

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

Институт Электронного обучения
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электрических сетей и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проект линии электропередачи 110 кВ Кемеровская ТЭЦ - ПС "Рудничная" УДК 621.315.1.001.63 (571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГЗ	Федин Дмитрий Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Васильева О.В.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кузьмина Н.Г.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю.В.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты обучения
профессиональные и общекультурные компетенции
по основной образовательной программе подготовки бакалавров
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»,
профиль «Электроэнергетические системы и сети»

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

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
		международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в области электрических сетей энергосистем.	Требования ФГОС (ОК-5, ОПК-1, ПК-2), <i>CDIO Syllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-5, ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетических систем и сетей с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-8, ОК-9, ПК-3, ПК-4, ПК-10), <i>CDIO Syllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-7, ОК-8), <i>CDIO Syllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

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

Институт Электронного обучения
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
 Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) Прохоров А.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А2ГЗ	Федин Дмитрий Игоревич

Тема работы:

Проект линии электропередачи 110 кВ Кемеровская ТЭЦ - ПС "Рудничная"	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 3489/с от 18.05.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><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></p>	<p>Проект ВЛ 110 кВ Кемеровская ТЭЦ – ПС "Рудничная".</p> <p>В качестве исходных данных приняты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • параметры электрической сети; • мощность нагрузки; • принципиальная схема Кузбасской ЭЭС; • характеристика местности.
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Анализ литературы, описание объекта, цели и постановка задач исследования 2) Развитие электроэнергетики региона 3) Механический расчет воздушной линии 4) Выбор силового оборудования 5) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6) Социальная ответственность

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Принципиальная схема Кузбасской ЭЭС
---	-------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кузьмина Н.Г. ст. преподаватель.
Социальная ответственность	Бородин Ю.В. к.т.н., доцент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Не предусмотрено

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Васильева О.В.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2Г3	Федин Дмитрий Игоревич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А2ГЗ	Федин Дмитрий Игоревич

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрические сети и электротехника
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Проект выполняется на базе ТПУ, количество участников проекта – 2 человека.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ГОСТ 14.322-83. ГОСТ Р 51541-99</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления по страховым взносам составляют 30% от ФОТ.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	1. <i>Планирование проектных работ;</i> 2. <i>Смета затрат на проектирование;</i> 3. <i>Затраты на строительство;</i> 4. <i>Экономическая эффективность</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Бюджет проекта</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кузьмина Н.Г.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГЗ	Федин Дмитрий Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А2ГЗ	Федин Дмитрий Игоревич

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрические сети и электротехника
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><i>1. Производственная безопасность</i></p> <p><i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Перечень опасных факторов: затем вредных факторов при выполнении работ источником которых является выбранное оборудование и техпроцесс.</p> <p>Обеспечение санитарно-гигиенических условий на рабочих местах и обеспечение требований нормативных документов к выявленным вредным факторам. Технические устройства обеспечения этих требований.</p>
<p><i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаро- и взрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Обеспечение безопасности при чрезвычайной ситуации, как наиболее вероятной – пожаре. Категория помещения, средства тушения.</p>
<p><i>2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта 	<p>Поведение объекта в ЧС и меры, необходимые для повышения устойчивости при ЧС.</p>

<p>к данной ЧС;</p> <ul style="list-style-type: none"> – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	
<p>3. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	Степень воздействия на окружающую среду.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	Ссылки на правовые нормы, и нормы организационной защиты
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2Г3	Федин Дмитрий Игоревич		

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

Институт Электронного обучения
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
 Уровень образования Бакалавриат
 Кафедра Электрических сетей и электротехники
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.03.17	Анализ литературы, описание объекта, цели и постановка задач исследования	15
13.03.17	Развитие электроэнергетики региона	15
06.04.17	Механический расчет воздушной линии	30
25.04.17	Выбор силового оборудования	30
11.05.17	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	5
19.05.17	Социальная ответственность	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Васильева О.В.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 139 с., 5 рис., 24 табл., 37 источников, 16 приложений.

Ключевые слова: воздушная линия, подстанция, энергетическая система, механический расчет ВЛ, электрооборудование.

Объектом исследования является одноцепная воздушная линия 110 кВ Кемеровская ТЭЦ – ПС "Рудничная".

Цель работы – строительство одноцепной ВЛ 110 кВ Кемеровская ТЭЦ – ПС "Рудничная" для усиления электрической сети и повышения надежности электроснабжения потребителей ПС Горняк электрической энергии.

В процессе исследования проводился механический расчет воздушной линии, выбор силового трансформатора и коммутационной аппаратуры.

В ходе исследования разработан проект строительства системы электроснабжения участка Кузбасской энергосистемы.

Экономическая эффективность/значимость работы определена с помощью расчета срока окупаемости проекта, также произведен расчет стоимости покупки оборудования и реализации проекта.

В процессе выполнения работы были использованы следующие программы: Microsoft Office Word 2007, Microsoft Office Excel 2007, Microsoft Visio 2007.

					ФЮРА.13.03.02.014 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Разраб.		Федин Д.И.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руков.		Васильева О.В.					10	139
Н. контр.		Васильева О.В.						
						<i>ТПУ ИнЭО 10 Гр. 3-5А2ГЗ</i>		

Определения

Воздушная линия – электроустановка, предназначенная для передачи электроэнергии по проводам, расположенных на открытом воздухе и прикрепленные при помощи изолированных конструкций и арматуры к опорам, несущим конструкциям, кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях.

Габаритный пролет – расстояние от низшей точки кривой провисания провода до земли, до инженерных сооружений, до поверхности воды.

Длина пути утечки изолятора – кратчайшее расстояние или сумма кратчайших расстояний по контуру наружной изоляционной поверхности между частями, находящимися под разными электрическими потенциалами.

Линия электропередачи – электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов, несущих конструкций и предназначенная для передачи электроэнергии между двумя пунктами электроэнергетической системы с возможным промежуточным отбором.

Подстанция – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторного оборудования или других преобразователей энергии, устройств распределения, управления и вспомогательных устройств.

Стрела провисания провода или троса – расстояние от низшей точки кривой провисания провода или троса до прямой, которая соединяет соответствующие точки подвеса.

					ФЮРА.13.03.02.014 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Определения	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Федин Д.И.					11	139
Руков.		Васильева О.В.						
Н. контр.		Васильева О.В.						
						<i>ТПУ ИнЭО 11 Гр. 3-5А2ГЗ</i>		

Обозначения и сокращения

ВЛ – воздушная линия;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ИЭО – изношенное электрооборудование;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередачи;

НТИ – научно-техническое исследование;

ОЭС – объединенная энергосистема;

ПС – подстанция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ЭО – электрооборудование;

ЭС – энергосистема;

					ФЮРА.13.03.02.014 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Обозначения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Федин Д.И.					12	139
Руков.		Васильева О.В.						
Н. контр.		Васильева О.В.						
						<i>ТПУ ИнЭО 12 Гр. 3-5А2ГЗ</i>		

Оглавление

Введение.....	17
1. Развитие электроэнергетики региона	19
1.1. Проблема и виды износа основного оборудования	20
1.2. Исходные данные	22
1.3. Выбор сечения провода воздушной линии 110кВ	23
1.3.1. Проверка выбранного сечения по нагреву.....	24
2. Механический расчет воздушной линии	25
2.1. Исходные данные для проектирования.....	25
2.2. Определение механических нагрузок на провод от внешних воздействий.....	25
2.2.1. Постоянно действующая и удельная нагрузка	25
2.2.2. Нормативная временно действующая нагрузка от гололеда	26
2.2.3. Нормативная временно действующая нагрузка от ветрового давления без гололеда.....	28
2.2.4. Нормативная временно действующая нагрузка от ветрового давления с гололедом.....	29
2.2.5. Расчетная гололедная нагрузка	30
2.2.6. Расчетная нагрузка от давления ветра без гололеда	31
2.2.7. Расчетная нагрузка от давления ветра с гололедом.....	31
2.2.8. Результирующие нагрузки.....	32
2.3. Определение физико-механических характеристик провода	33
2.3.1. Определение критических длин пролета графическим методом..	33
2.3.2. Определение критических длин пролета аналитическим методом	37
2.4. Определение критической температуры и габаритного пролета	38
2.5. Выбор изоляторов, арматуры и комплектование гирлянд	40
2.5.1. Подвесные изоляторы для промежуточных опор	40

					ФЮРА.13.03.02.014 ПЗ						
Изм/	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Определения			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Федин Д.И.								13	139
Руков.		Васильева О.В.									
Н. контр.		Васильева О.В.						ТПУ ИнЭО 13 Гр. 3-5А2ГЗ			

2.5.2.	Натяжные изоляторы для анкерных опор	44
2.6.	Выбор линейной арматуры при проектировании ВЛ электропередачи.....	45
2.6.1.	Выбор линейной арматуры для промежуточной опоры.....	46
2.6.2.	Выбор линейной арматуры для анкерной опоры	46
2.7.	Построение шаблона для расстановки промежуточных опор	46
2.8.	Проектирование специального перехода	50
2.9.	Расчет грозозащитного троса для промежуточных опор	52
2.9.1.	Нагрузка от собственного веса троса	54
2.9.2.	Временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений ...	54
2.9.3.	Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос, без гололеда.....	55
2.9.4.	Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос с гололедом	55
2.9.5.	Результирующие нагрузки.....	56
2.9.6.	Расчет грозозащитного троса.....	57
2.10.	Расчет грозозащитного троса для анкерных опор	60
2.10.1.	Нагрузка от собственного веса троса	61
2.10.2.	Временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений ...	61
2.10.3.	Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос, без гололеда.....	62
2.10.4.	Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос с гололедом	63
2.10.5.	Результирующие нагрузки.....	63
2.10.6.	Расчет грозозащитного троса.....	64
2.11.	Определение нагрузок, действующих на фундамент опоры	67
2.11.1.	Нагрузки, действующие на промежуточную опору.....	67
2.11.2.	Нагрузки, действующие на анкерную опору	71
2.12.	Расчет грибовидного фундамента-подножника	74
2.12.1.	Расчет грибовидного фундамента для промежуточной опоры.....	74
2.12.2.	Расчет грибовидного фундамента для анкерной опоры.....	78
3.	Выбор силового оборудования.....	82
3.1.	Выбор силового трансформатора	82
3.2.	Расчет потерь активной и реактивной мощности	83
3.3.	Составление баланса активной и реактивной мощности	85

3.4.	Определение токов короткого замыкания	87
3.4.1.	Расчет параметров и преобразование схемы замещения	87
3.4.2.	Расчет токов короткого замыкания	89
3.5.	Выбор выключателей и разъединителей.....	90
3.5.1.	Выбор выключателей и разъединителей на высшей стороне трансформатора.....	92
3.5.2.	Выбор выключателей и разъединителей на низшей стороне трансформатора.....	93
4.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	95
4.1.	Перечень работ и оценка времени их выполнения	95
4.2.	Смета затрат на проект.....	96
4.2.1.	Затраты на амортизацию компьютерной техники.....	96
4.2.2.	Заработная плата исполнителей.....	98
4.2.3.	Социальные отчисления	99
4.2.4.	Прочие затраты	99
4.2.5.	Накладные расходы.....	99
4.2.6.	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	99
4.3.	Расчет капиталовложений на реализацию проекта.....	100
4.4.	Экономическая эффективность проекта	102
5.	Социальная ответственность	105
5.1.	Анализ вредных и опасных факторов	106
5.2.	Защита от акустического шума.....	106
5.3.	Защита от электромагнитного поля.....	107
5.4.	Параметры микроклимата	109
	Заключение.....	117
	Литература	119
	Приложение А – Схема электрической сети Кемеровская ТЭЦ – ПС Рудничная.....	123
	Приложение Б – Чертеж и характеристика опоры П110–5В.....	124

Приложение В – Результаты расчетов нагрузок, действующих на линию, подвешенную на промежуточной опоре	125
Приложение Г – Расчет уравнения состояния провода, подвешенного на промежуточной опоре, и действия максимальной удельной нагрузки	126
Приложение Д – Расчет уравнения состояния провода, подвешенного на промежуточной опоре, при воздействии наименьшей температуры окружающей среды.....	127
Приложение Е – Чертеж и технические данные изолятора ПС – 70Е	128
Приложение Ж – Чертеж и технические данные изолятора ПС – 120Б.....	129
Приложение И – Линейные арматуры изоляторов.....	130
Приложение К – Чертеж и характеристика опоры У110-1	131
Приложение Л – Результаты расчетов механического напряжения для анкерной опоры при разных длинах пролетов	132
Приложение М – Расчет ординат кривой провисания провода.....	133
Приложение Н – Технические данные грозотроса марки МЗ-11-В-ОЖ-Н-Р	134
Приложение П – Результаты расчетов нагрузок на трос промежуточной опоры.	135
Приложение Р – Результаты расчетов нагрузок на трос анкерной опоры	136
Приложение С – Технические данные фундамента.....	137
Приложение Т – Проверка выключателей и разъединителей.....	138

Введение

Электроснабжение промышленных, коммунальных и других потребителей производится от электрических станций, вырабатывающих электроэнергию. Электрические станции могут находиться вблизи потребителей, либо удалены на значительные расстояния. Для передачи и распределения электрической энергии от электростанции к потребителю, используют электрические сети.

Электрические сети современных энергосистем характеризуются многоступенчатостью, то есть большим числом преобразований на пути от источника к потребителю. Помимо этого, схема электрической сети имеет сложную конфигурацию, состоящую из большого количества ветвей, узлов и замкнутых контуров. Многорежимность – еще одна характеристика сетей, проявляющаяся в разнообразии загрузки элементов сети, как при нормальных, так и при аварийных режимах работы.

Задача проектирования электрической сети сводится к разработке конечного числа рациональных вариантов развития электрической сети, обеспечивающих надежное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергией в нормальных и послеаварийных режимах, при любом климатическом воздействии и особенностях местности региона проектирования. Выбор предпочтительного варианта осуществляется на основании технико-экономического обоснования.

Общей задачей проектирования электроэнергетических систем является обоснование решений, определяющих состав и основные параметры вводимых электросетевых объектов исходя из условий оптимального развития ЭЭС.

					ФЮРА.13.03.02.014 ПЗ			
Изм/	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Разраб.		Федин Д.И.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руков.		Васильева О.В.					17	139
Н. контр.		Васильева О.В.				<i>ТПУ ИнЭО 17 Гр. 3-5А2ГЗ</i>		

В рамках данной работы необходимо выполнить проект строительства воздушной линии электропередачи 110кВ Кемеровская ТЭЦ – ПС Рудничная, протяжённостью 37,5 км.

Планируется строительство однострансформаторной ПС Горняк. ПС Горняк будет снабжать электроэнергией вновь построенный жилой микрорайон г. Кемерово. Данная ПС будет запитана одноцепными воздушными линиями с двух сторон от Кемеровской ТЭЦ и ПС Рудничная, что обеспечит надежность и резервирование электроснабжения в случае отключения одной из цепей.

Помимо механического расчета воздушной линии, будет осуществлен выбор трансформатора и коммутационной аппаратуры на ПС Горняк.

1. Развитие электроэнергетики региона

Кемеровская область расположена на юго-востоке Западной Сибири, входит в Сибирский федеральный округ, образована 26 января 1943 года Указом Президиума Верховного Совета СССР.

На сегодняшний день административно она состоит из 20 городов и 18 районов. Большинство населения проживает в городах, имеются значительные территории с низкой плотностью населения.

В энергосистему (ЭС) Кемеровской области входит 12 электростанций суммарной установленной мощностью 5 475,34 МВт.

Распределительная сеть Кузбасской ЭС сформирована на напряжении 110, 35 кВ радиальными и кольцевыми линиями. Формирование распределительной сети области определялось освоением территорий, необходимостью обеспечить электроснабжение коммунально-бытовых потребителей, потребителей угледобывающей промышленности и железнодорожных магистралей.

Более глубокие вводы сети централизованного электроснабжения и резервирование сельских районов выполнены на напряжении 35 кВ.

Кузбасская энергосистема является дефицитной и сильно зависит от Красноярской и Хакаской энергосистемы, которые покрывают не только собственный дефицит Кузбасской энергосистемы, но и обеспечивают транзитные перетоки электроэнергии в соседние Новосибирскую, Алтайскую и Томскую энергосистемы, проходящие транзитом через энергосистему Кузбасса.

					ФЮРА.13.03.02.014 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Развитие электроэнергетики региона	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Федин Д.И.					19	139
Руков.		Васильева О.В.						
Н. контр.		Васильева О.В.						
						<i>ТПУ ИнЭО¹⁹ Гр. 3-5А2ГЗ</i>		

Дефицит Кузбасской ЭС покрывается от центральных избыточных энергосистем ОЭС Сибири. Системные транзиты Красноярск, Хакасия-Запад и Кузбасс-Запад характеризуются реверсивными перетоками в разрезе суток и сезонов, колебаниями напряжения на ПС 500 кВ Юрга, Беловской ГРЭС, ПС 500 кВ Новокузнецкая.

Значительная часть электросетевого и генерирующего оборудования предприятий энергетики выработала свой ресурс и в настоящее время отмечается высокий износ технологического оборудования Кузбасской энергосистемы, который по некоторым объектам превышает 70 %.

Для снижения энергодефицита, покрытия пиковых нагрузок, увеличения собственной выработки электроэнергии и снижения зависимости от внешних поставок необходимо осуществлять строительство и ввод новых мощностей.

Ввод новых генерирующих сетевых объектов позволит обеспечить энергетическую безопасность Кузбасса, значительно снизит существующий дефицит энергомощностей, создаст базу для будущего социально-экономического развития области.

1.1. Проблема и виды износа основного оборудования

В электрохозяйстве предприятий и электроэнергетических систем находится в эксплуатации электрооборудование (ЭО) двух групп:

- 1) ЭО, эксплуатируемое в пределах своего нормативного жизненного цикла;
- 2) изношенное электрооборудование (ИЭО), функционирующее за пределами нормативного жизненного цикла.

Одной из главных проблем для современной электроэнергетики является продолжающийся рост объемов ИЭО, который приводит к снижению эффективности работы энергосистем и связанных с ними систем электроснабжения. Высокий износ оборудования в отрасли приводит к росту

аварийных случаев, создает риск возникновения техногенных катастроф и ставит под угрозу стабильность энергообеспечения целых регионов страны.

Различают следующие виды износа:

- физический износ – ухудшение механических, физических и других свойств объектов под воздействием процессов труда (износ первого рода), явлений окружающей среды, природы и других факторов (износ второго рода). Срок службы основных фондов зависит от интенсивности их использования, качества технического обслуживания и ремонта, особенностей конструкции, природных факторов, в которых они эксплуатируются. В результате физического износа уменьшается доходность оборудования за счет сокращения производительности, увеличения ресурсоемкости и роста затрат на техническое обслуживание и ремонт.

- функциональный износ – уменьшение потребительской привлекательности некоторых свойств объекта, обусловленное развитием новых технологий в сфере производства аналогичного оборудования. Этот вид подразделяется на моральный и технологический износ.

- моральный износ обычно наступает раньше физического износа, то есть основные фонды, которые еще могут быть использованы, уже экономически неэффективны. Моральный износ уточняется еще двумя видами.

Моральный износ первого вида – это потеря части стоимости объекта основных средств в результате удешевления его изготовления под воздействием достижений научно-технического прогресса.

Моральный износ второго вида приводит к увеличению себестоимости производимой продукции в результате низкой производительности устаревшего оборудования.

Экономический износ представляет потерю стоимости под воздействием влияния внешних факторов: появление высокопроизводительного оборудования, сокращение спроса на продукцию,

увеличение конкуренции, инфляция, законодательные ограничения, факторы окружающей среды.

Применительно к оценке электрооборудования добавляется механический и электрический износ.

- механический износ ЭО происходит из-за длительных переменных и/или постоянных воздействий на его отдельные детали, элементы или сборочные узлы (износ контактов, щеток, колец ротора, подшипников электродвигателей).

- электрический износ связан с потерей электроизоляционными материалами ЭО изоляционных качеств. Устранение износа в большинстве случаях связано с текущим и/или капитальным ремонтом ЭО.

Устранение механического и электрического износа ЭО осуществляется путем проведения плановых профилактических ремонтов и осмотров. Суть ее заключается в том, что, для каждого оборудования по графику, проводятся профилактические работы, плановый ремонт, замена наиболее уязвимых узлов и деталей.

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

1.2. Исходные данные

Исходные данные приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1—Исходные данные

Наименование показателя	Значение
Длина трассы, l , км	37,5
Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$, кВ	110
Максимальная активная мощность, передаваемая по линии, P_{max} , МВт	9
Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,93
Количество линий, $n_{\text{ц}}$	1
Число часов использования максимума нагрузки, T_{max} , ч/год	6200
Местность	Кемеровская область

1.3. Выбор сечения провода воздушной линии 110кВ

В качестве сечения питающей линии принимаем одноцепную воздушную линию (ВЛ) со сталеалюминиевыми проводами.

При проектировании ВЛ напряжением до 500кВ включительно, выбор сечения проводов производится по нормированному значению экономической плотности тока и расчетной токовой нагрузке (1.1):

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{р}}}{J_{\text{эк}}}, \quad (1.1)$$

где $S_{\text{эк}}$ – экономическое сечение провода, мм²;

$I_{\text{р}}$ – расчетный ток линии, А;

$J_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм², при $T_{\text{max}} = 6200$ ч/год
 $J_{\text{эк}} = 1$ А/мм² [1, с. 35].

Расчетный ток линии определяется по следующей формуле [2, с. 416] (1.2):

$$I_{\text{р}} = I_{(5)} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (1.2)$$

где $I_{(5)}$ – прогнозируемая максимальная токовая нагрузка линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном установившемся режиме, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии; для ЛЭП 110–220 кВ $\alpha_i = 1,05$ [2, с. 417];

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ; находится в зависимости от коэффициента K_M , который отражает участие нагрузки ВЛ в максимуме энергосистемы; при $K_M = 1$ и $T_{\text{max}} = 6200$ ч, $\alpha_T = 1,3$ [2, с. 418].

Прогнозируемая максимальная токовая нагрузка линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном установившемся режиме рассчитывается по формуле (1.3):

$$I_{(5)} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}} \cdot \cos \varphi}. \quad (1.3)$$

Результаты расчета экономического сечения провода приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Результаты расчета экономического сечения провода

Участок сети	α_i	α_T	$J_{эК}, \text{А/мм}^2$	$I_{(5)}, \text{А}$	$I_p, \text{А}$	$S_{эК}, \text{мм}^2$
ВЛ 110кВ	1,05	1,3	1	50,8	69,3	69,3

Из стандартного ряда сечений с ориентацией на условие коронирования и возможностью развития энергосистемы в будущем, принимаем провод марки АС-120/19. Параметры линии электропередачи приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Параметры линии электропередачи АС-120/19

$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$L, \text{км}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$b_0 \cdot 10^{-6}, \text{См/км}$	$R_{\text{л}}, \text{Ом}$	$X_{\text{л}}, \text{Ом}$	$B_{\text{л}} \cdot 10^{-6}, \text{См}$
110	37,5	0,244	0,427	2,658	9,15	16,02	99,68

1.3.1. Проверка выбранного сечения по нагреву

Осуществим проверку, выбранного сечения, по условию длительно допустимой токовой нагрузки (1.4):

$$I_{\text{н.б.}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (1.4)$$

где $I_{\text{н.б.}}$ – наибольшее значение тока в послеаварийных и ремонтных режимах электрической сети, А

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток, А, для провода марки АС-120/19 $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ [1, с. 30].

Поскольку ВЛ состоит из одной цепи, то ее аварийное или ремонтное отключение соответствует прекращению питания потребителей по ней. За наибольшее значение тока принимаем ток, протекающий в линии, при передаче максимальной мощности нагрузки, $I_{\text{н.б.}} = 69,3 \text{ А}$, тогда

$$69,3 < 390 \text{ А.}$$

Вывод: для данной линии проверка по условию длительно допустимой токовой нагрузки выполняется. Провод принимается к дальнейшим расчетам.

2. Механический расчет воздушной линии

2.1. Исходные данные для проектирования

Трасса проектируемой воздушной линии электропередачи 110кВ проходит по территории Кемеровской области. В таблице 2.1 приведены данные по местности.

Таблица 2.1 – Данные по местности

Параметр	Значение
Район по ветровому давлению	III [1,рис.2.5.1]
Район по толщине стенок гололеда	II [1,рис.2.5.2.]
Абсолютно минимальная температура воздуха, t_-	-50°C [3,табл.1]
Абсолютно максимальная температура воздуха, t_+	37°C [3, табл.2]
Среднегодовая температура, $t_{сг}$	0°C [3, табл. 3]
Температура гололедообразования, $t_{г}$	-5°C [1, п.2.5.51]
Нормативная толщина стенки гололеда, b_3	15 мм [1, табл. 2.5.3]
Нормативное ветровое давление, W_0	650 Па [1, табл.2.5.1]

Воздушная линия выполнена проводом марки АС-120/19. Длина промежуточного пролета составляет 37,5 км. В таблице 2.2 приведены технические данные провода в соответствии с таблицами 1.52, 1.54 [4].

Таблица 2.2 – Технические данные провода АС-120/19

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

2.2. Определение механических нагрузок на провод от внешних воздействий

2.2.1. Постоянно действующая и удельная нагрузка

Постоянно действующая нагрузка от собственного веса провода на один метр определяется по следующему выражению (2.1):

$$P_{п} = M_{п} \cdot g \cdot 10^{-3}, \quad (2.1)$$

					ФЮРА.13.03.02.014 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Разраб.		Федин Д.И.			Механический расчет воздушной линии	Лит.	Лист	Листов
Руков.		Васильева О.В.					25	139
Н. контр.		Васильева О.В.				ТПУ ИнЭО 25 Гр. 3-5А2ГЗ		

где P_{Π} – постоянно действующая нагрузка, Н/м;
 M_{Π} – вес провода, кг;
 g – ускорение свободного падения, м/с².

$$P_{\Pi} = 471 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 4,616 \text{ Н/м.}$$

Удельная нагрузка от собственной массы провода рассчитывается по формуле (2.2):

$$\gamma_{\Pi} = \frac{P_{\Pi}}{F_{\text{пр}}}, \quad (2.2)$$

где γ_{Π} – удельная нагрузка, Н/м · мм²;
 $F_{\text{пр}}$ – сечение провода, мм².

$$\gamma_{\Pi} = \frac{4,616}{136,8} = 0,034 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.2.2. Нормативная временно действующая нагрузка от гололеда

Нормативная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр провода (2.3):

$$P_{\text{гн}}^{\text{н}} = \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_3 \cdot (d_{\Pi} + K_i \cdot K_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}, \quad (2.3)$$

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

b_3 – толщина стенки гололеда, м;

d_{Π} – диаметр провода, мм;

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

Для выбора коэффициентов K_i , K_d , необходимо рассчитать высоту расположения приведенного центра тяжести провода или троса для габаритного пролета.

