

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 РЕКОНСТРУКЦИИ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ 110 КВ ТЭЦ-ГПП-1 ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ОАО «СИБИРСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ»

УДК 621.315.1.001.6-043.96(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A13	Крылов Денис Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кулешова Е.О.	к.ф.-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коршунова Л.А.	к.т.н., доцент		

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

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
		требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в 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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A13	Крылов Денис Олегович

Тема работы:

Проект реконструкции воздушной линии 110 кВ ТЭЦ–ГПП-1 энергосистемы ОАО «Сибирский химический комбинат»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	12.02.16 № 1025/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2016
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Объектом реконструкции является ВЛ 110 кВ ТЭЦ – ГПП-1.</i> <i>В качестве исходных данных представлены:</i> <i>- электрическая схема энергосистемы</i> <i>- параметры воздушной линии</i> <i>- задание на проведение реконструкции</i>
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).	- исходные данные для реализации проекта реконструкции ВЛ 110 кВ ТЭЦ – ГПП-I ОАО «СХК» - выбор и проверка провода; - расчет механической части ВЛ; - расчет токов короткого замыкания; -выбор уставок релейной защиты; - разработка раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; - разработка раздела «Социальная ответственность»; - заключение
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	- схема принципиальная главная
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Коршунова Лидия Афанасьевна к.т.н., доцент
«Социальная ответственность»	Бородин Юрий Викторович к.т.н., доцент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.16
--	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кулешова Е.О.	к.ф-м.н., доцент		18.02.16

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A13	Крылов Денис Олегович		18.02.16

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A13	Крылов Денис Олегович

Институт	ИнЭО	Кафедра	Электрические сети и электротехника
Уровень образования	Бакалавр	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>	- стоимость материалов и оборудования; - квалификация исполнителей; - трудоёмкость работы.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- нормы амортизации; - размер минимальной оплаты труда.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	- отчисления в социальные фонды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	- формирование вариантов решения с учётом научного и технического уровня
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	- планирование выполнения проекта; - расчет бюджета на проектирование; - расчет капитальных вложений в основные средства
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	- определение научно-технической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График проведения НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2016
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коршунова Лидия Афанасьевна	к.т.н., доцент		15.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A13	Крылов Денис Олегович		15.03.2016

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A13	Крылов Денис Олегович

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Электроэнергетический объект. ВЛЭП 110 кВ ТЭЦ-ГПП-1</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность <i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i> – 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). <i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	<i>Перечень опасных факторов: затем вредных факторов при выполнении работ источником которых является выбранное оборудование и техпроцесс. Обеспечение санитарно-гигиенических условий на рабочих местах и обеспечение требований нормативных документов к выявленным вредным факторам. Технические устройства обеспечения этих требований.</i>
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);	<i>Влияние электромагнитного поля на организм человека. Охрана окружающей среды.</i>

– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Поведение объекта в ЧС и меры, необходимые для повышения устойчивости при ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ПУЭ 85, ГОСТ 12.1.002-84, ГОСТ 12.1.003-83, ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ, ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ, ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ, ГОСТ 17.4.3.04-85, НПБ 105-03, ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00, Р2.2.2006-05, РД 34.03.604, РД 52.04.186, СанПиН 2.2.4.548-96, СанПиН 2.2.4.723-98

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	24.03.2016
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю.В.	к.т.н. доцент		24.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А13	Крылов Денис Олегович		24.03.2016

Реферат

Выпускная квалификационная работа 103 с., 10 рисунков, 24 таблиц, 17 источников, 1 приложение.

Объектом исследования является энергосистема ОАО «Сибирский химический комбинат».

В работе проводится реконструкция двухцепной воздушной линии электропередач (ВЛЭП), напряжением 110 кВ. Осуществляется проектирование механической части ВЛЭП и расчет уставок релейной защиты. Для определения затрат на реконструкцию был произведен экономический расчет. Так же был произведен анализ производственной и экологической безопасности.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ *Mathcad 15*, *Line* и текстовом редакторе *MS Word 16* и представлена на компакт - диске (в конверте на обороте обложки).

					ФЮРА.13030203.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Крылов Д.О.						
Руковод.		Кулешова Е.О.						100
						ТПУ ИнЭО Группа 3-5А13		
Н.контроль		Кулешова Е.О.						

Содержание

Введение	
Исходные данные.....	11
1. Выбор и проверка провода.....	12
2. Расчет механической части ВЛЭП 110 кВ ТЭЦ – ГПП-1.....	15
2.1 Определение единичных и удельных механических нагрузок на провод от внешних воздействий.....	15
2.2 Определение критических длин пролетов.....	21
2.3 Определение критической температуры и габаритного пролета.....	24
2.4 Выбор изоляторов, арматуры и комплектование гирлянд	26
2.5 Расстановка опор по профилю трассы.....	32
2.6 Выбор и проверка грозозащитного троса.....	36
3. Расчет токов короткого замыкания.....	43
3.1 Расчет токов трехфазного к.з.....	47
3.2 Расчет токов несимметричных к.з.....	48
4. Расчёт уставок защит и оценка их чувствительности.....	50
4.1 Расчет дистанционной защиты.....	50
4.2 Расчет максимальной токовой защиты.....	52
4.3 Защита от к.з. на землю.....	54
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	58
5.1 Планирование научно-исследовательских работ.....	58
5.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	60
5.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	62
5.4 Оценка научно технического уровня инженерных решений.....	63
5.5 Материальные затраты.....	67
5.6 Затраты на оплату труда.....	68

					ФЮРА.13030203.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Крылов Д.О.			Содержание	Лит.	Лист
Рцковод.		Кулешова Е.О.					Листов
							100
Н.контроль		Кулешова Е.О.				ТПУ ИнЭО Группа 3-5А13	

5.7 Отчисления на социальные нужды.....	69
5.8 Амортизационные отчисления.....	70
5.9 Прочие неучтенные затраты.....	72
5.10 Накладные расходы.....	72
5.11 Смета затрат на оборудование.....	73
6. Социальная ответственность.....	75
6.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	75
6.2 Техника безопасности.....	76
6.3 Электробезопасность воздушной линии.....	78
6.4 Производственный шум и борьба с ним.....	83
6.5 Воздействие электромагнитных полей и излучений на организм человека.....	85
6.6 Мероприятия по обеспечению пожаробезопасности.....	87
6.7 Молниезащита.....	89
6.8 Защита воздушной линии от перенапряжения.....	91
6.9 Экологическая безопасность.....	94
6.10 Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.....	95
Заключение.....	97
Список использованных источников.....	98
Приложение А	

Список принятых сокращений

КЗ – короткое замыкание

ВЛЭП – воздушная линия электропередач

ЕЭС – единая энергосистема

КПД – коэффициент полезного действия

ЭЭС – электроэнергетическая система

ГПП – главная понизительная подстанция

МТЗ – максимальная токовая защита

ДЗ – дистанционная защита

ТНЗНП – токовая направленная защита нулевой последовательности

ТО – токовая отсечка

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ТЭЦ – теплоэнергоцентр

РЗ – релейная защита

ПС – подстанция

АПВ – автоматическое повторное включение

СХК – сибирский химический комбинат

					ФЮРА.130302.03.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разраб.	Крылов Д.О.				Список сокращений	Лит.	Лист
Руковод.	Кулешова Е.О.						9
							100
Н. контроль	Кулешова Е.О.					ТПУ ИнЭО Группа 3-5А13	

Введение

В настоящее время характерной особенностью экономики России является восстановление промышленного потенциала, поступательное развитие большинства отраслей и, как следствие, увеличением потребления электрической энергии. С ростом генерируемых мощностей и увеличением потоков мощности по электропередачам, связанным с формированием рынка электроэнергии, предъявляются новые требования к устройствам и системам, обеспечивающим надежность функционирования и развития Единой национальной электрической сети (ЕНЭС).

Надежность ЕНЭС определяется резервами пропускной способности сети, ее живучестью, управляемостью, надежностью отдельных элементов и систем. Для улучшения качества электроснабжения потребителей при растущем спросе на электроэнергию требуется введение новых системных технологий и устройств управления режимами, обеспечивающих надлежащее качество электрической энергии и общую устойчивость энергосистемы в целом.

В работе рассмотрены энергосистемы ОАО «Сибирский химический комбинат»

Участок энергосистемы между подстанциями ТЭЦ и ГПП-1 был построен в 1980 году. Протяженность участка составляет 4.27 км, ЛЭП выполнена проводом АС-120

Целью выпускной квалификационной работы является проект реконструкции воздушной линии 110 кВ ТЭЦ-ГПП-1 энергосистемы ОАО «Сибирский химический комбинат» и выбор уставок релейной защиты.

					ФЮРА.130302.03.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Крылов Д.О.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Рцковод.		Кулешова Е.О.					10	100
						ТПУ ИнЭО Группа 3-5А13		
Н. контроль		Кулешова Е.О.						

Исходные данные

Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	110
Длинна трассы	$L_{ВЛ}$	км	4,27
Марка провода	АС-185/29		
Количество цепей ЛЭП	$n_{ц}$	шт	2
Местность	Томская область г. Северск		
Наинизшая температура	t_{-}	°C	-55
Наивысшая температура	t_{+}	°C	36
Среднегодовая температура	$t_{ср}$	°C	-0,5
Температура гололедообразования	t_2	°C	- 5
Продолжительность максимума нагрузки	T_{max}	ч	6000
Индуктивное сопротивление системы	X_C	Ом	4,911

					ФЮРА.130302.03.ПЗ				
Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата					
Разраб.		Крылов Д.О.			Исходные данные	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Кулешова Е.О.							
							11	100	
Н. контроль		Кулешова Е.О.				ТПУ ИнЭО Группа 3-5А13			

1. Выбор и проверка проводов

Таблица 1.1 – Исходные данные с учетом дополнительной нагрузки

Участок	l, км	U, кВ	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	n, шт	T _{max} , ч	Cosφ
ЛЭП 110 кВ	4,27	110	62,5	45,24	77,16	2	6000	0,81

Критерием для выбора сечений провода ВЛ являются минимальные затраты. Сечение проводов ВЛ выбирают с использованием метода нормированной плотности тока.

$$F_p = \frac{I_p}{j_n}, \quad (1.1)$$

$$I_p = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times n \times U_{\text{ном}}} \quad (1.2)$$

где F_p – сечение провода;

I_p – расчетный ток, протекающий по проводу;

j_n – нормированная плотность тока 1.1 А/мм²;

n – число цепей линии;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии;

Найдем расчетный ток, протекающий по проводу (1.2):

$$I_p = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times n \times U_{\text{ном}}} = \frac{77,16 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 2 \times 110} = 202,494 \text{ А}$$

					ФЮРА.130302.03.ПЗ			
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Крылов Д.О.			Выбор и проверка проводов		Лист	Листов
Руковод.		Кулешова Е.О.					12	100
							ТПУ ИнЭО Группа 3-5А13	
Н. контроль		Кулешова Е.О.						

Рассчитаем сечение провода (2.1):

$$F_p = \frac{I_p}{j_n} = \frac{202,494}{1,1} = 184,05 \text{ мм}^2.$$

Таблица 1.2 – Параметры линии

Линия	$U_{ном},$ кВ	$I_p,$ А	$T_{max},$ ч	$j_n,$ А/мм ²	$F_p,$ мм ²	$F_{выб},$ мм ²	$I_{доп},$ А	$I_{раб.макс},$ А
ЛЭП	110	202,494	6000	1,1	184,085	185	510	404,9

Выбираем провод АС 185/29.

Таблица 1.3 – Параметры провода

Провод	$I_{доп},$ А	$I_{раб.макс},$ А	$F,$ мм ²	$L,$ км	$R_0,$ Ом/км	$X_0,$ Ом/км	$B_0,$ см/км×10 ⁻⁶
АС 185/29	510	404,9	185	4,27	0,159	0,413	2,747

Выполним проверку выбранного сечения.

1. Выбранное сечение проверяется по допустимому нагреву (по допустимому току) в нормальном и послеаварийном режимах согласно условию, $I_{доп} \geq I_{раб.макс}$

По ПУЭ [1] допустимый предельный ток для провода на 110 кВ сечением 185/29 мм² равен 510 А, следовательно, ток в линии в послеаварийном режиме:

$$I_{п/ав} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{77,16}{\sqrt{3} \cdot 115} = 404,9 \text{ А}.$$

Проверка:

$$I_{п/ав} = 404,9 \text{ А} < I_{доп} 510 \text{ А}$$

2. Проверка по механической прочности.

Согласно [1] минимально допустимое сечение провода по условиям механической прочности для ВЛ напряжением 35 кВ и выше является 120/19 мм².

3. Проверка по потери напряжения.

Для проводов напряжением 35 кВ и выше проверка не производится, т.к. смена сечений экономически не целесообразна. Целесообразней использовать трансформатор с РПН.

4. Проверка провода по условиям короны.

Согласно ПУЭ [1] минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех для ВЛ напряжением 110 кВ 11.4 мм² (АС 70/11).

Выбранный провод марки АС – 185/29 проходит все проверки.

2. Расчет механической части ВЛ 110 кВ ТЭЦ – ГПП-1

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

Трасса сооружаемой воздушной линии электропередачи 110 кВ проходит по лесостепной, населённой местности, относящейся ко II району по гололёду и ко II району по ветровой нагрузке. На унифицированных свободностоящих стальных опорах типа П110-6 смонтированы провода марки АС-185/29.

Основой для районирования по ветровому давлению служат значения максимальных скоростей ветра с 10-минутным интервалом осреднения скоростей на высоте 10 м с повторяемостью 1 раз в 25 лет. Районирование по гололёду производится по максимальной толщине стенки отложения гололеда цилиндрической формы при плотности 0,9 г/см³ на проводе диаметром 10 мм, расположенном на высоте 10 м над поверхностью земли, повторяемостью 1 раз в 25 лет [1].

