

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

Институт Энергетический
Специальность Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрические сети и электротехника

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование воздушной линии электропередачи 220кВ Таксимо-Мамакан

УДК 621.315.1.001.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Салыков Тологон Абдылдаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры ЭСиЭ	Трощинский В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры менеджмента	Грахова Е.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрические сети и электротехника	Прохоров А.В.	к.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Направление ООП: 130302 Электроэнергетика и электротехника

Профиль: Электроэнергетические системы и сети

Кафедра, институт: кафедра «Электрические сети и электротехника», Энергетический институт

Код результата	Результат обучения
Профессиональные	
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.
Р 2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетических систем и сетей, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
Р 3	Уметь проектировать электроэнергетические системы и электрические сети.
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.
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетических систем и электрических сетей.
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.
Универсальные	
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетических систем.
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.
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетических систем и сетей.
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетических систем и сетей с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.

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

Институт Энергетический
Специальность 13.03.02 Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрические сети и электротехника

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭСиЭ

(Подпись) (Дата) А.В. Прохоров

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской выпускной квалификационной работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Г	Салыков Тологон Абдылдаевич

Тема работы:

**Проектирование воздушной линии электропередачи 220кВ Таксимо-
Мамакан**

Утверждена приказом

Дата 27.04.2016 № 3266/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

1.06.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Проектирование воздушной линии электропередачи ПС Таксимо – ПС Мамакан напряжением 220 кВ с реконструкцией подстанций Таксимо и Мамакан
– марка провода АС-300/39
– КЗ: на ПС Мамакан на напряжении 220 кВ - 2,5 кА; на напряжении 110 кВ - 2,8 кА, на ПС Таксимо на напряжении 220 кВ - 2,6 кА
– АТДЦТН - 125000/220/110
– Количество линий 1.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Проектирование ВЛ 220 кВ Таксимо - Мамакан; проверка сечений по техническим ограничением. Механический расчет воздушной линии: расчет нагрузок на провод, выбор изолятора, определение нагрузок на опоры, составление монтажных графиков.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Приложения

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Основная часть	Ассистент Трощинский В.
Финансовый менеджмент	Ассистент Грахова Е.А.
Социальная ответственность	Доцент, кандидат технических наук Амелькович Ю.А.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры ЭСиЭ	Трощинский В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Салыков Тологон Абдылдаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Г	Салыков Тологон Абдылдаевич

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Электроэнергетические системы и сети

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: -вредных проявлений факторов производственной среды(метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы); – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу); – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).	– Объект раздела: характеристика работ, операций, оборудования, условий выполнения рассматриваемого технологического процесса. – Обеспечение безопасности для выявленных опасных факторов: нормативные требования, которым удовлетворяет принятое к использованию оборудование и инструмент. Технические устройства обеспечения этих требований, ссылки на НТД.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.	– Анализ законодательных и нормативных актов по теме.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – 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)	– Перечень опасных и вредных факторов при выполнении работ, источником которых является выбранное оборудование и технологический процесс. – Обеспечение санитарно-гигиенических условий на рабочих местах и обеспечение требований нормативных документов к выявленным вредным факторам. Технические устройства обеспечения этих требований.
--	---

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды в следующей последовательности: – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	– Обеспечение безопасности при аварийной ситуации. Средства защиты. Организационные, технические мероприятия.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	– Поведение объекта в ЧС и меры, необходимые для повышения устойчивости при ЧС.
4. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы)	
Перечень графического материала:	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Амелькович Ю.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Г	Салыков Тологон Абдылдаевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
5A2Г	Салыков Тологон Абдылдаевич

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В исследовании задействованы 2 человека: студент-исполнитель и научный руководитель.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность»</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>- отчисления на социальные нужды -30% от з/п</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Перспективности проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>- Техничко-экономическое обоснование проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>- Организация работ технического проекта: структура работ в рамках технического проектирования, определение трудоемкости выполнения работ, разработка графика Ганта. - Составление сметы затрат на разработку технического проекта -Расчет бюджета затрат на проектирование, в т. ч. расчет капитальных вложений в основные средства</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>- Определение ресурсной и экономической эффективности исследования</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1.График Ганта	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5A2Г	Салыков Тологон Абдылдаевич		

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

Институт – Электронного образования
Специальность – Электроэнергетические системы и сети
Уровень образования – специалист
Кафедра электрических сетей и электротехники
Период выполнения – весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврской выпускной квалификационной работы

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Анализ литературы, описание объекта, цели и постановка задач исследования.</i>	
	<i>Электрический расчет</i>	
	<i>Расчет режимов энергосистемы</i>	
	<i>Проектирование механической части ВЛЭП.</i>	
	<i>Социальная ответственность</i>	
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
	<i>Анализ эффективности воздушной линии электропередачи, заключение.</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Трощинский В.			13.02.2015

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров А.В.	К. Т. Н.		

РЕФЕРАТ

Структура и объем работы. Выпускная квалификационная работа состоит из трех глав, изложенных на 111 страниц машинописного текста, содержит 14 рисунков, 42 таблиц, список использованных источников из 16 наименований и 4 приложений, относящихся к практической части.

Ключевые слова: воздушная линия электропередач (ВЛЭП), энергосистема, напряжение, ток, опора, изолятор, нагрузка, отчисление, затраты.

Объектом исследования является: ПС Мамакан.

Цель работы: Проектирование воздушной линии Таксимо - Мамакан.

В процессе исследования проводились: проектирование воздушной линии (электрический и механический). Произведен экономический расчет на строительства ВЛЭП. Так же был произведен анализ и экологической безопасности.

В результате исследования был выполнен проект ВЛЭП 220 кВ ПС Таксимо - Мамакан. Проведен расчет пропускной способности линий с целью повышения надежности электроснабжения.

Экономическая эффективность/значимость работы определялась по основным показателям: стоимость всего используемого оборудования.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ MSExcel в текстовом редакторе MSWord 2010.

Список используемых сокращений

ЭС – энергосистема

ВЛ – воздушная линия

АТ – автотрансформатор

ПС – подстанция

В – выключатель

ОРУ – открытое распределительное устройство

ЭЭС – электроэнергетическая система

ЛЭП – линия электропередач

КЗ – короткое замыкание

УШР – управляемые шунтирующие реактор

ШР – шунтирующий реактор

РПН – регулирование под нагрузкой

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	14
Исходные данные	16
Раздел 1. Проектирование ВЛ 220 кВ ПС Таксимо ПС Мамакан.....	20
1.1 Выбор сечений проводов воздушной линии электропередачи.....	20
1.2 Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям.....	20
1.2.1 Проверка по длительно допустимому нагреву провода	20
1.2.2 Проверка проводов по условиям механической плотности	21
1.2.3 Проверка проводов по допустимым потерям и отклонениям напряжения	21
1.2.4 Проверка проводов по условию ограничений потерь на корону.....	23
1.3 Расчет и анализ установившегося режима исследуемого энергорайона 24	
1.4 Механический расчет воздушной линии.....	30
1.4.1 Расчет механических нагрузок на провода от внешних воздействий.....	30
1.4.2 Нормативные нагрузки	31
1.4.3 Расчётные нагрузки.....	35
1.5 Определение физико-механических характеристик провода	37
1.6 Расчёт критической температуры	41
1.7 Расчёт габаритного пролёта.....	42
1.8 Выбор изоляторов	44
1.8.1 Выбор изоляторов для поддерживающей гирлянды изоляторов	44
1.8.2 Выбор изоляторов для натяжной гирлянды изоляторов	47
1.9 Построение расстановочного шаблона.....	48
1.10 Расчёт грозозащитного троса.....	51
1.11 Нагрузки на промежуточные опоры ПС-220-5.....	55
1.12 Расчёт грибовидного фундамента-подножника для промежуточной опоры ПС-220-5.....	57
1.13 Расчёт нагрузок, действующих на опору У220-1	61

1.13.1 Расчёт грозозащитного троса	61
1.13.2 Определение нагрузок на опору У220-1.....	63
1.13.3 Расчёт грибовидного фундамента-подножника для анкерной опоры У220-1.....	64
1.14. Расчет монтажной таблицы и построение монтажных графиков.....	66
Раздел 2 Проектирование подстанции 220 кВ Мамакан.....	68
2.1 Выбор главной схемы электрических соединений и оборудования подстанций.....	68
2.1.1 Выбор выключателей	68
2.1.2 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции	70
2.2 Выбор измерительных аппаратов.....	72
2.2.1 Выбор трансформаторов тока.....	72
2.2.2 Выбор трансформаторов напряжения	74
2.3 Релейная защита и автоматика	76
Раздел 3. Социальная ответственность	78
3.1 Производственная безопасность	79
3.1.1 Анализ вредных и опасных факторов.....	79
3.1.2 Акустический шум.....	79
3.1.3 Электромагнитное поле.....	80
3.1.4 Освещение	82
3.1.5 Микроклимат.....	83
3.1.6 Электрический ток.....	85
3.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
3.3 Экологическая безопасность.....	91
3.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	94
4.1. Техно-экономическое обоснование проекта.....	95
4.2 Планирование научно-технического проектирования.....	95
4.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования	96
4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ	97
4.2.3. Разработка графика Ганта	98

4.3 Составление сметы затрат на разработку технического проекта	102
4.3.1 Определение материальных затрат	102
4.3.2 Расчет капитальных затрат	102
4.3.3 Определение заработной платы исполнителей проекта	103
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	104
4.3.5 Накладные расходы	105
4.3.6 Формирование сметы технического проекта.....	105
4.4 Определение ресурсоэффективности проекта	106
Заключение	110
Список использованных источников:	111

Введение

Среди многочисленных отраслей народного хозяйства энергетика занимает ведущее положение. Уровень развития энергетики и электрификации в наиболее обобщенном виде отражает достигнутый технико-экономический потенциал любой страны. Энергетика обеспечивает электроэнергией и теплом промышленные предприятия, сельское хозяйство, транспорт, коммунально-бытовые нужды городов, рабочих и сельских поселков. Электрификация оказывает определяющее влияние на развитие всех отраслей народного хозяйства, она является стержнем строительства экономики. Отсюда объективно следует необходимость опережающих темпов развития энергетики и электрификации, непрерывного роста производства энергии и тепла.

Бодайбинский район Иркутской области расположен в срединной части России.

Энергосистема Иркутской области входит в состав ОЭС Сибири и включает в себя 15 действующих тепловых электростанций (ТЭЦ) и 4 гидроэлектростанции (ГЭС), объединенных на параллельную работу электрическими сетями напряжением 500, 220, и 110 кВ.

Данной работе провести проектирование ВЛ 220 кВ расположенной на территории Иркутской области и республики Бурятия. ВЛ расположенной между ПС Мамакан и ПС Таксимо.

В ходе работы необходимо провести проектирования ВЛ 220 кВ с ПС Мамакан на ПС Таксимо, при проектировании необходимо произвести проверку сечений по следующим параметрам: по длительному допустимому нагреву провода, по техническому ограничению сечения, по условиям механической прочности, по техническому ограничению сечения, произвести механический расчет ВЛ, расчет, а так же анализ установившегося режима исследуемого энергорайона. Для данной линии расчеты производятся с учетом следующих критериев: критерий температуры, габаритного пролета, и по нагрузке ВЛ. Для крепления провода к опоре применяются изоляторы, в ходе работы

произведем выбор изоляторов для поддерживающей и натяжной гирлянды изоляторов. В ходе выполнения работы произведем выбор промежуточных и анкерных опор, произвести расчет монтажной таблицы, а так же построить график проведения монтажных работ. При расчете необходимо выбрать автоматические выключатели, произвести выбор трансформатора собственных нужд, а так же выбор измерительных аппаратов, таких как трансформаторы тока и напряжения. Произвести описание релейной защиты ПС.

Выполнить раздел «Социальная ответственность». Произвести анализ имеющих место на объекте опасных и вредных факторов, а также определить меры по ограничению воздействия опасных факторов на персонал, указать допустимые параметры показателей, воздействующих на рабочий персонал, находящихся на рабочем месте. Также необходимо выполнить анализ основных требований при сооружении и эксплуатации данного объекта для обеспечения охраны окружающей среды.

Выполнить раздел «Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение». В ходе выполнения данного раздела необходимо составить план по строительству линии электропитания.

Исходные данные

Проектирование воздушной линии электропередачи ПС Таксимо – ПС Мамакан напряжением 220 кВ.

Основание для проектирования:

Инженерно-геодезические и геологические изыскания, проведенные ЗАО «Витимэнерго».

Технические требования на разработку рабочего проекта строительства воздушной линии электропередачи 220 кВ ПС Таксимо - ПС Мамакан;

Основные нормативно-технические документы, определяющие требования к рабочему проекту:

Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ СО 153-34.21.121-2006;

Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ;

Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию (Утв. Постановлением правительства РФ № 87);

ПУЭ и ПТЭ (действующие издания);

Положение о технической политике СО ЕЭС России.

1. Этапы разработки проектной документации:

Одноэтапный проект, заключающийся в разработке и согласовании бизнес-плана.

2. Основные характеристики сооружаемых объектов:

Показатель	Значение
Длина трассы ВЛ, км	По схеме
$U_{ном}, кВ$	220
Передаваемая мощность $S, МВА$	Определить проектом
Марка провода	АС-300/39
Количество линий n	1
Краткая характеристика ПС 220/110/10 кВ Мамакан	Административно площадка подстанции находится в Бодайбинском районе Иркутской области. Существующая ПС Мамакан выполнена по пусковой схеме с одним автотрансформатором АТДЦТН - 125000/220/110 - 82ХЛ1. Для резервного электроснабжения поселка Мамакан проектом предусматривается установка трансформатора ТМН - 2500/110/10 в ячейку 2 АТ ОРУ - 110 кВ. Установка трансформатора ТМН - 2500/110/10 кВ производится на существующий фундамент линейного регулировочного трансформатора. Токи трехфазного КЗ: на напряжении 220 кВ – 2,5 кА; на напряжении 110 кВ – 2,8 кА.
Краткая характеристика ПС ПС 220/110/35/10 кВ Таксимо	Административно площадка подстанции находится на севере республики Бурятия (район БАМа). Согласно техническим условиям для подключения ВЛ 220 кВ Таксимо - Мамакан на подстанции Таксимо проектом предусматривается установка трансформатора напряжения НКФ - 220 на обходной системе шин, а также монтаж линейной ячейки 220 кВ. Место присоединения ВЛ 220 кВ – вторая система шин ОРУ - 220 кВ, линейная ячейка – 10 (4 БЛ). На ПС 220/110/35 кВ Таксимо установлено два АТ мощностью по 63 МВА. На шинах 35 кВ подстанции установлены три неуправляемых шунтирующих реактора (ШР), мощностью по 20 Мвар и два управляемых шунтирующих реактора (УШР), мощностью по 10 Мвар суммарной мощностью 80 Мвар. Однако полностью установленная мощность реакторов использована быть не может, так как пропускная способность обмотки СН (35 кВ) автотрансформаторов, установленных на ПС Таксимо, составляет 50 % номинальной мощности. Таким образом, на ПС Таксимо может быть

	использовано не более 60 Мвар установленной мощности в нормальном режиме при работе двух автотрансформаторов и не более 30 Мвар при отключении одного автотрансформатора. Токи трехфазного КЗ: на напряжении 220 кВ – 2,6 кА.
--	---

Схема воздушной линии электропередачи «Мамакан -Таксимо» представлен на рисунке 1.1.

Раздел 1. Проектирование ВЛ 220 кВ ПС Таксимо ПС Мамакан

1.1 Выбор сечений проводов воздушной линии электропередачи

При проектировании воздушных линий до 500 кВ включительно выбор сечения проводов проводится по нормированным обобщённым показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока. Параметр провода АС-300/39 приведен в таблице 1.2.[2, 1.3.36].

Таблица 1.2 – Параметр провода АС-300/39

Участок сети	$n_{\text{ц}}$	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Марка провода	$I_{\text{мах.доп.}}$, А
Мамакан -Таксимо	1	220	АС-300/39	610

1.2 Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям

1.2.1 Проверка по длительно допустимому нагреву провода

Проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормативных, но и послеаварийных режимов, а также режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин. При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети. Таким образом, выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке (по нагреву):

$$I_{\text{нб}} \leq I_{\text{доп}}, [2, \text{п. 1.3.}]$$

где $I_{\text{нб}} = \frac{|S|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{л}}^{\text{п/ав}}}$ – расчетный ток для проверки проводов по нагреву (в качестве такового принимается средняя токовая нагрузка за полчаса), при

этом расчетными режимами могут являться нормальные или послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети, возможных неравномерностей распределения нагрузки между линиями и т.п.;

$I_{\text{доп}}$ – допустимые длительные токовые нагрузки [1, стр. 84]. Проверка осуществляется при работе линии в послеаварийном режиме при максимальной нагрузке. Таким режимом является отключение одного из головных участков, по которому протекает наибольшая мощность (для кольцевой сети), либо отключение одной цепи ВЛ (для радиальной сети).

Для участка Таксимо, Мамакан:

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{п/ав}} = \frac{|S|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}^{\text{п/ав}}} = \frac{28,34 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1} = 64,48 \text{ А} < 610 \text{ А},$$

$I_{\text{п/ав}} < I_{\text{доп}}$ - проверка пройдена.

1.2.2 Проверка проводов по условиям механической плотности

ВЛЭП на 110 кВ со сталеалюминевыми проводами должны иметь сечение не менее 120 и не более 240 мм², ВЛЭП на 220 кВ должны иметь сечение не менее 240 мм² [2, п. 2.5.77]. Тем самым гарантируется механическая прочность.

1.2.3 Проверка проводов по допустимым потерям и отклонениям напряжения

Проверка не подлежат линии напряжениям 35 кВ и выше, т.к. повышение уровня напряжения увеличением сечения таких проводов по сравнению с применением трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности экономически не оправдается [1, стр. 95].

Проверка проводов по условию ограничений потерь на корону

ПУЭ предписывают осуществлять проверку выбранных по нормативной плотности тока проводов ВЛ с номинальным напряжением 35 кВ и выше с учетом плотности и температуры воздуха на высоте выше 1000 м над

уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, если количество проводников в фазе и их диаметр равны или больше значений, приведенных в таблице [1. стр. 77]:

$$S_{\text{эк}} < S_{\text{мин.кор.}}$$

Все выбранные сечения удовлетворяют всем требованиям.

Определение сопротивлений и проводимостей ЛЭП.

Воздушные линии напряжением 110 кВ и выше и длиной до 300-400 км обычно представляются П - образной схемой замещения.

Активное сопротивление линии определяется по формуле:

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}},$$

где l – длина линий, км;

r_0 – погонное активное сопротивление, Ом/км; определяется при температуре проводов $+20^{\circ}\text{C}$.

$n_{\text{ц}}$ – число цепей.

Реактивное сопротивление определяется как:

$$X = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}},$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км.

