весовом пролете

Нагрузка от собственного веса провода в весовом пролете с учетом двух цепей и трехфазной системы определяется по формуле:

$$P_{\text{п}} = n_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ф}} \cdot p_{\text{п}} \cdot l_{\text{вс}},$$

где $P_{\text{п}}$ – нагрузка от собственного веса провода в весовом пролете, Н;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

$n_{\text{ф}}$ – количество фаз в системе;

p_{Π} – постоянно действующая нагрузка от собственного веса провода, Н/м.

Нагрузка от собственного веса провода в весовом пролете составляет:

$$P_{\Pi} = 2 \cdot 3 \cdot 8,575 \cdot 186,049 = 9,572 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

г) От собственного веса троса в весовом пролете

Нагрузка от собственного веса троса в весовом пролете рассчитывается по следующему выражению:

$$P_T = p_T \cdot l_{\text{вес}},$$

где P_T – нагрузка от собственного веса троса в весовом пролете, Н;

p_T – нагрузка от собственного веса троса, Н/м.

Нагрузка от собственного веса троса в весовом пролете равна:

$$P_T = 5,3312 \cdot 186,049 = 991,865 \text{ Н}.$$

Суммарная постоянная нагрузка, действующая на промежуточную опору, составляет:

$$P_{\text{пост}} = P_{\text{оп}} + G_{\text{ГП}} + P_{\Pi} + P_T = 38,2 + 1,634 + 9,572 + 0,992 = 50,398 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Кратковременные нагрузки

а) От давления ветра на провод без гололеда

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда при направлении ветра перпендикулярно к оси провода определяется по выражению:

$$P_{\text{ВП}} = n_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ф}} \cdot p_{\text{ВП}} \cdot l_{\text{вес}},$$

где $P_{\text{ВП}}$ – нагрузка от давления ветра на провод без гололеда, Н;

$p_{\text{ВП}}$ – временно действующая нагрузка на провод от давления ветра без гололеда, Н/м.

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда составляет:

$$P_{\text{ВП}} = 2 \cdot 3 \cdot 18,781 \cdot 186,049 = 20,96 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

б) От давления ветра на трос без гололеда:

Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда определяется по следующей формуле:

$$P_{\text{WT}} = p_{\text{WT}} \cdot l_{\text{вес}},$$

где $P_{\text{вт}}$ – нагрузка от давления ветра на трос без гололеда, Н;

$p_{\text{вт}}$ – временно действующая нагрузка на трос от давления ветра без гололеда, Н/м.

Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда равна:

$$P_{\text{вт}} = 0,775 \cdot 186,049 = 144,188 \text{ Н.}$$

в) От веса гололеда на провод

Нагрузка на провод от веса гололеда рассчитывается по выражению:

$$P_{\text{гп}} = n_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ф}} \cdot p_{\text{гп}} \cdot l_{\text{вес}},$$

где $P_{\text{гп}}$ – нагрузка на провод от веса гололеда, Н;

$p_{\text{гп}}$ – временно действующая нагрузка на провод от массы гололедных отложений, Н/м.

Нагрузка на провод от веса гололеда равна:

$$P_{\text{гп}} = 2 \cdot 3 \cdot 40,815 \cdot 186,049 = 45,56 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

г) От веса гололеда на трос

Нагрузка на трос от веса гололеда рассчитывается по выражению:

$$P_{\text{гт}} = p_{\text{гт}} \cdot l_{\text{вес}},$$

где $P_{\text{гт}}$ – нагрузка на трос от веса гололеда, Н;

$p_{\text{гт}}$ – временно действующая нагрузка на трос от массы гололедных отложений, Н/м.

Нагрузка на провод от веса гололеда равна:

$$P_{\text{гт}} = 32,608 \cdot 186,049 = 6,067 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

д) От давления ветра на конструкцию опоры

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки определяется по выражению:

$$Q_{\text{с}}^{\text{н}} = K_{\text{w}} \cdot W \cdot C_{\text{x}} \cdot A,$$

где $Q_{\text{с}}^{\text{н}}$ – нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки, действующая на опору, Н;

K_w – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, равен 1,1 [1, таблица 2.5.2];

C_x – коэффициент лобового сопротивления, равен 1,2 [1, п. 2.5.52];

w_0 – нормативное ветровое давление, $w_0 = 500$ Па;

A – площадь проекции опоры по наружному обмеру с наветренной стороны, m^2 , определяется на основании характеристик выбранной опоры.

Промежуточная опора П110–6В имеет [3, табл.1.37].:

- ширина опоры по ее основанию – 2,8 м.
- высота опоры от основания до нижней траверсы – 19 м.
- высота опоры от нижней траверсы до тросостойки – 16 м;
- средняя ширина ствола опоры от траверсы до верхушки тросостойки – 1,4 м.

Площадь проекции конструкции по наружному обмеру с наветренной стороны на плоскость:

$$A = 2,8 \cdot 19 + 16 \cdot 1,4 = 75,6 \text{ м}^2.$$

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_c^H = 1,277 \cdot 1000 \cdot 1,1 \cdot 75,6 = 106,2 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нормативная пульсационная составляющая ветровой нагрузки определяется по формуле:

$$Q_n^H = 0,6 \cdot Q_c^H.$$

Нормативная пульсационная составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_n^H = 0,6 \cdot 106,2 = 63,72 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Суммарная нагрузка от давления ветра рассчитывается по следующему выражению:

$$Q_\Sigma = (Q_n^H + Q_c^H) \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f,$$

где γ_{nw} – коэффициент надежности по ответственности, принимается равным 1,1 для 2-х цепной ВЛ 110 кВ [1, п. 2.5.55];

γ_p – региональный коэффициент, принимаем равным 1 [1, п. 2.5.55];

γ_f – коэффициент надежности по гололедной нагрузке, равен 1,1 [1, п. 2.5.63].

Суммарная нагрузка от давления ветра:

$$Q_{\Sigma} = (63,72 + 102,6) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,6 = 271,9 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Суммарная кратковременная нагрузка, действующая на промежуточную опору, составляет:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma_{кр}} &= P_{\text{вп}} + P_{\text{вт}} + P_{\text{гп}} + P_{\text{гт}} + Q_{\Sigma} = 20,96 + 0,1442 + 45,56 + 6,067 + 271,9 = \\ &= 344,63 \text{ Н} \cdot 10^3. \end{aligned}$$

Суммарная нагрузка, действующая на промежуточную опору, составляет:

$$P_{\Sigma_{пр}} = P_{\Sigma_{пост}} + P_{\Sigma_{кр}} = 50,398 + 344,63 = 395,028 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нагрузки, действующие на анкерную опору

Постоянные нагрузки

а) От собственного веса опоры

Нагрузка от собственного веса опоры:

$$P_{\text{оп}} = m \cdot g = 11,834 \cdot 9,8 = 116,052 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

б) От собственного веса гирлянды изоляторов

Нагрузка от собственного веса гирлянды изоляторов:

$$G_{\text{гп}} = n_{\text{г}} \cdot G_{\text{г}} \cdot g = 6 \cdot 43,4 \cdot 9,8 = 2,554 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

в) От собственного веса провода в весовом пролете

Нагрузка от собственного веса провода в весовом пролете с учетом двух цепей и трехфазной системы:

$$P_{\text{п}} = n_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ф}} \cdot p_{\text{п}} \cdot l_{\text{вес}} = 2 \cdot 3 \cdot 8,575 \cdot 137,5 = 7,074 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

г) От собственного веса троса в весовом пролете

Нагрузка от собственного веса троса в весовом пролете:

$$P_{\text{т}} = p_{\text{т}} \cdot l_{\text{вес}} = 5,3312 \cdot 137,5 = 733,04 \text{ Н}.$$

д) Сила от тяжения провода

Нагрузка от тяжения провода определяется по следующему выражению:

$$\Delta T_{\Pi} = 3 \cdot n_{\Pi} \cdot \sigma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}},$$

где ΔT_{Π} – сила тяжения провода, Н;

$n_{\Pi} = 2$ – число цепей ВЛ.

Нагрузка от тяжения провода:

$$\Delta T_{\Pi} = 3 \cdot 2 \cdot 135 \cdot 251,4 = 203,6 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

е) Сила от тяжения троса

Нагрузка от тяжения троса определяется по следующей формуле:

$$\Delta T_{\text{т}} = \sigma_{\text{нбт}} \cdot F_{\text{т}},$$

где $\Delta T_{\text{т}}$ – сила тяжения троса, Н.

Нагрузка от тяжения троса:

$$\Delta T_{\text{т}} = 1770 \cdot 57,6 = 101,952 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Суммарная постоянная нагрузка, действующая на анкерную опору, составляет:

$$P_{\Sigma \text{ пост}} = P_{\text{оп}} + G_{\text{гп}} + P_{\Pi} + P_{\text{т}} + \Delta T_{\Pi} + \Delta T_{\text{т}};$$

$$P_{\Sigma \text{ пост}} = 116,052 + 2,554 + 7,074 + 0,733 + 203,6 + 101,952 = 431,965 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Кратковременные нагрузки

а) От давления ветра на провод без гололеда

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда при направлении ветра перпендикулярно к оси провода:

$$P_{\text{вп}} = n_{\Pi} \cdot n_{\text{ф}} \cdot p_{\text{вп}} \cdot l_{\text{вес}} = 2 \cdot 3 \cdot 18,781 \cdot 1,25 \cdot 137,5 = 15,49 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

б) От давления ветра на трос без гололеда

Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда определяется как:

$$P_{\text{вт}} = p_{\text{вт}} \cdot l_{\text{вес}} = 0,775 \cdot 137,5 = 106,563 \text{ Н}.$$

в) От веса гололеда на провод

Нагрузка на провод от веса гололеда:

$$P_{\text{гп}} = n_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ф}} \cdot p_{\text{гп}} \cdot l_{\text{всс}} = 2 \cdot 3 \cdot 40,815 \cdot 137,5 = 33,67 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

г) От веса гололеда на трос

Нагрузка на трос от веса гололеда определяется:

$$P_{\text{гт}} = p_{\text{гта}} \cdot l_{\text{всс}} = 32,608 \cdot 137,5 = 4,484 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

д) От давления ветра на конструкцию опоры

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки определяется по выражению:

$$Q_{\text{с}}^{\text{н}} = K_{\text{w}} \cdot W \cdot C_{\text{x}} \cdot A,$$

Анкерная опора У110-2+9 имеет [4, таблица 1.36].:

Ширина опоры по ее основанию – 7,5 м.

Высота опоры от основания до нижней траверсы – 19,5 м.

Высота опоры от нижней траверсы до верхушки тросостойки – 14,2 м.

Средняя ширина ствола опоры от траверсы до верхушки тросостойки – 1 м.