Технические данные приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика сталеалюминиевого провода АС-185/29

Составляющие провода	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение, мм ²	181	29,0	210,0
Диаметр, мм ²	-	6,1	18,8
Масса, кг/мм ²	500	228	728

					ФЮРА.130302.03.ПЗ								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Крылов Д.О.			Расчет механической части ВЛ 110 кВ ТЭЦ — ГПП-1				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Кулешова Е.О.									15	100	
Н. контроль		Кулешова Е.О.							ТПУ ИнЭО Группа 3-5А13				

Нормативное ветровое давление W_0 принимается согласно [1]:

$$W_0 = 500 \text{ Па (скорость ветра } v_0=29 \text{ м/с)}$$

Нормативная толщина стенки гололеда b_0 для высоты 10 м над поверхностью земли принимается согласно [1]: $b_0 = 15 \text{ мм}$

1. Постоянно действующая нагрузка от собственного веса на один метр провода:

$$P_n = M_{II} \cdot g \cdot 10^{-3} = 728 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 7,134 \text{ Н/м},$$

где M_{II} – вес провода;

g – ускорение свободного падения.

$$\gamma_n = \frac{P_n}{F} = \frac{7,134}{210} = 0,034 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2$$

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

$$P_{\text{гн}} = \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_0 \cdot (d_n + K_i \cdot K_d \cdot b_0) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} \quad (2.1)$$

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

Согласно [1] высота расположения приведенного центра тяжести проводов или тросов h_{np} для габаритного пролета определяется по формуле, м:

$$h_{np} = h_{cp} - \frac{2}{3} \cdot f, \quad (2.2)$$

где h_{cp} - среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам или среднеарифметическое значение высоты крепления тросов к опоре, отсчитываемое от отметок земли в местах установки опор, м;

f - стрела провеса провода или троса в середине пролета при высшей температуре, м:

$$h_{cp} = \frac{\sum_{n=1}^i H_{mp}^i}{n} = \frac{19 + 19 + 25 + 25 + 31 + 31}{6} = 25 \text{ м}.$$

Стрела провеса при среднеэксплуатационных условиях:

$$f = \frac{\gamma_{\Pi} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{сз}} \quad (2.3)$$

Согласно таблице 2.1 провод марки АС 185/29 имеет поперечное сечение проводника $F_{AL}=181$ мм, сердечника – $F_{ст}=29$ мм. Отношение площадей поперечных сечений равно:

$$\frac{F_{ал}}{F_{ст}} = \frac{181}{29} = 6,241$$

Для этого отношения по [1] допустимое механическое напряжение σ равно 90 Н/мм².

Среднеэксплуатационные условия работы провода характеризуются постоянной нагрузкой на провод $\gamma_{пр}$.

Провод монтируется на опорах П110-6. Габаритные пролёты для этой опоры с проводом АС185/29 находятся в пределах 270-315 м. Примем длину пролёта $l = 300$ м, тогда

$$f = \frac{\gamma_{\Pi} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{сз}} = \frac{0,034 \cdot 300^2}{8 \cdot 90} = 4,247 \text{ м};$$

$$h_{пр} = h_{ср} - \frac{2}{3} \cdot f = 25 - \frac{2}{3} \cdot 4,247 = 22,169 \text{ м}.$$

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

$$K_d = 1; K_i = 1.$$

$$\begin{aligned} P_{zn}^H &= \pi \cdot K_i \cdot b_3 \cdot (d_n + K_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = \\ &= 3,14 \cdot 1 \cdot 15 \cdot (18,8 + 1 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 14,041 \text{ (Н/м)}; \end{aligned}$$

$$\gamma_{zn}^H = \frac{P_{zn}^H}{F_{np}} = \frac{14,041}{210} = 0,066 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2.$$

3. Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода (провод, свободный от гололеда):

$$P_{wn}^H = \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi =$$

$$= 0,71 \cdot 1 \cdot 0,65 \cdot 1,2 \cdot 500 \cdot 18,8 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 5,205 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{wn}^H = \frac{P_{wn}^H}{F_{np}} = \frac{5,205}{210} = 0,024 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2.$$

где α_w – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролёту ВЛ и зависящий от ветрового давления. Определяется согласно п.2.5.52 [1] $\alpha_w = 0,71$.

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

K_w – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности. Определяется согласно [1]. Местность В – городские территории, лесостепи, $K_w = 0,65$.

C_x – коэффициент лобового сопротивления. Для проводов, свободных от гололёда диаметром 20 мм и более $C_x = 1,2$ согласно [1].

W – нормативное ветровое давление, Па.

F – площадь продольного диаметрального сечения провода, мм²,

$$F = d_n \times 10^{-3}$$

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

4. Нормативная временно действующая нагрузка от давления ветра (провод с гололедом) на один метр провода

$$P_{wn2}^H = \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi =$$

$$= 0,71 \cdot 1 \cdot 0,65 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 500 \cdot 48,8 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 3,378 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{wn2}^H = \frac{P_{wn2}^H}{F_{np}} = \frac{3,378}{210} = 0,016 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2.$$

$$C_x = 1,2 \text{ согласно [1].}$$

$$F = (d_n + 2 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_s) \cdot 10^{-3} = (18,8 + 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 48,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

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

$$P_{zn} = P^H_{zn} \cdot \gamma_{nz} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 14,041 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 0,5 = 8,42 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{zn} = \frac{P_{zn}}{F} = \frac{8,42}{210} = 0,04 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2;$$

$\gamma_{nr} = 1$ – коэффициент надёжности и ответственности, принимаемый согласно [1];

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

$\gamma_f = 1,2$ – коэффициент надёжности по гололёдной нагрузке, принимаемый 1,3 для районов по гололеду I и II;

$\gamma_d = 0,5$ – коэффициент условий работы.

6. Расчётная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода (провод, свободный от гололеда):

$$P_{wn} = P^H_{wn} \cdot \gamma_{wn} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 5,205 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 5,725 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{wn} = \frac{P_{wn}}{F} = \frac{5,725}{210} = 0,027 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2;$$

$\gamma_{nw} = 1$ – коэффициент надёжности и ответственности, принимаемый согласно [1];

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

$\gamma_f = 1,1$ – коэффициент надёжности по ветровой нагрузке, принимаемый 1,1.

7. Расчётная временно действующая нагрузка от давления ветра на один метр провода (провод с гололедом):

$$P_{wnz} = P^H_{wnz} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 3,378 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 3,715 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{wn2} = \frac{P_{wn2}}{F} = \frac{3,715}{210} = 0,017 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2.$$

8. Результирующая нагрузка от массы провода и массы гололеда:

$$P_{\Sigma 1} = P_n + P_{en} = 7,134 + 8,42 = 15,554 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{P_{\Sigma 1}}{F} = \frac{15,554}{210} = 0,074 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2.$$

9. Результирующая нагрузка от собственной массы провода и давления ветра:

$$p_{\Sigma 2} = \sqrt{p_n^2 + p_{wn}^2} = \sqrt{7,134^2 + 7,337^2} = 10,235 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{p_{\Sigma 2}}{F} = \frac{10,235}{210} = 0,049 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2.$$

10. Результирующая нагрузка от массы провода с гололедом и давления ветра:

$$p_{\Sigma 3} = \sqrt{p_{\Sigma 1}^2 + p_{wn2}^2} = \sqrt{15,554^2 + 3,715^2} = 16 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{p_{\Sigma 3}}{F} = \frac{16}{210} = 0,076 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2.$$

Таким, образом, при сравнении значений результирующих нагрузок видно, что наибольшая - действующая от собственной массы провода и давления ветра. Следовательно, в дальнейших расчётах принимаем, что

$$\gamma_{нб} = \gamma_{\Sigma 3} = 0,076 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2.$$

2.2 Определение критических длин пролётов

Трасса сооружаемой воздушной линии электропередачи 110 кВ проходит по территории смешанных лесов, населённой местности, относящейся ко II району по гололёду и к II району по ветровой нагрузке.

Согласно [3]:

максимальная температура $t_+ = 36^{\circ}\text{C}$;

минимальная температура $t_- = -55^{\circ}\text{C}$;

среднегодовая температура $t_{сг} = -0.5^{\circ}\text{C}$;

температура гололёдообразования $t_z = -5^{\circ}\text{C}$.

Модуль упругости $E = 8,25 \times 10^4$ Н/м, температурный коэффициент $\alpha = 19,2 \times 10^{-6}$ град $^{-1}$ согласно [1].

Предельные значения напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре по [1]: $\sigma_{нб} = \sigma_- = 135$ Н/мм 2 , а также при среднегодовой температуре $\sigma_{сг} = 90$ Н/мм 2 . Каждое из этих значений не должно быть превышено в процессе работы ВЛ.

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

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

При известной наибольшей механической нагрузке $\gamma_{нб}$, определим среднеэксплуатационные нагрузки. Тогда уравнение состояния примет вид:

$$\sigma_{сэ} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_1^2}{24 \cdot \sigma_{сэ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{сг}^2 \cdot E \cdot l_1^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сг} - t_z);$$

Полученное уравнение можно представить, как неполное кубическое:

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

$$\text{где } A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{\Sigma 2}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E(t_{c2} - t_z);$$

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

Используя метод Ньютона:

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

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

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

Рассмотрим, как меняется $\sigma_{сэ}$ с изменением l при $\gamma_{нб}$.

Независимая переменная l может меняться от 0 до ∞ .

При $l=0$:

$$\begin{aligned} \sigma_{сэ \text{ Н}}^{(1)} &= \sigma_{нб} - \alpha E(t_{c2} - t_z) = \\ &= 135 - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot ((-0,5) - (-5)) = 127,87 \text{ Н/мм}^2; \end{aligned}$$

При $l \rightarrow \infty$:

$$\sigma_{сэ \text{ К}}^{(1)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_{\Sigma 3}} \cdot \sigma_{нб} = \frac{0,034}{0,076} \cdot 135 = 60,39 \text{ Н/мм}^2.$$

Т.е. при возникновении $\gamma_{нб}$ $\sigma_{сэ}$ будет меняться от 127,87 до 60,39 Н/мм².

Получим зависимости коэффициентов A и B от l_i :

$$A = 127,87 - 0,0013 \cdot l_i^2 \quad B = 3,967 \cdot l_i^2$$

Вычислим значения A и B , а также значения $\sigma_{сэ}$ при длинах пролетов от 0 до 300 м и сведем результаты в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчётов

$l, \text{ м}$	A	B	$\sigma_0, \text{ Н/мм}^2$	$\sigma_1, \text{ Н/мм}^2$	$\sigma_2, \text{ Н/мм}^2$	$\sigma_3, \text{ Н/мм}^2$	$\sigma_4, \text{ Н/мм}^2$
0	129,9688	0,0000	129,7730	129,9694	129,9688	129,9688	129,9688
50	126,8664	9257,5446	129,9688	127,5309	127,4366	127,4365	127,4365

Продолжение таблицы 2.3

100	117,5593	37030,1784	127,4365	120,8591	120,1340	120,1255	120,1255
150	102,0474	83317,9013	120,1255	110,6679	109,0953	109,0533	109,0533
200	80,3308	148120,7135	109,0533	98,3983	96,3728	96,3023	96,3022
250	52,4094	231438,6148	96,3022	86,3954	84,7280	84,6829	84,6829
300	18,2833	333271,6053	84,6829	76,9242	76,0054	75,9931	75,9931

Вычислим критические пролеты:

$$l_{1K} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_{\Pi}} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_{c3}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{c3})}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_-}{\sigma_{c3}} \right)^2 \right]}} =$$

$$= 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{(135 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-55 - 0,5)}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left[1 - \left(\frac{135}{90} \right)^2 \right]}} = 389,1 \text{ м};$$

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

$$= 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-55))}{\left[\left(\frac{0,084}{0,034} \right)^2 - 1 \right]}} = 291,8 \text{ м};$$

$$l_{3K} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_{\Pi}} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_{c3}) + \alpha \cdot E \cdot (t_{\Gamma} - t_{c3})}{E \cdot \left[\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_{\Pi}} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{нб}}{\sigma_{c3}} \right)^2 \right]}} =$$

$$= 4,9 \cdot \frac{135}{0,034} \cdot \sqrt{\frac{(135 - 90) + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 0,5)}{8,25 \cdot 10^4 \cdot \left[\left(\frac{0,076}{0,034} \right)^2 - \left(\frac{135}{90} \right)^2 \right]}} = 233,47 \text{ м}.$$

Таким образом, имеем соотношение $l_{1K} > l_{2K} > l_{3K}$, следовательно, расчетным пролетом является пролет l_{2K} .

Так как $l=300 \text{ м} > l_{2K} = 291,8$, то расчетным режимом будет второй режим – режим наибольших нагрузок. Следовательно, при дальнейшем строительстве воздушной линии электропередачи необходимо опираться только на эти условия.

2.3 Определение критической температуры и габаритного пролета

При расстановке опор на ровной местности наибольшая возможная длина пролета может быть определена в зависимости от максимальной длины провисания f , которую можно допустить при заданной высоте подвеса провода h и минимальном габарите от нижней точки кривой провисания провода до земли Γ , требуемом [1] для линий заданного напряжения. Такой пролет называется габаритным пролетом и обозначается $l_{габ}$ (рис. 1)

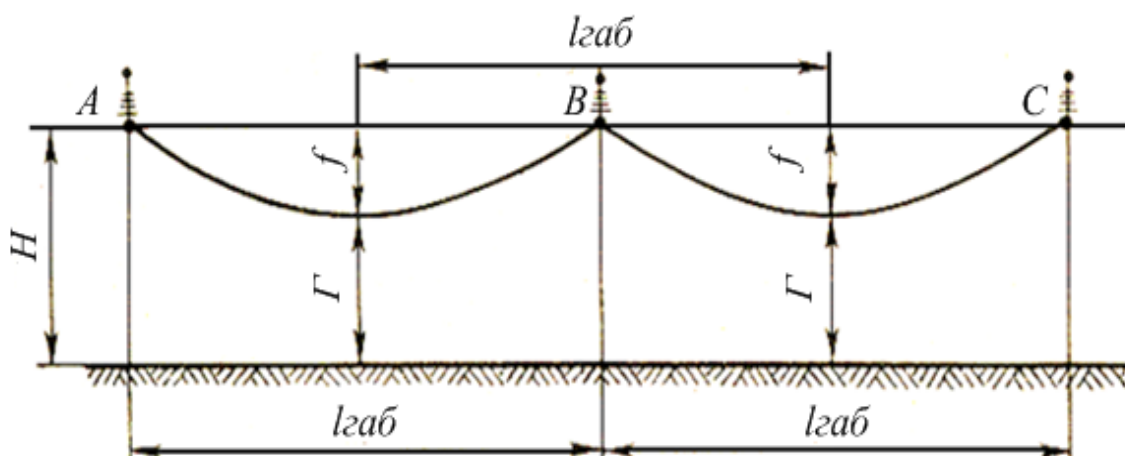


Рисунок 1 – схема габаритного пролета

Трасса сооружаемой воздушной линии электропередачи 110 кВ проходит по территории смешанных лесов, ненаселённой местности, относящейся ко 2 району по гололёду и к 3 району по ветровой нагрузке.

