

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

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Электроэнергетические системы и сети

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проект реконструкции системы электроснабжения КС «Ивановская» Омской газотранспортной системы

УДК – 621.31.031. – 048.35.001.6:622.691.4(571.13)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А3Г2	Аникин Константин Владимирович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Калмыкова Е.Ю.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г.

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

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Электроэнергетические системы и сети

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП 13.03.02

Шестакова В.В.
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской выпускной квалификационной работы

Студент:

Группа	ФИО
3-5А3Г2	Аникин Константин Владимирович

Тема работы:

Проект реконструкции системы электроснабжения КС «Ивановская», Омская газотранспортная система	
Утверждена приказом	17.05.2018 № 3502/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

23.05.2018

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является
<i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергетическим; экономический анализ и т. д.).</i>	проектирование линии электропередачи для электроснабжения КС «Ивановская», Омская газотранспортная система В качестве исходных данных представлены: $P = 30 \text{ МВт};$ $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$ $L = 33,5 \text{ км};$ $\cos \varphi = 0,92.$

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>	Введение 1.Электрический расчет линии электропередачи. 2.Выбор трансформаторов и коммутационного оборудования на ПС 2.Механический расчет воздушных линий электропередач 110 кВ. 4.Энергетическое обследование предприятий электрических сетей 5. Имитационная модель режимов до и после реконструкции компрессных систем 6.Финансовый менеджмент, <u>ресурсоэффективность</u> и ресурсосбережение 7.Социальная ответственность Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, <u>ресурсоэффективность</u> и ресурсосбережение	Доцент отделения социально-гуманитарных наук Е.Ю Калмыкова
Социальная ответственность	Доцент отделения контроля и диагностики Ю.А. <u>Амелькович</u>
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	24.04.2018 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения электроэнергетики и электротехники	Ю.А. Краснятов	к.т.н.		23.05.2018 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А3Г2	Аникин Константин Владимирович		23.05.2018 г.

**Задание для раздела
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А3Г2	Аникину Константину Владимировичу

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы (НОЦ)	Электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Электроэнергетические системы и сети



Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Стоимость материалов и оборудования, стоимость электроэнергии, минимальная тарифная ставка оплаты труда.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы амортизации.</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Ставка отчислений в социальные фонды.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	<i>Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости</i>
2. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	<i>Расчет затрат на проектирование</i>
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	<i>Расчет капиталовложений на оборудование и строительно-монтажные работы.</i>
4. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	<i>Расчет годовых эксплуатационных затрат.</i>
5. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	<i>Расчет срока окупаемости проекта.</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
1. Этапы и график разработки и внедрения ИР	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Калмыкова Е.Ю.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А3Г2	Аникин Константин Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5АЗГ2	Аникину Константину Владимировичу

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы (НОЦ)	Электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Электроэнергетические системы и сети



Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, рабочая зона) и области его применения	- Предметом исследования является КС «Ивановская», - Обеспечение безопасности для выявленных опасных факторов: нормативные требования, которым удовлетворяет принятое к использованию оборудование и инструмент. Технические устройства обеспечения этих требований, ссылки на НТД.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Профессиональная социальная ответственность 1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 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) 1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электроопасность (в т.ч. статическое электричество, источники, средства защиты); - пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	- 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. - Обеспечение безопасности при аварийной ситуации. Средства защиты. Организационные, технические мероприятия.

2. Экологическая безопасность: - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу(выбросы) - анализ воздействия объекта на гидросферу(сбросы) - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы) - разработать решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды	Исследование территории строительства на сейсмичность, возникновение урагана.
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. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Исследование организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ
Перечень графического материала:	
План эвакуации проектируемого здания подстанции	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику				
Задание выдал консультант:				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Амелькович Ю.А.	к.т.н.		
Задание принял к исполнению студент:				
Группа	ФИО	Подпись	Дата	
3-5А3Г2	Аникин Константин Владимирович			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 126 с., 22 рис., 34 табл., 26 источников, 5 прил.

Ключевые слова: реконструкции системы, линия электропередачи, режим энергосистемы, расчет режимов, трансформатор, коммутационное оборудование, газотранспортная система.

Объектом исследования является Объектом исследования является – линия электропередачи 110 кВ, трансформатор и коммутационное оборудование, для реконструкции подстанции без ощутимых потерь на линии.

Цель работы – реконструкция внешнего электроснабжения газотранспортной системы на заводах, а именно спроектировать линию 110 кВ удовлетворяющую требованиям, выбрать трансформатор и коммутационное оборудование.

В процессе исследования проводились электрический и механический расчет линии электропитания, выбраны требуемые сечения проводов, опор и линейная арматура.

Степень внедрения: высокая.

Область применения: электрические сети и системы.

Экономическая эффективность/значимость работы проектирование такой линии очень эффективно небольшие затраты и окупаемость проекта являются хорошими показателями для реализации проекта.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Инженерная школа энергетики

Отделение – Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки – 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль – Электроэнергетические системы и сети

Результат обучения
Профессиональные компетенции
Р 1 Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электрических устройств, объектов и систем.
Р 2 Уметь формулировать задачи в области электроэнергетики и электротехники, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
Р 3 Уметь проектировать электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.
Р 4 Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники, интерпретировать данные и делать выводы.
Р 5 Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задачи в области электроэнергетики и электротехники.
Р 6 Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической и электротехнической отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
Универсальные компетенции
Р 7 Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетики и электротехники
Р 8 Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях электроэнергетики и электротехники.
Р 9 Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетики и электротехники.
Р 10 Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
Р 11 Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетики и электротехники 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 электроэнергетики и электротехники.

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

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Электроэнергетические системы и сети

Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская выпускная квалификационная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.05.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.03.2018г.	Раздел 1 Развитие электроэнергетики региона	20
05.03.2018г.	Раздел 2 Электрический расчет линии электропередачи	20
15.03.2018г.	Раздел 4 Механический расчет ВЛ 110 кВ	20
31.03.2018г.	Раздел 5 Результаты реконструкции КС	20
30.04.2018г.	Раздел 6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
23.05.2018	Раздел 7 Социальная ответственность	10
		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения электроэнергетики и электротехники	Ю.А. Краснятов	к. т. н.		

СОГЛАСОВАНО:

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

Определения

В данной работе приведены следующие термины с соответствующими определениями:

Электрическая сеть – это совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанции, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Подстанция – это электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электроэнергии, состоящая из трансформаторного оборудования, устройств распределения, управления и вспомогательных устройств.

ЛЭП – это электроустановка, состоящая из опор, проводов, кабелей и несущих конструкций. Предназначена для передачи электроэнергии между двумя пунктами электроэнергетической системы с возможным промежуточным отбором.

Потребитель 2 категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта; нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Перерыв в электроснабжении допустим лишь на время включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

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

Обозначения и сокращения

ТМН – трехфазный трансформатор с РПН;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ГКС – газотранспортная система;

АД – асинхронный электродвигатель;

ЛЭП – линия электропередачи;

ВЛ – воздушная линия;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

РЛНД – линейный разъединитель, двухколонковый, наружный;

РВС – разрядник вентильный стационарный;

РВО – разрядник вентильный, облегченный;

НТМИ – трансформатор напряжения, масляный, измерительный.

Содержание

Введение

1 Развитие электроэнергетики региона	17
1.1 Проблема износа основного оборудования	19
1.2 Общий план реконструкции КС «Ивановская»	19
1.3 Цели реконструкции.....	21
1.4 Компрессорный цех после реконструкции	21
1.5 Краткая характеристика параметров работы и технического состояния существующей ГКС.....	22
2 Электрический расчет линии электропередачи.....	23
2.1 Расчет реактивной и полной мощностей.....	23
2.2 Выбор сечений проводов	24
2.3 Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям	25
2.3.1 Проверка по условию нагрева длительно-допустимым током	25
2.3.2. Проверка проводов по условию ограничений потерь на корону.....	26
3 Выбор силового и коммутационного оборудования.....	27
3.1 Выбор трансформаторов на подстанцию 110/10 кВ	27
3.2 Расчет токов короткого замыкания.....	28
3.3 Выбор выключателя и разъединителя на стороне 110 и 10 кВ.....	30
4 Механический расчет воздушных линий электропередач 110 кВ.....	32
4.1 Расчет механических нагрузок на провода от внешних воздействий	33
4.1.1. Постоянная нагрузка	33
4.1.2. Нормативные нагрузки	33
4.1.3. Расчетные нагрузки	37
4.1.4.Результирующие нагрузки.....	38
4.2 Определение физико-механических характеристик провода	40
4.3 Расчет критической температуры	44
4.4. Расчет габаритного пролета.....	45
4.5 Выбор изоляторов для промежуточной опоры.....	46
4.6 Выбор изоляторов для анкерной опоры	48
4.7 Расчет шаблона для расстановки промежуточных опор	49
4.8 Расчет грозозащитного троса	52

4.9. Нагрузки, действующие на трос.....	53
4.10 Расчет нагрузок, действующих на промежуточную опору П1 10-6В	58
4.10.1. Постоянные нагрузки	58
4.10.2. Кратковременные нагрузки	59
4.11 Расчет спецперехода.....	60
4.12 Расчет нагрузок на анкерную опору	65
4.13 Расчет грибовидного фундамента - подножника под промежуточную опору	68
4.13.1 Расчет на сжатие	70
4.13.2 Расчет на вырывание	70
4.13.3 Расчет по устойчивости (по несущей способности)	71
4.14 Расчет грибовидного фундамента - подножника под анкерную опору ..	71
4.14.1 Расчет по деформации (на сжатие)	73
4.14.2 Расчет по деформациям (на вырывание).....	74
4.14.3 Расчет по устойчивости (по несущей способности)	75
5 Результаты модернизации КС	76
5.1 Расчет режимов до и после реконструкции КС.....	77
5.2 Результаты моделирования данного вида режима	79
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	88
6.1 Техничко-экономическое обоснование проекта.....	88
6.2 Планирование проектных работ.....	89
6.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ	90
6.3 Смета затрат на проектирование.....	92
6.3.1 Материальные затраты.....	92
6.3.2 Расчет заработной платы	92
6.3.3 Отчисления в социальные фонды	93
6.3.4 Затраты на оборудование	94
6.3.5 Прочие неучтенные расходы	95
6.3.6 Затраты на реализацию проекта	96
6.3.7 Затраты на строительство ВЛ 110 кВ	97
6.4 Расчёт эффективности проекта	101
7 Социальная ответственность	104

7.1 Производственная безопасность	104
7.1.1 Анализ вредных и опасных факторов.....	104
7.1.2 Акустический шум	105
7.1.3 Электромагнитное поле	106
7.1.4 Освещение	108
7.1.5 Микроклимат.....	109
7.1.6 Электрический ток.....	110
7.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	113
7.3 Экологическая безопасность	115
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	115
Заключение.....	118
Список литературы.....	119
Приложение А.....	121
Приложение Б	122
Приложение В.....	124
Приложение Г	127
Приложение Д.....	129
(обязательное)	129

Введение

Газовая промышленность является одной из важнейших составных топливно – энергетического комплекса страны. В настоящее время доля производства природного газа в топливно – энергетическом балансе составляет уже свыше 50% и имеет устойчивую тенденцию к дальнейшему росту.

В условиях острого дефицита топливно – энергетических ресурсов первоочередное значение приобретают задачи, связанные с повышением эффективности их использования. Экономия энергетических ресурсов на современном этапе развития страны является наиболее действенным и эффективным направлением при решении любых задач, стоящих перед промышленностью.

В связи с этим такие задачи трубопроводного транспорта природных газов, как установление и поддержание оптимальных режимов работы газотранспортных систем, разработка и реализация мероприятий направленных на повышение эффективности транспорта газов с сокращением энергетических затрат на компримирование, является важнейшим и актуальным в данной отрасли. Это положение в значительной степени усиливается, если принимать во внимание непрерывный рост стоимости энергоресурсов, увеличение себестоимости транспорта газа и невозобновляемость его природных ресурсов.

В выпускной квалификационной работе будут рассмотрены новые технологии в транспорте газа, позволяющие оптимизировать режим работы энергетического оборудования и значительно экономить энергетические ресурсы. Данные внедрения будут осуществляться на компрессорной станции «Ивановская», которую эксплуатирует и обслуживает ООО «Газпром трансгаз

Томск». История создания «Газпром трансгаз Томск» берет свое начало в 1977 году. Попутный газ с нефтяных месторождений Западной Сибири, ранее сжигаемый в факелах, был необходим металлургическим и химическим гигантам Кузбасса. Тогда было начато строительство первого магистрального газопровода в Западной Сибири: Нижневартовск – Томск – Кузбасс протяженностью 1132 километра, рис 1.



Рисунок 1 - Магистральные газопроводы ООО «Газпром трансгаз Томск

»

Воздушные линии электропередач имеют огромное значение для современного общества, так как являются неотъемлемым компонентом мировой энергоструктуры. Вот уже на протяжении почти ста пятидесяти лет ЛЭП являются «энергетическими артериями» на нашей планете. Сегодня это самый рациональный способ передачи электроэнергии на дальние расстояния.

Распределительные ВЛ напряжением 110 кВ предназначены для электроснабжения предприятий и населённых пунктов крупных районов — соединяют распределительные пункты с потребителями. Основными элементами воздушных линий являются провода, изоляторы, линейная арматура, опоры и фундаменты.

Цель данной дипломной работы состоит в том, чтобы спроектировать линии электропередачи напряжением 110 кВ для электроснабжения угольно-обогатительной фабрики, которая состоит из металлических опор, проводов марки АС 120/27 и троса марки ТК 9,2, и находящаяся в следующих климатических условиях:

- район по ветру – III;
- район по гололёду – II.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

- систематический расчет проводов и грозозащитного троса;
- расстановка опор по профилю трассы;
- расчет нагрузок, действующих на опору в нормальном и аварийном режимах;
- выбор фундамента, для проектируемой опоры;
- оценка безопасности и экологичности проекта;
- расчет основных технико-экономических показателей, при проектировании воздушной линии электропередачи.

1 Развитие электроэнергетики региона

Начавшийся рост экономики страны предопределяет необходимость выработки долгосрочной перспективы развития ее основной базовой составляющей - энергетики. Такое развитие основывается, безусловно, на концепции развития экономики. Какую экономику мы хотим построить? В основном ресурсоперерабатывающую, использующую наукоемкие технологии, но базирующуюся на имеющихся в стране богатых природных ресурсах, или инновационную с высокими научными затратами, высокоинтеллектуальную, развивающую машиностроительные отрасли, информационные и электронные технологии, нанотехнологии, биотехнологии.

Сегодня территория, на которой работает старейшее газотранспортное предприятие сибирского региона - «Газпром трансгаз Томск» простирается от Нижневартовска до Хабаровска. Два магистральных газопровода «Нижневартовск-Парабель- Кузбасс» и «СРТО-Омск-Новосибирск-Кузбасс» обеспечивают газом более 400 крупных потребителей в Томской, Новосибирской, Кемеровской, Омской областях и Алтайском крае. В их числе промышленные гиганты региона - Нижневартовская ГРЭС, «Томскэнерго», Западно-Сибирский и Кузнецкий металлургические комбинаты, Кемеровский «АЗОТ», Томский нефтехимический комбинат, Сибирский химический комбинат. Весьма символично, что в 2007 году, в год 30-летнего юбилея компании, к зоне её ответственности присоединился и Дальний Восток: решением Газпрома в составе «Газпром трансгаз Томск» созданы линейно-производственные управления в Иркутске и Хабаровске, открыто представительство ОАО «Газпром» в Южно-Сахалинске.

Общая протяженность трассы, обслуживаемой томскими газовиками, около пяти тысяч километров в одностороннем исполнении. Магистраль

пролегает в непростых природных условиях. Линейная часть газопровода берет свое начало в районе знаменитых Васюганских болот и идет сквозь таежные топи, пересекая 37 рек, включая Обь, Иртыш и Томь. Газотранспортная система «Газпром трансгаз Томск» - залог и основа надежности в снабжении газом Западной Сибири. Предприятие не стоит на месте, внедряя самые современные технологии. На газопроводе «Нижеваторск-Парабель-Кузбасс-Ялutorск-Новосибирск-Омск» в ближайшие несколько лет намечено модернизировать компрессорные цеха с заменой оборудования на малолюдные технологии. Интенсивно проводится телемеханизация: полностью оснащены новыми системами объекты Омского ЛПУ (линейное производственное управление), в значительной степени - Томского и Новосибирского ЛПУ. План масштабной реконструкции, рассчитанный до 2020 года.

1.1 Проблема износа основного оборудования

Обеспечение надежной работы электростанций, подстанций и систем электроснабжения промышленных предприятий в значительной степени определяется безотказной работой выключателей высокого напряжения.

Выключатели - основные коммутационные аппараты в электрических установках и служат для включения и отключения токовых цепей.

Особенностью выключателей является то, что они должны надежно выполнять свои функции, находясь как во включенном, так и в отключенном состоянии, а также одновременно быть постоянно готовыми к мгновенному выполнению коммутационных операций в любых режимах работы, включая аварийные ситуации.

Масштабные структурные преобразования, осуществляемые в энергетике России, происходят, в условиях, когда износ оборудования в среднем по отрасли достиг величины 57,3%. Темпы нарастания изношенного электрооборудования составляют 2-6 % в год от общего количества.

Увеличение объемов электрооборудования, сработавшего свой ресурс, несмотря на значительное увеличение инвестиций в техническое перевооружение энергообъектов за последние время, пока еще превышает темпы его замены на новое. Такое положение дел может привести в ближайшие 10 лет к дальнейшему росту уровня износа основных фондов энергетики до 70 %. В сетях среднего и высокого напряжения, проблема износа оборудования выделяется особо, что связано с тем, что общая протяженность этих сетей в России, находящихся в эксплуатации, превышает 1,2 млн. км . Соответственно при такой огромной протяженности высок риск отказов, аварий, технологических поломок.

1.2 Общий план реконструкции КС «Ивановская»

В рамках проекта предусмотрен следующий объем реконструкции системы электроснабжения КС:

- Сооружение нового ЗРУ-10кВ;
- Установка электрооборудования частотного регулирования и управления газоперекачивающими агрегатами, включая:
 - входные разделительные трансформаторы;
 - преобразователи частоты с системой охлаждения;
 - щиты станций управления и автоматики ГПА;
 - системы магнитного подвеса ротора двигателя и нагнетателя.
- Замена
 - трансформаторной подстанции компрессорного цеха;
 - дизельной электростанции;
 - общецехового щита станций управления;
 - щитов постоянного тока с зарядными устройствами и аккумуляторными батареями;
 - светотехнического оборудования компрессорного цеха и наружного освещения;
 - кабельной продукции компрессорного цеха и кабелей электроснабжения ГПА.
- Реконструкция системы молниезащиты с целью приведения ее в соответствие с требованиями новых нормативных документов и защиты вновь сооружаемых объектов;
- Реконструкция системы заземления.

Кроме того, проектом реконструкции компрессорной станции предусмотрено создание АСУТП КС (автоматизированная система управления технологическим процессом компрессорной станции), с подсистемами АСУЭ (автоматизированная система учета электроэнергии) и АСКЭР (автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии), которые автоматизируют следующие объекты электроснабжения:

- закрытого распределительного устройства (ЗРУ-10кВ);

- привода газоперекачивающего агрегата ЭГПА 4,0/8200-56/1,26Р;
- комплектной трансформаторной подстанции компрессорного цеха КТП 2х630 кВА;
- комплектной трансформаторной подстанции собственных нужд КС КТП 2х400 кВА;
- аварийной дизельной электростанции «Звезда-500НК»;
- агрегатного (АЩСУ) и общестанционного (ОЩСУ) щитов станции управления;
- системы постоянного тока и гарантированного электроснабжения КЦ

1.3 Цели реконструкции

- повышение уровня технической эксплуатации;
- безопасности и эффективности работы оборудования КС;
- обеспечение регулирования режимов компремирования газа;
- снижение потребления электроэнергии и потерь технологического газа;
- увеличение до требуемого значения производительности газопровода.