Площадь проекции конструкции по наружному обмеру с наветренной стороны на плоскость:

$$A = 7,5 \cdot 19,5 + 1 \cdot 14,2 = 160,45 \text{ м}^2$$

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_{\text{с}}^{\text{н}} = 1,277 \cdot 1000 \cdot 1,1 \cdot 160,45 = 225,4 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Нормативная пульсационная составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_{\text{п}}^{\text{н}} = 0,6 \cdot 225,4 = 135,2 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Суммарная нагрузка от давления ветра:

$$Q_{\Sigma} = (225,4 + 135,2) \cdot 1 \cdot 1,6 \cdot 1 = 577 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Суммарная кратковременная нагрузка, действующая на анкерную опору, составляет:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma \text{кр}} &= P_{\text{вп}} + P_{\text{вт}} + P_{\text{гп}} + P_{\text{гт}} + Q_{\Sigma} = 15,49 + 0,107 + 33,67 + 4,484 + 577 = \\ &= 630,751 \text{ Н} \cdot 10^3. \end{aligned}$$

Суммарная нагрузка, действующая на анкерную опору, составляет:

$$P_{\sum_{\text{ан}}} = P_{\sum_{\text{пост}}} + P_{\sum_{\text{кр}}} = 431,965 + 630,751 = 1062,716 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

2.10 Расчет грибовидного фундамента-подножника

Необходимо произвести расчет грибовидного фундамента-подножника для промежуточной и анкерной опор.

Грунт представляет собой суглинок с показателем консистенции $J_L = 0$ и коэффициентом пористости $e = 0,47$. Для грунта с данными показателем консистенции и коэффициентом пористости [9]:

- нормативное значение модуля деформации $E = 45000 \text{ Н} \cdot 10^3/\text{м}^2$;
- нормативный угол внутреннего трения $\varphi^H = 31^\circ$;
- нормативное удельное сцепление грунта $c^H = 8 \text{ Н} \cdot 10^3/\text{м}^2$.

Расчет грибовидного фундамента для промежуточной опоры

Рассчитаем основание грибовидного подножника марки Ф4-2 [2, таблица 1.16] под промежуточную опору П110-6В в нормальном режиме работы ВЛ. В таблице 23 приведены технические данные фундамента Ф4-2.

Таблица 23 – Технические данные фундамента Ф4-2

Высота фунда- мента h , м	Глубина заложения $h_{\text{ф}}$, м	Размер стороны квадрата опорной плиты a , м	Масса фунда- мента $G_{\text{ф}}$, т
2,7	2,5	2,1×2,1	3,4

Маркировка фундамента Ф4-2:

Ф – фундамент;

4 – типоразмер;

2 – под опоры с башмаками, имеющими два отверстия.

Сжимающая нагрузка, действующая на грибовидный фундамент, равна сумме постоянных и кратковременных нормальных нагрузок, действующих на опору П110-6В и равна расчетной вырывающей нагрузке:

$$N_{\text{в}}^p = N_{\text{с}} = 385,028 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Нормативная вырывающая нагрузка равна итоговой сумме постоянных нагрузок, действующих на опору П110-6В:

$$N_B^H = 50,398 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Давление на грунт основания подножника рассчитывается из условий предельных деформаций основания в нормативном режиме работы линии для $E = 28000 \cdot 10^3 \text{ Н/м}$ при размере стороны квадратного подножника $a = 2,1 \text{ м}$ и глубина заложения фундамента $h_{\text{ф}} = 2,5 \text{ м}$.

$$R_S = 340 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2.$$

Для прямой промежуточной опоры, установленной в грунт с показателем консистенции $J_L=0$ с относительным заглублением $h/a = 2,7/2,1 = 1,286$ м объемным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^3$ расчетное давление $R_3 = 60 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$.

Для грунта (супесь) с $J_L = 0,18$ и $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^3$ коэффициент бокового расширения $\mu = 0,6$ коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения $k_{\Gamma} = 1,1$, а для параметра линейности супесей $k_{\Gamma} = 2,4$.

Угол внутреннего трения обратной засыпки:

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi^H}{k_{\Gamma}} = 0,8 \cdot \frac{31}{1,1} = 22,545^\circ.$$

Удельное сцепление грунта обратной засыпки:

$$C_0 = \mu \cdot \frac{C^H}{k_{\Gamma}} = 0,6 \cdot \frac{8 \cdot 10^3}{2,4} = 2,667 \cdot 10^3 \text{ Н/м}.$$

Для прямой промежуточной опоры коэффициент надежности $k_H = 1,0$.

Расчет по деформации (на сжатие)

Среднее давление по подошве фундамента:

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{N_c}{F} + \gamma_3 \cdot h_{\text{ф}} = \frac{385,028}{2,1^2} + 17 \cdot 2,5 = 87,35 \cdot 10^3 \text{ Н;}$$

$$\sigma_{\text{ср}} \leq R_S \text{ или } 87,35 \cdot 10^3 < 340 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$$

Условие расчета по деформациям на сжатие соблюдается, и вертикальная осадка фундамента Ф4-2 находится в допустимых пределах.

Расчет по деформациям (на вырывание)

Вырывающая нагрузка, действующая на фундамент:

$$N_B^H \leq m \cdot R_z \cdot F_o + G_\phi \cdot g = 1 \cdot 60 \cdot 2,1^2 + 3,4 \cdot 9,8 = 297,94 \cdot 10^3 \text{ Н},$$

где $m = m_{тр} \cdot m_o \cdot m_c = 1$ – коэффициент условия работы;

$m_{тр} = 1$ – коэффициент грунта;

$m_o = 1$ – коэффициент опоры, зависит от базы опоры;

$m_c = 1$ – коэффициент сочетаний, который зависит от режима работы ВЛ

(в нормальном режиме равен 1);

$R_z = 60 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$ – расчетное давление;

$F_o = 2,1^2 \text{ м}^2$ – проекция плоскости верха плиты на горизонтальную плоскость;

$G_\phi = 3,4 \text{ т}$ – масса фундамента;

Сравниваем нормативную нагрузку с полученной:

$$N_B^H \leq m \cdot R_z \cdot F_o + G_\phi \cdot g \text{ или } 48,357 \cdot 10^3 \text{ Н} \leq 267,05 \cdot 10^3 \text{ Н}.$$

Фундамент марки Ф4-2 удовлетворяет условию расчета по деформациям на вырывание.

Таким образом, на основании проведенных проверок можно утверждать о правильном выборе фундамента.

Расчет по устойчивости (по несущей способности)

На рисунке 6 изображен чертеж грибовидного фундамента–подножника.

Необходимо определить объем обелиска грибовидного фундамента –подножника марки Ф4-2, если $a = 2,1 \text{ м}$:

$$a_1 = a + 2 \cdot h_\phi \cdot \text{tg} \varphi_0 = 2,1 + 2 \cdot 2,5 \cdot \text{tg} 22,545 = 4,176 \text{ м}.$$

$$V_{\phi} = \frac{h_{\phi}}{6} [(2 \cdot a_1 + a) \cdot a_1 + (2 \cdot a + a_1) \cdot a] =$$

$$= \frac{2,5}{6} [(2 \cdot 4,176 + 2,1) \cdot 4,16 + (2 \cdot 2,1 + 4,176) \cdot 2,1] = 25,513 \text{ м}^3.$$

Далее необходимо определить сумму площадей боковых поверхностей грибовидного фундамента подножника марки Ф4-2:

$$\Sigma \omega_{\phi} = 2 \cdot h_{\phi} \cdot (a + a_1) = 2 \cdot 2,5 \cdot (2,1 + 4,176) = 31,379 \text{ м}^2.$$

Предельное сопротивление вырыванию:

$$N_{\phi} = V_{\phi} \cdot \gamma_3 + C_0 \cdot \cos \varphi_0 \cdot \Sigma \omega_{\phi} = 25,513 \cdot 17 + 2,667 \cdot \cos 22,545 \cdot 31,379 =$$

$$= 511,012 \cdot 10^3 \text{ Н};$$

Проверка выполнения условия по несущей способности:

$$N_{\text{в}}^p \leq \frac{1}{k_{\text{н}}} (N_{\phi} + 0,9 \cdot G_{\phi} \cdot g) = \frac{1}{1} (511,012 + 0,9 \cdot 3,4 \cdot 9,8) = 541 \cdot 10^3 \text{ Н};$$

$$385,028 \cdot 10^3 \text{ Н} < 541 \cdot 10^3 \text{ Н}.$$

Следовательно, выбранный фундамент Ф4-2 удовлетворяет условию расчета по несущей способности.

Расчет грибовидного фундамента-подножника для анкерной опоры

Необходимо рассчитать основание грибовидного подножника марки Ф5-АМ под анкерную опору У110-2+9 в нормальном режиме работы ВЛ. В таблице 24 приведены технические данные фундамента ФП5-А-350.

Маркировка фундамента ФП5-А-350:

Ф – фундамент;

5 – типоразмер;

350 – длина болтов;

А – под анкерную опору;

П – повышенный.

Таблица 24 – Технические данные фундамента

Высота фунда- мента	Глубина заложе- ния фундамента	Размер стороны квадрата опор- ной плиты	Масса фунда- мента
h	h_{ϕ}	a	G_{ϕ}
м	м	м	т
5,4	5,115	2,7x2,7	6,9

Сжимающая нагрузка, действующая на фундамент, равна сумме постоянных и кратковременных нормальных нагрузок, действующих на опору У110-2+9 и равна расчетной вырывающей нагрузке:

$$N_{\text{в}}^{\text{п}} = N_{\text{с}} = 794,933 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Нормативная вырывающая нагрузка равна итоговой сумме постоянных нагрузок, действующих на опору У110-2+9:

$$N_{\text{в}}^{\text{н}} = 431,965 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Для грунтов (супесей) с показателем консистенции $J_L = 0$ и коэффициентом пористости $e = 0,47$ соответствуют следующие величины:

- нормативное значение модуля деформации $E = 45000 \cdot 10^3 \text{ Н/м}$;
- нормативный угол внутреннего трения $\varphi_{\text{н}} = 31^\circ$;
- нормативное удельное сцепление грунта $c_{\text{н}} = 8 \cdot 10^3 \text{ Н/м}$.

Давление на грунт основания подножника, рассчитывается из условий предельных деформаций основания в нормативном режиме работы линии для $E = 45000 \cdot 10^3 \text{ Н/м}$ при размере стороны квадратного подножника $a = 2,7 \text{ м}$ и глубина заложенного фундамента $h_{\phi} = 3 \text{ м}$.

$$R_s = 287 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2.$$

Для анкерной опоры, устанавливаемой в суглинистый грунт с показателем консистенции $J_L = 0$, с относительным заглублением $h / a = 5,4 / 2,7 = 2$, объемным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении $\gamma_s = 17 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$, расчетное давление $R_3 = 65 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$

Для грунта (супесь) с $J_L = 0$ и $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^3$ коэффициент бокового расширения $\mu = 0,8$ коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения $k_\Gamma = 1,1$, а для супеси $k_\Gamma = 2,4$.

Угол внутреннего трения обратной засыпки:

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi^H}{k_\Gamma} = 0,8 \cdot \frac{30}{1,1} = 22,545^\circ.$$

Удельное сцепление грунта обратной засыпки:

$$C_0 = \mu \cdot \frac{C^H}{k_\Gamma} = 0,8 \cdot \frac{8}{2,4} = 2,667 \cdot 10^3 \text{ Н/м}.$$

Для анкерной опоры коэффициент надежности $k_n = 1,0$.