Согласно [3]: максимальная температура $t_+ = 36^{\circ}\text{C}$;

минимальная температура $t_- = -55^{\circ}\text{C}$;

среднегодовая температура $t_{cr} = -0,5^{\circ}\text{C}$;

температура гололёдообразования $t_r = -5^{\circ}\text{C}$.

Модуль упругости $E=8,25 \times 10^4$ Н/м, температурный коэффициент $\alpha = 19,2 \times 10^{-6}$ град⁻¹ согласно [1].

Предельные значения напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре по [1]: $\sigma_{нб}=\sigma_{-}=135$ Н/мм², а также при среднегодовой температуре $\sigma_{сг} = 90$ Н/мм². Каждое из этих значений не должно быть превышено в процессе работы ВЛ.

Значение критической температуры:

$$t_{к} = (t_{г} - 3) + \frac{\sigma_{нб}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{сз}} = (-5 - 3) + \frac{135}{8,25 \cdot 10^4 \cdot 19,2 \cdot 10^{-6}} \cdot \frac{0,034}{0,076} = 30,1^{\circ}C;$$

$t_{к} = 30,1^{\circ}C$, $t_{+} = 36^{\circ}C$, $t_{к} < t_{+}$ - следовательно, максимальное провисание провода будет при максимальных температурах.

Габаритный пролет:

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

$$\gamma_{[f]} = \gamma_n, \quad \gamma_{[\sigma]} = \gamma_{сз}, \quad t_{[\sigma]} = t_{-}, \quad t_{[f]} = t_{+}$$

Данное уравнение является биквадратным. Представим его в следующем виде:

$$A \cdot l_{заб}^4 - B \cdot l_{заб}^2 - C = 0,$$

$$A = \frac{\gamma_{[f]}}{8f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} = \frac{0,034}{8 \cdot 4,24} + \left(\frac{0,076}{135} \right)^2 \cdot \frac{8,25 \cdot 10^4}{24} = 0,011;$$

$$B = \sigma + \alpha E(t_{[\sigma]} - t_{[f]}) = 135 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 36) = 70,05;$$

$$C = \frac{8}{3} f^2 E = \frac{8}{3} \cdot 4,24^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 = 3,968 \cdot 10^6.$$

Тогда $l_{габ}$ может быть определено следующей формуле:

$$l_{заб} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4AC}}{2A}} = \sqrt{\frac{70,05 + \sqrt{70,05^2 + 4 \cdot 0,011 \cdot 3,968 \cdot 10^6}}{2 \cdot 0,011}} = 149,8 \text{ м.}$$

Значение $l_{\text{габ}} = 150 \text{ м} < l_{2\text{к}} = 256 \text{ м}$ – следовательно, расчётные условия выбраны не верно. Выбираем режим минимальных температур, т.е. σ_- , t_- , $\gamma_{\text{п}}$.

Пересчитаем стрелу провисания для габаритного пролета:

$$f_{\text{габ}} = \frac{\gamma_{\text{п}} \cdot l_{\text{габ}}^2}{8 \cdot \sigma_-} = \frac{0,034 \cdot 150^2}{8 \cdot 135} = 0,708 \text{ м}$$

2.4 Выбор изоляторов, арматуры и комплектование гирлянд

Трасса сооружаемой воздушной линии электропередачи 110 кВ проходит по территории смешанных лесов, относящейся ко 2 району по гололёду и к 1 району по ветровой нагрузке.

Согласно [3]:

максимальная температура $t_+ = 36^0\text{C}$;

минимальная температура $t_- = -55^0\text{C}$;

среднегодовая температура $t_{\text{ср}} = -0,5^0\text{C}$;

температура гололёдообразования $t_{\text{г}} = -5^0\text{C}$;

габаритный пролет $l_{\text{габ}} = 150 \text{ м}$.

Модуль упругости $E = 8,25 \times 10^4 \text{ Н/м}$, температурный коэффициент $\alpha = 19,2 \times 10^{-6} \text{ град}^{-1}$ согласно [1].

Предельные значения напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре по [1]: $\sigma_{\text{нб}} = \sigma_- = 135 \text{ Н/мм}^2$, а также при среднегодовой температуре $\sigma_{\text{ср}} = 90 \text{ Н/мм}^2$. Каждое из этих значений не должно быть превышено в процессе работы ВЛ.

Подвесные изоляторы для промежуточных опор.

Чтобы выбрать тип изолятора, необходимо найти весовой пролет линии:

$$l_{\text{вес}} = 1,25 \cdot l_{\text{габ}} = 1,25 \cdot 150 = 187,5 \text{ м}.$$

1) При наибольшей нагрузке

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

где $n_{\text{ф}} = 3$ – число проводов в расщепленной фазе;

$\gamma_{\text{нб}}$ – наибольшая нагрузка;

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

$G_{\text{г}}$ – средний вес гирлянды изоляторов (из [4] для ЛЭП 110 кВ $G_{\text{г}}=400\text{Н}$);

P – электромеханическая разрушающая нагрузка изоляторов (из [4] для ЛЭП 110 кВ $P=60\,000\text{ Н}$).

Таким образом,

$$2,5 \cdot (3 \cdot 0,084 \cdot 210 \cdot 176,36 + 400) = 16200 \text{ Н.}$$

2) При среднеэксплуатационных условиях работы

$$5 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_{\text{п}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}} + G_{\text{г}}) \leq P;$$

$$5 \cdot (3 \cdot 0,034 \cdot 210 \cdot 176,36 + 400) = 38570 \text{ Н.}$$

3) В аварийных режимах работы:

$$2,0 \cdot \sqrt{\left[\frac{n_{\phi} \cdot \gamma_{\text{п}} \cdot F_{\text{пр}} \cdot l_{\text{вес}}}{2} + G_{\text{г}} \right]^2 + [K_{\text{рд}} \cdot T_{\text{нб}}]^2} \leq P,$$

$$1,8 \cdot \sqrt{\left[\frac{3 \cdot 0,034 \cdot 176,36 \cdot 210}{2} + 400 \right]^2 + [0,4 \cdot 3 \cdot 76 \cdot 210]^2} = 34710 \text{ Н;}$$

где $K_{\text{рд}} = 0,4$ – коэффициент редукции;

$T_{\text{нб}} = n_{\phi} \cdot \sigma \cdot F_{\text{пр}}$ - тяжение проводов, $\sigma \approx 76 \text{ Н/м}^2$.

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

Согласно [4], выбираем изоляторы стеклянные подвесные тарельчатого типа: ПС–70 Е (рисунок 2), с параметрами, представленными в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Параметры изолятора ПС-70Е

Механическая разрушающая сила, Н.	Диаметр тарелки, D, мм.	Н, мм	Длина пути утечки, L_u , мм	Масса, кг
70000	255	127	320	3.6



Рисунок 2 – Изолятор ПС-70Е

Для определения количества изоляторов в гирлянде определим длину пути утечки. Длина пути утечки L (см) изоляторов и изоляционных конструкций должна определяться по формуле [1]

$$L = \lambda_3 U K,$$

где $\lambda_3 = 1,6$ - удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ;

$U = 126$ кВ - наибольшее рабочее междуфазное напряжение [10];

$K = 1$ - коэффициент эффективности.

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

Количество подвесных тарельчатых изоляторов в поддерживающих гирляндах, а также в каждой гирлянде специальной конструкции, составленной из изоляторов одного типа (в одной последовательной ветви), ВЛ на металлических, железобетонных и деревянных опорах с заземленными креплениями гирлянд определяется по формуле [1]:

$$m = \frac{L}{L_y} = \frac{201,6}{32} = 7 \text{ шт.},$$

где L_y - длина пути утечки одного изолятора, см; с учётом арматуры – 8 шт.

Тогда длина и вес поддерживающей гирлянды составят:

$$\lambda_n = m \cdot H = 8 \cdot 0,127 = 1,016 \text{ м};$$

$$G_{\text{гир}} = m \cdot m_{\text{гир}} = 8 \cdot 3,4 = 27,2 \text{ кг}.$$

Таблица 2.5 – Типовая линейная арматура поддерживающей гирлянды

№	Обозначение	Наименование	Количество	Масса, кг
1	КПГ-7-3	Узел крепления	1	0,44
2	СРС-7-16	Серьга специальная	1	0,32
3	ПС -70Е	Изолятор	7	3,6
4	У1К-7-16	Ушко однолапчатое	1	0,62
5	ПГН-3-5	Зажим поддерживающий глухой	1	1,1

Выбор натяжных изоляторов для анкерных опор.

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

- 1) При наибольшей нагрузке

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

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,084 \cdot 176,36 \cdot 210}{2} + 400 \right)^2 + (210 \cdot 176,36)^2} = 71040 \text{ Н}.$$

- 2) При среднеэксплуатационных условиях работы

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

где $\sigma_{\text{сэ}} = 70$ - напряжение в проводе, которое определяется по графику для $l_{\text{вес}}$.

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,034 \cdot 176,36 \cdot 210}{2} + 400 \right)^2 + (70 \cdot 176,36)^2} = 88410 \text{ Н}.$$

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

Согласно [4] изоляторы стеклянные подвесные тарельчатого типа: ПС – 120Б (рисунок 3), с параметрами, представленными в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Технические характеристики изолятора ПС120Б

Механическая разрушающая сила, Н.	Диаметр тарелки, D , мм.	H , мм	Длина пути утечки, L_y , мм	Масса, кг
120000	255	127	320	3.9

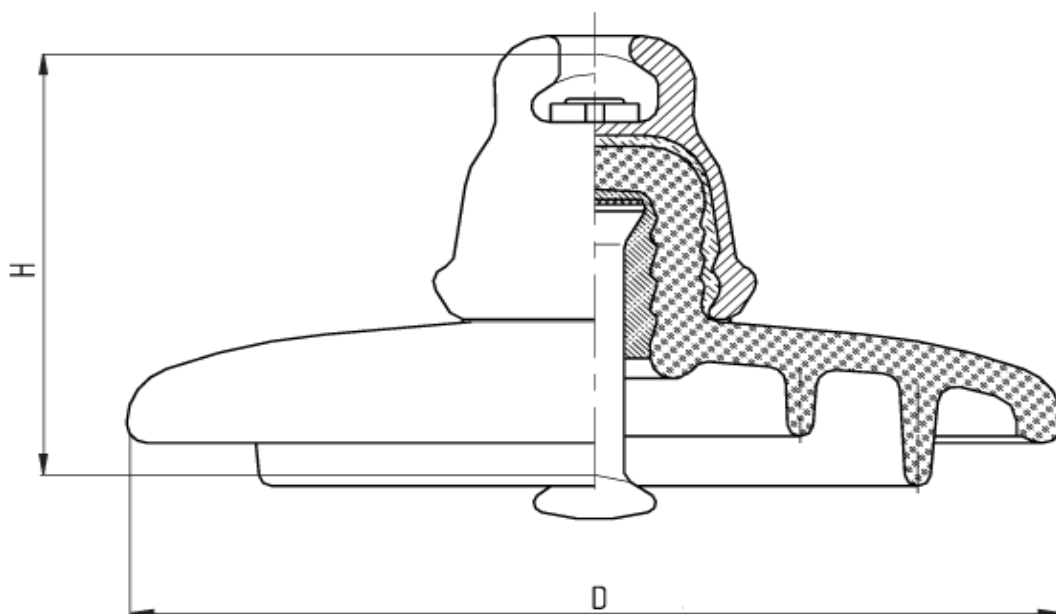


Рисунок 3 Чертеж изолятора ПС – 120Б

Количество подвесных тарельчатых изоляторов в натяжных гирляндах, а также в каждой гирлянде специальной конструкции, составленной из изоляторов одного типа (в одной последовательной ветви), ВЛ на металлических, железобетонных и деревянных опорах с заземленными креплениями гирлянд определяется по формуле [1]:

$$m = \frac{L}{L_y} = \frac{201,6}{32} = 7 \text{ шт.},$$

где L_y - длина пути утечки одного изолятора, см;

с учётом арматуры – 8 шт.

Тогда длина и вес натяжной гирлянды составят:

$$\lambda_n = m \cdot H = 8 \cdot 0,127 = 1,016 \text{ м};$$

$$G_{гир} = m \cdot m_u = 8 \cdot 3,9 = 31,2 \text{ кг}.$$

В таблице 2.7 приведена типовая линейная арматура натяжной гирлянды изоляторов.

Таблица 2.7 – Линейная арматура натяжной гирлянды изоляторов

Позиция	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса, кг
1	КГН-16-5	Узел крепления	1	0,44
2	СКТ-16-1	Серьга специальная	1	0,32
3	ПС120Б	Изолятор	7	3,9
4	ПРТ-12/16-2	Звено промежуточное трехлапчатое	1	1,6
5	ПРР-12-1	Звено промежуточное регулируемое	1	3,69
6	ПТМ-12-3	Звено промежуточное монтажное	1	1,8
7	СР-12-16	Серьга	1	0,41
8	УСК-12-16	Ушко специальное	1	2,32
9	2КУ-30-1	Коромысло	1	8,2
10	СК-21-1А	Скоба	1	1,82
11	ПРТ-21/12-2	Звено промежуточное	1	1,5
12	НАС-240-1	Зажим натяжной	1	1,18
Масса арматуры				23,8
Масса изолирующей подвески				31,2

2.5 Расстановка опор по профилю трассы

Трасса сооружаемой воздушной линии электропередачи 110 кВ проходит по территории смешанных лесов, относящейся ко 2 району по гололёду и к 1 району по ветровой нагрузке.

Согласно [3]:

максимальная температура $t_+ = 36^{\circ}\text{C}$;

минимальная температура $t_- = -55^{\circ}\text{C}$;

среднегодовая температура $t_{\text{сг}} = -0,5^{\circ}\text{C}$;

температура гололёдообразования $t_{\text{г}} = -5^{\circ}\text{C}$;

габаритный пролет $l_{\text{габ}} = 150\text{м}$.

Модуль упругости $E = 8,25 \times 10^4 \text{ Н/м}$, температурный коэффициент $\alpha = 19,2 \times 10^{-6} \text{ град}^{-1}$ согласно [1].