1.4 Компрессорный цех после реконструкции

Для модернизации КС приняты электроприводные газоперекачивающие агрегаты ЭГПА 4,0/8200-56/1,26Р.

Количество рабочих и резервных газоперекачивающих агрегатов определено на основании выполненных гидравлических расчетов газопровода «СРТО-Омск-Новосибирск-Кузбасс» на период до 2020г.

Для обеспечения требуемой надежности, на КС предусматривается установка 3 ГПА (2раб.+ 1рез.) с полнонапорными нагнетателями.

Модернизацию КЦ, также как и реконструкцию компрессорной станции в целом, предполагается выполнить в два этапа.

На первом этапе реконструкции при действующей компрессорной станции проектом предусматривается сооружение нового КЦ для трех ГПА на смежной с существующим цехом площадке.

На втором этапе модернизации предусматривается подключение ГПА газовой обвязки к новым коллекторам. В результате реконструкции компрессорного цеха получится новое здание, скомпонованное из 3 ГПА.

Агрегаты ЭГПА 4,0/8200-56/1,26Р комплектуется полнонапорными нагнетателями 208-21-2ЛСМ (степень сжатия 1,26), имеют регулируемое число оборотов двигателя (в диапазоне 0,7-1,05 от номинальной), оборудованы системой «мягкого пуска», магнитными подшипниками и «сухими» (газодинамическими) уплотнениями.

1.5 Краткая характеристика параметров работы и технического состояния существующей ГКС

Компрессорная станция КС «Ивановская» расположена на газопроводе «СРТО-Омск-Новосибирск-Кузбасс». В районе расположения КС «Ивановская» газопровод состоит из одной нитки DN1000, PN55.

Одним всасывающим DN1000 и двумя нагнетательными шлейфами DN700 КС подключена нитка магистрального газопровода.

В производственной зоне площадки КС расположены следующие основные сооружения:

- здание компрессорного цеха со вспомогательными помещениями и операторной;
- газовая обвязка нагнетателей;
- установка очистки газа;
- аварийная дизельная электростанция;
- газораспределительная станция собственных нужд КС;
- трансформаторная подстанция собственных нужд КТП 2х400 кВА;
- трансформаторная подстанция компрессорного цеха КТП 2х630 кВА;
- закрытое распределительное устройство 10 кВ;
- котельные.

На КС установлены газоперекачивающие агрегаты единичной мощности 4 МВт в количестве 5 штук, с центробежными нагнетателями Н-280-12-7, с приводом от электродвигателя СТД-4000-2 с нерегулируемым числом оборотов. Общая установленная мощность ГПА – 20 МВт. Газоперекачивающие агрегаты установлены в здании компрессорного цеха.

2 Электрический расчет линии электропередачи

Проектируемая электрическая сеть должна удовлетворять условиям надежности и экономичности, обеспечивать качество электроэнергии к потребителю, безопасность, удобство эксплуатации.

Проектирование системы электроснабжения на которой установленная мощность $P=30\text{ МВт}$.

Согласно техническому заданию линия электропередач должна удовлетворять следующим параметрам, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Параметры ЛЭП

Номинальное напряжение, $U_{ном}$	Длина воздушной линии, L	Мощность, P	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$
110 кВ	33,5 км	30 МВт	0,92

2.1 Расчет реактивной и полной мощностей

Полная мощность:

$$\underline{S} = P + jQ; \quad (2.)$$

Реактивная мощность:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}; \quad (2.)$$

Модуль полной мощности:

$$|S| = \frac{P}{\cos \varphi}; \quad (2.)$$

Полная и реактивная мощность ПС:

$$|S| = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{30}{0,92} = 32,6 \text{ МВА}$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{32,6^2 - 30^2} = 12,75 \text{ МВар};$$

Данные расчета сведем в таблицу 2

Таблица 2 - Нагрузки подстанции

ПС	P , МВт	$\cos \varphi$	Q , Мвар	S , МВА	$ S $, МВА
	30	0,92	12,75	30+j12,75	32,6

2.2 Выбор сечений проводов

При проектировании ВЛ до 500 кВ включительно выбор сечения проводов проводится по нормированным обобщенным показателям. В качестве показателей используются нормированные значения экономической плотности тока [1, табл 1.3.36].

При проектировании ВЛ до 500 кВ включительно выбор сечения проводов проводится по нормированным обобщенным показателям. В качестве показателей используются нормированные значения экономической плотности тока [1, табл 1.3.36].

Суммарное сечение проводов фазы проектируемой воздушной линии составит:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, [4, \text{ п. 3.1.2.}] \quad (2.)$$

где I_p – расчётный ток, А;

$j_{\text{эк}}$ – нормированная плотность тока, А/мм²;

$S_{\text{эк}}$ – сечение проводника, мм².

Значение расчётного тока определяется по выражению

$$I_p = I_5 \times \alpha_i \times \alpha_t, [4, \text{п. 3.1.2.}] \quad (2.)$$

где I_5 – ток на пятый год эксплуатации;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ.

Ток на пятый год эксплуатации определяется по формуле

$$I_5 = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_{ном} \times n_{\psi}}, [4, \text{п. 3.1.2.}] \quad (2.)$$

где S - модуль полной мощности.

Для воздушной линии 110 кВ $\alpha_i = 1,05$ [1, стр. 91].

Коэффициент α_t определяется по [1, табл. 3.13] с учётом время использования максимальной нагрузки в год (при $K_M = 1$), $\alpha_t = 0,8$.

Экономическая плотность тока определяется по [2, табл. 1.3.36] с учётом время использования максимальной нагрузки в год, $j_{\text{эк}} = 1,1$ А/мм².

$$I_5 = \frac{|S|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{\psi}} = \frac{32,6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 85,5 \text{ А} ;$$

$$I_{расч} = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 85,5 \cdot 1,05 \cdot 0,8 = 71,82 \text{ А} ;$$

$$S = \frac{I_{расч}}{j_{\text{эк}}} = \frac{71,82}{1,1} = 67,2 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения. На ВЛ должны применяться многопроволочные провода. Минимально допустимое сечение проводов приведены [1, табл.2.5.5]. Принимаем провод по [4, табл.3.15] АС 120/27 имеет $I_{\text{max.дон}} = 375$ А [1, табл.1.3.29].

2.3 Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям

2.3.1 Проверка по условию нагрева длительно-допустимым током

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):

$$I_{нб} \leq I_{доп}, [4, \text{п. 3.1.2.}], \quad (2.$$

где $I_{доп}$ – допустимый длительный ток для проводника, определяемый по ПУЭ [1, табл. 1.3.29] для выбранного сечения;

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

Проверка осуществляется при работе линии в послеаварийном режиме при максимальной нагрузке. Таким режимом является отключение одной цепи ВЛ.

$$I_{нб} = I_{n/ав} = \frac{|S|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{\psi}} = \frac{32,6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 178,42 \text{ A} < I_{доп.AC-120/27} = 375 \text{ A} \quad (2.8)$$

Проверка по нагреву пройдена.

2.3.2. 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 расположения данной

электроустановки 1000 м над уровнем моря. Потери по условию ограничений потерь на корону не учитываем.

Все параметров линии сведем в таблицу 3.

Таблица 3 - Параметры выбранной марки провода

ЛЭП	$U_{ном}, \text{кВ}$	$l, \text{км}$	n	$S_{станд}, \text{мм}^2$
	110	33,5	2	130

3 Выбор силового и коммутационного оборудования

3.1 Выбор трансформаторов на подстанцию 110/10 кВ

Выбор количества трансформаторов зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей. В практике проектирования на подстанциях 2-ой категории предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов. В этом случае обеспечивается надежность электроснабжения потребителей 2-ой категории. Выбор трансформаторов производится по нагрузочной способности т.е. мощность трансформатора выбирают по допустимой нагрузке.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке эксплуатации подстанции:

$$S_{\text{т ном}} \geq \frac{K_{1-2} \cdot P_{\text{max}}}{K_{\text{пер}} \cdot \cos \varphi \cdot (n_{\text{т}} - 1)}, \quad (3.1)$$

где K_{1-2} – коэффициент участия нагрузки потребителей I и II категории;

$K_{\text{пер}}$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в аварийном случае, это зависит от того в течение которого времени он будет перегружен

$K_{\text{пер}} \approx 1,4$.

$$S_{\text{расч.т}} = \frac{k_{1-2} \cdot P_{\text{max}}}{k_{\text{пер}} \cdot (n_{\text{т}} - 1) \cdot \cos \varphi} = \frac{1 \cdot 30}{1,4 \cdot (2 - 1) \cdot 0,92} = 27,2 \text{ MVA}$$

Выбираем 2 трансформатора по [4, табл. 5.18] ТРДН-40000/110. Данные по выбору трансформатора сведем в таблицу 4.

Таблица 4 - Параметры выбранных трансформаторов

Тип	$S_{\text{ном}}$ MVA	Пределы регулиру- вания	$U_{\text{в}}$, кВ	$U_{\text{н}}$, кВ	$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	$R_{\text{т}}$, Ом	$X_{\text{т}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$, кВА р
ТРДН- 40000/ 110	40	$\pm 9 \times 1,7\%$	115	10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

3.2 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей необходимо произвести расчет трехфазного тока КЗ на всех шинах данной подстанции.

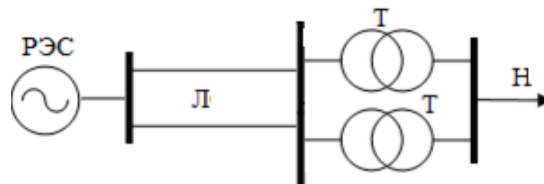


Рисунок 2 – Схема электрической сети

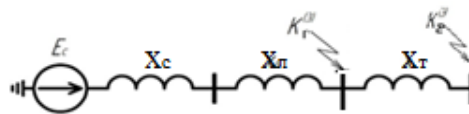


Рисунок 3 – Схема замещения

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

Принимаем базисную мощность $S_6 = 1000$ МВА и базисные напряжения: $U_{6I} = 115$ кВ; $U_{6II} = 10,5$ кВ;

Рассчитываем базисные токи:

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{6I}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02; \quad I_{6II} = 54,986 \text{ кА.} \quad (3.2)$$

Электроэнергетическая система (РЭС):

$$E_{*c} = \frac{E_c}{U_{6I}} = \frac{121}{115} = 1,052; \quad (3.3)$$

$$x_{*c} = \frac{E_c^2}{S_{кз}^{(3)}} \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2} = \frac{121^2}{6100} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,181. \quad (3.4)$$

Воздушная линии электропередачи:

$$x_{*л} = x_{*л} \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 13,87 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,049; \quad (3.5)$$

Трансформаторы Т (складываем //):

$$x_{*T} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{2S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{2 \cdot 40} = 1,312; \quad (3.6)$$



Рисунок 4 – Схемы замещения преобразование

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

$$x_{*1} = x_{*c} + x_{*л} + x_{*T} = 0,181 + 1,049 = 1,23. \quad (3.7)$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п,0} = \frac{E_{*c}}{x_{*1}} \cdot I_{61} = \frac{1,052}{1,23} \cdot 5,02 = 4,29 \text{ кА}; \quad (3.8)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,29 \cdot 1,72 = 10,4 \text{ кА}, \quad (3.9)$$

где $k_{уд}=1,72$ [6, стр. 23].

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

$$x_{*2} = x_{*c} + x_{*л} + x_{*T} = 0,181 + 1,049 + 1,312 = 2,542. \quad (3.10)$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п,0} = \frac{E_{*c}}{x_{*2}} \cdot I_{6II} = \frac{1,043}{2,542} \cdot 54,986 = 22,561 \text{ кА}; \quad (3.11)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 22,561 \cdot 1,85 = 59,02 \text{ кА}. \quad (3.12)$$

где $k_{уд}=1,85$ [6, стр. 23].

3.3 Выбор выключателя и разъединителя на стороне 110 и 10 кВ

Выбор выключателей осуществляется:

1. По напряжению установки;
2. По длительному току
3. По отключающей способности:

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{п,\tau} \leq I_{отк,ном}.$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \beta_{ном} I_{отк,ном} / 100, \quad (3.13)$$

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

$$\tau = \tau_{з,мин} + \tau_{с,в}; \quad (3.14)$$

где $\tau_{з,мин} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

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

$\beta_{ном}$ – допустимое содержание апериодической составляющей тока в токе отключения в %.

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

$$I_{п,0} \leq I_{дин}; \quad i_y \leq i_{дин}, \quad (3.15)$$

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

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

- 5.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \quad (3.10)$$

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

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

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с.

Таблица 5 – Выключатели и разъединители

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВМТ-110Б-20/1000УХЛ1	Разъединитель РГ-110/2000 ХЛ1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 128,015 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	$I_{\text{п.т}} = 4,29 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$	$i_{\text{а.т}} = 0,426 \text{ кА}$	-	-
$\sqrt{2}I_{\text{п.т}} + i_{\text{а.т}} \leq \sqrt{2}I_{\text{откл.ном}} \cdot (1 + \beta_{\text{н}} / 100)$	$\sqrt{2}I_{\text{п.т}} + i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot 4,29 + 0,426 = 6,49 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{\text{откл.ном}} (1 + \beta_{\text{н}} / 100) = \sqrt{2} \cdot 40 (1 + 25 / 100) = 70,71 \text{ кА}$	-
$I_{\text{п},0} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п},0} = 4,29 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	$I_{\text{у}} = 10,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$

Таблица 6 – Выключатели и разъединители

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВВД63А-10/5000У3	Разъединитель РВР-20/6300 У3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_{max} = 0.274 \text{ кА}$	$I_{ном} = 5000 \text{ А}$	$I_{ном} = 6300 \text{ А}$
$I_{п.т} \leq I_{ном.откл.}$	$I_{п.т} = 22,561 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 50 \text{ кА}$	-
$i_{a.т} \leq i_{a.ном}$	$i_{a.т} = 11,93 \text{ кА}$	-	-
$\sqrt{2}I_{п.т} + i_{a.т} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_H / 100)$	$\sqrt{2}I_{п.т} + i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot 22,561 + 11,93 = 43,83 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{отк.ном} (1 + \beta_H / 100) = \sqrt{2} \cdot 50 (1 + 36 / 100) = 96,166 \text{ кА}$	-
$I_{п.0} \leq I_{лин}$	$I_{п.0} = 22,561 \text{ кА}$	$I_{лин} = 50 \text{ кА}$	-
$i_v \leq i_{лин}$	$I_v = 59,02 \text{ кА}$	$i_{лин} = 120 \text{ кА}$	$i_{лин} = 260 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_k = 41,293 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 75000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 100^2 \cdot 4 = 160000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4

Механический расчет воздушных линий электропередач 110 кВ

Исходные данные:

Марка провода – АС 120/27.

Длина ВЛ – $L = 35,2 \text{ км}$.

Регион – Кемеровская область.

Тип местности – А [1, п. 2.5.6].

Район по ветровому давлению – III [1, рис. 2.5.1].

Район по толщине стенки гололеда – II [1, рис. 2.5.2].

Низшая температура – $t_- = -50^\circ \text{C}$ [5, табл. 1].

Высшая температура – $t_+ = +38^\circ \text{C}$ [5, табл. 2].

Среднегодовая температура – $t_{сг} = -1^\circ \text{C}$ [5, табл. 3].

Температура гололедообразования – $t_r = -5^\circ \text{C}$ [1, п. 2.5.51].

Трасса сооружаемой линии электропередачи 110кВ проходит по лесостепной местности протяженностью 32,5 км. Провода подвешены на свободностоящих

промежуточных железобетонных опорах марки П110–6В [3] и на анкерно – угловых опорах марки У110–2 [3].

4.1 Расчет механических нагрузок на провода от внешних воздействий

В соответствии с ГОСТ 839–80 «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи» [2]

провод АС 120/27 состоит из стального сердечника,

свитого из 7 стальных проволок $d = 2,2$ мм и проводниковой части в виде 30 алюминиевых проволок $d = 2,2$ мм. Технические данные провода приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические данные провода АС–120/27

Параметры	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение, мм ²	114	26,6	140,6
Диаметр, мм	15,4	6,5	22
Масса, кг/км	-	-	528

Согласно [1] интенсивность внешних воздействий на конструктивные элементы ВЛ принимают из частоты повторяемости наибольшей гололедной и ветровой нагрузок один раз в 25 лет. При этом нормативное ветровое давление $W_{вIII}$ в ветровом районе принимают равным 650 Па [1, табл. 2.5.1], а нормативная толщина стенки гололеда b_0 в гололедном районе составляет 15 мм [1, табл. 2.5.3].

4.1.1. Постоянная нагрузка

1. Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода :

$$P_n = M_{II} \cdot g \cdot 10^{-3} = 528 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 5,174 \text{ Н/м}, \quad (4.1)$$

где $M_{\text{п}}$ – вес провода;

$g=9,8 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения.

2. Удельная действующая нагрузка от собственной массы провода:

$$\gamma_n = \frac{P_n}{F} = \frac{5,174}{140,6} = 0,037 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2. \quad (4.2)$$

4.1.2. Нормативные нагрузки

3. Нормативная гололедная нагрузка на 1 м провода:

$$P_{\text{гн}}^H = \pi \cdot \kappa_i \cdot \kappa_d \cdot b_{\text{э}} \cdot (d_n + \kappa_i \cdot \kappa_d \cdot b_{\text{э}}) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3}, \quad (4.3)$$

κ_i, κ_d

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

$b_{\text{э}}$ – толщина стенки гололеда;

d_n – диаметр провода;

$\rho = 0,9 \text{ г/см}^3$ – ПЛОТНОСТЬ ЛЬДА.

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

$$h_{\text{ПР}} = h_{\text{СР}} - \frac{2}{3} \cdot f, \text{ где} \quad (4.4)$$

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

f – стрела провисания провода, м.

На строящейся ВЛ провод АС-120/27 будет смонтирован на стальных свободностоящих опорах марки П110-6, расстояние от земли до траверсы Н=19м (Рисунок 5). Для данного типа опоры допустимыми являются промежуточные пролеты в пределах $l=200-330$ м.

Среднеарифметическое значение высоты крепления проводов: (4.5)

$$h_{CP} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{mp}^i}{n} = \frac{19 + 19 + 6 + 19 + 12 + 19 + 16}{4} = 27,5 \text{ м, где}$$

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

H_{mp} - высота крепления провода к траверсе.

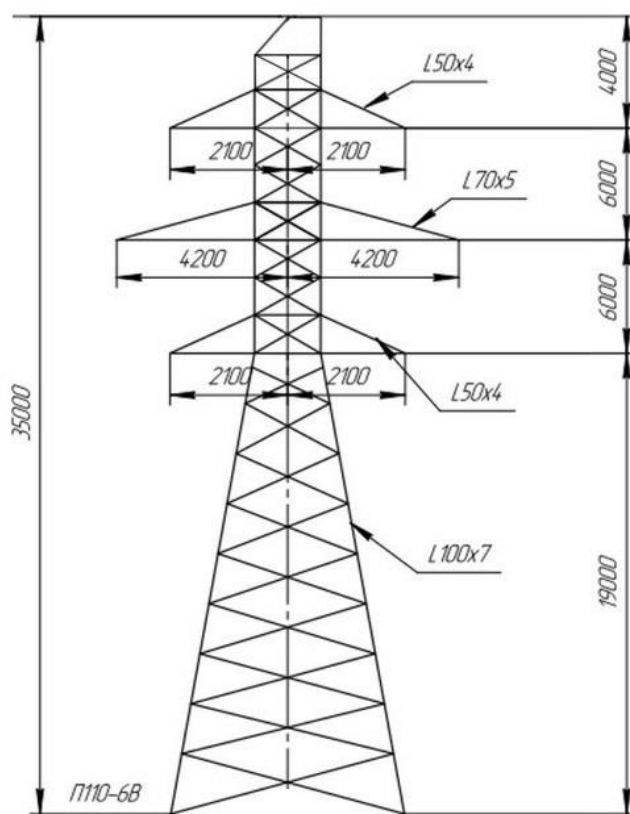


Рисунок 5 - Чертеж опоры П110-6

Таблица 6 - Характеристика опоры П110-6В

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

Маркировка опоры П110-6В:

П – промежуточная;

110 – напряжение, кВ;

6 – вариант стальных опор 110 кВ с болтовыми секциями вместо сварных.