Расчет по деформации (на сжатие)

Среднее давление по подошве фундамента:

$$\sigma_{cp} = \frac{N_c}{F} + \gamma_3 h_\Phi = \frac{1062,716}{2,7^2} + 17 \cdot 5,115 = 232,732 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2.$$

Сравнение среднего давления по подошве фундамента с давлением на грунт основания подножника:

$$\sigma_{cp} < R_s \text{ или } 232,732 < 287,$$

то есть условие расчета по деформации на сжатие соблюдается, и вертикальная осадка фундамента ФП5-А-350 находится в допустимых пределах.

Расчет по деформациям (на вырывание)

Вычислим коэффициент условий работы:

$$m = m_{cp} \cdot m_0 \cdot m = 1 \cdot 1,2 \cdot 1 = 1,2,$$

где $m_{cp} = 1$ – коэффициент грунта;

$m_0 = 1,2$ – коэффициент опоры, зависящий от базы опоры;

$m_c = 1$ – коэффициент сочетаний, зависящий от режима работы ВЛ.

Определение вырывающей нагрузки, действующей на фундамент:

$$m \cdot R_3 \cdot F_0 + G_\Phi \cdot 9,8 = 1,2 \cdot 65 \cdot 2,7^2 + 6,9 \cdot 9,8 = 636,52 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Сравнение нормативной вырывающей нагрузки с полученной выше:

$$N_{\phi}^H < m \cdot R_3 \cdot F_0 + G_n \cdot 9,8 \text{ или } 431,965 < 632,56 \text{ Н} \cdot 10^3,$$

Фундамент марки Ф5-АМ удовлетворяет условию расчета по деформациям на вырывание.

Таким образом, на основании проведенных проверок можно утверждать о правильном выборе фундамента.

Расчет по устойчивости (по несущей способности)

Объемobelиска грибовидного фундамента – подножника марки ФП5-А-350 при $a = 2,7 \text{ м}$:

$$a_1 = a + 2h_{\phi} \operatorname{tg} \varphi_0 = 2,7 + 2 \cdot 5,115 \cdot \operatorname{tg} 22,545^{\circ} = 6,947 \text{ м};$$

тогда

$$\begin{aligned} V_{\phi} &= \frac{h_{\phi}}{6} [(2a_1 + a)a_1 + (2a + a_1)a] = \\ &= \frac{3}{6} [(2 \cdot 6,947 + 2,7) \cdot 6,947 + (2 \cdot 2,7 + 6,947) \cdot 2,7] = 126,692 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

Сумма площадей боковых поверхностей грибовидного фундамента – подножника марки Ф5-АМ:

$$\sum \omega_{\phi} = 2 \cdot h_{\phi} \cdot (a + a_1) = 2 \cdot 5,115 \cdot (2,7 + 6,947) = 98,688 \text{ м}^2.$$

Проверка выполнения условий по несущей способности:

$$\begin{aligned} \frac{1}{k_H} (N_{\phi} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8) &= \frac{1}{k_H} (N_{\phi 0} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8) = \\ &= \frac{1}{k_H} (V_{\phi} \gamma_3 + c_0 \cos \varphi_0 \cdot \sum \omega_{\phi} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8) = \\ &= \frac{1}{1} (126,682 \cdot 17 + 2,667 \cdot \cos 22,545 \cdot 98,688 + 0,9 \cdot 6,9 \cdot 9,8) = 2452,61 \text{ Н} \cdot 10^3. \end{aligned}$$

Сравнение расчетной вырывающей нагрузки с полученной выше:

$$N_B^P < \frac{1}{k_H} (N_{\phi} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8) \text{ или } 794,9 < 2452,61 \text{ Н} \cdot 10^3.$$

Фундамент марки ФП5-А-350 удовлетворяет условию расчета по несущей способности.

2.11 Птицезащита ВЛ

При проектировании и строительстве новых линий электропередачи должны быть предприняты меры по предотвращению и уменьшению риска гибели птиц в случаях контакта их с токоведущими частями. Исходя из этого, линии электропередачи, опоры и изоляторы на них должны оборудоваться специальными птицезащитными устройствами, в том числе мешающим птицам строить гнезда в местах, допускающих контакт птиц с проводами. Устройства защиты птиц на линиях электропередач также позволяют защитить гирлянду изоляторов от загрязнения птицами.

Для защиты птиц от контакта с токопроводящей частью провода, а также для защиты гирлянды изоляторов от загрязнения выбираем для установки на траверсе устройство «веер» защиты от птиц типа ЗП-АП2. Чертеж устройства представлен в приложении В. Данная конструкция совершенна безопасно для птиц за счет используемого полимерного материала и имеющих специальные закруглений лучей «веера». Конструкция выдерживает ветровые и гололедные нагрузки, а также работоспособно в температурном диапазоне от -60° до $+50^{\circ}$.

Также предусмотрена установка устройства ЗП-КП1, которое предотвращается нахождение птиц на проводах. Колебания устройства, которые создаются порывом ветра, отпугивают птиц, тем самым защищая ВЛ от обрыва и отключения. Если птицы все же садятся на провод, то устройство предохраняет их от удара током, путем изоляции токоведущих частей от заземленных частей опоры ЛЭП. Чертеж представлен в приложении В.

Раздел 3 РАСЧЕТ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ

3.1 Выбор сечения кабеля

Сечение кабеля, выбираем по экономической плотности тока. Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot I_{(5)}, \quad (3.1)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, $\alpha_i = 1$ [7];

α_t – поправочный коэффициент. Определяем по таблице 3.39 [1].

$I_{(5)}$ – ток в кабельной линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяется по формуле:

$$I_{(5)} = \frac{P_{max}}{n_{\varphi} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} \quad (3.2)$$

Необходимое сечение жил проектируемой КЛ:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} \quad (3.3)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, определяется по таблице 1.3.36 [7].

$$T_{max02} = \frac{2 \cdot 8760}{3} = 5840$$

$$\cos \varphi = 0,92$$

$$I_{(5)} = \frac{P \cdot 0,6}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot n_{\varphi}} = \frac{63000 \cdot 10^3 \cdot 0,6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,92 \cdot 1} = 215,65 \text{ A}$$

$$\alpha_i = 1, \alpha_t = 0,80, \text{ при } T_{max} = 5840 \text{ часов}$$

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_t \cdot I_{(5)} = 1 \cdot 0,80 \cdot 215,65 = 172,52$$

$$\text{При } T_{\max 01} = 5840\text{ч}, j_{\text{эк}} = 1,6 \text{ А / мм}^2$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{p02}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{172,52}{1,6} = 107,83 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель ПвП2Г-240/95, данные которого приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – основные данные провода

Диаметр жилы (мм)	Диаметр по изоляции (мм)	Наружный диаметр кабеля (мм)	Длительно допустимый ток (А).
18,2 ± 0,2	52,2 ± 1,8	66,6 + 3,5 ± 2,5	453

Сечения кабеля, проверяются по допустимой токовой нагрузке

Проверка по допустимой токовой нагрузке (по нагреву). Сечение кабеля, выбранное по экономическому критерию быть проверено по условию

$$I_{\text{нб}} < I_{\text{доп}} \quad (3.6)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый длительный ток для проводника, определяемый согласно таблице 1 для выбранного сечения;

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

$$I_{\text{дл. доп. 4-1}} = I_p \cdot 2 = 172,52 \cdot 2 = 345,04$$

$$I_{\text{дл. доп.}} < I_{\text{доп.}} = 453, \text{ проверка соблюдается}$$

3.2 Способы прокладки КЛ

Так как проектируемый маршрут прокладки кабельной линии проходит по суши, то рассмотрим только прокладки кабельных линий в земле, кабельных блоках, трубах, лотках и в кабельных сооружениях.

3.2.1 Прокладка кабельных линий в земле

При прокладке кабельных линий в земле не рекомендуется в одной траншее прокладывать более шести силовых кабелей. Если кабелей, необходимых для прокладки, больше шести, то их необходимо прокладывать в разных траншеях, идущих параллельно. Расстояние в свету между крайними кабелями параллельных траншей должно быть более 0,5 м.

Для прокладки в траншеях рекомендуется применять бронированные кабели, по причине того, что металлические оболочки этих кабелей имеют защитный слой от механических и химических воздействий. В случае небронированных кабелей – они должны прокладываться в асбестоцементных или пластмассовых трубах для защиты от различных механических повреждений, например, при раскопке.

Прокладывать кабели необходимо на расстоянии, нормированным ПУЭ, от фундаментов зданий, зеленых насаждений, трубопроводов и рельсовых дорог.

Расстояние в свету от кабеля, до фундаментов зданий и сооружений должно быть не менее 0,6 м. Не допускается прокладка кабелей в земле под фундаментами зданий и сооружений.

В случаях параллельной прокладки кабельных линий расстояние по горизонтали в свету между кабелями должно быть не менее:

1. 100 мм в кабельных линиях напряжением до 10 кВ, а также между ними и контрольными кабелями;
2. 250 мм в кабельных линиях 20-35 кВ
3. 500 мм в кабельных линиях, эксплуатируемых различными организациями, а также в силовых кабелях и кабелях связи;
4. 500 мм в кабельных линиях 110-220 Кв

При прокладке кабельных линий расстояние до стволов деревьев должно быть не менее 2 м. Расстояние до кустарниковых посадок должно быть не менее 0,75 м.

При параллельной прокладке расстояние по горизонтали в свету от кабельных линий напряжением до 35 кВ и маслонаполненных кабельных линий до трубопроводов, водопровода, канализации и дренажа должно быть не менее 1 м; до газопроводов низкого (0,0049 МПа), среднего (0,294 МПа) и высокого давления (более 0,294 до 0,588 МПа) - не менее 1 м; до газопроводов высокого давления (более 0,588 до 1,176 МПа) - не менее 2 м; При прокладке кабельной линии параллельно с теплопроводом расстояние в свету между кабелем и стенкой канала теплопровода должно быть не менее 2 м.

При прокладке кабельной линии параллельно с железными дорогами кабели должны прокладываться, вне зоны отчуждения железной дороги. Прокладка кабелей в пределах зоны отчуждения допускается только в случаях, согласованных с организациями Министерства путей сообщения, при этом расстояние от кабеля до оси пути железной дороги должно быть не менее 3,25 м, а для электрифицированной дороги - не менее 10,75 м.

При прокладке кабельной линии параллельно с трамвайными путями расстояние от кабеля до оси трамвайного пути должно быть не менее 2,75 м.

При прокладке кабельной линии параллельно с автомобильными дорогами категорий I и II кабели должны прокладываться с внешней стороны кювета или подошвы насыпи на расстоянии не менее 1 м от бровки или не менее 1,5 м от бордюрного камня.