Активная проводимость $g_{\text{л}}$ присутствует из-за потерь активной мощности на утечку через изоляторы и потерь на корону, в связи с этими задаются наименьшие допустимые сечения по короне. Для линий напряжением в сети, до 330 кВ активная проводимость практически не учитывается. Емкостная проводимость обусловлена емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод-земля и определяется:

$b_{\text{л}} = b_0 \cdot l$, где b_0 – погонная емкостная проводимость, См/км, определяется по справочным данным.

Вместо емкостной проводимости учитывается реактивная емкостная мощность, которая ВЛ генерирует в сеть.

$$\text{Емкостная мощность: } Q_c = b_0 \cdot l \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot n_{\text{ц}}.$$

Пример расчета:

Для провод АС-300/39 даны параметры [1, табл. 3.9]:

$$r_0 = 0,096 \text{ Ом/км};$$

$$n_{\text{ц}} = 1;$$

$$x_0 = 0,429 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,645 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,096 \cdot 210}{1} = 20,16 \text{ Ом};$$

$$X = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,429 \cdot 210}{1} = 90,09 \text{ Ом};$$

$$B_{\text{Л}} = b_0 \cdot l = 2,645 \cdot 10^{-6} \cdot 210 = 555,45 \text{ См};$$

$$-jQ_c = -jb_0 \cdot l \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot n_{\text{ц}} = -j2,645 \cdot 10^{-6} \cdot 210 \cdot 220^2 \cdot 1 = -j13,44 \text{ Мвар}.$$

Таблица 1.3 – Расчетные данные ВЛ

ЛЭП	$U_{\text{ном}},$ кВ	$l,$ км	n	$F_{\text{станд}},$ мм^2	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, см/км	$R_{\text{Л}},$ Ом	$X_{\text{Л}},$ Ом	$B_{\text{Л}},$ 10^{-6} См	$Q_c,$ Мвар
Таксимо Мамакан ская	220	210	1	300	0,096	0,429	2,645	20,16	90,09	555, 45	13,44

1.2.4 Проверка проводов по условию ограничений потерь на корону

ПУЭ предписывают осуществлять проверку выбранных по нормативной плотности тока проводов ВЛ с номинальным напряжением 35 кВ и выше с учетом плотности и температуры воздуха на высоте выше 1000

м над уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, если количество проводников в фазе и их диаметр равны или больше 70 мм²

$$S_{\text{эк}} < S_{\text{мин.кор.}}$$

1.3 Расчет и анализ установившегося режима исследуемого энергорайона

Режимом энергетической системы называется некоторое ее состояние, определяемое значениями мощностей, напряжений, токов, частоты и других физических переменных величин, характеризующих процесс преобразования, передачи и распределения энергии и называемых параметрами режима.

Режимы энергетической системы должны удовлетворять ряду основных требований, обусловленных важным хозяйственным значением энергосистемы и, в частности, значением энергетики для промышленности, сельского хозяйства, транспорта и быта.

Основные требования к режимам систем энергоснабжения:

- а) надежность режима работы;
- б) бесперебойность энергоснабжения потребителей;
- в) достаточно высокое качество энергии;
- г) наибольшая экономичность режима при выполнении системой государственного плана выработки энергии по количественным и качественным показателям.

Параметры режима работы могут быть разделены на параметры режима узловых точек (напряжение, частота, давление и температура пара, скорость вращения) и параметры режима ветвей (ток, активная и реактивная мощности).

В данном разделе работы рассматриваются установившиеся режимы электрических сетей.

Расчеты установившихся режимов электрических сетей осуществляются для определения уровня напряжения в узлах электрической

сети, а так же для оценки распределения перетоков активной, реактивной мощностей и токов по элементам электрической сети. Определение этих параметров осуществляется для нормальной схемы электрической сети и различных уровнях электрических нагрузок зависящих от времени года (зима/лето), дня (рабочий/выходной), времени суток (день/ночь) и т.д. Такие режимы называются нормальными установившимися режимами.

Расчеты нормального установившегося режима энергорайона выполнены с использованием цифровой и расчетной модели подготовленного в программном комплексе RastrWin3. Цифровая расчетная модель ЭЭС формируется на основании исходных данных и представляет собой базу данных, отражающую параметры узлов и ветвей входящих в схему замещения рассматриваемого энергорайона.

В соответствии с ГОСТ Р 54149-2010 [3], допустимые отклонения напряжения на шинах потребителей, не должны превышать $\pm 10\%$. Наибольшие расчётные напряжения в питающих пунктах электрической сети, при отсутствии контрольных не должны быть выше максимальных рабочих напряжений по ГОСТ 721-77[4]: на 1% для сетей 500кВ и на 2,5% для сетей 330кВ и ниже.

Загрузки автотрансформаторов и трансформаторов должны соответствовать ГОСТ 14209-97. [5].

На расчетной схеме ЭС (Приложение Б) приведены уровни напряжения в узлах и перетоки активной и реактивной мощностей по ветвям схемы после расчета нормального установившегося режима.

После расчета нормального установившегося режима можно сделать вывод о том, что уровни напряжения во всех узлах , загрузка трансформаторов и автотрансформаторов входят в область допустимых значений, токи по ВЛ 110-500 кВ не превышают длительно допустимые значения (табл.2.1.) [5].

Также напряжения на контрольных точках соответствуют контрольным замерам напряжения, приведенным в исходных данных задания.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	☐		База	1	Таксимо 220кВ	220					-17,7	9,6	220,0	-1 000,0	1 000,0		220,00	
2	☐		Нагр	2	АТ-1 нейтраль	220											210,83	0,24
3	☐		Нагр	3	АТ-2 нейтраль	220											210,83	0,24
4	☐		Нагр	4	Таксимо 110кВ	110											124,19	0,25
5	☐		Нагр	5	Таксимо 35кВ	35											32,74	0,30
6	☐		Нагр	6	P-1	35										4 700,0	32,73	0,30
7	☐		Нагр	7	P-2	35										6 100,0	32,73	0,30
8	☐		Нагр	8	P-3	35										6 100,0	32,73	0,30
9	☐		Нагр	9	P-4	35										6 100,0	32,73	0,30
10	☐		Нагр	10	P-5	35										4 700,0	32,73	0,30
11	☐		Нагр	12		110											120,78	1,32
12	☐		Нагр	14	Даля	110											123,29	0,39
13	☐		Нагр	15	Даля 6кВ	6			1,8	1,3							7,36	0,04
14	☐		Нагр	16	Чаянгро	110											120,50	1,15
15	☐		Нагр	17		110											119,23	1,02
16	☐		Нагр	18	Чаянгро 6кВ	6			4,4	3,3							6,38	-2,95
17	☐		Нагр	19	Мамаканская ГЭС 11...	110											119,98	1,51
18	☐		Нагр	20	Мамаканская ГЭС Г-1	6					25,0	18,8	6,3				6,91	6,55
19	☐		Нагр	21	Мамаканская ГЭС Г-2	6					25,0	18,8	6,3				6,91	6,55
20	☐		Нагр	22	Мамаканская ГЭС Г-3	6					25,0	18,8	6,3				6,91	6,55
21	☐		Нагр	23	Мамаканская ГЭС Г-4	6					25,0	18,8	6,3				6,91	6,55
22	☐		Нагр	24	Мамаканская ТЭС 11...	110											119,91	1,49
23	☐		Нагр	25	ТР-1 Мамакан нейтр	110											115,29	-1,03
24	☐		Нагр	27	ТР-2 Мамакан нейт	110											104,72	-5,53
25	☐		Нагр	26	ТР-1 Мамакан 35кВ	35											36,78	-1,03
26	☐		Нагр	28	ТР-2 Мамакан 35кВ	35											35,08	-5,53
27	☐		Нагр	44	ТР-1 Мамакан 6кВ	6			4,4	3,3							6,42	-2,57
28	☐		Нагр	45	ТР-2 Мамакан 6кВ	6			7,0	5,2							5,50	-10,45
29	☐		Нагр	29		110											119,97	1,50
30	☐		Нагр	30	ПП-1-1	110											117,45	0,78
31	☐		Нагр	31	ПП-1-2	110											117,33	0,68
32	☐		Нагр	32	ПП-2-2	110											116,62	0,25
33	☐		Нагр	34	ПП-2-1	110											116,50	0,22
34	☐		Нагр	33	Артемовская 110кВ	110			93,0	74,0							116,00	0,00
35	☐		Нагр	35	Бодайбинская 110кВ	110											117,43	0,77
36	☐		Нагр	36	ТР-1 Бодайбинская н...	110											110,05	-3,56
37	☐		Нагр	38	ТР- 2 Бодайбинская ...	110											110,05	-3,56
38	☐		Нагр	40	ТР-3 Бодайбинская н...	110											109,18	-3,57
39	☐		Нагр	37	ТР-1 Бодайбинская 3...	35											36,87	-3,56
40	☐		Нагр	39	ТР-2 Бодайбинская 3...	35											36,87	-3,56
41	☐		Нагр	41	ТР-3 Бодайбинская 3...	35											36,58	-3,57
42	☐		Нагр	46	ТР-1 Бодайбинская 6кВ	6			11,2	8,4							6,26	-3,46
43	☐		Нагр	43	ТР-2 Бодайбинская 6кВ	6			11,2	8,4							6,26	-3,46
44	☐		Нагр	42	ТР-3 Бодайбинская 6кВ	6			7,0	5,2							5,96	-6,34
45	☐		База	333		110					60,5	61,9	116,0				116,00	
46	☐		Нагр	50	АТ ВН 220 кВ	220											233,32	0,80
47	☐		Нагр	51	АТ Нейт 220 кВ	220											239,93	1,53
48	☐		Нагр	52	35	35											40,07	1,53
	☐																	
выбрано 48 записей из 48																		
Протокол																		
⚠ Контроль исходных данных. Предупреждений - 1																		
⚠ Обнаружены связанные балансирующие узлы 1 и 333																		
💡 Расчет установившегося режима. Сообщений - 1																		
💡	Ит	Мах.неб.	Узлы	>V	Узел	<V	Узел	Угол	Линия	Rk	Шаг							
💡	0	0.1	0.1	19	16	1.23	15	0.92	45	7.0	24-27	0.00	1.000					

Рисунок 1.2. - Модель узлов в программном комплексе RastrWin3
нормального установившегося режима

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	☐		Тр-р	1	2			Такоимо 220кВ - АТ-1 не...	1,40	104,00		1,000			2	-19		51
2	☐		Тр-р	1	3			Такоимо 220кВ - АТ-2 не...	1,40	104,00		1,000			2	-19		51
3	☐		Тр-р	2	5			АТ-1 нейтраль - Таксим...	2,80	195,60		0,167			0	-16		44
4	☐		Тр-р	3	5			АТ-2 нейтраль - Таксим...	2,80	195,60		0,167			0	-16		44
5	☐		Тр-р	2	4			АТ-1 нейтраль - Таксим...	1,40	0,00		0,589			2	-3		9
6	☐		Тр-р	3	4			АТ-2 нейтраль - Таксим...	1,40	0,00		0,589			2	-3		9
7	☐		Выкл	5	6			Такоимо 35кВ - Р-1							0	-5		89
8	☐		Выкл	5	7			Такоимо 35кВ - Р-2							0	-7		115
9	☐		Выкл	5	8			Такоимо 35кВ - Р-3							0	-7		115
10	☐		Выкл	5	9			Такоимо 35кВ - Р-4							0	-7		115
11	☐		Выкл	5	10			Такоимо 35кВ - Р-5							0	-5		89
12	☐		ЛЭП	4	12			Такоимо 110кВ -	13,58	78,12	-502,4				3	-2		46
13	☐		ЛЭП	12	19			- Мамаканская ГЭС 110кВ	2,30	10,30	-63,5				3	-9		51
14	☐		ЛЭП	4	14			Такоимо 110кВ - Далья	4,38	25,20	-162,1				1	-3		27
15	☐		Тр-р	14	15			Далья - Далья 6кВ	2,54	55,90		0,060			-2	-1		10
16	☐		ЛЭП	14	16			Далья - Чаянгро	9,20	52,92	-340,3				3	-4		46
17	☐		ЛЭП	16	17			Чаянгро -	20,04	21,09	-121,0				-4	-2		28
18	☐		Тр-р	17	18			- Чаянгро 6кВ	14,70	220,40		0,057			-4	-4		28
19	☐		ЛЭП	16	19			Чаянгро - Мамаканская ...	2,30	10,30	-63,5				7	-7		52
20	☐		Тр-р	19	20			Мамаканская ГЭС 110кВ ...	2,54	55,90		0,054			25	15		141
21	☐		Тр-р	19	21			Мамаканская ГЭС 110кВ ...	2,54	55,90		0,054			25	15		141
22	☐		Тр-р	19	22			Мамаканская ГЭС 110кВ ...	2,54	55,90		0,054			25	15		141
23	☐		Тр-р	19	23			Мамаканская ГЭС 110кВ ...	2,54	55,90		0,054			25	15		141
24	☐		Выкл	19	29			Мамаканская ГЭС 110кВ -							-62	-41		355
25	☐		ЛЭП	29	24			- Мамаканская ТЭС 110 кВ	0,20	0,34	-2,1				-12	-12		80
26	☐		Тр-р	24	27			Мамаканская ТЭС 110 кВ...	9,70	225,70		1,000			-7	-8		52
27	☐		Тр-р	27	28			ТР-2 Мамакан нейт - ТР-...	9,70	0,00		0,335			0	0		0
28	☐		Тр-р	27	45			ТР-2 Мамакан нейт - ТР-...	9,70	131,20		0,057			-7	-6		52
29	☐		Тр-р	24	25			Мамаканская ТЭС 110 кВ...	5,00	142,20		1,000			-4	-4		28
30	☐		Тр-р	25	26			ТР-1 Мамакан нейтр - ТР...	5,00	0,00		0,319			0	0		0
31	☐		Тр-р	25	44			ТР-1 Мамакан нейтр - ТР...	5,00	82,70		0,057			-4	-3		28
32	☐		ЛЭП	29	30			- ПП-1-1	3,03	5,29	-33,0				-50	-29		278
33	☐		ЛЭП	30	31			ПП-1-1 - ПП-1-2	1,46	2,56	-15,9				-9	0		45
34	☐		Выкл	30	35			ПП-1-1 - Бодайбинская 1...							-30	-27		195
35	☐		ЛЭП	30	34			ПП-1-1 - ПП-2-1	8,20	14,34	-89,3				-10	-1		53
36	☐		ЛЭП	34	32			ПП-2-1 - ПП-2-2	1,46	2,56	-15,9				5	3		26
37	☐		ЛЭП	34	33			ПП-2-1 - Артемовская 11...	2,44	4,27	-26,6				-15	-5		79
38	☐		ЛЭП	33	32			Артемовская 110кВ - ПП-...	2,44	4,27	-26,6				18	7		94
39	☐		ЛЭП	31	32			ПП-1-2 - ПП-2-2	1,60	5,30	-16,8				-22	-9		119
40	☐		ЛЭП	31	19			ПП-1-2 - Мамаканская ГЭ...	10,60	21,84	-140,8				13	9		78
41	☐		Тр-р	35	40			Бодайбинская 110кВ - ТР...	5,00	142,20		1,000			-7	-7		48
42	☐		Тр-р	40	41			ТР-3 Бодайбинская нейт...	5,00	0,00		0,335			0	0		0
43	☐		Тр-р	40	42			ТР-3 Бодайбинская нейт...	5,00	82,70		0,057			-7	-6		48
44	☐		Тр-р	35	36			Бодайбинская 110кВ - ТР...	2,60	88,90		1,000			-11	-10		74
45	☐		Тр-р	35	38			Бодайбинская 110кВ - ТР...	2,60	88,90		1,000			-11	-10		74
46	☐		Тр-р	36	37			ТР-1 Бодайбинская нейт...	2,60	0,00		0,335			0	0		0
47	☐		Тр-р	38	39			ТР- 2 Бодайбинская нейт...	2,60	0,00		0,335			0	0		0
48	☐		Тр-р	36	46			ТР-1 Бодайбинская нейт...	2,60	0,00		0,057			-11	-8		74
49	☐		Тр-р	38	43			ТР- 2 Бодайбинская нейт...	2,60	0,00		0,057			-11	-8		74
50	☐		ЛЭП	333	33			- Артемовская 110кВ	0,00	0,00					-61	-62		431
51	☐		ЛЭП	1	50			Такоимо 220кВ - АТ ВН 2...	20,16	90,06					14	29		86
52	☐		Тр-р	50	51			АТ ВН 220 кВ - АТ Нейт 2...	0,52	49,00		1,000			15	31		86
53	☐		Тр-р	51	19			АТ Нейт 220 кВ - Мамака...	0,52	0,00		0,500			15	32		86
54	☐		Тр-р	51	52			АТ Нейт 220 кВ - 35	0,52	131,00		0,167			0	0		0

Рисунок 1.3. - Модель ветвей в программном комплексе RastrWin3
нормального установившегося режима

Таблица 1.4. – Токи по ВЛ 110-220 кВ в нормальном режиме

Название	Марка провода	I доп, А	I max
1	2	3	4
Таксимо – 186	АС-400	860	46
186 – Мамакан	АС-300	690	51
Таксимо – Далия	АС-400	860	27
Далия - 126	АС-400	860	28
Чаянгро – Мамакан	АС-300	690	
Таксимо – Мамакан	АС-300	690	86
Мамакан – Мамаканская ТЭС	АС-120	390	80
Мамакан – ПП№1	2хАС-2х150	450	78
Мамакан – Бодайбинская	АС-120	390	278
Бодайбинская – Артемовская	АС-120	390	53
ПП№1 - Артемовская	АС-120	390	119
ПП№1 - Бодайбинская	АС-120	390	45
126 - Чаянгро	АС-70	265	28

Режимные параметры нормального режима приведены в Приложении В. Уровни напряжения в узлах отображены в табл. В.1., параметры по загрузке ветвей данного режима показаны в табл. В.2. Также была построена графика режима, где уточняются уровни напряжения в узлах, потокораспределения по мощности по ветвям и представлены на расчетной схеме энергорайона. (Приложение Г)

1.4 Механический расчет воздушной линии

Исходные данные

Таблица 1.5. Данные по воздушной линии

Наименование параметра	Значение параметра
Напряжение ЛЭП	220 кВ
Условия местности	Бодайбинском районе Иркутской области
Длина ВЛ	210 км
Количество цепей	1
Марка провода	АС-300/39
Участок электрической сети	Мамакан-Таксимо

Таблица 1.6. Данные по местности

Наименование параметра	Значение параметра
Высшая температура, t_+	40 °С
Низшая температура, t_-	-55 °С
Среднегодовая температура, $t_{ср}$	-2,4 °С
Температура гололедообразования, $t_{г}$	-5 °С
Район по ветровому давлению	III
Район по толщине стенки гололеда	II

1.4.1 Расчет механических нагрузок на провода от внешних воздействий

В соответствии с ГОСТ 839-80 «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи» провод АС 300/39 состоит из стального сердечника, свитого из 7 стальных проволок $d=2,65$ мм и

проводниковой части в виде 24 алюминиевых проволок $d=4$ мм. Технические данные провода приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Технические данные провода АС-300/39

Параметры	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение, мм^2 [F]	301	38,6	339,6
Диаметр, мм [d]	-	8,0	24,0
Масса, кг/км [M]	830	302	1132

Согласно по ПУЭ интенсивность внешних воздействий на конструктивные элементы ВЛ принимают исходя из частоты повторяемости наибольшее гололёдный и ветровой нагрузок 1 раз под 25 лет. При этом ветровое давление W на высоте 10 м над поверхности земли на 3-м ветровом районе $W=650$ Па таблица 2.5.1. [2. стр. 185]. Нормативная толщина стенки гололёда над 10 м высоте земли b_g в 2-м гололёдном районе составляет 15 мм таблица 2.5.3.[2. стр. 187]

Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода:

$$P_n = M_{II} \cdot g \cdot 10^{-3} = 1132 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 11,094 \text{ Н / м}$$

где M_{II} – вес провода;

g – ускорение свободного падения.