Согласно техническим характеристикам провода, при среднеэксплуатационной работе линии, провод марки АС–120/27 имеет поперечное сечение проводника 114 мм² и поперечное сечение сердечника 26,6 мм².

Отношение сечений алюминиевой части провода и сечения стального сердечника провода :

$$\frac{F_A}{F_C} = \frac{114}{26,6} \approx 4,29 - \text{отношение сечений алюминиевой части провода и сечения}$$

стального сердечника провода.

В соответствии с [1, табл. 2.5.7], допустимое напряжение при среднегодовой

температуре для сталеалюминевых проводов сечением 120 мм² при $\frac{F_A}{F_C} \approx 4,29$

составляет $\sigma_{с2} = 102 \text{ Н/мм}^2$.

Примем длину пролета $l = 250 \text{ м}$. Тогда стрела провисания провода в середине пролета:

$$f = \frac{\gamma_{\text{П}} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{с2}} = \frac{0,037 \cdot 250^2}{8 \cdot 102} = 2,819 \text{ м.} \quad (4.4)$$

Высота расположения приведенного центра тяжести:

$$h_{\text{ПР}} = h_{\text{СР}} - \frac{2}{3} \cdot f = 19,25 - \frac{2}{3} \cdot 2,819 = 25,621 \text{ м.}$$

Согласно [1, п. 2.5.49] при высоте расположения приведенного центра тяжести

проводов или тросов более 25 метров поправки на толщину стенки гололеда на проводах и тросах вводятся .

$$P_{zn}^H = 3,14 \cdot 1,2 \cdot 0,83 \cdot 15 \cdot (15,4 + 1 \cdot 0,83 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 12,56 \text{ Н/м}$$

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

$$P_{wn}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_0 \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \text{ где} \quad (4.1)$$

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

k_l -

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

k_w - коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, принят равным 1,3 [1, табл. 2.5.2];

C_x

коэффициент лобового сопротивления, принимаемый равным 1,1 для всех проводов и тросов, не покрытых гололедом [1, п. 2.5.52];

W_0 - нормативное ветровое давление;

F - площадь продольного диаметрального сечения провода.

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

$$P_{wn}^H = 0,7 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,1 \cdot 650 \cdot 0,015 = 10,02 \text{ Н/м}$$

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

$$P_{wnz}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W_0 \cdot F \cdot \sin^2 \varphi, \text{ где} \quad (4.2)$$

$0,25 \cdot W_0 = W_{\Gamma}$ - гололедное ветровое давление;

$0,25 \cdot 650 = 162,5 \text{ Па} \rightarrow \alpha_w = 1$ [1, п. 2.5.52];

C_x – коэффициент лобового сопротивления, при учете, что провод покрыт гололедом, равен 1,2 [1, п. 2.5.52];

F - площадь продольного диаметрального сечения провода.

$b_y = b_{\text{э}} = 15 \text{ мм}.$

$$F = (d_n + 2 \cdot b_y) \cdot 10^{-3} = (15,4 + 2 \cdot 15) \cdot 10^{-3} = 0,045 \text{ м}^2. \quad (4.7)$$

$$P_{wnz}^H = 0,7 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,1 \cdot 162,5 \cdot 0,045 = 8,056 \text{ Н/м}.$$

4.1.3. Расчетные нагрузки

1. Расчетная гололедная нагрузка на 1м провода:

$$P_{zn} = P_{zn}^H \cdot \gamma_{nz} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d, \text{ где} \quad (4.8)$$

γ_{nz} - коэффициент надежности по ответственности равен 1 [1, п. 2.5.55];

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

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

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

$$P_{zn} = 12,56 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 8,164 \text{ Н/м}.$$

2. Удельная гололедная нагрузка :

$$\gamma_{zn} = \frac{P_{zn}}{F} = \frac{8,164}{140,6} = 0,058 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (4.9)$$

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

$$P_{wn} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f, \text{ где} \quad (4.1)$$

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

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

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

$$P_{wn} = P_{wn}^H \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 10,02 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 12,124 \text{ Н/м};$$

4. Удельная ветровая нагрузка :

$$\gamma_{wn} = \frac{P_{wn}}{F} = \frac{12,124}{140,6} = 0,086 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2. \quad (4.1)$$

5. Расчетная ветровая нагрузка на 1м провода с гололедом :

$$P_{wn2} = P^H_{wn2} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f ; \quad (4.1)$$

$$P_{wn2} = 8,056 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 9,748 \text{ Н/м};$$

6. Удельная ветровая нагрузка с гололедом:

$$\gamma_{wn2} = \frac{P_{wn2}}{F} = \frac{9,748}{140,6} = 0,069 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (4.1)$$

4.1.4.Результирующие нагрузки

1. Результирующая нагрузка от веса провода и веса гололеда:

$$p_{\Sigma 1} = p_n + p_{en} = 5,174 + 8,164 = 13,338 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{p_{\Sigma 1}}{F} = \frac{13,338}{140,6} = 0,095 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

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

$$p_{\Sigma 2} = \sqrt{p_n^2 + p_{wn}^2} = \sqrt{5,174^2 + 12,124^2} = 13,182 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{p_{\Sigma 2}}{F} = \frac{13,182}{140,6} = 0,094 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

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

$$p_{\Sigma 3} = \sqrt{p_{\Sigma 1}^2 + p_{wn2}^2} = \sqrt{13,338^2 + 9,748^2} = 16,521 \text{ Н/м};$$

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{p_{\Sigma 3}}{F} = \frac{16,521}{140,6} = 0,118 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Полученные результаты сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Нагрузки действующие на провод

Название	Нормативная	Расчетная	Удельная
Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода	-	5,174	0,037
Гололедная нагрузка действующая на 1м провода	12,56	8,164	0,058
Ветровая нагрузка действующая на 1м провода без гололеда перпендикулярно проводу	10,02	12,124	0,086
Ветровая нагрузка действующая на 1м провода с гололедом перпендикулярно проводу	8,056	9,748	0,069
Результирующая нагрузка 1	-	13,338	0,095
Результирующая нагрузка 2	-	13,182	0,094
Результирующая нагрузка 3	-	16,521	0,118

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

4.2 Определение физико-механических характеристик провода

Согласно [1, табл.2.5.8] для провода АС 120/27 с отношением $\frac{F_a}{F_c} = 4,29$:

температурный коэффициент линейного расширения $\alpha = 18,3 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$;

модуль продольной упругости $E = 8,9 \cdot 10^4 \text{ Н/мм}^2$.

По [1, табл.2.5.7] производим определение :

$$\sigma_{нб} = 153 \text{ Н/мм}^2 -$$

механическое напряжение при воздействии на провод наибольшей удельной механической нагрузки $\gamma_{нб}$;

$\sigma_{-} = 153 \text{ Н/мм}^2$ - механическое напряжение при воздействии на провод низшей температуры t ;

$$\sigma_{сэ} = 102 \text{ Н/мм}^2$$

механическое напряжение при воздействии на провод среднегодовой температуры $t_{сг}$.

Вариант 1

Исходные условия – возникновение наибольшей механической удельной нагрузки.

Искомые условия – среднеэксплуатационные, тогда уравнение состояния примет вид.

$$\sigma_{сэ1} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{сэ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_2), \quad (4.1)$$

Сводим к неполному кубическому

$$\sigma_{сэ}^3 - A \cdot \sigma_{сэ}^2 - B = 0, \quad (4.1)$$

$$\text{где } A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_2); \quad B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24}.$$

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

При $l \Rightarrow 0$:

$$\begin{aligned} \sigma_{сэ(н)}^{(1)} &= \sigma_{нб} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_2) = 153 - 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,9 \cdot 10^4 \cdot (-1 - (-5)) = \\ &= 146,485 \text{ Н/мм}^2 \end{aligned} \quad (4.1)$$

При $l \Rightarrow \infty$:

$$\sigma_{сэ(к)}^{(1)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_{нб}} \cdot \sigma_{нб} = \frac{0,037}{0,118} \cdot 153 = 47,975 \text{ Н/мм}^2 \quad (4.1)$$

Таким образом, среднеэксплуатационное механическое напряжение в проводе при условии возникновения наибольшей нагрузки будет изменяться в пределах от $146,485 \text{ Н/мм}^2$ до $47,975 \text{ Н/мм}^2$.

$$\begin{aligned} A &= 153 - \frac{0,118^2 \cdot 8,9 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 153^2} - 8,9 \cdot 10^4 \cdot 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot (-1 - (-5)) = ; \\ &= 146,485 - 0,002206 \cdot l_i^2 \\ B &= \frac{0,037^2 \cdot 8,9 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 5,077 \cdot l_i^2; \end{aligned}$$

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

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{\sigma_k^3 - A \cdot \sigma_k^2 - B}{3 \cdot \sigma_k^2 - 2 \cdot A \cdot \sigma_k} = \frac{\sigma_k^2 \cdot (2 \cdot \sigma_k - A) - B}{\sigma_k \cdot (3 \cdot \sigma_k - 2 \cdot A)} \quad (4.1)$$

Рассчитанные значения механического напряжения при длинах пролетов от 100 м до 350 м представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Результаты расчета уравнения состояния провода

L	A	B	σ_1	σ_2	σ_3	σ_4	σ_5	σ_6
1 0 0	124,43	5077 0,0	14 6,4 9	13 1,3 5	12 7,7 5	12 7,5 5	12 7,5 5	12 7,5 5
1 5 0	96, 85	114232,5	12 7,5 5	11 1,5 6	10 7,1 8	106,86	10 6,8 5	10 6,8 5
2 0 0	58, 25	2030 80,0	10 6,8 5	90, 72	86, 17	85, 82	85, 82	85, 82
2 5 0	8,6 1	3173 12,5	85, 82	73, 63	71, 28	71, 20	71, 20	71, 20
3 0 0	- 52, 06	456930,0	71, 20	63, 78	63, 02	63,01	63, 01	63, 01
3 5 0	- 12 3,7	6219 32,5	63, 01	58,66	58, 43	58, 43	58, 43	58, 43

Вариант 2

Исходные условия – действует низшая температура окружающей среды.

Искомые условия – среднеэксплуатационные :

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

При $l \Rightarrow 0$:

$$\sigma_{сэ(н)}^{(2)} = \sigma_- - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_-) = 153 - 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,9 \cdot 10^4 \cdot (-1 - (-50)) = 73,194 \text{ Н/мм}^2$$

При $l \Rightarrow \infty$

$$\sigma_{сэ(н)}^{(2)} = \frac{\gamma_n}{\gamma_n} \cdot \sigma_- = \frac{0,037}{0,037} \cdot 153 = 153 \text{ Н/мм}^2$$

Таким образом, среднеэксплуатационное механическое напряжение при условии действия низшей температуры будет изменяться в пределах от 73,194 Н/мм² до 153 Н/мм².

$$A = \sigma_- - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24 \cdot \sigma_-^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{сэ} - t_-) = 153 - \frac{0,037^2 \cdot 8,9 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24 \cdot 153^2} - 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,9 \cdot 10^4 \cdot (-1 - (-50)) =$$

$$= 73,194 - 0,000216 \cdot l_i^2$$

$$B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_i^2}{24} = \frac{0,037^2 \cdot 8,9 \cdot 10^4 \cdot l_i^2}{24} = 5,077 \cdot l_i^2$$

Рассчитанные значения механического напряжения при длинах пролетов от 100 м до 350 м представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Результаты расчета уравнения состояния провода

L	A	B	σ_1	σ_2	σ_3	σ_4	σ_5	σ_6
1 0 0	71 ,0 3	5077 0	73 ,1 9	80, 09	79, 15	79, 13	79, 13	79, 13
1 5 0	68 ,3 1	1142 32,5	79 ,1 3	84, 96	84, 37	84, 36	84, 36	84, 36
2 0 0	64 ,5 2	2030 80	84 ,3 6	90, 27	89, 74	89, 74	89, 74	89, 74
2 5 0	59 ,6 4	3173 12,5	89 ,7 4	95, 31	94, 89	94, 88	94, 88	94, 88
3 0 0	53 ,6 7	4569 30	94 ,8 8	99, 99	99, 67	99, 67	99, 67	99, 67
3	46	6219	99	10	10	10	10	10

5 0	,6 2	32,5	,6 7	4,3 0	4,0 6	4,0 6	4,0 6	4,0 6
--------	---------	------	---------	----------	----------	----------	----------	----------

На основании двух вариантов расчетов построим график зависимостей механического напряжения от длины пролета, представленного на рисунке 6.

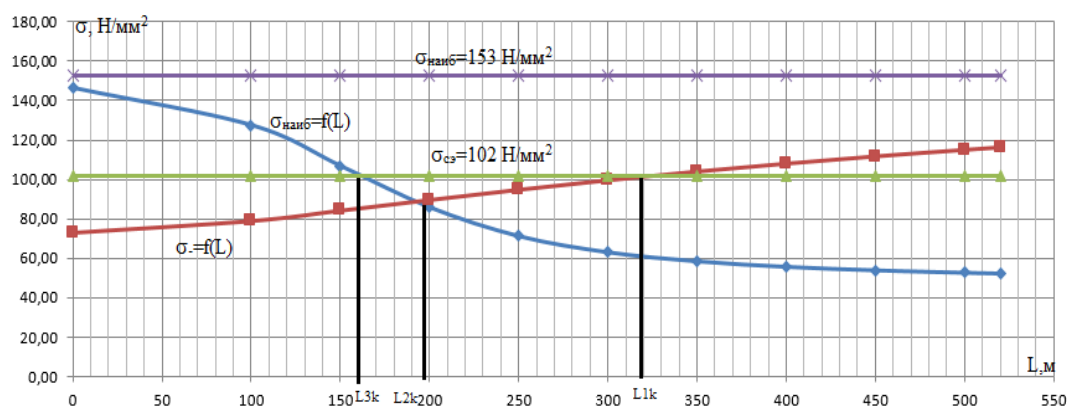


Рисунок 6 - Зависимости механических напряжений в проводе от длины пролета

Графически определяем значения критических пролетов:

Таблица 7 – Критические пролеты

Пролет	Расстояние
Первый	320 м
Второй	190 м
Третий	160 м

Произведем аналитический расчет критических пролетов:

$$\begin{aligned}
 l_{1к} &= 4,9 \cdot \frac{\sigma_-}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_- - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_- - t_{сэ})}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{\sigma_-}{\sigma_{сэ}} \right)^2 \right]}} = \\
 &= 4,9 \cdot \frac{153}{0,037} \cdot \sqrt{\frac{(153 - 102) + 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,9 \cdot 10^4 \cdot (-50 - 1)}{8,9 \cdot 10^4 \cdot \left[1 - \left(\frac{153}{102} \right)^2 \right]}} = 326,046 \text{ м}
 \end{aligned} \tag{4}$$

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_2 - t_-)}{\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n}\right)^2 - 1}} = 4,9 \cdot \frac{153}{0,037} \cdot \sqrt{\frac{18,3 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - (-50))}{\left(\frac{0,118}{0,037}\right)^2 - 1}} = 192,004 \text{ м} \quad (4)$$

$$l_{3к} = 4,9 \cdot \frac{\sigma_{нб}}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{(\sigma_{нб} - \sigma_{сэ}) + \alpha \cdot E \cdot (t_2 - t_{сэ})}{E \cdot \left[\left(\frac{\gamma_{нб}}{\gamma_n}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{нб}}{\sigma_{сэ}}\right)^2\right]}} =$$

$$= 4,9 \cdot \frac{153}{0,037} \cdot \sqrt{\frac{(153 - 102) + 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,9 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 1)}{8,9 \cdot 10^4 \cdot \left[\left(\frac{0,118}{0,037}\right)^2 - \left(\frac{153}{102}\right)^2\right]}} = 160,957 \text{ м} \quad (4)$$

Так как $l_{1к} > l_{3к}$ и $l_{зад} > l_{2к}$, определяющими условиями является режим наибольших нагрузок (наибольший скоростной напор с гололедом).

4.3 Расчет критической температуры

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

$$t_{кр} = (t_{Г} - 3) + \frac{\sigma_{нб}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{\Sigma 1}} =$$

$$= (-5 - 3) + \frac{153}{18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,9 \cdot 10^4} \cdot \frac{0,037}{0,118} = 21,456^{\circ} \text{ C} \quad (4.22)$$

$t_{+} = +38^{\circ} > t_{кр} = +21,456^{\circ} \rightarrow$ наибольшее провисание провода будет при нагрузке провода собственной массой, т.е. при высшей температуре.

4.4. Расчет габаритного пролета

При расстановке опор на ровной местности наибольшая возможная длина пролета может быть определена в зависимости от максимальной стрелы провисания, которую можно определить при заданной высоте подвеса провода на опоре, и, минимальном габарите – от низшей точки кривой провисания провода до земли рисунок 7.

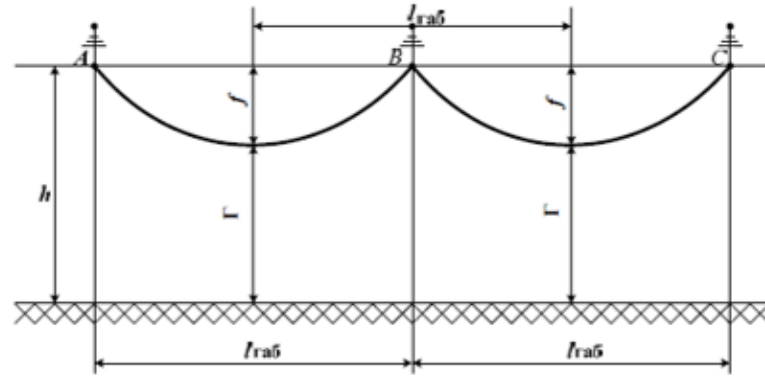


Рисунок 7 - Габаритный пролёт на линии электропередачи с одинаковой высотой точек подвеса провода

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

$\gamma[f]$

удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода.

$\gamma[\sigma]$ - удельная механическая нагрузка, принятая как исходная для расчета провода на прочность.

σ - напряжение в проводе, принятое как исходное для расчета провода на прочность.

E - модуль упругости.

α - температурный коэффициент линейного расширения.

$t[\sigma]$ - температура, принятая как исходная для расчета провода на прочность.

$t[f]$ - температура, при которой стрела провеса максимальна.

$$A = \frac{\gamma_f}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{нб}}{\sigma_{нб}} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} = \frac{0,037}{8 \cdot 2,819} + \left(\frac{0,118}{153} \right)^2 \cdot \frac{8,9 \cdot 10^4}{24} = 0,0038;$$

$$B = \sigma + \alpha E \cdot (t_\sigma - t_f) = 153 + 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,9 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 50) = 82,966;$$

$$C = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = \frac{8}{3} \cdot 2,819^2 \cdot 8,9 \cdot 10^4 = 1886000;$$

$$l_{заб} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C}}{2 \cdot A}} = \sqrt{\frac{82,966 + \sqrt{82,966^2 + 4 \cdot 0,0038 \cdot 1886000}}{2 \cdot 0,0038}} = 200,189 \text{ м.}$$

$$l_{заб} = 200,189 \text{ м} > l_{2к} = 192,004 \text{ м},$$

Таким образом, расчетным по –прежнему останется режим наибольших нагрузок (действующая нагрузка – на провод с гололедом от давления ветра). В дальнейших расчетах принимаем $l_{заб} = 200,189 \text{ м}$ [1].

Стрела провисания для габаритного пролета :

$$f_{заб} = \frac{\gamma_{II} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{нб}} = \frac{0,037 \cdot 200,189^2}{8 \cdot 153} = 1,211 \text{ м.}$$

4.5 Выбор изоляторов для промежуточной опоры

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.

Степень загрязнения атмосферы 3.