При прокладке кабельной линии параллельно с ВЛ 110 кВ и выше расстояние от кабеля до вертикальной плоскости, проходящей через крайний провод линии, должно быть не менее 10 м. Расстояние в свету от кабельной линии до заземленных частей и заземлителей опор ВЛ выше 1 кВ должно быть не менее 5 м при напряжении до 35 кВ, 10 м при напряжении 110 кВ и выше. Расстояние в свету от кабельной линии до опоры ВЛ до 1 кВ должно быть

не менее 1 м, а при прокладке кабеля на участке сближения в изолирующей трубе 0,5 м

При пересечении кабельными линиями других кабелей они должны быть разделены слоем земли толщиной не менее 0,5 м; При пересечении кабельными линиями трубопроводов, в том числе нефте- и газопроводов, расстояние между кабелями и трубопроводом должно быть не менее 0,5 м. При пересечении кабельными линиями до 35 кВ теплопроводов расстояние между кабелями и перекрытием теплопровода в свету должно быть не менее 0,5 м.

При пересечении кабельными линиями железных и автомобильных дорог кабели должны прокладываться в туннелях, блоках или трубах по всей ширине зоны отчуждения на глубине не менее 1 м от полотна дороги и не менее 0,5 м от дна водоотводных канав. При отсутствии зоны отчуждения указанные условия прокладки должны выполняться только на участке пересечения плюс по 2 м по обе стороны от полотна дороги.

3.2.2 Прокладка кабелей в блоках

Для более надежной (по сравнению с прокладкой в траншее) защиты от механических повреждений кабели прокладываются в кабельных блоках. Кабельным блоком называется кабельное сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к нему колодцами. Кабельный блок состоит из нескольких асбестоцементных труб, внутренний диаметр которых в 1,5 раза больше диаметра кабеля. Прокладка кабелей в блоках рекомендуются в местах пересечения трассы с железными и автомобильными дорогами, при прокладке в агрессивных по отношению к оболочке кабелей грунтах, при необходимости защиты кабелей от блуждающих токов и т.д. В местах изменения направления трассы или глубины заложения блоков, а также на прямолинейных участках большой длины выполняют кабельные колодцы (камеры). В колодцах также располагаются кабельные муфты.

Различают проходные прямые колодцы, угловые, разветвительные, тройниковые и крестовые. Кабельные колодцы выполняют из кирпича или сборных железобетонных конструкций. Снаружи кабельные колодцы закрывают люками, внутри оборудуют кабельными конструкциями (для укладки на них кабельных муфт), водосборниками в полу, закрытыми решетками, а также металлическими лестницами или скобами для спуска людей. При монтаже блоков для стока влаги их укладку производят с уклоном в сторону колодцев не менее чем на 0,2% (т.е. 0,2 м на 100 м трассы). Протяжка кабеля между двумя колодцами производится следующим образом: в канал блока затягивается стальной канат типа УЗК, устанавливаются угловые ролики, кабель крепится к канату, во входное отверстие канала блока устанавливается воронка для защиты кабеля от механических повреждений при протяжке кабеля, кабель протягивается в канале с заданным усилием тяжения.

3.2.3 Прокладка кабелей в каналах

Кабельным каналом называется закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт, пол, перекрытие и т. п. непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей, укладку, осмотр и ремонт которых возможно производить лишь при снятом перекрытии. Такой способ прокладки применяют как вне зданий, так и внутри производственных помещений. Прокладка кабелей в каналах позволяет обеспечить осмотры и ремонты кабельных линий в процессе эксплуатации, а также прокладывать новый или заменять действующий кабель без производства земляных работ. Кроме того, при прокладке кабелей в каналах обеспечивается надежная защита от механических повреждений. Кабельные каналы выполняют из унифицированных железобетонных конструкций, а также из кирпича. Вне зданий кабельные каналы, как правило, засыпают поверх съемных плит слоем земли не менее 300 мм. Внутри зданий кабельные каналы закрывают несгораемыми плитами. Для прокладки кабелей в каналах применяют кабельные стойки с полками и профили с закладными подвесками. Допускается также укладка кабеля по дну канала

3.2.4Прокладка кабелей в галереях и эстакадах

Кабельной эстакадой называется надземное или наземное открытое горизонтальное или наклонное протяженное кабельное сооружение. Кабельная эстакада может быть проходной или непроходной. Кабельной галереей называется надземное или наземное закрытое полностью или частично (например, без боковых стен) горизонтальное или наклонное протяженное проходное кабельное сооружение. Данный способ прокладки рекомендуется на предприятиях, насыщенных различными подземными коммуникациями, территориях с грунтовыми условиями, неблагоприятно действующими на кабели, а также в районах вечной мерзлоты при количестве силовых кабелей, идущих в одном направлении, более 20. Применение эстакад и галерей рекомендуется в качестве основного вида прокладки по территории химических и нефтехимических предприятий, где не исключена возможность разлива вещества, разрушительно действующих на оболочки кабелей. Кабели, прокладываемые в кабельных сооружениях, не должны иметь защитных покровов из горючих материалов

3.2.5Прокладка кабелей в туннелях и коллекторах

Кабельным туннелем называется закрытое сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, со свободным проходом по всей длине, позволяющим производить прокладку кабелей, ремонты и осмотры кабельных линий. Кабельные туннели и коллекторы рекомендуется сооружать в городах и на предприятиях с уплотненной застройкой территории или при большом насыщении территории подземными инженерными коммуникациями при количестве силовых кабелей, идущих в одном направлении, более 20. Особенностью коллекторов является наличие в них водопроводов и теплопроводов, что положительно влияет на совместно проложенные кабели, так как водопроводы способствуют понижению температуры в кабельном сооружении, а теплопроводы снижают сырость.

Существуют туннели и коллекторы различных сечений, такие как круглые и прямоугольные, которые снабжаются водосборниками или ливневой канализацией, системами естественной или искусственной вентиляции, дистанционного и автоматического пожаротушения, а также освещения. Протяженные туннели и коллекторы разделяют по длине огнестойкими перегородками на отсеки длиной 150 м с устройством в них дверей. Пол туннеля или коллектора выполняется с уклоном 1% (т.е. 1 м на 100 м трассы) в сторону водосборников, ширина проходов должна быть не менее 1 м.

Раскатку кабелей в туннелях и коллекторах производят с помощью лебедки или вручную (при длине кабеля до 50 м), с применением раскаточных роликов. После раскатки кабель вручную укладывается с раскаточных роликов на кабельные конструкции, смонтированные вдоль стен.

Вывод: для кабеля ПвП2г выбираем прокладку в туннеле на всем своем протяжении от станции Кузнецово до станции Заводская.

Раздел 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данный раздел выпускной квалификационной работы предназначен для определения ресурсоэффективности технического проекта, с рассмотрением планово-временных и материальных показателей процесса проектирования. Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- Формирование работ технического проекта и времени выполнения.
- Расчет сметы затрат.
- Определение интегрального показателя ресурсной эффективности проекта.

4.1 Структура работ в рамках технического проектирования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках технического проектирования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения проектирования изделия.

4.1.1 Структура работ в рамках технического проектирования

Для выполнения проектирования формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и дипломник. Составлен перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведено распределение исполнителей по видам работ.

Номерам этапов соответствуют следующие виды выполняемых работ, представленные в таблице 4.1:

№ 1 – составление и утверждение технического задания – включает в себя изучение первичной информации об объекте, формулировку требований к техническому проекту, составление задания и плана на работу;

№ 2 – подбор и изучение материалов по теме – ознакомление с предметом работы, изучение различных источников, касающихся различных сторон технического проекта;

№ 3 – проектирование объектов энергосистемы – определение провода ВЛ, расчёт механических нагрузок на провод ВЛ, определение значения критических длин пролётов, подборка типов промежуточной и анкерной опор, расставление опор по профилю трассы, расчет специальных переходов через инженерные сооружения, выполнение расчёта грозозащитного троса, а также определение нагрузки, действующей на фундамент и осуществление его расчёта;

№ 4 – расчет кабельной линии – выбор кабельной линии, выбор способа прокладки и защиты кабельной линии, расчет переходов через инженерные сооружения;

№5 – анализ полученных данных – анализ и исследование полученных при помощи расчетов результатов проектируемых объектов;

№6 – оценка эффективности полученных результатов – обоснование целесообразного использования технических решений, рассмотренных в рамках технического проекта с учетом ресурса и энергоэффективности;

№7 – составление пояснительной записки – включает в себя ознакомление руководителя с выполненными работами, возможные корректировки и исправления, составление пояснительной записки;

№ 8 – проверка выпускной квалификационной работы руководителем – включает в себя окончательную проверку руководителем;

№9 – исправление замечаний к ВКР – исправление всех замечаний и устранение недоработок.

№10 – подготовка к защите ВКР – подготовка и согласование презентации с преподавателем, предварительная защита ВКР.

Таблица 4.1– Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления технического проекта	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
Расчет и выбор оборудования, расчет проекта и анализ расчета	3	Проектирование объектов энергосистемы	Дипломник
	4	Расчёт кабельной линии	Дипломник, научный руководитель
Расчет и выбор оборудования, расчет проекта и анализ расчета	5	Анализ полученных данных	Дипломник, научный руководитель
	6	Оценка эффективности полученных результатов	Дипломник, научный руководитель
Оформление отчета по техническому проектированию	7	Составление пояснительной записки	Дипломник
	8	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель
	9	Исправление замечаний к ВКР	Дипломник
Сдача выпускной квалификационной работы	10	Подготовка к защите ВКР	Дипломник, Научный руководитель

4.1.2 Определение трудоемкости выполнения ТП

Трудоемкость выполнения технического проекта оценивается экспертным путем в человеко – днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого значения трудоемкости $t_{ОЖi}$ используется следующая формула [8]:

$$t_{ОЖi} = \frac{3t_{\min.i} + 2t_{\max.i}}{5}, \quad (4.1)$$

где $t_{ОЖi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i – ой работы чел. – дн.;

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

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

Таблица 4.2 – Временные показатели выполнения работ

№	Название работы	Трудоёмкость работ, чел-дни						Длительность работ, чел-дни	
		Мин. трудоемкость		Макс. трудоемкость		Ожидаемая трудоемкость			
		Науч. рук-ль	Дипломник	Науч. рук-ль	Дипломник	Науч. рук-ль	Дипломник	Науч. рук-ль	Дипломник
1	Составление и утверждение технического задания	1	-	1	-	1	-	1	-
2	Подбор и изучение материалов по теме	-	14	-	17	-	15,2	-	15
3	Проектирование объектов энергосистемы	-	25	-	27	-	26,2	-	26
4	Расчёт кабельной линии	-	22	-	24	-	21,2	-	21
5	Анализ полученных данных	1	5	1	8	1	5,2	1	5
6	Оценка эффективности полученных результатов	1	4	1	7	1	5,2	1	5
7	Составление пояснительной записки	1	14	1	16	1	15,2	1	15
8	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	1	-	1	-	1	-	1	-
9	Исправление замечаний к ВКР	-	3	-	4	-	3,4	-	3
10	Подготовка к защите ВКР	1	2	1	4	1	2,8	1	3

Примечание: минимальное $t_{\min}$ и максимальное время $t_{\max}$ получены на основе экспертных оценок.

4.1.3 Разработка графика проведения технического проекта

Наиболее удобным и наглядным в данном случае является построение ленточного графика проведения работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ [8].

График строится для ожидаемого по длительности исполнения работ в рамках технического проекта, с разбивкой по месяцам и декадам за период времени подготовки ВКР [8]. На основе таблицы 4.2 строим план – график проведения работ (таблица 4.3).