Удельная нагрузка провода γ_n :

$$\gamma_n = \frac{P_n}{F} = \frac{11,094}{339,6} = 0,0327 \frac{\text{Н}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2};$$

1.4.2 Нормативные нагрузки

Нормативная гололёдная нагрузка на 1 м провода:

$$\begin{aligned} P_{gn}^H &= \pi \cdot \kappa_i \cdot \kappa_d \cdot b_g \cdot (d_n + \kappa_i \cdot \kappa_d \cdot b_g) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = \\ &= 3,14 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15 \cdot (24 + 1 \cdot 1 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 16,2 \text{ Н / м}; \end{aligned}$$

где κ_i , κ_d - коэффициенты, учитывающие изменения толщины стенки гололёда по высоте и в зависимости от диаметра провода, принят равным

1 таблица 2.5.4. [2. стр. 187];

b_3 - толщина стенки гололёда;

d_n - диаметр провода;

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

Высоту расположения приведенного центра тяжести проводов над поверхностью земли находят по формуле [1, п. 2.5.54]:

$$h_{ПР} = h_{CP} - \frac{2}{3} \cdot f,$$

где h_{cp} - среднеарифметическое значение высоты крепления проводов к изоляторам, м;

f - стрела провисания провода в середине пролета, м.

$$\text{Примем: } h_{CP} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{mp}^i}{n},$$

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

H_{mp}^i - высота крепления провода к траверсе.

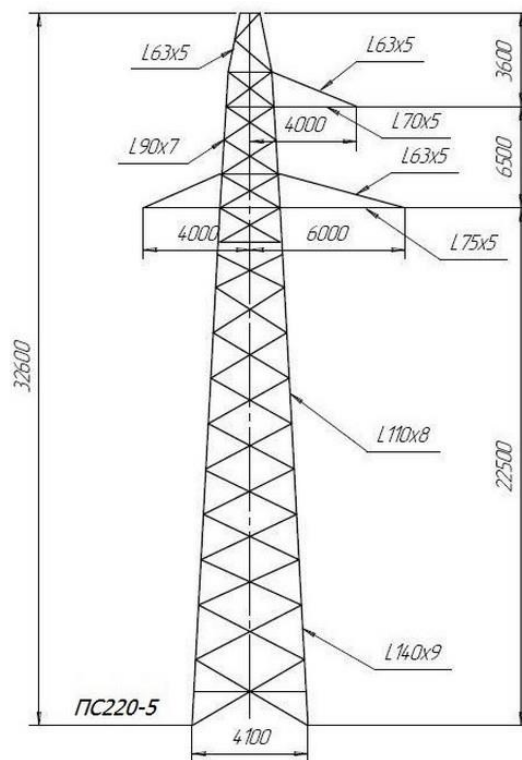


Рисунок 1.4 – Чертеж опоры ПС220-5

$$h_{CP} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{mp}^i}{n} = \frac{22,5 + (22,5 + 6) + (22,5 + 6 + 6)}{3} = 29 \text{ м.}$$

Согласно техническим характеристикам провода, при среднеэксплуатационной работе линии, провод марки АС-300/39 имеет поперечное сечение проводника 301 мм^2 и поперечное сечение сердечника $38,6 \text{ мм}^2$.

Отношение сечений алюминиевой части провода и сечения стального сердечника провода:

$$\frac{F_A}{F_C} = \frac{301}{38,6} \approx 7,8 \text{ мм}^2.$$

В соответствии с [1, табл. 2.5.7], допустимое напряжение при среднегодовой температуре для сталеалюминевых проводов сечением 150-800 мм² при $\frac{F_A}{F_C} = 7,8$ мм² составляет $\sigma_{сз} = 84$ Н/мм².

Примем длину пролета $l = 380$ м.

Стрела провисания провода:

$$f = \frac{\gamma_{II} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{сз}} = \frac{0,0327 \cdot 380^2}{8 \cdot 84} = 7,027 \text{ м.}$$

Высота расположения приведённого центра тяжести:

$$h_{IIIP} = h_{CP} - \frac{2}{3} \cdot f = 29 - \frac{2}{3} \cdot 7,027 = 24,315 \text{ м;}$$

Согласно [2, п. 2.5.4] при высоте расположения приведённого центра тяжести проводов или тросов до 25 метров поправки на толщину стенки гололёда на проводах и тросах в зависимости от высоты и диаметра проводов не вводятся.

Нормативная ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода без гололёда:

$$P_{wn}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = 0,7 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,024 \cdot 650 \cdot 1,1 \cdot 1 = 10,811 \text{ Н/м;}$$

где α_w - коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролёту ВЛ, принят равным 0,7 [2, п. 2.5.52];

k_l - коэффициент, учитывающий влияние длины пролёта на ветровую нагрузку, равный 1 [2, п. 2.5.52];

k_w - коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, принят равным 0,9 [2, табл. 2.5.2];

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

W - нормативное ветровое давление;

F - площадь продольного диаметрального сечения провода.

$$F = d_n \cdot L \cdot 10^{-3} = 24 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,024 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Нормативная ветровая нагрузка, действующая на 1 м провода с гололёдом:

$$P_{wnz}^H = \alpha_W \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = 0,7 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot 0,054 \cdot 1 = 6,634 \text{ Н/м};$$

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

φ - угол между направлением ветра и осью ВЛ, принимаем $\varphi = 90^\circ$;

C_x - коэффициент лобового сопротивления, при учёте, что провод покрыт гололёдом, равен 1,2 [2, п. 2.5.52];

F - площадь продольного диаметрального сечения провода с гололёдом:

$$F = (d_n + 2 \cdot k_l \cdot k_y \cdot b_y) \cdot l \cdot 10^{-3} = (24 + 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15) \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,054 \text{ м}^2;$$

$b_y = b_{\text{э}} = 15 \text{ мм}$.

1.4.3 Расчётные нагрузки

Расчётная гололёдная нагрузка на 1 м провода:

$$P_{zn} = P_{zn}^H \cdot \gamma_{nz} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 16,2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 10,53; \text{ Н/м}$$

где γ_{nz} - коэффициент надёжности по ответственности, принят 1 [2, п. 2.5.55];

γ_p - региональный коэффициент, принят равным 1 [2, п. 2.5.55];

γ_f - коэффициент надёжности по гололёдной нагрузке, равный 1,3 [2, п. 2.5.55];

γ_d - коэффициент условий работы, равный 0,5 [2, п. 2.5.55];

Удельная гололедная нагрузка:

$$\gamma_{zn} = \frac{P_{zn}}{F} = \frac{10,53}{339,6} = 0,031 \text{ Н / (м} \cdot \text{мм}^2\text{)};$$

Расчётная ветровая нагрузка на 1 метр провод без гололёда:

$$P_{wn} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 10,811 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 11,9 \text{ Н/м};$$

γ_{nw} - коэффициент надёжности по ответственности равен 1 [2, п. 2.5.54];

γ_p - региональный коэффициент, принят равным 1 [2, п. 2.5.54];

γ_f - коэффициент надёжности по ветровой нагрузке, равный 1,1 [2, п. 2.5.54].

$$\gamma_{wn} = \frac{P_{wn}}{F} = \frac{11,9}{339,6} = 0,035 \text{ Н/}\left(\text{м} \cdot \text{мм}^2\right);$$

Расчётная ветровая нагрузка на 1 метр провода с гололёдом:

$$P_{wn2} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 6,634 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 7,3 \text{ Н/ м};$$

$$\gamma_{wn2} = \frac{P_{wn2}}{F} = \frac{7,3}{339,6} = 0,022 \text{ Н/}\left(\text{м} \cdot \text{мм}^2\right);.$$

Результирующие нагрузки

Результирующая нагрузка от веса провода и веса гололёда:

$$p_{\Sigma 1} = p_n + p_{2n} = 11,094 + 10,53 = 21,624 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{p_{\Sigma 1}}{F} = \frac{21,624}{339,6} = 0,064 \text{ Н/}\left(\text{м} \times \text{мм}^2\right);$$

Результирующая нагрузка на провод без гололёда от давления ветра:

$$p_{\Sigma 2} = \sqrt{p_n^2 + p_{wn}^2} = \sqrt{11,094^2 + 11,9^2} = 16,27 \text{ Н/ м};$$

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{p_{\Sigma 2}}{F} = \frac{16,27}{339,6} = 0,048 \text{ Н/}\left(\text{м} \times \text{мм}^2\right);.$$

Результирующая нагрузка на провод с гололёдом от давления ветра:

$$p_{\Sigma 3} = \sqrt{p_{\Sigma 1}^2 + p_{wn2}^2} = \sqrt{21,624^2 + 7,3^2} = 22,823 \text{ Н/ м};$$

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{p_{\Sigma 3}}{F} = \frac{22,823}{339,6} = 0,067 \text{ Н/}\left(\text{м} \times \text{мм}^2\right);.$$

Таблица 1.8 – Нагрузки действующие на провод

Нагрузка	Нормативные (Н/м)	Расчётная (Н/м)	Удельная (Н/м×мм ²)	Результирующие	
				Расчётная (Н/м)	Удельная (Н/м×мм ²)
Гололёдная	16,2	10,53	0,031	21,624	0,064
Ветровая без гололёда	10,811	11,9	0,035	16,27	0,048
Ветровая с гололёдом	6,634	7,3	0,022	-	-
Результирующая нагрузка на провод с гололёдом от давления ветра				22,823	0,067
Нагрузка от собственной массы провода		11,094	0,0327		
Стрела провеса провода		7,027 (м)	Высота приведённого центра тяжести		24,315 (м)

Закключение по расчету нагрузок, действующих на провод: наибольшей нагрузкой является результирующая нагрузка на провод с гололедом от давления ветра.

1.5 Определение физико-механических характеристик провода

Согласно [2, табл. 2.5.8] для провода АС 300/39 с отношением

$$\frac{F_a}{F_c} = 7,8:$$

-температурный коэффициент линейного расширения $\alpha = 19,8 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$;

-модуль продольной упругости $E = 7,7 \cdot 10^4 \text{ Н/мм}^2$

По [2, табл. 2.5.7] производим определение:

$\sigma_{нб} = 126 \text{ Н/мм}^2$ - механическое напряжение при воздействии на провод наибольшей удельной механической нагрузки $\gamma_{нб}$;

$\sigma_- = 126 \text{ Н/мм}^2$ - механическое напряжение при воздействии на провод низшей температуры t_- ;

$\sigma_{сэ} = 84 \text{ Н/мм}^2$ - механическое напряжение при воздействии на провод среднегодовой температуры тсг.

Вариант 1

Исходные условия – возникновение наибольшей механической нагрузки.

Искомые условия – среднеэксплуатационные.

$$\sigma_{сэ1} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сэ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_2)$$

сводим к неполному кубическому

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

$$\text{где } B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24} = \frac{0,0327^2 \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 3,43 \cdot l_i^2;$$

$$A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_r) = 126 - \frac{0,14^2 \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 126^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 (2,4 + 5) =$$

$$= 114,72 - 0,004 l_i^2.$$

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

При $l \Rightarrow 0$:

$$\sigma_{сэ(н)}^{(1)} = \sigma_{нб} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_r) = 126 - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 (2,4 + 5) = 114,72 \text{ Н / мм}^2;$$

При $l \Rightarrow \infty$:

$$\sigma_{сэ(к)}^{(1)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_{нб}} \cdot \sigma_{нб} = \frac{0,0327 \cdot 126}{0,14} = 29,43 \text{ Н / мм}^2;$$

Таким образом, среднеэксплуатационное механическое напряжение в проводе при условии возникновения наибольшей нагрузке будет изменяться в пределах от $29,43 \text{ Н / мм}^2$ до $114,72 \text{ Н / мм}^2$.

$$A = 114,72 - 0,004 \cdot l_i^2; B = 3,43 \cdot l_i^2$$

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

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

Рассчитанные значения механического напряжения при длинах пролётов от 100 м до 450 м представлены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Результаты расчёта уравнения состояния провода для первого варианта

L	A	B	σ_0	σ_1	σ_2	σ_3	σ_4
100	74,72	34300	114,72	92,689	82,617	80,206	80,07
150	24,72	77175	80,07	61,961	54,178	52,662	52,607
200	-45,28	137200	52,607	42,392	40,187	40,089	40,089
250	-135,28	214375	40,089	35,783	35,739	35,738	35,738
300	-245,28	308700	35,738	33,387	33,289	33,289	33,289
350	-375,28	420175	33,289	32,138	32,115	32,115	32,115
400	-525,28	548800	32,115	31,407	31,398	31,398	31,398
450	-695,28	694575	31,398	30,93	30,926	30,926	30,926

Вариант 2

Исходные условия – действует наинизшая температура окружающей среды. Искомые условия – среднеэксплуатационные:

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

При $l \Rightarrow 0$:

$$\sigma_{cэ(к)}^{(2)} = \sigma_- - \alpha \cdot E \cdot (t_{cэ} - t_-) = 126 - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 (2,4 + 55) = 56,78 \text{ Н / мм}^2;$$

При $l \Rightarrow \infty$

$$\sigma_{cэ(н)}^{(2)} = \frac{\gamma_{II}}{\gamma_{II}} \cdot \sigma_- = 126 \text{ Н / мм}^2;$$

Таким образом, среднеэксплуатационное механическое напряжение при условии действия низшей температуры будет изменяться в пределах от $56,78 \text{ Н/мм}^2$ до 126 Н/мм^2 .

$$A = 56,78 - 0,000216 \cdot l_i^2 \quad B = 3,43 \cdot l_i^2$$

Рассчитанные значения механического напряжения при длинах пролётов от 100 м до 450 м представлены в таблице 1.10.

Таблица 1.10-Результаты расчёта уравнения состояния провода для первого варианта

L	A	B	σ_0	σ_1	σ_2	σ_3	σ_4
100	54,62	34300	56,78	64,66	63,259	63,206	63,206
150	51,92	77175	63,206	69,124	68,421	68,41	68,41
200	48,14	137200	68,41	74,088	73,528	73,522	73,522
250	43,28	214375	73,522	78,687	78,27	78,272	78,272
300	37,34	308700	78,272	82,893	82,594	82,593	82,593
350	30,32	420175	86,707	86,49	86,49	86,49	86,49
400	22,22	548800	86,9	90,148	89,99	89,99	89,99
450	13,04	694575	89,99	93,244	93,128	93,128	93,128

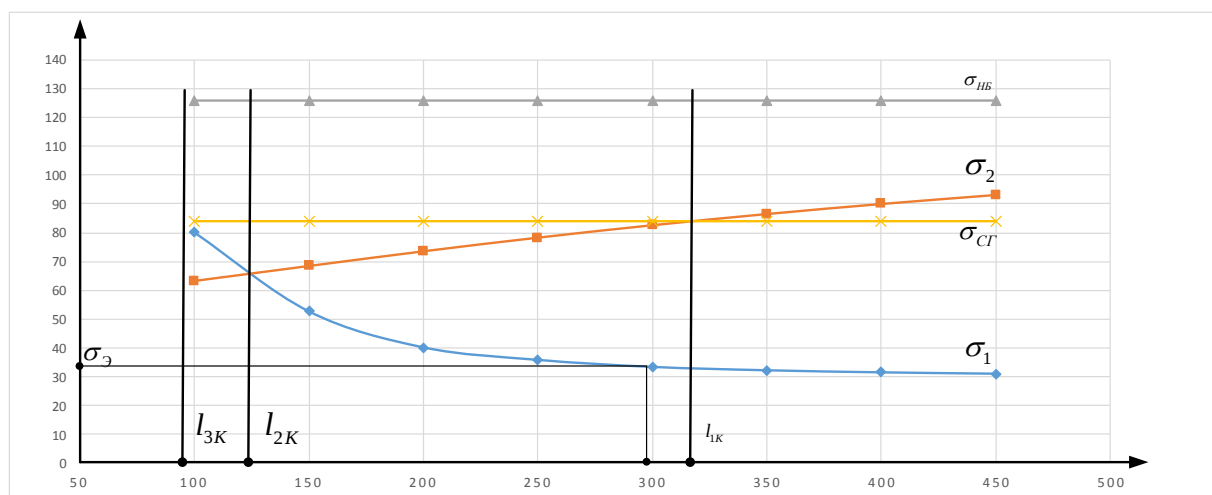


Рисунок 1.5 – Зависимости напряжений в проводе от длины пролёта

Так как $l_{1к} > l_{3к}$, то дальнейшие выводы об условиях расчета сталеалюминиевого провода на прочность можно сделать только по второму критическому пролёту. Подтвердим это расчетом:

$$l_{1к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{сэ})}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_-}{\sigma_{сэ}} \right)^2 \right]}} = 4,9 \cdot \frac{126}{0,0327} \cdot \sqrt{\frac{(126 - 84) + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot (-55 - 2,4)}{7,7 \cdot 10^4 \cdot \left[1 - \left(\frac{126}{84} \right)^2 \right]}} = 317,5 \text{ м}$$

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_2 - t_-)}{\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n} \right)^2 - 1}} = 4,9 \cdot \frac{126}{0,0327} \cdot \sqrt{\frac{19,8 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 + 55)}{\left(\frac{126}{84} \right)^2 - 1}} = 124 \text{ м}$$

$$l_{3к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_2 - t_{сэ})}{E \cdot \left[\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_{нб}}{\sigma_{сэ}} \right)^2 \right]}} = 4,9 \cdot \frac{126}{0,0327} \cdot \sqrt{\frac{(126 - 84) + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 2,4)}{7,7 \cdot 10^4 \cdot \left[\left(\frac{0,14}{0,0327} \right)^2 - \left(\frac{126}{84} \right)^2 \right]}} = 94 \text{ м}$$

В результате расчетов было получено соотношение $l_{1к} = 361,935 \text{ м} > l_{3к} = 251,552 \text{ м}$ значит среднеэксплуатационный режим как расчетный отсутствует, и работающим является второй критический пролет. Сравним вероятную длину с $l_{2к}$.