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

При наибольшей механической нагрузке:

$$\begin{aligned} 2,5(n_{\phi} \cdot \gamma_{нб} \cdot F_{нр} \cdot l_{вес} + G_{Г}) = \\ = 2,5(1 \cdot 0,118 \cdot 140,6 \cdot 250,236 + 600) = 11880 \text{ Н}, \end{aligned} \quad (4.2)$$

где $G_{Г}$ - средний вес гирлянды изоляторов, для линии 110 кВ.

При среднеэксплуатационных условиях:

$$\begin{aligned} 5(n_{\phi} \cdot \gamma_{П} \cdot F_{нр} \cdot l_{вес} + G_{Г}) = \\ = 5(1 \cdot 0,037 \cdot 140,6 \cdot 250,236 + 600) = 9509 \text{ Н}, \end{aligned} \quad (4.2)$$

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

$l_{вес}$ – наибольший весовой пролёт линии. В проектах для типовых опор принимают, м;

Так как по расчету провода на прочность определяющим условием является , режим максимальных нагрузок, следовательно $\sigma_{нб} = 153 \text{ Н/мм}^2$.

В аварийном режиме работы линии

$$1,8 \cdot \sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot \gamma_{нр} \cdot F_{нр} \cdot l_{вес}}{2} + G_{Г} \right)^2 + (K_{р\partial} \cdot T_{нб})^2} \leq P \quad (4.2)$$

$$T_{нб} = n_{\phi} \cdot \sigma_{нб} \cdot F_{нр} \quad (4.2)$$

где $K_{р\partial} = 0,4$ -коэффициент редукиции.

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

$$= 2\sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,037 \cdot 140,6 \cdot 250,236}{2} + 600\right)^2 + (0,4 \cdot 1 \cdot 153 \cdot 140,6)^2} = 17390 \text{ Н}$$

Расчет показывает, что выбор изоляторов для промежуточных опор следует проводить для режима обрыва провода. для режима обрыва провода.

Выбираем изолятор типа ПСВ–70 [3, табл. 1.7], технические характеристики которого представлены в таблице 9. Линейная арматура представлены в приложении Б.

Таблица 9 - Технические характеристики изолятора ПСВ-70

Механическая разрушающая сила, Н.	Диаметр тарелки, D, мм.	H, мм	Длина пути утечки, L_u , мм	Масса, кг
70000	280	127	442	8,6

Длина пути утечки:

$$L = \lambda_{\text{э}} \cdot U \cdot k = 2,5 \cdot 126 \cdot 1,05 = 330,75 \text{ см} \quad (4.2)$$

где $\lambda_{\text{э}}$ - удельная эффективная длина пути утечки тока, 2,5 см/кВ [1, т.1.9.1];

U - наибольшее рабочее междуфазное напряжение, 126 кВ (ГОСТ 721);

k - коэффициент эффективности, равен 1,05 [1, п.1.9.44; п 1.9.49; т 1.9.20].

Количество изоляторов в гирлянде:

$$m = \frac{L}{L_u} = 330,75 / 44,2 = 7,483 \approx 8 \text{ шт.} \quad (4.2)$$

где L_u - длина пути утечки одного изолятора, см.

Длина поддерживающих гирлянд изоляторов:

$$\lambda_{\text{и}} = m \cdot H + H_{\text{арм}} = 8 \cdot 0,127 + 0,408 = 1,424 \text{ м} \quad (4.2)$$

$H_{\text{арм}}$ - длина арматуры.

Вес поддерживающей гирлянды:

$$G_{\Gamma} = (m \cdot m_{\text{и}}) + m_{\text{ар}} = (8 \cdot 8,6) + 2,97 = 71,77 \text{ кг} \quad (4.2)$$

где $m_{\text{и}}$ - масса изолятора;

m_{ap} - масса арматуры.

4.6 Выбор изоляторов для анкерной опоры

Нормативная нагрузка для натяжных гирлянд анкерных опор в нормальном

режиме работы ВЛ при наибольшей температуре

$$2,5 \sqrt{\left(\frac{\gamma_{НБ} \cdot F_{ПР} \cdot \ell_{ВЕС}}{2} + G_{Г} \right)^2 + (\sigma_{НБ} \cdot F_{ПР})^2} =$$

$$= 2,5 \sqrt{\left(\frac{0,118 \cdot 140,6 \cdot 250,236}{2} + 600 \right)^2 + (153 \cdot 140,6)^2} = 54190 \text{ Н}$$

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

$$6 \sqrt{\left(\frac{\gamma_{П} \cdot F_{ПР} \cdot \ell_{ВЕС}}{2} + G_{с} \right)^2 + (\sigma_{сз} F_{ПР})^2} = 6 \sqrt{\left(\frac{0,037 \cdot 140,6 \cdot 250,236}{2} + 600 \right)^2 + (102 \cdot 140,6)^2} = 86370 \text{ Н}$$

Сравнение двух значений показывает, что при выборе изолятора для натяжной гирлянды следует ориентироваться на величину нормативной нагрузки при среднеэксплуатационных условиях.

Выбираем изолятор типа ПС–120, технические характеристики которого

представлены в таблице 10. Линейная арматура представлена в приложении В.

Таблица 10 - Технические характеристики изолятора ПС–120.

Механическая разрушающая сила, Н.	Диаметр тарелки, D, мм.	Н, мм	Длина пути утечки, L_u , мм	Масса, кг
120000	255	127	320	3,9

Длина пути утечки:

$$L = \lambda_s \cdot U \cdot k = 2,5 \cdot 126 \cdot 1,15 = 330,75 \text{ см}$$

где λ_s - удельная эффективная длина пути утечки тока, 2,5 см/кВ [1, т. 1.9.1];

k - коэффициент эффективности [1, п.1.9.44; п. 1.9.49; т. 1.9.20].

Количество изоляторов:

$$m = \frac{L}{L_k} = 330,75 / 32 = 10,336 \approx 11 \text{ шт.}$$

Длина натяжных гирлянд изоляторов:

$$\lambda_{\text{н}} = m \cdot H + H_{\text{ар}} = 11 \cdot 0,127 + 0,718 = 2,115 \text{ м}$$

где $H_{\text{ар}}$ -масса арматуры.

Вес натяжной гирлянды:

$$G_{\text{п}} = m \cdot n + m_{\text{ар}} = 3,9 \cdot 11 + 7,88 = 50,78 \text{ кг},$$

где $m_{\text{ар}}$ - масса арматуры.

4.7 Расчет шаблона для растановки промежуточных опор

Необходимо учесть следующие требования:

- принятый габарит не должен быть меньше регламентируемого ПУЭ;
- нагрузка на опоры не должна превышать значений, принятых для опор соответствующих типов.

Исходные условия: $\gamma_{\text{н}}, t_{-}, \sigma_{\text{габ}}$;

Искомые условия: $\gamma_{\Sigma 3}, t_{\text{сз}}, \sigma_{\text{нб}}$.

$$\sigma_{\text{габ}} - \frac{\gamma_{\text{п}}^2 \cdot E \cdot l_{\text{габ}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{габ}}^2} = \sigma_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\Sigma 3}^2 \cdot E \cdot l_{\text{габ}}^2}{24 \cdot \sigma_{\text{нб}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{+} - t_{\text{Г}}), \quad (4.3)$$

Числовые подстановки приводят к уравнению:

$$\sigma_{\text{габ}} - \frac{203500}{\sigma_{\text{габ}}^2} = -5,432 \quad (4.3)$$

$$\sigma_{\text{габ}}^3 + 5,432 \cdot \sigma_{\text{габ}}^2 - 203500 = 0 \quad (4.3)$$

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

$$\sigma_{\text{габ}k+1} = \frac{\sigma_{\text{габ}k}^2 \cdot (2 \cdot \sigma_{\text{габ}k} + 5,432) + 203500}{\sigma_{\text{габ}k} \cdot (3 \cdot \sigma_{\text{габ}k} + 64,8633)}, \quad (4.3)$$

Результаты итерационного процесса приведем в таблице 11.

Таблица 11 –Результаты расчета напряжения в проводе при габаритных климатических условиях, Н/мм²

$\sigma_{габ0}$	$\sigma_{габ1}$	$\sigma_{габ2}$	$\sigma_{габ3}$	$\sigma_{габ4}$	$\sigma_{габ5}$
153	101,381	70,05	54,51	49,75	49,75

Кривая 1 – кривая максимального провисания провода :

$$y = k_{ш} \left(\frac{x}{100} \right)^2 ; \quad (4.3)$$

где x – значение длины габаритного пролета в метрах:.

$k_{ш}$ – коэффициент шаблона :

$$x = (0 \div 0,75) l_{габ} = 0 \div 150,14 \text{ м} \quad (4.3)$$

$$k_{ш} = \frac{\gamma_{п} \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma_{габ}} = \frac{0,037 \cdot 10^4}{2 \cdot 49,75} = 3,718 ; \quad (4.3)$$

$$y = 2,6 \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2 . \quad (4.3)$$

Кривая

2–

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

$$h_{габ} = \Gamma + (0,3 \div 0,5) = 7 + 0,3 = 7,3 \text{ м}. \quad (4.3)$$

Габарит для ВЛ 110 кВ строящихся по населенной местности до поверхности земли равен 7м [1, табл.2.5.22].

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

$$h_0 = H_{тр}^{нжс} - \lambda_n = 19 - 1,211 = 17,789 \text{ м}, \quad (4.3)$$

где λ_n – длина гирлянды изоляторов на промежуточной опоре.

Результаты расчетов представлены в виде таблицы 12. Полученный в результате

расчетов шаблон для расстановки опор по продольному профилю трассы представлен на рисунке 5.

Таблица 12 - Результаты расчетов

x, м	y1	y2	y3
-200	14,87303	7,573033	-2,91597
-150	8,366081	1,066081	-9,42292
-100	3,718258	-3,58174	-14,0707
-50	0,929565	-6,37044	-16,8594
0	0	-7,3	-17,789
50	0,929565	-6,37044	-16,8594
100	3,718258	-3,58174	-14,0707
150	8,366081	1,066081	-9,42292
200	14,87303	7,573033	-2,91597

Полученный в результате расчетов шаблон для расстановки опор по продольному профилю трассы представлен на рисунке 8.

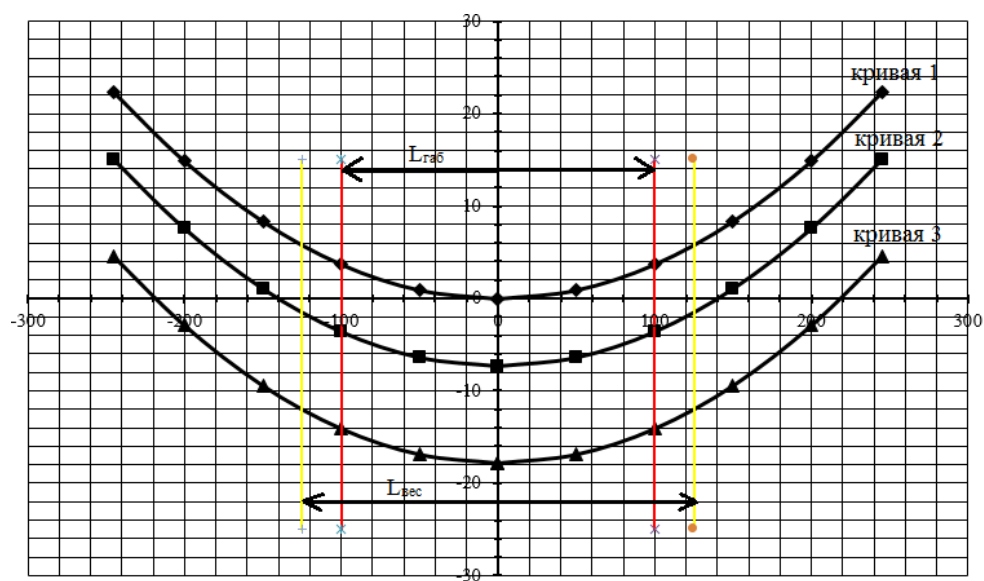


Рисунок 8 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

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.

4.8 Расчет грозозащитного троса

Согласно [1, п. 2.5.79] минимальное сечение троса для ВЛ 110 кВ, сооружаемых на двухцепных и многоцепных опорах – 50 мм². В качестве грозозащитного троса примем МЗ-В-ОЖ-Н-Р 9,2, сечением 57,6 мм², смонтирован на опоре типа П110-6В и имеет высоту от границы верхней траверсы до вершины тросостойки 4 м. Технические данные троса приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Технические характеристики грозозащитного троса

Параметры	МЗ-В-ОЖ-Н-Р-9,2
Действительная площадь поперечного сечения, мм ²	57,6
Масса смазанного каната, кг/км	519
Диаметр троса, мм	10

Высота гирлянды изоляторов – $\lambda_{\text{И}} = 1,424 \text{ м}$,

Высота изолятора, зажима и узла крепления троса – $\lambda_{\text{Т}} = 0,535 \text{ м}$

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

$$\alpha_{\text{т}} = 12 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1},$$

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

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

Допускаемые напряжения в тросе [1, табл.2.5.7]:

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

$\sigma_{\text{т сг}} = 420 \text{ Н/мм}^2$ при среднегодовой температуре воздуха.

Защитный угол проводов верхней траверсы на опоре: (4.4)

$$\alpha_{пв} = \arctg \frac{D_B}{H_{TC} + \lambda_{II} - \lambda_T} = \arctg \frac{2,1}{4 + 1,424 - 0,535} = 23,245^\circ,$$

где D_B - половина длины верхней траверсы опоры, м;

H_{TC} - высота тросостойки, м. (рис.1).

Защитный угол проводов средней фазы: (4.4)

$$\alpha_{пс} = \arctg \frac{D_C}{H_{CB} + H_{TC} + \lambda_{II} - \lambda_T} = \arctg \frac{4,2}{6 + 4 + 1,424 - 0,535} = 21,092^\circ;$$

где D_C - половина длины средней траверсы опоры, м;

H_{CB} - высота опоры между средней и верхней траверсами, м. Согласно [1, п. 2.5.120], значение защитного угла для одностоечных металлических опор с одним тросом не должно превышать допустимого значения 30° .

Определим нагрузки, действующие на трос.

4.9. Нагрузки, действующие на трос

1. Постоянно действующая нагрузка от собственного веса троса:

$$P_T = M_T \cdot g \cdot 10^{-3} = 544 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 5,331 \text{ Н/м} \quad (4.42)$$

$$\gamma_T = \frac{P_T}{F_T} = \frac{5,331}{57,6} = 0,093 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (4.43)$$

2. Ветровая нагрузка, действующая на 1м троса без гололеда перпендикулярно тросу:

Данная нагрузка соответствует ветровому давлению атмосферного перенапряжения.

$$W_a = 0,06 \cdot W_0, \text{ но не менее } 50 \text{ Па} [1, \text{ п. 2.5.73}],$$

$$W_a = 0,06 \cdot 600 = 36 \text{ Па} < 50 \text{ Па}$$

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

При $W_a = 50 \text{ Па}$ - $\alpha_W = 1$

При $l_{габ} = 200,189 \text{ м}$ - $k_l = 1$

$$k_W = 1,31$$

$$C_X = 1,2$$

$$F_T = 9,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

а) нормативная нагрузка:

$$\begin{aligned} P_{\text{wта}}^H &= \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot F_T \cdot \sin \varphi = \\ &= 1 \cdot 1 \cdot 1,31 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 9,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0,723 \text{ Н/м} \end{aligned} \quad (4.44)$$

б) расчетная нагрузка:

$$P_{\text{wта}} = P_{\text{wта}}^H \cdot \gamma_{mw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,723 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 0,875 \text{ Н/м}, \quad (4.45)$$

в) удельная нагрузка:

$$\gamma_{\text{wта}} = \frac{P_{\text{wта}}}{F_T} = \frac{0,875}{57,6} = 0,015 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (4.46)$$

3. Ветровая нагрузка с гололедом перпендикулярно тросу:

а) нормативная:

$$P_{\text{wтга}}^H = \alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_a \cdot (d_m + 2 \cdot b_{\text{э}}) \cdot 10^{-3} \quad (4.4$$

$$P_{\text{wтга}}^H = 1 \cdot 1,31 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot (9,2 + 2 \cdot 10) \cdot 10^{-3} = 0,574 \text{ Н/м}.$$

б) расчетная: (4.4

$$P_{\text{wтга}} = P_{\text{wтга}}^H \cdot \gamma_{\text{tw}} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,574 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 0,694 \text{ Н/м}$$

в) удельная: (4.4

$$\gamma_{\text{wтга}} = \frac{P_{\text{wтга}}}{F_T} = \frac{0,694}{57,6} = 0,012 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Расстояние по вертикале между проводом и тросом в середине пролета не должно

быть меньше нормируемого [1], однако там не указаны расстояния для промежуточных значений пролетов. Поэтому для длин пролетов, которые не превышают 1000

метров,

расстояние между тросом и проводом будет рассчитано для максимального значения пролета $l_{\max} = 1,25 \cdot l_{\text{габ}} = 1,25 \cdot 200,189 = 250,236$ метров по эмпирической формуле:

$$\begin{aligned} z_m &= 4 + 0,015 \cdot (l_{\max} - 200) = \\ &= 4 + 0,015 \cdot (250,236 - 200) = 4,754 \text{ м} \end{aligned} \quad (4.4)$$

Стрела провисания троса находится по формуле:

$$f_{ma} = f_n + \lambda_n + H_{mc} - \lambda_m - Z_m = 1,211 + 1,424 + 4 - 0,535 - 4,754 = 2,746 \text{ м} \quad (4)$$

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

Произведем проверку:

$$f_n - f_{ma} = 1,211 - 2,746 = 1,535 \text{ м} \quad (4.47)$$

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

$$l_{\text{прв}} = 0,9 \cdot l_{\text{габ}} = 0,9 \cdot 200,189 = 180,17 \text{ м}$$

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

$$\sigma_{\text{та}} = \frac{\gamma_{\Sigma \text{на}} \cdot l_{\text{пр}}^2}{8 \cdot f_{\text{та}}} = \frac{0,141 \cdot 180,1467^2}{8 \cdot 2,746} = 208,09 \text{ Н/мм}^2 \quad (4.48)$$

Проверим трос на механическую прочность, рассмотрев режим наибольших нагрузок.

Составим и решим основное уравнение состояния.