Согласно [1, п.2.5.44], высота расположения приведенного центра тяжести провода для габаритного пролета определяется по формуле (2.4):

$$h_{\text{пр}} = h_{\text{ср}} - \frac{2}{3} \cdot f, \quad (2.4)$$

где $h_{\text{пр}}$ – высота расположения приведенного центра тяжести провода, м;

h_{cp} – среднеарифметическое значение высоты крепления провода к изоляторам, отсчитываемое от отметок земли в местах установки опор, м;

f – стрела провисания провода при наибольшей температуре, м.

Провод АС–120/19 будет смонтирован на стальных, одноцепных промежуточных опорах марки П110–5В, расстояние от траверсы до нижней точки опоры $H_{\text{пр}} = 19$ м. Чертеж и характеристика приведена в приложение Б [4. табл.1.36].

Среднее значение высоты крепления провода к изоляторам вычисляется по выражению (2.5):

$$h_{\text{cp}} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{\text{тр}}^i}{n}, \quad (2.5)$$

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

n – число участков, отсчитываемых от поверхности земли в месте установки опоры.

$$h_{\text{cp}} = \frac{19 + (19 + 6)}{2} = 22 \text{ м.}$$

Стрела провисания провода при наибольшей температуре определяется по следующему выражению (2.6):

$$f = \frac{\gamma_{\text{п}} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\text{сэ}}}, \quad (2.6)$$

где l – длина промежуточного пролета, м;

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

Таким образом по таблице 2.2, поперечное сечение проводника провода АС–120/19 составляет $F_{\text{AL}} = 118$ мм², сердечника – $F_{\text{ст}} = 18,8$ мм², а их отношение:

$$\frac{F_{\text{AL}}}{F_{\text{ст}}} = \frac{118}{18,8} = 6,27.$$

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

На основании таблицы 2.3 принимаем длину промежуточного пролета $l = 300 \text{ м}$.

Стрела провисания провода (2.6):

$$f = \frac{0,034 \cdot 300^2}{8 \cdot 90} = 4,25 \text{ м.}$$

По формуле (2.4), высота приведенного центра тяжести провода:

$$h_{пр} = 22 - \frac{2}{3} \cdot 4,25 = 19,17 \text{ м.}$$

Согласно [1, п. 2.5.49]: не вводят поправки на толщину стенки гололеда на проводах и тросах, если высота приведенного центра тяжести провода меньше 25 метров, тогда $K_i = 1, K_d = 1$.

Нормативная временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений на один метр провода по формуле (2.3):

$$P_{гп}^H = 3,14 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15 \cdot (15,2 + 1 \cdot 1 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 12,552 \text{ Н / м.}$$

Удельная нагрузка от массы гололедных отложений, по аналогии с выражением (2.2):

$$\gamma_{гп}^H = \frac{P_{гп}^H}{F_{пр}} = \frac{12,552}{136,8} = 0,092 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.2.3. Нормативная временно действующая нагрузка от ветрового давления без гололеда

Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода свободного от гололеда рассчитывается по следующему выражению (2.7):

$$P_{вп}^H = \alpha_w \cdot K_1 \cdot K_w \cdot C_x \cdot W_0 \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \quad (2.7)$$

где $P_{вп}^H$ – нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра, Н/мм^2 ;

α_w – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ и зависящий от ветрового давления, для $W_0 = 650$ Па коэффициент равным 0,7 [1, п. 2.5.52];

K_1 – 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; для местности B – городские территории, лесные массивы и другие местности, равномерно покрытые препятствиями высотой более 10 м, при помощи интерполяции коэффициент равен 0,82 [1, табл. 2.5.2];

C_x – коэффициент лобового сопротивления, равен 1,2 для проводов диаметром менее 20 мм [1, п. 2.5.52];

W_0 – нормативное ветровое давление, Па;

F – площадь продольного диаметрального сечения провода, м;

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

Площадь продольного диаметрального сечения провода определяется по выражению:

$$F = d_{\text{п}} \cdot 10^{-3} = 15,2 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода без гололеда (2.7):

$$P_{\text{вп}}^{\text{н}} = 0,7 \cdot 1 \cdot 0,82 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 15,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 6,805 \text{ Н / м.}$$

Удельная нагрузка от ветрового давления на провод без гололеда, по аналогии с выражением (2.2):

$$\gamma_{\text{вп}}^{\text{н}} = \frac{P_{\text{вп}}^{\text{н}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{6,805}{136,8} = 0,049 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.2.4. Нормативная временно действующая нагрузка от ветрового давления с гололедом

Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода с гололедом определяется по выражению (2.8):

$$P_{\text{впг}}^{\text{н}} = \alpha_{\text{в}} \cdot K_1 \cdot K_{\text{в}} \cdot C_{\text{х}} \cdot 0,25 \cdot W_0 \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \quad (2.8)$$

где $P_{\text{впг}}^{\text{н}}$ – нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра с гололедом, Н/мм²;

$0,25 \cdot W_0$ – гололедное ветровое давление, Па; $0,25 \cdot 650 = 162,5$ Па, тогда $\alpha_{\text{в}} = 1$ [1, п. 2.5.52];

F – площадь продольного диаметрального сечения провода, м.

Площадь продольного диаметрального сечения провода рассчитывается по формуле (2.9):

$$F = (d_{\text{п}} + 2 \cdot K_1 \cdot K_{\text{д}} \cdot b_{\text{э}}) \cdot 10^{-3}. \quad (2.9)$$

$$F = (15,2 + 1 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 0,0452 \text{ м.}$$

Для проводов покрытым гололедом, коэффициент лобового сопротивления $C_{\text{х}} = 1,2$ [1, п. 2.5.52].

Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра с гололедом (2.8):

$$P_{\text{впг}}^{\text{н}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,82 \cdot 1,2 \cdot 162,5 \cdot 0,0452 \cdot 1 = 7,228 \text{ Н/м.}$$

Удельная нагрузка от ветрового давления на провод с гололедом, по аналогии с выражением (2.2):

$$\gamma_{\text{впг}}^{\text{н}} = \frac{P_{\text{впг}}^{\text{н}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{7,228}{136,8} = 0,053 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.2.5. Расчетная гололедная нагрузка

Расчётная нагрузка от массы гололедных отложений на один метр провода определяется по формуле (2.10):

$$P_{\text{гп}} = P_{\text{гп}}^{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_{\text{р}} \cdot \gamma_{\text{ф}} \cdot \gamma_{\text{д}}, \quad (2.10)$$

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

$\gamma_{\text{пв}}$ – коэффициент надёжности по ответственности, принимаем равным 1 для ВЛ до 220 кВ [1, п. 2.5.55];

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

γ_f – коэффициент надежности по гололедной нагрузке, равен 1,3 [1, п. 2.5.55];

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

$$P_{\text{гп}} = 12,552 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 8,159 \text{ Н/м.}$$

Удельная расчетная нагрузка от массы гололедных отложений, по аналогии с выражением (2.2):

$$\gamma_{\text{гп}} = \frac{P_{\text{гп}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{8,159}{136,8} = 0,059 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.2.6. Расчётная нагрузка от давления ветра без гололеда

Расчётная нагрузка от давления ветра на один метр свободного от гололеда провода рассчитывается по выражению (2.11):

$$P_{\text{вп}} = P_{\text{вп}}^{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_{\text{р}} \cdot \gamma_{\text{ф}}, \quad (2.11)$$

где $P_{\text{вп}}$ – расчётная нагрузка от давления ветра без гололеда, Н/мм²;

$\gamma_{\text{пв}}$ – коэффициент надежности по ответственности, равен 1 [1, п. 2.5.54];

$\gamma_{\text{р}}$ – региональный коэффициент, принят равным 1 [1, п. 2.5.54];

$\gamma_{\text{ф}}$ – коэффициент надежности по ветровой нагрузке, равный 1,1 [1, п. 2.5.54].

$$P_{\text{вп}} = 6,805 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 7,486 \text{ Н/м.}$$

Удельная расчетная нагрузка от давления ветра на провод без гололеда, по аналогии с выражением (2.2):

$$\gamma_{\text{вп}} = \frac{P_{\text{вп}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{7,486}{136,8} = 0,055 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.2.7. Расчётная нагрузка от давления ветра с гололедом

Расчётная нагрузка от давления ветра на один метр провода с гололедом определяется по формуле (2.12):

$$P_{\text{впг}} = P_{\text{впг}}^{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_{\text{р}} \cdot \gamma_{\text{ф}}, \quad (2.12)$$

где $P_{\text{впг}}$ – расчётная нагрузка от давления ветра с гололедом, Н/мм².

$$P_{\text{впг}} = 7,228 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 7,951 \text{ Н/м.}$$

Удельная расчетная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом, по аналогии с выражением (2.2):

$$\gamma_{\text{гпв}} = \frac{P_{\text{гпв}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{7,951}{136,8} = 0,058 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.2.8. Результирующие нагрузки

1) Результирующая нагрузка от массы провода и массы гололеда:

$$P_{\Sigma 1} = P_{\text{п}} + P_{\text{гп}} = 4,616 + 8,159 = 12,775 \text{ Н/м.}$$

Удельная результирующая нагрузка от массы провода и массы гололеда:

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{P_{\Sigma 1}}{F_{\text{пр}}} = \frac{12,775}{136,8} = 0,093 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2) Результирующая нагрузка от собственной массы провода и давления ветра:

$$P_{\Sigma 2} = \sqrt{P_{\text{п}}^2 + P_{\text{вп}}^2} = \sqrt{4,616^2 + 7,486^2} = 8,795 \text{ Н/м.}$$

Удельная результирующая нагрузка от собственной массы провода и давления ветра:

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{P_{\Sigma 2}}{F_{\text{пр}}} = \frac{8,795}{136,8} = 0,064 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

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

$$P_{\Sigma 3} = \sqrt{P_{\Sigma 1}^2 + P_{\text{вп}}^2} = \sqrt{12,775^2 + 7,951^2} = 15,047 \text{ Н/м.}$$

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

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{P_{\Sigma 3}}{F_{\text{пр}}} = \frac{15,047}{136,8} = 0,110 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Результаты расчетов всех нагрузок приведены в приложение В.

Согласно приложению В, наибольшей нагрузкой является удельная результирующая нагрузка на провод с гололедом и давлением ветра. В дальнейших расчётах принимаем:

$$\gamma_{\text{нб}} = \gamma_{\Sigma 3} = 0,110 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.3. Определение физико-механических характеристик провода

Согласно [1, таблица 2.5.8.], для провода марки АС 120/19 при отношении площадей поперечных сечений $\frac{F_{\text{AL}}}{F_{\text{ст}}} = 6,27$ модуль упругости и температурный коэффициент линейного удлинения соответственно равны: $E = 8,25 \cdot 10^4 \text{ Н/мм}^2$, $\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$.

По таблице 2.5.7 [1] предельные значения механических напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре составляют $\sigma_{\text{нб}} = \sigma_{-} = 135 \text{ Н/мм}^2$, а также при среднегодовой температуре $\sigma_{\text{ст}} = 90 \text{ Н/мм}^2$. В процессе работы линии механические напряжения не должны превышать предельных значений.

Определим изменение среднеэксплуатационного напряжения в проводе, которое возникает в пролетах различной длины, двумя методами: графическим и аналитическим. В каждом методе необходимо обеспечить допустимое напряжение при максимальной нагрузке или действии на провод низкой температуры.

2.3.1. Определение критических длин пролета графическим методом

Для построения графика изменения механического напряжения от расстояния пролета необходимо составить и решить уравнение состояния провода.

Уравнение состояния провода для вычисления среднеэксплуатационных напряжений, с учетом наибольшей механической нагрузки, имеет вид (2.13):

$$\sigma_{\text{сэ}} - \frac{\gamma_{\text{п}}^2 \cdot E \cdot l_1^2}{24 \cdot \sigma_{\text{сэ}}^2} = \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\text{нб}}^2 \cdot E \cdot l_1^2}{24 \cdot \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{ст}} - t_{\text{Г}}). \quad (2.13)$$

Уравнение (2.13) можно представить как неполное кубическое, перемножив все части уравнения на $\sigma_{сэ}^2$ (2.14):

$$\sigma_{сэ}^3 - A \cdot \sigma_{сэ}^2 - B = 0, \quad (2.14)$$

где
$$A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_1^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_{г});$$

$$B = \frac{\gamma_{п}^2 \cdot E \cdot l_1^2}{24}.$$

Определим изменение среднеэксплуатационного механического напряжения в проводе при увеличении длины пролета и возникновения наибольшей удельной нагрузки. Рассмотрим два предельных случая изменения длины пролета от 0 до ∞ :

1) l стремиться к 0, тогда уравнение состояния (2.13) примет вид (2.15):

$$\sigma_{сэ1}^{(1)} = \sigma_{нб} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_{г}). \quad (2.15)$$

При подстановке численных значений в (2.15) получаем:

$$\sigma_{сэ1}^{(1)} = 135 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot [0 - (-5)] = 127,08 \text{ Н/мм}^2.$$

2) l стремиться к ∞ , тогда при делении всех членов уравнения (2.13) на l^2 уравнение состояния примет вид (2.16):

$$\sigma_{сэ2}^{(1)} = \frac{\gamma_{п}}{\gamma_{нб}} \cdot \sigma_{нб} \quad (2.16)$$

При подстановке численных значений в (2.16) получаем:

$$\sigma_{сэ2}^{(1)} = \frac{0,034}{0,110} \cdot 135 = 41,73 \text{ Н/мм}^2.$$

В результате, при возникновении наибольшей нагрузки среднеэксплуатационное механическое напряжение в проводе изменяется от 127,08 до 41,73 Н/мм².

Значение коэффициентов А и В на основании формулы (2.14) равны:

$$A = 135 - \frac{0,110^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_1^2}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot [0 - (-5)] = 127,08 - 0,0023 \cdot l_1^2;$$

$$B = \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_1^2}{24} = 3,97 \cdot l_1^2.$$

Вычислим значение A и B , а также среднеэксплуатационное механическое напряжение при длинах пролетов от 0 до 400 м. Осуществим решение неполного кубического уравнения (2.14) методом Ньютона, используя следующую формулу (2.17):

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{\sigma_k^3 - A \cdot \sigma_k^2 - B}{3 \cdot \sigma_k^2 - 2 \cdot A \cdot \sigma_k} = \frac{\sigma_k^2 \cdot (2 \cdot \sigma_k - A) - B}{\sigma_k \cdot (3 \cdot \sigma_k - 2 \cdot A)}. \quad (2.17)$$

Результаты расчетов механического напряжения при разных длинах пролетов приведены в приложение Г.

Рассмотрим другой случай изменения среднеэксплуатационного механического напряжения в проводе в зависимости от изменения длины пролета при воздействии наименьшей температуры окружающей среды.

Уравнение состояния провода для вычисления среднеэксплуатационных напряжений для данного случая имеет вид (2.18):

$$\sigma_{сэ} - \frac{\gamma_{п}^2 \cdot E \cdot l_1^2}{24 \cdot \sigma_{сэ}^2} = \sigma_- - \frac{\gamma_{п}^2 \cdot E \cdot l_1^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_-). \quad (2.18)$$

Аналогично с предыдущим, рассмотрим два предельных случая изменения длины пролета от 0 до ∞ :

1) l стремиться к 0, тогда уравнение состояния примет вид (2.19):

$$\sigma_{сэ1}^{(2)} = \sigma_- - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_-). \quad (2.19)$$

При подстановке численных значений в (2.19) получаем:

$$\sigma_{сэ1}^{(2)} = 135 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot [0 - (-50)] = 55,8 \text{ Н/мм}^2.$$

2) l стремиться к ∞ , тогда при делении всех членов уравнения (2.18) на l^2 уравнение состояния примет вид (2.20):

$$\sigma_{сэ2}^{(2)} = \frac{\gamma_{п}}{\gamma_{п}} \cdot \sigma_- . \quad (2.20)$$

При подстановке численных значений в (2.20) получаем:

$$\sigma_{сэ2}^{(2)} = \frac{0,034}{0,034} \cdot 135 = 135 \text{ Н/мм}^2.$$

Таким образом, среднеэксплуатационное механическое напряжение в проводе при воздействии наименьшей температуры окружающей среды будет изменяться от 55,8 до 135 Н/мм².

Значение коэффициентов А и В на основании формулы (2.14) равны:

$$A = \sigma - \frac{\gamma_{II}^2 \cdot E \cdot l_1^2}{24 \cdot \sigma^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{ср} - t_{-}) =$$

$$= 135 - \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_1^2}{24 \cdot 135^2} - 19,6 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot [0 - (-50)] =$$

$$= 54,15 - 0,00022 \cdot l_1^2;$$

$$B = \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_1^2}{24} = 3,97 \cdot l_1^2.$$

Аналогичным образом, как и для первого случая, вычислим значение А и В, а также среднеэксплуатационное механическое напряжение при длинах пролетов от 0 до 400 м (приложение Д).

На основании приложений Г и Д построим график изменения механического напряжения от длины пролета (рисунок 2.1).

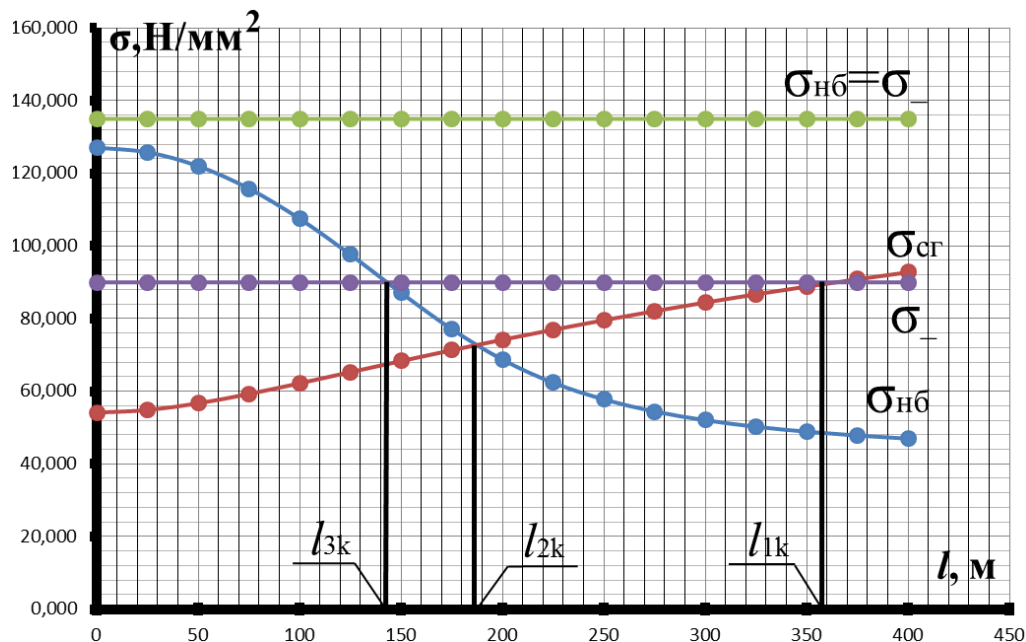


Рисунок 2.1 – Зависимости изменения механического напряжения от длины пролета

На графике можно выделить три точки пересечения кривых. Данные точки соответствуют трем критическим пролетам и их значения приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3—Расстояние критического пролета

Критический пролет	Расстояние, м
Первый, $l_{1к}$	354,31
Второй, $l_{2к}$	185,89
Третий, $l_{3к}$	143,91

2.3.2. Определение критических длин пролета аналитическим методом

Вычислим расстояние критических пролетов аналитическим способом, используя формулы (2.21-2.23):

$$l_{1к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_{\Pi}} \cdot \frac{(\sigma_- - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{сэ})}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_-}{\sigma_{сэ}} \right)^2 \right]}, \quad (2.21)$$

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_{\Pi}} \cdot \frac{\alpha \cdot (t_{\Gamma} - t_-)}{\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_{\Pi}} \right)^2 - 1}, \quad (2.22)$$

$$l_{3к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_{\Pi}} \cdot \frac{(\sigma_{нб} - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_{\Gamma} - t_{сэ})}{E \cdot \left[\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_{\Pi}} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{нб}}{\sigma_{сэ}} \right)^2 \right]}. \quad (2.23)$$

Первый критический пролет:

$$l_{1к} = 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \frac{(135 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot [-50 - 0]}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left[1 - \left(\frac{135}{90} \right)^2 \right]} = 354,31 \text{ м.}$$

Второй критический пролет:

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{19,5 \cdot 10^{-6} \cdot [-5 - (-50)]}{\left(\frac{0,11}{0,034}\right)^2 - 1}} = 185,89 \text{ м.}$$

Третий критический пролет:

$$l_{3к} = 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{(135 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot [-5 - 0]}{8,9 \cdot 10^4 \cdot \left[\left(\frac{0,11}{0,034}\right)^2 - \left(\frac{135}{90}\right)^2 \right]}} = 143,91 \text{ м.}$$

Поскольку $l_{1к} > l_{3к}$, то среднеэксплуатационный режим не будет являться определяющим, а значит, первый и третий критический пролет являются мнимыми. Расчетным режимом является режим наибольших нагрузок, в качестве которого может рассматриваться режим наибольшего скоростного напора для провода без гололеда, либо режим гололедообразования.

Для расчета принимаем режим наибольшего скоростного напора с гололедообразованием, тогда $\gamma_{н.б.} = \gamma_{\Sigma 3} = 0,11 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2$, $t = t_{\Gamma} = -5^{\circ}\text{C}$.

2.4. Определение критической температуры и габаритного пролета

Критической называется температура воздуха, при которой стрела провеса провода при наличии гололедных образований имеет такое же значение, как и от воздействия собственного веса.

Определим критическую температуру воздуха и климатические условия, при которой провисание провода имеет наибольшее значение.

Критическая температура воздуха рассчитывается по выражению (2.24):

$$t_{к} = (t_{\Gamma} - 3) + \frac{\sigma_{нб}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_{п}}{\gamma_{\Sigma 3}}. \quad (2.24)$$

$$t_{к} = (-5 - 3) + \frac{135}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4} \cdot \frac{0,034}{0,11} \approx 19^{\circ}\text{C}.$$

Наивысшая температура воздуха в Кемеровской области составляет 37°C, что больше критической температуры:

$$t_+ = 37 > t_k = 19^\circ\text{C},$$

следовательно, максимальная стрела провисания провода будет при наибольшей температуре, т.е. от собственной массы провода.

Для определения габаритного пролета необходимо решить уравнение состояния провода (2.13), в котором расчетные условия являются исходными данными, а габаритные – искомыми (2.25):

$$l_{\text{габ}}^4 \cdot \left(\frac{\gamma_{[f]}}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma_{\text{нб}}} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) - l_{\text{габ}}^2 \cdot [\sigma_{\text{нб}} + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]})] - \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = 0, \quad (2.25)$$

где $\gamma_{[f]}$ – удельная механическая нагрузка, соответствующая наибольшему провисанию провода, Н/м·мм², $\gamma_{[f]} = \gamma_{\text{п}}$;

$\gamma_{[\sigma]}$ – исходная удельная механическая нагрузка для расчета провода на прочность, Н/м·мм², $\gamma_{[\sigma]} = \gamma_{\Sigma 3}$;

$t_{[\sigma]}$ – исходная температура для расчета провода на прочность, °C, $t_{[\sigma]} = t_{\text{г}}$;

$t_{[f]}$ – температура, наибольшей стрелы провисания провода, °C, $t_{[f]} = t_+$.

Преобразуем биквадратное уравнение (2.25) к следующему виду (2.26):

$$A \cdot l_{\text{габ}}^4 - B \cdot l_{\text{габ}}^2 - C = 0, \quad (2.26)$$

где $A = \frac{\gamma_{[f]}}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma_{\text{нб}}} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} = \frac{0,034}{8 \cdot 4,25} + \left(\frac{0,11}{135} \right)^2 \cdot \frac{8,25 \cdot 10^4}{24} = 0,00328;$

$$B = \sigma_{\text{нб}} + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) = 135 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 37) = 68,47;$$

$$C = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = \frac{8}{3} \cdot 4,25^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 = 3,97 \cdot 10^6.$$

Биквадратное уравнение (2.26) принимает вид:

$$0,00328 \cdot l_{\text{габ}}^4 - 68,47 \cdot l_{\text{габ}}^2 - 3,97 \cdot 10^6 = 0.$$

$l_{\text{габ}}$ может быть определено по следующему выражению:

$$l_{\text{габ}} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C}}{2 \cdot A}} = \sqrt{\frac{68,47 + \sqrt{66,89^2 + 4 \cdot 0,00328 \cdot 3,97 \cdot 10^6}}{2 \cdot 0,00328}} = 216,24 \text{ м} \cong 220 \text{ м}.$$

Значение $l_{\text{габ}} \cong 220 > l_{2\text{к}} = 185,89 \text{ м}$ – следовательно, расчетные условия выбраны, верно. Стрела провисания для рассчитанного габаритного пролета составляет:

$$f_{\text{габ}} = \frac{\gamma_{\text{п}} \cdot l_{\text{габ}}^2}{8 \cdot \sigma_{\text{нб}}} = \frac{0,034 \cdot 220^2}{8 \cdot 135} = 1,524 \text{ м}.$$

2.5. Выбор изоляторов, арматуры и комплектование гирлянд

Для комплектования гирлянд проектируемой ВЛ 110 кВ, необходимо выбрать изоляторы на промежуточную и анкерную опору.

2.5.1. Подвесные изоляторы для промежуточных опор

Согласно государственным стандартам и техническим условиям: расчетные усилия в изоляторах не должны превышать значений электромеханических нагрузок.