Вывод: Так как $l_{зад} = 380 \text{ м} > l_{2к} = 294,825 \text{ м}$, то расчетным режимом будет режим наибольших механических нагрузок.

1.6 Расчёт критической температуры

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

$$t_{кр} = (t_2 - 3) + \frac{\sigma_{нб}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{\Sigma 1}} = (-5 - 3) + \frac{126 \cdot 0,0327}{19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot 0,136} = 11,87^\circ \text{C}$$

$t_+ = +40^\circ > t_{kp} = +11,87^\circ \rightarrow$ наибольшее провисание провода будет при нагрузке провода собственной массой и наивысшей температуре, т.е. при действии только удельной механической нагрузки от массы провода. Результаты расчетов приведены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Результаты расчёта физико-механических характеристик провода

Среднеэксплуатационное механическое напряжение	
Вариант 1	
$\sigma_{сэ(н)}^{(1)} l \Rightarrow 0$	114,72 (Н/мм ²)
$\sigma_{сэ(к)}^{(1)} l \Rightarrow \infty$	29,41 (Н/мм ²)
Вариант 2	
$\sigma_{сэ(н)}^{(2)} l \Rightarrow 0$	56,78 (Н/мм ²)
$\sigma_{сэ(н)}^{(2)} l \Rightarrow \infty$	126 (Н/мм ²)
Критический пролет	
$l_{1к}$	317,5 м
$l_{2к}$	124 м
$l_{3к}$	94 м
Критическая температура	
t_{kp}	11,87 °C

1.7 Расчёт габаритного пролёта

Габаритным пролётом называется промежуточный пролёт воздушной линии такой длины, при которой на ровной местности для заданных высот подвески проводов на соседних опорах обеспечивается нормируемый вертикальный габарит от низшего точки провода до земли при климатических условиях, соответствующих наибольшему провисанию провода заданной марки. Результаты расчёта по разделу 1.11 представлены в таблице 1.12.

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

$\gamma[f]$ - удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода 0,0327 Н/м мм².

$\gamma[\sigma]$ - удельная механическая нагрузка, принятая как исходная для расчёта провода на прочность 0,14 Н/м мм².

σ - напряжение в проводе, принятое как исходное для расчёта провода на прочность 126 Н/мм².

E - модуль упругости.

α - температурный коэффициент линейного расширения.

$t_{[\sigma]}$ - температура, принятая как исходная для расчёта провода на прочность.

$t_{[f]}$ - температура, при которой стрела провеса максимальна 40⁰С.

$$A = \left(\frac{\gamma[f]}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma[\sigma]}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) = \left(\frac{0,0327}{8 \cdot 7,027} + \left(\frac{0,14}{126} \right)^2 \cdot \frac{7,7 \cdot 10^4}{24} \right) = 0,0327$$

$$B = \left(\sigma + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) \right) = 126 + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 40) = 63,5$$

$$C = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = \frac{8}{3} \cdot 7,027^2 \cdot 7,7 \cdot 10^4 = 10139099$$

$$l_{\text{заб}} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C}}{2 \cdot A}} = \sqrt{\frac{63,5 + \sqrt{63,5^2 + 4 \cdot 0,032 \cdot 10139099}}{2 \cdot 0,0327}} = 238,044 \text{ м}$$

Т.к. $l_{\text{заб}} > l_{2\kappa}$, расчетные условия выбраны верно

Длина весового пролёта:

$$l_{\text{вес}} = 1,25 \cdot l_{\text{заб}} = 1,25 \cdot 238,044 = 297,555 \text{ м}$$

Стрела провисания для габаритного пролёта:

$$f_{\text{заб}} = \frac{\gamma_n \cdot l_{\text{заб}}^2}{8 \cdot \sigma_y} = \frac{0,0327 \cdot 238,044^2}{8 \cdot 84} = 2,76 \text{ м}$$

Таблица 1.12 – Результаты расчёта габаритного пролёта

<i>A</i>	0,0327
<i>B</i>	63,5
<i>C</i>	10139099
<i>l_{габ}</i>	238,044 м
<i>l_{вес}</i>	297,555 м
<i>f_{габ}</i>	2,76 м

1.8 Выбор изоляторов

1.8.1 Выбор изоляторов для поддерживающей гирлянды изоляторов

В соответствии с ПУЭ расчет изоляторов производится по методу разрушающей нагрузки. Расчетные усилия в изоляторах не должны превышать значений разрушающих нагрузок (механических или электромеханических), установленных государственными стандартами и техническими условиями.

Необходимые данные для выбора изолятора:

- ✓ Номинальное напряжение ВЛ, 220 кВ;
- ✓ Район по СЗА -2-я категория.
- ✓ Материал и тип опор, стальная опора типа ПС 220-5.

Результаты выбора изоляторов для поддерживающей гирлянды представлены в таблице 1.13

Нормативная нагрузка для поддерживающих гирлянд промежуточных опор в нормальном режиме работы ВЛ:

- при наибольшей механической нагрузке:

$$2,5 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_{нб} \cdot F_{нр} \cdot l_{вес} + G_2) = 2,5 \cdot (1 \cdot 0,14 \cdot 339,6 \cdot 297,55 + 800) =$$

$$= 40,368 \text{ кН} < P = 60 \text{ кН},$$

где G_2 - средний вес гирлянды изоляторов 800 Н, для линии 220 кВ.

n_{ϕ} -число проводов в расщепленной фазе, 1 шт;

F_{np} -полное поперечное сечение провода, 339,6 м²

P -электромеханическая нагрузка изолятора, подвесного 60 кН, натяжного 120 кН.

- при среднеэксплуатационных условиях:

$$5 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_{np} \cdot F_{np} \cdot l_{вес} + G_z) = 5 \cdot (1 \cdot 0,0327 \cdot 339,6 \cdot 297,55 + 800) = \\ = 20,522 \text{ кН} < P = 60 \text{ кН}.$$

Расчётные выражения для поддерживающих гирлянд промежуточных опор в аварийном режиме (режим 2):

$$1,8 \cdot \sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot \gamma_{нб} \cdot F_{np} \cdot l_{вес}}{2} + G_z \right)^2 + (K_{pд} \cdot T_{нб})^2} \leq P = 1,8 \cdot \\ \cdot \sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,0327 \cdot 339,6 \cdot 297,555}{2} + 800 \right)^2 + (0,4 \cdot 42789,6)^2} = 31,123 \text{ кН} < P = 60 \text{ кН} \\ T_{нб} = n_{\phi} \cdot \sigma_{нб} \cdot F_{np} = 1 \cdot 126 \cdot 339,6$$

где $K_{pд} = 0,4$ - коэффициент редукции.

Сравнение трёх значений показывает, что выбор изоляторов для поддерживающей гирлянды следует производить по режиму наибольших механических нагрузок.

Выбираем изолятор типа ПСВ-70Е

Таблица 1.13 - Технические характеристики изолятора ПСВ 70Е

Механическая разрушающая сила, Н.	Диаметр тарелки, D, мм.	Н, мм	Длина пути утечки, L_u , мм	Масса, кг
70	280	127	442	5,6

Состав выбранной поддерживающей арматуры для крепления изоляторов к опорам ЛЭП представлен в графической части.

Длину пути утечки:

$$L = \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot K = 2 \cdot 252 \cdot 1,2 = 604,8 \text{ см}$$

где $\lambda_{\text{э}}$ - удельная эффективная длина пути утечки тока, равно 2 таблица 1.9.1 [2];

$K=1,2$ П 1.9.44 [6].

Количество изоляторов в гирлянде:

$$m = \frac{L}{L_u} = \frac{604,8}{44,2} = 13,68 \approx 14 \text{ шт.}$$

В соответствии с [3], следует предусмотреть влияния воздействия среды, поэтому необходимо произвести установку 14 изоляторов.

Длина поддерживающих гирлянд изоляторов вместе с арматурой:

$$\lambda_1 = m \cdot H = 14 \cdot 0,17 = 2,38 \text{ м}$$

Вес гирлянды вместе с арматурой:

$$G_2 = (m \cdot m_u) + m_{ap} = 14 \cdot 5,6 + 11,8 = 90,2 \text{ кг},$$

где m_u - масса изолятора;

m_{ap} - масса арматуры.

Таблица 1.14 – Результаты расчёта выбора изоляторов поддерживающей гирлянды

Нормативная нагрузка для поддерживающих гирлянд	
при наибольшей механической нагрузке	40,368 кН
при среднеэксплуатационных условиях	20,522 кН
нормативная нагрузка поддерживающей гирлянды в режиме обрыва	31,123 кН
L	604,8 мм
m	14 шт
λ_1	2,38 м
G_2	90,2 кг

1.8.2 Выбор изоляторов для натяжной гирлянды изоляторов

Результаты выбора изоляторов для натяжной гирлянды представлены в таблице 1.16

Нормативная нагрузка для натяжных гирлянд анкерных опор в нормальном режиме работы ВЛ при наибольшей механической нагрузке:

$$2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_{нб} \cdot F_{np} \cdot l_{вес}}{2} + G_z \right)^2 + (\sigma_{нб} \cdot F_{np})^2} = 2,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,14 \cdot 339,6 \cdot 297,555}{2} + 800 \right)^2 + (126 \cdot 339,6)^2} = 108,77 \text{ кН} < P = 120 \text{ кН}$$

Нормативная нагрузка для натяжных гирлянд анкерных опор в нормальном режиме работы ВЛ при среднеэксплуатационных условиях:

Длина приведённого пролёта $l_{np}=0,9 \cdot l_{заб}=214,34 \text{ м}$; $\sigma_{эс}$ для l_{np} составляет 38 Н/мм².

$$6 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_n \cdot F_{np} \cdot l_{вес}}{2} + G_z \right)^2 + (\sigma_{сэ} \cdot F_{np})^2} = 6 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,0327 \cdot 339,6 \cdot 297,555}{2} + 800 \right)^2 + (38 \cdot 339,6)^2} = 78,814 \text{ кН} < P = 120 \text{ кН}$$

Сравнение двух значений показывает, что при выборе изолятора для натяжной гирлянды следует ориентироваться на величину наибольшей механической нагрузки при нормальном режиме (режим 2).

Выбираем изолятор типа ПСВ-160Д, технические характеристики которого представлены в таблице 1.15.

Таблица 1.15 - Технические характеристики изолятора ПСВ– 160Д.

Механическая разрушающая сила, Н.	Диаметр тарелки, D, мм.	Н, мм	Длина пути утечки, L_u , мм	Масса, кг
160	320	170	545	8,5

Состав выбранной поддерживающей арматуры для крепления изоляторов к опорам ЛЭП представлен в графической части.

Длину пути утечки:

$$L = \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot K = 2 \cdot 252 \cdot 1,2 = 604,8 \text{ мм}$$

где $\lambda_{\text{э}}$ - удельная эффективная длина пути утечки тока;

$$K=1,2 [2].$$

Количество изоляторов:

$$m = \frac{L}{L_u} = \frac{604,8}{54,5} = 11,1 \approx 12 \text{ шт}$$

Т.к. для ВЛ 220 кВ количество изоляторов в гирлянде составляет от 14 до 16 штук, поэтому принимаем количество изоляторов равным 14 шт.

Длина натяжных гирлянд изоляторов вместе с арматурой:

$$\lambda_1 = m \cdot H = 14 \cdot 0,17 = 2,38 \text{ м}$$

Вес гирлянды вместе с арматурой:

$$G_2 = ((m \cdot m_u) + m_{ap}) = 14 \cdot 8,5 + 20,99 = 139,99 \text{ кг}$$

Таблица 1.16 – Результаты расчёта выбора изоляторов натяжной гирлянды

Нормативная нагрузка для поддерживающих гирлянд	
при наибольшей механической нагрузке	108,77 кН
при среднеэксплуатационных условиях	78,814 кН
L	604,8 мм
m	14 шт
λ_1	2,38 м
G_2	139,99 кг

1.9 Построение расстановочного шаблона

Результаты расчёта коэффициентов расстановочного шаблона приведены в таблице 1.11.

Необходимо учесть следующие требования:

✓ принятый габарит не должен быть меньше регламентируемого ПУЭ;

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

Значение $\sigma_{габ}$ (при наибольшей механической нагрузке) рассчитывается по формуле:

$$\sigma_{габ} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{габ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_2)$$

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

где

$$B = \frac{\gamma_{п}^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24} = \frac{0,0327^2 \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot 238,044^2}{24} = 193209;$$

$$A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_{г}) = 126 - \frac{0,14^2 \cdot 7,7 \cdot 10^4 \cdot 238,044^2}{24 \cdot 126^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^4$$

$$(2,4 + 5) = 112,702.$$

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

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

Таблица 1.17 Результат расчёта итерации

$\sigma_{габ0}$	$\sigma_{габ1}$	$\sigma_{габ2}$	$\sigma_{габ3}$	$\sigma_{габ4}$
126	125,0684	125,0562	125,0562	125,0562

Кривая 1 – кривая максимального провисания провода y_1 :

$$y_1 = k_{ш} \left(\frac{x}{100} \right)^2;$$

где x – значение длины габаритного пролёта в метрах:

$$x = (0 \div 0,75) l_{габ} = 0,75 \cdot 238,044 = 175,566 \text{ м}.$$

$k_{ш}$ – коэффициент шаблона:

$$k_{ш} = \frac{\gamma_n \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma_{габ}} = \frac{0,0327 \cdot 10^4}{2 \cdot 125,0562} = 1,3034.$$

Кривая 2 – габаритная кривая y_2 , служит для проверки расстояния от проводов до земли или до пересекаемых инженерных сооружений и сдвинута от кривой 1 на расстояние:

$$h_{габ} = \Gamma + (0,3 \div 0,5) = 7 + 0,3 = 7,3 \text{ м}$$

где Γ -требуемый габарит для ВЛ 220 кВ, примем равным 7 м.

$$y_2 = y_1 - h_{габ}$$

Кривая 3 – земляная кривая y_3 – сдвинута от кривой 1 на расстояние, равное высоте подвесов проводов на промежуточных опорах h_0 .

$$h_0 = H_{мп} - \lambda_n = 22,5 - 2,38 = 20,12 \text{ м}.$$

$$y_3 = y_1 - h_0$$

Результаты расчётов представлены в виде таблицы 1.12. Полученный в результате расчётов шаблон для расстановки опор по продольному профилю трассы представлен на рисунке 1.4

Таблица 1.12 – Расчёт коэффициентов расстановочного шаблона

x	0-175,566 м
$k_{ш}$	1,3034
$h_{габ}$	7,3 м
h_0	20,12 м

Таблица 1.13 - Результаты расчётов расстановочного шаблона

$x, \text{ м}$	y_1	y_2	y_3
0	0	-7,3	-20,12
50	0,325853	-6,97415	-19,7941
100	1,303414	-5,99659	-18,8166
150	2,932681	-4,36732	-17,1873
175,566	4,017568	-3,28243	-16,1024
-176,566	4,017568	-3,28243	-16,1024
-150	2,932681	-4,36732	-17,1873
-100	1,303414	-5,99659	-18,8166
-50	0,325853	-6,97415	-19,7941
0	0	-7,3	-20,12

Шаблон накладывается на профиль трассы так, чтобы кривая 3 пересекала профиль в месте установки первой опоры, а кривая 2 касалась его. При этом ось y должна находиться в вертикальном положении. Тогда вторая точка пересечения кривой 3 с профилем будет соответствовать месту установки первой промежуточной опоры. Затем шаблон передвигается и аналогичным образом находится положение следующей опоры.

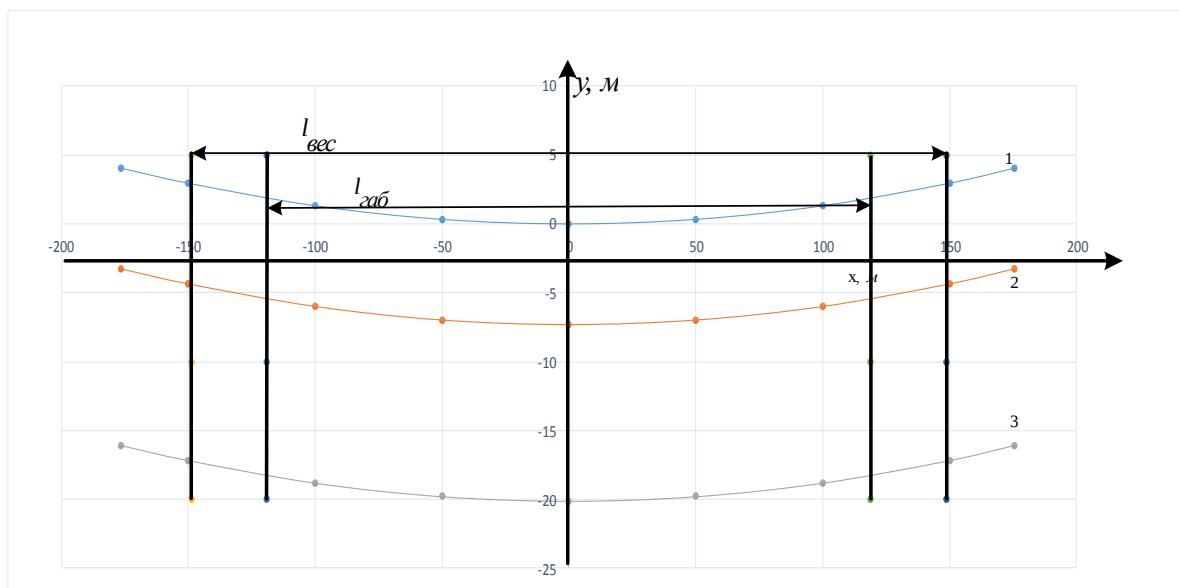


Рисунок 1.6 - Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

1.10 Расчёт грозозащитного троса

Согласно [2, п. 2.5.79] минимальное сечение троса для ВЛ 220 кВ и выше – 70 мм^2 . В качестве грозозащитного троса примем ТК-11 сечением $72,95 \text{ мм}^2$, смонтирован на опоре типа ПС220-5 и имеет высоту от границы верхней траверсы до вершины тросостойки 4 м, технические данные приведены в таблице 1.13.

Таблица 1.13 – Технические характеристики грозозащитного троса

Параметры	ТК-11
Действительная площадь поперечного сечения, мм ²	72,95
Масса провода, кг/км	627,4
Диаметр провода, мм	11

Высота гирлянды изоляторов на промежуточной опоре – $\lambda_{\text{и}} = 2,38$ м.