Исходные условия: $\gamma_{\Sigma \text{та}}, t_+, \sigma_{\text{та}}$

Искомые условия: $\gamma_{\Sigma \text{та}}, t_-, \sigma_{\text{нб}}$

Тогда уравнение состояния для проверки троса будет иметь вид:

$$\sigma_{\tau нб} - \frac{\gamma_{\Sigma 3 \tau a}^2 E_{\tau} l_{np}^2}{24 \sigma_{\tau нб}^2} = \sigma_{\tau a} - \frac{\gamma_{\Sigma 2 \tau a}^2 E_{\tau} l_{np}^2}{24 \sigma_{\tau a}^2} + \alpha_{\tau} E_{\tau} (t_a - t_z); \quad (4.4)$$

$$\sigma_{\tau нб} - \frac{4962000}{\sigma_{\tau нб}^2} = 49,092 \quad (4.4)$$

$$\sigma_{\tau нб}^3 - 49,092 \sigma_{\tau нб}^2 - 4962000 = 0. \quad (4.4)$$

Таблица 14 – Результаты расчетов напряжений в грозозащитном тросе при условии возникновения наибольшей механической нагрузки, Н/мм²

$\sigma 0$	$\sigma 1$	$\sigma 2$	$\sigma 3$
420	337,9413	305,405	305,405

Окончательный результат показывает, что напряжение в тросе не превышает допустимое значение, следовательно, подтверждаем выбор троса МЗ-В-ОЖ-Н-Р 9,2, механическая прочность которого обеспечена.

$$\sigma_{mHB} = 305,405 \text{ Н/мм}^2 < \sigma_m = 420 \text{ Н/мм}^2.$$

4.10 Расчет нагрузок, действующих на промежуточную опору П110-6В

Определим нормативные и расчетные нагрузки на промежуточную металлическую опору П110-6В в нормальном режиме работы ВЛ действуют нагрузки, показанные на рисунке 9:

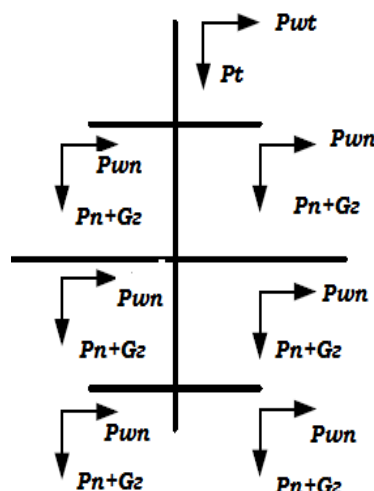


Рисунок 9 – Нагрузки, действующие на промежуточную опору

4.10.1. Постоянные нагрузки

1. Нагрузка от собственного веса опоры:

$$P_{\text{ОП}} = M_{\text{ОП}} \cdot g = 3750 \cdot 9,8 = 36750 \text{ Н} \quad (4.52)$$

2. Нагрузка от собственного веса гирлянд изоляторов:

$$G_{\text{ГП}} = (n_{\phi} \cdot n_{\text{и}} \cdot G_{\text{Г}} + G_{\text{ГТ}}) \cdot g = (3 \cdot 2 \cdot 71,77 + 17,07) \cdot 9,8 = 4249 \text{ Н} \quad (4.53)$$

3. Нагрузка от собственного веса провода на весовой пролет с учетом двух цепей и трехфазной системы:

$$P_{\text{П}} = 2 \cdot 3 \cdot P_{\text{П}} \cdot l_{\text{вес}} = 6 \cdot 5,174 \cdot 250,236 = 7768 \text{ Н} \quad (4.54)$$

4. Нагрузка от собственного веса троса на весовой пролет:

$$P_{\text{Т}} = P_{\text{Т}} \cdot l_{\text{вес}} = 5,331 \cdot 250,236 = 1334 \text{ Н} \quad (4.55)$$

Итого по постоянным нормативным нагрузкам:

$$P_{\text{ПОСТ}} = P_{\text{ОП}} + G_{\text{ГП}} + P_{\text{П}} + P_{\text{Т}} = 3675 + 4249 + 7768 + 1334 = 50100 \text{ Н} \quad (4.56)$$

4.10.2. Кратковременные нагрузки

1. Нагрузка от давления ветра на провода без гололеда (ветер перпендикулярно оси ВЛ) с учетом двух цепей и трехфазной системы проводов:

$$P_{\text{ВП}} = 3 \cdot P_{\text{ВП}} \cdot l_{\text{вес}} = 3 \cdot 12,124 \cdot 250,236 = 9102 \text{ Н} \quad (4.52)$$

2. Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда:

$$P_{\text{ВТ}} = P_{\text{ВТА}} \cdot l_{\text{вес}} = 0,875 \cdot 250,236 = 218,9 \text{ Н} \quad (4.53)$$

3. Нагрузка от веса гололеда на провод с учетом двух цепей и трехфазной системы:

$$P_{\text{ГП}} = 3 \cdot P_{\text{ГП}} \cdot l_{\text{вес}} = 3 \cdot 8,164 \cdot 250,236 = 6129 \text{ Н} \quad (4.54)$$

4. Нагрузка от веса гололеда на трос:

$$P_{\text{ГТ}} = P_{\text{ГТ}} \cdot l_{\text{вес}} = 8,31 \cdot 250,236 = 2079 \text{ Н} \quad (4.55)$$

5. Нагрузка от давления ветра на конструкцию опоры:

- нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки.

$$Q_c'' = k_w \cdot W \cdot C_x \cdot A$$

$$k_w = 1,25; W = 800 \text{ Па}; C_x = 1,1$$

A – площадь проекции опоры, м^2

Ширина базы опоры у ее основания - 2,8 м;

Высота опоры от основания до нижней траверсы - 19 м;

Площадь поверхности опоры:

$$A = 2,8 \cdot 19 + 1 \cdot (2,1 + 2,1 + 4,2 + 4,2 + 2,1 + 2,1) = 70 \text{ м}^2$$

$$Q_c^H = 1,24 \cdot 650 \cdot 1,1 \cdot 70 = 62060 \text{ Н}$$

- Нормативная пульсационная составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_{\Pi}^H = 0,5 \cdot Q_c^H = 0,5 \cdot 62060 = 31030 \text{ Н}$$

— - Расчетная ветровая нагрузка на конструкцию опоры:

$$Q = (Q_{\Pi}^H + Q_c^H) \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \quad (4.5)$$

$$\gamma_f = 1,1; \gamma_{nw} = 1; \gamma_p = 1,1$$

$$Q = (62060 + 31030) \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 112600 \text{ Н}$$

Итого по кратковременным нормативным нагрузкам:

$$\begin{aligned} P_{\text{кр}} &= P_{\text{вп}} + P_{\text{гп}} + P_{\text{вт}} + P_{\text{гт}} + Q = \\ &= 9102 + 218,9 + 6129 + 2079 + 112600 = 130200 \text{ Н} \end{aligned} \quad (4.5)$$

Нагрузка на промежуточную опору:

$$P_{\text{пр оп}} = P_{\text{пост}} + P_{\text{кр}} = 50100 + 130200 = 180300 \text{ Н} \quad (4.5)$$

4.11 Расчет спецперехода

На 6 км от начала трассы линия пересекает шоссе категории 1А, шириной 28,5 метров в месте пересечения. Местность имеет равнинный характер.

Цель – определение высоты над пересекаемыми объектами.

Согласно [1, п. 2.5.257.] при пересечении автомобильных дорог (шоссе) опоры ВЛ, ограничивающие пролет пересечения, должны быть анкерного типа нормальной конструкции.

Так как строительство воздушной линии планируется осуществить с использованием стальных свободностоящих опор, то и анкерные опоры следует выбрать стальные свободностоящие. Выбрана опора с шифром У110-2+5 с высотой расположения нижней траверсы, равной 19,5 м. расчет габарита производится только по нормальному режиму.

Согласно [1, табл. 2.5.35] вертикальное расстояние от проводов воздушной линии напряжением 110 кВ по полотна шоссе должно быть в нормальном режиме работы ВЛ не менее семи метров.

Наибольшее провисание провода имеет место при нагрузке провода собственной массой и массой гололеда, т.е. $\gamma_{\Pi} = 0,037 \left(\frac{H}{M \cdot \text{мм}^2} \right)$,

$$\sigma_{\text{габ}} = 107,873 \left(\frac{H}{\text{мм}^2} \right).$$

Пролет перехода составляет 200 метров.

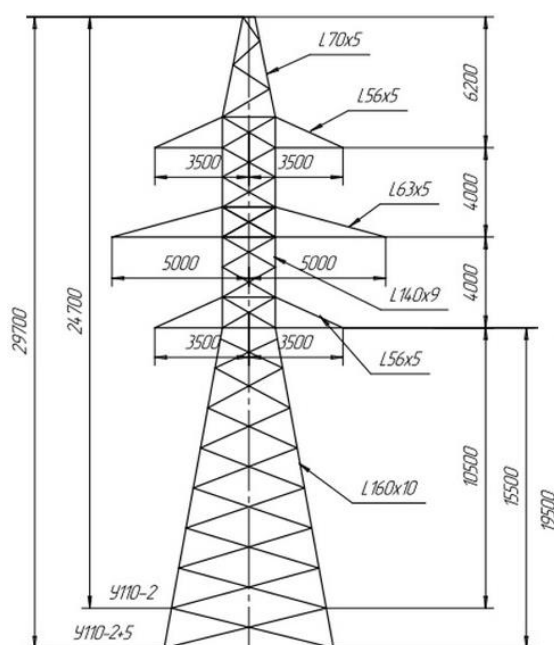


Рисунок 10 – Унифицированная анкерная угловая опора У110-2+5

Характеристики опоры представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристики опоры У110-2

Шифр опоры	У110-2+5
Гололед, мм	5-20
Марка провода	АС70/11-АС240/32
Пролет, м	-
Полная высота, м	29,7
Высота до нижней траверсы, м	19,5
Ширина, м	6,3
Масса, т	7,70

Маркировка опоры У110-2+5:

У – угловая;

110 – напряжение , кВ;

2 – двухцепная;

Расстояние от основания опоры до бровки земляного полотна согласно [1 табл. 2.5.35] равна высоте опоры, то есть 29,7 м. Так как необходимо учитывать сливную канаву для дороги 1А, примем расстояние от основания опоры до дороги 35 м.

Определение высоты ЛЭП над пересекаемыми автодорогами

$$\Gamma = h_{\text{в}} - y - h = 19,5 - 1,211 - 3 = 15,227 \text{ м} \quad (4.5)$$

Где, $h_{\text{в}}$ - отметка провеса провода на опоре, 19,5 м;

y - стрела провисания провода;

h - отметка пересекаемого автодороги, 3 м;

Что допустимо, так как согласно [1, табл. 2.5.35.] наименьшее расстояние по вертикали от провода до покрытия проезжей части при напряжении ВЛ 110 кВ – 7 метров.

$$y = \frac{\gamma x}{2\sigma}(l-x) = \frac{0,037 \cdot 49,25}{2 \cdot 107,873}(200 - 49,25) = 1,273 \text{ м} \quad (4.5)$$

Начало системы координат, совмещенное с точкой крепления нижнего провода на правой анкерной опоре, будет располагаться на высоте 19,5 м над принятым уровнем – земли. Продольный профиль трассы справа и слева от объектов пересечения сохраняет равнинный характер, поэтому угол уклона $\Theta \approx 0^\circ$.
Определим минимально допустимую длину пролета.

Согласно требованиям ПУЭ при пересечении ВЛ с автодорогами расстояние от основания опоры до габарита приближения строений на не автодорогах дорогах

должно быть не менее высоты опоры. От вертикальной оси левой опоры до левой

бровки земляного полотна – 40 м; от вертикальной оси левой опоры до правой бровки земляного полотна – 40 м; от вертикальной оси левой опоры до правой бровки земляного полотна – 74,4 м;

Так как поверхность земли слева от автострады имеет ровную поверхность, а справа – возвышенность высотой 3 м, опору располагаем справа от автодороги. Положение левой анкерной опоры определится расчетом.

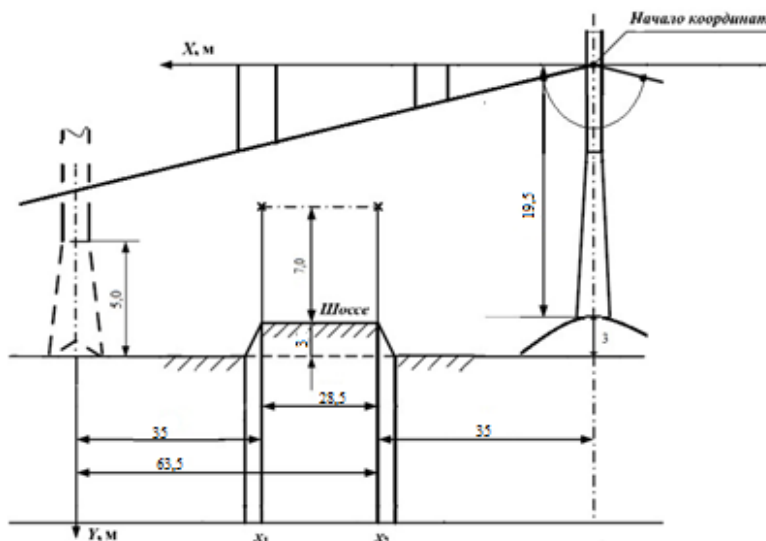


Рисунок 11 – Профиль трассы на участке пересечения воздушной линии электропередачи с автострадой.

Определяющими условиями при расчете провода на прочность принимаются гололедные условия:

$$\gamma_{нб} = 0,118 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2; \sigma_{нб} = 153 \text{ Н/мм}^2; t_{\Gamma} = -5^0 \text{ C}.$$

Так как проверку габаритов необходимо выполнить при допустимой температуре $t_{\text{доп}} = 70^{\circ}\text{C}$, составляется уравнение состояния провода, где исходные условия - условия низших температур, а искомые – условия работы провода при 70°C .

$$\sigma_{70} - \frac{\gamma_{np}^2 \cdot E \cdot l_{ан}^2}{24 \cdot \sigma_{70}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_{ан}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (70 - t_{\Gamma}) \quad (4.5)$$

$$\sigma_{70}^3 - A \cdot \sigma_{70}^2 - B = 0, \quad (4.5)$$

$$\text{где } A = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 \cdot E \cdot l_{ан}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (70 - t_{\Gamma}); B = \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{ан}^2}{24};$$

$$A = 153 - \frac{0,118^2 \cdot 8,9 \cdot 10^4 \cdot l_{ан}^2}{24 \cdot 153^2} - 8,9 \cdot 10^4 \cdot 18,3 \cdot 10^{-6} \cdot (70 + 5) = 30,847 - 0,00117 \cdot l_{ан}^2$$

$$B = \frac{0,037^2 \cdot 8,9 \cdot 10^4 \cdot l_{ан}^2}{24} = 5,077 \cdot l_{ан}^2$$

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

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k - \frac{\sigma_k^3 - A \cdot \sigma_k^2 - B}{3 \cdot \sigma_k^2 - 2 \cdot A \cdot \sigma_k} = \frac{\sigma_k^2 \cdot (2 \cdot \sigma_k - A) - B}{\sigma_k \cdot (3 \cdot \sigma_k - 2 \cdot A)}. \quad (4.5)$$

Нулевое приближение для вычисления механического напряжения:

$$\sigma_{70} = \sigma_{сэ(\kappa)}^{(1)} = 153 \text{ Н/мм}^2$$

Результаты расчета представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Результаты расчета механического напряжения σ_{70} при различных длинах анкерных пролетов, Н/мм²

L ан	A	B	σ_0	σ_1	σ_2	σ_3	Реше ние
---------	---	---	------------	------------	------------	------------	-------------

М							
100	19,13	50770,0	153,00	105,11	74,23	55,76	100
150	4,48	114232,5	44,62	50,77	50,07	50,06	150
200	-16,03	203080,0	50,06	54,16	53,89	53,89	200
250	-42,40	317312,5	53,89	56,73	56,61	56,61	250
300	-74,63	456930,0	56,61	58,62	58,57	58,57	300
350	-112,72	621932,5	58,57	60,03	60,01	60,01	350
400	-156,67	812320,0	60,01	61,09	61,08	61,08	400
450	-206,48	1028092,5	61,08	61,90	61,89	61,89	450
500	-262,15	1269250,0	61,89	62,53	62,52	62,52	500

Рассчитаем ординаты кривой провисания провода (высотные отметки положения низших проводов над инженерным сооружением) для точек на оси абсцисс, обозначенных на рис. 11 как x_1 , x_2 , x_3 , x_4 , x_5 (середина пролета).

Результаты расчетов приведены в таблице 17

Таблица 17 – Результаты расчётов ординат кривой провисания провода

$l_{ан}, м$	$x_1 = 38,15, м$	$x_2 = 52,4, м$	$x_3 = 66,65, м$
100	0,98	1,03	0,92
150	1,58	1,89	2,05

200	2,12	2,66	3,05
250	2,64	3,38	3,99
300	3,16	4,10	4,91
350	3,67	4,81	5,82
400	4,18	5,52	6,73
450	4,70	6,23	7,64
500	5,21	6,94	8,55

По результатам таблицы 18 видно, что искомый пролёт может находиться в пределах от 100 м и выше.

Проверка соблюдения запасов в габаритах Δ с учетом требований [1] для пролетов длиной 100 и более метров. Результаты расчетов приведены в таблице 18. Ячейки, для которых требования не выполняются, выделены цветом.

Таблица 18 – Результаты расчетов запасов в габаритах Δ

$l_{ан},$ м	Y(x1)	Y(x2)	Y(x3)
100	11,52	11,47	11,58
150	10,92	10,61	10,45
200	10,38	9,84	9,45
250	9,86	9,12	8,51
300	9,34	8,40	7,59
350	8,83	7,69	6,68
400	8,32	6,98	5,77
450	7,80	6,27	4,86
500	7,29	5,56	3,95

По результатам расчетов, приведенных в таблице 18, видно, что при изменении длины пролёта в диапазоне от 100 до 300 м запас габарита выдержан по отношению к автодороге.

4.12 Расчет нагрузок на анкерную опору

Определим нормативные и расчетные нагрузки на анкерную опору У110–2 в нормальном режиме работы ВЛ для дальнейшего выбора и проверки фундамента под опору.

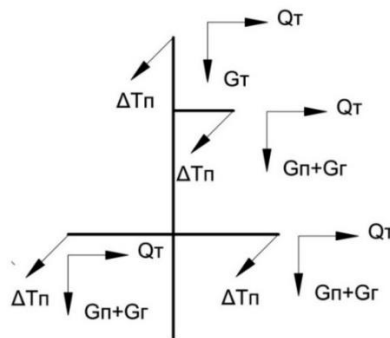


Рисунок 12 - Нагрузки, действующие на промежуточную опору

Нормативные нагрузки

а) собственный вес опоры:

$$P_{\text{ОП}} = 7700 \cdot 9,8 = 75460 \text{ Н} \quad (4.5)$$

б) собственный вес гирлянды изоляторов: (4.5)

$$G_{\text{ГП}} = (n_{\text{ф}} \cdot n_{\text{ц}} \cdot G_{\text{Г}} + G_{\text{ГТ}}) = (3 \cdot 2 \cdot 50,78 + 11,78) = 3101 \text{ Н}.$$

в) собственный вес проводов на весовой пролет с учетом одной цепи и трехфазной системы:

$$P_{\text{П}} = 2 \cdot 3 \cdot P_{\text{П}} \cdot l_{\text{вес}} = 6 \cdot 5,17 \cdot 250 = 7755 \text{ Н} \quad (4.6)$$

г) собственный вес троса на весовой пролет:

$$P_{\text{Т}} = P_{\text{Т}} \cdot l_{\text{вес}} = 5,331 \cdot 250 = 1333 \text{ Н} \quad (4.6)$$

Итого по постоянным нормативным нагрузкам: (4.6)

$$P_{\text{ПОСТ}} = P_{\text{ОП}} + G_{\text{ГП}} + P_{\text{П}} + P_{\text{Т}} = 75460 + 3101 + 7755 + 1333 = 87650 \text{ Н}$$

Кратковременные нагрузки

а) Нагрузка от давления ветра на провода без гололеда при направлении ветра перпендикулярно ВЛ с учетом одной цепи и трехфазной системы:

$$P_{\text{ВП}} = 3 \cdot P_{\text{ВП}} \cdot l_{\text{вес}} = 3 \cdot 12,124 \cdot 250 = 9102 \text{ Н} \quad (4.6)$$

б) Нагрузка от давления ветра на трос без гололеда: (4.6)

$$P_{\text{WT}} = P_{\text{Wта}} \cdot l_{\text{вес}} = 0,875 \cdot 250 = 218,95 \text{ Н}$$

в) Нагрузка от веса гололеда на провод с учетом одной цепи и трехфазной системы:

$$P_{\Gamma\Pi} = 3 \cdot P_{\Gamma\Pi} \cdot l_{\text{вес}} = 3 \cdot 8,164 \cdot 250 = 6129 \text{ Н} \quad (4.6)$$

г) Нагрузка от веса гололеда на трос: (4.6)

$$P_{\Gamma\Gamma} = P_{\Gamma\Gamma} \cdot l_{\text{вес}} = 8,31 \cdot 250 = 2079 \text{ Н}$$

д) Нагрузка от давления ветра на конструкцию опоры:

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки: (4.6)

$$Q_c^H = k_w \cdot W \cdot C_x \cdot A$$

$$k_w = 1,3; W = 650 \text{ Па}; C_x = 1,1$$

Ширина опоры по ее основанию – 6,3 м.

Высота опоры от основания до нижней траверсы – 15,5 м.

