

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



Институт Электронного обучения
Специальность Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрических сетей и электротехники

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Проектирование схемы электроснабжения нефтегазоконденсатного месторождения «Казанское»

УДК 621.31.031.001.6:622.279.5(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Шеховцев Антон Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Панкратов А.В.	к.т.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров А.В.	к.т.н		

Томск – 2016 г.

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



Институт Электронного обучения
Специальность 140205 Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Шеховцеву Антону Владимировичу

Тема работы:

**Проектирование схемы электроснабжения нефтегазоконденсатного месторождения
«Казанское»**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

*(наименование объекта исследования или проектирования;
производительность или нагрузка;
режим работы (непрерывный,
периодический, циклический и т. д.);
вид сырья или материал изделия;
требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Объектом проектирования является ВЛ и ПС 35/6 кВ "КНГКМ".

Исходными данными к работе являлись:

- значение мощностей нагрузок;**
- характер нагрузки;**
- место расположения ПС.**

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>Проектирование ПС 35/6 кВ "КНГКМ". Выбор оборудования подстанции: силовые трансформаторы, схема распределительного устройства, высоковольтное оборудование. Составление схемы затрат и расчет срока окупаемости проекта. Социальная ответственность.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Однолинейная схема электроснабжения "КНГКМ".</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, кандидат технических наук Коршунова Л.А.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент, кандидат технических наук Амелькович Ю.А.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p> </p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p> </p>
--	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСнЭ	Панкратов А.В	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Шеховцев Антон Владимирович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Шеховцеву Антону Владимировичу

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материалов и оборудования, стоимость электроэнергии, минимальная тарифная ставка оплаты труда.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы амортизации.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка отчислений в социальные фонды.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости</i>
2. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет затрат на проектирование</i>
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчёт капиталовложений на оборудование и строительно-монтажные работы.</i>
4. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Расчёт годовых эксплуатационных затрат.</i>
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Расчёт срока окупаемости проекта.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. <i>Этапы и график разработки и внедрения ИР</i>
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Коршунова Л.А.	к. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9202	Шеховцев Антон Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-9202	Шеховцеву Антону Владимировичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: -вредных проявлений факторов производственной среды(метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения);</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы);</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу);</i> – <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).</i> 	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Объект раздела: характеристика работ, операций, оборудования, условий выполнения рассматриваемого технологического процесса.</i> – <i>Обеспечение безопасности для выявленных опасных факторов: нормативные требования, которым удовлетворяет принятое к использованию оборудование и инструмент. Технические устройства обеспечения этих требований, ссылки на НТД.</i>
<p>2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Анализ законодательных и нормативных актов по теме.</i>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i> – <i>действие фактора на организм человека;</i> – <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i> – <i>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i> 	<ul style="list-style-type: none"> – <i>Перечень опасных и вредных факторов при выполнении работ, источником которых является выбранное оборудование и технологический процесс.</i> – <i>Обеспечение санитарно-гигиенических условий на рабочих местах и обеспечение требований нормативных документов к выявленным вредным факторам. Технические устройства обеспечения этих требований.</i>

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>– Обеспечение безопасности при аварийной ситуации. Средства защиты. Организационные, технические мероприятия.</p>
<p>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>– Поведение объекта в ЧС и меры, необходимые для повышения устойчивости при ЧС.</p>
<p>4. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> -анализ геологических условий -анализ гидрологических условий 	<p>– Исследование территории строительства на сейсмичность, возникновение урагана.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; <p>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>	<p>-Нормативные документы.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>План эвакуации проектируемого здания подстанции</p>	

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-9202</p>	<p>Шеховцев Антон Владимирович</p>		

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



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

Форма представления работы:

Дипломный проект

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Введение. Исходные данные для проектирования воздушной линии и подстанции "КНГКМ"</i>	
	<i>Расчет электрических параметров. Проектирование воздушной линии. Проектирование подстанции. Выбор и проверка электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей подстанции.</i>	
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
	<i>Социальная ответственность</i>	
	<i>Заключение. Список использованных источников</i>	
	<i>Выполненный дипломный проект</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭСиЭ	Панкратов А.В.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров А.В.	к.т.н.		

Реферат

Дипломная работа содержит 101 страницу, 6 рисунков, 20 таблиц, 28 литературных источников.

Цель работы: проектирование схемы электроснабжения нефтегазоконденсатного месторождения «Казанское».

В процессе работы были рассмотрены вопросы проектирования воздушной линии электропередач и ПС–35/6 кВ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, а также выбрано оборудование подстанции: силовые трансформаторы, схема распределительного устройства, высоковольтное оборудование.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2007.

					<i>ФЮРА.140205.020 ПЗ</i>			
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Шеховцев</i>			<i>Реферат</i>			
<i>Руковод.</i>		<i>Панкратов</i>					8	101
<i>Реценз.</i>								
<i>Н.Конт</i>								
<i>Утвердил</i>		<i>Прохоров</i>						
						<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</i>		

Содержание

Реферат	8
Список сокращений.....	11
Введение.....	12
1. Исходные данные.....	13
2. Расчет электрических параметров.....	18
2.1. Расчет полных нагрузок мощностей.....	18
2.2. Выбор номинальных напряжений сети.....	18
2.3. Выбор сечений проводов.....	19
2.4. Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям.....	20
3. Проектирование ВЛ.....	22
3.1. Расчет нагрузок на провода.....	23
3.2. Определение критической температуры.....	29
3.3. Определение габаритного пролета.....	29
3.4. Выбор изоляторов и линейной арматуры.....	31
3.5. Расчет и построение шаблона для расстановки промежуточных опор.....	33
4. Проектирование ПС.....	37
4.1. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	38
4.2. Расчет токов короткого замыкания.....	40
4.3. Выбор схемы распределительного устройства.....	45
4.4. Выбор выключателя 35 кВ.....	45
4.5. Выбор выключателя 6 кВ.....	53
4.6. Выбор и проверка разъединителей 35 кВ.....	56
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	59

5.1. Планирование работ по проектированию и определению трудоемкости.....	59
5.2. Расчет затрат на проектирование.....	61
5.3. Расчет капиталовложений на оборудование и строительномонтажные работы.....	64
5.4. Расчет эксплуатационных затрат по вариантам с одинаковой надежностью.....	68
5.5. Расчет показателей эффективности проекта.....	70
6. Социальная ответственность.....	71
6.1. Производственная безопасность.....	71
6.1.1 Анализ выявления вредных производственных факторов...71	
6.1.2 Анализ выявления опасных производственных факторов...79	
6.2. Экологическая безопасность.....	86
6.3. Безопасность в чрезвычайных условиях.....	87
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	92
6.5. Расчет защитного заземления подстанции «Казанское (БКНС-2)».....	94
Заключение.....	98
Список использованных источников.....	99
Приложение А	