Для выбора типа изолятора, необходимо рассчитать весовой пролет линии по формуле (2.27):

$$l_{\text{вес}} = 1,25 \cdot l_{\text{габ}}, \quad (2.27)$$

где $l_{\text{вес}}$ – весовой пролет, м.

$$l_{\text{вес}} = 1,25 \cdot 220 = 275 \text{ м}.$$

Выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд промежуточных опор в нормальном режиме работы осуществляется при наибольшей механической нагрузке (2.28) и при среднеэксплуатационных условиях (2.29):

$$2,5 \cdot (n_{\text{ф}} \cdot \gamma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) \leq P, \quad (2.28)$$

$$5 \cdot (n_{\text{ф}} \cdot \gamma_{\text{п}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\Gamma}) \leq P, \quad (2.29)$$

где $n_{\text{ф}}$ – число проводов в расщепленной фазе, принимаем равным 1;

$F_{\text{пр}}$ – площадь поперечного сечения провода, м²;

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

G_{Γ} – средний вес гирлянды изоляторов, Н, для 110 кВ $G_{\Gamma} = 400$ Н [5, с. 219];

P – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, Н.

Для одноцепной ВЛ–110кВ выбираем подвесной стеклянный тарельчатый высоковольтный изолятор ПС – 70Е [4.табл.1.70]. Технические данные и чертеж, выбранного изолятора, приведены в приложении Е.

Проверка изолятора ПС–70Е в нормальном режиме работы линии при наибольшей механической нагрузке (2.28):

$$2,5 \cdot (1 \cdot 0,11 \cdot 118 \cdot 275 + 400) = 9923,8 < 70000 \text{ Н.}$$

Проверка изолятора ПС–70Е в нормальном режиме работы линии при среднеэксплуатационных условиях (2.29):

$$5 \cdot (1 \cdot 0,034 \cdot 118 \cdot 275 + 400) = 7516,5 < 70000 \text{ Н.}$$

Вывод: изолятор ПС–70Е в нормальном режиме работы удовлетворяет требованию по максимально допустимой механической разрушающей силе.

В аварийном режиме работы линии на гирлянды изоляторов действуют весовые нагрузки от проводов и самой гирлянды, а также редуцирование тяжения. Выражение для поддерживающих гирлянд в аварийном режиме имеет вид (2.30):

$$1,8 \cdot \sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot \gamma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2 + (k_{\text{рд}} \cdot T_{\text{нб}})^2} \leq P, \quad (2.30)$$

где $k_{\text{рд}}$ – коэффициент редукации, в среднем равен 0,4;

$T_{\text{нб}}$ – сила тяжения, Н, определяется по формуле (2.31):

$$T_{\text{нб}} = n_{\phi} \cdot \sigma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}}. \quad (2.31)$$

Для режима наибольших нагрузок $\sigma_{\text{нб}} = 135 \text{ Н/мм}^2$, тогда сила тяжения равна:

$$T_{\text{нб}} = 1 \cdot 135 \cdot 118 = 15930 \text{ Н.}$$

Проверка изолятора ПС–70Е в аварийном режиме работы линии
(2.30):

$$1,8 \cdot \sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,11 \cdot 118 \cdot 275}{2} + 400\right)^2 + (0,4 \cdot 15930)^2} = 12125,04 < 70000 \text{ Н.}$$

Вывод: изолятор ПС–70Е в аварийном режиме работы удовлетворяет требованию по максимально допустимой механической разрушающей силе

Сравнение трех рассчитанных значений нагрузок показывает, что в данном случае выбор изоляторов для поддерживающей гирлянды должен производиться по аварийному режиму работы линии.

Рядом со строящейся ВЛ на расстоянии до 250 м, располагается предприятие по добыче руды. Согласно таблице 1.9.12 [1] степень загрязнения атмосферы соответствует 3-му району.

Для определения количества изоляторов в гирлянде определим длину пути утечки [1. п.1.9.9.] (2.32):

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot k, \quad (2.32)$$

где L – длина пути утечки, см.

λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ, для 3 района по степени загрязнения $\lambda_3 = 2,5$ см/кВ [1, табл. 1.9.1];

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ, составляет 126 кВ [6];

k – коэффициент использования изоляционной конструкции, определяется по формуле [1, п. 1.9.44] (2.33):

$$k = k_n \cdot k_k, \quad (2.33)$$

где k_n – коэффициент использования изолятора, согласно [1. п. 1.9.45]

$$\frac{L_n}{D} = \frac{303}{255} = 1,19 \Rightarrow k_n = 1,1;$$

k_k – коэффициент использования составной конструкции с параллельными или последовательно – параллельными ветвями, согласно [1. п. 1.9.51] $k_k = 1$.

Коэффициент использования изоляционной конструкции равен:

$$k = 1,1 \cdot 1 = 1,1.$$

Длина пути утечки равна:

$$L = 2,5 \cdot 126 \cdot 1,1 = 346,5 \text{ см.}$$

Количество подвесных тарельчатых изоляторов, в поддерживающих гирляндах, а также в каждой гирлянде специальной конструкции (v, Λ, Y, λ), составленной из изоляторов одного типа (в одной последовательной ветви), определяется по формуле (2.34):

$$m = \frac{L}{L_{\text{и}}}, \quad (2.34)$$

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.

$$m = \frac{346,5}{30,3} = 11,43 \cong 12 \text{ шт.}$$

С учетом арматуры принимаем $m = 13$ шт.

Длина поддерживающих гирлянд изоляторов определяется по выражению (2.35):

$$\lambda_{\text{п}} = m \cdot H, \quad (2.35)$$

где $\lambda_{\text{п}}$ – длина поддерживающих гирлянд изоляторов, м;

H – высота одного изолятора, м.

$$\lambda_{\text{п}} = 13 \cdot 0,127 = 1,65 \text{ м.}$$

Вес поддерживающей гирлянды изоляторов рассчитывается по формуле (2.36):

$$G_{\text{и}} = m \cdot m_{\text{и}}, \quad (2.36)$$

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

$m_{\text{и}}$ – масса изолятора, кг.

$$G_{\text{и}} = 13 \cdot 3,4 = 44,2 \text{ кг.}$$

2.5.2. Натяжные изоляторы для анкерных опор

Нормативные нагрузки, приложенные к натяжным гирляндам анкерных опор, находятся аналогичным образом, как и для изоляторов промежуточных опор. Допустимый весовой пролет для анкерных опор принимаем равным весовому пролету промежуточных опор:

$$l_{\text{вес}} = 275 \text{ м.}$$

Выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд анкерных опор в нормальном режиме работы осуществляется при наибольшей механической нагрузке (2.37) и при среднеэксплуатационных условиях (2.38):

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2} + (\sigma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}})^2 \leq P, \quad (2.37)$$

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_{\text{п}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\Gamma}\right)^2} + (\sigma_{\text{сэ}} \cdot F_{\text{пр}})^2 \leq P, \quad (2.38)$$

где $\sigma_{\text{сэ}}$ – напряжение в проводе, Н/мм², определяется с учетом $l_{\text{вес}}$ по зависимостям изменения механического напряжения от длины пролета (рисунок 1), $\sigma_{\text{сэ}} = 85 \text{ Н/мм}^2$.

Нормативная нагрузка, приложенная к натяжным гирляндам анкерных опор, при наибольшей нагрузке составляет:

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,11 \cdot 118 \cdot 275}{2} + 400\right)^2} + (135 \cdot 118)^2 = 40197,8 \text{ Н.}$$

Нормативная нагрузка, приложенная к натяжным гирляндам анкерных опор, при среднеэксплуатационных условиях работы составляет:

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,034 \cdot 118 \cdot 275}{2} + 400\right)^2} + (85 \cdot 118)^2 = 60450,27 \text{ Н.}$$

Сравнение двух вариантов значений показывает, что при выборе изоляторов для натяжных гирлянд анкерных опор следует ориентироваться на величину нагрузки при среднеэксплуатационных условиях.

Выбираем подвесной стеклянный тарельчатый высоковольтный изолятор ПС-120Б [4. табл. 1.70]. Технические данные и чертеж, выбранного изолятора, приведены в приложении Ж.

Для определения количества изоляторов в гирлянде, определим длину пути утечки по формуле (2.39). Коэффициент использования изолятора, согласно [1. п. 1.9.45] равен:

$$\frac{L_{\text{и}}}{D} = \frac{320}{255} = 1,26 \Rightarrow k_{\text{и}} = 1,16.$$

Коэффициент использования составной конструкции $k_k=1$
Коэффициент использования изоляционной конструкции согласно (2.33) равен:

$$k = 1,16 \cdot 1 = 1,16.$$

Длина пути утечки равна:

$$L = 2,5 \cdot 126 \cdot 1,6 = 504 \text{ см.}$$

Количество подвесных тарельчатых изоляторов в поддерживающих гирляндах для анкерной опоры согласно формуле (2.34) равна:

$$m = \frac{504}{32} = 15,75 \cong 16 \text{ шт.}$$

С учетом арматуры принимаем $m = 17$ шт.

Длина и вес натяжной гирлянды по формуле (2.35) и (2.36) соответственно составят:

$$\lambda_{\text{и}} = 17 \cdot 0,127 = 2,16 \text{ м;}$$

$$G_{\text{и}} = 17 \cdot 3,9 = 66,3 \text{ кг.}$$

2.6. Выбор линейной арматуры при проектировании ВЛ электропередачи

Выбор линейной арматуры производится в соответствии с выбранным типом изоляторов.

2.6.1. Выбор линейной арматуры для промежуточной опоры

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 И.1 приложения И [7. стр. 10].

Длина поддерживающей гирлянды изоляторов вместе с арматурой равна:

$$H_{\Gamma} = \lambda_{\Pi} + H_{\text{ар}} = 1,65 + 0,26 = 1,91 \text{ м.}$$

Масса гирлянды изоляторов вместе с арматурой составляет:

$$G_{\Gamma} = G_{\text{и}} + G_{\text{ар}} = 44,2 + 2,85 = 47,05 \text{ кг.}$$

2.6.2. Выбор линейной арматуры для анкерной опоры

На анкерной опоре установлен изолятор ПС–120Б, механическая разрушающая сила которой составляет 120 кН. Выбранная линейная арматура приведена в таблице И.2 в приложение И [7. стр. 10].

Длина поддерживающей гирлянды изоляторов вместе с арматурой равна:

$$H_{\Gamma} = \lambda_{\Pi} + H_{\text{ар}} = 2,16 + 0,72 = 2,88 \text{ м.}$$

Масса гирлянды изоляторов вместе с арматурой составляет:

$$G_{\Gamma} = G_{\text{и}} + G_{\text{ар}} = 66,3 + 7,88 = 74,18 \text{ кг.}$$

2.7. Построение шаблона для расстановки промежуточных опор

Для строящейся ВЛ 110 кВ рассчитаем и построим шаблон для расстановки промежуточных опор. При выборе трассы необходимо учесть следующие требования:

- 1) принятый габарит не должен быть меньше, чем регламентируемый ПУЭ;

2) нагрузка на опоры не должна превышать значений, принятых для опор соответствующих типов.

В разделе 2.4. установлено, что максимальная стрела провисания провода имеет место от нагрузки собственной массы, то есть при удельной механической нагрузке.

Исходными условиями являются условия наибольших нагрузок ($\sigma_{\text{нб}}, \gamma_{\Sigma 3}, t_+$), а искомыми – габаритные условия ($\sigma_{\text{габ}}, \gamma_{\text{п}}, t_{\text{Г}}$).

Шаблон строится на основании ординат кривой максимального провисания.

Уравнение состояния провода для расчета напряжения соответствующее габаритному пролету имеет вид (2.39):

$$\sigma_{\text{габ}} - \frac{\gamma_{\text{п}}^2 \cdot E \cdot l_{\text{габ}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{габ}}^2} = \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\Sigma 3}^2 \cdot E \cdot l_{\text{габ}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_+ - t_{\text{Г}}). \quad (2.39)$$

Подставив соответствующие значения в формулу (2.39), получим:

$$\sigma_{\text{габ}} - \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 220^2}{24 \cdot \sigma_{\text{габ}}^2} = 135 - \frac{0,11^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 220^2}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot [37 - (-5)],$$

$$\sigma_{\text{габ}} - \frac{192329,5}{\sigma_{\text{габ}}^2} = -41,988.$$

Приведем к общему знаменателю:

$$\sigma_{\text{габ}}^3 + 41,988 \cdot \sigma_{\text{габ}}^2 - 192329,5 = 0.$$

Осуществим решение неполного кубического уравнения методом Ньютона, используя формулу (2.17) получаем:

$$\sigma_{\text{габ}}^{k+1} = \frac{(\sigma_{\text{габ}}^k)^2 \cdot (2 \cdot \sigma_{\text{габ}}^k - 41,988) + 192329,5}{\sigma_{\text{габ}}^k \cdot (3 \cdot \sigma_{\text{габ}}^k - 2 \cdot 41,988)}.$$

Результаты расчета напряжения соответствующие габаритному пролету приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета напряжения соответствующее габаритному пролету

$\sigma_{\text{габ}0}, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_{\text{габ}1}, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_{\text{габ}2}, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_{\text{габ}3}, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_{\text{габ}4}, \text{Н/мм}^2$	$\sigma_{\text{габ}5}, \text{Н/мм}^2$
135	100,32	82,19	76,26	75,63	75,62

На основании таблицы 2.12 получаем: $\sigma_{\text{габ}} = 75,62 \text{ Н/мм}^2$.

Для расстановки опор с помощью шаблона, построим 3 кривых.

Кривая 1 – кривая максимального провисания провода, строится по уравнению (2.40):

$$y = \frac{\gamma \cdot x^2}{2 \cdot \sigma} = \frac{\gamma \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma} \cdot \left(\frac{x}{100}\right)^2 = k_{\text{ш}} \cdot \left(\frac{x}{100}\right)^2, \quad (2.40)$$

где γ – удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода (γ_n), Н/м·мм²;

σ – напряжение, соответствующее габаритному пролету, Н/мм²;

$k_{\text{ш}}$ – коэффициент шаблона;

x – значение длины габаритного пролета от $(0 \div 0,75) \cdot l_{\text{габ}}$, м, составляет $(0 \div 0,75) \cdot 220 = 0 \div 165 \text{ м}$.

Уравнение (2.40) принимает вид:

$$y = \frac{0,034 \cdot 10^4}{2 \cdot 75,62} \cdot \left(\frac{x}{100}\right)^2 = 2,31 \cdot \left(\frac{x}{100}\right)^2.$$

Кривая 2 – габаритная кривая, служит для проверки габаритов от низшей точки кривой провисания провода до земли и инженерных сооружений. При построении сдвигается от кривой 1 на расстояние, которое определяется по формуле (2.41):

$$h_{\text{габ}} = \Gamma + (0,3 \div 0,5), \quad (2.41)$$

где Γ – допустимый габарит, м, принимаем равным 7 м [1.табл.2.5.22].

На основании формулы (2.41) получаем:

$$h_{\text{габ}} = 7 + 0,5 = 7,5 \text{ м}.$$

Кривая 3 – земляная кривая, служит для правильного наложения шаблона без измерения и обозначения высоты подвеса провода. Ее сдвигают вниз от кривой 1 на расстояние равное высоте подвеса провода на промежуточных опорах, рассчитывается по выражению (2.42):

$$h_0 = H_{\text{тр}}^{\text{нж}} - \lambda_{\text{п}}, \quad (2.42)$$

где $H_{\text{тр}}^{\text{нж}}$ – расстояние от земли до нижней траверсы, м;

λ_{II} – длина гирлянды изоляторов, м.

На основании формулы (2.42) получаем:

$$h_0 = 19 - 1,91 = 17,09 \text{ м.}$$

Шаблон выполняется в тех же масштабах, что и продольный профиль трассы:

- по горизонтали – 1:5000 (в 1 см – 50 м);
- по вертикали – 1:500 (в 1 см – 5 м).

Результаты расчета шаблона приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – К построению шаблона

X, м	Y_1	Y_2	Y_3
-165	6,279	-1,221	-10,811
-150	5,189	-2,311	-11,901
-100	2,306	-5,194	-14,784
-50	0,577	-6,923	-16,513
0	0	-7,500	-17,090
50	0,577	-6,923	-16,513
100	2,306	-5,194	-14,784
150	5,189	-2,311	-11,901
165	6,279	-1,221	-10,811

Шаблон размещения опор по продольному профилю трассы, приведен на рисунке 2.2. На готовом шаблоне указаны значения габаритного и весового пролета.

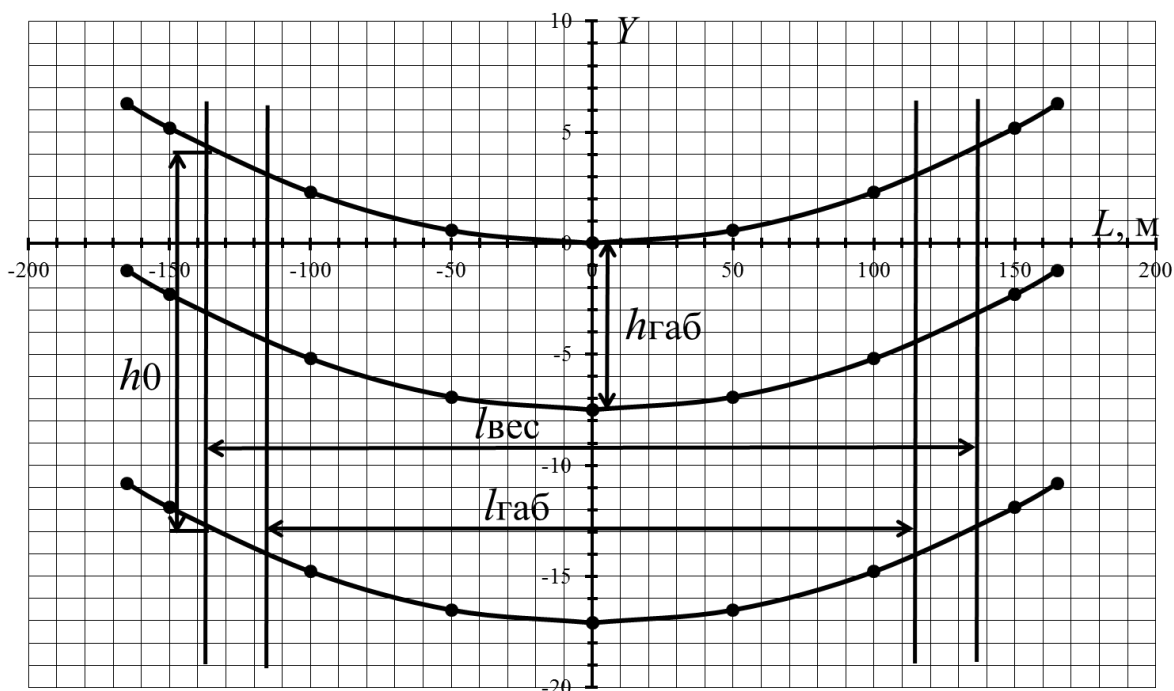


Рисунок 2.2 – Шаблон размещения опор по профилю трассы

Размещение опор по профилю трассы выполняется следующим образом: шаблон накладывается на профиль трассы так, чтобы место установки первой опоры пересекалось с земляной кривой и касалось габаритной кривой. Ось Y находится вертикально. Первая промежуточная опора устанавливается в точке пересечения земляной кривой с профилем. Данное положение шаблона обеспечивает допустимый габарит до земли. Далее шаблон перемещают и подобным образом определяют положения следующих опор.

2.8. Проектирование специального перехода

Целью проектирования перехода является определение высоты над пересекаемыми объектами.

Проектируемая воздушная линия 110кВ, имеет пересечение с несудоходной рекой, ширина русла которого составляет 10 м. Берега имеют равнинный характер.

Поскольку наибольшее провисание провода имеет место при максимальных температурах, то согласно таблице 2.5.37 [1], при пересечении ВЛ-110кВ с водными несудоходными препятствиями, наименьшее расстояние от нижней точки провеса провода до уровня высоких вод составляет 5,5 м.

Переход ограничивается анкерными опорами. Проверка габарита осуществляется по нормальному режиму. Стрела провеса провода определяется при температуре воздуха 15°C [1. п. 2.5.271]. Расчетным режимом является режим гололедообразования:

$$\gamma_{нб} = \gamma_{\Sigma 3} = 0,11 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2,$$

$$\sigma_{нб} = 135 \text{ Н/мм}^2,$$

$$t_{Г} = -5 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Наибольшее провисание провода имеет место при его нагрузке от собственной массы:

$$\gamma_{п} = 0,034 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Выбираем анкерную опору У110-1 с высотой расположения нижней траверсы 10,5 м, высотой опоры 20,7 м [4. табл.1.36]. Характеристика и чертеж опоры приведены в приложение К.

Поскольку проверку габаритов необходимо выполнить при температуре $t_{\text{доп}} = 15^\circ\text{C}$, то неполное кубическое уравнение на основании уравнения состояние провода (2.14) имеет вид:

$$\sigma_{15^\circ\text{C}}^3 - A \cdot \sigma_{15^\circ\text{C}}^2 - B = 0,$$

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

$$B = \frac{\gamma_{\text{п}}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}.$$

$$A = 135 - \frac{0,110^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot [15 - (-5)] = 127,08 - 0,0023 \cdot l_i^2,$$

$$B = \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 3,97 \cdot l_i^2.$$

Определим значение механическое напряжение, решив неполное кубическое уравнение методом Ньютона (2.17). Нулевое приближение для вычисления механического напряжения принимаем:

$$\sigma_{15} \approx \sigma_{\text{сэл}}^{(1)} = 127,08 \text{ Н/мм}^2.$$

Результаты расчетов механического напряжения при разных длинах пролетов приведены в приложение Л.

Высота над пересекаемым объектом определяется при помощи шаблона, приведенного на рисунке 2.2. Если продольный профиль носит равнинный характер, ордината кривой провисания провода для точек на оси абсцисс определяется по выражению (2.43):

$$y = \frac{\gamma_{\text{нб}} \cdot x}{2 \cdot \sigma_{15}} \cdot (l_i - x), \quad (2.43)$$

где y – ордината кривой провисания провода для точек на оси абсцисс шаблона;

$\gamma_{\text{нб}}$ – удельная нагрузка, при которой провисание провода наибольшее, Н/м·мм²;

x – расстояние от опоры до оси пересекаемого объекта, м;

l_i – длина пролета, м;

σ_{15} – механическое напряжение при температуре 15°C, Н/мм².

Расстояние по горизонтали от опоры ВЛ до водного препятствия должно быть не менее высоты опоры ВЛ плюс 3 м на разлив воды, тогда для опоры У110-1:

$$x = 20,7 + 3 = 23,7 \text{ м.}$$

Расчетное значение стрелы провеса провода определяется по следующему выражению (2.44):

$$\Gamma = h_{\text{в}} - y - h, \quad (2.44)$$

где Γ – расчетное значение стрелы провеса провода, м;

$h_{\text{в}}$ – отметка подвеса провода на опоре, м, согласно Приложению Г
 $h_{\text{г}} = 10,5$ м ;

h – отметка пересекаемого объекта, м, $h = 0$.

Результаты расчета ординаты кривой провисания провода и расчетного значения стрелы провисания приведены в приложении М.

На основании приложения М можно сделать вывод, что искомый габаритный пролет может находиться в пределах от 50 до 550 м, поскольку $\Gamma > 5,5$ м [1, табл. 2.5.37]. Принимаем: $l_{\text{габ}} = 300$ м, $f_{\text{п габ}} = 2,3$ м.

2.9. Расчет грозозащитного троса для промежуточных опор

В качестве грозозащитного троса принимаем, рихтованный, нераскручивающийся трос с оцинкованием для жестких погодных условий МЗ-11-В-ОЖ-Н-Р, смонтированного на промежуточной опоре П110-5В, и имеющий высота тросостойки $H_{\text{тс}} = 3$ м. Данные по выбранному тросу приведены в приложении Н [8, табл. 1].

Длина гирлянды изоляторов на промежуточной опоре составляет $\lambda_{\text{п}} = 1,65$ м.

Согласно таблицам 2.8, 2.10, изолятор, зажим и узел крепления троса имеют высоту:

$$\lambda_T = 0,127 \cdot 2 + 0,039 + 0,066 = 0,359 \text{ м,}$$

поскольку количество изоляторов в поддерживающем тросовом креплении должно быть не менее двух [1, п. 2.5.122.].

Интенсивность ветра: $W_0 = 650 \text{ Па}$.

Интенсивность гололеда: $b_3 = 15 \text{ мм}$.

Абсолютно минимальная температура воздуха: $t_- = -50^\circ\text{C}$.

Абсолютно максимальная температура воздуха: $t_+ = 37^\circ\text{C}$.

Среднегодовая температура, $t_{\text{сг}} = 0^\circ\text{C}$.

Температура гололедообразования, $t_{\text{Г}} = -5^\circ\text{C}$.

Модуль упругости и температурный коэффициент линейного удлинения соответственно равны [1, табл. 2.5.8.]: $E = 8,25 \cdot 10^4 \text{ Н/мм}^2$,
 $\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$.

Трос рассчитывается при температуре атмосферных перенапряжений $t_a = 15^\circ\text{C}$.

Допустимые напряжения в тросе [8]: $\sigma_{\text{нбт}} = 1770 \text{ Н/мм}^2$.

Габаритное расстояние и стрела провисания провода составляет:
 $l_{\text{габ}} = 220 \text{ м, } f_{\text{габ}} = 1,524 \text{ м}$.

Максимальный защитный угол проводов верхней траверсы определяется по выражению (2.45):

$$\alpha_{\text{пв}} = \text{arctg} \frac{D_{\text{в}}}{H_{\text{тс}} + \lambda_{\text{п}} - \lambda_{\text{т}}}, \quad (2.45)$$

где $\alpha_{\text{пв}}$ – максимальный защитный угол проводов верхней траверсы, град;

$D_{\text{в}}$ – половина длины верхней траверсы опоры, м.

Максимальный защитный угол проводов верхней траверсы равен:

$$\alpha_{\text{пв}} = \text{arctg} \frac{2,1}{3 + 1,65 - 0,359} = 26,08^\circ.$$

Защитный угол меньше 30° , что удовлетворяет требованию ПУЭ [1, п. 2.5.120].

Определим нагрузки, действующие на трос. При расчете нагрузок, действующих на трос, некоторые коэффициенты равны аналогичным нагрузкам, действующим на провод.