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

$$A = 6,3 \cdot 15,5 + 1 \cdot (7 + 10 + 7) = 121,65 \text{ м}^2$$

Нормативная средняя составляющая ветровой нагрузки:

$$Q_c^H = 1,3 \cdot 650 \cdot 1,1 \cdot 121,65 = 91330 \text{ Н}$$

• Нормативная пульсационная составляющая:

$$Q_{\Pi}^H = 0,5 \cdot Q_c^H = 0,5 \cdot 91330 = 45660 \text{ Н} \quad (4.6)$$

$$Q = (Q_{\Pi}^H + Q_c^H) \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \quad (4.6)$$

$$\gamma_f = 1,1; \gamma_{nw} = 1; \gamma_p = 1,1$$

$$Q = (91330 + 45660) \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 165800 \text{ Н}$$

Итого по кратковременным нормативным нагрузкам:

$$P_{\text{кр}} = P_{\text{вп}} + P_{\text{гп}} + P_{\text{вт}} + P_{\text{гт}} + Q =$$

$$= 9102 + 218,95 + 6129 + 2079 + 165800 = 183300 \text{ Н}$$
(4.7)

Нагрузка на промежуточную опору:

$$P_{\text{пр оп}} = P_{\text{пост}} + P_{\text{кр}} = 87650 + 183300 = 271000 \text{ Н}$$
(4.7)

4.13 Расчет грибовидного фундамента - подножника под промежуточную опору

Рассчитаем основание грибовидного подножника марки Ф4–2 [3, табл.1.16] под промежуточную опору П110–6В в нормальном режиме работы ВЛ. Эскиз фундамента представлен на рисунке 13. Технические данные фундамента приведены в таблице 19.

Пояснения:

Грунт – суглинки с показателем консистенции $J_L = 0,18$ и коэффициентом пористости $e = 0,5$.

Таблица 19 – Технические данные фундамента Ф4–2

Высота фундамента h , м	Глубина заложения h_{ϕ} , м	Размер стороны квадрата опорной плиты a , м	Масса фундамента G_{ϕ} , т
2,7	2,7	2,1×2,1	3,4

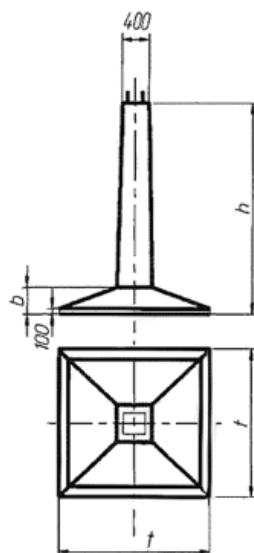


Рисунок - 13 Эскиз фундамента

где a – размер стороны квадратной опорной плиты подножника, м;

h_{ϕ} - глубина заложения подножника, м.

Сжимающая нагрузка, действующая на подножник, равна сумме постоянных и

кратковременных нормальных нагрузок, действующих на опору П10–6В и равна расчетной вырывающей нагрузке:

$$N_B^P = N_c = 180400 \text{ Н}$$

Нормативная вырывающая нагрузка равна итоговой сумме постоянных нагрузок, действующих на опору П10–6В:

$$N_B^H = 50100 \text{ Н}$$

Для грунтов (суглинки) с показателем консистенции $J_L = 0,18$ и коэффициентом пористости $e=0,5$:

- нормативное значение модуля деформации $E = 28 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$

- нормативный угол внутреннего трения $\varphi_H = 30^\circ$

- нормативное удельное сцепление грунта $c_H = 13 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$.

Давление на грунт основания промежуточного 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 промежуточного подножника $a = 1,5 \text{ м}$ и глубина заложенного фундамента $h_{\text{ф}} = 2,7 \text{ м}$.

$$R_s = 305 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$$

Для прямой промежуточной опоры, устанавливаемой в грунт (суглинки) с показателем консистенции $J_L = 0,18$ относительным заглублением $h / a = 2,7 / 1,5 = 1,8 \text{ м}$ объемным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н} / \text{м}^3$ расчетное давление $R_s = 305 \cdot 10^3 \text{ Н} / \text{м}^2$.

Для суглины с $J_L = 0,18$ и $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н} / \text{м}^3$ коэффициент бокового расширения $\mu = 0,6$ коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения $k_{\Gamma} = 1,1$. [7, П.2, т.2.13]

Угол внутреннего трения обратной засыпки: (4.7)

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi^H}{k_{\Gamma}} = 0,6 \cdot \frac{30}{1,1} = 16,364^\circ$$

Удельное сцепление грунта обратной засыпки: (4.7)

$$C_0 = \mu \cdot \frac{C^H}{k_{\Gamma}} = 0,6 \cdot \frac{13}{2,4} = 3,25 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$$

4.13.1 Расчет на сжатие

Среднее давление по подошве фундамента: (4.7)

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{N_{\text{с}}}{F} + \gamma_3 \cdot h_{\text{ф}} = \frac{180400}{2,1^2} + 17 \cdot 2,7 = 40950 \text{ Н} / \text{м}^2$$

$$\sigma_{\text{ср}} \leq R_s \text{ или } 40950 < 305000 \text{ Н} / \text{м}^2$$

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

4.13.2 Расчет на вырывание

Вырывающая нагрузка, действующая на фундамент :

$$N_B^H \leq m \cdot R_3 \cdot F_O + G_\Phi \cdot 9,8 = 1,2 \cdot 53 \cdot 4,41 + 3,4 \cdot 9,8 = 313,796 \text{ Н} \cdot 10^3 \quad (4.7)$$

где $m = m_{гр} \cdot m_o \cdot m_c = 1,2$ – коэффициент условия работы;

$m_{гр} = 1$ – коэффициент грунта;

$m_o = 1,2$ – коэффициент опоры;

$m_c = 1$ – коэффициент сочетаний (зависит от режима работы ВЛ. Для нормального режима - 1, для аварийного - 1,5);

$R_3 = 53 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$ – расчётное давление;

F_O – проекция плоскости верха плиты на гориз. плоскость;

G_Φ – масса подножника;

Сравниваем нормативную нагрузку с полученной:

$$N_B^H \leq m \cdot R_3 \cdot F_O + G_\Phi \cdot 9,8 \text{ или } 313796 < 50100 \text{ Н.}$$

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

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

4.13.3 Расчет по устойчивости (по несущей способности)

Определим объем обелиска грибовидного фундамента – подножника марки Ф4–2, если $a=2,1$ м:

$$a_1 = a + 2 \cdot h_\Phi \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 2,1 + 2 \cdot 2,1 \cdot \operatorname{tg} 16,364^\circ = 3,686 \quad (4.76)$$

$$\begin{aligned} V_\Phi &= \frac{h_\Phi}{6} [(2 \cdot a_1 + a) \cdot a_1 + (2 \cdot a + a_1) \cdot a] = \\ &= \frac{2,1}{6} \cdot [(2 \cdot 3,686 + 2,1) \cdot 3,686 + (2 \cdot 2,1 + 3,686) \cdot 2,1] = 23,16 \text{ м}^3 \end{aligned} \quad (4.77)$$

Определим сумму площадей боковых поверхностей грибовидного фундамента подножника марки Ф4–2:

$$\Sigma \omega_{\Phi} = 2h_{\Phi}(a + a_1) = 2 \cdot 2,7 \cdot (2,1 + 3,686) = 31,242 \text{ м}^2 \quad (4.78)$$

Далее проверяем, выполняется ли условие по несущей способности:

$$N_B^p \leq \frac{1}{K_H} (V_{\Phi} + 0,9G_{\Phi} \cdot 9,8) = \frac{1}{K_H} (V_{\Phi} \gamma_3 + C_0 \cos \varphi_0 \cdot \Sigma \omega_{\Phi} + 0,9G_{\Phi} \cdot 9,8) = \\ = \frac{1}{1} (23,16 \cdot 17 + 3,25 \cdot \cos 16,364^{\circ} \cdot 31,242 + 0,9 \cdot 3,4 \cdot 9,8) = 521131 \text{ Н}$$

$$N_B^p \leq \frac{1}{K_H} (N_{\Phi} + 0,9G_{\Phi} \cdot 9,8) \quad (4.79)$$

$180400 < 521131 \text{ Н} \cdot 10^3$, следовательно, выбранный фундамент удовлетворяет условию расчета по несущей способности.

4.14 Расчет грибовидного фундамента - подножника под анкерную опору

Рассчитаем основание грибовидного подножника марки Ф2–А [3, табл.1.17] под

промежуточную опору У110–2 в нормальном режиме работы ВЛ. В таблице 20 приведены технические данные фундамента Ф2–А.

Пояснения:

Грунт – суглина с показателем консистенции $J_L = 0,18$ и коэффициентом пористости $e = 0,5$.

Таблица 20 - Технические данные фундамента Ф2-А

Высота фундамента h , м	Глубина заложения h_{Φ} , м	Размер стороны квадрата опорной плиты a , м	Масса фундамента G_{Φ} , т
2,7	2,7	2,1×2,1	3,4

Маркировка фундамента Ф2–А :

Ф – фундамент;

2 – типоразмер;

А – под анкерно – угловые опоры.

Сжимающая нагрузка, действующая на анкерную плиту, равна сумме постоянных и кратковременных нормальных нагрузок, действующих на опору У110–2 и равна расчетной вырывающей нагрузке:

$$N_{\text{с}}^P = N_{\text{с}} = 271000 \text{ Н}$$

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

$$N_{\text{с}}^H = 87650 \text{ Н}$$

Для грунтов (суглина) с показателем консистенции и коэффициентом пористости выбираем следующие величины: нормативное значение модуля деформации $E = 28 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$

- нормативный угол внутреннего трения $\varphi_H = 30^\circ$
- нормативное удельное сцепление грунта $c_H = 13 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$.

Давление на грунт основания подножника, рассчитывается из условий предельных деформаций основания в нормативном режиме работы линии для $E = 28 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$ при размере стороны квадратного подножника $a = 1,5 \text{ м}$ и глубина заложения фундамента $h_{\text{ф}} = 3 \text{ м}$.

$$R_{\text{с}} = 305 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$$

Для прямой промежуточной опоры, установленной субглиной с показателем консистенции $J_L = 0,18$ с относительным заглублением $h / a = 3 / 1,8 = 1,66$ м, объемным весом грунта обратной засыпки при механическом уплотнении $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^3$ расчетное давление $R_{\text{с}} = 305 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2$.

Для грунта (субглина) с $J_L = 0,18$ и $\gamma_3 = 17 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^3$ коэффициент бокового расширения

$$\mu = 0,6$$

коэффициент безопасности по грунту для угла внутреннего трения $k_{\text{Г}} = 1,1$.

Угол внутреннего трения обратной засыпки: (4.80)

$$\varphi_0 = \mu \cdot \frac{\varphi^H}{k_{\Gamma}} = 0,6 \cdot \frac{30}{1,1} = 16,364^0$$

Удельное сцепление грунта обратной засыпки: (4.81)

$$C_0 = \mu \cdot \frac{C^H}{k_{\Gamma}} = 0,6 \cdot \frac{13}{2,4} = 3,25 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}$$

4.14.1 Расчет по деформации (на сжатие)

Среднее давление по подошве фундамента: (4.82)

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{N_{\text{с}}}{F} + \gamma_3 \cdot h_{\text{ф}} = \frac{271000}{2,1^2} + 17 \cdot 3 = 83690 \text{ Н/м}^2$$

$$\sigma_{\text{ср}} \leq R_s \text{ или } 83690 < 305000 \text{ Н/м}^2$$

Условие расчета по деформациям на сжатие соблюдается, и вертикальная осадка фундамента Ф2 – А находится в допустимых пределах.

4.14.2 Расчет по деформациям (на вырывание)

Вырывающая нагрузка, действующая на фундамент: (4.83)

$$N_{\text{В}}^H \leq m \cdot R_3 \cdot F_{\text{О}} + G_{\text{Ф}} \cdot 9,8 = 1,2 \cdot 75 \cdot 1,5^2 + 3 \cdot 9,8 = 223,02 \text{ Н} \cdot 10^3$$

Где $R_3 = 53 \text{ Н} \cdot 10^3 / \text{м}^2$ – расчётное давление;

$F_{\text{О}}$ – проекция плоскости верха плиты на гориз. плоскость;

$G_{\text{Ф}}$ – масса подножника;

$m = m_{\text{ГР}} \cdot m_{\text{О}} \cdot m_{\text{С}} = 1,2$ – коэффициент условия работы;

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

$m_{\text{О}} = 1,2$ – коэффициент опоры;

$m_{\text{С}} = 1$ – коэффициент сочетаний (зависит от режима работы ВЛ. Для нормального режима - 1, для аварийного - 1,5);

Сравниваем нормативную нагрузку с полученной: $N_B^H \leq m \cdot R_3 \cdot F_O + G_\Phi \cdot 9,8$
или $87650 < 223800 \text{ Н}$

Фундамент марки Ф2–А удовлетворяет условию расчета по деформациям на вырывание.

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

4.14.3 Расчет по устойчивости (по несущей способности)

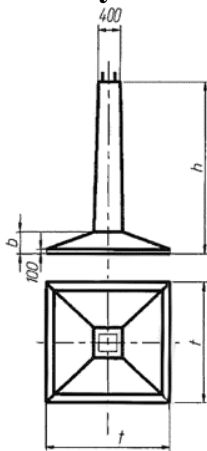


Рисунок 14 - Эскиз фундамента

Здесь: a – размер стороны квадратной опорной плиты подножника, м; h_Φ – глубина заложения подножника, м.

Определим объемobelиска грибовидного фундамента – подножника марки Ф2–А, если $a=1,8$ м:

$$a_1 = a + 2 \cdot h_\Phi \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 = 1,8 + 2 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg} 16,364^\circ = 3,562 \quad (4.84)$$

$$V_\Phi = \frac{h_\Phi}{6} [(2 \cdot a_1 + a) \cdot a_1 + (2 \cdot a + a_1) \cdot a] = \frac{3}{6} [(2 \cdot 3,562 + 1,8) \cdot 3,562 + (2 \cdot 1,8 + 3,562) \cdot 1,8] = 22,337 \text{ м}^3$$

Определим сумму площадей боковых поверхностей грибовидного фундамента подножника марки Ф2-А:

$$\Sigma \omega_{\phi} = 2h_{\phi}(a + a_1) = 2 \cdot 3 \cdot (1,8 + 3,562) = 32,171 \text{ м}^2 \quad (4.85)$$

Далее проверяем, выполняется ли условие по несущей способности: (4.86)

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

Где N_{ϕ} – предельное сопротивление вырыванию;

$$N_{\phi} = V_{\phi} \gamma_3 + C_0 \cos \varphi_0 \cdot \Sigma \omega_{\phi} \quad (4.87)$$

V_{ϕ} – объём обелиска фундамента, м³;

γ_3 – вес грунта обратной засыпки, Н·10³;

φ_0 – угол внутреннего трения обратной засыпки, град;

$\Sigma \omega_{\phi}$ – суммарная площадь боковых поверхностей фундамента;

K_H – коэффициент надёжности;

N_B^p – вырывающая нагрузка, действующая на грибовидный фундамент. Данная нагрузка равна сумме постоянных и кратковременных нагрузок, действующих на опору ;

$$\begin{aligned} N_B^p &\leq \frac{1}{K_H} (V_{\phi} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8) = \frac{1}{K_H} (V_{\phi} \gamma_3 + C_0 \cos \varphi_0 \cdot \Sigma \omega_{\phi} + 0,9G_{\phi} \cdot 9,8) = \\ &= \frac{1}{1} (22,337 \cdot 17 + 3,25 \cdot \cos 16,364^{\circ} \cdot 32,171 + 0,9 \cdot 3 \cdot 9,8) = 389625 \text{ Н} \end{aligned}$$

$$271000 < 389625 \text{ Н} \cdot 10^3,$$

следовательно, выбранный фундамент Ф2 – А удовлетворяет условию расчета по несущей способности.

5 Результаты модернизации КС

Надежность электрических сетей определяется резервами пропускной способности сети, ее живучестью, управляемостью, надежностью отдельных элементов и систем и соответствующим построением сети.

Электрическая сеть имеет незначительную протяженность и ограниченную пропускную способность линий в отдельных сечениях. Встает вопрос по изучению технологической модернизации системы электроснабжения КС на работу электрической сетей, так как новое оборудование ранее не использовалось в данной системе, что может привести к нежелательным последствиям, потому что существует возможность избытка реактивной мощности, а так же появление высоких гармоник.

В частности, большой проблемой является установка асинхронных двигателей вместе с преобразователями частоты, воздействие которых на энергосистему проверено только проектировщиками, без учета особенностей места их установки.

5.1 Расчет режимов до и после реконструкции КС

Для проведения данного расчета на первом этапе использовалась ГКС «Ивановская» до реконструкции, где в эксплуатации находилось 5 двигателей типа СТД 4000, и второй этап, с заменой этих двигателей на более новые, асинхронные машины ЭГПА 4,0. После того как установившийся режим рассчитан, можно перейти к решению такой задачи как проверка АВР (автоматическое включение резерва). На газокompрессорной станции были установлены синхронные двигатели, подключенные к двум секциям, которые между собой соединены секционным выключателем, отключенным в нормальном режиме. На первой секции подключено три синхронных двигателя, а на второй, соответственно, два. Для проверки АВР между узлом 5(первая секция) и узлом 3(подстанция «Ивановка» сторона низкого напряжения) было смоделировано короткое замыкание, из-за которого была отключена данная связь, для возобновления питания секции шин сработало АВР. В течение 10 секунд после включения АВР процесс наблюдался на графиках. В качестве контролируемых параметров были взяты скольжения двух двигателей, а так же активная и реактивная мощность. Как видно из графика, представленного на рисунке 15 скольжение двигателей в момент короткого замыкания резко изменяется, особенно хорошо это заметно для двигателя, который находится в

узле 10, и только по прошествии более чем 6 секунд колебания затухают, и скольжение S становится равным 0. Что касается реактивной мощности, то она заметно снизилась за то же время, что приводит к падению напряжения. Значения тока синхронного двигателя I_g на графике, который находится в приложении 3 после замыкания на линии между шиной и подстанцией снижается, и после того как сработает АВР по прошествии некоторого времени принимает исходное значение. Если же рассмотреть графики, на которых показаны значения напряжений в момент протекания данного процесса, то можно увидеть, как в момент КЗ изменяется напряжение на шинах ГКС и в узлах прилегающей сети. Снижение напряжения происходит не значительно во всех узлах сети.

АВР прошло успешно, при значительном снижении напряжения в диапазоне от 0,3 кВ до 2 кВ в зависимости от участка исследуемой схемы, что является недопустимым в отношении потребителей электроэнергии, потому что допустимо колебание значения напряжения до 5% в нормальных режимах и до 10% в аварийных краткосрочных ситуациях, а снижение напряжения на 19% недопустимо в данной ситуации.

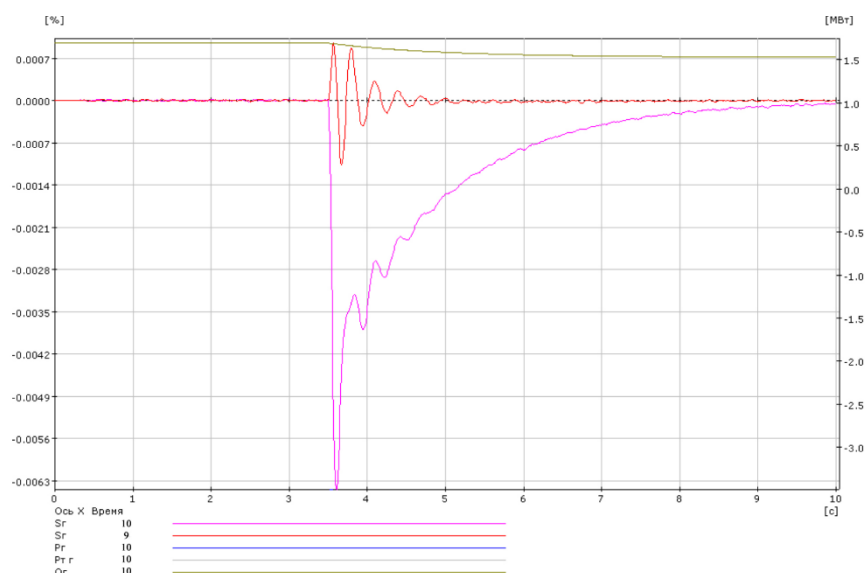


Рисунок 15 - График изменения S, P и Q при включении АВР

При рассмотрении остальных графиков можно заметить, что по истечению некоторого времени все электрические величины возвращаются на прежний уровень.