Список сокращений

ПС- подстанция

ВЛ-воздушная линия

ОРУ- открытое распределительное устройство

ТСН - трансформатор собственных нужд

ЗРУ - закрытое распределительное устройство

КРУН - комплектное распределительное устройство наружное

ПУЭ - правила устройства электроустановок

КЗ - короткое замыкание

РЗА - релейная защита и автоматика

АСУ - Автоматизированная система управления

СНиП - строительные нормы и правила

ПТЭ - правила технической эксплуатации

ТБ - техника безопасности

ФЗ - федеральный закон

КНГКМ - Казанское нефтегазоконденсатное месторождение

БКНС-2 – Блочная кустовая насосная станция №2

ВВЕДЕНИЕ

Основные показатели энергосистемы обусловлены местными условиями: наличием источника питания, характеристиками потребителей и т.д.

Исходя из состава и объема задач, решаемых на отдельных этапах проектирования электрических сетей, работы могут иметь следующее содержание:

1. анализ существующей сети энергосистемы, рассмотрение ее загрузки.
2. определение электрических нагрузок потребителей и обоснование сооружения новых ВЛ и ПС.
3. выбор расчетных режимов работы электростанции и определение загрузки проектируемой электрической сети.
4. электрические расчеты различных режимов работы сети и обоснование схемы построения сети, выявление основных требований к системной противоаварийной автоматике.
5. расчет токов КЗ в проектируемой сети.

В связи с расширением Казанского месторождения возникла необходимость строительства трансформаторной подстанции и воздушной линии для электроснабжения объекта «БКНС-2».

В комплекс сооружения подстанции входит: ОРУ 35 кВ, установку двух силовых трансформаторов по 16 МВА каждый, установка двух ТСН напряжением 6/0,4 кВ, установка ЗРУ, а также КРУН 6 кВ. По периметру подстанции выполняется ограждение.

Настоящая работа выполнена в соответствии с техническим заданием на разработку проекта для электроснабжения объекта: Трансформаторная подстанция ПС-35/6 кВ "БКНС-2" и воздушной линии.

1. Исходные данные

По административно-территориальному делению участок строительства подстанции расположен на территории Томской области, Парабельского района, КНГКМ.

ОАО «Томскгазпром» образовано 24 июня 1998 года и входит в состав ОАО «Востокгазпром». Компания обеспечивает полный производственный цикл от освоения месторождений, добычи углеводородного сырья до подготовки и получения товарной продукции. ОАО «Востокгазпром» обладает лицензиями на право пользования недрами семи лицензионных участков, расположенных на территории Томской области, с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья.

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение введено в промышленную эксплуатацию 20 мая 2009 года. На данный момент на месторождении функционирует система использования попутного нефтяного газа, а объемы подготовки нефти составляют более миллиона тонн в год.

Казанское месторождение не имеет связи с системой и является абсолютно автономным. Ближайшей возможной точкой присоединения может служить подстанция «Калиновая» на напряжение 110/35/6 кВ, расположенная в Парабельском районе на удалении 60 км от месторождения. Причинами отказа от технического присоединения явились довольно жесткие технические условия со стороны центральных сетей.

					<i>ФЮРА.140205.020 ПЗ</i>			
<i>Изд.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Исходные данные</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Шеховцев</i>					13	101
<i>Руковод.</i>		<i>Панкратов</i>						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н.Конт.</i>								
<i>Утвердил</i>		<i>Прохоров</i>						
						<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</i>		

В состав месторождения входят следующие объекты:

1. Энергокомплекс №1;
2. Энергокомплекс №2;
3. ПС 6/35 кВ «Казанская»;
4. установка подготовки нефти;
5. газокompрессорная станция №1;
6. газокompрессорная станция №2;
7. блочная кустовая насосная станция;
8. блочная кустовая насосная станция № 2;
9. ПС 35/6 кВ БКНС-2;
10. 15 кустовых площадок по добыче нефти и газа;

Энергокомплекс №1 в своем составе содержит:

1. 5 газотурбинных установок мощностью 2,5 МВт каждая;
2. закрытое распределительное устройство на напряжение 6 кВ;

Данный комплекс имеет 14 отходящих линий на 6 кВ, питающих ряд промышленных потребителей, и две отходящие линии на ПС 6/35 кВ «Казанская».

ЗРУ 6 кВ укомплектовано вакуумными выключателями. Также здесь располагаются трансформаторы собственных нужд.

Энергокомплекс №2 в своем составе содержит:

1. 4 газотурбинных агрегата типа ГТА-6РМ с установленной мощностью 6 МВт каждый.
2. Дизельную электростанцию мощностью 1,6 кВт.
3. ПС 6/35 кВ «Энергокомплекс №2».
4. КРУН на напряжение 35 кВ.
5. ЗРУ №1 на напряжение 6 кВ.
6. ЗРУ №2 на напряжение 6 кВ.

КРУН 35 кВ, ЗРУ №1 6 кВ, ЗРУ №2 6 кВ укомплектованы вакуумными выключателями. В ЗРУ №1 установлено устройство плавного ввода трансформаторов, которое позволяет предотвратить существенные броски пускового тока при его включении, что, в свою очередь, избавляет от необходимости перестройки защит в сторону загробления уставок. Также на ЗРУ №1 установлен межсекционный реактор, который служит для ограничения токов и поддержания напряжения в одной из секций, при коротком замыкании в другой секции.

Связь между энергокомплексами осуществляется по ВЛ 35 кВ. Выбор данного класса напряжения обусловлен уменьшением капитальных затрат при строительстве и введении в эксплуатацию Энергокомплекса №2.

Упомянутые турбоагрегаты в качестве топлива используют попутный нефтяной газ, подготавливаемый в установках подготовки топливного газа, что в свою очередь является наиболее простым и эффективным способом его утилизации, и способствует уменьшению вредных выбросов в атмосферу.

Дизельная электростанция служит резервным источником электропитания в случае аварийного останова основных генераторов.

Протяженность проектируемой воздушной линии составляет 9 километров.