2.9.1. Нагрузка от собственного веса троса

На основании формул (2.1, 2.2), нагрузка от собственного веса троса:

$$P_T = M_T \cdot g \cdot 10^{-3} = 752 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 7,37 \text{ Н/м.}$$

$$\gamma_T = \frac{P_T}{F_T} = \frac{7,37}{88,56} = 0,083 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.9.2. Временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений

Высота приведенного центра тяжести троса на основании формулы (2.4) равна:

$$h_T = h_{cp} - \frac{2}{3} \cdot f = \frac{19 + (19 + 6) + (19 + 6 + 3)}{3} - \frac{2}{3} \cdot 1,524 = 22,98 \text{ м,}$$

тогда $K_i = 1$ [1, табл. 2.5.4].

Диаметр троса составляет 11 мм, тогда $K_d = 1,01$.

Временно действующая нагрузка на трос от массы гололедных отложений по выражениям (2.3, 2.10):

$$P_{гта}^H = \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_{\text{э}} \cdot (d_{\text{п}} + K_i \cdot K_d \cdot b_{\text{э}}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3},$$

$$P_{гта} = P_{гта}^H \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d.$$

$$P_{гта}^H = 3,14 \cdot 1 \cdot 1,01 \cdot 15 \cdot (11 + 1 \cdot 1,01 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 10,972 \text{ Н / м.}$$

$$P_{гта} = 10,972 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 7,132 \text{ Н / м.}$$

Удельная временно действующая нагрузка на трос от массы гололедных отложений:

$$\gamma_{гта} = \frac{P_{гта}}{F_T} = \frac{7,132}{88,56} = 0,081 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.9.3. Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос, без гололеда

При грозových и внутренних перенапряжениях, температуре +15°C, ветровое давление равно $0,06 \cdot W_0$, но не менее 50 Па [1, п. 2.5.73].

Поскольку $W_0 = 650$ Па, тогда $0,06 \cdot W_0 = 0,06 \cdot 650 = 39$ Па. Принимаем ветровое давление равное 50 Па.

Нормативная и расчетная нагрузка от ветра на трос, без гололеда на основании формул (2.8, 2.11) определяется по выражениям:

$$P_{\text{вта}}^{\text{н}} = \alpha_{\text{в}} \cdot K_1 \cdot K_{\text{в}} \cdot C_{\text{х}} \cdot W_{\text{а}} \cdot F_{\text{т}} \cdot \sin^2 \varphi,$$

$$P_{\text{вта}} = P_{\text{вта}}^{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_{\text{р}} \cdot \gamma_{\text{ф}}.$$

С учетом ветрового давления 50 Па, составляющие выражений равны [1, п. 2.5.52]:

- $\alpha_{\text{в}} = 1$;
- при $l_{\text{таб}} = 220$ м, $K_1 = 1,014$;
- коэффициент $K_{\text{в}}$, при высоте расположения приведенного центра тяжести тросов $h_{\text{т}} = 22,98$ м и для типа местности В, равен 0,867.
- $C_{\text{х}} = 1,2$, для тросов диаметром менее 20 мм.

Нормативные и расчетные нагрузки от ветра на трос без гололеда равны:

$$P_{\text{вта}}^{\text{н}} = 1 \cdot 1,014 \cdot 0,867 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 88,56 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 4,671 \text{ Н/м.}$$

$$P_{\text{вта}} = 4,671 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 5,139 \text{ Н/м.}$$

Удельная ветровая нагрузка на трос, без гололеда:

$$\gamma_{\text{вта}} = \frac{P_{\text{вта}}}{F_{\text{т}}} = \frac{5,139}{88,56} = 0,058 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.9.4. Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос с гололедом

Площадь диаметрального сечения троса при гололеде составляет:

$$F = (d_T + 2 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_3) \cdot 10^{-3} = (11 + 2 \cdot 1 \cdot 1,01 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 0,041 \text{ м}^2.$$

Нормативная и расчетная горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос с гололедом равна:

$$P_{\text{врга}}^{\text{H}} = \alpha_{\text{w}} \cdot K_1 \cdot K_{\text{w}} \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W_0 \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = \\ = 1 \cdot 1,014 \cdot 0,867 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 50 \cdot 0,041 \cdot 1 = 0,541 \text{ Н/м}$$

$$P_{\text{врга}} = P_{\text{врга}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{rw}} \cdot \gamma_{\text{p}} \cdot \gamma_{\text{f}} = 0,541 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 0,595 \text{ Н/м}.$$

Удельная ветровая нагрузка на трос с гололедом:

$$\gamma_{\text{врга}} = \frac{P_{\text{врга}}}{F_T} = \frac{0,595}{88,56} = 0,007 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.9.5. Результирующие нагрузки

Суммарная вертикальная и удельная нагрузка от массы троса и массы гололеда:

$$P_{\Sigma \text{т1a}} = P_T + P_{\text{гта}} = 7,37 + 7,132 = 14,502 \text{ Н/м},$$

$$\gamma_{\Sigma \text{т1a}} = \gamma_T + \gamma_{\text{гта}} = 0,083 + 0,081 = 0,164 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Результирующая и удельная нагрузка от собственной массы троса и давления ветра:

$$P_{\Sigma \text{т2a}} = \sqrt{P_T^2 + P_{\text{врга}}^2} = \sqrt{7,37^2 + 5,139^2} = 8,985 \text{ Н/м},$$

$$\gamma_{\Sigma \text{т2a}} = \frac{P_{\Sigma \text{т2a}}}{F_T} = \frac{8,985}{88,56} = 0,102 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Результирующая и удельная нагрузка от массы троса с гололедом и давления ветра:

$$P_{\Sigma \text{т3a}} = \sqrt{P_{\Sigma \text{т1a}}^2 + P_{\text{врга}}^2} = \sqrt{14,502^2 + 0,595^2} = 14,514 \text{ Н/м}.$$

$$\gamma_{\Sigma \text{т3a}} = \frac{P_{\Sigma \text{т3a}}}{F_T} = \frac{14,514}{88,56} = 0,164 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Результаты расчетов всех нагрузок действующих на трос приведены в приложении П.

Но основании приложения П следует: при сравнении значений результирующих нагрузок следует, что наибольшая нагрузка соответствует

нагрузке от массы троса с гололедом и давлением ветра или от собственной массы троса и массы гололеда:

$$\gamma_{\text{нб}} = \gamma_{\Sigma\tau 2a} = \gamma_{\Sigma\tau 3a} = 0,164 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.9.6. Расчет грозозащитного троса

Промежуток между проводом и тросом не должен быть меньше требуемого расстояния [1, табл. 2.5.16].

Расчет грозозащитного троса проводится совместно с расчетом провода. Нагрузку на провод без гололеда необходимо пересчитать для условий атмосферных перенапряжений. Нормативные и расчетные нагрузки от ветра на провод без гололеда:

$$P_{\text{впа}}^{\text{H}} = \alpha_{\text{w}} \cdot K_1 \cdot K_{\text{w}} \cdot C_{\text{x}} \cdot W_{\text{a}} \cdot F_{\text{II}} \cdot \sin^2 \varphi = 1 \cdot 1,014 \cdot 0,867 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 15,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0,802 \text{ Н/м}.$$

$$P_{\text{впа}} = P_{\text{впа}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_{\text{p}} \cdot \gamma_{\text{f}} = 0,802 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 0,882 \text{ Н/м}.$$

Удельная ветровая нагрузка на провод, без гололеда:

$$\gamma_{\text{впа}} = \frac{P_{\text{впа}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{0,882}{136,8} = 0,0065 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Тогда результирующая и удельная нагрузка от собственной массы провода и давления ветра:

$$P_{\Sigma\tau 2a} = \sqrt{P_{\text{II}}^2 + P_{\text{впа}}^2} = \sqrt{4,616^2 + 0,882^2} = 4,7 \text{ Н/м},$$

$$\gamma_{\Sigma\tau 2a} = \frac{P_{\Sigma\tau 2a}}{F_{\text{T}}} = \frac{4,7}{136,8} = 0,034 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Угол отклонения провода от вертикальной плоскости составляет:

$$\beta = \arctg\left(\frac{\gamma_{\text{впа}}}{\gamma_{\Sigma\tau 2a}}\right) = \arctg\left(\frac{0,0065}{0,034}\right) = 10,82^\circ.$$

Стрела провеса провода при $t_{\text{a}} = 15^\circ\text{C}$ равна:

$$l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot l_{\text{габ}} = 0,9 \cdot 220 = 198 \text{ м}.$$

Уравнение состояния имеет вид (2.46):

$$f_{\text{па}}^3 + 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{\text{пр}}^2}{E}\right) \cdot f_{\text{па}} - \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\Sigma\tau 2a} \cdot l_{\text{пр}}^4}{E} = 0, \quad (2.46)$$

где
$$A = \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\text{п}}^2 \cdot l_{\text{пр}}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{\text{нб}}^2} + \alpha \cdot E \cdot (t_a - t_-);$$

$$D = 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{\text{пр}}^2}{E} \right);$$

$$F = \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\text{с}} \sum_{2\text{па}} \cdot l_{\text{пр}}^4}{E}.$$

$$A = 135 - \frac{0,034^2 \cdot 198^2 \cdot 18,5 \cdot 10^4}{24 \cdot 135^2} + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 18,5 \cdot 10^4 \cdot [15 - (-50)] = -28,47;$$

$$D = 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{\text{пр}}^2}{E} \right) = 0,375 \cdot \left(\frac{(-28,47) \cdot 198^2}{18,5 \cdot 10^4} \right) = -2,26;$$

$$F = \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{\text{с}} \sum_{2\text{па}} \cdot l_{\text{пр}}^4}{E} = \frac{3}{64} \cdot \frac{0,034 \cdot 198^4}{18,5 \cdot 10^4} = 13,24.$$

С учетом полученных значений выражение (2.46) принимает вид:

$$f_{\text{па}}^3 - 2,26 \cdot f_{\text{па}} - 13,24 = 0.$$

Осуществим решение уравнения, методом Ньютона, используя следующую формулу (2.47):

$$f_{k+1} = \frac{2}{3} \cdot \frac{f_k^3 + F/2}{f_k^2 + D/3}. \quad (2.47)$$

В первом приближении принимаем $f_{\text{габ}} = 1,524$ м.

Результаты расчетов стрелы провеса провода при $t_a = 15^\circ\text{C}$ приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчет стрелы провеса провода при $t_a = 15^\circ\text{C}$

$f_1, \text{ м}$	$f_2, \text{ м}$	$f_3, \text{ м}$	$f_4, \text{ м}$	$f_5, \text{ м}$	$f_6, \text{ м}$	$f_7, \text{ м}$
1,524	4,316	3,246	2,782	2,686	2,682	2,682

Стрелы провеса провода при $t_a = 15^\circ\text{C}$ составляет $f_{\text{па}} = 2,682$ м.

Напряжение в наименьшей точке провода при $t_a = 15^\circ\text{C}$ определяется по выражению (2.48):

$$\sigma_{\text{па}} = \frac{\gamma_{\text{с}} \sum_{2\text{па}} \cdot l_{\text{пр}}^2}{8 \cdot f_{\text{па}}}. \quad (2.48)$$

$$\sigma_{\text{па}} = \frac{0,034 \cdot 198^2}{8 \cdot 2,682} = 62,124 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Максимальная длина пролета может достигать:

$$l_{\text{max}} = 1,25 \cdot l_{\text{таб}} = 1,25 \cdot 220 = 275 \text{ м.}$$

Максимальная стрела провеса рассчитывается по выражению (2.49):

$$f_{\text{па max}} = f_{\text{па}} \cdot \left(\frac{l_{\text{max}}}{l_{\text{пр}}}\right)^2. \quad (2.49)$$

$$f_{\text{па max}} = 2,682 \cdot \left(\frac{275}{198}\right)^2 = 5,17 \text{ м.}$$

Вертикальная проекция максимальной стрелы (2.50):

$$f_{\text{па max}}^B = f_{\text{па max}} \cdot \cos \beta. \quad (2.50)$$

$$f_{\text{па max}}^B = 5,17 \cdot \cos 10,82^\circ = 5,08 \text{ м.}$$

Стрела провисания троса при $t_a = 15^\circ \text{C}$ и отсутствии ветра определяется по формуле (2.51):

$$f_{\text{та}} = f_{\text{п}} + h_{\text{т}} - Z_{\text{т}}, \quad (2.51)$$

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

$f_{\text{п}}$ – стрела провисания 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, табл. 2.5.16] на основании эмпирической формулы

$$Z_{\text{т}} = 4 + 0,015 \cdot (l_{\text{max}} - 200) = 4 + 0,015 \cdot (275 - 200) = 5,125 \text{ м,}$$

что удовлетворяет требованию ПУЭ [1, табл. 2.5.16], по обеспечению наименьшего расстояния между тросом и проводом по вертикали 4,24 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:

$$f_{\text{та}} = f_{\text{па max}}^B + \lambda_{\text{п}} + H_{\text{тс}} - \lambda_{\text{т}} - Z_{\text{т}} = 5,08 + 1,65 + 3 - 0,359 - 5,125 = 4,25 \text{ м.}$$

По условию исключения прорыва тросовой защиты грозowymi разрядами разность между $f_{\text{па max}}^B$ и $f_{\text{та}}$ должна составлять 1,5 м [5].

$$f_{\text{па max}}^B - f_{\text{та}} = 5,08 - 4,25 = 0,83 \text{ м,}$$

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

$$f_{\text{па max}}^B - f_{\text{та max}} = 1,5 \text{ м;}$$

$$f_{\text{та max}} = f_{\text{па max}}^B - 1,5 = 5,08 - 1,5 = 3,58 \text{ м,}$$

$$Z_T = (f_{\text{па max}}^B - f_{\text{та max}}) + \lambda_{\text{п}} + H_{\text{тс}} - \lambda_{\text{т}} = (5,08 - 3,58) + 1,65 + 4 - 0,359 = 6,79 \text{ м.}$$

Проверка защитного угла троса в середине пролета:

$$\alpha_{\text{пв}} = \arctg \frac{D_B}{Z_T} = \arctg \frac{2,1}{6,79} = 17,19 < 25^\circ,$$

что и необходимо для эффективной защиты проводов на опоре.

Вычислим напряжение в тросе, которое обеспечивает получение $f_{\text{та max}} = 3,58$ м в условиях атмосферных перенапряжений. Напряжение в тросе вычисляется для приведенного пролета $l_{\text{пр}} = 198$ м:

$$f_{\text{та}} = f_{\text{та max}} \cdot \left(\frac{l_{\text{пр}}}{l_{\text{max}}}\right)^2 = 3,58 \cdot \left(\frac{198}{275}\right)^2 = 1,9 \text{ м,}$$

$$\sigma_{\text{та}} = \frac{\gamma_{\Sigma \text{т2а}} \cdot l_{\text{пр}}^2}{8 \cdot f_{\text{та}}} = \frac{0,102 \cdot 198^2}{8 \cdot 1,9} = 263,08 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Поскольку $\sigma_{\text{та}} = 263,08 < \sigma_{\text{нб т}} = 1770 \text{ Н/мм}^2$, то трос марки МЗ-11-В-ОЖ-Н-Р удовлетворяет требованиям механической прочности.

2.10. Расчет грозозащитного троса для анкерных опор

В качестве грозозащитного троса принимаем, рихтованный, нераскручивающийся трос с оцинкованием для жестких погодных условий МЗ-11-В-ОЖ-Н-Р, смонтированного на анкерной опоре У110-1, и имеющий высоту от границы верхней траверсы до вершины тросостойки $H_{\text{тс}} = 6,2$ м. Технические данные выбранного троса приведены в приложении Н [8, табл. 1].

Длина гирлянды изоляторов на анкерной опоре составляет $\lambda_{\text{п}} = 2,16$ м.

Изолятор, зажим и узел крепления троса имеют высоту:

$$\lambda_{\text{т}} = 0,127 \cdot 2 + 0,301 + 0,174 = 0,729 \text{ м,}$$

поскольку число изоляторов должно быть не менее двух в поддерживающем тросовом креплении [1, п. 2.5.122.].

По аналогии с пунктом 2.9, трос рассчитывается при температуре атмосферных перенапряжений $t_{\text{а}} = 15$ °С.

Допустимые напряжения в тросе [8]:

$$\sigma_{\text{нб т}} = 1770 \text{ Н/мм}^2.$$

Максимальный защитный угол проводов верхней траверсы по выражению (2.45) равен:

$$\alpha_{\text{пв}} = \text{arctg} \frac{3,5}{6,2 + 2,16 - 0,729} = 24,64^\circ.$$

Защитный угол меньше 30° , что удовлетворяет требованию ПУЭ [1, п. 2.5.120].

Определим нагрузки, действующие на трос.

2.10.1. Нагрузка от собственного веса троса

Нагрузка от собственного веса троса совпадает с нагрузкой из пункта 2.9.1:

$$P_{\text{т}} = 7,37 \text{ Н/м,}$$

$$\gamma_{\text{т}} = 0,083 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.10.2. Временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений

Высота приведенного центра тяжести троса на основании формулы (2.4) равна:

$$h_{\text{т}} = h_{\text{ср}} - \frac{2}{3} \cdot f = \frac{10,5 + (10,5 + 4) + (10,5 + 4 + 6,2)}{3} - \frac{2}{3} \cdot 2,3 = 13,7 \text{ м,}$$

тогда $K_i = 1$ [1, табл. 2.5.4].

Диаметр троса составляет 11 мм, тогда $K_d = 1,01$.

Временно действующая нагрузка на трос от массы гололедных отложений по выражениям (2.3, 2.10) совпадает с нагрузкой из пункта 2.9.2:

$$P_{\text{гта}}^{\text{H}} = 10,972 \text{ Н / м},$$

$$P_{\text{гта}} = 7,132 \text{ Н / м},$$

$$\gamma_{\text{гта}} = 0,081 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.10.3. Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос, без гололеда

По аналогии с 2.9.3, принимаем ветровое давление равное 50 Па.

Нормативная и расчетная нагрузка от ветра на трос, без гололеда на основании формул (2.8, 2.11) определяется по выражениям:

$$P_{\text{wта}}^{\text{H}} = \alpha_{\text{w}} \cdot K_1 \cdot K_{\text{w}} \cdot C_x \cdot W_a \cdot F_{\text{T}} \cdot \sin^2 \varphi,$$

$$P_{\text{wта}} = P_{\text{wта}}^{\text{H}} \cdot \gamma_{\text{пв}} \cdot \gamma_{\text{р}} \cdot \gamma_{\text{ф}}.$$

С учетом ветрового давления 50 Па, составляющие выражений равны [1, п. 2.5.52]:

- при $l_{\text{таб}} = 300 \text{ м}$, $K_1 = 1$;
- коэффициент K_{w} , при высоте расположения приведенного центра тяжести тросов $h_{\text{T}} = 13,07 \text{ м}$ и для типа местности В, равен 0,65;
- значение остальных коэффициентов взято из п. 2.9.3.

Нормативные и расчетные нагрузки от ветра на трос без гололеда равны:

$$P_{\text{wта}}^{\text{H}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,65 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 88,56 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 3,454 \text{ Н / м}.$$

$$P_{\text{wта}} = 3,454 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 3,799 \text{ Н / м}.$$

Удельная ветровая нагрузка на трос, без гололеда:

$$\gamma_{\text{wта}} = \frac{P_{\text{wта}}}{F_{\text{T}}} = \frac{3,799}{88,56} = 0,043 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.10.4. Горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос с гололедом

Площадь диаметрального сечения троса при гололеде из п. 2.9.4. составляет:

$$F = 0,041 \text{ м}^2.$$

Нормативная и расчетная горизонтальная нагрузка от давления ветра на трос с гололедом равна:

$$P_{\text{вгта}}^{\text{н}} = \alpha_{\text{в}} \cdot K_1 \cdot K_{\text{в}} \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W_0 \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = \\ = 1 \cdot 1 \cdot 0,65 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 50 \cdot 0,041 \cdot 1 = 0,399 \text{ Н/м},$$

$$P_{\text{вгта}} = P_{\text{вгта}}^{\text{н}} \cdot \gamma_{\text{тв}} \cdot \gamma_{\text{п}} \cdot \gamma_{\text{ф}} = 0,399 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 0,44 \text{ Н/м}.$$

Удельная ветровая нагрузка на трос с гололедом:

$$\gamma_{\text{вгта}} = \frac{P_{\text{вгта}}}{F_{\text{т}}} = \frac{0,44}{88,56} = 0,005 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.10.5. Результирующие нагрузки

Суммарная вертикальная и удельная нагрузка от массы троса и массы гололеда:

$$P_{\Sigma \text{т1а}} = P_{\text{т}} + P_{\text{гта}} = 7,37 + 7,132 = 14,502 \text{ Н/м},$$

$$\gamma_{\Sigma \text{т1а}} = \gamma_{\text{т}} + \gamma_{\text{гта}} = 0,083 + 0,081 = 0,164 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Результирующая и удельная нагрузка от собственной массы троса и давления ветра:

$$P_{\Sigma \text{т2а}} = \sqrt{P_{\text{т}}^2 + P_{\text{вгта}}^2} = \sqrt{7,37^2 + 0,44^2} = 8,292 \text{ Н/м},$$

$$\gamma_{\Sigma \text{т2а}} = \frac{P_{\Sigma \text{т2а}}}{F_{\text{т}}} = \frac{8,292}{88,56} = 0,094 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Результирующая и удельная нагрузка от массы троса с гололедом и давления ветра:

$$P_{\Sigma \text{т3а}} = \sqrt{P_{\Sigma \text{т1а}}^2 + P_{\text{вгта}}^2} = \sqrt{14,502^2 + 0,44^2} = 14,509 \text{ Н/м}.$$

$$\gamma_{\Sigma T3a} = \frac{P_{\Sigma T3a}}{F_T} = \frac{14,509}{88,56} = 0,164 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Результаты расчетов всех нагрузок действующих на трос приведены в приложении Р.

Согласно приложению Р: при сравнении значений результирующих нагрузок следует, что наибольшая нагрузка соответствует нагрузке от массы троса с гололедом и давлением ветра или от собственной массы троса и массы гололеда:

$$\gamma_{нб} = \gamma_{\Sigma T2a} = \gamma_{\Sigma T3a} = 0,164 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

2.10.6. Расчет грозозащитного троса

Промежуток между проводом и тросом не должен быть меньше требуемого расстояния [1, табл. 2.5.16].

Расчет грозозащитного троса проводится совместно с расчетом провода. По аналогии с грозотросом для промежуточной опоры п. 2.9.6., нормативные и расчетные нагрузки от ветра на провод без гололеда при атмосферных перенапряжениях для анкерной опоры:

$$P_{wпа}^H = 0,802 \text{ Н / м.}$$

$$P_{wпа} = 0,882 \text{ Н / м.}$$

Удельная ветровая нагрузка на провод, без гололеда:

$$\gamma_{wпа} = 0,0065 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Тогда результирующая и удельная нагрузка от собственной массы провода и давления ветра:

$$P_{\Sigma n2a} = 4,7 \text{ Н/м,}$$

$$\gamma_{\Sigma n2a} = 0,034 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Угол отклонения провода от вертикальной плоскости составляет:

$$\beta = \arctg\left(\frac{\gamma_{wпа}}{\gamma_{\Sigma n2a}}\right) = \arctg\left(\frac{0,0065}{0,034}\right) = 10,82^\circ.$$

Стрела провисания провода при температуре $t_a = 15^\circ \text{C}$ равна:

$$l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot l_{\text{габ}} = 0,9 \cdot 300 = 270 \text{ м.}$$

Уравнение состояния в комбинированной форме имеет вид (2.46):

$$f_{\text{па}}^3 - 6,64 \cdot f_{\text{па}} - 45,78 = 0,$$

где $A = 135 - \frac{0,034^2 \cdot 270^2 \cdot 18,5 \cdot 10^4}{24 \cdot 135^2} + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 18,5 \cdot 10^4 \cdot [15 - (-50)] = -44,94;$

$$D = 0,375 \cdot \left(\frac{A \cdot l_{\text{пр}}^2}{E} \right) = 0,375 \cdot \left(\frac{(-44,94) \cdot 270^2}{18,5 \cdot 10^4} \right) = -6,64;$$

$$F = \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma \sum_{2\text{па}} \cdot l_{\text{пр}}^4}{E} = \frac{3}{64} \cdot \frac{0,034 \cdot 270^4}{18,5 \cdot 10^4} = 45,78.$$

Осуществим решение уравнения, методом Ньютона, используя формулу (2.47).

В первом приближении принимаем $f_{\text{габ}} = 2,3 \text{ м.}$

Результаты расчетов стрелы провисания провода при температуре $15 \text{ }^\circ\text{C}$ приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчета стрелы провисания провода при $t_a = 15 \text{ }^\circ\text{C}$

$f_1, \text{ м}$	$f_2, \text{ м}$	$f_3, \text{ м}$	$f_4, \text{ м}$	$f_5, \text{ м}$	$f_6, \text{ м}$	$f_7, \text{ м}$
2,3	7,596	5,541	4,517	4,217	4,191	4,191

Стрелы провисания провода при $t_a = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ $f_{\text{па}} = 4,191 \text{ м.}$

Напряжение в низшей точке провода при $t_a = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ по выражению (2.48):

$$\sigma_{\text{па}} = \frac{0,034 \cdot 270^2}{8 \cdot 4,191} = 73,926 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Максимальная длина пролета может достигать:

$$l_{\text{max}} = 1,25 \cdot l_{\text{габ}} = 1,25 \cdot 270 = 337,5 \text{ м.}$$

Максимальная стрела провисания провода по (2.49):

$$f_{\text{па max}} = 4,191 \cdot \left(\frac{337,5}{270} \right)^2 = 6,55 \text{ м.}$$

Вертикальная проекция максимальной стрелы составляет (2.50):

$$f_{\text{па max}}^B = 6,55 \cdot \cos 10,82^\circ = 6,43 \text{ м.}$$

Расстояние между тросом и проводом в середине пролета, на основании эмпирической формулы:

$$Z_T = 4 + 0,015 \cdot (l_{\text{max}} - 200) = 4 + 0,015 \cdot (337,5 - 200) = 6,063 \text{ м,}$$

что удовлетворяет требованию ПУЭ [1, табл. 2.5.16], по обеспечению наименьшего расстояния между тросом и проводом по вертикали 5 м.