Помимо проверки работы АВР было смоделировано еще два режима, в первом случае происходит отключение связи одного из двигателей с шиной, затем с интервалом времени в 0,5 секунды происходит команда «изменить возбудитель», далее происходит действие «изменить генератор», а после включается связь, в последующие 6 секунд повторно происходят действия после отключения связи. Все это является проверкой пуска синхронного двигателя.

5.2 Результаты моделирования данного вида режима

Значение реактивной мощности снизилось при пуске двигателя. Далее это значение со временем повысилось, и значение Q_g стало близким к исходному. Если же рассматривать напряжение на двигателе, то в момент разрыва связи между двигателем и шиной оно снижается до 0, затем происходит изменение возбудителя и генератора, и в итоге через 4,5 секунды включается связь и напряжение величиной 8,47 кВ, которое в течении 0,1 секунды снижается почти до 7 кВ, а затем начинает расти и в итоге принимает номинальное значение. Проведя данные расчеты можно сказать, что использование на газокompрессорных станциях синхронных двигателей вполне приемлемо, но на внешнюю сеть оказывает отрицательное воздействие, так например напряжение снижется до 8,8 кВ на шинах подстанции низкого напряжения, что составляет 16,2% от номинального, что превышает значения приведенные выше. На шинах высокого напряжения произошло падение до 104 кВ, при проведения второго эксперимента, что тоже может произвести отрицательное воздействие на работу энергосистемы.

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что синхронные двигатели полностью не удовлетворяют выше изложенным требованиям и, в соответствии с этим, было принято решение установить асинхронные, из-за

снижения напряжения, что может привести к ухудшению электроснабжения потребителей, которые питаются непосредственно от исследуемого участка энергосистемы.

Синхронные двигатели широко применяются и в наше время благодаря использованию современных тиристорных преобразователей, которые позволяют осуществлять регулирование скорости данных двигателей путем изменения напряжения на якоре или в обмотках возбуждения. Для расширения диапазона регулирования скорости используются различные сигналы обратной связи (напряжение на якоре, тахогенераторы и т.д.). Однако эксплуатация синхронных двигателей влечет за собой ряд значительных неудобств, связанных с конструктивными особенностями машин данного типа, а именно:

1. Сложность конструкции и, как результат, высокая цена
2. Наличие щеточно-коллекторного узла
3. Большая масса
4. Необходимость в периодическом обслуживании

Все эти недостатки требуют существенных затрат при покупке синхронных двигателей и их дальнейшей эксплуатации, а так же они могут значительно снизить надежность и точность систем в целом. Необходимо планировать дополнительные планово-предупредительные работы и останавливать производство для обслуживания щеточно-коллекторных узлов и проводить периодическую продувку машин от пыли.

До недавнего времени внедрение асинхронных двигателей (АД) с короткозамкнутыми роторами в системы, где требуется широкий диапазон регулирования скорости, не представлялось возможным, а для изменения скорости движения приводимых механизмов использовались переключаемые редукторы или варнаторы. Дальнейшим развитием таких систем стало появление асинхронных двигателей с переключением числа полюсов (двух и трех скоростные двигатели), что позволяло ступенчато изменять скорость вращения.

С развитием полупроводниковой электроники (разработка IGBT транзисторов), появилась возможность производства недорогих микропроцессорных преобразователей частоты, с помощью которых стало возможным полноценно управлять скоростью асинхронных двигателей в широком диапазоне регулирования (1:1000). Теперь частота вращения АД не зависит от частоты питающей сети, двигатели можно разгонять выше их номинальной скорости. Так же появилась возможность управления моментом асинхронных двигателей. Системы управления движением с использованием асинхронных двигателей и преобразователей частоты, получаются дешевле и проще подобных систем с двигателями постоянного тока. В качестве датчиков обратной связи широко используются цифровые устройства (энкодеры), которые менее подвержены влиянию электромагнитных помех, чем тахогенераторы, классически используемые с машинами постоянного тока. Асинхронный двигатель – простая, недорогая, не требующая обслуживания машина. Именно эти аргументы привели к тому, что на многих предприятиях машины постоянного тока с тиристорными преобразователями стали заменять на асинхронные двигатели с системами управления, построенными на преобразователях частоты.

При подборе асинхронного двигателя взамен синхронного двигателя необходимо учитывать разность характеристик этих машин. Подбор двигателя осуществляется по следующим параметрам:

1. По номинальной скорости вращения

Диапазон изменения частоты вращения вала асинхронного двигателя должен быть равен или больше чем у двигателя постоянного тока.

2. По моменту (номинальному, пусковому, максимальному)

Номинальный момент асинхронного двигателя должен быть равен или быть больше исходного при условии длительной работы в заданном диапазоне частот вращения без перегрева. Максимальный и пусковой моменты должны быть равны или быть больше пускового момента определенного для данного механизма.

При расчете режима работы электрических сетей с установкой на ГКС АД в расчетной модели были сделаны некоторые изменения. Основным отличием конструктивного исполнения является, как говорилось выше, количество электрических машин, а конкретно уменьшение с 5 до 3. План реконструкции и техническое перевооружение оборудования ГКС приведено на рисунке 16.

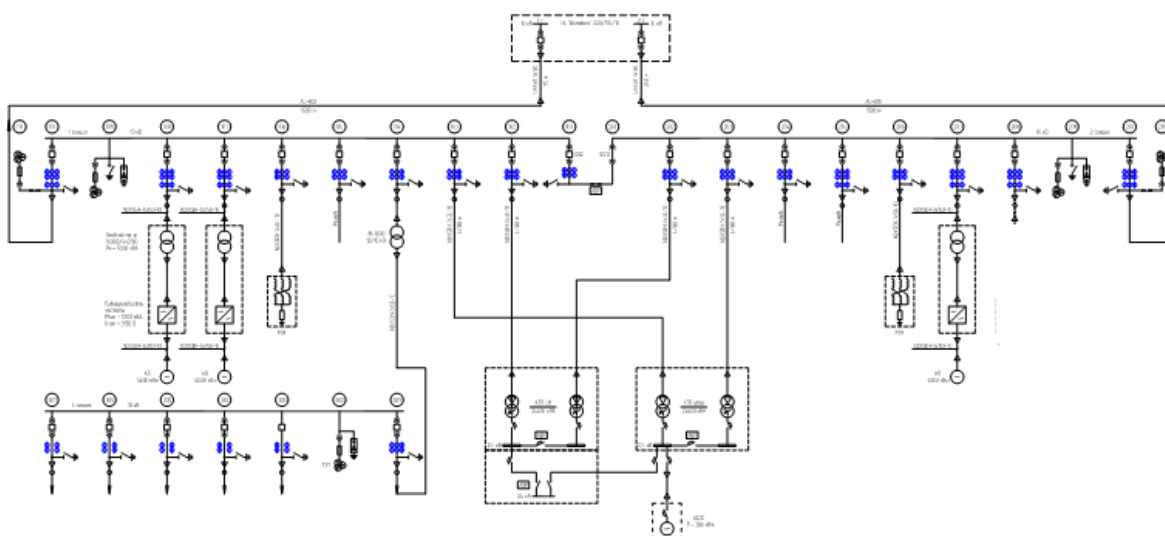


Рисунок 16 - План модернизации ГКС

В ходе расчета установившегося режима после установки асинхронных двигателей можно заметить, что напряжение практически не изменилось, если только на 0,1-0,2 кВ. Перетоки мощности в линиях так же остались практически без изменений. Данные о расчете установившегося режима в узлах можно увидеть в таблице Е.1, данные о ветвях и небалансах находятся в приложении Е. После того как был произведен расчет установившегося режима было смоделировано отключение питания двигателя в узле 10 и через 2 секунды возобновление питания. На рисунке 17 приведен график изменения напряжения, скольжения, а так же $M_{\text{тор}}$ и $M_{\text{эл}}$. Как видно из графика напряжение в момент отключения питания стало равным 0, этого и следовало ожидать, но после включения питания вновь напряжение заметно просело, в момент отключения на двигателе присутствовала нагрузка и при потере питания двигатель начал затормаживаться, о чем свидетельствуют показания графика, а именно моментов. Для того, чтобы вновь оказаться в нормальном режиме работы асинхронный двигатель начинает потреблять ток, за счет чего и снижается напряжение. Если же обратить внимание на изменение напряжения на шинах и подстанции, то можно заметить что в среднем оно проседает от 1 кВ до 4 кВ, в зависимости от класса напряжение.

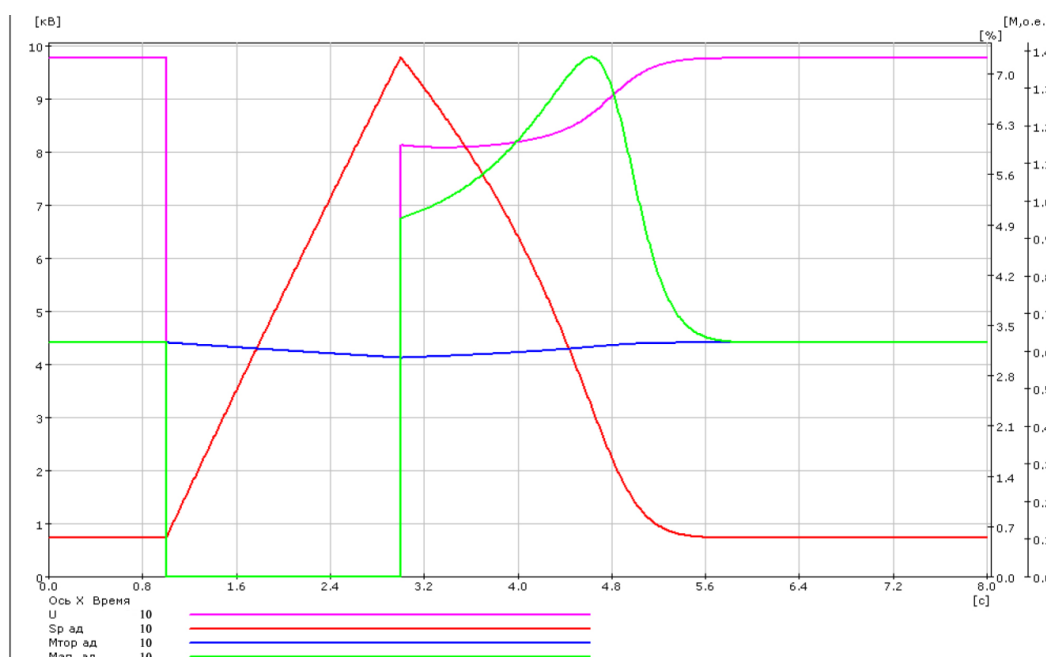


Рисунок 17 – График изменения U, S, Mтор и Mэл

Вторым этапом расчета динамики является проверка АВР, как и в случае с синхронными двигателями. Между шиной, на которую, подключены двигатели 9 и 10, и подстанцией «Ивановка» было смоделировано короткое замыкание, затем отключение участка линии 5-7, после этого происходит автоматическое включение резерва и двигатели продолжают свою работу. Напряжение повело себя точно так же, как и в предыдущем случае, после того как произошло АВР, оно понизилось и постепенно восстановилось, почему это произошло, описано выше. График изменения токов двигателей и ток в линии, которая идет от ГКС до подстанции находится на рисунке 18. Из этого графика можно увидеть, как резко изменяются значения токов, причем абсолютно везде, будь то присоединение двигателя к шине, или же средняя сторона подстанции.

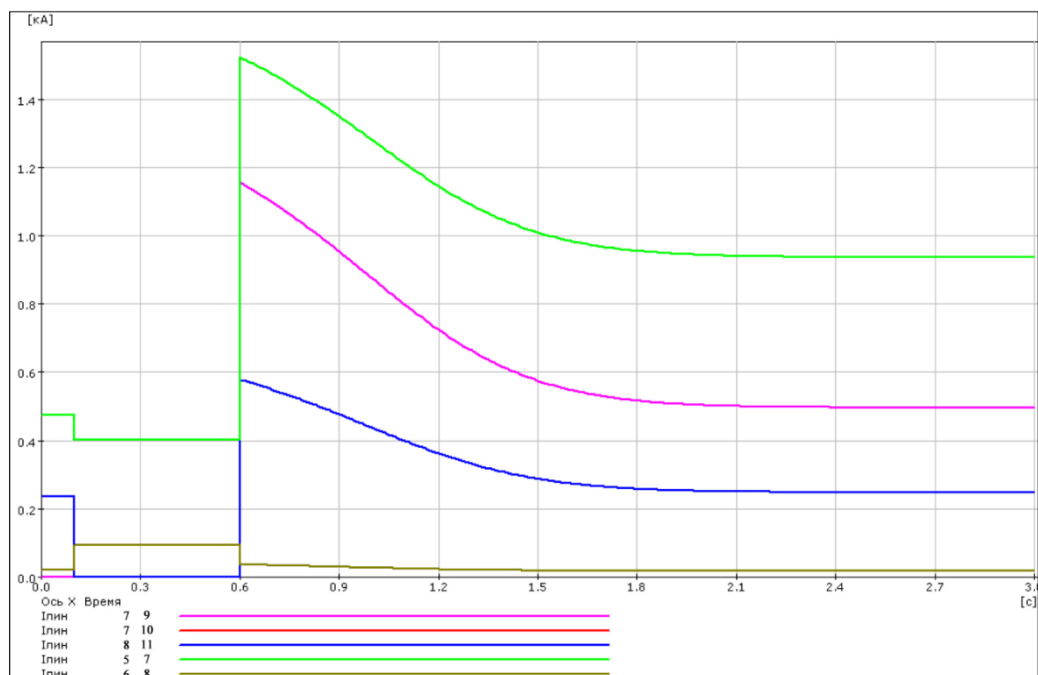


Рисунок 18 – График изменения токов при АВР

Чтобы провести более полное исследование влияния токов КЗ на работу электрической сети было принято решение смоделировать шунт на первой секции, как показано на рисунке 19.

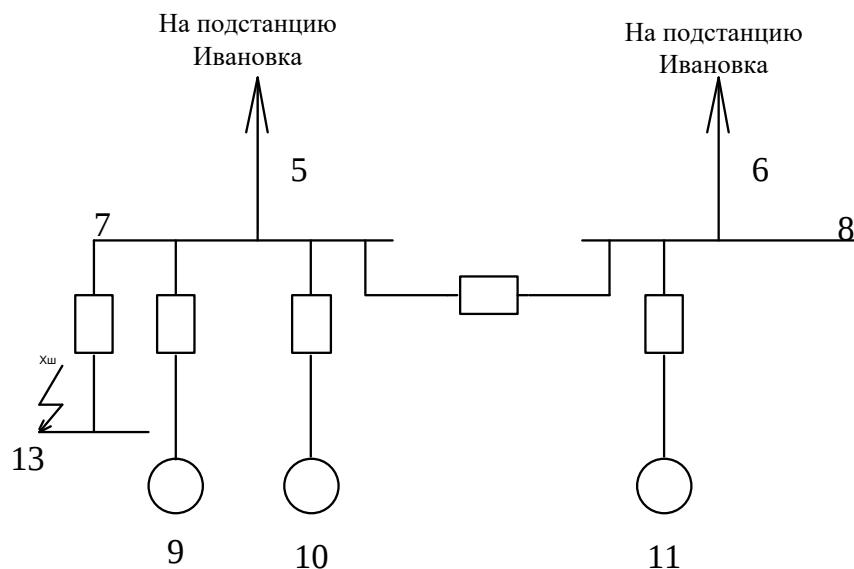


Рисунок 19 – Проектирование короткого замыкания на первой секции

В ходе расчета ток на линии 5-7(первая секция шин - Ивановка) в момент короткого замыкания увеличился с 0,473 кА до 4,66 кА, это может пагубно сказаться на потребителях низкого напряжения подстанции Проскоковская, кроме того в случае отказа релейной защиты на подстанции данная проблема может распространиться на близлежащие элементы электрической сети. Данные по изменению токов можно увидеть на рисунке 20. Из графика видно, что ток принимает свое исходное значение лишь по прошествии 1,5 секунды после снятия короткого замыкания в точке 12, что говорит о необходимости ликвидировать подобные ситуации. Для того чтобы снизить риск порчи оборудования необходимо обезопасить от подобных ситуаций непосредственно двигатели и решением данной проблемы является подключение преобразователей частоты через входные трансформаторы.

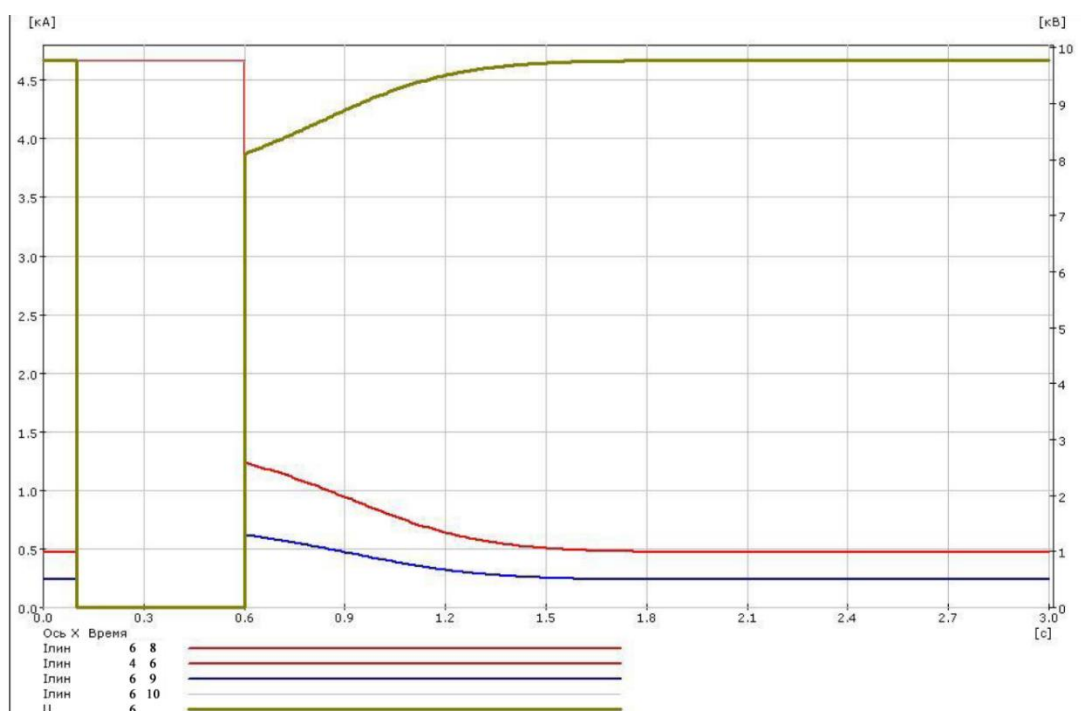


Рисунок 20 – График изменения токов и напряжения при коротком замыкании на первой секции

Для того чтобы провести оценку влияния реконструкции на режим работы внешней сети, рассмотрим какие значения токи и напряжения будут иметь после того как произойдет АВР на ГКС. Возьмем несколько контрольных точек и ветвей. В точках будем анализировать напряжение, а в ветвях токи линий и перетоки мощности. На рисунке 21 представлен график, на котором показано изменение напряжений на подстанции Ивановка.

Как видно напряжения проседают на каждом участке. Что приводит к ненормальному режиму работы электрической сети.