При проектировании линии электропередач должны учитываться климатические условия. Определение расчетных условий по ветру и гололеду производится в соответствии с существующими картами климатического районирования территории РФ. Районирование по ветру происходит на основе максимальных скоростей ветра с 10-минутным интервалом осреднения скоростей на высоте 10 метров с повторяемостью 1 раз в год. Разделение районов по гололеду происходит исходя из максимальной толщины стенки отложения гололеда цилиндрической формы при плотности 0,9 г/см на проводе диаметром 10 мм. [3, 2.5.38].

Определение температуры воздуха происходит на основании данных метеорологических данных .

При определении климатических условий необходимо также учесть рельеф местности .

Выполненный с учетом выше перечисленных условий расчеты показали, что участок строительства подстанции относится к III ветровому району, II гололедному району.

Рельеф местности представляет собой равномерный уклон, с понижением с севера на юг.

Низшая температура воздуха составляет -55°C , высшая температура $+36^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура составляет $-0,5^{\circ}\text{C}$.

Нормативное ветровое давление W_0 принимается в соответствии с картами районирования территории России по ветровому давлению по таблицам приведенным в ПУЭ. При III ветровом районе $W_0= 650$ Па.

Толщину стенки гололеда b_3 также принимают по таблицам изложенным в ПУЭ и в соответствии с картами районирования территории России по толщине стенки гололеда. При II гололедном районе b_3 принимается равным 15 мм.

Температуру гололеда образования следует принимать равной -5°C , за исключением районов в которых среднегодовая температура составляет -5°C и ниже.

Выбор надежности электроснабжения регламентируется применительно к электроприемникам потребителей.

В ПУЭ глава 1.2 все электроприемники по обеспечению надежности электроснабжения разделены на 3 категории.

В первую категорию включены электроприемники, «перерыв электроснабжения, который представляет опасность для жизни людей, безопасности государства, несет большие материальный потери, сбой сложной технологической цепи».

Во вторую категорию включены электроприемники перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, простоям промышленного транспорта и механизмов, нарушению нормальной жизнедеятельности большого числа населения.

Остальные электроприемники включены в третью категорию. В нашем случае электроприемники в отношении обеспечения надежности электроснабжения соответствуют второй категории.

Номинальный коэффициент мощности $\cos\varphi=0,93$.

Максимальная потребляемая мощность объектов «БКНС-2»:

1. Синхронный двигатель: СТДМ-1600-2РУХЛ4, $P=1600\text{кВт}$ – 4шт
2. Асинхронный двигатель: ВЭМЗ 5АМЗ15М4, $P=200\text{кВт}$ -4шт
3. Котельная: $P= 2000\text{кВт}$
4. Собственные нужды: $P=400\text{кВт}$

$P_{\text{max}}=9,6 \text{ МВт}$

2. Расчет электрических параметров

Ключевые требования к сети: схема должна обеспечивать нужную надежность, под которой подразумевается способность выполнять заданные функции, не теряя эксплуатационные характеристики в условиях обозначенных в нормативных документах.

Для потребителей первой и второй категории сооружаются двухцепные линии.

2.1 Расчет полных мощностей нагрузки

Рассчитаем нагрузки подстанции:

$$\text{ПС: } S_P = P_{\max} / \cos \varphi = 9,6 / 0,93 = 10,3 (\text{MBA}) \quad (1)$$

$$Q_{\max} = \sqrt{S_P^2 - P_{\max}^2} = \sqrt{10,3^2 - 9,6^2} = 3,732 (\text{MVar}) \quad (2)$$

2.2 Выбор номинальных напряжений сети

Номинальное напряжение сети оказывает влияние как на её технико-экономические характеристики так и на технические показатели. При повышенном номинальном напряжении уменьшаются потери мощности и электроэнергии, то есть снижаются расходы на эксплуатацию, уменьшаются сечения проводов, возрастают максимальные мощности, передаваемые по линиям, облегчается планирование развития сети, но также растут финансовые вложения на строительство сети. Сеть меньшего напряжения требует меньших капиталовложений, но увеличиваются расходы на эксплуатацию, за счет потери электроэнергии и мощности, обладает меньшей пропускной способностью.

					ФЮРА.140205.020 ПЗ			
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Расчет электрических параметров</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	Шеховцев						18	101
<i>Руковод.</i>	Панкратов							
<i>Реценз.</i>								
<i>Н.Конт</i>								
<i>Утверди</i>	Прохоров					ТПУ ИнЭО гр. 3-9202		

Для выбора номинальных напряжений на каждом участке сети, обратимся к формуле, Илларионова Г. А. [1]:

$$U_n = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P/n}}}, \quad (3)$$

где L - длина линии, км;

P - активная мощность, протекающая по линии, МВт; n - число цепей.

Выбираем номинальные напряжения:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{03}} + \frac{2500}{P_{03}/n}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{9} + \frac{2500}{9,6/2}}} = 31,6(\text{кВ}); \quad (4)$$

принимаем из стандартного ряда $U_{ном} = 35\text{кВ}$.

2.3 Выбор сечений проводов

Выбор сечения проводов будем проводить по экономической плотности тока по формуле:

$$F_{расч} = \frac{I_p}{j_n}, \quad (5)$$

где j_n – нормированная плотность тока, А/мм²;

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t - \text{расчетный ток, А}; \quad (6)$$

I_5 - ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый по расчетным длительным потокам мощности.

α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии. Для линий 35 - 110 кВ значение α_i принимается равным 1,05.

α_t - учитывает число часов использования максимальной нагрузки ВЛ.

$$T_{\max} = 4200(\text{час})$$

Определим максимальные токи I_{\max} :

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} = \frac{10,3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 0,083(\text{кА}) = 83\text{А} \quad (7)$$

Определим расчетные токи:

$$I_{\text{расч}} = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 83 \cdot 1,05 \cdot 1 = 87,15(\text{А}) \quad (8)$$

Рассчитаем экономическое сечение провода

$$F_{\text{расч}} = \frac{87,15}{0,9} = 96,8(\text{мм}^2) \quad (9)$$

В соответствии с требованиями ПУЭ (таблица 2.5.5) минимально допустимые сечения проводов по условиям механической прочности для двухцепных ВЛ 35кВ и выше должны быть 120/19(мм²).

2.4 Проверка выбранных сечений по техническим ограничениям

Проверка по условиям короны.

Проверке по условиям короны подлежат воздушные линии 110 кВ и выше, проводимые по трассам с отметками выше 1000 м над уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, если сечения проводов не меньше минимально допустимых по условиям короны. Выбранные сечения ВЛ напряжением 35 кВ со сталеалюминевыми проводами по условиям короны должны быть не менее 35 мм². Таким образом, проверка выполняется.