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность работ занимает 12 декад, начиная со второй декады февраля, заканчивая второй декадой июня. Продолжительность выполнения технического проекта составит 98 дней. Из них:

- 96 дней – продолжительность выполнения работ дипломника;
- 6 дня – продолжительность выполнения работ руководителя.

4.2 Составление сметы затрат на разработку ТП

При планировании сметы технического проекта должно обеспечиваться полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

Смета затрат включает в себя следующие статьи [8]:

- расчет полной заработной платы исполнителей;
- расчет отчислений во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

4.2.1 Определение стоимости материальных затрат

Производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.3 – График Гранта

№	Вид работ	Исп-ли	T_{Pi} , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				Февр.		Март			Апрель			Май			Июнь	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	15													
3	Проектирование объектов энергосистемы	Дипломник	26													
4	Расчет кабельной линии	Дипломник	21													
5	Анализ полученных данных	Руководитель	1													
		Дипломник	5													
6	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	1													
		Дипломник	5													
7	Составление пояснительной записки	Дипломник	15													
8	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Руководитель	1													
9	Исправление замечаний к ВКР	Дипломник	3													
10	Подготовка к защите ВКР	Дипломник	3													

4.2.2 Полная заработная плата исполнителей

Включается основная и дополнительная заработная плата всех исполнителей, непосредственно участвующих в выполнении данной работы. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Расчет полной заработной платы осуществляется следующим образом:

$$З_{ЗП} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (4.2)$$

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

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата исполнителя рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot F_{дн}, \quad (4.3)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$F_{дн}$ – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн. (табл. 4.3);

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{окл} + З_{р.к.}}{F_{\partial}}, \quad (4.4)$$

где F_{∂} – количество рабочих дней в месяце

$З_{окл}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$З_{р.к.}$ – районная доплата, руб.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.4.

Дополнительная заработная плата составляет 12 – 15% от основной, расчет дополнительной и полной заработной платы приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.4 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Оклад, руб.	Районная доплата, руб.	Месячная зарплата, руб.	Среднедневная заработная плата, руб.	Кол-во, раб. дн.	Основная заработная плата руб.
Руководитель	33 664	10 099	43 763	1 683	6	10 100
Дипломник	12 300	3 690	15 990	615	96	59 000
Итого						69 100

Таблица 4.5 – Расчет дополнительной и полной заработной платы

Исполнители	Коэф. доплаты	Основная заработная плата руб	Дополнительная заработная плата руб	Полная заработная плата, руб.
Руководитель	0,15	10 100	1 500	11 600
Дипломник	0,12	59 000	7 100	66 100
Итого:		69 100	8 600	77 700

4.2.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot Z_{ЗП}, \quad (4.5)$$

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

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 28.11.2018 №446 – ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot Z_{ЗП} = 30\% \cdot 77,7 = 23,5 \text{ тыс.руб.}$$

4.2.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не включенные в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Величина накладных расходов принимается в размере 16% от суммарных затрат.

4.2.5 Формирование сметы проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования сметы проекта, которая при заключении договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции [8].

Определение бюджета затрат на технический проект приведен в таблице 4.6.

В ходе выполнения данного параграфа была рассчитана продолжительность выполнения технического проекта, которая составляет 102 раб. дней для инженера и 5 для руководителя. Составлен календарный график выполнения работ.

Таблица 4.6 – Смета технического проекта

Наименование	Сумма, тыс. руб.	Удельный вес, %
Затраты по полной заработной плате исполнителей	77,7	64,6
Отчисления во внебюджетные фонды	23,5	19,4
Накладные расходы	18,8	16,0
Бюджет затрат ТП	120,0	100,0

4.3 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение ресурсоэффективности проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности по формуле [8]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.6)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Оценку характеристик проекта проведем на основе критериев, соответствующих требованиями к системе электроснабжения промышленных предприятий:

1. Экономичность: выбор оптимального провода позволит уменьшить потери передаваемой электроэнергии;
2. Гибкость: возможность модификации данного метода для другого оборудования;
3. Безопасность: обеспечение безопасности работ для электротехнического персонала;
4. Энергосбережение: малое потребление электроэнергии оборудованием;
5. Надежность: удовлетворять требования нормативных и руководящих документов по эксплуатации электроустановок;
6. Простота и удобство в эксплуатации: возможность использования метода электросетевыми предприятиями

Критерии ресурсоэффективности и их количественные характеристики приведены в таблице 4.7.

Интегральный показатель ресурсоэффективности [8]:

$$I_{pi} = 0,1 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 = 4,55.$$

Таблица 4.7 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Экономичность	0,1	4,0
2. Гибкость	0,15	5,0
3. Безопасность	0,10	4,0
4. Энергосбережение	0,25	5,0
5. Надежность	0,30	5,0
6. Простота и удобство в эксплуатации	0,10	4,0
Итого:	1,00	-

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет достаточно высокое значение (по 5 – балльной шкале), что говорит об эффективности использования

технического проекта. Высокие баллы безопасности, надёжности и энергосбережения позволяют судить о надёжности системы.

В результате выполнения поставленных задач по данному разделу, можно сделать следующие выводы:

- при планировании технических работ был разработан график занятости для научного руководителя и дипломника, составлена ленточная диаграмма Ганта, позволяющая оптимально скоординировать работу исполнителей;
- составление сметы технического проекта позволило оценить первоначальную сумму затрат на реализацию технического проекта;
- оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному показателю, дала высокий результат (4,5 по 5 – балльной шкале), что говорит об эффективности реализации технического проект

4.5 Составление сводных смет стоимостей строительства

4.5.1 Затраты на демонтаж оборудования

Производится расчет затрат на демонтаж оборудования на основании [9].

Таблица 4.8 – Капиталовложения на демонтаж

Наименование работ	Единица изме- рения	Количество	Сметная									
			Единицы					Общая				
			Строит. работы	Монтаж	Оборудо- вание	Прочие	Общие	Строит. работы	Монтаж	Оборудо- вание	Прочие	Общие
1. Демонтаж оборудования												
Демонтаж обо- рудования												
Тр 110кВ	шт	2	61,9	–	–	–	61,9	123,8	–	–	–	123,8
ОРУ 110кВ	шт	15	5,4				5,4	81				81
ВЛ	км	40	7,9				7,9	316				316
Итого по смете												520,8

5.5.2 Затраты на капиталовложения

Производятся технико-экономические расчеты.

К экономическим показателям относятся:

– капитальные вложения на строительство – денежные средства, которые расходуются на приобретение и доставку оборудования, а также на производство строительных и монтажных работ;

– ежегодные издержки – совокупность затрат на проведение профилактических осмотров и испытаний текущих и капитальных ремонтов, а также на производство дополнительной электрической энергии, покрывающей потери в элементах сети.

По каждому варианту электрической сети составляются приведённые затраты на содержание и эксплуатацию, определяемые по формуле (4.7):

$$Z_{\Sigma i} = I_{\Sigma} + E_H \cdot K_{\Sigma}, \quad (4.7)$$

где $Z_{\Sigma i}$ – приведённые затраты на электрическую сеть, тыс.руб.;

E_H – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, $E_H = 0,12 \text{ год}^{-1}$;

I_{Σ} – издержки электрической сети, тыс.руб.;

K_{Σ} – суммарные капитальные вложения электрической сети, тыс.руб., которые находятся по формуле (4.8):

$$K_{\Sigma i} = K_{\Sigma \text{ВЛ}} + K_{\Sigma \text{ПС}}, \quad (4.8)$$

где $K_{\Sigma \text{ВЛ}}$ – капитальные вложения строительства воздушных линий, тыс.руб.;

$K_{\Sigma \text{ПС}}$ – капитальные вложения строительства подстанций, тыс.руб.

Расчет необходимых средств на капитальное строительство включает в себя следующие пункты [25]:

- 1) Подготовка территории строительства;
- 2) Основные объекты строительства;
- 3) Временные здания и сооружения;
- 4) Прочие работы и затраты;
- 5) Содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

б) Проектно-изыскательные работы и авторский надзор.

Капитальные вложения на строительство воздушных линий рассчитываются по укрупненным показателям. Укрупненные показатели стоимости включают все затраты производственного назначения (затраты на строительство, затраты на оборудование,), а также затраты, сопутствующие строительству, которые составляют:

3,3% – временные здания и сооружения;

5,0-6,0% – прочие работы и затраты;

2,6-3,18% – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

8% – проектно-изыскательные работы и авторский надзор;

3% – непредвиденные затраты.

Капитальные вложения воздушных линий рассчитываются по формуле (4.9):

$$K_{\text{л}\Sigma} = \sum (K_{\text{оли(н)}} \cdot l_i), \quad (4.9)$$

где $K_{\text{оли(н)}}$ – укрупненный показатель стоимости сооружений на 1 км воздушной линии, тыс.руб;

l_i – длина линии между подстанциями, км.

Капиталовложения на строительство подстанции определяются по формуле (4.10):

$$K_{\Sigma \text{пс}} = \sum K_{\text{пс}i}, \quad (4.10)$$

где $K_{\text{пс}i}$ – капитальные вложения отдельной подстанции, тыс.руб.

Капитальные вложения отдельной подстанции состоят из отдельных основных элементов, к которым относятся:

- трансформаторы (автотрансформаторы);
- распределительные устройства и отдельные ячейки выключателей;
- дополнительные затраты;
- постоянная часть затрат.

Таким образом, суммарные капиталовложения на одну подстанцию определяются по формуле (4.11):

$$K_{\Sigma \text{ПС}} = k_{\text{зон}} \cdot (K_{\text{ТР}\Sigma} + K_{\text{РУ}\Sigma} + K_{\text{ДОП}} + K_{\text{ПОСТ}}), \quad (4.11)$$

где $k_{\text{зон}}$ – зональный коэффициент (для Сибири $k_{\text{зон}} = 1,09$) [26];

$K_{\text{ТР}\Sigma}$ – капиталовложения на трансформаторы (автотрансформаторы), тыс.руб;

$K_{\text{РУ}\Sigma}$ – капиталовложения распределительные устройства и отдельные ячейки выключателей, тыс.руб;

$K_{\text{ДОП}}$ – капиталовложения на дополнительные затраты, тыс.руб;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – капиталовложения на постоянную часть затрат, тыс.руб.

Для получения полной стоимости ПС к сумме стоимостных показателей ее основных элементов, добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые исчисляются от этой суммы и составляют:

1-1,3 % - временные здания и сооружения;

8,5-9,0% - прочие работы и затраты;

2,6-3,18% - содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

8% - проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

Добавление НДС осуществляется после определения суммарных капиталовложений.

Ниже представлен расчет для электрической сети.

Капиталовложения на строительство воздушных линий и подстанции представлены в таблицах 4.9 и 4.10 соответственно.