Высота изолятора, зажима и узла крепления троса $\lambda_{\text{т}} = 0,44$ м

Температурный коэффициент линейного расширения [2, табл. 2.5.8]:

$$\alpha_m = 12 \cdot 10^{-6}, \text{ град}^{-1}.$$

Модуль продольной упругости троса [2, табл. 2.5.8]:

$$E_{\text{т}} = 18,5 \cdot 10^4, \text{ Н/мм}^2.$$

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

$\sigma_{m \text{ нб}} = \sigma_{m-} = 600 \text{ Н/мм}^2$, когда на провод действует наибольшая механическая нагрузка.

$$\sigma_{m \text{ сз}} = 420 \text{ Н/мм}^2 \text{ при среднегодовой температуре воздуха}$$

Защитный угол проводов на опоре:

$$\alpha_{\text{ПВ}} = \arctg \frac{D_B}{H_{\text{ТС}} + \lambda_{\text{П}} - \lambda_{\text{т}}} = \frac{3,5}{5,5 + 2,38 - 0,44} = 25,1^{\circ},$$

где D_B - вылеты верхней и средней траверс;

$H_{\text{ТС}}$ - высота тросостойки;

Защитный угол проводов средних фаз:

$$\alpha_{\text{ПС}} = \arctg \frac{D_C}{H_{\text{СВ}} + H_{\text{ТС}} + \lambda_{\text{П}} - \lambda_{\text{т}}} = \frac{6,4}{6,5 + 5,5 + 2,38 - 0,44} = 26,1^{\circ}$$

Согласно [2, п. 2.5.120], значение защитного угла для одностоечных металлических опор с одним тросом не должно превышать допустимого значения 30° :

$$\alpha_{ПВ} = 25,1^\circ < \alpha_{дон} = 30,0^\circ \quad \alpha_{ПС} = 26,1^\circ < \alpha_{дон} = 30,0^\circ ,$$

Нагрузки, действующие на трос:

Постоянно действующая нагрузка от собственного веса троса:

$$P_T = M_T \cdot g \cdot 10^{-3} = 627,4 \cdot 9,81 \cdot 10^{-3} = 6,155 \text{ Н/м}$$

$$\gamma_T = \frac{P_T}{F_T} = \frac{6,155}{72,95} = 0,084 \text{ Н/м} \times \text{мм}^2$$

Гололёдная нагрузка на 1м троса:

-нормативная:

$$P_{\text{ст}}^H = \pi \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_{\text{э}} \cdot (d_T + k_i \cdot k_d \cdot b_{\text{э}}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = 3,14 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15 \cdot (11 + 1 \cdot 1 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 10,8 \text{ Н/м}$$

- расчётная:

$$P_{\text{ст}} = P_{\text{ст}}^H \cdot \gamma_{ПГ} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 10,8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 7,02 \text{ Н/м}$$

- удельная:

$$\gamma_{\text{ст}} = \frac{P_{\text{ст}}}{F_T} = \frac{10,8}{72,95} = 0,148 \text{ Н/м} \times \text{мм}$$

Ветровая нагрузка на 1м троса без гололёда:

- ветровое давлению атмосферного перенапряжения:

$$W_a = 0,06 \cdot W, \text{ но не менее } 50 \text{ Па [2, п. 2.5.73],}$$

$$W_a = 0,06 \cdot 650 = 39 \text{ Па} < 50 \text{ Па} \rightarrow W_a = 50 \text{ Па} .$$

- нормативная

$$P_{\text{wma}}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot F_m \cdot \sin \varphi = 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot 11 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0,787 \text{ Н/м}.$$

б) расчетная:

$$P_{\text{wma}} = P_{\text{wma}}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,787 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,3 = 1,125 \text{ Н/м}.$$

в) удельная:

$$\gamma_{wma} = \frac{P_{wma}}{F_T} = \frac{1,125}{72,95} = 0,0154 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Согласно [1, п. 2.5.52] $\alpha_W = 1$, $k_l = 1$, $k_W = 1,3$, $C_X = 1,1$, $F_T = 11 \cdot 10^{-3} \text{ м}$.

Ветровая нагрузка на 1 м троса с гололёдом:

- нормативная:

$$P_{wma}^H = \alpha_W \cdot k_l \cdot k_W \cdot C_X \cdot W_a \cdot (d_m + 2 \cdot k_i \cdot k_d \cdot b_9) \cdot 10^{-3}$$

$$P_{WTga}^H = 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot (11 + 2 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 3,146 \text{ Н/м}$$

- расчётная:

$$P_{WTga} = P_{WTga}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 3,146 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 3,46 \text{ Н/м}.$$

- удельная:

$$\gamma_{WTga} = \frac{P_{WTga}}{F_T} = \frac{3,46}{72,95} = 0,047 \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$$

Результирующая нагрузка от массы троса и гололеда:

$$P_{\Sigma 1T} = P_T + P_{2T} = 6,155 + 7,02 = 13,175 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 1T} = \gamma_T + \gamma_{2T} = 0,084 + 0,148 = 0,232 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Результирующая нагрузка на трос без гололеда от давления ветра:

$$P_{\Sigma 2T} = \sqrt{P_T^2 + P_{wTa}^2} = \sqrt{6,155^2 + 1,125^2} = 6,257 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 2Ta} = \frac{P_{\Sigma 2T}}{F_T} = \frac{6,257}{72,95} = 0,086 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Результирующая нагрузка на трос с гололедом от давления ветра:

$$P_{\Sigma 3T} = \sqrt{P_{\Sigma 1T}^2 + P_{WTga}^2} = \sqrt{13,175^2 + 3,146^2} = 13,545 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 3Ta} = \frac{P_{\Sigma 3T}}{F_T} = \frac{13,545}{72,95} = 0,185 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

Из расчетов видно, что наибольшей результирующей нагрузкой является нагрузка на трос с гололёдом от давления ветра.

1.11 Нагрузки на промежуточные опоры ПС-220-5

Результаты расчёта нагрузки на промежуточные опоры ПС-220-5 приведены в таблице 1.15.

Для дальнейшего выбора и проверки фундаментов необходимо определить нормативные и расчётные нагрузки на промежуточную металлическую опору ПС-220-5 в нормальном режиме работы ВЛ. Места приложения и направление действия нагрузок представлены на рисунке 1.4.

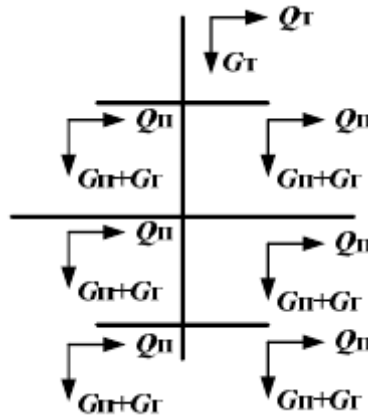


Рисунок 1.7 – Схема нагрузок на опору в нормальном режиме работы ВЛ

Решение

Постоянные нагрузки:

а) собственный вес опоры:

$$M_{on} = 6,21 \text{ м}$$

$$P_{on} = M_{on} \cdot g = 6,21 \cdot 9,8 = 60,858 \cdot 10^3 \text{ Н}$$

б) собственный вес гирлянды изоляторов:

$$G_{ГП} = n_{Г} \cdot M_{Г} \cdot g = 6 \cdot 90,2 \cdot 9,8 = 5303,76 \text{ Н}, \text{ где}$$

n_2 – количество гирлянд на опоре, шт.;

G_2 – масса каждой гирлянды, кг;

в) собственный вес проводов на весовой пролёт с учётом двух цепей и трёхфазной системы:

$$l_{вес} = 1,25 \cdot l_{заб} = 297,555$$

$$P_{II} = n_{II} \cdot P_{II} \cdot l_{вес} = 6 \cdot 11,094 \cdot 297,555 = 19806,45 \text{ Н}$$

г) собственный вес троса на весовой пролёт:

$$P_T = P_T \cdot l_{вес} = 6,155 \cdot 297,555 = 1831,45 \text{ Н}$$

Итого по постоянным нормативным нагрузкам:

$$P_{пост} = P_{он} + G_{II} + P_{II} + P_T = 60858 + 5303,76 + 19806,45 + 1831,45 = 87799,66 \text{ Н}$$

Кратковременные нагрузки

а) нагрузка от давления ветра на провода без гололёда с учётом двух цепей и трёхфазной системы:

$$P_{wII} = 6 \cdot P_{wn} \cdot l_{вес} = 6 \cdot 13,081 \cdot 297,555 = 23353,51 \text{ Н}$$

б) нагрузка от давления ветра на трос без гололёда:

$$P_{wT} = P_{wTa} \cdot l_{вес} = 5,99 \cdot 297,555 = 1782,35 \text{ Н}$$

в) нагрузка от веса гололёда на провод с учётом двух цепей и трёхфазной системы:

$$P_{II} = n_{II} \cdot P_{en} \cdot l_{вес} = 6 \cdot 35,283 \cdot 297,555 = 62991 \text{ Н}$$

г) нагрузка от веса гололёда на трос:

$$P_{TT} = P_{eT} \cdot l_{вес} = 25,95 \cdot 297,555 = 7721,55 \text{ Н}$$

д) нагрузка от давления ветра на опору:

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_C^H = k_w \cdot W \cdot C_x \cdot A, \text{ где}$$

$$k_w = 1,1 \quad W = 650 \text{ Па} \quad C_x = 1,2$$

A – площадь проекции опоры, м^2 .

Ширина опоры по ее основанию – 5,4 м.

Высота опоры от основания до нижней траверсы – 22,5 м.

Средняя ширина ствола опоры от траверсы до тросостойки – 1,4 м.

Площадь поверхности опоры:

$$A = 5,4 \cdot 22,5 + 1,4 \cdot (6,5 + 6,5 + 6,5) = 147,4 \text{ (м}^2\text{)}$$

$$Q_c^H = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 147,4 = 126,469 \text{ (Н} \times 10^3\text{)}$$

Нормативная пульсационная составляющая:

$$Q_n^H = 0,5 \cdot 126,469 = 63,235 \text{ (Н} \times 10^3\text{)}$$

$$Q = (Q_n^H + Q_c^H) \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = (126,469 + 63,235) \cdot 1,3 \cdot 1,1 \cdot 1,1 = 298404 \text{ Н}$$

Итого по кратковременным нормативным нагрузкам:

$$P_{кр} = P_{w\Pi} + P_{Г\Pi} + P_{wN} + P_{ГT} + Q = 23353,51 + 1782,35 + 62991 + 7721,55 + 298404 = 394253 \text{ Н}$$

Нагрузка на промежуточную опору ПС-220-5:

$$P_{np \text{ on}} = P_{пост} + P_{кр} = 394253 + 87799,66 = 482052,9 \text{ Н}$$

Таблица 1.14– Результаты расчёта нагрузки на промежуточные опоры ПС-220-5

$P_{он}$	60858 Н
$G_{Г\Pi}$	5303,76 Н
P_{Π}	19806,45Н
P_T	1831,45 Н
$P_{пост}$	87799,66 Н
$P_{w\Pi}$	23353,51 Н
P_{wT}	1782,35 Н
$P_{Г\Pi}$	62991 Н
$P_{ГT}$	7721,55 Н
Q	298404 Н
$P_{кр}$	394253 Н
$P_{np \text{ on}}$	482052,9 Н

1.12 Расчёт грибовидного фундамента-подножника для промежуточной опоры ПС-220-5

Результаты расчёта грибовидного фундамента-подножника для промежуточной опоры ПС-220-5 приведены в таблице 1. 14.

Рассчитаем основание грибовидного подножника марки Ф3-2 [3] под промежуточную опору ПС-220-5 в нормальном режиме работы ВЛ.

Грунт представляет собой глину с показателем консистенции $J_L=0,23$ и коэффициентом пористости $e=0,55$.

Таблица 1.15 - Технические данные фундамента Ф3-2

Высота фундамента h , м	Глубина заложения h_{ϕ} , м	Размер стороны квадрата опорной плиты a , м	Масса фундамента G_{ϕ} , т
2,7	2,5	1,8x1,8	2,9

Сжимающая нагрузка, действующая на анкерную плиту, равна сумме постоянных и кратковременных нормальных нагрузок, действующих на опору ПС-220-5 и равна расчетной вырывающей нагрузке:

$$N_{\phi}^P = N_c = 482,053 \text{ (Н} \cdot 10^3 \text{)}$$

Нормативная вырывающая нагрузка равна итоговой сумме постоянных нагрузок, действующих на опору ПС-220-5:

$$N_{\phi}^H = 87,799 \text{ (Н} \cdot 10^3 \text{)}$$

Для грунтов (суглинки) с показателем консистенции $J_L = 0,23$ и коэффициентом пористости $e = 0,55$

нормативное значение модуля деформации $E = 27000 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$

нормативный угол внутреннего трения $\varphi_H = 21^\circ$

нормативное удельное сцепление грунта $c_H = 81 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$.

Давление на грунт основания подножника, рассчитывается из условий предельных деформаций основания в нормативном режиме работы линии для $E = 28000 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$ при размере стороны квадратного подножника $a = 1,8 \text{ м}$ и глубина заложения фундамента $h_{\phi} = 2,5 \text{ м}$.

$$R_S = 361 \cdot 10^3 \text{ Н} / \text{м}^2$$

Для прямой промежуточной опоры, установленной в грунт (глины) с показателем консистенции $J_L = 0,23$ с относительным заглублением $h/a = 1,5$ м, объёмным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3$ Н/м³ расчётное давление $R_3 = 60 \cdot 10^3$ Н/м².

Для глины с $J_L = 0,23$ и $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3$ Н/м³ коэффициент бокового расширения $\mu = 0,6$ коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения $k_\Gamma = 1,1$, а для глины $k_\Gamma = 2,4$. [П.2, т.2.13]

Угол внутреннего трения обратной засыпки:

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi^H}{k_\Gamma} = 0,6 \cdot \frac{21}{1,1} = 14,45^\circ$$

Удельное сцепление грунта обратной засыпки:

$$C_0 = \mu \cdot \frac{C^H}{k_\Gamma} = 0,6 \cdot \frac{81 \cdot 10^3}{2,4} = 20,25 \cdot 10^3 \text{ Н/мм}^2$$

Для промежуточной опоры $k_H = 1$ (П.2, т.2,7).

Расчёт на сжатие

Среднее давление по подошве фундамента:

$$\sigma_{cp} = \frac{N_c}{F} + \gamma_3 \cdot h_\phi = \frac{482,053 \cdot 10^3}{1,8^2} + 17 \cdot 10^3 \cdot 2,5 = 191,28 \text{ (Н} \times 10^3 \text{/м)}$$

$$\sigma_{cp} \leq R_s$$

Условие расчёта по деформациям на сжатие соблюдается, и вертикальная осадка фундамента Ф3-2 находится в допустимых пределах.

Расчёт на вырывание

Вырывающая нагрузка, действующая на фундамент:

$$m \cdot R_3 \cdot F_O + G_\Phi \cdot 9,8 = 1,2 \cdot 60 \cdot 1,8^2 + 2,9 \cdot 9,8 = 261,7 \text{ кН}$$

где $m=1,2$ – коэффициент грунта;

Сравниваем нормативную нагрузку с полученной:

$$N_B^H < m \cdot R_3 \cdot F_O + G_\Phi \cdot 9,8$$

Фундамент марки Ф3-2 удовлетворяет условию расчёта по деформациям на вырывание.

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

На рисунке 1.8 приведено изображение фундамента Ф3-2.

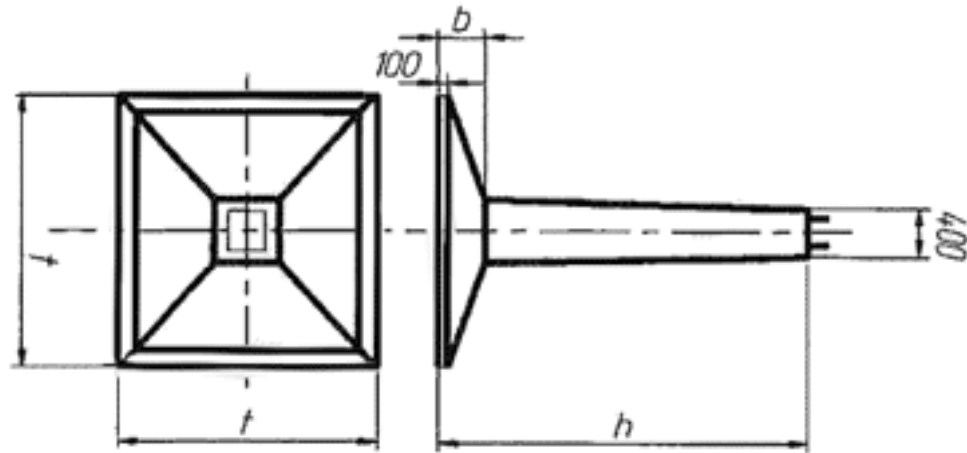


Рисунок 1.8 - Фундамент Ф3-2

Расчёт по несущей способности

Определим объем обелиска грибовидного фундамента–подножника марки Ф3-2, если $a=1,8$ м:

$$a_1 = a + 2 \cdot h_{\phi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 1,8 + 2 \cdot 2,5 \cdot \operatorname{tg} 14,45^{\circ} = 3,088 \text{ м}$$

$$V_{\phi} = \frac{h_{\phi}}{6} [(2 \cdot a_1 + a) \cdot a_1 + (2 \cdot a + a_1) \cdot a] = \frac{2,5}{2} [(2 \cdot 3,088 + 1,8) \cdot 3,088 + (2 \cdot 1,8 + 3,088) \cdot 1,8] = 15,38 \text{ м}^3$$

Определим сумму площадей боковых поверхностей грибовидного фундамента подножника марки Ф3-2:

$$\Sigma \omega_{\phi} = 2h_{\phi} (a + a_1) = 2 \cdot 2,5 \cdot (1,8 + 3,088) = 24,44 \text{ м}^2$$

Далее проверяем, выполняется ли условие по несущей способности:

$$\begin{aligned} \frac{1}{K_H} (N_{\phi} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8) &= \frac{1}{K_H} (V_{\phi} \gamma_3 + C_0 \cos \varphi_0 \cdot \Sigma \omega_{\phi} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8) = \\ &= \frac{1}{1} (15,38 \cdot 17 \cdot 10^3 + 20,25 \cdot 10^3 \cdot \cos 14,45 \cdot 24,44 + 0,9 \cdot 2,9 \cdot 10^3 \cdot 9,8) = 766,29 \text{ (Н} \cdot 10^3) \end{aligned}$$

$$N_B^p \leq \frac{1}{K_H} (N_{\phi} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8)$$

Следовательно, выбранный фундамент ФЗ-2 удовлетворяет условию расчёта по несущей способности.