Проверка по условиям механической прочности.

ВЛ-35 кВ со сталеалюминевыми проводами должны иметь сечение не менее 35 и не более 185 мм². Тем самым обеспечивается механическая

прочность. Таким образом, в нашем случае, весь выбранный провод проверку по условиям механической прочности проходит.

Проверка по потерям напряжения

Проверке по потерям напряжения воздушные линии 35 и 110 кВ не подлежат.

Проверка по нагреву

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке (по нагреву):

$$I_{р.н.} \leq I_{доп.}, \quad (10)$$

где $I_{рн} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n}$ - расчетный ток для проверки проводов по нагреву (средняя токовая нагрузка за полчаса); при этом расчетными режимами могут быть нормальные или послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети, возможных неравномерностей распределения нагрузки между линиями и т.п.;

$I_{доп}$ – допустимые длительные токовые нагрузки. Проверка осуществляется при функционировании линии в послеаварийном режиме при максимальной нагрузке. Подобным режимом считается отключение одной цепи ЛЭП (для радиальной сети).

$$I_{n/ав} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,169(кА) = 169А \quad (11)$$

$$I_{n/ав} = 169А < I_{доп} = 385А - \text{проверка пройдена.}$$

Выбранные сечения удовлетворяют всем требованиям.

3. Проектирование ВЛ

В процессе проектирования, сооружения и эксплуатации сетей электрических систем приходится решать задачи связанные с конструктивным исполнением воздушных линий электропередачи. От выбора конструкций воздушных линий зависят технико-экономические показатели и надежность работы смежных инженерных сооружений к примеру, таких как, линии связи, транспортные магистрали и т.п.

При проектировании конструктивной части воздушных линий электропередачи необходимо:

1. выбрать материал и конструкцию проводов;
2. определить расчетную длину промежуточных пролетов линии;
3. рассчитать механические нагрузки и силы, действующие на провода, тросы и опоры;
4. определить механическое напряжение проводов и тросов в различных режимах работы и при всех возможных изменениях климатических влияний и условий;
5. рассчитать наибольшую стрелу провеса проводов и тросов;
6. выбрать материал и тип конструкции опор;
7. рассчитать расстановку промежуточных, анкерных и анкерных-угловых опор по трассе линии;
8. выбрать материал и тип фундаментов опор.

Важно учесть все вышеперечисленные параметры при проектировании, поскольку воздушные линии электропередач сооружаются на открытой местности, в связи с чем подвергаются атмосферным воздействиям, которые проявляются в разной степени в зависимости от расположения местности.

					<i>ФЮРА.140205.020 ПЗ</i>			
<i>Из</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докum.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Шеховцев</i>				<i>Проектирование ВЛ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Панкратов</i>						22	101
<i>Реценз.</i>								
<i>Н.Конт</i>								
<i>Утверди</i>	<i>Прохоров</i>							
						<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</i>		

3.1 Расчет нагрузок на провода

Технические характеристики провода АС-120/19 представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики провода

Параметры	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение, кв. мм	118	18,8	136,8
Диаметр, мм	9,6	5,6	15,2
Расчетный вес, кг/км	405,6	65,4	471

Определим постоянно действующую нагрузку от собственной массы провода:

$$P_n = M_n \cdot g \cdot 10^{-3} = 471 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 4,61 \text{ Н/м} \quad (12)$$

Удельная нагрузка на 1 мм²:

$$\gamma_1 = \frac{M_n \cdot g}{F_{np}} \cdot 10^{-3} = \frac{471 \cdot 9,8}{136,8} \cdot 10^{-3} = 0,034 \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2. \quad (13)$$

где - $F_{np} = 136,8 \text{ мм}^2$ – площадь поперечного сечения провода.

Вычислим нормативную гололедную нагрузку, действующую на 1 м провода

$$P_{зл}^n = \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_9 \cdot (d_n + K_i \cdot K_d \cdot b_9) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} \quad (14)$$

где: K_i, K_d - коэффициенты, учитывающие изменения толщины стенки гололеда на высоте и в зависимости от диаметра [3, таб. 2.5.4.];

d_n - диаметр провода;

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

Для вычисления K_i и K_d , определим высоту расположения приведенного центра тяжести проводов над поверхностью земли.

$$h_{np} = h_{cp} - \frac{2}{3} \cdot f \quad (15)$$

где: h_{cp} – среднеарифметическое значение высоты крепления проводов, выражается через высоты крепления всех проводов подвешенных на опоре.

$$h_{cp} = \frac{H_{mp}^H + H_{mp}^C + H_{mp}^B}{3} = \frac{19 + 25 + 31}{3} = 25 \text{ м.} \quad (16)$$

где: H_{mp}^H - высота от уровня земли, до нижней траверсы;

H_{mp}^C - высота от уровня земли, до средней траверсы;

H_{mp}^B - высота от уровня земли, до верхней траверсы.

f - стрела провисания, определяется как:

$$f = \frac{\gamma_n \cdot l^2}{8 \cdot \sigma} \quad (17)$$

где: γ_1 - удельная нагрузка на 1 мм^2 ;

l - длина пролета (250 м, [2]);

σ - механическое напряжение на 1 мм^2 .

Для того чтобы определить механическое напряжение, найдем отношение площадей поперечных сечений провода АС-120/19

$$\frac{F_a}{F_{cm}} = \frac{118}{18,8} = 6,27 \quad (18)$$

В соответствии с таб. 2.5.7. [3] для проводов АС сечением 120 мм^2 и более, при F_a/F_{cm} 6,14-6,28 определим допустимое механическое напряжение на ВЛ при среднегодовой температуре:

$$\sigma_{ce} = 90 \text{ Н / мм}^2;$$

при минимальной температуре и максимальной нагрузке

$$\sigma_{t-} = 135 \text{ Н / мм}^2$$

Среднеэксплуатационные условия характеризуются нагрузкой на проводе $\gamma_n = 0,036 \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$, и длиной пролета между опорами. $l_n = 330 - 200 \text{ м}$ [2]

Для расчета задачи примем длину пролета равную $l_n = 250 \text{ м}$.