Таблица 4.9 – Капиталовложения на строительство воздушной и кабельной линий

Наименование	Единицы	Количество	Сметная	
			Единицы	Общая

6. Проектно-изыскательные работы и авторский надзор											
Проектно-изыскательные работы и авторский надзор	%	3	Строит. работы	Монтаж	Оборудование	Прочие	Общие	Строит. работы	Монтаж	Оборудование	Прочие
Непредвиденные затраты	%	8									
Проектно-изыскательные работы и авторский надзор	%	3									
1. Подготовка территории строительства											
Проектно-изыскательные работы и авторский надзор	%	8	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ВЛ	км	45	220	–	–	–	220	9900	–	–	–
КЛ		10	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Площадь постоянного отвода земли для опор ВЛ											
ВЛ	m²	3150	0,018	–	–	–	0,018	56,7	–	–	–
КЛ		250	0,018	–	–	–	0,018	4,5	–	–	–
2. Основные объекты строительства											
Строительство ВЛ по укрупненным показателям											
220 кВ	км	45	2745,6	–	–	–	2745,6	123552	–	–	–
110 кВ		10	5580	–	–	–	5580	55800	–	–	–
Итого по пунктам 1 и 2 ВЛ											133508,7
Итого по пунктам 1 и 2 КЛ											55804,2
Учитываем зональный коэффициент $k_{зон}=1,09$, ВЛ											145524,5
Учитываем зональный коэффициент $k_{зон}=1,09$, КЛ											60826,9
1. Временные затраты и сооружения											
Временные затраты и сооружения	%	3,3	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Временные затраты и сооружения	%	3,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–
4. Прочие работы и затраты											
Прочие работы и затраты	%	5	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Прочие работы и затраты	%	8	–	–	–	–	–	–	–	–	–
5. Содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль											
Содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль	%	2,69	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль	%	2,69	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Итого на строительство ВЛ											177525,3
Итого на строительство КЛ											76149,2
Итого по смете											253674,5

Составляющие стоимости строительства воздушных линий 110кВ на стальных опорах составляют:

- строительно-монтажные работы – 80 %;
- прочие затраты – 11,5 %;
- проектно-изыскательные работы – 8,5 %.

Составляющие стоимости строительства кабельных линий 110 кВ:

- строительно-монтажные работы – 78 %;
- оборудование – 3 %;
- прочие затраты – 9 %;
- проектно-изыскательные работы – 10 %.

В ценах на I квартал 2019 г. стоимость строительства ВЛ 110 кВ составляет:

- строительно-монтажные работы:

$$177525,3 \cdot 0,8 \cdot 4,92 = 698139,6 \text{ тыс.руб.},$$

где 4,92 – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных расценок на I квартал 2019 года [27];

- прочие работы:

$$177525,3 \cdot 0,115 \cdot 9,10 = 185780,2 \text{ тыс.руб.},$$

где 9,10 – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат на I квартал 2019 года [27];

- проектно-изыскательных работы:

$$177525,3 \cdot 0,085 \cdot 4,09 = 61716,7 \text{ тыс.руб.},$$

где 4,09 – индекс изменения сметной стоимости проектно-изыскательных работ на I квартал 2019 года [27].

Всего на строительство ВЛ:

$$698739,6 + 185780,2 + 61716,7 = 946236,6 \text{ тыс.руб.}$$

В ценах на I квартал 2019 г. стоимость строительства КЛ 110 кВ составляет:

– строительно-монтажные работы:

$$76149,2 \cdot 0,78 \cdot 6,62 = 393204 \text{ тыс.руб.},$$

где 6,62 – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных расценок на I квартал 2019 года [27];

– оборудование:

$$76149,2 \cdot 0,03 \cdot 4,61 = 10531,4 \text{ тыс.руб.},$$

где 4,61 – индекс изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2019 года [27];

– прочие работы:

$$76149,2 \cdot 0,09 \cdot 9,10 = 62366,2 \text{ тыс.руб.},$$

где 9,10 – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат на I квартал 2019 года [27];

– проектно-изыскательных работы:

$$76149,2 \cdot 0,1 \cdot 4,09 = 31145 \text{ тыс.руб.},$$

где 4,09 – индекс изменения сметной стоимости проектно-изыскательных работ на I квартал 2019 года [27].

Всего на строительство ВЛ:

$$393204 + 10531,4 + 62366,2 + 31145 = 497246,7 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 4.10 – Капиталовложения на строительство подстанции сети

Наименование работ	Единица изме- рения	Количество	Сметная стоимость, тыс. руб.									
			Единицы					Общая				
			Строит. работы	Монтаж. работы	Обору- дование	Прочие	Общие	Строит. работы	Монтаж. работы	Обору- дование	Прочие	Общие
Отвод земель- ного участка	1000 м ²											
ПС		14	0,018	–	–	–	–	252	–	–	–	252
2. Основные объекты строительства												
ОРУ 110 кВ	шт.	15	–	–	7703	–	7703	–	–	115545	–	115545

Тр-ры 110 кВ	шт.	2	—	—	10805	—	10805	—	—	21610	—	21610
ШР	шт.	4	—	—	18916	—	18916	—	—	75664	—	75664
Постоянная часть затрат по ПС	шт.	1	—	—	19740	—	19740	—	—	19740	—	19740
Противоаварийная автоматика	шт.	3	—	—	1249	—	1249	—	—	3747	—	3747
Итого по пунктам 1 и 2												236558
3. Временные затраты и сооружения												
Временные затраты и сооружения	%	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2365,58
Итого по пункту 3												2365,58
4. Прочие работы и затраты												
Прочие работы и затраты	%	8,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	20107,43
Итого по пункту 4												68482,2
5. Содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль												
Содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль	%	2,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	6150,51
Итого по пункту 5												20947,5
5. Проектно-изыскательные работы и авторский надзор												
Проектно-изыскательные работы и авторский надзор	%	8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	18924,64
Итого по пункту 5												64453,8
Итого по смете												298903,2

Составляющие стоимости строительства подстанций

1) для 110 кВ:

- строительно-монтажные работы – 22%;
- оборудование – 61%;
- прочие затраты – 8,5%;
- проектно-изыскательные работы – 8,5%.

Сметная стоимость для ПС 110 кВ составляет 298903,2 тыс.руб., для

В ценах на I квартал 2019 года стоимость строительства ПС 110 кВ состоит:

- строительно-монтажные работы:

$$298903,2 \cdot 0,22 \cdot 7,95 = 522781,7 \text{ тыс.руб.},$$

где 7,95 – индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства, определяемых с применением федеральных

расценок на I квартал 2019 года [27];

– оборудование:

$$298903,2 \cdot 0,61 \cdot 4,61 = 840545,69 \text{ тыс.руб.},$$

где 4,61 – индекс изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2019 года [27].

– прочие затраты:

$$298903,2 \cdot 0,085 \cdot 9,10 = 231201,6 \text{ тыс.руб.},$$

где 9,10 – индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат на I квартал 2019 года [27];

– проектно-изыскательные работы:

$$298903,2 \cdot 0,085 \cdot 4,09 = 103913,7 \text{ тыс.руб.},$$

где 4,09 – индекс изменения сметной стоимости проектно-изыскательных работ на I квартал 2019 года [27].

Всего на строительство подстанций 110 кВ:

$$522781,7 + 840545,69 + 231201,6 + 103913,7 = 1698442,7 \text{ тыс.руб.}$$

Учитывая зональный коэффициент, получим полную стоимость на строительство подстанций:

$$1698442,7 \cdot 1,09 = 1851302,53 \text{ тыс.руб.},$$

где 1,09 – зональный коэффициент ($k_{\text{зон}} = 1,09$).

Сложив стоимости для воздушной линии, кабельной линии и подстанции и умножим эту сумму на НДС, получим полную сумму капиталовложений:

$$\Sigma K_1 = (946236,6 + 497246,7 + 1851302,53) \cdot 1,20 = 3953743 \text{ тыс.руб.}$$

Учет издержек электросетевых хозяйств на передачу и распределение электрической энергии производится по укрупненным показателям. Необходимо учесть издержки на эксплуатацию электрической сети и на потери электрической энергии, связанные с передачей и распределением. Эксплуатационные издержки рассчитываются по формуле (4.12):

$$И_{\text{ЭКС}} = И_{\text{АМ}} + И_{\text{ОБ.РЕМ}}, \quad (4.12)$$

где $И_{\text{АМ}}$ – издержки на амортизацию, тыс.руб;

$I_{\text{об.рем}}$ – издержки на обслуживание и ремонт, тыс.руб.

Издержки на амортизацию электрической сети рассчитываются по формуле (4.13):

$$I_{\text{ам}} = \frac{H_{\text{ам}} \cdot K_{\Sigma}}{100}, \quad (4.13)$$

где $H_{\text{ам}}$ – норма амортизации, % [28];

K_{Σ} – суммарные капитальные вложения электрической сети, тыс.руб.

Издержки на обслуживание и ремонт электрической сети (4.14):

$$I_{\text{об.рем}} = \frac{H_{\text{об.рем}} \cdot K_{\Sigma}}{100}, \quad (4.14)$$

где $H_{\text{об.рем}}$ – норма на обслуживание и ремонт, тыс.руб [28].

Издержки на потери электрической энергии (4.15):

$$I_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{пот}} \cdot C_{\text{пот}}, \quad (4.15)$$

где $\Delta W_{\text{пот}}$ – потери электрической энергии, кВт·ч;

$C_{\text{пот}} = 3,33 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$ – стоимость потери электрической энергии [29].

Суммарные издержки высчитываются по формуле (4.16):

$$\Sigma I = I_{\text{экс}} + I_{\text{пот}}. \quad (4.16)$$

Издержки электрической сети представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 –электрической сети

$I_{\text{ам}},$ тыс.руб/год	$I_{\text{об.рем}},$ тыс.руб/год	$I_{\text{экс}},$ тыс.руб/год	$I_{\text{пот}},$ тыс.руб/год	$\Sigma I,$ тыс.руб/год
93665,25	59461,71	153127	2160	155287

Приведённые затраты на электрическую сеть составляют:

$$Z_{\Sigma i} = 155287 + 0,12 \cdot 3953743 = 629736,1 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет срока окупаемости производится с целью экономического обоснования строительства объектов. Срок окупаемости определяется по формуле (4.17):

$$T_{\text{окуп}} = \frac{\Sigma K}{\Theta - \Sigma И}, \quad (4.17)$$

где ΣK – полная сумма капиталовложений, тыс.руб;

Θ – экономическая эффективность, тыс.руб/год;

$\Sigma И$ – издержки, тыс.руб.

Экономическая эффективность рассчитывается по формуле (4.18):

$$\Theta = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot Ц, \quad (4.18)$$

где P_{max} – максимальный переток мощности, МВт;

T_{max} – число часов использования максимума нагрузки в год, ч;

$Ц$ – цена на электрическую энергию, равная 4 руб./КВт·ч.

Расчеты срока окупаемости представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Расчет срока окупаемости

ΣK тыс.руб	$\Sigma И$ тыс.руб	Θ тыс.руб/год	$T_{\text{окуп}}$ год.
3953743	155287	934400	5,075

—

—

Раздел 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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. [9]

В данной работе будет рассматриваться энергетическая сфера социальной ответственности, а именно будут рассмотрены исследования по повышению пропускной способности воздушной линии. Воздушные линии электропередач непосредственно обслуживают, ремонтируют электромонтеры.