На опорах анкерного типа гирлянда изоляторов натяжная, поэтому для определения h_T 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 по выражению (2.51) равна:

$$f_{\text{та}} = f_{\text{па max}}^B + \lambda_{\text{т}} + H_{\text{тс}} - \lambda_{\text{т}} - Z_T = 6,43 + 2,16 + 6,2 - 0,729 - 6,063 = 7,998 \text{ м.}$$

По условию исключения прорыва тросовой защиты грозowymi разрядами разность между $f_{\text{па max}}^B$ и $f_{\text{та}}$ должна составлять 1,5 м [5].

$$f_{\text{па max}}^B - f_{\text{та}} = 6,43 - 7,998 = -1,568 \text{ м,}$$

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

$$f_{\text{па max}}^B - f_{\text{та max}} = 1,5 \text{ м,}$$

$$f_{\text{та max}} = f_{\text{па max}}^B - 1,5 = 6,43 - 1,5 = 4,93 \text{ м,}$$

$$Z_T = (f_{\text{па max}}^B - f_{\text{та max}}) + \lambda_{\text{т}} + H_{\text{тс}} - \lambda_{\text{т}} = (6,43 - 4,93) + 2,16 + 6,2 - 0,729 = 9,13 \text{ м.}$$

Проверка защитного угла троса в середине пролета:

$$\alpha_{\text{пв}} = \arctg \frac{D_B}{Z_T} = \arctg \frac{3,5}{9,13} = 20,97 < 25^\circ,$$

что необходимо для эффективной защиты проводов на опоре.

Вычислим напряжение в тросе, которое обеспечивает получение $f_{\text{та max}} = 4,93$ м в условиях атмосферных перенапряжений. Напряжение в тросе вычисляется для приведенного пролета $l_{\text{пр}} = 270$ м:

$$f_{\text{та}} = f_{\text{та max}} \cdot \left(\frac{l_{\text{пр}}}{l_{\text{max}}}\right)^2 = 4,93 \cdot \left(\frac{270}{337,5}\right)^2 = 3,16 \text{ м},$$

$$\sigma_{\text{та}} = \frac{\gamma \sum r_{2a} \cdot l_{\text{пр}}^2}{8 \cdot f_{\text{та}}} = \frac{0,094 \cdot 270^2}{8 \cdot 3,16} = 271,07 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Поскольку $\sigma_{\text{та}} = 271,07 < \sigma_{\text{нб т.}} = 1770 \text{ Н/мм}^2$, то трос марки МЗ-11-В-ОЖ-Н-Р удовлетворяет требованиям механической прочности.

2.11. Определение нагрузок, действующих на фундамент опоры

Силы, действующие на опору и их основание, называются нагрузками. Все нагрузки по времени воздействия делятся на постоянные и временные.

Постоянные нагрузки оказывают воздействие на опору в течение длительного неограниченного времени.

Временные нагрузки оказывают воздействие на опору в течение ограниченного времени.

Пользуясь результатами расчетов, проведенными ранее, определим нагрузки, действующие на промежуточную и на анкерную опору в нормальном режиме работы ВЛ.

2.11.1. Нагрузки, действующие на промежуточную опору

1) Постоянные нагрузки:

а) От собственного веса опоры

Нагрузка от собственного веса опоры определяется по выражению (2.52):

$$P_{\text{оп}} = m \cdot g, \quad (2.52)$$

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

m – масса опоры, кг;

g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

$$P_{\text{оп}} = 2,47 \cdot 9,8 = 24,2 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

б) От собственного веса гирлянды изоляторов

Нагрузка от собственного веса гирлянды изоляторов рассчитывается согласно формуле (2.53):

$$G_{\text{ГП}} = n_{\text{Г}} \cdot G_{\text{Г}} \cdot g, \quad (2.53)$$

где $G_{\text{ГП}}$ – нагрузка от собственного веса гирлянды изоляторов, Н;

$n_{\text{Г}}$ – количество гирлянд на опоре;

$G_{\text{Г}}$ – масса одной гирлянды, кг.

$$G_{\text{ГП}} = 13 \cdot 47,05 \cdot 9,8 = 5,99 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

с) 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 (2.54):

$$P_{\text{П}} = n_{\text{Ц}} \cdot n_{\text{Ф}} \cdot p_{\text{П}} \cdot l_{\text{вес}}, \quad (2.54)$$

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;

$p_{\text{П}}$ – постоянно действующая нагрузка от собственного веса провода, Н/м.

$$P_{\text{П}} = 1 \cdot 3 \cdot 4,616 \cdot 275 = 3,81 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

д) От собственного веса троса в весовом пролете

Нагрузка от собственного веса троса в весовом пролете рассчитывается по следующему выражению (2.55):

$$P_{\text{Т}} = p_{\text{Т}} \cdot l_{\text{вес}}, \quad (2.55)$$

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

$p_{\text{Т}}$ – нагрузка от собственного веса троса, Н/м.

$$P_{\text{Т}} = 7,37 \cdot 275 = 2,03 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Суммарная постоянная нагрузка, действующая на промежуточную опору, составляет:

$$P_{\Sigma \text{пост}} = P_{\text{ОП}} + G_{\text{ГП}} + P_{\text{П}} + P_{\text{Т}} = 24,2 + 5,99 + 3,81 + 2,03 = 36,03 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

2) 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 (2.56):

$$P_{\text{ВП}} = n_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ф}} \cdot p_{\text{ВП}} \cdot l_{\text{вес}}, \quad (2.56)$$

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.

$$P_{\text{ВП}} = 1 \cdot 3 \cdot 7,486 \cdot 275 = 6,18 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

б) От давления ветра на трос без гололеда:

Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда определяется по следующей формуле (2.57):

$$P_{\text{WT}} = p_{\text{Wта}} \cdot l_{\text{вес}}, \quad (2.57)$$

где P_{WT} – нагрузка от давления ветра на трос без гололеда, Н;

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

$$P_{\text{WT}} = 5,139 \cdot 275 = 1,41 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

с) От веса гололеда на провод

Нагрузка на провод от веса гололеда рассчитывается по выражению (2.58):

$$P_{\text{ГП}} = n_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ф}} \cdot p_{\text{ГП}} \cdot l_{\text{вес}}, \quad (2.58)$$

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.

$$P_{\text{ГП}} = 1 \cdot 3 \cdot 8,159 \cdot 275 = 6,73 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

д) От веса гололеда на трос

Нагрузка на трос от веса гололеда рассчитывается по выражению (2.59):

$$P_{\text{ГТ}} = P_{\text{Гта}} \cdot l_{\text{вес}}, \quad (2.59)$$

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

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

$$P_{\text{ГТ}} = 7,132 \cdot 275 = 1,96 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

е) От давления ветра на конструкцию опоры

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки определяется по выражению (2.60):

$$Q_c^H = K_w \cdot W \cdot C_x \cdot A, \quad (2.60)$$

где Q_c^H – нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки, действующая на опору, Н;

K_w – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, для местности В коэффициент равен 0,82 [1, табл. 2.5.2];

C_x – коэффициент лобового сопротивления, равен 1,2 для проводов диаметром менее 20 мм [1, п. 2.5.52];

W_0 – нормативное ветровое давление, Па, для III района по ветровому давлению $W_0 = 650$ Па;

A – площадь проекции опоры по наружному обмеру с наветренной стороны, м², определяется на основании характеристик выбранной опоры.

Промежуточная опора П110–5В имеет [4, табл. 1.36]:

- ширина опоры по ее основанию – 2,8 м.
- высота опоры от основания до нижней траверсы – 19 м.
- высота опоры от нижней траверсы до верхушки тросостойки – 9 м.
- ширина ствола опоры от нижней траверсы до верхушки тросостойки – 1,2 м.

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

$$A = 2,8 \cdot 19 + 9 \cdot 1,2 = 64 \text{ м}^2.$$

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_c^H = 0,82 \cdot 650 \cdot 1,2 \cdot 64 = 40,93 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Нормативная пульсационная составляющая ветровой нагрузки определяется по формуле (2.61):

$$Q_{II}^H = 0,6 \cdot Q_c^H. \quad (2.61)$$

$$Q_{II}^H = 0,6 \cdot 40,93 = 24,56 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Суммарная нагрузка от давления ветра рассчитывается по следующему выражению (2.62):

$$Q_{\Sigma} = (Q_{II}^H + Q_c^H) \cdot \gamma_{пв} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f, \quad (2.62)$$

где $\gamma_{пв}$ – коэффициент надежности по ответственности, принимаем равным 1 для ВЛ до 220 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 1,3 [1, п. 2.5.55].

$$Q_{\Sigma} = (24,56 + 40,93) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 85,14 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Суммарная кратковременная нагрузка, действующая на промежуточную опору, составляет:

$$P_{\Sigma \text{кр}} = P_{\text{вп}} + P_{\text{вт}} + P_{\text{гп}} + P_{\text{гт}} + Q_{\Sigma} = 6,18 + 1,41 + 6,73 + 1,96 + 85,14 = 101,42 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Суммарная нагрузка, действующая на промежуточную опору, составляет:

$$P_{\Sigma \text{ПР}} = P_{\Sigma \text{пост}} + P_{\Sigma \text{кр}} = 36,03 + 101,42 = 137,45 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

2.11.2. Нагрузки, действующие на анкерную опору

1) Постоянные нагрузки:

а) От собственного веса опоры

Нагрузка от собственного веса опоры на основании формулы (2.52):

$$P_{\text{оп}} = m \cdot g = 5,04 \cdot 9,8 = 49,39 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

b) От собственного веса гирлянды изоляторов

Нагрузка от собственного веса гирлянды изоляторов согласно (2.53):

$$G_{\text{гп}} = n_{\text{г}} \cdot G_{\text{г}} \cdot g = 17 \cdot 74,18 \cdot 9,8 = 12,36 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

с) От собственного веса провода в весовом пролете

Нагрузка от собственного веса провода в весовом пролете с учетом двух цепей и трехфазной системы согласно (2.54):

$$P_{\text{п}} = n_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ф}} \cdot p_{\text{п}} \cdot l_{\text{вес}} = 1 \cdot 3 \cdot 4,616 \cdot 1,25 \cdot 300 = 5,19 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

d) От собственного веса троса в весовом пролете

Нагрузка от собственного веса троса в весовом пролете на основании выражения (2.55):

$$P_{\text{т}} = p_{\text{т}} \cdot l_{\text{вес}} = 7,37 \cdot 1,25 \cdot 300 = 2,8 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

e) Сила от тяжения провода

Нагрузка от тяжения провода определяется по следующему выражению (2.63):

$$\Delta T_{\text{п}} = 3 \cdot \sigma_{\text{нб}} \cdot F_{\text{пр}}, \quad (2.63)$$

где $\Delta T_{\text{п}}$ – сила тяжения провода, Н.

$$\Delta T_{\text{п}} = 3 \cdot 135 \cdot 136,8 = 55,4 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

f) Сила от тяжения троса

Нагрузка от тяжения троса определяется по следующей формуле (2.64):

$$\Delta T_{\text{т}} = \sigma_{\text{нбт}} \cdot F_{\text{т}}, \quad (2.64)$$

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

$$\Delta T_{\text{т}} = 1770 \cdot 88,56 = 156,75 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Суммарная постоянная нагрузка, действующая на анкерную опору, составляет:

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

$$P_{\Sigma \text{пост}} = 49,39 + 12,36 + 5,19 + 2,8 + 55,4 + 156,75 = 281,89 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

2) 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 по формуле (2.56):

$$P_{\text{ВП}} = n_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ф}} \cdot p_{\text{ВП}} \cdot l_{\text{вес}} = 1 \cdot 3 \cdot 7,486 \cdot 1,25 \cdot 300 = 8,42 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

б) От давления ветра на трос без гололеда

Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда определяется согласно (2.57):

$$P_{\text{ТТ}} = p_{\text{ТТА}} \cdot l_{\text{вес}} = 5,139 \cdot 1,25 \cdot 300 = 1,93 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

с) От веса гололеда на провод

Нагрузка на провод от веса гололеда на основании выражения (2.58):

$$P_{\text{ГП}} = n_{\text{ц}} \cdot n_{\text{ф}} \cdot p_{\text{ГП}} \cdot l_{\text{вес}} = 1 \cdot 3 \cdot 8,159 \cdot 1,25 \cdot 300 = 9,18 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

д) От веса гололеда на трос

Нагрузка на трос от веса гололеда определяется согласно (2.57):

$$P_{\text{ГТ}} = p_{\text{ГТА}} \cdot l_{\text{вес}} = 7,132 \cdot 1,25 \cdot 300 = 2,67 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

е) От давления ветра на конструкцию опоры

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки определяется по формуле (2.58).

Анкерная опора У110-1 имеет [4. табл.1.36]:

- ширина опоры по ее основанию – 4,8 м.
- высота опоры от основания до нижней траверсы – 10,5 м.
- высота опоры от нижней траверсы до верхушки тросостойки – 10,2 м.
- ширина ствола опоры от нижней траверсы до верхушки тросостойки – 1,5 м.

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

$$A = 4,8 \cdot 10,5 + 10,2 \cdot 1,5 = 65,7 \text{ м}^2.$$

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_c^H = 0,82 \cdot 650 \cdot 1,2 \cdot 65,7 = 42,02 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Нормативная пульсационная составляющая ветровой нагрузки по выражению (2.61):

$$Q_{II}^H = 0,6 \cdot 42,02 = 25,21 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Суммарная нагрузка от давления ветра согласно формуле (2.62):

$$Q_{\Sigma} = (42,02 + 25,21) \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 87,4 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Суммарная кратковременная нагрузка, действующая на анкерную опору, составляет:

$$P_{\Sigma \text{кр}} = P_{\text{вп}} + P_{\text{вт}} + P_{\text{гп}} + P_{\text{гт}} + Q_{\Sigma} = 8,42 + 1,93 + 9,18 + 2,67 + 87,4 = 109,6 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Суммарная нагрузка, действующая на анкерную опору, составляет:

$$P_{\Sigma \text{АН}} = P_{\Sigma \text{пост}} + P_{\Sigma \text{кр}} = 281,89 + 109,6 = 391,49 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

2.12. Расчет грибовидного фундамента-подножника

Произведем расчет грибовидного фундамента-подножника для промежуточной и анкерной опоры.

Грунт представляет собой суглинок с показателем консистенции $J_L = 0,45$ и коэффициентом пористости $e = 0,55$. Для грунта с данными показателем консистенции и коэффициентом пористости [9]:

- нормативное значение модуля деформации $E = 25000 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$;
- нормативный угол внутреннего трения $\varphi^H = 23^\circ$;
- нормативное удельное сцепление грунта $c^H = 34 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$.

2.12.1. Расчет грибовидного фундамента для промежуточной опоры

Под промежуточную опору П110-5В намечаем фундамент марки Ф2-2. Технические данные выбранного фундамента приведены в таблице С.1 приложения С [4, табл.1.18].

Сжимающая нагрузка, действующая на грибовидный фундамент промежуточной опоры П110-5В, соответствует сумме постоянных и кратковременных нормальных нагрузок, действующих на опору, и равна расчетной вырывающей нагрузке:

$$N_B^P = P_{\Sigma ПР} = 137,45 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Нормативная вырывающая нагрузка равна итоговой сумме постоянных нагрузок, действующих на опору:

$$N_B^H = P_{\Sigma \text{пост}} = 36,03 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Давление на грунт основания подножника, рассчитанное из условий предельных деформаций основания в нормальном режиме работы линии для $E = 25000 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$ при размере стороны квадратной опорной плиты $a = 1,5 \text{ м}$ и глубине заложения фундамента $h_{\text{ф}}=2,5 \text{ м}$. Давление на грунт основания подножника: $R_S = 378 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$ [5, табл. 2.14].

Для промежуточной опоры, устанавливаемой в суглинок с показателем консистенции $J_L = 0,45$, с относительным заглублением $h/a = 2,7/1,5 = 1,8$ объемным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении $\gamma_z = 17 \cdot 10^3 \text{ даН/м}^3$, расчетное давление $R_z = 60 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$ [5, табл. 2.8].

Коэффициент бокового расширения $\mu = 0,6$; коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения $k_r = 1,1$, а для суглинка с $J_L > 0,25$ $k_r = 3,3$ по [5, табл. 2.13].

Угол внутреннего трения обратной засыпки определяется по выражению (2.65):

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi^H}{k_r}. \quad (2.65)$$

$$\varphi_0 = 0,6 \cdot \frac{23}{1,1} = 12,55^\circ.$$

Удельное сцепление грунта обратной засыпки рассчитывается по формуле (2.66):

$$c_0 = \mu \cdot \frac{c^H}{k_T}. \quad (2.66)$$

$$c_0 = 0,6 \cdot \frac{34}{3,3} = 6,18 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2.$$

Для прямой промежуточной опоры коэффициент надежности $k_H = 1$ [5, табл. 2.7].

Выполним расчеты для установления соответствия выбранного грунта необходимым параметрам:

1) Расчет на сжатие (по деформациям)

Требование расчета заключается в ограничении вертикальной осадки, среднее давление по подошве фундамента не должно превышать расчетного давления на основание (2.67):

$$\sigma_{\text{ср}} \leq R_S. \quad (2.67)$$

Среднее давление по подошве фундамента определяется по следующему выражению (2.68):

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{N_B^P}{F^2} + \gamma_z \cdot h_{\text{ф}}, \quad (2.68)$$

где $\sigma_{\text{ср}}$ – среднее давление по подошве фундамента, Н/м²;

F – площадь фундамента, м².

Среднее давление по подошве фундамента:

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{137,45}{1,5^2} + 17 \cdot 2,5 = 103,6 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2.$$

На основании неравенства (2.67) получаем:

$$103,6 < 378 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2,$$

следовательно, условие расчета по деформациям на сжатие соблюдается, и вертикальная осадка фундамента Ф2-2 находится в допустимых пределах.

2) Расчет на вырывание

Удовлетворение фундамента по условию вырывающей нагрузки определяется по следующему неравенству (2.69):

$$N_B^H \leq m \cdot R_3 \cdot F^2 + G_\phi. \quad (2.69)$$

Для осуществления проверки на вырывание необходимо рассчитать коэффициент условия работы (2.70):

$$m = m_{\text{гр}} \cdot m_0 \cdot m_c, \quad (2.70)$$

где m – коэффициент условия работы;

$m_{\text{гр}}$ – коэффициент грунта, $m_{\text{гр}} = 1$;

m_0 – коэффициент опоры, зависит от ширины опоры, при $b = 2,8$ м $m_0 = 1,024$;

m_c – коэффициент сочетаний, зависит от режима работы ВЛ. В нормальном режиме работы $m_c = 1$.

Коэффициент условия работы:

$$m = 1 \cdot 1,024 \cdot 1 = 1,024.$$

Вырывающая нагрузка, действующая на фундамент:

$$m \cdot R_3 \cdot F^2 + G_\phi = 1,024 \cdot 60 \cdot 1,5^2 + 2,4 = 139,64 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

На основании неравенства (2.69) получаем:

$$36,03 < 139,64 \text{ Н} \cdot 10^3,$$

таким образом, фундамент марки Ф2-2 удовлетворяет условию расчета по деформациям на вырывание.

3) Расчет по несущей способности

Расчет анкерной плиты по устойчивости (несущей способности) производится по формуле (2.71):

$$N_B^P \leq \frac{1}{k_H} \cdot (N_\phi + 0,9 \cdot G_\phi), \quad (2.71)$$

где k_H – коэффициент надежности, $k_H = 1$ [5, табл. 2.7]

N_ϕ – сопротивление вырыванию, Н, определяется по следующему выражению (2.72):

$$N_\phi = V_\phi \cdot \gamma_3 + c_0 \cdot \cos \varphi_0 \cdot \Sigma \omega_\phi, \quad (2.72)$$

где V_ϕ – объем обелиска грибовидного фундамента-подножника, м³;

$\sum \omega_{\phi}$ – суммарная площадь боковых поверхностей фундамента, м².

Объем обелиска грибовидного фундамента-подножника рассчитывается по выражению (2.73):

$$V_{\phi} = \frac{h_{\phi}}{6} \cdot [(2 \cdot a_1 + a) \cdot a_1 + (2 \cdot a + a_1) \cdot a], \quad (2.73)$$

где $a_1 = a + 2 \cdot h_{\phi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 1,5 + 2 \cdot 2,5 \cdot \operatorname{tg} 12,55^{\circ} = 2,6$ м.

Суммарная площадь боковых поверхностей фундамента определяется по формуле (2.74):

$$\Sigma \omega_{\phi} = 2 \cdot h_{\phi} \cdot (a + a_1). \quad (2.74)$$

Объем обелиска грибовидного фундамента-подножника:

$$V_{\phi} = \frac{2,5}{6} \cdot [(2 \cdot 2,6 + 1,5) \cdot 2,6 + (2 \cdot 1,5 + 2,6) \cdot 1,5] = 10,76 \text{ м}^3.$$

Суммарная площадь боковых поверхностей фундамента:

$$\Sigma \omega_{\phi} = 2 \cdot 2,5 \cdot (1,5 + 2,6) = 20,5 \text{ м}^2.$$

Соппротивление вырыванию:

$$N_{\phi} = 10,76 \cdot 17 + 6,18 \cdot 20,5 \cdot \cos 12,55^{\circ} = 306,58 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Правая часть неравенства (2.71):

$$\frac{1}{k_H} \cdot (N_{\phi} + 0,9 \cdot G_{\phi}) = \frac{1}{1} \cdot (306,58 + 0,9 \cdot 2,4) = 308,74 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

На основании неравенства (2.1) получаем:

$$137,45 < 308,74 \cdot 10^3 \text{ Н,}$$

следовательно, фундамент марки Ф2-2 удовлетворяет условию расчета по несущей способности.

2.12.2. Расчет грибовидного фундамента для анкерной опоры

Под анкерную опору У110-1 намечаем фундамент марки Ф4-АМ. Технические данные выбранного фундамента приведены в таблице С.2 приложения С [4, табл. 1.19].

Сжимающая нагрузка, действующая на грибовидный фундамент анкерной опоры У110-1, соответствует сумме постоянных и кратковременных нормальных нагрузок, действующих на опору, и равна расчетной вырывающей нагрузке:

$$N_B^P = P_{\Sigma AH} = 391,49 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Нормативная вырывающая нагрузка равна итоговой сумме постоянных нагрузок, действующих на опору:

$$N_B^H = P_{\Sigma \text{пост}} = 281,89 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

Давление на грунт основания подножника, рассчитанное из условий предельных деформаций основания в нормальном режиме работы линии для $E = 25000 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$ при размере стороны квадратной опорной плиты $a = 2,4 \text{ м}$ и глубине заложения фундамента $h_{\phi} = 3 \text{ м}$. Давление на грунт основания подножника: $R_S = 236 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$ [5, табл. 2.14].

Для промежуточной опоры, устанавливаемой в суглинок с показателем консистенции $J_L = 0,45$, с относительным заглублением $h/a = 3,1/2,4 = 1,3$ объемным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении $\gamma_z = 17 \cdot 10^3 \text{ даН/м}^3$, расчетное давление $R_z = 46 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$ [5, табл. 2.8].

Коэффициент бокового расширения $\mu = 0,6$; коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения $k_r = 1,1$, а для суглинка с $J_L > 0,25$ $k_r = 3,3$ по [5, табл. 2.13].

Угол внутреннего трения обратной засыпки для анкерной опоры, согласно выражению (2.65), совпадает с углом внутреннего трения засыпки для промежуточной опоры:

$$\varphi_0 = 12,55^\circ.$$

Удельное сцепление грунта обратной засыпки для анкерной опоры по выражению (2.66) совпадает с удельным сцеплением грунта обратной засыпки для промежуточной опоры:

$$c_0 = 6,18 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2.$$

Для анкерно-угловой опоры коэффициент надежности $k_H = 1,3$ [5, табл. 2.7].

Выполним расчеты для установления соответствия выбранного грунта необходимым параметрам:

1) Расчет на сжатие (по деформациям)

Для анкерной опоры среднее давление по подошве фундамента на основании формулы (2.68) составляет:

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{391,49}{2,4^2} + 17 \cdot 3 = 118,97 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2.$$

На основании неравенства (2.67) получаем:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{ср}} &\leq R_S; \\ 118,97 &< 236 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2. \end{aligned}$$

следовательно, условие расчета по деформациям на сжатие соблюдается, и вертикальная осадка фундамента Ф4-АМ находится в допустимых пределах.

2) Расчет на вырывание

Коэффициент условия работы по формуле (2.70):

$$m = 1 \cdot 1,184 \cdot 1 = 1,184.$$

Вырывающая нагрузка, действующая на фундамент:

$$m \cdot R_3 \cdot F^2 + G_{\text{ф}} = 1,184 \cdot 46 \cdot 2,4^2 + 6,0 = 319,7 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2.$$

На основании неравенства (2.69) получаем:

$$\begin{aligned} N_B^H &\leq m \cdot R_3 \cdot F^2 + G_{\text{ф}}; \\ 281,89 &< 319,7 \cdot 10^3 \text{ Н/м}. \end{aligned}$$

таким образом, фундамент марки Ф4-АМ удовлетворяет условию расчета по деформациям на вырывание.

3) Расчет по несущей способности

Объемobelиска грибовидного фундамента-подножника (2.73):

$$a_1 = a + 2 \cdot h_{\text{ф}} \cdot \text{tg} \varphi_0 = 2,4 + 2 \cdot 3 \cdot \text{tg} 12,55^\circ = 3,74;$$

$$V_{\phi} = \frac{3}{6} \cdot [(2 \cdot 3,74 + 2,4) \cdot 3,74 + (2 \cdot 2,4 + 3,74) \cdot 2,4] = 28,72 \text{ м}^3.$$

Суммарная площадь боковых поверхностей фундамента по выражению (2.74):

$$\Sigma \omega_{\phi} = 2 \cdot 3 \cdot (2,4 + 3,74) = 36,84 \text{ м}^2.$$

Сопротивление вырыванию согласно формуле (2.72):

$$N_{\phi} = 28,72 \cdot 17 + 6,18 \cdot 36,84 \cdot \cos 12,55^{\circ} = 710,47 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2.$$

Правая часть неравенства (2.71):

$$\frac{1}{k_{\text{H}}} \cdot (N_{\phi} + 0,9 \cdot G_{\phi}) = \frac{1}{1,3} \cdot (710,47 + 0,9 \cdot 6) = 550,67 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2.$$

На основании неравенства (2.71) получаем:

$$N_{\text{В}}^{\text{P}} \leq \frac{1}{k_{\text{H}}} \cdot (N_{\phi} + 0,9 \cdot G_{\phi}),$$

$$391,49 < 550,67 \cdot 10^3 \text{ Н.}$$

следовательно, фундамент марки Ф4-АМ удовлетворяет условию расчета по несущей способности.