Определим стрелу провисания:

$$f = \frac{\gamma_n \cdot l_n^2}{8 \cdot \sigma_{ce}} = \frac{0,036 \cdot 250^2}{8 \cdot 90} = 3,12 \text{ м.} \quad (19)$$

Вычислим высоту расположения приведенного центра тяжести проводов над поверхностью земли:

$$h_{np} = h_{cp} - \frac{2}{3} \cdot f = 25 - \frac{2}{3} \cdot 3,12 = 23 \text{ м.} \quad (20)$$

В соответствии с ПУЭ таб. 2.5.4. и п. 2.5.49 при высоте расположения приведенного центра тяжести проводов до 25 м поправки на толщину стенки гололеда на проводах в зависимости от высоты и диаметра провода не вводятся. Примем $K_i = 1$ $K_d = 0,91$.

Определим нормативную гололедную нагрузку, действующую на 1 м провода:

$$\begin{aligned} P_{2л}^H &= \pi \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_3 \cdot (d_n + K_i \cdot K_d \cdot b_3) \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-3} = \\ &= 3,14 \cdot 1 \cdot 0,91 \cdot 15 \cdot (15,4 + 1 \cdot 0,91 \cdot 15) \cdot 0,9 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3} = 10,98 \text{ Н/м.} \end{aligned} \quad (21)$$

Определим расчетную гололедную нагрузку, действующую на 1 м провода

$$P_{2л} = P_{2л}^H \cdot \gamma_{2л} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 10,98 \cdot 1,3 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 9,27 \text{ Н/м} \quad (22)$$

где: $\gamma_{2л} = 1,3$ - коэффициент надежности по ответственности, для двухцепных ВЛ; [ПУЭ п.2.5.55]

$\gamma_p = 1$ - региональный коэффициент; [ПУЭ п.2.5.55]

$\gamma_f = 1,3$ - коэффициент надежности по гололедной нагрузке для II района погололеду; [3, п.2.5.55]

$\gamma_d = 0,5$ - коэффициент условий работы. [3, п.2.5.55]

Вычислим удельную гололедную нагрузку, действующую на 1 м провода:

$$\gamma_{2л} = \frac{P_{2л}}{F} = \frac{9,27}{136,8} = 0,067 \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2 \quad (23)$$

Рассчитаем результирующую нагрузку от массы провода и веса гололеда.

$$P_{\Sigma 1} = P_{2л} + P_n = 9,27 + 5,17 = 14,44 \text{ Н/м} \quad (24)$$

Определим удельную результирующую нагрузку от массы провода и веса гололеда:

$$\gamma_{\Sigma 1} = \frac{P_{\Sigma 1}}{F} = \frac{14,44}{136,8} = 0,105 \quad H / м \cdot мм^2 \quad (25)$$

Определим нормативную ветровую нагрузку, действующую на 1 м провода без гололеда:

$$\begin{aligned} P_{Wn}^H &= \alpha_W \cdot K_l \cdot K_W \cdot C_x \cdot W_0 \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = \\ &= 0,7 \cdot 1 \cdot 1,2875 \cdot 1,2 \cdot 650 \cdot 15,4 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 10,82 \quad H / м \end{aligned} \quad (26)$$

где: $\alpha_W = 0,7$ при $W_0 = 650$ Па – коэффициент, учитывающий неравномерность ветровой нагрузки;

$K_l = 1$ - коэффициент, учитывающий влияние длины пролета;

$K_W = 1,2875$ коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от местности [3, таб.2.5.2.] тип местности А [ПУЭ т.2.5.2];

$C_x = 1,2$ - коэффициент, учитывающий лобовое сопротивление. [3, п.2.5.52];

$F = d \cdot l \cdot 10^{-3} = 15,4 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 15,4 \cdot 10^{-3}, мм^2$ – площадь продольного диаметрального сечения провода;

Так как ветровая нагрузка действует перпендикулярно $\varphi = 90^\circ$, то $\sin^2 \varphi = 1$.

Вычислим расчетную ветровую нагрузку, действующую на 1 м провода без гололеда

$$P_{Wn} = P_{Wn}^H \cdot \gamma_{nW} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 10,82 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 11,9 \quad H / м \quad (27)$$

где: γ_{nW} - коэффициент надежности по ответственности [3, п.2.5.54];

γ_p - региональный коэффициент [3, п.2.5.54];

γ_f - коэффициент надежности по ветровой нагрузке [3, п.2.5.54];

Определим удельную ветровую нагрузку, действующую на 1 м провода без гололеда:

$$\gamma_{Wn} = \frac{P_{Wn}}{F} = \frac{11,9}{136,8} = 0,086 \text{ H / м} \cdot \text{мм}^2 \quad (28)$$

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

$$\begin{aligned} P_{W2n}^H &= \alpha_W \cdot K_l \cdot K_W \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot W_0 \cdot F \cdot \sin^2 \varphi = \\ &= 1 \cdot 1 \cdot 1,2875 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 650 \cdot 42,7 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 10,72 \text{ H / м} \end{aligned} \quad (29)$$

где: $\alpha_W = 1$ при $W_0 < 200$ Па – коэффициент, учитывающий неравномерность ветровой нагрузки;

$$F = (d + 2 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b_s) \cdot l \cdot 10^{-3} = (15,4 + 2 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 15) \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 42,7 \cdot 10^{-3}, \quad \text{мм}^2 \quad -$$

площадь продольного диаметрального сечения провода; (30)

Определим расчетную ветровую нагрузку, действующую на 1 м провода с гололедом

$$P_{W2n} = P_{W2n}^H \cdot \gamma_{nW} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 10,72 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,1 = 11,79 \text{ H / м} \quad (31)$$

Рассчитаем удельную ветровую нагрузку, действующую на 1 м провода с гололедом:

$$\gamma_{W2n} = \frac{P_{W2n}}{F} = \frac{11,79}{136,8} = 0,086 \text{ H / м} \cdot \text{мм}^2 \quad (32)$$

Вычислим результирующую нагрузку от давления ветра на 1 м провода без гололеда:

$$P_{\Sigma 2} = \sqrt{P_n^2 + P_{Wn}^2} = \sqrt{5,17^2 + 11,9^2} = 12,97 \text{ H / м} \quad (33)$$

Определим удельную результирующую нагрузку от давления ветра на 1 м провода и без гололеда:

$$\gamma_{\Sigma 2} = \frac{P_{\Sigma 2}}{F} = \frac{12,97}{136,8} = 0,094 \text{ H / м} \cdot \text{мм}^2 \quad (34)$$

Определим результирующую нагрузку от давления ветра на 1 м провода с гололедом:

$$P_{\Sigma 3} = \sqrt{P_n^2 + P_{W2n}^2} = \sqrt{5,17^2 + 11,79^2} = 12,873 \text{ H / м} \quad (35)$$