Предельные значения напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре по [1]: $\sigma_{\text{нб}} = \sigma_{-} = 135 \text{ Н/мм}^2$, а также при среднегодовой температуре $\sigma_{\text{сг}} = 90 \text{ Н/мм}^2$. Каждое из этих значений не должно быть превышено в процессе работы ВЛ.

При выборе трассы необходимо учесть следующие правила:

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

Шаблон строится на основании ординат кривой максимального провисания.

Выше был сделан вывод о том, что наибольшее провисание провода имеет место при t_{+} . Следовательно, в формулу для расчета коэффициента шаблона подставим значения γ_n .

Исходные условия: γ_n , σ_{-} , t_{-} ;

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

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

Подставив соответствующие значения, получим:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{габ}} - \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 138^2}{24 \cdot \sigma_{\text{габ}}^2} &= \\ &= 135 - \frac{0,034^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot 138^2}{24 \cdot 135^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (1,7 - (-51)); \\ \sigma_{\text{габ}} - \frac{75670}{\sigma_{\text{габ}}^2} &= 214,32 \text{ Н/мм}^2. \end{aligned}$$

Приведем к общему знаменателю:

$$\sigma_{габ}^3 - 214,32 \cdot \sigma_{габ}^2 - 75670 = 0.$$

Решим данное уравнение методом Ньютона:

$$\sigma_{габ}^{\kappa+1} = \frac{(\sigma_{габ}^{\kappa})^2 \cdot (2 \cdot \sigma_{габ}^{\kappa} - 214,32) - 75670}{\sigma_{габ}^{\kappa} \cdot (3 \cdot \sigma_{габ}^{\kappa} - 2 \cdot 214,32)};$$

Первое приближение $\sigma_{габ} = \sigma_{нб} = 135 \text{ Н/мм}^2$. В результате получаем $\sigma_{габ} = 71 \text{ Н/мм}^2$

Для расстановки опор с помощью шаблона, построим 3 кривых:

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

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

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

σ – напряжение, соответствующее габаритному пролету;

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

$$y = \frac{0,034 \cdot 10^4}{2 \cdot 71} \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2 = 2,394 \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2;$$

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

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

где Γ – допустимый габарит, принимаем $\Gamma = 7$ [1].

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

$$h_0 = H_{тр}^{нжс} - \lambda,$$

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

λ – длина гирлянды изоляторов.

$$h_0 = 19,0 - 1,016 \approx 18 \text{ м.}$$

Таблица 2.8 - Результаты расчетов

X,м	Y1	Y2	Y3
100	2,394	-5,106	-15,606
80	1,532	-5,968	-16,468
60	0,862	-6,638	-17,138
40	0,383	-7,117	-17,617
20	0,096	-7,404	-17,904
0	0	-7,5	-18
-20	0,096	-7,404	-17,904
-40	0,383	-7,117	-17,617
-60	0,862	-6,638	-17,138
-80	1,532	-5,968	-16,468
-100	2,394	-5,106	-15,606

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

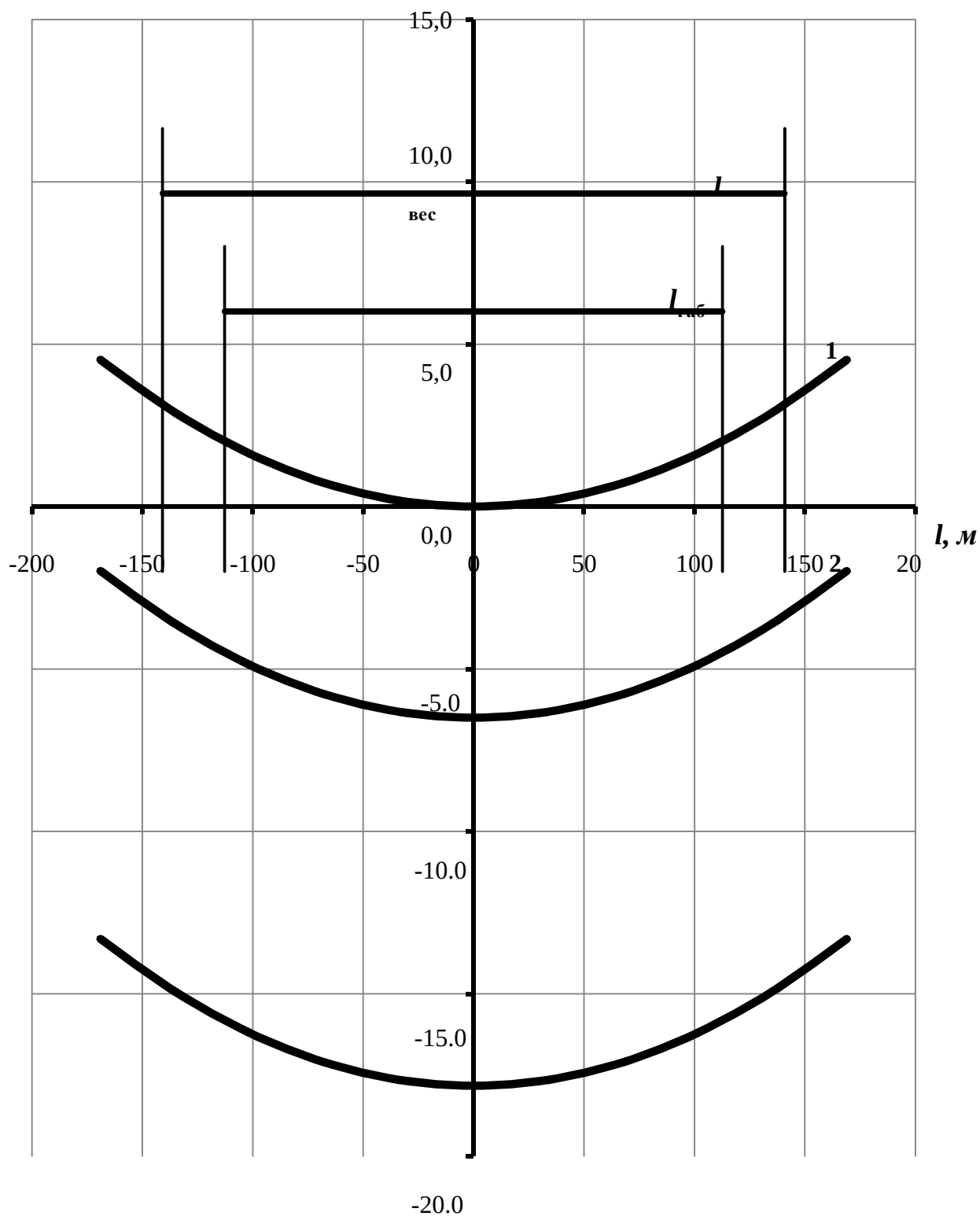


Рисунок 4 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

Шаблон накладывают на профиль трассы так, чтобы кривая 3 пересекала профиль в месте установки первой анкерной опоры, а кривая 2

касалась его, при этом ось у должна быть строго вертикальна. Тогда другая точка пересечения кривой 3 с профилем будет соответствовать месту установки первой промежуточной опоры. При таком положении шаблона во всех точках пролета габарит будет не меньше допустимого. Затем шаблон передвигают, принимая за начальную первую промежуточную опору, и находят место установки второй промежуточной опоры и т. д. до конца анкерного участка. Длина последнего пролета в конце анкерного участка может оказаться малой. В этом случае его увеличивают, уменьшая ряд длин соседних пролетов, стремясь к тому, чтобы все они были примерно одинаковы

2.6 Выбор и проверка грозозащитного троса

Согласно [1], воздушные линии напряжением 110 – 500кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии тросами по всей длине линии.

Для стального троса марки ТК-50 с параметрами, приведенными в таблице 3.9, определить защитные углы для проводов на промежуточной опоре и их соответствие требованиям [1] по защите ВЛ от атмосферных перенапряжений. Рассчитаем натяжение троса, необходимое для устранения прорывов грозовых разрядов к проводам и возможных перекрытий с троса на провода при разрядах в трос в середине пролета, а также проверить трос на механическую прочность.

Грозозащитный трос крепится на тросостойках опор с помощью одиночных изоляторов, шунтированных искровыми промежутками с целью исключения дополнительных потерь мощности от протекания в них токов.

Высота изолятора, зажима и узла крепления троса $\lambda_T = 0,39 \text{ м}$.

Высота гирлянды на промежуточной опоре $\lambda_{II} = 3,08 \text{ м}$.

Таблица 2.9 – Технические данные грозозащитного троса марки ТК-50

Параметры	ТК-50
Фактическая площадь поперечного сечения, мм ²	48,6
Масса смазанного каната, кг/км	417,5
Диаметр троса, мм	9,1

Нормативное ветровое давление $W = 500$ Па.

Толщина стенки гололеда $b_9 = 15$ мм.

$E_T = 20 \cdot 10^4$ – модуль продольной упругости троса;

$\alpha_T = 12 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$ - температурный коэффициент линейного расширения троса.

Допускаемые напряжения в тросе [1]:

$$\sigma_{T \text{ нб}} = \sigma_{T-} = 600 \text{ Н/мм}^2, \sigma_{T \text{ сг}} = 420 \text{ Н/мм}^2.$$

Из предыдущих расчетов принимаем:

Значения температур: $t_{сг} = -0.5^\circ\text{C}$, $t_- = -55^\circ\text{C}$, $t_+ = 36^\circ\text{C}$, $t_T = -5^\circ\text{C}$

Согласно [1] защитный угол α должен быть не более 30° ,

Рассчитаем защитный угол проводов верхней траверсы на опоре:

$$\alpha_{ПВ} = \arctg \frac{D_B}{H_{TC} + \lambda_{П} - \lambda_T} = \arctg \frac{2,1}{4 + 3,08 - 0,39} = 15,709^\circ < 30^\circ, \text{ где}$$

D_B - половина длины верхней траверсы;

D_c - половина длины средней траверсы;

H_{TC} - высота тросостойки;

Рассчитаем защитный угол проводов средней траверсы на опоре:

$$\alpha_{ПВ} = \arctg \frac{D_c}{H_{CB} + H_{TC} + \lambda_{П} - \lambda_T} = \arctg \frac{4,2}{4 + 6 + 3.08 - 0,39} = 18,314^\circ < 30^\circ.$$

Требование [1] выполняются.

Определим нагрузки, действующие на трос в заданных климатических условиях.

1. Постоянно действующая нагрузка от собственной массы троса.

$$P_m = M_m \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 417,5 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 4,092 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_m = \frac{P_m}{F} = 4,092 / 48,6 = 0,084 \text{ Н/м}.$$

2. Гололедная нагрузка на один метр троса:

- нормативная

$$P_{\text{гт}}^H = \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_{\text{э}} \cdot (d_n + K_i \cdot K_d \cdot b_{\text{э}}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3};$$

Коэффициенты принимаем из первой задачи

$$P_{\text{гт}}^H = 3,14 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15 \cdot (9,1 + 1 \cdot 1 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 10,012 \text{ Н/м};$$

- расчетная

$$P_{\text{гт}} = P_{\text{гт}}^H \cdot \gamma_{\text{mw}} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d;$$

Коэффициенты принимаем из первой задачи

$$P_{\text{гт}} = 10,012 \cdot 1 \cdot 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 9,76 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\text{гт}} = \frac{P_{\text{гт}}}{F} = \frac{9,76}{48,6} = 0,02 \text{ Н/м}.$$

3. Результирующая нагрузка от массы троса и гололеда

$$P_{\Sigma 1} = P_{\text{т}} + P_{\text{гт}} = 4,092 + 10,012 = 14,104 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{P_{\Sigma 1}}{F} = \frac{14,104}{48,6} = 0,29 \text{ Н/м}.$$

4. Нормативная ветровая нагрузка, действующая на 1 метр троса (без гололеда), перпендикулярно тросу определяется по формуле:

$$p_{\text{wm}}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot F \cdot \sin^2 \varphi.$$

Данная нагрузка соответствует ветровому давлению атмосферных перенапряжений [1] $W_a = 0,06W$, но не менее 50 Па, тогда

$$W_a = 0,06 \cdot 500 = 39 \text{ Па} < 50 \text{ Па}$$

Примем 50 Па.

Нормативная нагрузка:

$$p_{\text{wm}}^H = 0,71 \cdot 1 \cdot 0,65 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 9,1 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0,252 \text{ Н/мм}^2;$$

Расчетная нагрузка:

$$p_{wm} = p_{wm}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,252 \cdot 1 \cdot 1,5 \cdot 1,3 = 0,491 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Gamma} = \frac{P_{wm}}{F} = \frac{0,491}{48,6} = 0,01 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2.$$

5. Нормативная ветровая нагрузка, действующая на 1 метр троса (с гололедом), перпендикулярно тросу определяется по формуле:

$$\begin{aligned} P_{wn2}^H &= \alpha_w \cdot K_L \cdot K_w \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W_a \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = \\ &= 0,71 \cdot 1 \cdot 0,65 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 50 \cdot 39,1 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0,063 \text{ Н/м}; \end{aligned}$$

Где:

$$F = (d_n + 2 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_9) \cdot 10^{-3} = (9,1 + 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 39,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

Расчетная нагрузка:

$$p_{wm2} = p_{wm2}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,123 \cdot 1 \cdot 1,5 \cdot 1,3 = 0,123 \text{ Н/мм};$$

$$\gamma_{\Sigma m} = \frac{P_{wm2}}{F} = \frac{0,123}{48,6} = 0,002 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2.$$

6. Результирующая нагрузка на трос без гололеда от давления ветра.

$$P_{\Sigma 2} = \sqrt{p_m^2 + p_{wm}^2} = \sqrt{4,092^2 + 0,491^2} = 4,121 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{P_{\Sigma 2}}{F} = \frac{4,121}{48,6} = 0,084 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

7. Результирующая нагрузка на трос с гололедом от давления ветра.

$$P_{\Sigma 3} = \sqrt{p_{\Sigma 1}^2 + p_{wm2}^2} = \sqrt{14,104^2 + 0,123^2} = 14,105 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{P_{\Sigma 3}}{F} = \frac{14,105}{48,6} = 0,29 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Расчет грозозащитного троса производится совместно с расчетом провода так как ветровая нагрузка на трос без гололеда рассчитывалась для условий атмосферных перенапряжений, то и ветровую нагрузку на провод без гололеда необходимо рассчитать для этих условий.