Таблица 1.16 – Результаты расчёт грибовидного фундамента-подножника для промежуточной опоры ПС-220-5

φ_0	14,45°
C_0	20,25 Н·10 ³ /м
Вырывающая нагрузка	261,7 Н·10 ³ /м
a_1	3,088
V_ϕ	15,38 (м ³)
$\Sigma \omega_\phi$	24,44 (м ²)

1.13 Расчёт нагрузок, действующих на опору У220-1

1.13.1 Расчёт грозозащитного троса

Согласно [2], воздушные линии напряжением 110 – 500кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии тросами по всей длине линии. В качестве грозозащитного троса примем ТК-11, технические данные приведены в таблице 1.17. Результаты расчёта грозозащитного троса приведены в таблице 1.18.

Таблица 1.17- Технические данные провода

Параметры	ТК-11
Действительная площадь поперечного сечения, мм ²	72,95
Масса провода, кг/км	627,4
Диаметр провода, мм	11

Монтаж производится на опорах типа У220-1, высотой от границы траверсы до вершины тросостойки 8,1 м (рисунок 1.9).

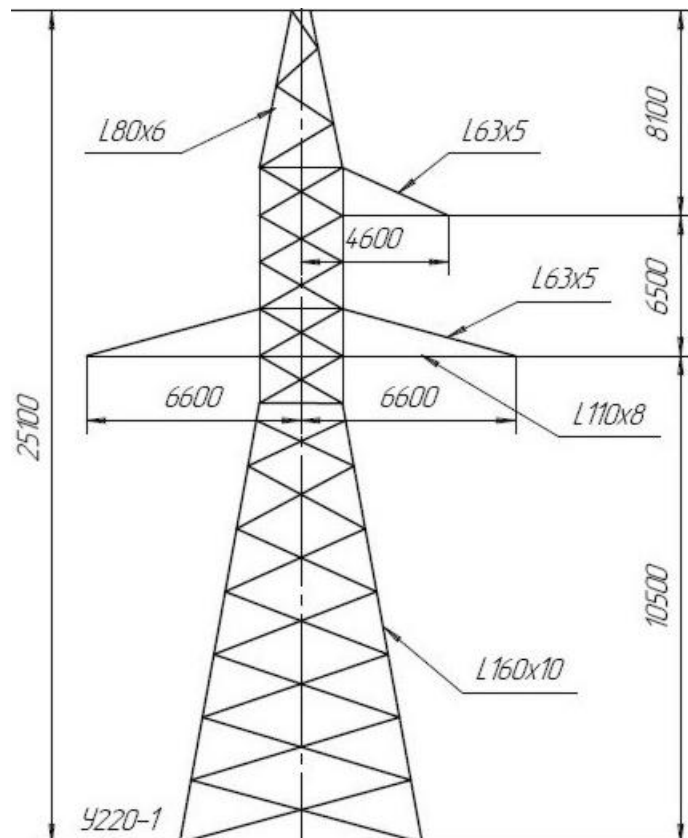


Рисунок 1.9 Анкерно-угловая опора У220-1

Высота гирлянды изоляторов на анкерной опоре – $\lambda_H = 2,38$ м.

Высота изолятора, зажима и узла крепления троса – $\lambda_T = 0,44$ м.

Защитный угол проводов верхней траверсы опоры У220-1:

$$\alpha_{ПВ} = \arctg \frac{D_B}{H_{ТС} + \lambda_{П} - \lambda_T} = \arctg \frac{4,6}{8,1 + 2,38 - 0,44} = 24,61^\circ.$$

Согласно [2], значение защитного угла для одностоечных металлических опор не должно превышать допустимого значения:

$$\alpha_{ПВ} = 24,61^\circ < \alpha_{дон} = 30,0^\circ.$$

Расчёт механических нагрузок на троса У 220-1 аналогично на П-220-1.

Защитный угол троса в середине пролёта при не отклоненных ветром положениях троса и провода:

$\alpha_{ПВ} = \arctg \frac{D_B}{Z} = 37,66^\circ > 24,61^\circ$, чего достаточно для эффективной защиты от перенапряжения проводов в пролете.

Таблица 1.18 – Результаты расчёта грозозащитного троса

Нагрузка	Нормативные (Н/м)	Расчётная (Н/м)	Удельная (Н/м×мм ²)	Результирующие	
				Расчётная (Н/м)	Удельная (Н/м×мм ²)
Гололёдная	24,95	25,95	0,355	32,1	0,43
Ветровая без гололёда	4,95	5,99	0,082	8,59	0,12
Ветровая с гололёдом	1,36	1,64	0,023	32,65	0,45
Нагрузка от собственной массы провода		6,155	0,084		
$\alpha_{ПВ}$			37,66 ⁰		
l_{np}			214,23 (м)		
l_{max}			297,555(м)		
f_n			2,76 (м)		
Z			5,96 (м)		
$f_{та max}$			2,57 (м)		
$\sigma_{та}$			267,867 (Н/мм ²)		
$\sigma_{тнб}$			304,648 (Н/мм ²)		

1.13.2 Определение нагрузок на опору У220-1

Для дальнейшего выбора и проверки фундаментов необходимо определить нормативные и расчётные нагрузки на каждую из трёх частей анкерной металлической опоры У220-1 в нормальном режиме работы ВЛ. Расчёт производится аналогично к расчёту опоры ПС220-5. Результаты расчета нагрузок на опору У220-1 приведены в таблице 1.19

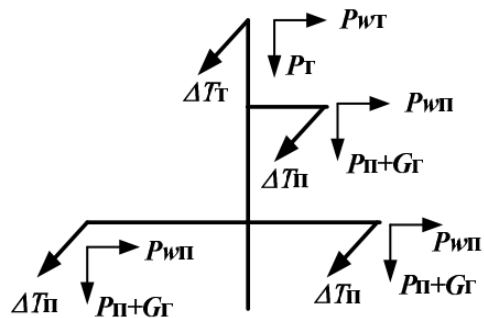


Рисунок 1.10 – Нагрузки, действующие на анкерную опору

Таблица 1.19 – Результаты расчёта нагрузок на опору У220-1

P_{on}	146813 Н
$G_{ГП}$	16462,8 Н
$P_{Π}$	19806,5 Н
P_T	1831 Н
$P_{пост}$	184913 Н
$P_{wΠ}$	23353,51 Н
P_{wT}	1782,35 Н
$P_{ГΠ}$	62991 Н
$P_{ГT}$	7721,55 Н
Q_n^H	34557 Н
Q	163076 Н
$P_{кр}$	258923 Н
$P_{np\ on}$	443836,6 Н

1.13.3 Расчёт грибовидного фундамента-подножника для анкерной опоры У220-1

Результаты расчёта грибовидного фундамента-подножника для анкерной опоры У220-1 приведены в таблице 1.21 Расчет производится аналогично к фундаменту-подножника промежуточной опоры ПС220-5.

Таблица 1.20 - Технические данные фундамента ФЗ-А

Высота фундамента h , м	Глубина заложения h_{ϕ} , м	Размер стороны квадрата опорной плиты a , м	Масса фундамента G_{ϕ} , т
3,4	3,5	2,1×2,1	4,3

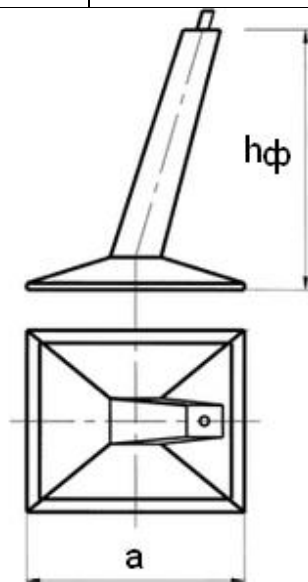


Рисунок 1.11 - Фундамент ФЗ-А

a – размер стороны квадратной опорной плиты подножника, 2,1 м; h_{ϕ} – глубина заложения подножника, 3,5 м.

Таблица 1.21 – Результаты расчёта грибовидного фундамента-подножника для анкерной опоры У220-1

φ_0	11,45°
C_0	20,25 Н·10 ³
Вырывающая нагрузка действующая на фундамент	443836,6 Н
a_1	3,52 м
V_{ϕ}	28,22 (м ³)
σ_{cp}	160,143 Н·10 ³
$\Sigma \omega_{\phi}$	39,32 (м ²)
$\frac{1}{K_H}(N_{\phi} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8)$	998,44 кН

1.14. Расчет монтажной таблицы и построение монтажных графиков

Монтаж происходит в течение значительного периода времени. Требуется учесть вытяжку провода при расчете механического монтажного напряжения, для предотвращения увеличения стрелы провисания провода.

Доля вытяжки происходящей при монтаже оценивается величиной:

$$V = 0,05 \cdot m = 0,05 \cdot 7,8 = 0,39,$$

где $m = \frac{300}{39,6} = 7,8$ – отношение площадей поперечных сечений провода.

В расчете необходимо использовать значения модулей:

$$F_{cm} = 18,5 \cdot 10^3 \text{ Н / мм}^2 \text{ – модуль упругости стали.}$$

$$F = F_{cm} \cdot \frac{1 + 0,286 \cdot m}{1 + m} = 18,5 \cdot \frac{1 + 0,286 \cdot 7,8}{1 + 7,8} = 6,81 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м};$$

$$D = F_{cm} \cdot \frac{1 + 0,19 \cdot m}{1 + m} = 18,5 \cdot \frac{1 + 0,19 \cdot 7,8}{1 + 7,8} = 5,23 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м};$$

$$F_M = \frac{F}{1 + \left(\frac{F}{D} - 1 \right) \cdot V} = \frac{6,81}{1 + \left(\frac{6,81}{5,23} - 1 \right) \cdot 0,39} = 6,105 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}.$$

Для исходных условий соответствующих режиму наибольших механических нагрузок, с учетом модулей, уравнение состояния провода примет вид:

$$\sigma_M - \frac{\gamma_{II}^2 \cdot F_M \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_M^2} = \sigma_{нб} \cdot \frac{F_M}{D} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot F_M \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} + \alpha_n \cdot F_M \cdot (t_z - t_M).$$

Примем $t_M = t_{сг}$;

$$\begin{aligned} A &= \sigma_{нб} \cdot \frac{F_M}{D} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot F_M \cdot l_{np}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} + \alpha_n \cdot F_M \cdot (t_z - t_M) = \\ &= 126 \cdot \frac{6,105}{5,23} - \frac{0,14^2 \cdot 6,105 \cdot 10^3 \cdot 214,24^2}{24 \cdot 126^2} + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 6,105 \cdot 10^3 (-5 - 2,4) = 124,3; \\ B &= \frac{\gamma_{II}^2 \cdot F_M \cdot l_{np}^2}{24} = \frac{0,0327^2 \cdot 21,24^2 \cdot 6,105 \cdot 10^3}{24} = 122,7. \end{aligned}$$

если $A > 0$, то

$$\sigma_{m0} = 1,02 \sqrt{B^{2/3} + A^2} = 1,02 \sqrt{122,7^{2/3} + 124,3^2} = 123,2 \text{ Н / мм}^2;$$

$$\sigma_{m+1} = \frac{\sigma_{m0}^2 (2 \cdot \sigma_{m0} - A) + B}{\sigma_{m0} \cdot (3 \sigma_{m0} - 2A)}.$$

Результаты расчетов монтажных напряжений, Н/мм при разных температурах занесены в таблице 1.22.

Стрелы провисания провода рассчитываются по формуле:

$$f = \frac{\gamma_{\text{П}} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\text{сз}}}$$

Если продольный профиль трассы неизвестен, то стрелы провисания провода рассчитывают помимо приведенного пролёта для габаритного и максимального пролётов. Монтажные стрелы провисания f_m приведены в таблице 1.22.

Таблица 1.22- Результаты расчетов монтажных напряжений и стрел провисания, м

t	σ_m	F _{ПР} , м	F _{ГАБ} , м	F _М , м
-45	149	1,258	1,553226	2,426915
-35	147,9	1,268	1,565572	2,446207
-25	146,744	1,278	1,577919	2,465499
-15	145,587	1,289	1,591501	2,48672
-5	144,431	1,299	1,603847	2,506012
0	14,854	1,304	1,610021	2,515658
5	143,277	1,309	1,616194	2,525303
15	142,124	1,32	1,629776	2,546525
25	140,971	1,331	1,643357	2,567746
35	139,821	1,342	1,656939	2,588967
45	138,672	1,353	1,67052	2,610188

Раздел 2 Проектирование подстанции 220 кВ Мамакан

2.1 Выбор главной схемы электрических соединений и оборудования подстанций

Подстанция Мамакан установлены один автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110.

Для распределительного устройства 220 кВ на стороне высокого напряжения применены схема 220-3НБлок (линия-трансформатор) с выключателем (Для однотрансформаторных ПС).

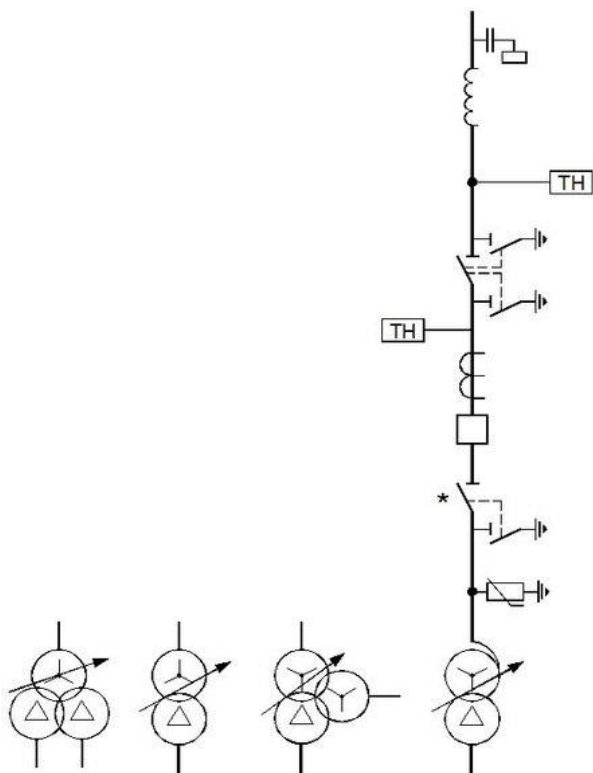


Рисунок 2.1. Блок (линия-трансформатор) с выключателем

2.1.1 Выбор выключателей

Выключатели выбираются:

а) по напряжению установки

$$U_{ном} \geq U_{с ном};$$

б) по отключающей способности;

в) по току в утяжеленного режима

$$K_{П} I_{ном} \geq I_{утяж.},$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{C\text{ ном}}$ - номинальное напряжение сети, кВ;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток выключателя, кА;

$I_{\text{ном. расч.}}$ - расчетный ток, кА;

K_{II} - нормированный коэффициент возможной перегрузки выключателя при продолжительной работе;

$I_{\text{утяж.}}$ - ток утяжеленного режима.

Для проверки коммутационных аппаратов надо знать начальное значение периодической составляющей тока КЗ.

Тока КЗ на шине РУВН 220 кВ

Дано, что $I_{n,0} = 2,5 \text{ кА}$.

Ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд.}} = \sqrt{2} I_{n,0} k_y = \sqrt{2} \cdot 2,5 \cdot 1,78 = 6,3 \text{ кА},$$

где $k_y = 1,78$, $T_a = 0,32$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [6, табл. 5.3].

Ток утяжеленного режима:

$$I_{\text{утяж.}} = K_{2\text{ доп.}} \cdot \frac{S_{\text{т ном.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = 1,4 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,46 \text{ кА},$$

где $K_{2\text{ доп.}} = 1,4$ - допустимая аварийная перегрузка трансформатора АТДЦТН-125000/220/110.

Аperiodическая составляющая тока в момент расхождения контактов выключателя:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,5 \cdot 0,22 = 0,778 \text{ кА}.$$

Рабочий ток трансформатора:

$$I_{\text{раб.}} = I_{\text{утяж.}} = 0,46 \text{ кА},$$

Выбираем элегазовый выключатель ВГТ-220 [Файб, табл. 5.34].

Таблица 2.1. Условия выбора выключателей

Условия выбора	Выключатель ВГТ-220	Расчетные данные
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{ном.} = 220 \text{ кВ}$	$U_{с ном.} = 230 \text{ кВ}$
$K_{п} I_{ном} \geq I_{утяж.}$	$K_{п} I_{ном.} = 1,4 \cdot 2500 = 3500 \text{ А}$	$I_{раб.} = 0,46 \text{ кА}$

Проверка выключателя:

1) на симметричный ток отключения

$$I_{отк.ном.} = 40 \text{ кА} \geq I_{н,0} = 2,5 \text{ кА.}$$

2) на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{ат} = 0,778 \text{ кА} \leq i_{а, ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк, ном} \cdot (1 + \beta_n / 100) = \sqrt{2} \cdot 40(1 + 20 / 100) = 67,68 \text{ кА.}$$

3) на электродинамическую стойкость

$$I_{пр.скв.} = 40 \text{ кА} \geq I_{н,0} = 2,5 \text{ кА};$$

$$i_{пр.скв.} = 100 \text{ кА} \geq i_{уд.} = 6,3 \text{ кА.}$$

4) на термическую стойкость

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{к} = I_{п,0}^2 (t_{отк} + T_a) = 2,5^2 \cdot (0,035 + 0,32) = 1,95 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Заключение: выбранный выключатель ВГТ-220 проходит по всем проверкам.

Для РУСН и РУНН расчёт производится аналогично к данному расчёту. В

итоге:

- для РУСН выбрали элегазовый выключатель типа ВЭК 110Л-40/2000 У1;
- для РУНН выбрали элегазовый выключатель типа ВВ/TEL-10-40/1000 У1

2.1.2 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции

На электрических подстанциях 35—220 кВ и выше для электропитания вспомогательных механизмов, агрегатов и других потребителей собственных нужд (с. н.) применяются довольно развитые схемы электрических соединений.

Основными потребителями собственных нужд трансформаторных подстанций являются:

- оперативные цепи переменного и выпрямленного тока,
- система охлаждения трансформаторов (автотрансформаторов),
- устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН),
- система охлаждения и смазки подшипников синхронных компенсаторов (СК),
- зарядные и подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей,
- освещение (аварийное, внутреннее, наружное, охранное),
- устройства связи и телемеханики,
- насосные установки (пожаротушения, хозяйственные, технического водоснабжения),
- устройства электроподогрева помещений аккумуляторных батарей, выключателей, разъединителей и их приводов, ресиверов, КРУН, различных шкафов наружной установки,
- бойлерная, дистилляторы, вентиляция и др.

Трансформаторы выбираются:

а) по напряжению на стороне НН т.к. трансформаторы собственных нужд питаются от РУНН подстанции

$$U_{T.ном} = U_{соед.нужд}$$

б) По мощности

$$S_{Tном} \geq \frac{P_{max}}{k_{пер} \cdot \cos \varphi}$$

$k_{пер}$ -коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов

$k_{пер} = 1,4$ для двухобмоточного трансформатора

Величина нагрузок в узловых подстанциях составляет 200-500 кВт, определим номинальную мощности трансформаторов

$$S_{Tном} \geq \frac{P_{max} \cdot k_{I-II}}{k_{пер} \cdot \cos \varphi \cdot (n-1)} = \frac{350}{1,4 \cdot 0,9} = 140 \text{ кВт}$$

Следовательно, выбираем трансформатор типа ТСЗ-250 / (6)10, номинальная мощность которого составляет 250 кВА.