Рассчитаем удельную результирующую нагрузку от давления ветра на 1 м провода и с гололедом:

$$\gamma_{\Sigma 3} = \frac{P_{\Sigma 3}}{F} = \frac{12,873}{136,8} = 0,094 \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2 \quad (36)$$

Таблица 2 – Сводная таблица нагрузок действующих на 1 м провода АС120/19

Название нагрузки	Обозначение	Значение
Нагрузка от собственной массы провода	$P_n, \text{ Н / м}$	5,17
Удельная нагрузка от собственной массы провода	$\gamma_n, \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$	0,036
Нормативная гололедная нагрузка, действующая на 1 м провода	$P_{zl}^H, \text{ Н / м}$	10,98
Расчетная гололедная нагрузка, действующая на 1 м провода	$P_{zl}, \text{ Н / м}$	9,27
Удельная гололедная нагрузка, действующая на 1 м провода	$\gamma_{zl}, \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$	0,067
Результирующая нагрузка от веса гололеда и массы провода	$P_{\Sigma 1}, \text{ Н / м}$	14,44
Удельная результирующая нагрузка от веса гололеда и массы провода	$\gamma_{\Sigma 1}, \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$	0,105
Нормативная ветровая нагрузка без гололеда, действующая на 1 м провода	$P_{Wn}^H, \text{ Н / м}$	10,82
Расчетная ветровая нагрузка без гололеда, действующая на 1 м провода	$P_{Wn}, \text{ Н / м}$	11,9
Удельная ветровая нагрузка без гололеда, действующая на 1 м провода	$\gamma_{Wn}, \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$	0,086
Результирующая ветровая нагрузка без гололеда, действующая на 1 м провода	$P_{\Sigma 2}, \text{ Н / м}$	12,97
Удельная результирующая ветровая нагрузка без гололеда, действующая на 1 м провода	$\gamma_{\Sigma 2}, \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$	0,094
Нормативная ветровая нагрузка с гололедом, действующая на 1 м провода	$P_{Wzl}^H, \text{ Н / м}$	10,72
Расчетная ветровая нагрузка с гололедом, действующая на 1 м провода	$P_{Wzl}, \text{ Н / м}$	11,79
Удельная ветровая нагрузка с гололедом, действующая на 1 м провода	$\gamma_{Wzl}, \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$	0,086
Результирующая ветровая нагрузка с гололедом, действующая на 1 м провода	$P_{\Sigma 3}, \text{ Н / м}$	12,873
Удельная результирующая ветровая нагрузка с гололедом, действующая на 1 м провода	$\gamma_{\Sigma 3}, \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$	0,094

Основываясь на полученных данных, максимальной удельной нагрузкой является удельная результирующая нагрузка от массы провода и веса гололеда $\gamma_{\Sigma 1}$, которая равняется $\gamma_{нб} = 0,105 \text{ Н / м} \cdot \text{мм}^2$

3.2 Определение критической температуры

Критическая температура – это температура, при которой стрела провисания провода находящаяся под воздействием собственного веса провода достигнет того же значения, как и при наличии гололеда.

$$t_{кр} = (t_z - 3) + \frac{\sigma_{нб}}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_n}{\gamma_{нб}} = (-5 - 3) + \frac{153}{18,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,9 \cdot 10^4} \cdot \frac{0,036}{0,105} = 21,147 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (37)$$

где: $\sigma_{нб} = 135 \text{ Н / мм}^2$ - допустимое напряжение на провод при наибольшей нагрузке; [3, т.2.5.7]

$E = 8,25 \cdot 10^4 \text{ Н / мм}^2$ - модуль упругости; [3, т.2.5.8]

$\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$ - температурный коэффициент линейного удлинения. [3, т.2.5.8]

Поскольку высшая температура больше температуры критической $40 \text{ } ^\circ\text{C} > 21,147 \text{ } ^\circ\text{C}$, то наибольшая стрела провисания будет при нагрузке провода собственной массой, т.е. удельной механической нагрузкой γ_n

3.3 Определение габаритного пролета

Габаритный пролет – это пролет, длина которого определяется нормированным вертикальным расстоянием от проводов до земли при установке опор на идеально ровной поверхности.

Определим габаритный пролет.

Рассчитать величину габаритного пролета можно путем решения основного уравнения состояния провода.

$$l_{габ}^4 \cdot \left(\frac{\gamma_{[f]}}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) - l_{габ}^2 \cdot \left(\sigma + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) \right) - \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = 0 \quad (38)$$

Для упрощения расчета габаритного пролета, введем коэффициенты:

$$A = \left(\frac{\gamma_{[f]}}{8 \cdot f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{\sigma_{нб}} \right)^2 \cdot \frac{E}{24} \right) = \left(\frac{0,036}{8 \cdot 3,12} + \left(\frac{0,105}{135} \right)^2 \cdot \frac{8,25 \cdot 10^4}{24} \right) = 0,00351; \quad (39)$$

где: $\gamma_{[f]}$ - удельная механическая нагрузка, при которой имеет место наибольшее провисание провода;

f - стрела провисания провода;

$$B = \left(\sigma_{нб} + \alpha \cdot E \cdot (t_{[\sigma]} - t_{[f]}) \right) = \left(153 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^4 \cdot (-5 - 36) \right) = 70,056; \quad (40)$$

где: $t_{[f]}$ - температура, при которой f достигает максимума;

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

$$C = \frac{8}{3} \cdot f^2 \cdot E = \frac{8}{3} \cdot 3,12^2 \cdot 8,25 \cdot 10^4 = 2,13 \cdot 10^6. \quad (41)$$

Подставим полученные коэффициенты в основное состояние провода:

$$l_{габ}^4 \cdot A - l_{габ}^2 \cdot B - l_{габ} \cdot C = 0. \quad (42)$$

Решим данное уравнение и определим длину габаритного пролета:

$$l_{габ} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4 \cdot A \cdot C}}{2 \cdot A}} = \sqrt{\frac{70,056 + \sqrt{70,056^2 + 4 \cdot 0,00351 \cdot 2,13 \cdot 10^6}}{2 \cdot 0,00351}} = 191,2 \approx 191 \text{ м}; \quad (43)$$

Определим габаритную стрелу провисания

$$f = \frac{\gamma_n \cdot l_{габ}^2}{8 \cdot \sigma_{нб}} = \frac{0,036 \cdot 163^2}{8 \cdot 135} = 1,216 \text{ м} \quad (44)$$

3.4 Выбор изоляторов и линейной арматуры

Определим весовой пролет:

$$l_{вес} = 1,25 \cdot l_{заб} = 1,25 \cdot 191 = 238,75 \text{ м.} \quad (45)$$

Выбор изоляторов для поддерживающих гирлянд на промежуточных опорах

При нормальном режиме и наибольшей механической нагрузке:

$$2,7 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_{нб} \cdot F_{нр} \cdot l_{вес} + G_z) = 2,7 \cdot (1 \cdot 0,105 \cdot 136,8 \cdot 238,75 + 700) = 11149,39 \text{ Н}; \quad (46)$$

где: n_{ϕ} - число проводов в расщепленной фазе, принимаем равным 1;

G_z - ориентировочный вес гирлянды изоляторов, для ВЛ-35кВ принимается равным 700 Н.