Все электромонтеры сталкиваются с различными вредными и опасными факторами, такими как шум, плохой уровень освещения, плохие микроклиматические параметры и многое другое. Зачастую, между опасными и вредными факторами не существует чёткой границы, каждый фактор может рано или поздно привести к потере здоровья или к несчастному случаю.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочее место электромонтера регламентируется инструкцией по охране труда для электромонтера по ремонту и обслуживанию электрооборудования. Согласно инструкции рабочее место должно быть ограждено, защищено от проникновения посторонних лиц. Также должны быть вывешены предупреждающие плакаты.

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.

Нормы выдачи спецодежды работникам электроэнергетической промышленности представлены в [23].

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 соответствие с Трудовым кодексом Российской Федерации, Статья 147, Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 4 процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем с учетом мнения представительного органа работников в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, либо коллективным договором, трудовым договором.

5.2 Производственная безопасность

Классификация производственных факторов осуществляется на основании [10]. Вредные производственные факторы представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изготов- ление	Эксплу- атация	
1.Акустический шум	+	+	+	1.ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности. Введ. 2015- 15-11. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2015. 27 с [11]; 2.ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация. Введ. 1981-30-06. Текст. М.: Изд-во стандартов, 1988. 4 с. [12]; 3.СанПиН 2.2.4.1191-03. «Электромагнитные поля в производственных условиях». – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003. [13] 4.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. [14] 5.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. [15] 6.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [16]. 7.СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [17]. 8.Правила устройства электроустановок ПУЭ. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 1999. – 640 с. [18]. 9.РД 34.03.603. Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним. – М: МОСЭНЕРГО, 1992. [19]. 10. 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. [20].
2. Электромагнитное излучение		+	+	
3.Недостаточная освещенность рабочего места	+	+	+	
4.Отклонение показателей микроклимата		+	+	
5. повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	

5.2.1 Акустический шум

Источником акустического шума является коронный разряд, возникающий на проводах ВЛ. Величина шума зависит от погодных условий, а также 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 относится и электрическое поле проводов ЛЭП.

Согласно [3] уровни звукового давления на подстанции не должны превышать значений, указанных в таблице 5.2.

Таблица 1.2 – 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 [12]:

- изменение направленности излучения шума;
- рациональную планировку предприятий и производственных помещений;
- акустическую обработку помещений;
- применение звукоизоляции.

Индивидуальная защита включает в себя использование противошумных:

- вкладышей;
- наушников;
- шлемов и касок.
- специальных костюмов.

5.2.2 Электромагнитное излучение

Источниками электрических и магнитных полей промышленной частоты является ЛЭП до 1150 кВ, открытые распределительные устройства, включающие коммутационные аппараты устройства защиты и автоматики, а также 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 [13].

Нормы на предельно допустимые напряженности электрического поля на промышленной частоте для персонала установлены в [14]:

- $E > 25$ кВ/м – пребывание в ЭП без средств защиты не допускается;
- $20 < E < 25$ кВ/м – пребывание в ЭП не более 10 минут;
- $5 < E \leq 20$ кВ/м допустимое время пребывания в ЭП вычисляют по

формуле:

$$T, \text{ часов} = (50 / E) - 2, \quad (5.1)$$

где $E \leq 5$ 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 5.3 [13]:

Таблица 5.3 – Предельно допустимые уровни магнитного поля

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 [9]:

- Заземляющие устройства;
- Нейтрализаторы;
- Увлажняющие устройства;
- Антиэлектростатические вещества;
- Экранирующие устройства.

Методы и средства индивидуальной защиты включают в себя [9]:

- Экранирующие куртка с капюшоном;
- Экранирующие брюки или полукOMBинезон;
- 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 [15]. Переносные экраны также используются при работах по обслуживанию электроустановок в виде съемных козырьков, навесов, перегородок, палаток и щитов [15]. Экранирующие устройства должны иметь антикоррозионное покрытие и быть заземлены [15].

5.2.3 Недостаточная освещенность рабочего места

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

На рабочем месте электромонтера освещение нормируется согласно таблице 5.4 [16].

Таблица 5.4 – Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения

Помещение	Искусственное освещение			Коэффициент пульсации освещенности, Кп, %, не более
	Освещенность, лк			
	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 Отклонение показателей микроклимата

Оптимальные микроклиматические условия способствуют сохранению нормального функционального состояния человека. Они обеспечивают ощущение теплового комфорта и создают предпосылки для высокого уровня работоспособности. Основные вредные источники микроклимата для электромонтера, работающего на открытом воздухе, имеют природный характер – дождь, холод, жара и др.

Работа электромонтера по категории тяжести относится средней тяжести категория Пб согласно [17].

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений представлены в таблице 5.5 и допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников в таблице 5.6 [17].

Таблица 5.5 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

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

Таблица 5.6 – 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

Одним из вредных факторов является воздействие низкой температуры, главным образом воздействие атмосферного воздуха, что может привести к обморожениям. Обморожению способствуют неблагоприятные физические факторы: ветер, влажный воздух, длительность воздействия холода, плохая защита тела одеждой, сдавливание конечностей тесной обувью. Для предотвращения обморожений весь персонал должен быть экипирован удобной, теплой одеждой, а также пребывание персонала на открытых площадях должно быть сокращено до минимума. В летнее время у рабочих также может наступать тепловой перегрев организма, приводящий к солнечному удару. При высокой температуре воздуха (+ 30 °С) у человека усиливается потоотделение, которое приводит к судорожной болезни вследствие нарушения водно-солевого баланса. Профилактика перегрева и его последствий осуществляется разными способами. При высокой температуре организуют рациональный режим труда и отдыха путём сокращения рабочего дня, введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом (в помещениях, обеспечивающих свободный доступ свежего воздуха, палатках для отдыха, под навесами). При проведении полевых работ в жаркие дни

для исключения тепловых ударов нужно работать в головных уборах и обязательно иметь при себе индивидуальную фляжку с питьевой водой. При работе в изолирующей одежде при сухой жаркой погоде целесообразно применять охлаждающие накидки для облива водой.

5.2.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Деятельность электромонтера сопряжена с ремонтом и обслуживанием электроустановок, большая часть из которых находится под напряжением. Согласно [18] рабочее место электромонтера классифицируется как помещение с повышенной опасностью поражения электрическим током характеризуется наличием условий, создающих повышенную опасность [18, 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 92 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 электрозащитные средства делятся на основные и дополнительные [19].

К основным электрозащитным 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 5.7 [20].

Таблица 5.7 – 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
Воздушная линия:		
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
750	5,0	6,0
1150	8,0	10,0

Согласно [18] 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:

- при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока – во всех электроустановках;
- 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 [18] 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 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, сажащихся на провода, изоляторы и конструкции опор.

5.4. 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 [21].

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 [22].

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.

Заключение

В ходе выполнений данной работы было спроектировано строительство воздушной и кабельной линий электропередачи и подстанции 110/27,5/11 для обеспечения надежного электроснабжения потребителей

В первом разделе были рассмотрены основные объекты проекта, такие как территория строительства, марка провода, марка кабеля, а также рассмотрели основные причины строительства. Данные факторы учитывались в последующих расчетах.

Во втором разделе были произведен расчет с целью выбора необходимого сечения провода. Был произведен расчет механических нагрузок, действующих на провод ВЛ и опору. Был произведен расчет критических длин пролетов, габаритного пролета и стрелы провисания в режиме наибольших нагрузок. Также был произведен выбор гирлянд изоляторов ВЛ и соответствующей арматуры. Был произведен расчет двух специальных переходов и установлена длина пролета через специальные переходы. Был произведен расчет грозозащитного троса с расчетом длины надставки для исключения прорыва тросовой защиты. Были выбраны фундаменты под опоры с произведением расчетов механических нагрузок на них. Также были выбраны оборудования для птицевзащиты.

В третьем разделе был произведен расчет сечения и выбора кабеля. Были рассмотрены возможные способы прокладки кабеля в земле, а также выбран способ прокладки кабеля в туннеле.

В четвертом разделе были рассчитаны различные виды затрат, проанализирован бюджет затрат на технический проект.

В пятом разделе произведен анализ опасных и вредных факторов при эксплуатации электроустановок, были определены меры и способы защиты по ограничению воздействия вредных факторов. Были рассмотрены правовые и организационные вопросы по обеспечению безопасности при работе на электроустановках.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок (все действующие разделы). – 7-е изд.- Новосибирск: Норматика, 2014. – 464 с. – Кодексы. Законы
2. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. СНиП 23.01-99*. Введ. 2013-01-01 – М: ФАУ ФЦС. 2015. – 119 с.
3. Гологорский Е.Г., Кравцов А.Н., Узелков Б.М. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4–500 кВ. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 344 с.
4. Новгородцев Б.П., Крюков К.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л: Энергия, Ленинг. отд-ние, 1979, 312с., ил.
5. Инструкция по выбору изоляции электроустановок : РД 34.51.101-90: утв. М-вом электроэнергетики и электрификации СССР 23.04.90. – 46 с.
6. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В (с изменениями №1, 2, 3). – Москва: Изд-во стандартов, 1976. – 4 с.
7. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012 – 376 с. : ил
8. И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 36 с
9. 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.
10. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ.1976-01-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2004. 4 с
11. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности. Введ. 2015- 15-11. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2015. 27 с

12. ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация. Введ. 1981-30-06. Текст. М.: Изд-во стандартов, 1988. 4 с.
13. СанПиН 2.2.4.1191-03.«Электромагнитные поля в производственных условиях». – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003.
14. 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.
15. 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.
16. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
17. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
18. Правила устройства электроустановок ПУЭ. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 1999. – 640 с
19. РД 34.03.603. Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним.– М: МОСЭНЕРГО, 1992.
20. 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
21. 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.
22. НПБ 05-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Введ. 2003-08-01. 31 с
23. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 25 апреля 2011 г. N 340н об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи спе-

специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам организаций электроэнергетической промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.