Нормативная:

$$P_{wn}^{\mu} = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot Wa \cdot Fn \cdot \sin^2 \varphi;$$

$$P_{wn}^{\mu} = 0,71 \cdot 1 \cdot 0,65 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 18,8 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0,521 \text{ Н/м.}$$

Расчетная:

$$P_{wn2} = P_{wn2}^{\mu} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,521 \cdot 1 \cdot 1,5 \cdot 1,3 = 1,016 \text{ Н/м;}$$

$$\gamma_{wna} = \frac{P_{wn2}}{F} \frac{1,016}{210} = 0,0048 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2;$$

тогда,

$$P_{\sum 2na} = \sqrt{p_n^2 + p_{wn}^2} = \sqrt{7,134^2 + 5,725^2} = 9,147 \text{ Н/м;}$$

$$\gamma_{\sum 2na} = \frac{P_{\sum 2na}}{F_n} = \frac{9,147}{48} = 0,191 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Расстояние по вертикале между проводом и тросом в середине пролета не должно быть меньше нормируемого [2], однако там не указаны расстояния для промежуточных значений пролетов. Поэтому для длин пролетов, которые не превышают 1000 метров, расстояние между тросом и проводом будет рассчитано для максимального значения пролета $l_{\max} = 1,25 \cdot l_{\text{габ}} = 1,25 \cdot 150 = 187,5 \text{ м}$ метров по эмпирической формуле:

$$z_m = 4 + 0,015 \cdot (l_{\max} - 200) = 4 + 0,015 \cdot (187,5 - 200) = 3,813 \text{ м.}$$

Стрела провисания троса находится по формуле:

$$f_{\text{ма}} = f_{\Pi} + \lambda_{\Pi} + H_{mc} - \lambda_T - z = 0,708 + 1,016 + 3,08 - 0,34 - 3,813 = 0,651 \text{ м.}$$

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

Произведем проверку:

$$f_{\Pi} - f_{\text{ма}} = 0,708 - 0,655 = 0,053 \text{ м условие выполняется.}$$

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

$$\alpha_{TCP} = \arctg \frac{D_B}{Z} = \arctg \frac{2,1}{3,809} = 28,8^\circ < \alpha_{ПВ} = 29,1^\circ,$$

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

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

$$l_{пр} = 0,9 \cdot l_{габ} = 0,9 \cdot 150 = 135 \text{ м.}$$

Вычислим напряжение в тросе, которое обеспечивающее получение максимальной стрелы провисания.

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

$$f_{ma} = f_{ma \max} \cdot \left(\frac{l_{пр}}{l_{\max}} \right)^2 = 0,655 \cdot \left(\frac{134,82}{187,25} \right)^2 = 0,34 \text{ м;}$$

$$\sigma_{ma} = \frac{\gamma_{\Sigma 2na} \times l_{пр}^2}{8 \times f_{ma}} = \frac{0,084 \cdot 135^2}{8 \cdot 0,34} = 562,831 \text{ Н/мм}^2.$$

Проверим трос на механическую прочность, рассмотрев режим наибольших нагрузок.

Составим и решим основное уравнение состояния.

Исходные условия: $\gamma_{\Sigma 2ma}$, t_a , σ_{ma}

Искомые условия: $\gamma_{\Sigma 3ma}$, t_- , $\sigma_{нб}$

Тогда уравнение состояния для проверки троса будет иметь вид:

$$\sigma_{Тнб} - \frac{\gamma_{\Sigma 3Т}^2 \cdot E_T \cdot l_{нр}^2}{24 \cdot \sigma_{Тнб}^2} = \sigma_{Та} - \frac{\gamma_{\Sigma 2Та}^2 \cdot E_T \cdot l_{нр}^2}{24 \cdot \sigma_{Та}^2} + \alpha_T \cdot E_T (t_a - t_2);$$

$$B = \frac{\gamma_{\sum 3\text{та}}^2 E_{\text{т}} \cdot l_{\text{пр}}^2}{24} = \frac{0,29^2 \cdot 20 \cdot 10^4 \cdot 135^2}{24} = 12772687;$$

$$A = \sigma_{\text{та}} - \frac{\gamma_{\sum 2\text{та}}^2 E_{\text{т}} \cdot l_{\text{пр}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{та}}^2} + \alpha_{\text{т}} \cdot E_{\text{т}} (t_{\text{а}} - t_{\text{г}}) =$$

$$= 562,831 - \frac{0,084^2 \cdot 20 \cdot 10^4 \cdot 135^2}{24 \cdot 562,831^2} + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 10^4 (15 - (-5)) = 519,448.$$

Таблица 2.10 – Результаты расчетов напряжений в грозозащитном тросе при условии возникновения наибольшей механической нагрузки, Н/мм²

$\sigma 0$	$\sigma 1$	$\sigma 2$	$\sigma 3$	$\sigma 4$	$\sigma 5$
600	585,371	562,6683	551,755	551,752	551,752

В результате расчета напряжение в тросе получилось 551,752 Н/мм². Можно сделать вывод, что механическая прочность троса ТК-50 обеспечена.

$$\sigma_{\text{тнб}} = 551,752 \text{ Н/мм}^2 < \sigma_m = 600 \text{ Н/мм}^2.$$

3. Расчет токов короткого замыкания линии

Расчет токов к.з. необходим для выбора аппаратуры и проверки элементов электроустановок (шин, изоляторов, автоматов, кабелей) на электродинамическую и термическую устойчивость, настройки релейной защиты, выбора и расчета токоограничивающих и заземляющих устройств.

Этот метод применяют при расчете токов короткого замыкания сравнительно простых электрических схем с небольшим числом ступеней трансформации.

Для расчета минимальных токов короткого замыкания необходимо определить наиболее удаленную от источника питания трансформаторную подстанцию и считать местом замыкания ввод этой подстанции.

По расчетной схеме составляем упрощенную схему сети и схему замещения на рис. 5. (а, б) На этих схемах изображаем все элементы, влияющие на величину тока короткого замыкания и точки короткого замыкания.

Определяем значение сопротивлений до места короткого замыкания:

Для удобства расчета примем $S_6=1000$ МВА $U_6 = 115$ кВ

Определяем величину сопротивления трансформатора.

Сопротивление трансформатора определяется по формуле:

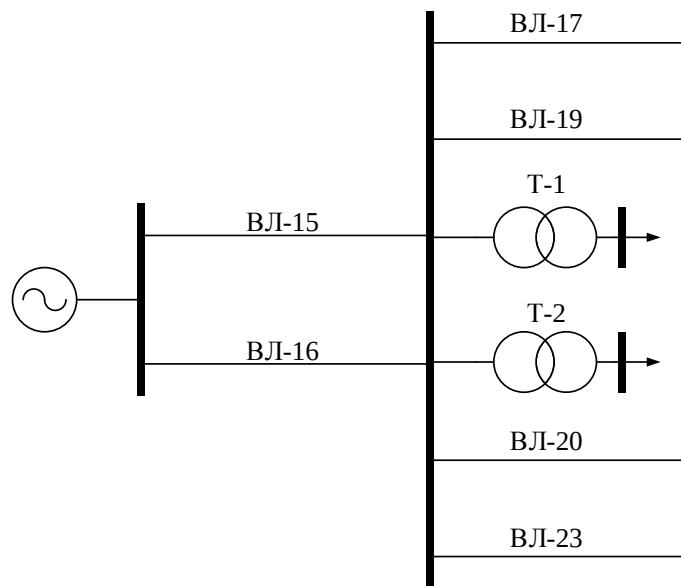
$$X_{*T} = \frac{U_k \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (3.1)$$

Где U_k - напряжение короткого замыкания в процентах;

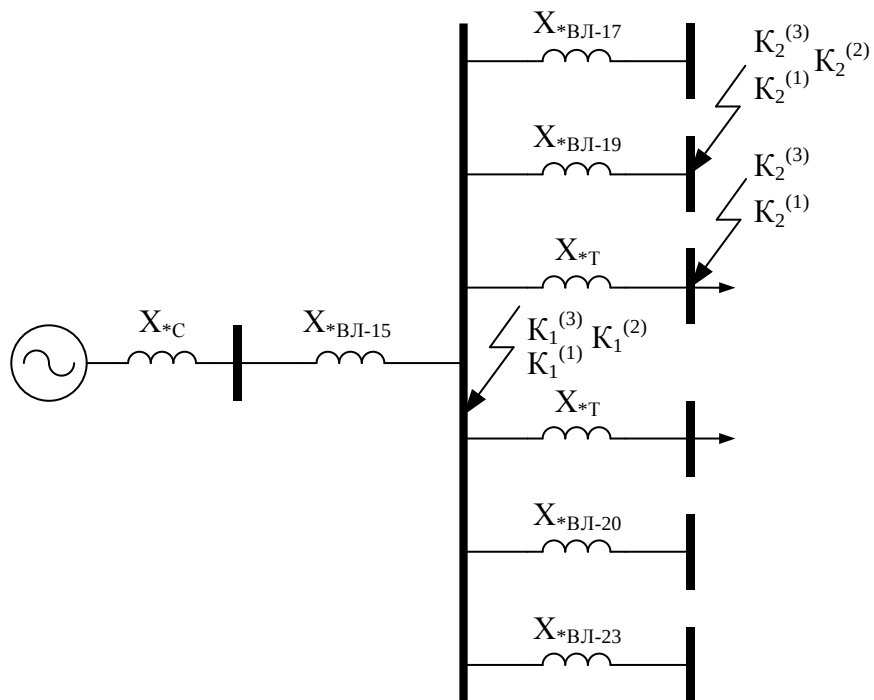
$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение трансформатора;

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

					ФЮРА.130302.03.ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Крылов Д.О.			Расчет токов короткого замыкания линии	Лит.	Лист
Руковод.		Кулешова Е.О.					Листов
							43
							100
Н. контроль		Кулешова Е.О.			ТПУ ИнЭО Группа 3-5А13		



а)



б)

Рисунок 5 - Схемы сети 110 кВ. а) упрощенная схема сети 110 кВ;

б) схема замещения.

Расчет токов КЗ и настройку РЗ для рассматриваемой линии проводим для режимов, при которых в работе только одна линия ВЛ-15 (ВЛ-16 отключена).

На подстанции установлено четыре силовых трансформатора напряжением 110/13,8 кВ, мощностью 200 МВА, типа ТДЦ 200000/110 По нормальной схеме 2 трансформатора в резерве.

$$S_{\text{ном}} = 200 \text{ МВА} \quad R_T = 0.2 \text{ Ом}$$

$$U_k = 10,5\% \quad X_T = 7.7 \text{ Ом}$$

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$$

$$X_{*T} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 200} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,48 \text{ о.е.}$$

Определяем значение сопротивления линий 110 кВ.

Линии выполнены проводом АС-185/29, длина линий: $l_{\text{ВЛ-15}} = 4,27 \text{ км}$; $l_{\text{ВЛ-17}} = 6 \text{ км}$; $l_{\text{ВЛ-19}} = l_{\text{ВЛ-20}} = 1,5 \text{ км}$; $l_{\text{ВЛ-23}} = 5 \text{ км}$.

Для данной марки провода по справочнику выбираем значения относительных сопротивлений: $R_0 = 0,159 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0.413 \text{ Ом/км}$ [10].

Для согласования РЗ защищаемой линии со смежными линиями принимается самая короткая из смежных линий, линия ВЛ-19

Сопротивление линий рассчитывается по формуле:

$$X_{*\text{ВЛ-15}} = X_o \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} = 0,413 \cdot 4,27 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,133 \text{ о.е.};$$

$$X_{*\text{ВЛ-17}} = X_o \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} = 0,413 \cdot 6 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,187 \text{ о.е.};$$

$$X_{*\text{ВЛ-19}} = X_{*\text{ВЛ-20}} = X_o \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} = 0,413 \cdot 1,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,047 \text{ о.е.};$$

$$X_{*\text{ВЛ-23}} = X_o \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} = 0,413 \cdot 2,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,078 \text{ о.е.}$$

где: L - длина линии, км;

X_0 - относительное индуктивное сопротивления, Ом/км

Сопротивление прямой последовательности линий:

$$X_{*\text{ВЛ-15}_1} = X_{*\text{ВЛ-15}} = 0,133 \text{ о.е.};$$

$$X_{*\text{ВЛ-17}_1} = X_{*\text{ВЛ-17}} = 0,187 \text{ о.е.};$$

$$X_{*\text{ВЛ-19}_1} = X_{*\text{ВЛ-20}_1} = X_{*\text{ВЛ-19}} = 0,047 \text{ о.е.};$$

$$X_{*ВЛ-23_1} = X_{*ВЛ-23} = 0,078 \text{ о.е.}$$

Сопротивление обратной последовательности линий равняется сопротивлению прямой последовательности линий

$$X_{*ВЛ-15_2} = X_{*ВЛ-15_1} = 0,133 \text{ о.е.};$$

$$X_{*ВЛ-17_2} = X_{*ВЛ-17_1} = 0,187 \text{ о.е.};$$

$$X_{*ВЛ-19_2} = X_{*ВЛ-20_2} = X_{*ВЛ-19_1} = 0,047 \text{ о.е.};$$

$$X_{*ВЛ-23_2} = X_{*ВЛ-23_1} = 0,078 \text{ о.е.}$$

В упрощенных практических расчетах сопротивление нулевой последовательности воздушных линий электропередач допускается определять через коэффициент $k = x_0/x_1$, значение которого зависит от их конструктивного исполнения. Для одноцепной линии с хорошо проводящим тросом $k = 2$.