3. Выбор силового оборудования

Осуществим выбор силового трансформатора, выключателей и разъединителей для ПС Горняк 110/35кВ.

3.1. Выбор силового трансформатора

Поскольку информация о графике нагрузке отсутствует, то выбор силового трансформатора осуществляется по упрощенной схеме, а именно по перегрузке в послеаварийном режиме (3.1):

$$S_T \geq S_{T\text{расч}} = \frac{P_{\max} \cdot k_{1-2}}{k_{\text{пер}} \cdot \cos \varphi \cdot (n_T - 1)}, \quad (3.1)$$

где S_T – номинальная полная мощность трансформатора, МВА;

$S_{T\text{расч}}$ – расчетная полная мощность трансформатора, МВА;

P_{\max} – активная мощность потребляемая подстанцией, МВт, составляет 9 МВт.

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов в аварийных случаях;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности, составляет 0,93;

n_T – количество трансформаторов;

k_{1-2} – коэффициент участия нагрузки потребителей 1-й и 2-й категории.

Формула (3.1) используется для расчета активной мощности при двух и более, работающих на подстанции, силовых трансформаторов. Если на подстанции работает один силовой трансформатор, то его отключение приводит к прекращению питания нагрузки электрической энергией, что характерно для потребителей 3-й категории. Коэффициент перегрузки учитывает перегрузку трансформатора при отключении одного из двух параллельно работающих трансформаторов. При наличии одного работающего трансформатора, в его учете нет необходимости.

					ФЮРА.13.03.02.014 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
Разраб.		Федин Д.И.			Выбор силового оборудования	Лит.	Лист	Листов
Руков.		Васильева О.В.					82	139
						ТПУ ИнЭО 82		
Н. контр.		Васильева О.В.				Гр. 3-5А2ГЗ		

На основании всего вышесказанного, формула (3.1) для расчета активной мощности вырабатываемой подстанцией с одним работающим силовым трансформатором имеет вид (3.2):

$$S_{T_{\text{НОМ}}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi}. \quad (3.2)$$

$$S_{T_{\text{НОМ}}} = \frac{9}{0,93} = 9,7 \text{ МВА}.$$

Принимаем к установке трансформатор ТДН-16000/110. Параметры трансформатора приведены в таблице 3.1 [10].

Таблица 3.1– Параметры трансформатора ТДН-16000/110

Тип	Параметры трансформаторов							
	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Регулирование напряжение	$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ		ΔP_x , кВт	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН				
ТДН- 16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	19	4,38	86,7	112

Расшифровка:

Т – трансформатор трехфазный;

Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);

16000 – полная мощность трансформатора в кВт;

110 – класс напряжения в кВ.

3.2. Расчет потерь активной и реактивной мощности

Для проектируемой ЛЭП 110кВ и ПС Горняк 110/35 определим потери активной и реактивной мощности в линии и трансформаторе. Расчеты проводим приближенно, то есть основываясь на значениях потоков мощностей в элементах сети, определенных без учета потерь мощностей в питаемых элементах. Потери определяются при максимальных нагрузках.

Потери мощности в трансформаторе складываются из потерь в стали на вихревые токи и гистерезис и из потерь в обмотках на их нагрев (3.3):

$$\Delta S_{\text{тр}} = \Delta S_{\text{пост}} + \Delta S_{\text{перем}}, \quad (3.3)$$

где $\Delta S_{\text{тр}}$ – потери мощности в трансформаторе, МВА;

$\Delta S_{\text{пост}}$ – постоянные потери мощности в трансформаторе, МВА;

$\Delta S_{\text{перем}}$ – переменные потери мощности в трансформаторе, МВА.

Постоянные потери мощности в трансформаторе рассчитываются по следующему выражению (3.4):

$$\Delta S_{\text{пост}} = n \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + j\Delta Q_{\text{xx}}). \quad (3.4)$$

$$\Delta S_{\text{пост}} = 1 \cdot (19 + j112) \cdot 10^{-3} = 0,019 + j0,112 \text{ МВА.}$$

Переменные потери мощности в трансформаторе рассчитываются по следующему выражению (3.5):

$$\Delta S_{\text{перем}} = \frac{P_{\text{max}}^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot \frac{(\Delta R_{\text{T}} + j\Delta X_{\text{T}})}{n}. \quad (3.5)$$

$$\Delta S_{\text{перем}} = \frac{9^2}{110^2 \cdot 0,93^2} \cdot \frac{(4,38 + j86,7)}{1} = 0,034 + j0,671 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta S_{\text{тр}} = 0,019 + j0,112 + 0,025 + j0,502 = 0,044 + j0,614 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в проектируемой воздушной линии определяются по выражению (3.6):

$$\Delta S_{\text{вл}} = \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{кор}} + j(\Delta Q_{\text{л}} - \Delta Q_{\text{с}}), \quad (3.6)$$

где $\Delta S_{\text{вл}}$ – потери мощности в линии, МВА;

$\Delta P_{\text{л}}$ – потери активной мощности линии в продольной ветви схемы замещения, МВт;

$\Delta P_{\text{кор}}$ – потери активной мощности на корону, МВт;

$\Delta Q_{\text{л}}$ – потери реактивной мощности в линии в продольной ветви схемы замещения, МВар;

$\Delta Q_{\text{с}}$ – зарядная мощность линии, МВар.

Полные потери мощности линии в продольной ветви схемы замещения рассчитываются по формуле (3.7):

$$\Delta S_{\text{л}} = \frac{P_{\text{max}}^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot (\Delta R_{\text{л}} + j\Delta X_{\text{л}}). \quad (3.7)$$

$$\Delta S_{\text{л}} = \frac{9^2}{110^2 \cdot 0,93^2} \cdot (9,15 + j16,02) = 0,071 + j0,124 \text{ МВА.}$$

Если номинальное напряжение линии $U_{\text{ном}} \leq 110 \text{ кВ}$, то потери мощности на корону не учитываются [2].

Зарядная мощность линии рассчитывается по выражению (3.8):

$$\Delta Q_{\text{с}} = j \cdot \frac{1}{2} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot B_{\text{л}}. \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_{\text{с}} = j \frac{1}{2} \cdot 1 \cdot 110^2 \cdot 99,68 \cdot 10^{-6} = j0,603 \text{ МВар.}$$

Потери мощности в проектируемой воздушной линии:

$$\Delta S_{\text{вл}} = 0,071 + j(0,124 - 0,603) = 0,071 - j0,479 \text{ МВА.}$$

3.3. Составление баланса активной и реактивной мощности

Под балансом активной мощности понимается суммарная установленная мощность $P_{\text{у}}$ источников питания с суммарной потребляемой мощностью в системе. В состав потребляемой мощности входят:

- наибольшая суммарная мощность нагрузки потребителей P_{max} ;
- суммарные потери мощности в сети $\Sigma \Delta P = \Delta P_{\text{вл}} + \Delta P_{\text{т}}$.

Баланс активной мощности рассчитывается с целью определения максимальной потребности системы в активной мощности (3.9):

$$P_{\text{потр}} = P_{\text{max}} + \Delta P_{\text{вл}} + \Delta P_{\text{т}}, \quad (3.9)$$

где $P_{\text{потр}}$ – суммарная потребность системы в активной мощности, МВт.

В данной работе предполагается, что активная мощность источника питания достаточна для покрытия потребностей системы (3.10):

$$P_{\text{потр}} = P_0, \quad (3.10)$$

где P_0 – активная мощность источника энергии, МВт.

P_{max} – активная мощность нагрузки, МВт;

$\Delta P_{\text{вл}}$ – активные потери мощности в линии, МВт;

$\Delta P_{\text{т}}$ – активные потери мощности в трансформаторе, МВт.

Потребляемая системой активная мощность:

$$P_{\text{потр}} = 9 + 0,071 + 0,044 = 9,115 \text{ МВт.}$$

Баланс реактивной мощности составляется для того, чтобы определить необходимую мощность компенсирующего устройства, обеспечивающего коэффициент мощности источника питания не менее заданного 0,93. Генераторы на электростанциях вырабатывают только незначительную часть требуемой реактивной мощности. Поэтому для покрытия потребности в реактивной мощности в электрической сети предусматривается установка специальных устройств (синхронных компенсаторов или батарей статических конденсаторов).

Для обеспечения баланса реактивной мощности рассчитываем отдельно потребляемую системой реактивную мощность и мощность, выдаваемую источником питания.

Потребляемая системой реактивная мощность (3.11):

$$Q_{\text{потр}} = Q_{\text{н}} + \Delta Q_{\text{вл}} + \Delta Q_{\text{т}}, \quad (3.11)$$

где $Q_{\text{потр}}$ – потребляемая системой реактивная мощность, МВар, при $P_{\text{max}} = 9 \text{ МВт}$ и $\text{tg}\varphi = 0,395$ $Q_{\text{потр}} = 3,56 \text{ МВар}$;

$Q_{\text{н}}$ – реактивная мощность нагрузки, МВар;

$\Delta Q_{\text{вл}}$ – реактивные потери мощности в линии, МВар;

$\Delta Q_{\text{т}}$ – реактивные потери мощности в трансформаторе, МВар.

$$Q_{\text{потр}} = 3,56 - 0,479 + 0,614 = 3,695 \text{ МВар.}$$

Реактивная мощность, выдаваемая источником питания (3.12):

$$Q_0 = P_0 \cdot \text{tg}\varphi_0, \quad (3.12)$$

где $\text{tg}\varphi_0$ – коэффициент реактивной мощности источника питания, равен 0,9.

$$Q_0 = 9,115 \cdot 0,9 = 8,204 \text{ МВар.}$$

Потребляемая системой реактивная мощность $Q_{\text{потр}}$ не превышает реактивную мощность источника питания Q_0 , выдаваемую в систему. Таким образом, установка компенсирующего устройства не требуется.

3.4. Определение токов короткого замыкания

Для выбора автоматики и аппаратов защиты ПС, необходимо рассчитать токи КЗ в двух точках:

- 1) K_1 – точка КЗ на шинах РУ–110 кВ ПС;
- 2) K_2 – точка КЗ на шинах присоединения нагрузки.

Расчет осуществляем в системе относительных единиц. На рисунке 3.1 приведена схема замещения рассматриваемой сети с указанием мест КЗ.

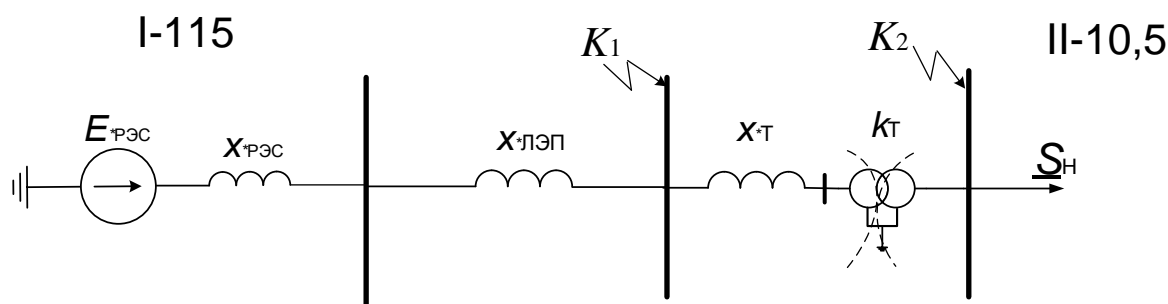


Рисунок 3.1 – Схема замещения рассматриваемой сети

На схеме замещения имеем две ступени напряжения: I–115; II–10,5 кВ.

Принимаем базисную мощность $S_б = 1000$ МВА и базисные напряжения: $U_{б1} = 115$ кВ, $U_{б2} = 10,5$ кВ.

Рассчитываем базисные токи:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{б2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА}.$$

3.4.1. Расчет параметров и преобразование схемы замещения

Расчет ЭДС и сопротивлений схемы замещения осуществляется по формулам, приведенным в таблицах 2.1–2.8 [11]. Принимаем $E_c = 121$ кВ, $S_{кз}^{(3)} = 8200$ МВА.

Параметры элементов схемы замещения:

- ЭДС и сопротивление системы:

$$E_{*РЭС} = \frac{E_c}{U_{б1}} = \frac{121}{115} = 1,052,$$

$$x_{*PЭС} = \frac{E_c^2}{S_{КЗ}^{(3)}} \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2} = \frac{121^2}{8200} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,135.$$

- сопротивление воздушной линии электропередачи:

$$x_{*ЛЭП} = x_{ЛЭП} \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 16,02 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,211.$$

- сопротивление двухобмоточных трансформатора:

$$x_{*Т} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,563.$$

Целью преобразования схемы замещения при расчете режимов КЗ является ее приведение к простейшему виду: эквивалентной ветви с результирующим реактансом и ЭДС.

Преобразуем схему замещения относительно узла K_1 и K_2 до двухлучевой схемы.

Результирующее сопротивление относительно точки K_1 :

$$x_{*1} = x_{*PЭС} + x_{*ЛЭП} = 0,135 + 1,211 = 1,346.$$

Результирующее сопротивление относительно точки K_2 :

$$x_{*2} = x_{*PЭС} + x_{*ЛЭП} + x_{*Т} = 0,135 + 1,211 + 6,563 = 7,909.$$

На рисунках 3.2 и 3.3 приведены результат преобразования схемы замещения относительно точек K_1 и K_2 соответственно.

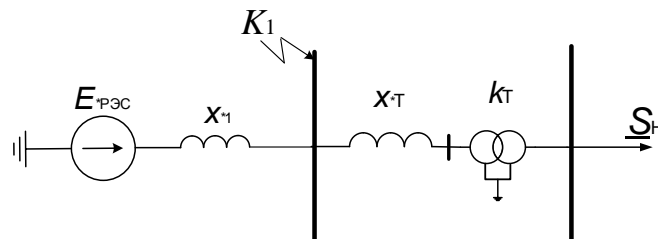


Рисунок 3.2 – Результат преобразования схемы замещения относительно точки K_1

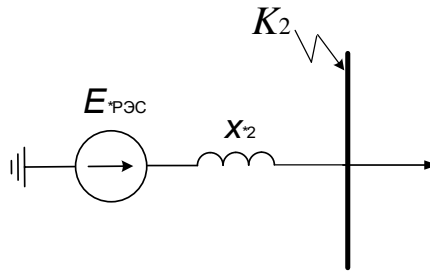


Рисунок 3.3 – Результат преобразования схемы замещения относительно точки K_2

3.4.2. Расчет токов короткого замыкания

Рассчитаем периодическую составляющую тока КЗ в начальный момент времени по следующему выражению (3.13):

$$I_{\text{п},0} = \frac{E^*}{x^*_{\text{рез}}} \cdot I_{\text{б}}, \quad (3.13)$$

где $I_{\text{п},0}$ – периодическую составляющую тока КЗ в начальный момент времени, кА;

E^* – ЭДС источника, о.е.;

$x^*_{\text{рез}}$ – результирующее сопротивление цепи КЗ, о.е.;

$I_{\text{б}}$ – базисный ток цепи КЗ.

Периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени:

- относительно точки K_1 :

$$I_{\text{п},0K_1} = \frac{E^*_{\text{ПЭС}}}{x^*_{*1}} \cdot I_{\text{б}1} = \frac{1,052}{1,346} \cdot 5,02 = 3,924 \text{ кА.}$$

- относительно точки K_2 :

$$I_{\text{п},0K_2} = \frac{E^*_{\text{ПЭС}}}{x^*_{*2}} \cdot I_{\text{б}2} = \frac{1,052}{7,909} \cdot 54,99 = 7,314 \text{ кА.}$$

Ударный ток трехфазного КЗ определяется по выражению (3.14):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{п},0}, \quad (3.14)$$

где i_y – ударный ток трехфазного КЗ, кА;

k_y – ударный коэффициент; зависит от элемента или части энергосистемы.

Ударный коэффициент для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением 110кВ (точка K_1), принимаем равным 1,7 [12, табл. 3.8].

Ударный коэффициент для системы, связанной со сборными шинами 10кВ, где рассматривается КЗ, через трансформатор мощностью 5,6 – 32МВА (точка K_2), принимаем равным 1,75 [12, табл. 3.8].

Ударный ток трехфазного КЗ:

- относительно точки K_1 :

$$i_{yK_1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 3,924 = 9,434 \text{ кА.}$$

- относительно точки K_2 :

$$i_{yK_2} = \sqrt{2} \cdot 1,75 \cdot 7,314 = 18,101 \text{ кА.}$$

3.5. Выбор выключателей и разъединителей

Выбор выключателей и разъединителей осуществляется:

1. По напряжению установки (3.15):

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \cdot \quad (3.15)$$

2. По длительному току (3.16):

$$\left. \begin{array}{l} I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} \\ I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}} \end{array} \right\} \quad (3.16)$$

3. По отключающей способности (только для выключателей):

Проверка производится на симметричный ток отключения по условию (3.17):

$$I_{\text{п,}\tau} \leq I_{\text{отк. ном}} \cdot \quad (3.17)$$

где $I_{\text{п,}\tau}$ – периодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ , кА;

$I_{\text{отк. ном}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

Затем осуществляется проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ (3.18):

$$i_{a\tau} \leq i_{a\text{ном}}, \quad (3.18)$$

где $i_{a,\tau}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА;

$i_{a.\text{ном}}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ , кА.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ рассчитывается по выражению (3.19):

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (3.19)$$

где T_a – постоянная времени, с.

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ определяется по формуле (3.20):

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{отк.ном}} / 100, \quad (3.20)$$

где $\beta_{\text{норм}}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ , %;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, определяется по выражению (3.21):

$$\tau = \tau_{з,\text{min}} + \tau_{св}, \quad (3.21)$$

где $\tau_{з,\text{min}}$ – минимальное время действия релейной защиты, с, составляет 0,01 с;
 $\tau_{св}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Если условие (3.17) соблюдается, а условие (3.18) не выполняется, то осуществляется проверка по отключающей способности полного тока КЗ (3.22):

$$\sqrt{2} \cdot I_{п\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right). \quad (3.22)$$

4. На электродинамическую стойкость (3.23):

$$\left. \begin{array}{l} I_{п,0} \leq I_{\text{дин}}, \\ i_y \leq i_{\text{дин}}, \end{array} \right\} \quad (3.23)$$

где $i_{\text{дин}}$ – наибольший пик по каталогу, кА;
 $I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА.

5. На термическую стойкость (3.24):

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \quad (3.24)$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ, $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$;
 $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости, кА;
 $t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с.
Тепловой импульс тока КЗ определяется пол выражению (3.25):

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п},0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}), \quad (3.25)$$

где $t_{\text{отк}}$ – время отключения, с, складывается из времени действия основной релейной защиты данной цепи, с учетом действия АПВ и полного времени отключения выключателя, принимаем $t_{\text{отк}} = 4 \text{ с}$ [12, с. 191].

3.5.1. Выбор выключателей и разъединителей на высшей стороне трансформатора

На высшей стороне трансформатора 110кВ намечаем воздушный выключатель ВВУ-110Б-40/2000У1 и разъединитель РДЗ-110. Собственное время отключение выключателя составляет $t_{\text{с.в.}} = 0,06 \text{ с}$ [13].

Определим апериодическую составляющую тока КЗ к моменту времени τ .

Расчетное время, для которого требуется определять токи КЗ, на основании выражения (3.21):

$$\tau = \tau_{\text{з min}} + \tau_{\text{св}} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с.}$$

Постоянная времени для системы, связанной со сборными шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением 110кВ принимаем равным 0,03 с [12, табл. 3.8].

Апериодическая составляющая тока КЗ к моменту времени $\tau = 0,07 \text{ с}$ согласно выражению (3.19):

$$i_{\text{а}\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,924 \cdot e^{-0,07/0,03} = 0,659 \text{ кА.}$$

Поскольку энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно, то периодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ принимаем неизменной во времени:

$$I_{п\tau} = I_{п0} = 3,924 \text{ кА.}$$

Расчетные и каталожные данные выключателя и разъединителя, а также их проверка по основным условиям приведены в таблице Т.1 приложения Т.

На основании таблицы Т.1 следует: выключатель ВВУ-110Б-40/2000У1 и разъединитель РДЗ-110 удовлетворяют требованиям проверки.

3.5.2. Выбор выключателей и разъединителей на низшей стороне трансформатора

На низшей стороне трансформатора 10 кВ намечаем электромагнитный выключатель ВВУ-35А-40/2000У1 и разъединитель РВЗ-1-35/630 УЗ. Собственное время отключение выключателя составляет $t_{с.в.} = 0,06 \text{ с}$ [13].

Определим апериодическую составляющую тока КЗ к моменту времени τ .

Расчетное время, для которого требуется определять токи КЗ, на основании выражения (3.21):

$$\tau = \tau_{з \text{ min}} + \tau_{с.в.} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с.}$$

Постоянная времени системы, связанной со сборными шинами 35 кВ, где рассматривается КЗ, через трансформатор мощностью 5,6 – 32 МВА, принимаем равным 0,03 с [12, табл. 3.8].

Апериодическая составляющая тока КЗ к моменту времени $\tau = 0,07 \text{ с}$ согласно выражению (3.19):

$$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,314 \cdot e^{-0,07/0,03} = 1,003 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в момент времени τ принимаем неизменной во времени, так как энергосистема связана с точкой КЗ, непосредственно и равной:

$$I_{п\tau} = I_{п0} = 7,314 \text{ кА.}$$

Расчетные и каталожные данные выключателя и разъединителя, а также их проверка по основным условиям сведены в таблице Т.2 приложения Т.

На основании таблицы Т.2 следует: выключатель ВВУ-35А-40/2000У1 и разъединитель РВЗ-1-35/630 УЗ удовлетворяют требованиям проверки.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью работы является проект строительства ВЛ 110кВ Кемеровская ТЭЦ – ПС Рудничная. Строительство двух одноцепных линий позволит обеспечить потребителей ПС Горняк электрической энергией от внешней энергосистемы.

В данном разделе необходимо выполнить организационную подготовку к научно-техническому исследованию, расчет затрат на проведение и реализацию научного исследования, оценить эффективность проекта.

4.1. Перечень работ и оценка времени их выполнения

В таблице 4.1. приведен перечень работ и продолжительность времени их выполнения.

В таблице использованы следующие сокращения:

Ин-11 – инженер 11 разряда;

НР-15 – научный руководитель ТПУ 15 разряда (доцент).

Таблица 4.1 – Перечень работ и продолжительность времени их выполнения

Стадии, этапы	Исполнители	T_p раб. дн
Выдача и получения задания	НР-15, Ин-11	1
Поиск и подготовка необходимого оборудования, программного обеспечения, материалов	Ин-11	2
Сбор информации об объекте исследования, необходимой литературы, справочных данных	Ин-11	4
Предварительные расчеты	Ин-11	3
Механический расчет ВЛ	Ин-11	10
Выбор силового оборудования	Ин-11	8
Технико-экономическое обоснование проекта	Ин-11	6
Корректировка расчетов	НР-15, Ин-11	2
Составление пояснительной записки	Ин-11	3
Сдача проекта	НР-15, Ин-11	1
Итого	НР-15	4
	ИН-11	42

ФЮРА.13.03.02.014 ПЗ				
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Федин Д.И.		
Руков.		Кузьмина Н.Г.		
Н. контр.		Кузьмина Н.Г.		
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				
		Лит.	Лист	Листов
			95	139
ТПУ ИнЭО Гр. 3-5А2ГЗ				
95				

4.2. Смета затрат на проект

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям [14]:

- материальные затраты;
- амортизация;
- заработная плата исполнителей;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- прочие расходы;
- накладные расходы.

Таким образом смета затрат на проект рассчитывается по выражению (4.1):

$$K_{сз} = K_{\text{мат}} + K_{\text{ам}} + K_{\text{зп}} + K_{\text{со}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{накл}}, \quad (4.1)$$

где $K_{\text{мат}}$ – материальные затраты, тыс.руб., принимаем в размере 1 тыс.руб. на канцелярские товары;

$K_{\text{ам}}$ – амортизация компьютерной техники, тыс.руб;

$K_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату, тыс.руб;

$K_{\text{со}}$ – затраты на социальные нужды, тыс.руб;

$K_{\text{пр}}$ – прочие затраты, тыс.руб;

$K_{\text{накл}}$ – накладные расходы, тыс.руб.

Выполним расчет каждой статьи сметы затрат.

4.2.1. Затраты на амортизацию компьютерной техники

Затраты, связанные с приобретением оборудования, необходимого для проведения работ приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Компьютер	1	30,0	30,0
2	Сканер	1	10,0	10,0
3	Принтер	1	20,0	20,0
Итого:				90,0

Для оборудования, используемого при выполнении конкретного исследования и имеющегося в данной научно-технической организации необходимо рассчитать амортизационные отчисления.

Затраты на амортизацию техники рассчитывается по формуле [15] (4.2):

$$K_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп.к.т.}}}{T_{\text{кал}}} \cdot C_{\text{к.т.}} \cdot \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (4.2)$$

где $T_{\text{исп.к.т.}}$ – время использования компьютерной техники, дн.;

$T_{\text{кал}}$ – календарное время, дн., принимаем равным 365 дням;

$C_{\text{к.т.}}$ – цена компьютерной техники, тыс.руб.;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы компьютерной техники, лет.

Результаты расчета амортизационных отчислений приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Затраты на амортизацию оборудования

№	Наименование оборудования	$T_{\text{исп.к.т.}}$, дн.	$C_{\text{к.т.}}$, руб.	$T_{\text{сл}}$, лет	$K_{\text{ам}}$, руб.
1	Компьютер	36	30000	8	370
2	Сканер	15	10000	8	52
3	Принтер	24	20000	8	165
Итого:					587

Вывод: согласно таблице 4.3, амортизационные отчисления находящегося в эксплуатации оборудования составляет 587 руб.