При нормальном режиме и среднеэксплуатационной нагрузке:

$$5 \cdot (n_{\phi} \cdot \gamma_n \cdot F_{нр} \cdot l_{вес} + G_z) = 5 \cdot (1 \cdot 0,036 \cdot 136,8 \cdot 238,75 + 700) = 9378,98 \text{ Н.} \quad (47)$$

При аварийном режиме:

$$\begin{aligned} & 1,8 \cdot \sqrt{\left(\frac{n_{\phi} \cdot \gamma_n \cdot F_{нр} \cdot l_{вес}}{2} + G_z \right)^2 + (k_{р\delta} \cdot \sigma_{нб} \cdot F_{нр})^2} = \\ & = 1,8 \cdot \sqrt{\left(\frac{1 \cdot 0,036 \cdot 136,8 \cdot 238,75}{2} + 700 \right)^2 + (0,4 \cdot 135 \cdot 238,75)^2} = 23322,0 \text{ Н;} \end{aligned} \quad (48)$$

где: $k_{р\delta}$ - коэффициент редукции, принимаем равным 0,4.

На основании выше изложенного расчета, условия выбора и таблицы 1.70 [2] выбираем изолятор типа ПС40А.

$$P_{расч} \leq P_u;$$

$$23 \leq 40$$

Условие выполняется.

Определим длину утечки:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot k = 1,4 \cdot 40,5 \cdot 1 = 56,7 \text{ см}; \quad (49)$$

где: $\lambda_3 = 1,4 \text{ см/кВ}$ - удельная эффективная длина пути утечки;

$U = 40,5 \text{ кВ}$ - наибольшее рабочее междуфазное напряжение

[Межгосударственный стандарт ГОСТ 721-77 введён 1978-06-01];

k - коэффициент использования длины пути утечки.

Определим количество изоляторов:

$$m = \frac{L}{L_u} = \frac{56,7}{18,9} = 3 = 4 \text{ шт}; \quad (50)$$

где: $L_u = 18,9 \text{ см}$ - длина пути утечки одного изолятора [2].

Данные изолятора ПС40А сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Технические данные изолятора ПС40А

Марка изолятора	Минимальная разрушающая нагрузка на изгиб (срез), кН	Диаметр тарелки D , мм	Строительная высота H , мм	Длина пути утечки, мм	Масса, кг
ПС40А	40	175	110	189	1,7

Выбор изоляторов для натяжных гирлянд на анкерных опорах.

При нормальном режиме и наибольшей механической нагрузке:

$$\begin{aligned} & 2,7 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_{нб} \cdot F_{np} \cdot l_{вес}}{2} + G_z \right)^2 + (\sigma_{нб} \cdot F_{np})^2} = \\ & = 2,7 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,105 \cdot 136,8 \cdot 238,75}{2} + 700 \right)^2 + (135 \cdot 136,8)^2} = 50288,02 \text{ Н}. \end{aligned} \quad (51)$$

При нормальном режиме и среднеэксплуатационной нагрузке:

$$\begin{aligned} & 5 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma_n \cdot F_{np} \cdot l_{вес}}{2} + G_z \right)^2 + (\sigma_{сз} \cdot F_{np})^2} = \\ & = 5 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,036 \cdot 136,8 \cdot 238,75}{2} + 700 \right)^2 + (90 \cdot 136,8)^2} = 61889,82 \text{ Н}. \end{aligned} \quad (52)$$

На основании выше изложенного расчета, условия выбора и таблицы 1.70

[2] выбираем изолятор типа ПС70Е.

$$P_{расч} \leq P_u;$$

$$62 \leq 70$$

Условие выполняется.

Определим количество изоляторов:

$$m = \frac{L}{L_u} = \frac{56,7}{30,3} = 1,871 = 3 \text{ шт}; \quad (53)$$

Данные изолятора ПС70Е сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Технические данные изолятора ПС70Е

Марка изолятора	Минимальная разрушающая нагрузка на изгиб (срез), кН	Диаметр тарелки D, мм	Строительная высота H, мм	Длина пути утечки, мм	Масса, кг
ПС70Е	70	255	127; 146; 170	303	3,4

3.5 Расчет и построение шаблона для расстановки промежуточных опор

При расчете необходимо учесть следующие требования:

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

Исходные условия: $\gamma_n, t_{c2}, \sigma_{габ}$;

Искомые условия: $\gamma_{\Sigma 3}, t_{c2}, \sigma_{нб}$.

$$\sigma_{габ} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{габ}^2} = \sigma_{нб} - \frac{\gamma_n^2 \cdot E \cdot l_{габ}^2}{24 \cdot \sigma_{нб}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t_{c2} - t_2); \quad (54)$$

$$\sigma_{габ} - \frac{B}{\sigma_{габ}^2} = A. \quad (55)$$

Сводим к неполному кубическому уравнению:

$$\sigma_{габ}^3 - A \cdot \sigma_{габ}^2 - B = 0. \quad (56)$$

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

$$\sigma_{габ+1} = \sigma_{габ} - \frac{\sigma_{габ}^3 - A \cdot \sigma_{габ}^2 - B}{3 \cdot \sigma_{габ}^2 - 2 \cdot A \cdot \sigma_{габ}}. \quad (57)$$

За начальное приближение примем $\sigma_{габ} = \sigma_{нб} = 135 \text{ Н / мм}^2$.