Сопротивление прямой последовательности линий

$$X_{*ВЛ-15_0} = k \cdot X_{*ВЛ-15_1} = 2 \cdot 0,133 = 0,266 \text{ о.е.};$$

$$X_{*ВЛ-17_0} = k \cdot X_{*ВЛ-17_1} = 2 \cdot 0,187 = 0,374 \text{ о.е.};$$

$$X_{*ВЛ-19_0} = X_{*ВЛ-20_0} = k \cdot X_{*ВЛ-19_1} = 2 \cdot 0,047 = 0,094 \text{ о.е.};$$

$$X_{*ВЛ-23_0} = k \cdot X_{*ВЛ-23_1} = 2 \cdot 0,078 = 0,156 \text{ о.е.}$$

Индуктивное сопротивление системы $X_c = 4,911 \text{ Ом}$

В относительных единицах:

$$X_{*C} = \frac{X_C \cdot S_\delta}{U_{cp}^2} = \frac{4,911 \cdot 1000}{115^2} = 0,371 \text{ о.е.}$$

Сопротивление прямой последовательности энергосистемы

$$X_{*C_1} = X_{*C} = 0,371 \text{ о.е.}$$

Сопротивление обратной последовательности энергосистемы

$$X_{*C_1} = X_{*C_2} = 0,371 \text{ о.е.}$$

Сопротивление нулевой последовательности энергосистемы

$$X_{*C_0} = 2 \cdot X_{*C_1} = 2 \cdot 0,371 = 0,742 \text{ о.е.}$$

3.1 Расчёт токов трехфазного короткого замыкания

Определим результирующее сопротивление для точек короткого замыкания по формуле:

$$X_{\text{pK}_1^{(3)}} = X_{*c} + X_{*B/I-15} = 0,371 + 0,133 = 0,504 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{pK}_2^{(3)}} = X_{\text{pK}_1^{(3)}} + X_{*B/I-19} = 0,504 + 0,047 = 0,551 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{pK}_3^{(3)}} = X_{\text{pK}_1^{(3)}} + X_{*T} = 0,504 + 0,48 = 0,984 \text{ о.е.}$$

Определяем токи коротких замыканий.

$$I_{no} = \frac{I_6}{X_p},$$

где, I_6 - базисный ток по ступени напряжения точки короткого замыкания, кА

$$I_\delta = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

В точке K1:

$$I_{B/I-15}^{K_1^{(3)}} = \frac{1}{X_{\text{pK}_1^{(3)}}} \cdot I_{\delta_1} = \frac{1}{0,504} \cdot 5,02 = 9,960 \text{ кА}$$

В точке K2:

$$I_{B/I-15}^{K_2^{(3)}} = I_{B/I-19}^{K_2^{(3)}} = \frac{1}{X_{\text{pK}_2^{(3)}}} \cdot I_{\delta_1} = \frac{1}{0,551} \cdot 5,02 = 9,111 \text{ кА.}$$

В точке K3:

$$I_{B/I-15}^{K_3^{(3)}} = I_{T-1}^{K_3^{(3)}} = \frac{1}{X_{\text{pK}_3^{(3)}}} \cdot I_{\delta_1} = \frac{1}{0,984} \cdot 5,02 = 5,101 \text{ кА}$$

3.2 Расчет несимметричных КЗ

Токи несимметричных КЗ рассчитаем в программе "Line". Схема замещения с указанием точек КЗ для расчета в программе изображена на рисунках 6 и 7.

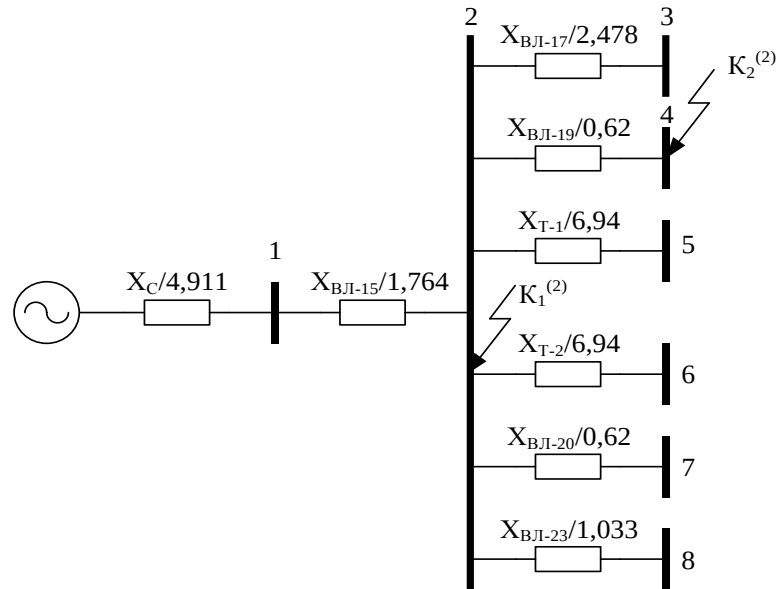


Рисунок 6 – Схема замещения прямой последовательности для расчета в программе "Line"

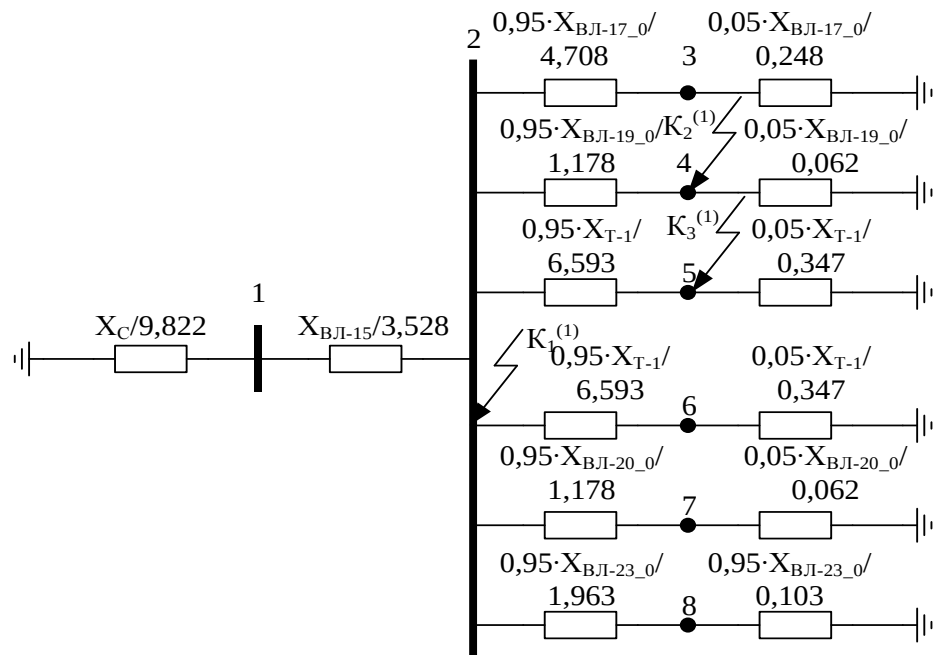


Рисунок 7 – Схема замещения нулевой последовательности для расчета в программе "Line"

В программе формируется база данных для расчета несимметричных токов КЗ.

Число узлов прямой последовательности 8					Число узлов нулевой последоват 8				
Элемент		Сопротивл прямой посл., Ом	Сопротивл обратной посл., Ом	Фазная ЭДС, кВ	Элемент		Сопротивление нулевой посл., Ом		
1	1	4,911	4,911	66,4	1	1	9,822		
1	2	1,764	1,764	Нет	1	2	3,528		
2	3	2,478	2,478	Нет	2	3	4,708		
2	4	0,62	0,62	Нет	2	4	1,178		
2	5	6,94	6,94	Нет	2	5	6,593		
2	6	6,94	6,94	Нет	2	6	6,593		
2	7	0,62	0,62	Нет	2	7	1,178		
2	8	1,033	1,033	Нет	2	8	1,963		
					3	3	0,248		
					4	4	0,062		
					5	5	0,347		
					6	6	0,347		
					7	7	0,062		
					8	8	0,103		

Рисунок 8 – База данных для расчета несимметричных токов КЗ

Результаты расчета для точек КЗ сведены в таблицу 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 – Сводная таблица расчета токов двухфазного КЗ

Место КЗ	$I_{ВЛ-15}^{(2)}$	$I_{ВЛ-19}^{(2)}$	$I_{Т-1}^{(2)}$
$K_1^{(2)}$	3,974	0	0
$K_2^{(2)}$	3,551	3,551	0

Таблица 3.2 – Сводная таблица расчета токов однофазного КЗ

Место КЗ	$I_{ВЛ-15}^{(1)}$	$I_{ВЛ-19}^{(1)}$	$I_{Т-1}^{(1)}$
$K_1^{(1)}$	0,375	2,533	0,721
$K_2^{(1)}$	0,019	0,474	0,037
$K_3^{(1)}$	0,010	0,109	0,342

4. Расчёт уставок защит и оценка их чувствительности

4.1 Расчёт дистанционной защиты

В основном случае расчёт ДЗ сводится к определению сопротивлений срабатывания, выдержек времени и оценки чувствительности отдельных ступеней защиты.

- I ст.

Сопротивление срабатывания первой ступени $Z_{сз}^{Iст}$ выбирается из условий отстройки от КЗ⁽³⁾ на шинах противоположной ПС (точка К₁⁽³⁾ рис.4).

$$Z_{сз}^{Iст} = \kappa_H \cdot x_{Л15} = 0,85 \cdot 0,413 \cdot 4,27 = 1,50 \text{ Ом}$$

где κ_H – коэффициент надёжности, $\kappa_H = 0,85 \dots 0,87$.

Время срабатывания первой ступени ДЗ выбирается $t_{ср}^{Iст} = 0 \text{ с}$.

- II ст.

а) согласования с I ст. следующих параллельных линий

$$Z_{сз}^{IIст} \leq \kappa_H \cdot x_{Л} + \frac{0,43}{\kappa_{ток}} \cdot x_{Л} \quad (4.1)$$

где $\kappa_{ток}$ – коэффициент токораспределения

Для данного случая $\kappa_{ток} = 1$. Согласование проводим с самой короткой линией – ВЛ-19.

$$Z_{сз1}^{IIст} = 0,85 \cdot 0,413 \cdot 4,27 + \frac{0,43}{1} \cdot 0,413 \cdot 1,5 = 2,214 \text{ Ом}$$

б) согласования с I ст. параллельной линии в режиме каскадного действия защит этой линии (выключатель с питающей стороны отключён)

$$Z_{сз}^{IIст} \leq \kappa_H \cdot \left(x_{Л15} + \frac{\kappa_H}{\kappa_{ток}} \cdot x_{Л16} \right)$$

где $\kappa_{ток}$ – коэффициент токораспределения

					ФЮРА.130302.03.ПЗ						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Крылов Д.О.			Расчёт уставок защит и оценка их чувствительности			Лист	Лист	Листов	
Руковод.		Кулешова Е.О.								50	100
Н. контроль		Кулешова Е.О.			ТПУ ИнЭО Группа 3-5А13						

Так как рассматриваем случай, что в работе только одна из линий, то согласование не проводится.

в) II ст. ДЗ должна быть отстроена от КЗ за трансформатором

$$Z_{сз}^{IIст} \leq \kappa_H \cdot \left(x_{Л15} + \frac{x_{Т1}}{\kappa_{ТОК}} \right);$$

где $\kappa_{ТОК}$ – коэффициент токораспределения

$$\kappa_{ТОК} = 1$$

$$Z_{сз2}^{IIст} \leq 0,85 \cdot \left(1,764 + \frac{6,94}{1} \right) = 7,398 \text{ Ом.}$$

Из рассчитанных сопротивлений срабатывания второй ступени выбирается меньшее и принимается за сопротивление срабатывания второй ступени ДЗ. $Z_{сз}^{IIст} = 2,77 \text{ Ом}$

Время срабатывания второй ступени ДЗ принимается $t_{ср}^{IIст} = 0,4 \text{ с.}$

Чувствительность II ст. оценивается по КЗ в конце защищаемой линии ($\kappa_{ч}^{IIст} \geq 1,25$)

$$\kappa_{ч}^{IIст} = \frac{Z_{сз}^{IIст}}{x_{Л15}} = \frac{2,214}{1,76} = 1,257 > 1,25;$$

Условие выполняется.

- **III ст.** оценивается от нагрузочного режима

$$Z_{сз}^{IIIст} \leq \frac{U_{\min} \cdot \sin(\varphi_{\text{нагр.расч.}})}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр.мах}} \cdot \kappa_H \cdot \kappa_B \cdot \sin(\varphi_{\text{мч}})};$$

где $U_{\min}$ – минимальное напряжение в нагрузочном режиме

$I_{\text{нагр.мах}}$ – максимальный нагрузочный ток;

κ_H – коэффициент надёжности, $\kappa_H = 1,2$;

κ_B – коэффициент возврата, $\kappa_B = 1,2$;

$\varphi_{\text{мч}}$ – угол максимальной чувствительности.

Минимальное напряжение:

$$U_{\min} = 0,95 \cdot U_{\text{ном}} = 0,95 \cdot 115 = 109,25 \text{ кВ};$$

Максимальный нагрузочный ток рассчитывается по формуле

$$I_{\text{нагр. max}} = 1,5 \cdot I_{\text{ном}},$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток.

Номинальный ток из предыдущих расчетов

$$I_{\text{ном}} = 0,404 \text{ кА};$$

$$I_{\text{нагр. max}} = 1,5 \cdot 0,202 = 0,606 \text{ кА};$$

$$Z_{\text{сз}}^{\text{III ст}} \leq \frac{109,25}{\sqrt{3} \cdot 0,606 \cdot 1,2 \cdot 1,2} = 72,28 \text{ Ом}.$$

Время срабатывания третьей ступени ДЗ принимается $t_{\text{ср}}^{\text{III ст}} = 1,5 \text{ с}$.

Чувствительность III ст. оценивается для двух режимов:

- в режиме ближнего резервирования значение коэффициента чувствительности должно быть больше, либо равно 1,5 ($\kappa^{\text{III ст}}_{\text{ч}} \geq 1,5$);
- в режиме дальнего резервирования значение коэффициента чувствительности должно быть больше, либо равно 1,2 ($\kappa^{\text{III ст}}_{\text{ч}} \geq 1,2$).

$$\kappa_{\text{ч}}^{\text{III ст}} = \frac{Z_{\text{сз}}^{\text{III ст}}}{x_{\text{Л15}}} = \frac{72,28}{1,76} = 41 > 1,5;$$

$$\kappa_{\text{ч}}^{\text{III ст}} = \frac{Z_{\text{сз}}^{\text{III ст}}}{x_{\text{ВЛ-15}} + x_{\text{ВЛ-17}}} = \frac{72,28}{4,242} = 17 > 1,2.$$

Условия для коэффициента чувствительности в режимах дальнего и ближнего резервирования выполняются.

4.2 Расчёт максимальной токовой защиты

- I ст – ТО без выдержки времени.

Ток срабатывания первой ступени $I_{\text{сз}}^{\text{I ст}}$ выбирается из условий отстройки от КЗ⁽³⁾ на шинах противоположной ПС (точка К₁⁽³⁾ рисунок 5).

$$I_{\text{сз}}^{\text{I ст}} = \kappa_{\text{H}} \cdot I_{\text{K}}^{(3)},$$

где κ_{H} – коэффициент надёжности, $\kappa_{\text{H}} = 1,2 \dots 1,3$.

$$I_{сзВЛ-15}^{Iст} = \kappa_H \cdot I_{ВЛ-15}^{K_1^{(3)}} = 1,2 \cdot 9,96 = 11,952 \text{ кА};$$

Чувствительность I ст. оценивается по току двухфазного КЗ в месте установки защиты ($\kappa^{Iст}_ч \geq 1,25$).