4.2.2. Заработная плата исполнителей

Расходы на оплату труда определяются по следующей формуле [16] (4.3):

$$K_{зп} = Зп_{инж} + Зп_{нр}, \quad (4.3)$$

где $Зп_{инж}$ – заработная плата инженера, тыс.руб.;

$Зп_{нр}$ – заработная плата научного руководителя, тыс. руб.

Установим для каждого исполнителя оклад в размере средней заработной плате по промышленности, тогда заработная плата за полностью отработанный месяц будет составлять сумму оклада и районного коэффициента. Исходя из того, что в месяце 21 рабочий день, заработная плата за один проработанный день определяется согласно формуле (4.4):

$$Зп_{дн} = Зп_{мес} / 21, \quad (4.4)$$

где $Зп_{дн}$ – заработная плата за один отработанный день, тыс.руб.;

$Зп_{мес}$ – месячная заработная плата, тыс.руб, определяется по выражению (4.5):

$$Зп_{мес} = Зп_0 \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (4.5)$$

где $Зп_0$ – месячный оклад, тыс.руб;

K_1 – коэффициент, учитывающий отпуск, принимаем равным 10%;

K_2 – районный коэффициент, принимаем равным 30%.

Заработная плата с учетом количества отработанных дней, вычисляется по формуле (4.6):

$$K_{зп} = Зп_{дн} \cdot T_p, \quad (4.6)$$

где T_p – фактическое число дней работы в проекте, дн.

Расчет заработной платы для каждого исполнителя приведен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Заработная плата исполнителей

Исполнитель	Кол-во раб. дн.	Оклад; руб.	$Зп_{мес}$, руб.	$Зп_{дн}$, руб.	$K_{зп}$, руб
НР-15	4	26300	37609	1791	7164
Ин-11	42	17000	24310	1158	48636
Итого					55800

4.2.3. Социальные отчисления

Отчисления во внебюджетные страховые фонды (K_{co}) составляет 30 % от расходов на оплату труда и равны:

$$K_{co} = 0,3 \cdot K_{зп} = 0,3 \cdot 55,88 = 16,76 \text{ тыс.руб.}$$

Вывод: на основании полученных результатов, заработная плата исполнителей за все время проведения исследования составит 55,88 тыс.руб. Отчисления во внебюджетные и страховые фонды составит 16,76 тыс.руб.

4.2.4. Прочие затраты

Прочие затраты принимаются в размере 10% от суммы ($K_{mat} + K_{ам} + K_{зп} + K_{co}$) и составляют:

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (1 + 0,58 + 55,88 + 16,76) = 7,42 \text{ тыс.руб.}$$

Вывод: на основании полученных результатов, прочие затраты составляют 7,42 тыс.руб.

4.2.5. Накладные расходы

Накладные расходы принимаются в размере 200% от заработной платы исполнителей и составляет:

$$K_{накл} = 2 \cdot 55,88 = 111,76 \text{ тыс.руб.}$$

Вывод: на основании полученных результатов, накладные расходы равны 111,76 тыс.руб.

4.2.6. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции [14].

Бюджет затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет бюджета затрат научно - технического исследования

Статьи расходов	Сумма, тыс.руб.	Структура затрат, %
1.Материальные затраты	1,00	0,52
2.Амортизационные отчисления	0,59	0,30
3.Заработная плата	55,88	28,89
4.Отчисления на социальные цели	16,76	8,67
5. Прочие затраты	7,42	3,84
6.Накладные расходы	111,76	57,79
Бюджет затрат	193,41	100,0

Вывод: на основании таблицы 4.5 следует, что бюджет затрат на проведение научно-исследовательских работ составляет 193,41 тыс.руб.

4.3. Расчет капиталовложений на реализацию проекта

Перечень оборудования для строительства линии 110 кВ, их количество и стоимость за штуку приведена в таблице 4.6 [17-24].

Таблица 4.6 – Оборудование для строительства ВЛ – 110кВ

Оборудование	Количество, шт. (м)	Цена за шт (м), тыс.руб.	Производитель, поставщик	Стоимость, тыс.руб.
Анкерные опоры У110-1	46	352,9	Северо-Западный завод металлоконструкций	16233,4
Промежуточные опоры П110-5В	140	172,9	Северо-Западный завод металлоконструкций	24206
Провод АС 120/19	80000	0,083	Электрокомплект сервис	6640
Изолятор стеклянный ПС – 70Е	1900	0,656	Южноуральская изоляторная компания	1246,4
Изолятор стеклянный ПС – 120 Б	800	1,168	Южноуральская изоляторная компания	934,4
Зажим поддерживающий глухой ПГН-3-5	300	0,282	Южноуральская изоляторная компания	84,6

Продолжение таблицы 4.6.

Оборудование	Количество, шт. (м)	Цена за шт (м), тыс.руб.	Производитель, поставщик	Стоимость, тыс.руб.
Зажим поддерживающий глухой НБ-3-6Б	100	1,282	Южноуральская изоляционная компания	128,2
Серьга специальная СРС- 7-16	300	0,141	Южноуральская изоляционная компания	42,3
Серьга сцепная СР-12-16	100	0,161	Южноуральская изоляционная компания	16,1
Ушко однолапчатое У1К-7-16	300	0,310	Южноуральская изоляционная компания	93
Ушко однолапчатое У1-12-16	100	0,431	Южноуральская изоляционная компания	43,1
Узел крепления КГП-16-3	300	0,274	Южноуральская изоляционная компания	82,2
Узел крепления КГП-12-1	100	0,976	Южноуральская изоляционная компания	97,6
Грозотрос МЗ- 11-В-ОЖ-Н-Р	80000	0,104	ВЭЛСнаб	8320
Фундамент Ф2-2	140	26,4	ЖБИ. Маркет	3696
Фундамент Ф4-АМ	46	55,0	ЖБИ. Маркет	2530
Силовой трансформатор ТДН-16000/110	2	3900,0	РосЭнергоХолдинг	7800
Выключатель ВВУ-110Б- 40/2000У1	4	1526,5	Завод электротехнического оборудования	6106
Разъединитель РДЗ-110	4	76,2	Электроцит	304,8
Выключатель ВЭ-10-20	2	110,0	Завод электротехнического оборудования	220
Разъединитель РВР-10	2	26,2	Электроцит	52,4
			Итого	78876,5

В таблице 4.7 приведена смета затрат на оборудование и строительно-монтажные работы, которые составляют 20% от стоимости оборудования.

Таблица 4.7 – Смета затрат на оборудование и строительно-монтажные работы

Наименование строительства	Стоимость оборудования, тыс.руб	Строительно-монтажные работы, тыс.руб	Итого, тыс.руб.
Одноцепная ВЛ-110кВ	78876,5	15775,3	94651,8

Таким образом, капитальные затраты составляют:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{обор.}} + K_{\text{ст.м}} + K_{\text{сз}} = 94651,8 + 193,41 = 94845,21 \text{ тыс.руб.}$$

4.4. Экономическая эффективность проекта

Годовые эксплуатационные издержки определяются по формуле (4.7):

$$I_{\text{э}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об}} + I_{\text{пот}}, \quad (4.7)$$

где $I_{\text{э}}$ – годовые эксплуатационные издержки, тыс.руб.;

$I_{\text{ам}}$ – ежегодные амортизационные отчисления, тыс. руб.;

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

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

Ежегодные амортизационные отчисления определяются по формуле (4.8):

$$I_{\text{ам}} = P_{\text{а}} \cdot K_{\text{пр}}, \quad (4.8)$$

где $P_{\text{а}}$ – норма ежегодных амортизационных отчислений, %,

$K_{\text{пр}}$ – капитальные затраты, тыс.руб.

Значение $P_{\text{а}}$ зависит от срока полезного использования оборудования.

Срок полезного использования ВЛ-110кВ составляет 15 лет, тогда норма ежегодных амортизационных вычислений:

$$P_{\text{а}} = \frac{1}{15} \cdot 100\% = 6,7\%.$$

Ежегодные амортизационные отчисления:

$$I_{\text{ам}} = 0,067 \cdot 94845,21 = 6354,6 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования включают зарплату ремонтного и обслуживающего персонала и затраты на материалы необходимые для ремонта и обслуживания электрооборудования.

Издержки на текущую эксплуатацию, ремонт сетей и электрооборудования определяется по выражению (4.9):

$$I_{\text{об}} = P_3 \cdot K_{\text{пр}}, \quad (4.9)$$

где P_3 – норма отчислений на текущий ремонт и обслуживание, %.

Норма отчислений на текущий ремонт и обслуживание составляет 4%, тогда издержки на текущую эксплуатацию, ремонт сетей и электрооборудование равны:

$$I_{\text{об}} = 0,04 \cdot 94845,21 = 3793,8 \text{ тыс.руб.}$$

Отчисления на амортизацию включают издержки на капитальный ремонт и на накопление средств, необходимых для замены (реновации) изношенного и морально устаревшего оборудования. Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования. Отчисления на обслуживание предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Для предотвращения повреждений все элементы сети подвергаются периодическим осмотрам и профилактическим испытаниям. Эти мероприятия финансируются из отчислений на текущий ремонт.

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле (4.10):

$$I_{\text{пот}} = \Delta P \cdot \tau, \quad (4.10)$$

где ΔP – потери активной мощности, кВт;

τ – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб./кВтч, составляет 0,88, руб./кВтч.

Планируемое наибольшее потребление электроэнергии за год рассчитывается по выражению (4.11):

$$\mathcal{E}_{\max} = P_{\max} \cdot T_r, \quad (4.11)$$

где P_{\max} – наибольшая активная мощность, потребляемая нагрузкой, МВт;
 T_r – количество часов в году, ч, составляет 8760 ч.

Планируемое наибольшее потребление электроэнергии за год:

$$\mathcal{E}_{\max} = 9000 \cdot 8760 = 78840000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Согласно стандарта ОАО МРСК потери в электрических сетях составляют 7% от потребленной электроэнергии:

$$\Delta P = 78840000 \cdot 0,07 = 5518800 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость потерь электроэнергии по формуле (4.10):

$$I_{\text{пот}} = 5518800 \cdot 0,88 = 4856,5 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки по выражению (4.7) составляют:

$$I_3 = 6354,6 + 3793,8 + 4856,5 = 15004,9 \text{ тыс.руб.}$$

Срок окупаемости проекта рассчитывается по следующей формуле (4.12):

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{обор.}} + K_{\text{ст.м}} + K_{\text{проект}}}{P - I_3}, \quad (4.12)$$

где P – прибыль, тыс.руб.

Прибыль проекта определятся по выражению (4.13):

$$P = \mathcal{E}_{\max} \cdot \tau - I_3, \quad (4.13)$$

где τ – стоимость 1кВт·ч электроэнергии, руб./кВт·ч, составляет 1,92 руб. /кВт·ч.

Прибыль проекта составляет:

$$P = 78840000 \cdot 1,92 - 15004,9 = 136367,9 \text{ тыс.руб.}$$

Срок окупаемости проекта равен:

$$T_{\text{ок}} = \frac{78876,5 + 15775,3 + 193,41}{136367,9 - 15004,9} = 0,8 \text{ лет.}$$

5. Социальная ответственность

Социальная ответственность представляет собой систему законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда. В нашей стране государство направляет средства на проведение мероприятий по охране здоровья трудящихся и в частности на обеспечение техники безопасности и производственной санитарии. Мероприятия, связанные с созданием безопасных условий труда осуществляются в плановом порядке.

В данном разделе рассмотрены следующие вопросы: проанализированы условия труда с точки зрения наличия возможности появления вредных факторов и их воздействие на работающих, рассмотрены мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, а также мероприятия по противопожарной профилактике на рабочем месте электромонтера.

Электромонтер выполняет работы по монтажу, эксплуатации и ремонту электрооборудования и электрических цепей, как на открытом воздухе, так и в закрытом помещении. Профессия относится к категории Пб по уровню энергозатрат, поскольку связана с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и умеренными физическими нагрузками [27].

В данной работе рассмотрена ПС 110кВ Рудничная оборудование, которой создает множество опасных и вредных факторов. Необходимо строго соблюдать технику безопасности и применять различные меры для обеспечения безопасности рабочего персонала.

					ФЮРА.13.03.02.014 ПЗ		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разраб.		Федин Д.И.			Лит.	Лист	Листов
Руков.		Бородин Ю.В.				105	139
					Социальная ответственность		
Н. контр.		Бородин Ю.В.			ТПУ ИнЭО ¹⁰⁵ Гр. 3-5А2ГЗ		

5.1. Анализ вредных и опасных факторов

Опасным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях человека приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Вредным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Классификация производственных факторов осуществляется на основании ГОСТ 12.0.003-74 [28].

Электромонтер, в процессе осуществления своей трудовой деятельности, испытывает следующие вредные факторы:

- акустический шум;
- электромагнитные поля и излучения;
- параметры микроклимата;
- освещение.

К опасным факторам трудовой деятельности электромонтера относятся:

- поражение электрическим током;
- пожар.

5.2. Защита от акустического шума

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

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

Согласно [29] уровни звукового давления на подстанции не должны превышать значений, указанных в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот

Параметр	Размерность	Величина
Уровни звука и эквивалентные уровни звука	дБА	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 [30]: изменение направленности излучения шума, рациональную планировку предприятий и производственных помещений, акустическую обработку помещений, применение звукоизоляции.

Индивидуальная защита включает использование противошумных вкладышей, наушников, шлемов и касок, специальных костюмов.

5.3. Защита от электромагнитного поля

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

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

Нормы на предельно допустимые напряженности электрического поля на промышленной частоте для персонала установлены в [30]:

- $E \geq 25$ кВ/м – пребывание в электрическом поле без средств защиты не допускается;

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

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

$$T, \text{ часов} = (50 / E) - 2; \quad (5.1)$$

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

Нормы на предельно допустимые напряженности магнитного поля на промышленной частоте для персонала установлены в таблице 5.2 [30].

Таблица 5.2 – Предельно допустимые уровни магнитного поля

Время пребывания (ч)	Допустимые уровни магнитного поля 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 [30]: заземляющие устройства, нейтрализаторы, увлажняющие устройства, антиэлектростатические вещества, экранирующие устройства.

Методы и средства индивидуальной защиты включают в себя [30]: экранирующие куртка с капюшоном; экранирующие брюки или полукомбинезон; экранирующий напасник; 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 [30].

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

Экранирующие устройства должны иметь антикоррозионное покрытие и быть заземлены.

5.4. Параметры микроклимата

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

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений представлены в таблице 5.3 [31].

Таблица 5.3 – Допустимые величины показателей микроклимата

Период года	Категория по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С
		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин	
Холодный	Пб (233-290)	15,0 - 16,9	19,1 - 22,0	14,0 - 23,0
Теплый	Пб (233-290)	16,0 - 18,9	21,1 - 27,0	15,0 - 28,0

Продолжение таблицы 5.3

Период года	Категория по уровню энергозатрат, Вт	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
			Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин
Холодный	Пб (233-290)	15 - 75	0,2	0,4
Теплый	Пб (233-290)	15 - 75	0,2	0,5

В таблице 5.4 приведена допустимая величина интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения при облучаемой поверхности тела 25-50 % [31].

Таблица 5.4 – Допустимая величина интенсивного теплового облучения работающих

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м ² , не более
25-50	70

5.5. Освещение

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

На рабочем месте электромонтера освещение нормируется согласно таблице 5.5 [32].

Таблица 5.5 – Нормы освещённости на рабочем месте при искусственном общем освещении

Характеристика зрительной работы	Наименьший размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение
					Освещенность, лк
					При системе общего освещения
Малой точности	Св. 1,5 До 5	V	Средний	Средний	200

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

5.6. Защита от поражения электрическим током

Деятельность электромонтера сопряжена с ремонтом и обслуживанием электроустановок, большая часть из которых находится под напряжением. Согласно ПУЭ рабочее место электромонтера

классифицируется как помещение с повышенной опасностью поражения электрическим током характеризуется наличием условий, создающих повышенную опасность [33]: токопроводящая пыль; токопроводящие полы.

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

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

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

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

Индивидуальные изолирующие электрозащитные средства делятся на основные и дополнительные [34].

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 5.6 [34].

Таблица 5.6 – Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением

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

Согласно [34] для защиты людей от поражения электрическим током должно быть применено заземление.

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

Заземление или зануление электроустановок следует выполнять:

1) при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока – во всех электроустановках.

2) при номинальных напряжениях выше 42 В, но ниже 380 В переменного тока и выше 110 В, но ниже 440 В постоянного тока – только в

помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках.

Согласно [34] 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.

5.7. 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.

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

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

5.8. Чрезвычайные ситуации

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

Возможные чрезвычайные ситуации: аварии на электроэнергетическом оборудовании подстанции; пожары на подстанции.

Пожарная опасность на проектируемой подстанции обуславливается, наличием маслonaполненного 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 [35].

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 [36]:

- огнетушитель углекислый ручной ОУ-2;
- огнетушитель воздушно-пенный ОВПС-250А;
- ящик с песком, лопата;
- войлок, асбест (2*1,5; 2*2).

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

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

5.9. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для обеспечения безопасности работ электромонтера по обслуживанию подстанции разработаны общие требования безопасности, выполнение которых строго контролируются.

Согласно установленным требованиям, работники, допускаемые к выполнению работ в электроустановках, должны пройти [37]:

- обучение по программам подготовки по профессии;
- первичный инструктаж на рабочем месте;
- проверку знаний инструкций;
- проверку по охране труда;
- проверку по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве;
- проверку по применению средств защиты, необходимых для безопасного выполнения работ;
- проверку по пожарной безопасности.

Для защиты головы от ударов случайными предметами в помещениях с действующим энергооборудованием, в закрытых распределительных устройствах, открытых распределительных устройствах необходимо носить защитную каску, застегнутую подбородным ремнем [37].

Электромонтеру бесплатно выдаются согласно отраслевым нормам следующие средства индивидуальной защиты [37]:

- полукombineзон хлопчатобумажный - на 1 год;
- каска защитная - на 2 года;
- рукавицы комбинированные - на 3 мес;
- галоши диэлектрические - дежурные;
- перчатки диэлектрические - дежурные.

Работник в процессе работы обязан проходить [37]:

- повторные инструктажи - не реже одного раза в квартал;
- проверку знаний инструкции по охране труда и действующей инструкции по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве - один раз в год;
- медицинский осмотр - один раз в два года;
- проверку знаний Правил для работников, имеющих право подготовки рабочего места, допуска, право быть производителем работ, наблюдающим или членом бригады, - один раз в год.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работы в электроустановках, являются:

- а) оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- б) допуск к работе;
- в) надзор во время работы;
- г) оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Заключение

В ходе выполнения данной работы рассмотрен проект строительства линии электропередачи 110кВ Кемеровская ТЭЦ – ПС Рудничная.

В ходе проектирования линии электропередачи было установлено, что наибольшее механическое внешнее воздействие на провод оказывает нагрузка от его собственной массы с гололедом и давления ветра.

Рассчитанный критический пролет соответствует режиму наибольших нагрузок, в качестве которого может рассматриваться режим наибольшего скоростного напора для провода без гололеда, либо режим гололедообразования.

На строящейся ВЛ провод АС–120/19 будет смонтирован на стальных промежуточных опорах марки П110–5В. Специальный переход воздушной линии через несудоходную реку осуществляется на анкерно-угловых опорах марки У110-1.

При определении критической температуры было выявлено, что максимальная стрела провисания провода имеет место при наибольшей температуре, т.е. от собственной массы провода.

Габаритный пролет и стрела провисания провода составляют для промежуточной опоры $l_{габ} = 220$ м, $f_{габ} = 1,524$ м и $l_{габ} = 300$ м, $f_{габ} = 2,3$ м для анкерно-угловой опоры.

Для промежуточной опоры выбраны изоляторы в количестве 13 штук марки ПС-70Е; для анкерно-угловой опоры 17 изоляторов марки ПС-120 Б. К изоляторам была подобрана соответствующая арматура.

Построен шаблон для расстановки опор по профилю трассы.

Рассчитан грозозащитный трос марки МЗ-11-В-ОЖ-Н-Р сечением $88,56$ мм² для промежуточной и анкерно-угловой опоры. Данный трос удовлетворяет требованиям обеспечения механической прочности.

					ФЮРА.13.03.02.014 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Заключение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Федин Д.И.					117	139
Руков.		Васильева О.В.						
Н. контр.		Васильева О.В.						
						<i>ТПУ ИнЭЭ17 Гр. 3-5А2ГЗ</i>		

Суммарная нагрузка, действующие на промежуточную опору составляют $137,45 \cdot 10^3$ Н, на анкерно-угловую опору – $391,49 \cdot 10^3$ Н.

Промежуточная опора устанавливается на фундаменте – подножке марки Ф2-2, анкерно-угловая опора на фундаменте Ф4-АМ. Данные фундаменты удовлетворяют требованиям на сжатие (по деформация), на вырывание и по несущей способности.

При проектировании подстанции были выбраны и произведена проверка выключателей и разъединителей на стороне высокого и низкого напряжения силового трансформатора ТДН-16000/110. На стороне высокого напряжения установлен выключатель ВВУ-110Б-40/2000У1, разъединитель РДЗ-110, на низком напряжении силового трансформатора – выключатель ВВУ-35А-40/2000У1 и разъединитель РВЗ-1-35/630 УЗ. Выбранное оборудование удовлетворяет предъявляемым к ним требованиям.

В разделе финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение определена трудоемкость выполнения работ и рассчитаны затраты на реализацию проекта по ВЛ. На основании данного раздела были сделаны следующие выводы:

- 2 человека выполняют весь комплекс научно-исследовательских работ в течение 42 рабочих дня;
- капитальные затраты на реализацию проекта составляют 94845,21 тыс.руб;
- годовые эксплуатационные издержки составляют 15004,9 тыс.руб.;
- срок окупаемости проекта составляет 0,8 лет.

В разделе социальная ответственность осуществлен анализ опасных и вредных факторов, связанных с работой электромонтера на ПС, а также приведены ограничения воздействия этих факторов и способы защиты от них. Описаны меры предосторожности при чрезвычайных ситуациях. Определено влияние на окружающую среду линий электропередачи. Приведены организационные и правовые нормы обеспечения безопасности.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. – М.: КНОРУС, 2014– 488 с.

2. Электрические системы. Электрические сети: Учебник для электроэнерг. спец. вузов/ В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др: Под ред. В.А. Веников, В.А. Строева.– 2-е изд., перераб. и доп. –М.: Высш. шк., 1998.–511 с.

3. Строительные нормы и правила: СНиП 23-01-99. Строительная климатология: нормативно-технический материал. – М., 2003. – 36 с.

4. 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.

5. Бацева Н.Л. Специальные вопросы проектирования электроэнергетических систем и сетей: учебное пособие. – Томск.: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 254 с.

6. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В [Текст]. Введ. 1978–07–01. – Москва: Изд-во стандартов, 1978. – 4 с.

7. Альбом 2 ИП 1 Изолирующие подвески для стальных и железобетонных опор ВЛ 35-150 кВ. : Отраслевые типовые материалы для проектирования 12276 ТМ : утв. НТС института «Энергосетьпроект» : ввод в действие с 17.01.1990 – 54 с.

					ФЮРА.13.03.02.014 ПЗ							
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Литература							
Разраб.		Федин Д.И.								Лит.	Лист	Листов
Руков.		Васильева О.В.									119	139
Н. контр.		Васильева О.В.								ТПУ ИнЭО ¹¹⁹ Гр. 3-5А2ГЗ		

8. Канаты стальные (грозотрос) для защиты воздушных линий электропередач от прямых ударов молнии. Технические условия СТО 71915393 – ТУ 062 – 2008 .– утв. ОАО «ФСК ЕЭС» : ввод в действие с 11.02.2000. Текст. М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 6 с.

9. СП 22.13330.2011 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2011г. – 161 с.

10. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия. – Введ.1986-07-01. Текст. М. : Изд-во стандартов,1985. 48 с.

11. Готман В.И. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах. Расчет режимов короткого замыкания и продольной несимметрии в электроэнергетических системах: учебно-методическое пособие; Томский политехнический университет.–Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013, – 144 с.

12. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудования станций и подстанций: Учебник для техникумов. - 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.: ил.

13. Неклепаев Б.Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - 5-е изд., стер. - СПб.: БХВ-Петербург, 2014. - 608 с.: ил.

14. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.

15. Основы функционально-стоимостного анализа: Учебное пособие/ Под ред. М.Г. Карпунина и Б.И. Майданчика. - М.: Энергия, 1980. – 175 с.

16. Фатхутдинов Р.А. Производственный менеджмент: Учебник для вузов.6-е изд. – СПб.: Питер, 2008. – 496 с.