24. Приложение к Постановлению Госстроя России от 05.03.2004 N 15/1. – Режим доступа: КонсультантПлюс.
25. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ»; Введ. 2012-07-09. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2019. 62 с.
26. e-Смета.ру – Сметный портал [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.url: http://www.e-smeta.ru/](http://www.e-smeta.ru/).
27. Нормы амортизационных отчислений для устройств электропередачи, электродвигателей и силового оборудования. Извлечения из норм амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР, утвержденных Постановлением Совета Министров СССР от 14.03.74 N 183, введенным в действие с 01.01.75. Режим доступа: Законодательная база Российской Федерации.
28. Прогноз цены покупки электрической энергии (с учетом мощности) для конечного потребителя в 2019 году. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.atsenergo.ru/sites/default/files/prognoz/29032019_prognoz_roznica_2019_aktualizaciya_mart.pdf

Приложение А

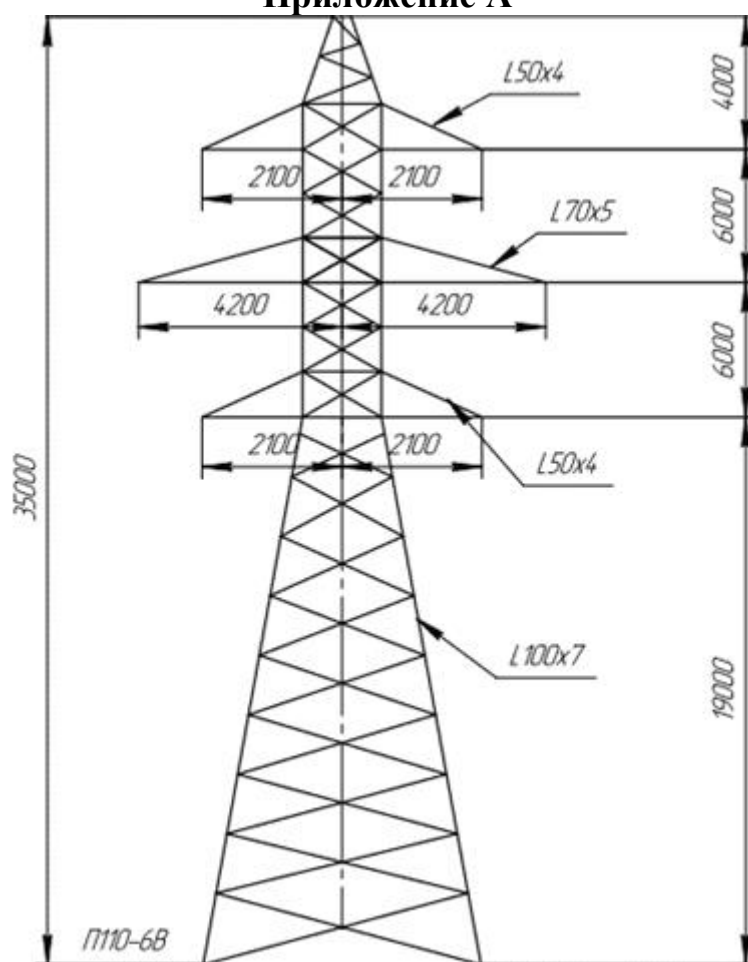


Рисунок А.1 – Чертеж опоры П110-6В

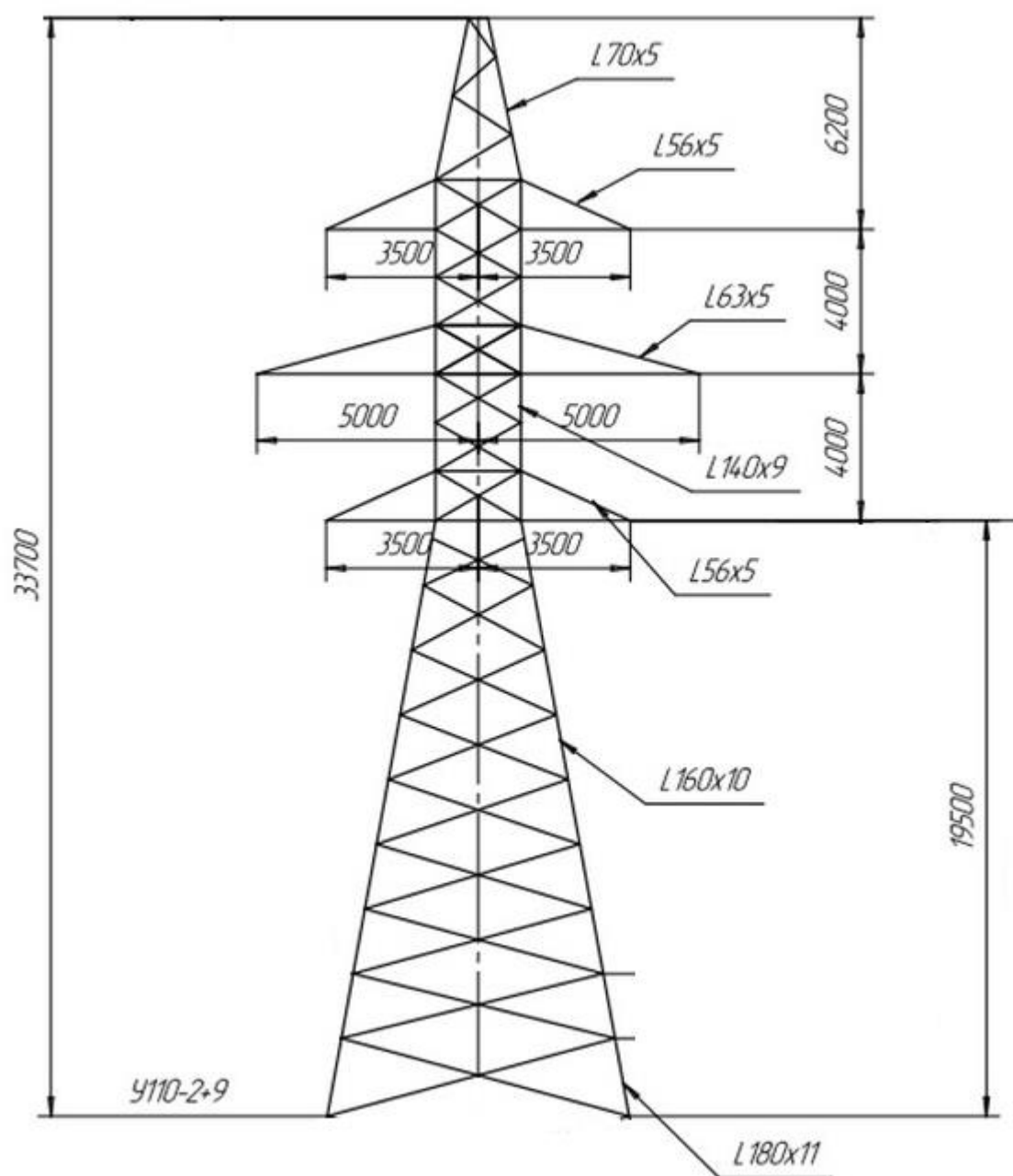


Рисунок А.2 – Чертеж опоры У110-2+9

Приложение Б

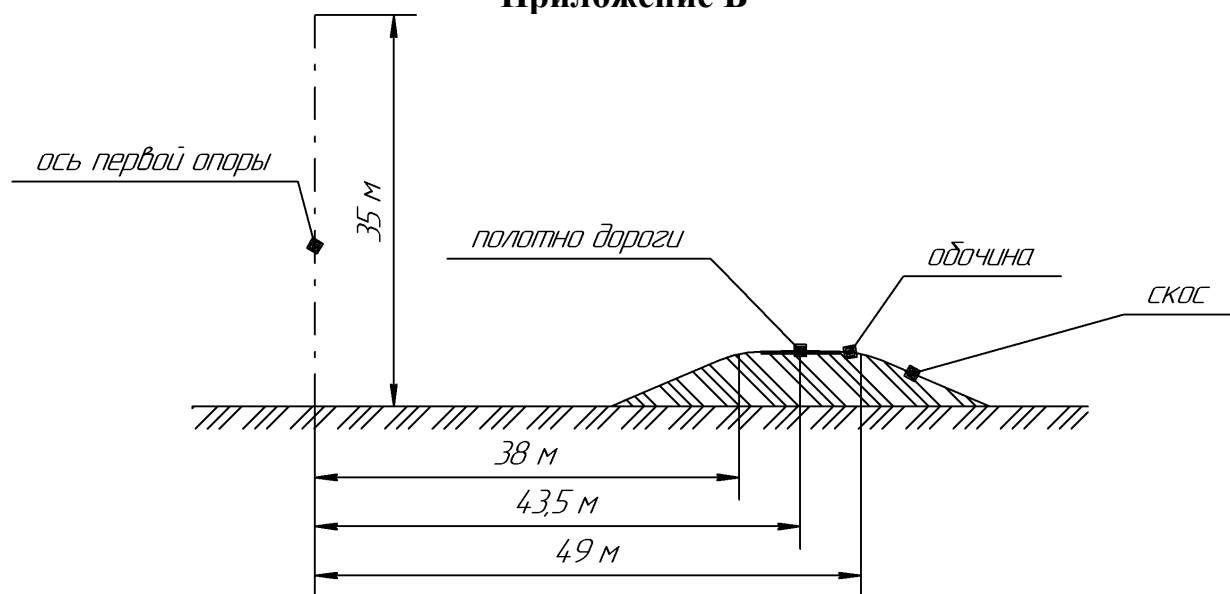


Рисунок Б.1 – Схема специального перехода через автомобильную дорогу

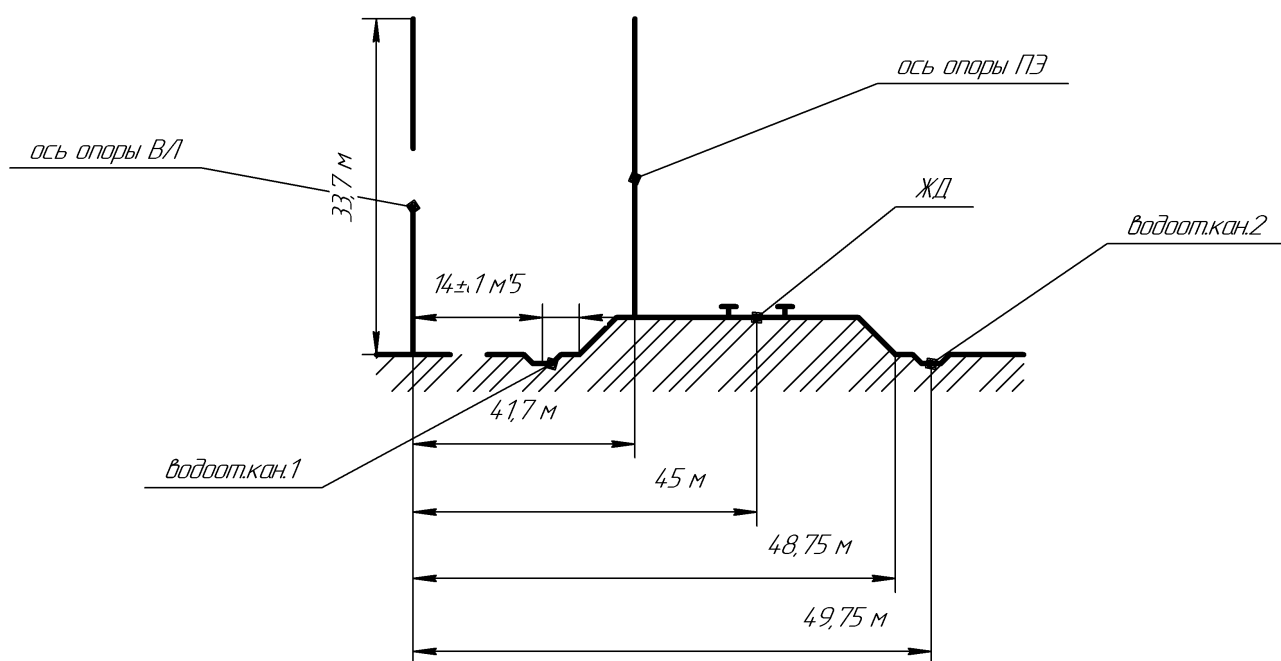


Рисунок Б.2 – Схема специального перехода через железную дорогу