Срабатывание первой ступени защиты самой короткой из смежных линий

$$I_{сзВЛ-19}^{Iст} = \kappa_H \cdot I_{ВЛ-19}^{K_2^{(3)}} = 1,2 \cdot 9,911 = 11,893 \text{ кА}.$$

Время срабатывания первой ступени выбирается $t^{Iст}_{ср} = 0 \text{ с}$.

- **II ст** – ТОВ. Должна охватывать защищаемую линию.

При выборе сопротивления срабатывания II ст. необходимо учесть следующие режимы:

а) согласования с $I_{сз}^{Iст}$ отходящих линий

$$I_{сз}^{IIст} = \kappa_{CC} \cdot I_{сз см_л}^{Iст},$$

где κ_{CC} – коэффициент согласования, $\kappa_{CC} = 1,1$.

$$I_{сз}^{IIст} = \kappa_{CC} \cdot I_{сз ВЛ-19}^{Iст} = 1,1 \cdot 11,893 = 13,082 \text{ кА}.$$

б) II ст. должна быть отстроена от КЗ за трансформатором, согласно методическим указаниям (за трансформатором Т1 (узел 3, рисунок 5))

$$I_{сз}^{IIст} = 1,1 \cdot I_K^{(3)} = 1,1 \cdot I_{Т-1}^{K_3^{(3)}} = 1,1 \cdot 5,101 = 5,611 \text{ кА}.$$

Время срабатывания второй ступени принимается $t^{IIст}_{ср} = 0,4 \text{ с}$.

Чувствительность II ст. оценивается по току двухфазного КЗ в конце защищаемой линии ($\kappa^{IIст}_ч \geq 1,2$)

$$\kappa^{IIст}_ч = \frac{I_{сз}^{IIст}}{I_{ВЛ-15}^{K_1^{(2)}}} = \frac{5,611}{3,974} = 1,41 > 1,2.$$

Условие выполняется.

- **III ст.** – МТЗ, выполняет задачи ближнего и дальнего резервирования.

Ток срабатывания определяется по формуле

$$I_{сз}^{IIIст} = \frac{\kappa_H \cdot \kappa_{сз}}{\kappa_{\theta}} \cdot I_{поб\max},$$

где κ_H – коэффициент надёжности, $\kappa_H = 1,2 \dots 1,3$;

$\kappa_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, $\kappa_{\text{н}} = 0,95$;

$\kappa_{\text{сз}}$ – коэффициент самозапуска, $\kappa_{\text{сз}}$ принимается равным 1.

Минимальное напряжение

$$U_{\text{min}} = 0,95 \cdot U_{\text{ном}} = 0,95 \cdot 115 = 109,25 \text{ кВ};$$

Максимальный рабочий ток равен

$$I_{\text{раб. max}} = 0,606 \text{ кА};$$

$$I_{\text{сз}}^{\text{III ст}} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,95} \cdot 0,606 = 0,765 \text{ кА}.$$

Время срабатывания третьей ступени принимается $t_{\text{ср}}^{\text{III ст}} = 0,8 \text{ с}$.

Чувствительность III ст. оценивается для двух режимов:

- в режиме ближнего резервирования значение коэффициента чувствительности должно быть больше, либо равно 1,5 ($\kappa^{\text{III ст}}_{\text{ч}} \geq 1,5$);

$$\kappa^{\text{III ст}}_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Л15}}^{K_1^{(2)}}}{I_{\text{сз}}^{\text{III ст}}} = \frac{3,974}{0,765} = 5,19 > 1,5;$$

- в режиме дальнего резервирования значение коэффициента чувствительности должно быть больше, либо равно 1,2 ($\kappa^{\text{III ст}}_{\text{ч}} \geq 1,2$);

$$\kappa^{\text{III ст}}_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ВЛ-15}}^{K_2^{(2)}}}{I_{\text{сз}}^{\text{III ст}}} = \frac{3,511}{0,765} = 4,59 > 1,2;$$

Условия для коэффициента чувствительности в режиме ближнего и дальнего резервирования выполняются.

4.3 Защита от КЗ на землю

Для защиты от КЗ на землю применяется токовая направленная ступенчатая защита нулевой последовательности. Защита содержит 3 ступени:

- первая ступень защиты предназначена для защиты от токов однофазных КЗ начального участка линии;

- вторая ступень защиты должна надёжно охватывать защищаемую линию;

- четвертая ступень защиты выполняет задачи ближнего и дальнего резервирования.

При расчёте токов срабатывания каждой из ступени, учитываем следующие условия:

- I ст.

Ток срабатывания первой ступени защиты ($I_{сз}^{Iст}$) выбирается по условиям отстройки от:

а) КЗ на землю на шинах противоположной ПС (узел 1 рис. 5, точка $K_1^{(1)}$)

$$I_{сз}^{Iст} = \kappa_H \cdot 3 \cdot I_{0расч},$$

где κ_H – коэффициент надёжности, $\kappa_H = 1,3 \dots 1,5$;

$I_{0расч}$ – расчётный ток однофазного КЗ на шинах противоположной ПС.

$$I_{сз}^{Iст} = 1,3 \cdot I_{ВЛ-15}^{K_1^{(1)}} = 1,3 \cdot 0,375 = 0,488 \text{ кА};$$

Первая ступень защиты самой короткой линии

$$I_{сзВЛ-19}^{Iст} = 1,3 \cdot I_{ВЛ-19}^{K_2^{(1)}} = 1,3 \cdot 0,474 = 0,616 \text{ кА};$$

б) первая ступень защиты должна быть от кратковременного неполнофазного режима за счёт неодновременности включения фаз выключателя;

в) первая ступень должна быть отстроена от режима работы однофазного АПВ.

Выключатели установлены с трёхфазным приводом. Для выключателей с таким приводом защита от кратковременного неполнофазного режима отстроена.

Для отстройки от режима работы однофазного АПВ предусматривается вывод из работы первой ступени на время цикла однофазного АПВ.

- II ст.

Вторая ступень представляет собой отсечку с выдержкой времени. Ток срабатывания отсечки выбирается из условия:

а) согласования первой ступенью защиты следующей линии

$$I_{сз}^{II ст} = \kappa_H \cdot \kappa_{ток} \cdot I_{сз}^{I ст},$$

где κ_H – коэффициент надёжности, $\kappa_H = 1,1$;

$\kappa_{ток}$ – коэффициент токораспределения;

$I_{сз}^{I ст}$ – ток срабатывания защиты первой ступени противоположной ПС.

$$\kappa_{ток} = \frac{3 \cdot I_{0заш}}{3 \cdot I_{расч}},$$

где $I_{0заш}$ – ток КЗ на землю в месте установки защиты;

$I_{расч}$ – ток, протекающий через защиту, с которой производится согласование.

$$\kappa_{ток} = \frac{I_{ВЛ-15}^{K_2^{(1)}}}{I_{ВЛ-19}^{K_2^{(1)}}} = \frac{0,019}{0,474} = 0,04;$$

$$I_{сз}^{II ст} = 1,3 \cdot 0,04 \cdot 0,616 = 0,032.$$

Отстройка от данного условия не производится, из-за отсутствия смежных линий.

б) Отстройка от КЗ за трансформаторами на противоположном конце

Если на шинах противоположной ПС установлен трансформатор и сторона смежного напряжения примыкает к сети с глухозаземленной нейтралью, то II ст. необходимо отстроить от режима КЗ на землю за трансформатором. КЗ берется на стороне напряжения сети с глухозаземленной нейтралью.

$$I_{сз б}^{II ст} = \kappa_H \cdot I_{Т-1}^{K_3^{(1)}} = 1,1 \cdot 0,01 = 0,011 \text{ кА}.$$

в) необходимо отстроить защиту от однофазного АПВ.

Защита выводится из работы в цикле однофазного АПВ, поэтому защита не отстраивается от однофазного АПВ.

Выбирается большая из двух уставок и проверяется чувствительность

$$I_{сз}^{II ст} = 0,032 \text{ кА}.$$

Чувствительность второй ступени оценивается по току однофазного КЗ на шинах противоположной ПС ($\kappa_{\text{ч}}^{\text{II ст}} \geq 1,5$).

$$\kappa_{\text{ч}}^{\text{II ст}} = \frac{I_{\text{Л15}}^{K_1^{(1)}}}{I_{\text{сз}}^{\text{II ст}}} = \frac{0,375}{0,032} = 11,7 > 1,5.$$

Условие выполняется.

Время срабатывания второй ступени принимается равным $t_{\text{ср}}^{\text{II ст}} = 0,5$ с.

- IV ст.

Четвёртая ступень выполняет задачи резервирования. Ток срабатывания четвёртой ступени ($I_{\text{сз}}^{\text{IV ст}}$) отстраивается от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при трёхфазном КЗ на стороне низшего напряжения трансформаторов, установленных на своей или противоположной ПС.

Ток срабатывания четвёртой ступени рассчитывается по формуле

$$I_{\text{сз}}^{\text{IV ст}} = \kappa_{\text{H}} \cdot \kappa_{\text{пер}} \cdot \kappa_{\text{нб}} \cdot I_{\text{нб}};$$

где κ_{H} – коэффициент надёжности, $\kappa_{\text{H}} = 1,25$;

$\kappa_{\text{нб}}$ – коэффициент небаланса, $\kappa_{\text{нб}} = 0,05$.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение

Технико-экономическое обоснование проектирование воздушной линии электропередачи 110 кВ ТЭЦ – ГПП-1

Целью данного раздела является технико-экономическое обоснование проектирование воздушной линии электропередачи 110 кВ ТЭЦ – ГПП-1

Реализация данного проекта позволяет обеспечить надежность электроснабжения потребителей, обеспечит пропускную способность линий электропередач, а также увеличить отпускаемую мощность потребителям подстанции ГПП-1. Для этого выбираем современное оборудование с лучшими техническими характеристиками и минимальной стоимости.

5.1 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

					ФЮРА.130302.03.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Крылов Д.О.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лит.	Лист	Листов
Консульт.		Коршцова Л.Д.					58	100
Н. контроль		Кулешова Е.О.				ТПУ ИнЭО Группа 3-5А13		

В данном разделе составляется перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и проводится распределение исполнителей по видам работ.

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Календарный план проведения научного исследования по теме

№ работ	Виды работ	Исполнители	T_{ki}, кал. дн.
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3
2	Подбор литературы	Инженер	11
3	Ознакомление с технической документацией	Инженер	24
4	Календарное планирование работ	Руководитель	32
5	Описание электрической схемы	Руководитель, инженер	39
6	Выбор проводов и тросов	Руководитель	45
7	Расчет механической части	Инженер	50
8	Расчет токов КЗ	Руководитель	58
9	Выбор устройств РЗА	Инженер	66
10	Расчет релейной защиты	Инженер	76
11	Составление пояснительной записки	Инженер	92

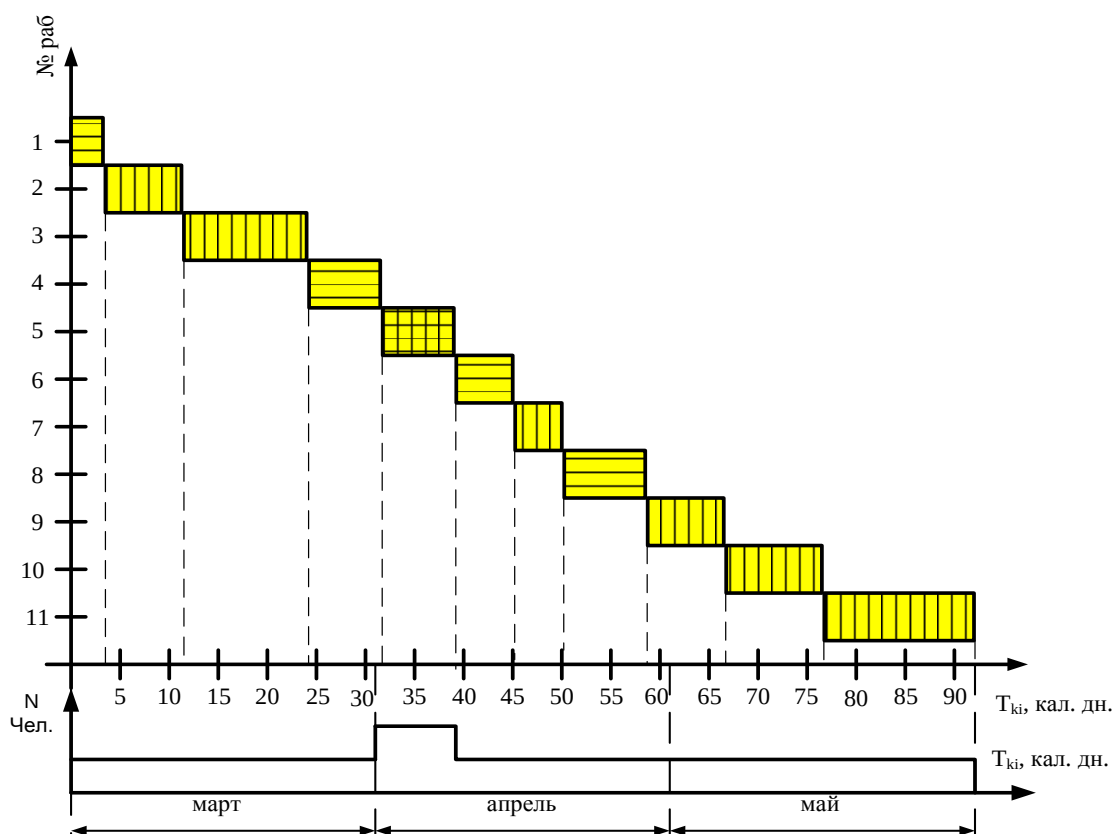


Рисунок 9 – Календарный график и график занятости исполнителей проведения научного исследования.

-  – руководитель;
-  – инженер;
-  – руководитель и инженер.