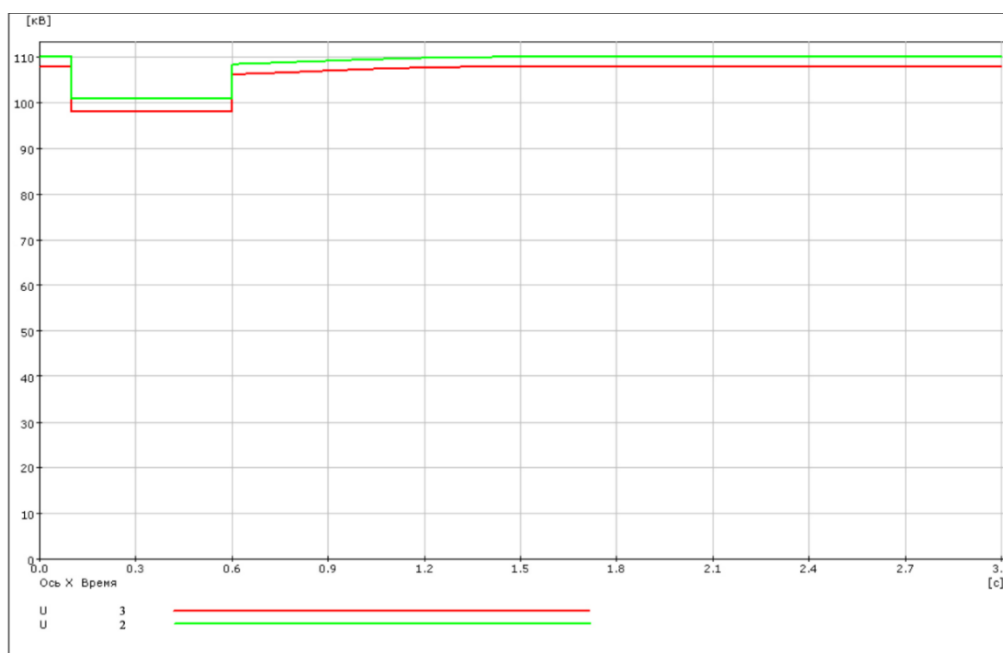


Рисунок 21 – График изменения напряжения в узлах энергосистемы

Если обратить внимание на напряжение в точке 3, то можно заметить, что на 0,5 секунды оно снижается с 105 кВ до 96 кВ. Такая просадка напряжения отрицательно влияет на систему, и особенно на таких потребителей как ГКС. Для решения данной проблемы можно предложить следующее мероприятие: регулирование напряжение на отпайках трансформаторов. Если же этого будет не достаточно, то можно порекомендовать установку устройств компенсации реактивной мощности. Уже сейчас УШР, работающие параллельно с КБ, достаточно широко и успешно применяются в распределительных электрических сетях 110 кВ.

После ввода подстанции 110кВ и установки батарей статических конденсаторов (БСК) по 23МВАР и управляемых шунтирующих реакторов (УШР) по 25МВАР увеличилась пропускная способность электропередачи 110кВ на 30–50%. Уровни напряжения достигли 105–110% номинального и могут плавно регулироваться в широком диапазоне в зависимости от режимов; снижены удельные потери активной мощности и электроэнергии.

Для того чтобы увеличить пропускную способность и стабилизировать напряжение попробуем установить на подстанции Ивановка устройство компенсации реактивной мощности. Чтобы не усложнять задачу установим уже

используемое устройство, а именно БСК на 23 МВАР, которые уже давно и успешно используются в энергосистеме. Данный расчет находится в таблице Ж.1. Из полученных данных видно, что напряжение на двигателях стало более близким к номинальному и отличается на 0,1-0,2 кВ. Напряжения в точках на подстанции и за пределами увеличились. Данную проблему можно решить с помощью РПН, а вот добиться увеличения напряжения посредством РПН на ГКС так и не удалось. Если же с помощью РПН не удастся снизить напряжение, то можно порекомендовать установить управляемый шунтирующий реактор, который относится к FACTS-устройствам.

Оборудование FACTS может быть включено в сеть как последовательно, так и параллельно. При последовательном включении технология FACTS обычно используется для компенсации индуктивного сопротивления линии электропередачи. Параллельное включение аппаратуры FACTS способно улучшить коэффициент мощности в случае емкостной нагрузки и избежать перенапряжений для индуктивной нагрузки.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Тема выпускной квалификационной работы «Проект реконструкции схемы внешнего электроснабжения угольно-обогащительной фабрики». В данном проекте рассматривается строительство линии электропитания и основного оборудования.

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

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- Техничко-экономическое обоснование проекта;
- планирование проекта;
- расчет бюджета проекта;
- Оценка уровня проекта.

6.1 Технико-экономическое обоснование проекта

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

Данный проект выполняется для угольно-обогащительной фабрики в Кемеровской области. Разработка проекта выполняется руководителем проекта и проектировщиком.

В данном проекте сильными сторонами является: обеспечение пропускной способности линии электропередач, из-за увеличения мощности угольно-обогащительной фабрики; замена устаревшего силового оборудования на более современное. К слабой стороне можно отнести капиталовложения на реализацию данного проекта.

6.2 Планирование проектных работ

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

Распределение работ заполняем в таблицу 21.

Таблица 21 - Длительность этапов проектирования

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Ознакомление с технической документацией и литературой	2	Ознакомление с технической документацией	Проектировщик
	3	Подбор литературы	Проектировщик
	4	Календарное планирование работ	Руководитель проекта
Электрический расчет линии 110кВ и выбор электротехнического оборудования подстанции для электропитания КНС.	5	Описание электрической схемы подстанции.	Проектировщик
	6	Выбор и параметры электротехнического оборудования подстанции	Проектировщик , руководитель проекта

Электрический расчет линии 110 кВ	7	Выбор сечения проводов.	Проектировщик , руководитель проекта
Механический расчет линии 110кВ.	8	Расчет нагрузок действующих на провода, выбор опор, выбор арматуры и т.д.	Проектировщик , руководитель проекта
Технико- экономическое обоснование проекта	9	Технико- экономическое обоснование проекта	Проектировщик
Разработка технической документации	10	Составление пояснительной записки	Руководитель проекта, Проектировщик
	11	Составление принципиальных электрических схем	Проектировщик
	12	Оформление чертежей Сдача проекта	Руководитель проекта, Проектировщик

6.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ

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

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

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{мин}i} + 2t_{\text{макс}i}}{5}, \quad (5.1)$$

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (5.1)$$

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

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

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

Полученные данные заносим в соответствующий столбец таблицы 22.

Таблица 22 - Календарный график

Название работы	Трудоёмкость работ			Численность исполнителей $Ч_i$	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}
	t_{min} , чел - дни	t_{max} , чел - дни	$t_{ожи}$, чел - дни		
Разработка технического задания	3	7	5	1	5
Ознакомление с технической документацией и литературой	10	15	12	2	6
Электрический расчет линии 110кВ и выбор электротехнического оборудования подстанции.	10	15	12	2	6
Электрический расчет линии 110 кВ.	25	35	30	2	15
Механический расчет линии 110кВ.	25	40	34	2	17
Технико-экономическое обоснование проекта	5	15	9	1	9
Разработка технической документации	40	70	52	2	26

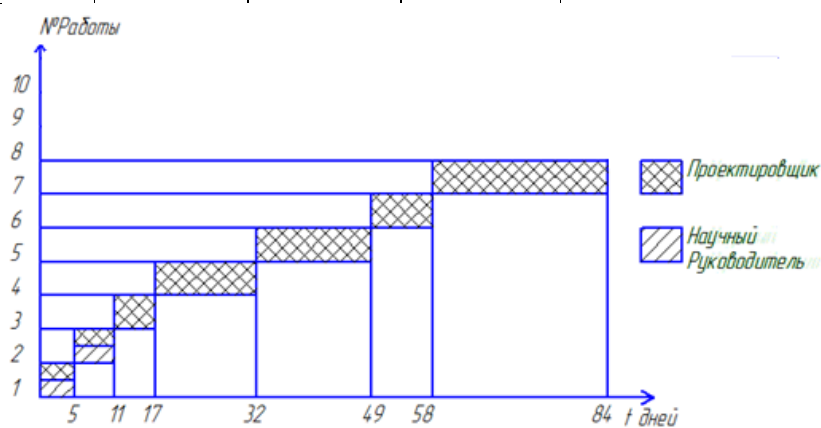


Рисунок 22 – Диаграмма Ганта

В данном проекте участвуют 2 исполнителя руководитель проекта и проектировщик, проектирование выполняется в течение 84 рабочих дней.

6.3 Смета затрат на проектирование

6.3.1 Материальные затраты

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

Так как данное исследование выполняется на базе ТПУ материальные затраты состоят из расходов на канцелярию. Результаты расчетов канцелярских расходов представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Канцелярские расходы

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

6.3.2 Расчет заработной платы

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

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

$$Z_{\text{зп}} = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \cdot 1,3, \quad (5.1)$$

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

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

1,3 – коэффициент для г. Томска.

Расчет заработной платы представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет заработной платы

Исполнители	З м , р у б	З д , р у б .	Т р , р а б . д н .	$Z_{\text{осн}}$ н, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб	З з п , р у б
Проектировщик	1 5 0 0 0	5 0 0	8 4	42 00 0	3360	5 8 9 6 8
Руководитель- проектировщик	3 0 0 0 0	1 0 0 0	7 0	70 00 0	5600	9 8 0 0 0
Итого $Z_{\text{зп}}$	156968 рублей					

6.3.3 Отчисления в социальные фонды

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

Отчисления во внебюджетные фонды определяются по следующей формуле:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot З_{\text{зп}}, \quad (5.4)$$

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

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

Итого по отчислениям во внебюджетные фонды:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot З_{\text{зп}} = 156,968 \cdot 0,3 = 47,1 \text{ тыс.рублей}$$

Таблица 25 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	З зп , ру б,	З _{внеб,руб}
Проектировщик	5 8 9 6 8	17690
Руководитель	9 8 0	29400

	0	
	0	
Итого		47100

6.3.4 Затраты на оборудование

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

Расчет амортизации проводился следующим образом:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{2} = 0,5, \quad (5.2)$$

где H_A – норма амортизации;

n – срок полезного использования в количествах лет;

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m = \frac{0,5 \cdot 71}{12} \cdot 2 = 6 \text{ тыс.руб.}, \quad (5.3)$$

где I – итоговая сумма в тыс.руб.;

m – время использования в месяцах;

Таблица 25 - Затраты на оборудование

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

6.3.5 Прочие неучтенные расходы

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

$$З_{пр} = (МЗ + А + ЗП + \Phi) \cdot k_{пр}, \quad (5.4)$$

где МЗ – материальные затраты;

А – амортизация;

ЗП – заработная плата работников;

Φ – отчисления во внебюджетные фонды;

$k_{пр}$ – коэффициент, учитывающий неучтенные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов берется в размере 10%:

$$З_{пр} = (2000 + 6000 + 156968 + 47100) \cdot 0,10 = 21206,8 \text{ руб.}$$

Накладные расходы

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

$$З_{накл} = ЗП \cdot 1,4 = 156968 \cdot 1,4 = 219755 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта

Себестоимость отображает каждую часть общих затрат и их сумму.

Таблица 26 - Себестоимость проекта

Наименование статьи	Сумма, руб.	% от общей суммы
Материальные затраты	2000	0,44
Амортизация оборудования	6000	1,32
Затраты по заработной плате исполнителей	156968	34,6
Отчисления во внебюджетные фонды	47100	10,4

Продолжение таблицы 26

Накладные	219755	48,5
-----------	--------	------

расходы		
Бюджет затрат	453029,8	
Прибыль	90605,96	
Цена	543635,76	

6.3.6 Затраты на реализацию проекта

Оборудование для строительства линии 110 кВ, их количество и стоимость за штуку представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Оборудование для строительства ВЛ 110 кВ

Оборудовани е	Марка	Кол- во, шт. (м)	Цена за шт (м), Руб.	Стоимос ть, тыс.руб.
Трансформат ор	ТРДН- 40000/ 110	2	22000000	44000
Выключатель	ВГТ- 110	2	1646974	3293,948
Разъединител ь	РГ-110	4	330000	1320
Выключатель	ВВД63 А-10	2	1646974	3293,948
Разъединител ь	РВР-20	4	330000	1320
Опоры:			272160	1088,64
Анкерные	У110-4	4		
Промежуточ ные	П110-6	160	252126	40340,16
Провод	АС- 120/27	20280 0	84	17035,2
Изоляторы:	ПС 120	264	380	100,32

Анкерные				
Промежуточные	ПС 70	7680	300	14208

Продолжение таблицы 27

Линейная арматура: поддерживающие зажимы	НБ-3-6Б	7680	1850	2304
	ПГН-3-5	7680	340	2611,2
зажимы натяжные				
скобы	КГП-7-3	7680	89	683,52
серьги	СР-7-16	7680	69	529,92
ушки	У1-7-16	7680	22	168,96
Итого				260169,8 2

6.3.7 Затраты на строительство ВЛ 110 кВ

Таблица 28 - Индексы цен по капитальным вложениям и элементам их технологической структуры с учётом НДС по отношению к уровню сметных цен на 01.01.2010 г, (по данным Госстроя РФ)

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

Таблица 29 - Затраты на вырубку просеки и устройство лежневых дорог (цены 2010 г.)

Наименование работ	Напряжение, кВ	Индексы цен по капитальным вложениям	Протяженность, км	Сумма, руб.
	110		32,5	
Вырубка просеки, руб./км	516,8	33,56		563673,68
Устройство лежневых дорог, руб./км	943,5	33,56		1029075,45
Итого:				1592749,13

Таблица 30 - Продолжительность строительства воздушной линии, лет

Напряжение, кВ	Кол-во цепей	Протяженность, км	Продолжительность строительства, лет
110	2	32,5	5

Аналогично пунктам 5.3.2 – 5.3.3 производим расчет заработной платы для исполнителей строительных работ. Расчет представлен в Приложение В.

Таблица 31 - Затраты на строительство

Наименование статьи	Сумма, руб.	% от общей суммы
Материальные затраты	1592749,13	20
Амортизация	80496	1
Затраты по заработной плате исполнителей	2414880	30
Отчисления во внебюджетные	557280	7

фонды		
Накладные расходы	3219840	40
Прочие неучтенные расходы	160992	2
Бюджет затрат	8049600	100

Суммарные капиталовложения на оборудование, строительство и проектирование ВЛ 110 кВ.

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

$$K_{\text{сум.затраты}} = K_{\text{проект}} + K_{\text{оборуд}} + K_{\text{строит}} = 543,6357 + 260169,82 + 8049,6 = 268,7 \text{ млн.руб.}$$

Определение годовых эксплуатационных издержек.

Годовые эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{э}} = I_{\text{амор}} + I_{\text{потерь}} + I_{\text{обслуж}} \quad (5.5)$$

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

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

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

Определение амортизационных отчислений

Ежегодные амортизационные отчисления:

$$I_a = P_a \cdot Pr_{\text{эн}} \quad (5.6)$$

где P_a – норма ежегодных амортизационных отчислений, %.

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

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

$$I_a = 0,067 \cdot 260169820 = 17,431 \text{ млн.руб.}$$

Определение издержек на текущую эксплуатацию и ремонт сетей и электрооборудования.

Издержки по текущей эксплуатации сетей и электрооборудования:

$$I_{\text{эп}} = P_{\text{э}} \cdot Pr_{\text{эн}}, \quad (5.7)$$

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

$$\text{ВЛ 110 кВ: } I_{\text{эп}} = 0,04 \cdot 260169820 = 10,4 \text{ млн.руб.}$$

Определение издержек от стоимости потерь электроэнергии в сетях и оборудовании.

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$C_{\text{э}} = \Delta W \cdot C_{\text{э}}^y \quad (5.8)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

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

При $T_m = 4000$ часов:

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

Потери в линии:

$$\Delta W_m = \Delta Q_x \cdot T, \quad (5.9)$$

где ΔP_k – потери на корону, кВт;

T – время работы ВЛ, ч, $T = 8760$ ч;

Для ВЛ 110кВ:

$$\Delta P_x = 0,9 \text{ кВт};$$

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

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

Годовые эксплуатационные издержки проектируемого варианта составляют:

$$I_{\text{э}} = 17400000 + 10400000 + 13876 = 2781,387 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль, полученная от потребления энергии

Годовая потребляемая энергия равна:

$$W_{год} = S \cdot 8760, \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \quad (5.1)$$

Из приведённых ранее расчетов поток мощности равен :

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

Выручка, полученная от потребленной энергии равна:

$$B = W_{г} \cdot \tau \quad (5.1)$$

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

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

Определение чистой прибыли

Чистая прибыль находится по формуле:

$$\text{Пр}_{\text{чист}} = 0,8 \cdot (B - И) + A = 0,8 \cdot (315,360 - 2,781387) + 17,431 = 267,49 \text{ млн.руб}$$

6.4 Расчёт эффективности проекта

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

- 1) чистый дисконтированный доход (ЧДД) или интегральный доход;
- 2) индекс доходности (ИД);
- 3) внутренняя норма доходности (ВДН);
- 4) срок окупаемости ($T_{ок}$).

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

$$K_{\Sigma} = \sum_{t=0}^T K_t (1 + E)^{\tau-t}, \quad (5.1)$$

где τ – год приведения;

t – год вложения средств.

Суммарный дисконтированный доход

$$ДД_{\Sigma} = \sum_{t=0}^T (Pr_t^ч + A_t)(1 + E)^{\tau-t}, \quad (5.1)$$

где $Pr_t^ч$ – чистая прибыль, полученная в данном году;

A_t – амортизационные отчисления данного года.

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

$$ЧДД = \sum_{t=0}^T (Pr_t^ч + A_t)(1 + E)^{\tau-t} - \sum_{t=0}^T K_t(1 + E)^{\tau-t}. \quad (5.1)$$

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

$$ИД = \frac{\sum_{t=0}^T (Pr_t^ч + A_t)(1 + E)^{\tau-t}}{\sum_{t=0}^T K_t(1 + E)^{\tau-t}}. \quad (5.1)$$

Если $ИД < 1$, то проект отвергается.

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

$$T_{ок} = (K_{проект} + K_{обор} + K_{строит}) / Pr_{вал} = (543635,76 + 260169820 + 8049600) / 33587,5 = 8 \text{ лет}$$

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

$$E_{вн} = E_1 + \frac{ЧДД_1}{ЧДД_1 - (-ЧДД_2)} \cdot (E_2 - E_1) = 0,15 \quad (5.1)$$

Для расчёта дисконтированного дохода определим норму дисконта:

$$E = \left(\frac{1+t}{1+i} \right) + p, \quad (5.1)$$

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

i – темп инфляции, объявленный Правительством РФ на данный

период, 6%;

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

Величина p может быть принята 5%;

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

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

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

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

Осуществлено планирование работ по проекту. На линейном графике отображается каждый этап работы и его продолжительность в днях. По диаграмме Ганта определена общая продолжительность работ, составляющая 84 рабочих дней без учета праздничных и выходных дней.

Рассчитан бюджет проект, который составил 543 635,76 рублей. Суммарные капиталовложения на оборудование, строительство и проектирование составляет 268,7 млн.руб.

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

Заключение

В дипломном проекте была спроектирована линия электропередачи 110 кВ для электроснабжения угольно-обогадательной фабрики.

Был выполнен электрический расчет. Выбрали сечение провода АС 120/27 по механической прочности, затем проверили его по условию нагреву длительно –

допустимым током. Выбранный провод удовлетворяет требованиям. Выбрали трансформатор ТРДН 40000/110 и коммутационное оборудование выключатель на стороне 110 кВ ВМТ-110 и разъединитель РГ-110, выключатель на стороне 10 кВ ВВД 63А-10 и разъединитель РВР-20.

Следующим этапом произведен механический расчет линии для данной местности. В данном разделе были выбраны конструктивные элементы линии электропередачи. Посчитан габаритный пролет и стрела провисания. Выполнен расчет фундамента. Выбор и расчет всех составляющих удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Финансовый менеджмент включает в себя стоимость и затраты на проектирование внешнего электроснабжения 110 кВ.

В социальной ответственности был произведен анализ вредных и опасных факторов действующих на электромонтера. Рассмотрели безопасность в чрезвычайных ситуациях и экологическую безопасность.