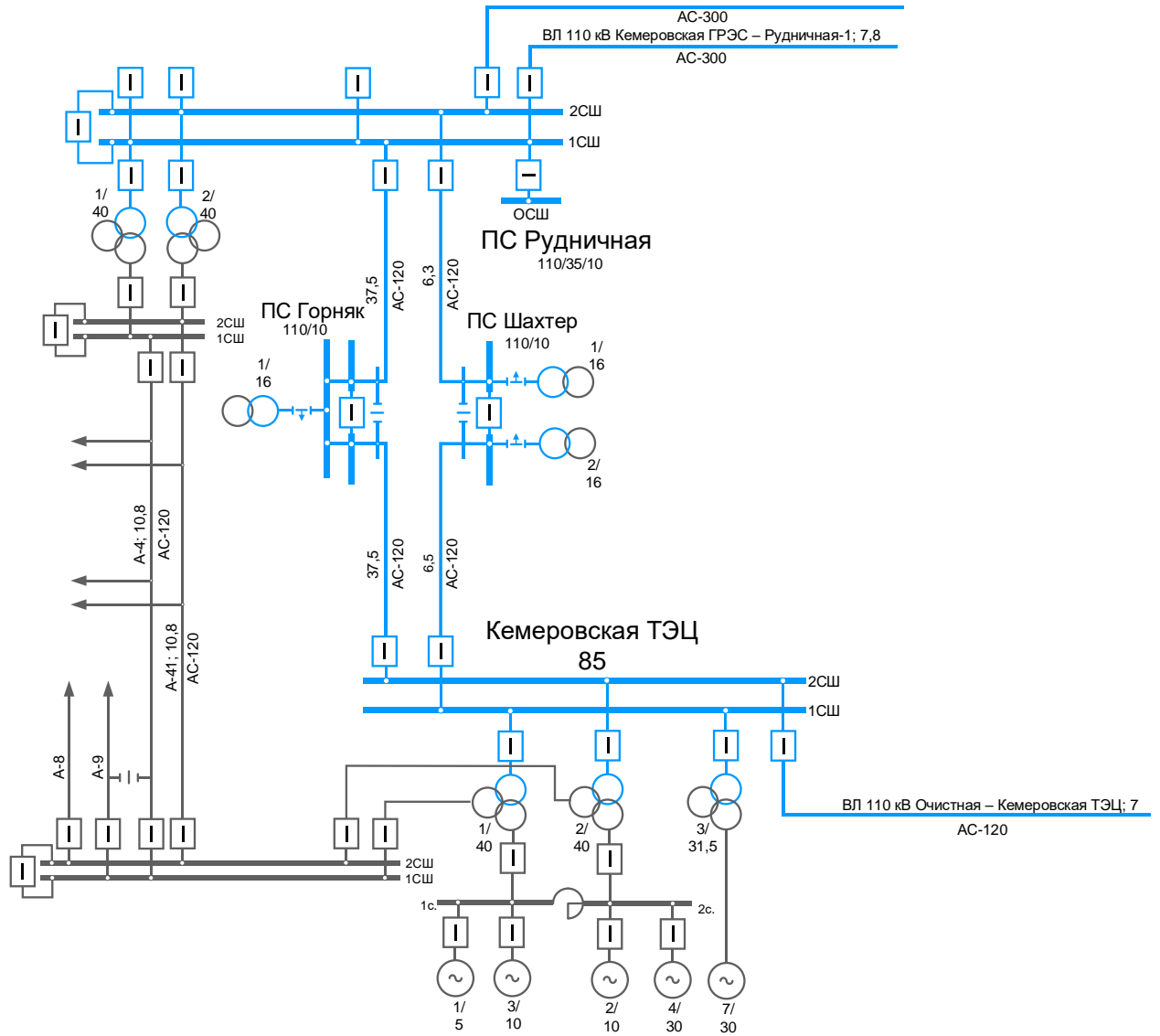
17. Завод СЗЗМК [Офиц. сайт]. URL : <http://www.szzmk.ru/> (дата обращения: 24.04.2017).
18. Электрокомплект сервис [Офиц. сайт]. URL : <http://www.e-kc.ru/> (дата обращения: 24.04.2017).
19. Южноуральская изоляторная компания [Офиц. сайт]. URL : <http://www.uik.ru/> (дата обращения: 24.04.2017).
20. Вэлснаб [Офиц. сайт]. URL : <https://velsnab.ru/> (дата обращения: 24.04.2017).
21. ЖБИ. Маркет [Офиц. сайт]. URL : <http://gbi.market> (дата обращения: 24.04.2017).
22. Рос.Энерго.Холдинг [Офиц. сайт]. URL : <http://www.rosenergoholding.ru> (дата обращения: 24.04.2017).
23. Завод электротехнического оборудования [Офиц. сайт]. URL : <http://www.zeto.ru> (дата обращения: 24.04.2017).
24. Электрощит Самара [Офиц. сайт]. URL : <https://electroshield.ru> (дата обращения: 24.04.2017).
25. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» : СТО 56947007-29.240.124-2012 : утв. ОАО «ФСК ЕЭС» : ввод в действие с 09.07.2012. Текст. М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 33 с.
26. Об индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ, индексах изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ и иных индексах на I квартал 2017 года : Письмо Минстроя России от 20.03.2017 г. № 8802-ХМ/09.
27. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Текст М.: Госкомсанэпиднадзор России, 1997.16 с.

28. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введ.1976-01-01. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2004. 4 с.
29. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. Введ. 2016-21-06. Текст. М.: Изд-во стандартов, 2016. 72 с.
30. 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.
31. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: санитарно-эпидемиологические правила. Утверждены Постановлением Госкомсанэпиднадзора России 1 октября 1996 г. // Российская газета.- 1997.
32. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. Введ. 2011-20-05. Текст. М., 2011.74 с.
33. СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. Введ. 2003-30-07. Текст. М.: ЭНАС, 2003.57 с.
34. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок: приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н. Текст. М., 2013. 99 с
35. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Утверждены приказом МЧС России № 314 от 18.06.2003 г.
36. Постановление правительства РФ №390 от 25.04. 2012г. "О противопожарном режиме".
37. ТИ Р М-068-2002. Типовая инструкция по охране труда для электромонтера по обслуживанию подстанций. Введ. 2003-01-01. Текст М.: ЭНАС, 2003, 18 с.

Приложение А

(обязательное)

Схема электрической сети Кемеровская ТЭЦ – ПС Рудничная



Приложение Б

(обязательное)

Чертеж и характеристика опоры П110–5В

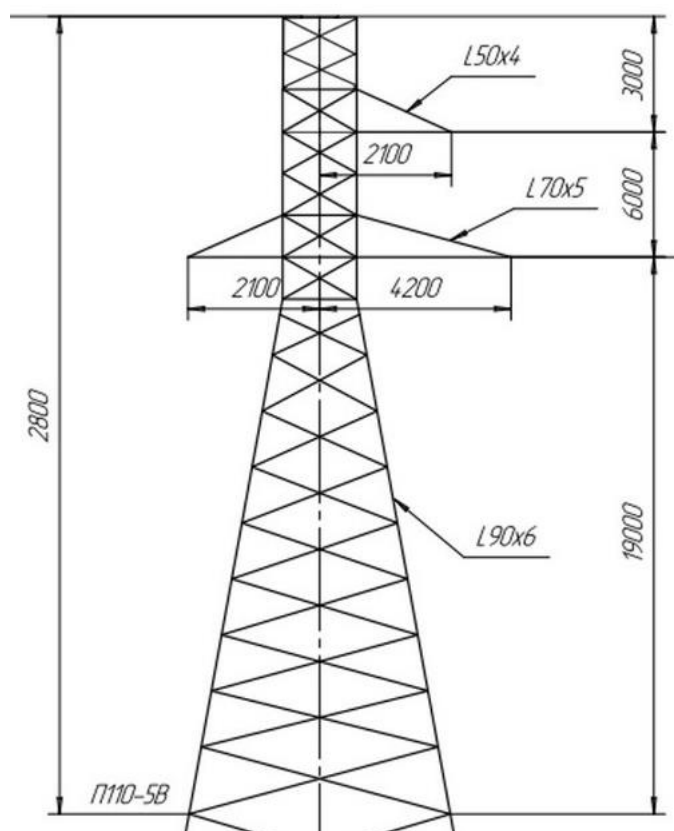


Рисунок Б.1 – Чертеж опоры П110-5В

Таблица Б.1 – Характеристика опоры П110 – 5В

Шифр опоры	П110-5В
Гололед, мм	15 – 20
Марка провода	АС 70/11-АС 240/32
Габаритный пролет, м	330 – 200
Полная высота, м	28
Высота до нижней траверсы, м	19
Ширина, м	2,8
Масса, т	2,47

Примечание: расшифровка шифра опоры П110-5В:

П – промежуточная опора;

110 – опора для линий переменного тока с напряжением 110кВ;

5 – порядковый номер одноцепной опоры (нечетный);

В – вариант стальных опор с болтовыми секциями вместо сварных.

Приложение В
(обязательное)

Результаты расчетов нагрузок, действующих на линию, подвешенную на промежуточной опоре

Таблица В1 – Результаты расчетов нагрузок, действующих на линию, подвешенную на промежуточной опоре

Название	Нормативная, Н/м	Удельная от нормативной, Н/м·мм ²	Расчетная, Н/м	Удельная от расчетной, Н/м·мм ²
Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода	–	–	4,616	0,034
Гололедная нагрузка действующая на 1м провода	12,552	0,092	8,159	0,059
Ветровая нагрузка действующая на 1м провода без гололеда	6,805	0,049	7,486	0,055
Ветровая нагрузка действующая на 1м провода с гололедом	7,228	0,053	7,951	0,058
Результирующая нагрузка от массы провода и массы гололеда	–	–	12,775	0,093
Результирующая нагрузка от собственной массы провода и давления ветра	–	–	8,795	0,064
Результирующая нагрузка от массы провода с гололедом и давления ветра	–	–	15,047	0,110

Приложение Г
(обязательное)

**Расчет уравнения состояния провода, подвешенного на промежуточной
опоре, и действия максимальной удельной нагрузки**

Таблица Г1 – Расчет уравнения состояния провода, подвешенного на промежуточной опоре, и действия максимальной удельной нагрузки

$L, м$	A	B	$\sigma_0,$ Н/мм ²	$\sigma_1,$ Н/мм ²	$\sigma_2,$ Н/мм ²	$\sigma_3,$ Н/мм ²	$\sigma_4,$ Н/мм ²
0	127,08	0	127,080	127,080	127,080	127,080	127,080
25	125,64	2481	127,080	125,825	125,799	125,799	125,799
50	121,33	9925	125,799	122,212	121,998	121,997	121,997
75	114,14	22331	121,997	116,368	115,813	115,808	115,808
100	104,08	39700	115,808	108,517	107,532	107,514	107,514
125	91,14	62031	107,514	99,078	97,685	97,648	97,648
150	75,33	89325	97,648	88,761	87,154	87,103	87,103
175	56,64	121581	87,103	78,609	77,139	77,097	77,097
200	35,08	158800	77,097	69,776	68,733	68,713	68,713
225	10,64	200981	68,713	62,950	62,353	62,347	62,347
250	-16,67	248125	62,347	58,051	57,746	57,744	57,744
275	-46,86	300231	57,744	54,594	54,441	54,441	54,441
300	-79,92	357300	54,441	52,115	52,036	52,036	52,036
325	-115,86	419331	52,036	50,288	50,245	50,245	50,245
350	-154,67	486325	50,245	48,904	48,880	48,880	48,880
375	-196,36	558281	48,880	47,831	47,816	47,816	47,816
400	-240,92	635200	47,816	46,981	46,972	46,972	46,972

Приложение Д
(обязательное)

Расчет уравнения состояния провода, подвешенного на промежуточной опоре, при воздействии наименьшей температуры окружающей среды

Таблица Д1– Расчет уравнения состояния провода, подвешенного на промежуточной опоре, при воздействии наименьшей температуры окружающей среды

$L, м$	A	B	$\sigma_0,$ Н/мм ²	$\sigma_1,$ Н/мм ²	$\sigma_2,$ Н/мм ²	$\sigma_3,$ Н/мм ²	$\sigma_4,$ Н/мм ²
0	54,15	0	54,150	54,150	54,150	54,150	54,150
25	54,01	2481	54,150	54,855	54,838	54,838	54,838
50	53,60	9925	54,838	56,811	56,689	56,688	56,688
75	52,91	22331	56,688	59,489	59,271	59,269	59,269
100	51,95	39700	59,269	62,463	62,210	62,209	62,209
125	50,71	62031	62,209	65,518	65,274	65,272	65,272
150	49,20	89325	65,272	68,551	68,332	68,331	68,331
175	47,41	121581	68,331	71,507	71,318	71,317	71,317
200	45,35	158800	71,317	74,358	74,197	74,196	74,196
225	43,01	200981	74,196	77,089	76,953	76,952	76,952
250	40,40	248125	76,952	79,695	79,580	79,580	79,580
275	37,51	300231	79,580	82,176	82,078	82,078	82,078
300	34,35	357300	82,078	84,532	84,450	84,450	84,450
325	30,91	419331	84,450	86,769	86,699	86,699	86,699
350	27,20	486325	86,699	88,891	88,831	88,831	88,831
375	23,21	558281	88,831	90,902	90,851	90,851	90,851
400	18,95	635200	90,851	92,809	92,765	92,765	92,765

Приложение Е

(Обязательное)

Чертеж и технические данные изолятора ПС – 70Е

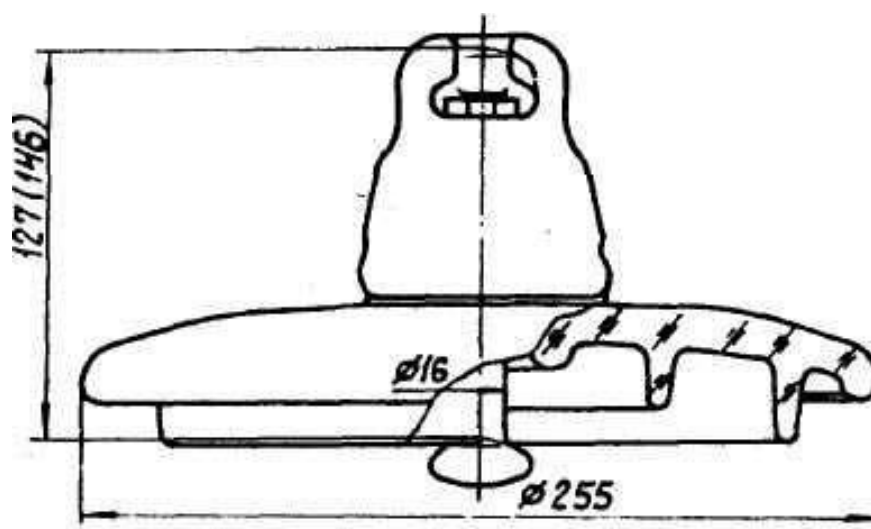


Рисунок Е.1 – Чертеж изолятора ПС – 70Е

Таблица Е.1–Технические данные изолятора ПС-70Е

Изолятор	Механическая разрушающая сила, P , кН	Диаметр тарелки, D , мм	Строительная высота, H , мм	Длина пути утечки, $L_{И}$, мм	Масса, $m_{ц}$, кг
ПС-70Е	70	255	127	303	3,4

Примечание: расшифровка шифра изолятора ПС-70Е:

П – подвесной;

С – материал изоляционной детали (стекло);

70 – минимальная механическая разрушающая сила в кН;

Е – индекс модернизации изолятора.

Приложение Ж
(обязательное)

Чертеж и технические данные изолятора ПС – 120Б

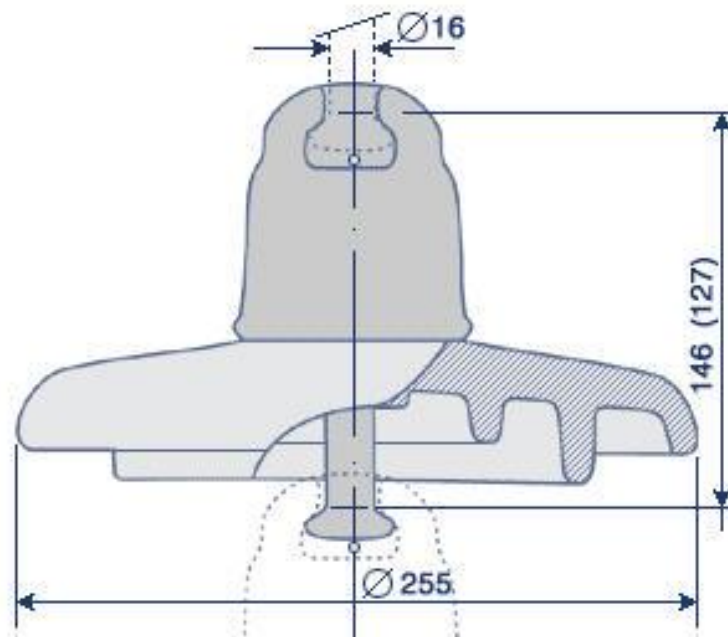


Рисунок Ж.1 – Чертеж изолятора ПС–120Б

Таблица Ж.1–Технические данные изолятора ПС-120Б

Изолятор	Механическая разрушающая сила, P , кН	Диаметр тарелки, D , мм	Строительная высота, H , мм	Длина пути утечки, $L_{И}$, мм	Масса, m_u , кг
ПС–120Б	120	255	127	320	3,9

Примечание: расшифровка шифра изолятора ПС-120Б:

П – подвесной;

С – материал изоляционной детали (стекло);

120 – минимальная механическая разрушающая сила в кН;

Б – индекс модернизации изолятора.

Приложение И

(обязательное)

Линейные арматуры изоляторов

Таблица И.1 – Линейная арматура изолятора ПС–70Е

Обозначение	Наименование	Масса, кг	Высота, м
СРС-7-16	Серьга специальная	0,32	0,0763
ПГН-3-5	Зажим поддерживающий глухой	1,1	0,066
У1К-7-16	Ушко однолапчатое	0,62	0,077
КГП-16-3	Узел крепления	0,81	0,039
	Сумма	2,85	0,26

Таблица И.2 – Линейная арматура изолятора ПС–120Б

Обозначение	Наименование	Масса, кг	Высота, м
СР-12-16	Серьга сцепная	0,41	0,103
НБ-3-6Б	Зажим поддерживающий глухой	4,7	0,301
У1-12-16	Ушко однолапчатое	1,05	0,14
КГП-12-1	Узел крепления	1,72	0,174
	Сумма	7,88	0,72

Приложение К

(обязательное)

Чертеж и характеристика опоры У110-1

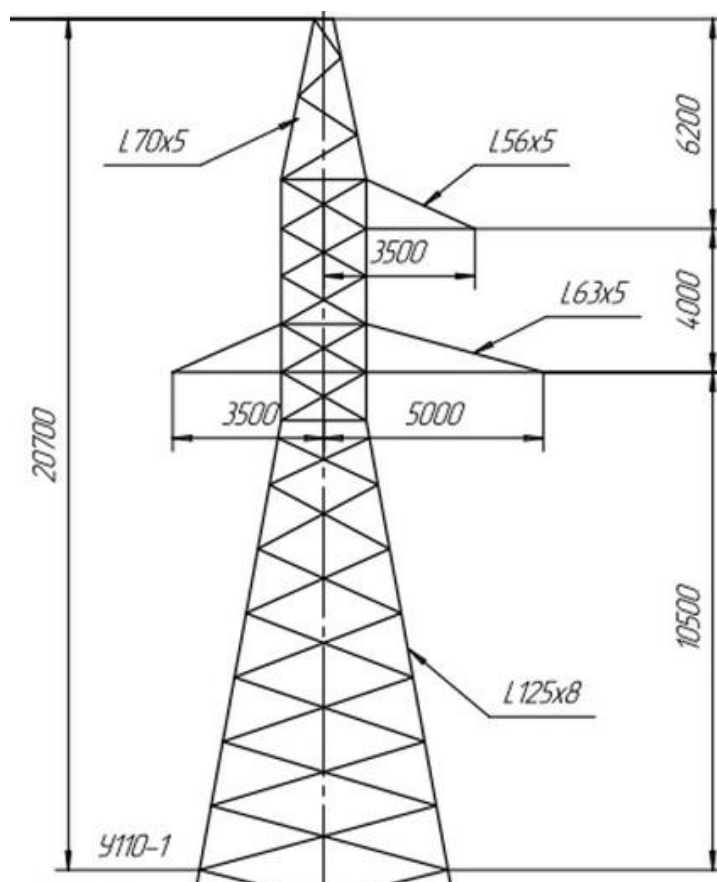


Рисунок К.1 – Чертеж опоры У110-1

Таблица К.1 – Характеристика опоры У110 – 1

Шифр опоры	У110-1
Гололед, мм	5 – 20
Марка провода	АС 70/11-АС 240/32
Полная высота, м	20,7
Высота до нижней траверсы, м	10,5
Ширина, м	4,8
Масса, т	5,04

Примечание: расшифровка шифра опоры У110-1:

У – угловая опора;

110 – опора для линий переменного тока с напряжением 110кВ;

1 – порядковый номер одноцепной опоры (нечетный).

Приложение Л
(обязательное)

Результаты расчетов механического напряжения для анкерной опоры
при разных длинах пролетов

Таблица Л1 – Результаты расчетов механического напряжения для анкерной опоры при разных длинах пролетов

<i>L</i> , м	<i>A</i>	<i>B</i>	σ_0 , Н/мм ²	σ_1 , Н/мм ²	σ_2 , Н/мм ²	σ_3 , Н/мм ²	σ_4 , Н/мм ²
1	103,32	3,97	127,080	109,786	104,000	103,327	103,318
50	97,57	9925	103,320	98,983	98,594	98,591	98,591
100	80,32	39700	98,590	88,240	85,848	85,723	85,723
150	51,57	89325	85,720	73,479	70,118	69,870	69,868
200	11,32	158800	69,870	60,146	58,267	58,201	58,201
250	-40,43	248125	58,200	52,418	51,858	51,853	51,853
300	-103,68	357300	51,850	48,617	48,461	48,461	48,461
350	-178,43	486325	48,460	46,550	46,499	46,499	46,499
400	-264,68	635200	46,500	45,290	45,270	45,270	45,270
450	-362,43	803925	45,270	44,459	44,450	44,450	44,450
500	-471,68	992500	44,450	43,880	43,876	43,876	43,876
550	-592	1200925	43,876	43,460	43,458	43,458	43,458
600	-724,68	1429200	43,458	43,145	43,144	43,144	43,144

Приложение М

(обязательное)

Расчет ординат кривой провисания провода

Таблица М1 – Расчет ординат кривой провисания провода

l , м	y , м	G , м
1	-0,09	10,59
50	0,11	10,39
100	0,36	10,14
150	0,73	9,77
200	1,22	9,28
250	1,76	8,74
300	2,30	8,20
350	2,83	7,67
400	3,35	7,15
450	3,86	6,64
500	4,37	6,13
550	4,88	5,62
600	5,38	5,12

Приложение Н
(обязательное)

Технические данные грозотроса марки МЗ-11-В-ОЖ-Н-Р

Таблица Н1 – Технические данные грозотроса марки МЗ-11-В-ОЖ-Н-Р

Параметры	МЗ-11-В-ОЖ-Н-Р
Действительная площадь поперечного сечения, F_m , мм ²	88,56
Масса смазанного каната, M_T , кг/км	752
Диаметр каната, d_T , мм	11

Примечание: расшифровка шифра грозотроса МЗ-11-В-ОЖ-Н-Р:

МЗ – молниезащита;

11 – диаметр грозотроса в мм;

В – высшая марка;

ОЖ – оцинкование для жестких погодных условий;

Н – нераскручивающийся;

Р – рихтованный.

Приложение П
(обязательное)

Результаты расчетов нагрузок на трос промежуточной опоры

Таблица П1 – Результаты расчетов нагрузок на трос промежуточной опоры

Название	Нормативная, Н/м	Расчетная, Н/м	Удельная от расчетной, Н/м·мм ²
Нагрузка от собственной массы троса	–	7,37	0,083
Гололедная нагрузка троса	10,972	7,132	0,081
Ветровая нагрузка без гололеда	4,671	5,139	0,058
Ветровая нагрузка с гололеда	0,541	0,595	0,007
Результирующая нагрузка от массы троса и массы гололеда	–	14,502	0,164
Результирующая нагрузка от собственной массы троса и давления ветра	–	8,985	0,102
Результирующая нагрузка от массы троса с гололедом и давления ветра	–	14,514	0,164

Приложение Р
(обязательное)

Результаты расчетов нагрузок на трос анкерной опоры

Таблица Р1 – Результаты расчетов нагрузок на трос анкерной опоры

Название	Нормативная, Н/м	Расчетная, Н/м	Удельная от расчетной, Н/м·мм ²
Нагрузка от собственной массы троса	–	7,37	0,083
Гололедная нагрузка троса	10,972	7,132	0,081
Ветровая нагрузка без гололеда	3,454	3,799	0,043
Ветровая нагрузка с гололеда	0,399	0,44	0,005
Результирующая нагрузка от массы троса и массы гололеда	–	14,502	0,164
Результирующая нагрузка от собственной массы троса и давления ветра	–	8,292	0,094
Результирующая нагрузка от массы троса с гололедом и давления ветра	–	14,509	0,164

Приложение С

(обязательное)

Технические данные фундамента

Таблица С.1-Технические данные фундамента Ф2-2

Высота фундамента h , м	Глубина заложения h_{ϕ} , м	Размер стороны квадрата опорной плиты a , м	Масса фундамента G_{ϕ} , т
2,7	2,5	1,5×1,5	2,4

Таблица С.2-Технические данные фундамента Ф4-АМ

Высота фундамента h , м	Глубина заложения h_{ϕ} , м	Размер стороны квадрата опорной плиты a , м	Масса фундамента G_{ϕ} , т
3,1	3,0	2,4×2,4	6,0

Приложение Т
(Обязательное)

Проверка выключателей и разъединителей

Таблица Т.1 – Расчетные и каталожные данные коммутационной аппаратуры, установленной на стороне высокого напряжения трансформатора

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВВУ-110Б-40/2000У1	Разъединитель РДЗ-110
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	
$I_{max} = 60,12 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	
Проверка на симметричный ток отключения		
$I_{пт} = 3,924 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	–
Возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ		
$i_{a,\tau} = 0,659 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл. ном} / 100 =$ $= \sqrt{2} \cdot 23 \cdot 40 / 100 = 13,01 \text{ кА}$	–
Проверка на электродинамическую стойкость		
$i_y = 9,434 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$I_{п0} = 3,924 \text{ кА}$	$I_{дин} = i_{дин} / (1,8 \cdot \sqrt{2}) = 102 /$ $/(1,8 \cdot \sqrt{2}) = 40,07 \text{ кА}$	–
Проверка на термическую стойкость		
$B_K = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) =$ $= 3,924^2 \cdot (4 + 0,03) =$ $= 62,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

Продолжение приложения Т

Таблица Т.2 – Расчетные и каталожные данные коммутационной аппаратуры, установленной на стороне низкого напряжения трансформатора

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	Разъединитель РВЗ-35/1000 УЗ
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	
$I_{max} = 695 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
Проверка на симметричный ток отключения		
$I_{пт} = 7,314 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	–
Возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ		
$i_{a,\tau} = 18,101 \text{ кА}$	$i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк. ном} / 100 =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40 / 100 = 22,63 \text{ кА}$	–
Проверка на электродинамическую стойкость		
$i_y = 18,101 \text{ кА}$	$i_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$I_{п,0} = 7,314 \text{ кА}$	$I_{дин} = i_{дин} / (1,8 \cdot \sqrt{2}) = 40 /$ $/(1,8 \cdot \sqrt{2}) = 15,714 \text{ кА}$	–
Проверка на термическую стойкость		
$B_K = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) =$ $= 7,314^2 \cdot (4 + 0,03) =$ $= 215,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 4 =$ $= 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$