2.2 Выбор измерительных аппаратов

2.2.1 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

1. по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
2. по току $I_{ном} \leq I_{1ном}; I_{max} \leq I_{1ном}$;
3. по конструкции и классу точности;
4. по электродинамической стойкости $i_y \leq i_{дин}$;
5. по термической стойкости $B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер}$;
6. по вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2ном}$.

Выберем одинаковый тип трансформатора тока для присоединения измерительных приборов в цепи силового трансформатора.

Выбираем трансформатор тока типа ТФЗМ220Б-1У1. Определяем нагрузку по фазам, для этого сведем в таблицы сравнения расчетных и каталожных данных, а также отобразим в таблице [3.3.3.1] вторичную нагрузку трансформатора тока.

Таблица 2.2. – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		Фазы		
		А	В	С
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	САЗ-И680	2,5	-	2,5
Амперметр регистрирующий	Н-344	-	10	-
Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	-	10
Итого		11,5	10	11,5

Таблица 2.3 –Выбор трансформатора тока в цепи силового трансформатора

Расчетные данные	Каталожные данные ТФЗМ220Б-1У1
$U_{уст}=220 \text{ кВ}$	$U_{ном}=220 \text{ кВ}$
$I_{max}=215 \text{ А}$	$I_{ном}=300 \text{ А}$
$i_{уд}=209,157 \text{ кА}$	Не проверяются
$B_K = I_{н0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 1,932 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	-
$Z_2 = 0,853 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{11,5}{5^2} = 0,46 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} = 1,2 - 0,46 = 0,74 \text{ Ом,}$$

В качестве соединительных проводов принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина 20 м. Обмотки трансформаторов тока соединены в полную звезду. Поэтому $l_{расч} = l$.

Определяем сечение провода:

$$q_{пров} = \frac{\rho_{ал} l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{0,74} = 0,78 \text{ мм}^2,$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил $q_{кат} = 5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности.

Тогда полная вторичная нагрузка:

$$Z_2 = r_{пр} + \frac{\rho_{ал} \cdot l_{расч}}{q_{кат}} = 0,74 + \frac{0,0283 \cdot 20}{5} = 0,853 \text{ Ом.}$$

Выбранная марка трансформатора тока проходит по всем условиям загрузки вторичной цепи. Трансформатор тока будет работать в заданном классе точности. Для РУ будем выбрать такие же ТТ как и в цепи трансформатора

Трансформаторы тока в других цепях выбираются из условий нормального режима.

Таблица 2.4– Выбор трансформаторов тока

Напряжение установки $U_{уст}, кВ$	$I_{MAX}, кА$	Тип	$U_{НОМ}, кВ$	$I_{НОМ}, А$
220	0,215	ТФЗМ220Б-1У1	220	225
110	0,502	ТФЗМ110Б-1У1	110	300
10	0,795	ТПЛК-10	10	800

2.2.2 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают:

1. по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
2. классу точности;
3. по конструкции и схеме соединения обмоток;
4. по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{2НОМ}$.

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_2 = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}$$

Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по табл.4.11 [Рожков, с.364], мощность приборов принимаем в соответствии с табл.П4.7 [1, с.635]

Выбираем трансформатор напряжения для СШ РУВН типа НКФ-110-83У1 класс точности 0,5.

Сведем вторичную нагрузку для трансформатора напряжения в таблицу.

Таблица 2.5 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, В Ар
Вольтметр (сш)	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивной мощности	Е-830	10	-	1	0	1	10	9,7
Итого							21	9.7

$$\text{Вторичная нагрузка } S_2 = \sqrt{21^2 + 9,7^2} = 23,13 \text{ ВА}$$

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил $q_{кат} = 5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности.

Выбранная марка трансформатора напряжения проходит по всем условиям загрузки вторичной цепи. Трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности.

Трансформаторы напряжения в других цепях выбираются из условий нормального режима, напряжению установки.

Таблица 2.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Степень напряжения, кВ	Тип ТН	$U_{ном}, кВ$	$S_{max}, B \cdot A$
220	НКФ-220-83У1	220	500
110	ЗОМ-1/110-72У1	110	400
10	НТМК-10-71У3	10	75

2.3 Релейная защита и автоматика

Основная задача релейной защиты – обнаружить поврежденный участок электрической схемы и как можно быстрее выдать сигнал на его отключение.

К устройствам релейной защиты, действующим на отключение, предъявляются следующие требования:

- селективность – действие релейной защиты, при котором обеспечивается отключение только поврежденного элемента;
- быстродействие;
- чувствительность;
- надежность работы.

На подстанции защищаемыми элементами являются трансформаторы, шины, линия электропередачи и ячейки КРУ.

Силовой трансформатор должен быть защищен от следующих видов повреждений и ненормальных режимов:

- 1 Многофазовые замыкания в обмотках (для трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов) и на выводах.
- 2 Однофазные замыкания на обмотках (включая витковые) и на выводах.
- 3 Внешние КЗ.
- 4 Повышение напряжения на неповрежденных фазах (для трансформаторов 220 кВ, работающих с глухо заземленной).

- 5 Перегрузка обмоток.
- 6 Возгорание масла.
- 7 Понижение уровня масла.
- 8 «Пожар» стали магнитопровода.

Для защиты трансформаторов применяются:

1. Продольная дифференциальная защита от внешних и внутренних коротких замыканий (как симметричных, так и несимметричных). Принцип действия данной защиты основан на сравнении величины и направления токов между трансформаторами тока дифференциальной защиты. При внутренних коротких замыканиях направление меняется на противоположное, т.е. встречное, и защита действует на отключение выключателя.

2. МТЗ с пуском по напряжению. Данная защита является резервной по отношению к дифференциальной защите и осуществляет ближнее резервирование.

3. МТЗ от перегрузки в режиме симметричной нагрузки трансформатора. Результатом действия этой защиты является сигнал дежурному персоналу о перегрузке.

4. Сигнализация о неисправностях в цепях напряжения защиты.

5. Газовая защита от внутренних замыканий в обмотках трансформатора (витковых замыканий). Также подает сигнал дежурному персоналу и действует на отключение трансформатора.

Защита шин.

В качестве релейной защиты шин, для мгновенного отключения междуфазных коротких замыканий на шинах, применяются специальные защиты, чаще всего основанные на принципе дифференциальной защиты. Высокое быстродействие обеспечивает сохранение устойчивости защищаемой системы. Дифференциальная защита шин сочетается с АПВ.

Защита ячеек КРУ.

Применяется чаще всего дуговая защита, которая подает сигнал на отключение выключателя присоединения. Защитой от междуфазных КЗ на низшей стороне подстанции является МТЗ с комбинированным пуском (по $\min U$).

На подстанции применяются следующие виды автоматических устройств:

- АПВ;
- РЗ элементов подстанции и линий;
- включение и отключение устройств охлаждения трансформаторов;
- управление работой вспомогательных устройств (обогрев шкафов КРУН 10 кВ и приводов РУВН-220 кВ).

Управление элементами подстанции осуществляется со щита управления. На панелях щита управления должны быть размещены: аппаратура измерения, сигнализации, управления автоматики, связи и релейной защиты.

Раздел 3. Социальная ответственность

Введение

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование воздушной линии электропередачи 220кВ Таксимо-Мамакан», в данном разделе будет рассмотрено вредные и опасные производственные факторы действующие на электромонтера на подстанции, а также будет рассмотрено безопасность в чрезвычайных ситуациях и экологическая безопасность.

В процессе любой трудовой деятельности, каждый человек, вовлечённый в эту деятельность, подвергается воздействию целого комплекса производственных факторов. В свою очередь, эти факторы способны влиять на здоровье человека. Совокупность всех факторов, влияющих на здоровье человека, называется условиями труда.

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

3.1 Производственная безопасность

3.1.1 Анализ вредных и опасных факторов

Вредный производственный фактор, который воздействует на электромонтера может привести к его заболеванию, а именно:

- акустический шум;
- электромагнитное поле;
- микроклимат;
- освещение;

Опасный производственный фактор, который воздействует на электромонтера может привести к его травме, а именно:

- поражение электрическим током;
- пожар;

Классификация производственных факторов осуществляется на основании [1].

3.1.2 Акустический шум

Корона на проводах ВЛ является источником шума, интенсивность которого зависит от геометрических характеристик и напряжения ВЛ, а также от погодных условиях.

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

Согласно [2] уровни звукового давления на подстанции не должны превышать значений, указанных в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Допустимые уровни звукового давления в активных полосах частот

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

Защита от шума должна обеспечиваться применением средств и методов коллективной и индивидуальной защиты.

Методы и средства коллективной защиты включают в себя [3]:

- изменение направленности излучения шума;
- рациональную планировку предприятий и производственных помещений;
- акустическую обработку помещений;
- применение звукоизоляции.

Средства индивидуальной защиты включают в себя использование противорумных вкладышей (беруши), наушников, шлемов и касок, специальных костюмов.

3.1.3 Электромагнитное поле

Электрические сети высокого напряжения оказывают неблагоприятное влияние на техно- и биосферу. Напряжения и токи в проводах линий электропередач создают электромагнитные поля в пространстве и блуждающие токи в земле. Вследствие этого могут возникнуть мешающие и даже опасные влияния на биосферу. Электромагнитные поля отрицательно воздействуют на людей и животных. Опасное воздействие на персонал и население оказывают электрические и магнитные поля промышленной частоты .

Источником электромагнитных полей промышленной частоты являются токоведущие части действующих электроустановок, находящиеся под напряжением (линии электропередач, генераторы, трансформаторы и др.).

Оценка электромагнитных полей промышленной частоты осуществляется отдельно по напряженности электрического поля, напряженности магнитного поля. Нормирование электромагнитных полей 50 Гц на рабочих местах на рабочих местах персонала дифференциально в зависимости от времени пребывания [6].

Нормы на предельно допустимые напряженности электрического поля на промышленной частоте для персонала установлены в [4]:

- $E \geq 25$ кВ/м – пребывание в ЭП без средств защиты не допускается;
- $20 < E < 25$ кВ/м – пребывание в ЭП не более 10 минут;
- при $5 < E \leq 20$ кВ/м допустимое время пребывания в ЭП вычисляют по формуле:

$$T, \text{ часов} = (50 / E) - 2;$$
- $E \leq 5$ кВ/м – пребывание в ЭП допускается в течение полного рабочего дня.

Нормы на предельно допустимые напряженности магнитного поля на промышленной частоте для персонала установлены в таблице 3.2 [6]:

Таблица 3.2 - Предельно допустимые уровни магнитного поля [6]

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

Защита от электромагнитного поля должна обеспечиваться применением средств и методов коллективной и индивидуальной защиты.

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

- Экранирующие куртка с капюшоном;
- Экранирующие брюки или полукombineзон;
- Экранирующий нагрудник;
- Экранирующие перчатки;
- Экранирующая обувь;
- Экранирующие перчатки и утепленные рукавицы;
- Экран для лица.

Методы и коллективной защиты включают в себя [5]:

- Заземляющие устройства;
- Нейтрализаторы;
- Увлажняющие устройства;
- Антиэлектростатические вещества;
- Экранирующие устройства.

Экранирующее устройство необходимо при осмотре оборудования и при оперативных переключениях, наблюдении за производством работ. Конструктивно экранирующие устройства оформляются в виде козырьков, навесов или перегородок из металлических канатов, прутков, сеток [5].

Переносные экраны также используются при работах по обслуживанию электроустановок в виде съемных козырьков, навесов, перегородок, палаток и щитов [5].

Экранирующие устройства должны иметь антикоррозионное покрытие и быть заземлены [5].

3.1.4 Освещение

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

На рабочем месте электромонтера освещение нормируется согласно таблице 3.3 [12].

Таблица 3.3 – Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения .

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

Искусственное освещение на рабочем месте электромонтера осуществляется с помощью электрических источников света, люминесцентными лампами, по сравнению с лампами накаливания имеют существенные преимущества:

- По спектральному составу света ни близки к дневному;
- Высокая светоотдача (в 3-4 раза выше, чем у ламп накаливания);
- Высокий КПД (в 1,5-2 раза выше, чем КПД ламп накаливания);
- Больше длительный срок службы.

3.1.5 Микроклимат

Оптимальные микроклиматические условия – сочетание параметров климата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека обеспечивают сохранение нормального функционирования и теплового состояния без напряжения реакций терморегуляции. Они

обеспечивают ощущение теплового комфорта и создают предпосылки для высокого уровня работоспособности.

Работа электромонтера по категории тяжести относится средней тяжести категория IIб согласно [13].

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений представлены в таблице 3.4 и допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников в таблице 3.5 [13].

Таблица 3.4 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

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

Таблица 3.5 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

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

К техническим мерам нормализации параметров микроклимата производственных помещений относятся:

- вентиляция воздуха;
- кондиционирование воздуха;
- отопление;
- водяные и воздушные завесы.

Температура воздуха и поверхностей, влажность и скорость движения воздуха в рабочей зоне поддерживается отоплением в холодный период и вентиляцией в теплый период времени года.

3.1.6 Электрический ток

Основная деятельность электромонтера сопряжена с ремонтом и обслуживанием электроустановок, большая часть из которых находится под напряжением. Согласно ПУЭ рабочее место электромонтера относится к помещению с повышенной опасностью поражения электрическим током характеризуется наличием условий, создающих повышенную опасность [7 п 1.1.13] :

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

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

Индивидуальные изолирующие электрозащитные средства делятся на основные и дополнительные [8].

К основным электрозащитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся: изолирующие штанги всех видов; изолирующие и электроизмерительные клещи; указатели напряжения; устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, устройства для прокола кабеля, указатели повреждения кабелей и т.п.); прочие средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением в электроустановках напряжением 110 кВ и выше (полимерные изоляторы, изолирующие лестницы и т.п.).

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

В электроустановках не допускается приближения людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением неогражденным токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 3.6 [9].

Таблица 3.6 – Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением

Напряжение электроустановок, кВ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
ВЛ до 1	0,6	1,0
Остальные электроустановки:		
до 1	не нормируется (без прикосновения)	1,0
1 - 35	0,6	1,0
110	1,0	1,5
150	1,5	2,0
220	2,0	2,5
330	2,5	3,5
500	3,5	4,5
750	5,0	6,0
1150	8,0	10,0

Согласно [7] для защиты людей от поражения электрическим током должна быть применена, по крайней мере, одна из следующих защитных мер – заземление.

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

Заземление или зануление электроустановок следует выполнять:

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

Согласно [7] к частям, подлежащим занулению или заземлению относятся:

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

- приводы электрических аппаратов;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов
- каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов и т.д.

3.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространенную инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [10].

Возможные чрезвычайные ситуации:

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

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1 — В4, Г и Д, а здания - на категории А, Б, В, Г и Д.

Категория подстанции по пожарной опасности относится к В1, потому что характеристика веществ и материалов, находящихся на подстанции, то есть маслаполненного оборудования, относится к горючей жидкости, которая способная гореть после удаления источника и имеющая температуру вспышки выше 61⁰С [11].

Пожарная опасность на проектируемой подстанции обуславливается, в основном, наличием на ней маслаполненного оборудования. Причины пожара на подстанции, происходят главным образом от коротких замыканий; от нарушения правил эксплуатации электронагревательных приборов; от перегрузки электрических сетей; от электрических дуг и искр.

Пожарная безопасность обеспечивается мероприятиями пожарной профилактики, представляющей собой комплекс организационных и

технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращения пожара, ограничение его распространения, а также создания условий для успешного тушения

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

Нормативный перечень средств пожаротушения на подстанции:

- огнетушитель углекислый ручной ОУ-2;
- огнетушитель воздушно-пенный ОВПС-250А;
- ящик с песком, лопата;
- войлок, асбест (2*1,5; 2*2).

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

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

Молниезащита

Согласно [7] станции и подстанции подлежат принудительной защите от прямых ударов молнии в районах с числом грозových часов более 20. Бодайбинском районе находится в области с 20÷40 грозowymi часами в году. ПС относится к I категории по устройству молниезащиты.

Расчёт молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты обеспечивается для ПС двойным тросовым молниеотводом. Тросы натянуты

от тросостоек порталов до зданий ОРУ-220 кВ и ОРУ-110/35 кВ. Надёжность защиты принимается равной $P_3=0,9$. Порталы присоединяются в двух местах полосой 40х4 мм к заземляющему устройству с $R_3 < 10$ Ом.

Расчёт устройств молниезащиты производится следующим образом. Определяется высота молниеотвода, равная в данном случае высоте портала с тросостойкой на зданиях ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ и ОРУ-35кВ: $h=14,1$ м, $h_1=10,35$ м, $h_2=9,6$ м. Тогда высота необходимой зоны защиты составляет: $h_x=11,35$ м, $h_{x1}=7,7$ м, $h_{x2}=7,1$ м. Расстояние между тросами составляет $b=14,5$ м.

Максимальная высота зоны защиты:

$$h_o = 0.85 \cdot h = 0.85 \cdot 14.1 = 11.98 \text{ м}$$

$$h_{o1} = 0.85 \cdot h_1 = 0.85 \cdot 10.35 = 8.8 \text{ м}$$

$$h_{o2} = 0.85 \cdot h_2 = 0.85 \cdot 9.6 = 8.16 \text{ м}$$

Радиус границы зоны защиты на уровне земли:

$$r_o = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = (1.1 - 0.002 \cdot 14.1) \cdot 14.1 = 15.1 \text{ м}$$

$$r_{o1} = (1.1 - 0.002 \cdot 10.35) \cdot 10.35 = 11.17 \text{ м}$$

$$r_{o2} = (1.1 - 0.002 \cdot 9.6) \cdot 9.6 = 8.16 \text{ м}$$

Радиус границы зоны защиты на уровне h_x составляет:

$$r_x = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0.85}\right) = (1.1 - 0.002 \cdot 14.1) \cdot \left(14.1 - \frac{11.35}{0.85}\right) = 0.8 \text{ м}$$

$$r_{x1} = (1.1 - 0.002 \cdot 10.35) \cdot \left(10.35 - \frac{7.7}{0.85}\right) = 1.39 \text{ м}$$

$$r_{x2} = (1.1 - 0.002 \cdot 9.6) \cdot \left(9.6 - \frac{7.1}{0.85}\right) = 1.35 \text{ м}$$

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты. Так как $L > h$, то:

$$h_c = h_o - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) =$$

$$= 11.985 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 14.1) \cdot (14.5 - 14.1) = 11.92 \text{ м}$$

$$h_{c1} = 8.8 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 10.35) \cdot (14.5 - 10.35) = 8.08 \text{ м}$$

$$h_{c2} = 8.16 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 9.6) \cdot (14.5 - 9.6) = 7.31 \text{ м}$$

$$r_{cn} = r_o \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) = 15.11 \cdot \left(1 - \frac{11.35}{11.92}\right) = 0.72 \text{ м}$$

$$r_{cn1} = 11.17 \cdot \left(1 - \frac{7.7}{8.08}\right) = 0.53 \text{ м} \quad r_{cn2} = 10.38 \cdot \left(1 - \frac{7.1}{7.31}\right) = 0.3 \text{ м}$$

$$r_c = r_o = 15.11 \text{ м}, \quad r_{c1} = 11.17, \quad r_{c2} = 10.38 \text{ м}.$$

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода представлена на рисунке 4.5.