5.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

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

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{\min i} + 2 \cdot t_{\max i}}{5} \quad (5.1)$$

где

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

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

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

Рассчитаем ожидаемое значение трудоемкости, чел.-дн.:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4.$$

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (5.2)$$

Где

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

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

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

Рассчитаем продолжительность каждой работы, раб. дн.:

$$T_{pi} = \frac{2,4}{2} = 1,2.$$

5.3 Разработка графика проведения научного исследования

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

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

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} . \quad (6.3)$$

Где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} ; \quad (6.4)$$

Где

$T_{кал}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

Рассчитаем коэффициент календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365-118} = 1,48.$$

Затем найдем длительность работ в календарных днях:

$$T_{ki} = 1,2 \cdot 1,48 = 1,78.$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} необходимо округлить до целого числа.

На основе этой таблице строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования. При этом работы на графике выделяются различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу.

5.4 Оценка научно технического уровня инженерных решений

Любое проектирование в идеале должно начинаться с выявления потребностей потенциальных потребителей. После такого анализа становится возможным вычислить единичный параметрический показатель

$$q = \frac{P}{P_{100}} \cdot p,$$

Где q – параметрический показатель;

P – величина параметра реального объекта;

P_{100} – величина параметра гипотетического (идеального) объекта, удовлетворяющего потребность на 100%;

p – вероятность достижения величины параметра: вводится для получения более точного результата с учетом элемента случайности, что позволяет снизить риск осуществления проекта, принимаем $p=0,9$

Каждому параметрическому показателю по отношению к объекту соответствует некий вес d , разный для каждого показателя. После вычисления всех единичных показателей становится реальностью вычисление

обобщенного (группового показателя), характеризующего соответствие объекта потребности в нем (полезный эффект или качество объекта):

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i d_i, \quad (5.5)$$

Где Q – групповой технический показатель (по техническим параметрам);

q_i – единичный параметрический показатель по i -му параметру;

d_i – вес i -го параметра;

n – число параметров, подлежащих рассмотрению.

$$Q_H = \sum_{i=1}^n q_i d_i = 0.657$$

$$Q_K = \sum_{i=1}^n q_i d_i = 0.549$$

Показатель конкурентоспособности новшества по отношению к базовому объекту будет равен

$$K_{\text{ту}} = \frac{Q_H}{Q_K} = \frac{0,657}{0,549} = 1,20$$

где $K_{\text{ту}}$ – показатель конкурентоспособности нового объекта по отношению к конкурирующему по техническим параметрам (показатель технического уровня);

Q_H, Q_K – соответствующие групповые технические показатели нового и базового объекта.

Таблица 5.2 - Оценка технического уровня новшества

Характеристики	Вес показателей	Новшество Экра		Конкурент Siemens		Идеальное УРЗА	
	d_i	P_i	q_i	P_i	q_i	P_{100}	q_{100}
1. Полезный эффект новшества (интегральный показатель качества), Q		Q_H		Q_K		$Q_{100}=1$	

Продолжение таблицы 5.2

1.1 Возможность оперативного изменения уставок защит и переход с одной характеристики на другую, (%)	0,3	60	0,54	40	0,36	100	0,9
1.2 Возможность передачи информации о состоянии РЗ на удаленные диспетчерские пункты через специальные каналы связи, (%)	0,2	50	0,45	30	0,27	100	0,9
1.3 Возможность ведения отчёта о срабатывании защит, (%)	0,2	100	0,9	100	0,9	100	0,9
1.4 Возможность выполнения самодиагностики и диагностики первичного оборудования, (%)	0,2	100	0,9	90	0,81	100	0,9
1.5 Возможность подключения в сеть ЭВМ, (%)	0,05	100	0,9	100	0,9	100	0,9

Таблица 5.3 – Объяснение величин параметров

Характеристики	Новшество ЭКРА	Конкурент SIEMENS
Возможность оперативного изменения уставок защит и переход с одной характеристики на другую.	Широкий спектр выбора изменяемых уставок с возможностью регулировки с помощью реле времени отечественного производителя.	Широкий спектр выбора изменяемых уставок, но реле времени отечественного производителя может не подойти. Необходимо доп. оборудование.

Продолжение таблицы 5.3

Возможность передачи информации о состоянии РЗ на удаленные диспетчерские пункты через специальные каналы связи	Обеспечивается передача информации по каналам связи, прокладываемым при установке оборудования. Не требуются доп. каналы связи.	Требуется дополнительные каналы связи.
Возможность ведения отчёта о срабатывании защит.	Возможно	Возможно
Возможность выполнения самодиагностики и диагностики первичного оборудования	Возможно	Возможно
Возможность подключения в сеть ЭВМ	Возможно	Возможно

Превосходство над оппонентами обеспечивается за счет того, что продукция данного производителя широко распространена на отечественном рынке и пользуется заслуженной популярностью. Этого удалось достичь в первую очередь за счет надежности и качества. Преимуществ у микропроцессорных защит много: это и меньшие габаритные размеры, постоянная самодиагностика, более низкие эксплуатационные затраты, совмещение в одном устройстве функций различных защит, управления, измерения, регистрации событий, возможность интеграции в АСУ ТП, оперативное внесение изменений в программы защит, в том числе и для исправления проектных ошибок и прочее. Если учесть все эти составляющие, то можно смело утверждать, что цена функций в таких изделиях сопоставима с электромеханическими защитами (а чаще – ниже) и это выбивает главный аргумент сторонников электромеханики.

Таблица 5.4 – Оценка технического уровня разработки

Показатели	Значимость показателя	Достигнутый уровень	Значение i -го фактора
	d_i	$K_{дyi}$	$K_{дyi} \cdot d_i$
1. Новизна полученных или предполагаемых результатов (критерий оценки: обобщен имеющийся опыт)	0,1	0,3	0,03
2. Перспективность использования результатов (критерий оценки: использование для предварительного рабочего проектирования в расчётных группах РЗА ОДУ, РДУ)	0,4	0,1	0,04
3. Завершенность полученных результатов (критерий оценки: написан отчет по теме)	0,3	0,1	0,03
4. Масштаб возможной реализации полученных результатов (критерий оценки: Кемеровская энергосистема)	0,2	0,1	0,02
Результативность	$K_{\text{ну}} = \sum(K_{дyi} \cdot d_i) = 0.14$		

5.5 Материальные затраты

В элементе «материальные затраты» отражается стоимость приобретенных со стороны сырья и материалов, которые входят в состав вырабатываемой продукции, образуя её основу.

Таблица 5.5 – Расчет необходимых материалов для проекта

Наименование	Цена, руб.	Кол-во	Общая стоимость,
1. Бумага	200	1	200
2. Карандаш	30	1	30
3. Ластик	25	1	25
4. Ручка	25	2	50
5. Картридж	700	1	700
6. Линейка	25	1	25
7. Калькулятор	250	1	250
Итого			1280

5.6 Затраты на оплату труда

В данную тему включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Расчет заработной платы приведен ниже:

Зарботная плата (руководителя, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З = З_{\text{дн}} \cdot T_p ; \quad (5.6)$$

Где: $З$ - основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_m}{21} ; \quad (5.7)$$

Где

$З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{\text{ТС}} \cdot k_{\text{Доп}} \cdot k_p ; \quad (5.8)$$

Где: $З_{\text{ТС}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 1,16 для руководителя и 1,08 для инженера).

$k_P = 1,3$ – районный коэффициент для Томска.

Месячный должностной оклад инженера, руб.:

$$З_M = 18760 \cdot 1,08 \cdot 1,3 = 26339,94.$$

Среднедневная заработная плата инженера, руб.:

$$З_{\text{дн}} = \frac{26339,04}{30} = 877,97.$$

Зарботная плата инженера, руб.:

$$З = 877,97 \cdot 92 = 80773,24.$$

Месячный должностной оклад руководителя, руб.:

$$З_M = 25500 \cdot 1,16 \cdot 1,3 = 38454.$$

Среднедневная заработная плата руководителя, руб.:

$$З_{\text{дн}} = \frac{38454}{30} = 1281,8.$$

Зарботная плата руководителя, руб.:

$$З = 1281,8 \cdot 32 = 41017,6.$$

Итого по зарплате: $З = 121790,84$ руб.

5.7 Отчисление на социальные нужды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot З \quad (5.8)$$

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

Для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность водится пониженная ставка – 27,1%

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$З_{\text{ВНЕБ}} = k_{\text{ВНЕБ}} \cdot З = 0,27 \cdot 80773,24 = 21808,77;$$

$$З_{\text{ВНЕБ}} = k_{\text{ВНЕБ}} \cdot З = 0,27 \cdot 41017,6 = 11074,75.$$

Итого: 32883,52 руб.

5.8 Амортизационные отчисления

Так как данный вид монтажных и настроечных работ требует специального оборудования, то данный раздел учитывается в соответствии с прайс-листом поставщиков. Так как вспомогательным оборудованием персонал будет пользоваться в дальнейшем, то для него рассчитаем амортизацию.

Амортизация рассчитывается по формуле:

$$З_A = \frac{\Phi_C \cdot T_{\text{исп}}}{T_{\text{сл}} \cdot T_{\text{год}}} \quad (5.9)$$

где Φ_C – стоимость основных фондов;

$T_{\text{год}}$ – нормативный срок службы;

$T_{\text{исп}}$ – срок использования оборудования;

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования.

Таблица 5.6 – Расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения и оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования, шт	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.	Срок службы, год
1.	Программный комплекс АРМ СРЗА	1	600 000	600 000	3
2.	Лицензия на программное обеспечение Microsoft Office	1	6 000	6 000	3
3.	Компьютер	2	65 000	130000	5
4.	Принтер	1	10 000	10 000	5
5.	Сканер	1	5 500	5 500	5
6.	Компьютерный стол	2	7 200	14 400	10
7.	Стул	2	5 000	10 000	10
Итого:				775 900	

В связи с длительностью использования, учитывается стоимость программного обеспечения с помощью амортизации:

$$З_A = \frac{\Phi_C \cdot T_{исп}}{T_{сл} \cdot T_{год}};$$

Амортизация программного обеспечения:

$$З_{Апрог} = \frac{606000 \cdot 92}{3 \cdot 365} = 50915,07 \text{руб.}$$

Амортизация оргтехники обеспечения:

$$З_{\text{А комп}} = \frac{145500 \cdot 92}{5 \cdot 365} = 7334,80 \text{ руб.}$$

Амортизация мебели:

$$З_{\text{А меб}} = \frac{24400 \cdot 92}{10 \cdot 365} = 615,01 \text{ руб.}$$

Итого: $З_{\text{А}} = 58864,88 \text{ руб.}$

5.9 Прочие неучтенные затраты

К прочим затратам относят налоги, сборы, отчисления в специальные внебюджетные платежи по обязательному страхованию имущества, вознаграждения за изобретения и рационализаторские предложения, за подготовку кадров, оплата услуг связи и т.п. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{ПРОЧ}} = (З_{\text{м}} + З_{\text{исп}} + З_{\text{внеб}} + З_{\text{А}}) \cdot 0,1 = 21353,92 \text{ руб.}$$

Итого: 21353,92 руб.

5.10 Накладные расходы

К накладным расходам относятся расходы, дополнительные к основным затратам расходы, необходимые для обеспечения процессов производства, связанные с управлением, обслуживанием, содержанием и эксплуатацией оборудования плюс ненормированные расходы: брак, штрафы, пеня, проценты и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{НАКЛ}} = З \cdot 4 \quad (6.10)$$

Накладные расходы, руб.:

$$З_{\text{накл}} = 121790,84 \cdot 4 = 487163,36.$$

Для формирования итоговой величины затрат суммируются все ранее рассчитанные затраты по отдельным статьям как в отношении руководителя,

так и инженера (дипломника). Определение бюджета затрат на научно-техническое исследование приведено в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет бюджета затрат научного исследования

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НИ	1280
2. Затраты по заработной плате исполнителей темы	121790,84
3. Отчисления во внебюджетные фонды	32883,52
4. Амортизация	58864,88
5. Прочие расходы ((п.1+п.2+п.3+п.4)*0,1)	21353,924
6. Накладные расходы	487163,36
7. Итого себестоимость разработки (п.1+п.2+п.3+п.4+п.5+п.6)	722056,524
8. Прибыль (п. 7*0,2)	144411,30
9. Договорная цена (п. 7+п. 8)	866467,824

5.11 Смета затрат на оборудование

Капитальные вложения в проект реконструкции линий 110 кВ «ТЭЦ-ГПП-1» складываются из стоимости затрат на выполнение проекта, из затрат на монтаж и отладку оборудования (комплектов защиты), из стоимости самого оборудования по выражению:

$$K = K_{\text{проект}} + K_{\text{оборуд}} + K_{\text{монтаж}}$$

$K_{\text{проект}}$ – затраты на выполнение проекта

$K_{\text{оборуд}}$ – стоимость оборудования

$K_{\text{монтаж}}$ – затраты на монтаж и отладку оборудования

Смета затрат на оборудование представлена в табл. 5.8.

Таблица 5.8 – Стоимость оборудования для строительства ВЛЭП 110 кВ

Оборудование	Марка	Цена, руб. за шт.(м)	Количество шт. (м)	Итого, руб
Провод	АС-185/29	129	9440	1218842
Изоляторы для ВЛЭП 110 кВ (стеклянные)	ПС70-Е	290	1100	319000
	ПС-120	300	1000	300000
Зажимы поддерживающие зажимы натяжные	ПГН-3-5	1125	144	162000
	НАС-240-1	427	60	25620
Грозозащитный трос	ТК-50	28,4	4270	121268
Скобы	СКТ-16-1	60,50	120	7260
Серьги	СРС-7-16	51,90	144	7473,6
	СР-12-16	53,70	120	6444
Ушки	У1К-7-16	94,70	144	13636,8
	УСК-12-16	110,80	120	13296
Узлы крепления	КГН-16-5	40,90	120	4908
Ограничители гололедообразования и колебаний	ОГК-1,0	720	204	146880
Шкаф РЗиА	ШЭ2607	2347465,60	2	4694931,2
Контрольный кабель	АКВВГ	51,87	1200	62244
Итого:				5614961,6

Монтаж оборудования составляет 15-20% от стоимости оборудования.

Поэтому, стоимость монтажа $K_{\text{мон}} = 5614961,6 \cdot 0,2 = 1122992,32 \text{ руб.}$

Суммарные капитальные вложения в проект ВЛ 110кВ равны:

$K = 866467,8 + 5614961,6 + 1122992,32 = 7604421,72 \text{ руб.}$