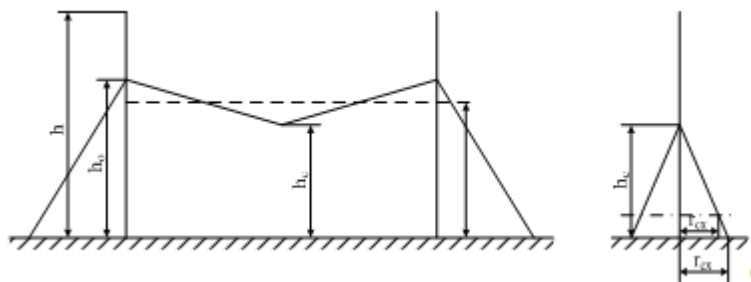


Рисунок 3.1. Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

3.3 Экологическая безопасность

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

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

Для устранения опасности нанесения вреда экологии при попадании масла в грунт под трансформаторами предусматриваются маслосборные приямки, расположенные на территории подстанции, размером под объем масла трансформатора с использованием гравия. Отвод масла и атмосферных вод из маслоприемника предусматривается в маслоуловитель через специальную канализацию. Отработанные нефтесодержащие жидкости собираются в герметичную емкость установленную на площадке с твердым покрытием, имеющей отбортовку или обваловку по всему периметру, удаленной от источника возгорания, с целью последующего вывода специализированной организацией для утилизации.

Оборудование, у которого закончился срок эксплуатации или которое вышло из строя (коммутационное оборудование, провода, трансформаторы и т.д.), в дальнейшем отправляется на переработку. При подготовке к сдаче стальных и цветных деталей в качестве лома их необходимо отделить от теплозащитных покрытий, клея и целесообразно сортировать по группам.

3.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

- электромонтеры, обслуживающие подстанции;

• электромонтеры, обслуживающие электрооборудование электростанций;

• электромонтеры главного щита управления электростанций;

Пример норм выдачи спецодежды работникам электроэнергетической промышленности представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Норма выдачи спецодежды электромонтеру на подстанции

Наименование спецодежды	Срок использования и нормы выдачи
Костюм из термостойких материалов	1 костюм на 2 года
Куртка-накидка из термостойких материалов	1 на 2 года
Куртка-рубашка из термостойких материалов	1 на 2 года
Фуфайка-свитер из термостойких материалов	1 на 2 года
Белье нательное хлопчатобумажное или белье нательное термостойкое	2 комплекта на 1 год
Перчатки трикотажные термостойкие	4 пары на 1 год
Ботинки кожаные с защитным подноском	1 пара на 1год
Каска термостойкая с защитным щитком для лица с термостойкой окантовкой	1 на 2 года
Подшлемник под каску термостойкий	1 на 2 года
Средство индивидуальной защиты органов дыхания	До износа
Наушники противoshумные	До износа
Плащ термостойкий для защиты от воды	1 на 3 года
Сапоги резиновые с защитным подноском	1 пара на 2 года

В целях безопасности перед началом и во время работы в электроустановках, необходимо проводить организационные и технические мероприятия.

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

Работы по обслуживанию и ремонту действующих электроустановок с напряжением 42 В и выше переменного тока, 110 В и выше постоянного

тока, а также монтажные, наладочные работы, испытания и измерения в этих электроустановках, предусматривает прохождение медосмотра с периодичностью 1 раз в 2 года.

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

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

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование воздушной линии электропередач 220 кВ Таксимо – Мамакан». В данном проекте рассматривается строительство линии электропитания и основного оборудования.

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

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности и успешности проекта, оценка его эффективности, уровня возможных рисков, разработка

механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

Для достижения обозначенной цели необходимо решить следующие задачи:

- оценить коммерческий потенциал и перспективность разработки проекта;
- осуществить планирование этапов выполнения исследования;
- рассчитать бюджет проекта;
- произвести оценку социальной и экономической эффективности исследования.

Задачей данного раздела является создание технического проекта, составление сметы затрат на разработку проекта, определение ресурсосберегающей эффективности.

4.1. Технико-экономическое обоснование проекта

Согласно приказу Министерства энергетики РФ от 3 сентября 2012 г. N 415 "Об утверждении перечня регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения и перечня мероприятий по снижению рисков нарушения электроснабжения в таких регионах в осенне-зимний период 2012/13 года" необходимо произвести сооружение ВЛ 220 кВ Мамакан – Таксимо, вследствие технико-экономическое обоснование проекта является иррациональным.[16]

4.2 Планирование научно-технического проектирования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках технического проектирования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения проектирования системы электроснабжения завода по обслуживанию электрооборудования.

4.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования

Для выполнения проектирования формируем рабочую группу, в состав которой входят научный руководитель и инженер. Составляем перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведем распределение исполнителей по видам работ.

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей по данным видам работ приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления технического проектирования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
Электрический расчет линии 220кВ и выбор электротехнического оборудования подстанции.	3	Описание электрической схемы подстанции.	Инженер, научный руководитель
	4	Выбор и параметры электротехнического оборудования подстанции	Инженер, научный руководитель
Механический расчет линии 220кВ.	5	Расчет нагрузок действующих на провода, выбор опор, выбор арматуры и т.д.	Инженер, научный руководитель
Технико-экономическое обоснование проекта	6	Технико-экономическое обоснование проекта	Инженер, научный руководитель
Оформление отчета по техническому проектированию	7	Составление пояснительной записки	Инженер
Составление принципиальных электрических схем	8	Составление принципиальных электрических схем	Инженер
Защита проекта	9	Представление проекта ГЭК	Инженер, научный руководитель

4.2.2.Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения работы оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используем следующую формулу [11]:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

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.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяем продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

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.

В таблице 4.2 приведена ожидаемая трудоемкость выполнения работ.

Таблица 4.2 – Определение трудоемкости и длительности выполнения работ

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	
	t_{min}		t_{max}		$t_{ож\ i}$			
	чел-дни							
	Научный руководитель	Инженер	Научный руководитель	Инженер	Научный руководитель	Инженер	Научный руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	1	-	2	-	1,4	-	2	-
Подбор и изучение материалов по теме	-	8	-	16	-	11,2	-	12
Описание электрической схемы подстанции.	2	18	4	23	2,8	20	3	20
Выбор и параметры электротехнического оборудования подстанции	3	21	5	26	3,8	15,8	4	23
Расчет нагрузок действующих на провода, выбор опор, выбор арматуры и т.д.	2	16	3	21	2,4	18	3	18
Технико-экономическое обоснование проекта	1	3	3	5	1,8	3,8	2	4
Составление пояснительной записки	-	20	-	25	-	22	-	22
Составление принципиальных электрических схем	2	-	6	-	3,6	-	4	-
Защита проект	2	2	5	5	3,2	3,2	4	4

4.2.3.Разработка графика Ганта

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

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ [11].

На основе таблицы 4.2 строим план-график. График строим для максимального по длительности исполнения работ в рамках технического проекта, с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени

написания ВКР. При этом работы на графике выделяем различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу.

Построенный график представлен на рис.4.1.

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность работ занимает 11 декад, начиная с третьей декады февраля, заканчивая первой декадой июня. Учитывая вероятностный характер оценки трудоемкости, реальная продолжительность работ может быть как меньше (при благоприятном стечении обстоятельств), так и несколько превысить указанную продолжительность (при неблагоприятном стечении обстоятельств).

Далее, по диаграмме Ганта можно предварительно оценить показатели рабочего времени для каждого исполнителя.

Продолжительность выполнения проекта в рабочих днях составит 109 дней. Из них:

103 дня – продолжительность выполнения работ инженером;

22 дня – продолжительность выполнения работ руководителем.

№	Вид работ	Исполнитель работ	T_{pi} , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ										
				Февр.	Март			Апр.			Май			Июнь
				3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	2											
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	12											
3	Описание электрической схемы подстанции.	Инженер	20											
		Научный руководитель	3											
4	Выбор и параметры электротехнического оборудования подстанции	Инженер	23											
		Научный руководитель	4											
5	Расчет нагрузок действующих на провода, выбор опор, выбор арматуры и т.д.	Инженер	18											
		Научный руководитель	3											
6	Технико-экономическое обоснование проекта	Инженер	4											
		Научный руководитель	2											
7	Составление пояснительной записки	Инженер	22											
8	Составление принципиальных электрических схем	Научный руководитель	4											
9	Защита проект	Инженер	4											

4.3 Составление сметы затрат на разработку технического проекта

Смета затрат – это полный расчет затрат на создание технического проекта.

Смета затрат включает в себя:

- материальные затраты;
- полную заработную плату исполнителей технического проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

4.3.1 Определение материальных затрат

Под материальными затратами в данном случае следует понимать затраты на канцелярские товары, печать с электронных носителей. Ориентировочно принимаем величину материальных затрат равную 1500 рублей.

4.3.2 Расчет капитальных затрат

Данный расчет включает в себя такие затраты, защитное оборудование, кабели, силовое оборудование, монтажные и пусконаладочные работы, транспортные расходы, рассчитывается по аналогичное формуле расчета бюджета проектной работы.

В таблице 4.3 приведены данные о капитальных затратах выполняемой работы.

Таблица 4.3 – Капитальные затраты

№	Наименование	Цена за ед., руб.	Кол-во	Итого, тыс. руб:
1	• Трансформатор АТДЦТН-125000/220	23 000 000	1	23 000
	• Выключатель ВГТ-220	12 500 000	2	25 000
	• Разъединитель РГ-220	330 000	4	1 320
	• Провод АС-300/39	310 000	210	65100

	Итого по разделу 1			114 420
2	- стоимость монтажных и пусконаладочных работ (15% от р.1)			17 163
3	- транспортные расходы (15% от р.1+р.2)			19 737,45
	Общая стоимость проекта по закупке, монтажу и доставке оборудования			151 320,45

Расчет капитальных вложений проводился с учетом цен действительных на 15.03.16г.

Итоговая сумма капитальных затрат на приобретение необходимого оборудования составила 151 320 450 руб.

4.3.3 Определение заработной платы исполнителей проекта

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

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп},$$

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

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-15 % от $З_{осн}$).

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p$$

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_t + З_\theta + З_{рк}}{F_d},$$

где $З_t$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$З_\theta$ – доплата за руководство расчетного проектирования;

$З_{рк}$ – доплата с учетом районного коэффициента, $K_{рк}$ равный 1,3;

F_d – фонд рабочего времени персонала, раб.дн.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.4.

Таблица 4.4- Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _т , руб	З _{доп} , руб	З _{рк} , руб	З _м , руб	З _{дн} , руб	Тр, дн	З _{осн} , руб
Руководитель	20389,90	2200,00	6776,90	29366,90	1129,50	22	24849,00
Инженер	8000,00	-	2400,00	10400,00	400,00	103	41200,00
Итого							66049,00

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей проекта учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Расчет дополнительной заработной платы приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Расчет дополнительной заработной платы

Исполнители	К _{доп}	З _{осн} , руб	З _{доп} , руб	З _{зп} , руб
Руководитель	0,15	24849,00	3751,00	28600,00
Инженер	0,12	41200,00	5000,00	46200,00
Итого		66049,00	8751,00	74800,00

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органов 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:

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

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

На 2016 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30,2 %.

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0.302 \cdot 74800 = 22600 \text{ р.}$$

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{затраты на тех.проект}) \cdot k_{нр},$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

4.3.6 Формирование сметы технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции.

Определение сметы затрат на технический проект приведено в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Определение сметы затрат на технический проект

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Структура затрат, %
1. Материальные затраты	1,50	1
2. Затраты по заработной плате исполнителей проекта	74,80	64

3.Отчисления во внебюджетные фонды	22,60	19
4. Накладные расходы	18,80	16
Итого	125,50	100

В ходе выполнения данного подраздела была рассчитана продолжительность выполнения технического проекта, которая составляет 103 раб. дней для инженера и 22 для руководителя. Составлен календарный график выполнения работ.

Смета затрат на разработку технического проекта составляет 125,50 тыс. руб, из которых более половины (64%) составляют затраты на оплату труда.

Результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы.

4.4 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение ресурсоэффективности технического проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности [11]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливаем экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Для нормального функционирования данного метода необходимо принять ряд критериев. В данном случае выбираем следующие:

- надежность – бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией надлежащего качества;
- гибкость – система электроснабжения должна быть рассчитана на «рост» в случае необходимости расширения предприятия и должна допускать легкое приспособление к изменению технологических процессов;
- безопасность – это свойство системы электроснабжения сохранять с некоторой вероятностью безопасное состояние при выполнении

заданных функций в условиях, установленных нормативно-технической документацией (монтаж, эксплуатация и проведение ремонтных работ);

- простота эксплуатации – система электроснабжения должна обеспечиваться рациональным расположением элементов, ясностью и простотой схемы, чтобы персонал даже средней квалификации мог успешно выполнять все необходимые операции;

- экономичность – система электроснабжения должна быть выполнена таким образом, чтобы затраты на ее создание, эксплуатацию и развитие были минимальными при условии соблюдения требований гибкости, безопасности и надежности.

После выбора критериев оцениваем их по 5-и балльной шкале и определяем интегральный показатель, с помощью которого делаем вывод об эффективности использования технического проекта.

Оценочные критерии для расчета интегрального показателя ресурсоэффективности приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Оценочные критерии проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Надежность	0,25	5
2. Гибкость	0,10	4
3. Безопасность	0,25	5
4. Простота эксплуатации	0,15	4
5. Экономичность	0,25	3
Итого:	1,00	

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = 0,25 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 4,25$$

По 5-балльной шкале показатель ресурсоэффективности проекта имеет достаточно высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

Таким образом, выполнив поставленные задачи по данному разделу, можно сделать следующие выводы:

- при планировании технических работ был разработан график занятости для исполнителей проекта, составлена ленточная диаграмма Ганта, которая позволяет оценить и лучше спланировать рабочее время исполнителей;

- составлена смета технического проекта, которая позволила оценить первоначальный бюджет затрат на реализацию технического проекта.

- оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному показателю, дала хороший результат (4,25 по 5-бальной шкале), что говорит об эффективности реализации технического проекта.

Реализация данного технического проекта позволяет увеличить эффективность производства, как социальную, путем улучшения безопасности, так и ресурсосберегающую, путем внедрения более универсального, но не менее надежного оборудования, требующего меньше затрат при эксплуатации.

Выводы по разделу

Таким образом, выполнив поставленные задачи по данному разделу, можно сделать следующие выводы:

- при планировании технических работ был разработан график занятости для исполнителей проекта, составлена ленточная диаграмма Ганта, которая позволяет оценить и лучше спланировать рабочее время исполнителей;

- составлена смета технического проекта, которая позволила оценить первоначальный бюджет затрат на реализацию технического проекта.

- оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному показателю, дала хороший результат (4,25 по 5-бальной шкале), что говорит об эффективности реализации технического проекта.

Реализация данного технического проекта позволяет увеличить эффективность производства, как социальную, путем улучшения безопасности, так и ресурсосберегающую, путем внедрения более универсального, но не менее надежного оборудования, требующего меньше затрат при эксплуатации.

Затраты на проектирование составили 125 500 рублей, сумма капитальных затрат на приобретение необходимого оборудования для сооружения ВЛ составила 151 320 450 руб.

Заключение

В результате выполнения данного выпускного квалификационной работы, были осуществлены все необходимые расчеты для разработку проектирования ПС 220/110кВ «Мамакан» и ответвлений ВЛ 220 кВ «Таксимо».

В первом разделе был произведен расчет нормального режима части Нижневартовской энергосистемы на программе «Rastr.win 3». Полученные результаты позволяют сделать вывод о способности проектируемой линии передавать мощность даже при отключении одной цепи, что может произойти при коротком замыкании, а также по величинам перетока протекающей по линии выбран сталеалюминиевые провода.

В результате механического расчета было принято решение о расположении опор ВЛЭП 110 кВ на расстоянии 201 м. Кроме того, в процессе расчета было выбрано необходимое оборудование (металлические опоры, изоляторы, грозозащитный трос, фундамент и др.).

Втором разделе произведен расчет для ПС и выбран необходимое оборудование для ПС как, ИТ, высоковольтные элегазовые выключатели, разъединители сборные шины.

В третьем разделе были рассмотрены вопросы промышленной безопасности и экологии.

Далее в четвертом разделе была определена стоимость всего используемого оборудования, а также составлен сводный сметный расчет.

Список использованных источников:

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987. -648с.: ил.
2. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Издание НЦ ЭНАС, 2014. – 486 с.;
3. Крючков И.П., Кувшинский Н. Н., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
4. Электрическая часть электростанций: Раб. Программа и метод. указ. по курсовому проекту/ Сост. Н.В. Коломиец, Н.Р. Пономарчук. – Томск: Изд. ТПУ, 2003. – 36 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Ф. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2009. -390 с.
6. СО 153-34.20.122-2006. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ: Стандарт организации ОАО ФСК ЕЭС. - Введ. 2006-16-06. М. : Изд-во стандартов, 2006.- 60 с.
7. СП 131.13330.2012. Свод правил Строительная климатология. Актуализированная версия СНиП 23-01-99. – М.: Минрегион России, 2012 – 113 с.;
8. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4–750 кВ / под ред. Е.Г.Гологорского. – М.: ЭНАС, 2007 – 560 с.: ил.
9. Специальные вопросы проектирования электроэнергетических систем и сетей: учебное пособие / Н.Л. Бацева. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 254с.;
10. Арустамов Э.А. Охрана труда: Справочник / Э.А. Арустамов. - М.: Дашков и К, 2008. - 588 с.
11. ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - Введ. 01.07.03. - М.: Изд-во "Энас", 2004 . - 160 с.
12. Толмачев В.Д., Соловьев С.В. Молниезащита. Справочное пособие / В.Д. Толмачев, С.В. Соловьев. - М.: МИЭЭ, 2005. - 148 с.
13. Техничко-экономическое обоснование инновационного проекта: методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. Составители: Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 42 с.
14. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.124-2012

15. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» СТО
5694700725.040.70.101-2011 Правила оформления нормальных схем
электрических соединений подстанций и графического отображения
информации посредством ПТК и АСУ ТП

16. <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70122816/>