Расчеты итераций сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет габаритного механического напряжения

Номер итерации	Значение
$\sigma_{габ+1}$	125,05
$\sigma_{габ+2}$	124,04
$\sigma_{габ+3}$	124,036
$\sigma_{габ+4}$	124,036

Кривая 1 – кривая максимального провисания провода:

$$y = k_{ш} \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2,$$

где x – значение длины габаритного пролета в метрах;

$$x = (0 \div 0,75) \cdot l_{габ} = 0 \div 143,25 \text{ м}. \quad (58)$$

$k_{ш}$ – коэффициент шаблона;

$$k_{ш} = \frac{\gamma_{шб} \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma_{заб}} = \frac{0,094 \cdot 10^4}{2 \cdot 124,0,36} = 3,78. \quad (59)$$

$$y = 3,78 \cdot \left(\frac{x}{100} \right)^2. \quad (60)$$

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

$$h_{заб} = \Gamma + (0,3 \div 0,5) = 6 + 0,4 = 6,4 \text{ м}. \quad (61)$$

Габарит для ВЛ 35 кВ строящихся по ненаселенной местности до поверхности земли равен 6 м [3, табл.2.5.20].

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

$$h_0 = H_{мп} - \lambda_1 = 19 - 1,210 = 17,79 \text{ м}. \quad (62)$$

Результаты расчетов представлены в виде таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов

X0	y1	y2	y3
-140	7,4088	1,0088	-10,3812
-120	5,4432	-0,9568	-12,3468
-100	3,78	-2,62	-14,01
-80	2,4192	-3,9808	-15,3708
-60	1,3608	-5,0392	-16,4292
-40	0,6048	-5,7952	-17,1852
-20	0,1512	-6,2488	-17,6388
0	0	-6,4	-17,79
20	0,1512	-6,2488	-17,6388
40	0,6048	-5,7952	-17,1852
60	1,3608	-5,0392	-16,4292
80	2,4192	-3,9808	-15,3708
100	3,78	-2,62	-14,01
120	5,4432	-0,9568	-12,3468
140	7,4088	1,0088	-10,3812

Полученный в результате расчетов шаблон для расстановки опор по продольному профилю трассы представлен на рисунке 1.

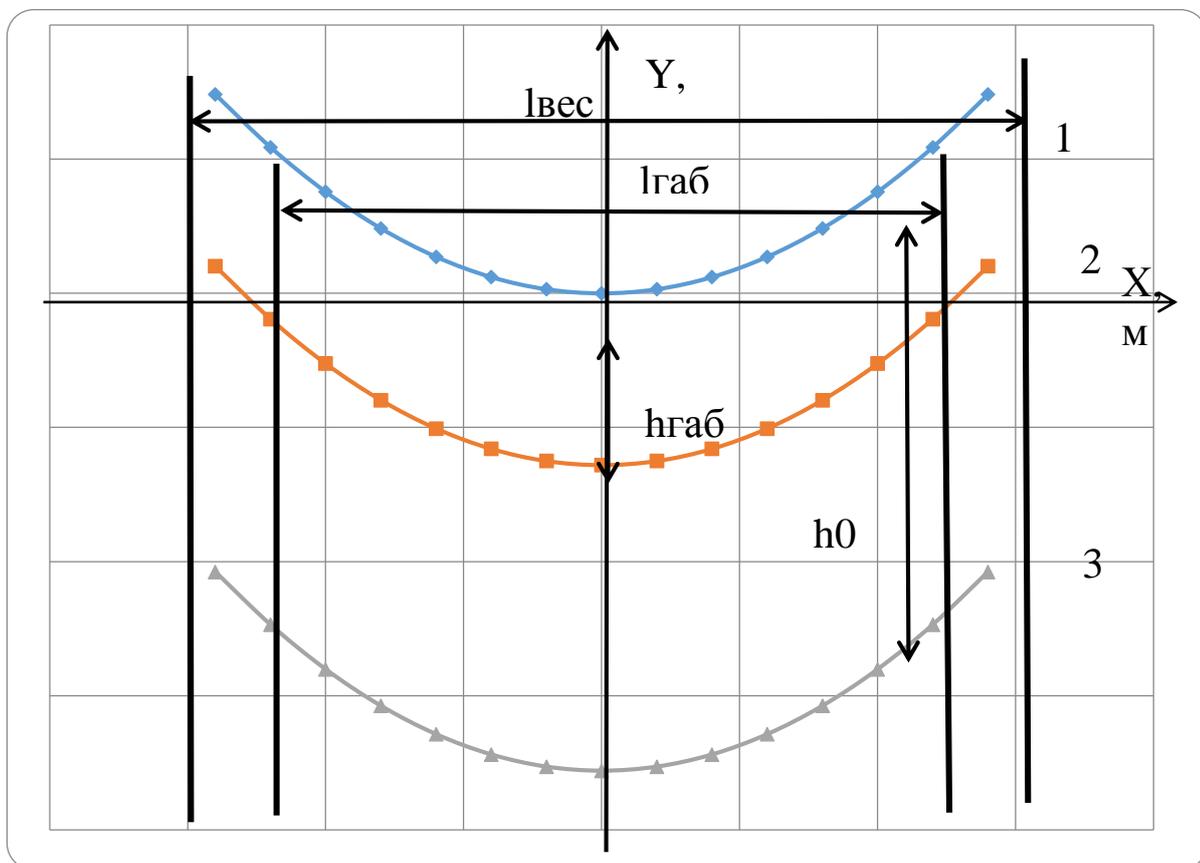


Рисунок 1 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

Шаблон используется для расстановки опор по продольному профилю трассы следующим образом: шаблон накладывается на профиль трассы так, чтобы кривая 1 пересекла профиль в месте установки первой анкерной опоры, а кривая 2 касалась его. При этом ось y должна находиться в вертикальном положении. Таким образом другая точка пересечения кривой 3 с профилем будет соответствовать месту установки первой промежуточной опоры. При данном положении шаблона во всех точках пролета габарит до земли будет не меньше допустимого. Положение следующей опоры находится по аналогичной схеме.

4. Проектирование ПС

Подстанции нового поколения характеризуются значительным увеличением автоматизации процессов и уменьшением объема эксплуатационного и ремонтного обслуживания. В перспективе возможен переход к работе без постоянного обслуживающего персонала.

Эффективность работы ПС нового поколения обеспечивается:

1. увеличением надежности электроснабжения узлов нагрузки и отдельных потребителей.
2. снижением эксплуатационных издержек.
3. уменьшением потребностей в земельных ресурсах.

При проектировании подстанции необходимо использовать современные трансформаторы, которые должны иметь обоснованно сниженные величины потерь холостого хода, КЗ и затрат электроэнергии на охлаждение, необходимую динамическую стойкость к токам КЗ, должны быть оснащены современными высоконадежными вводами.

В подстанциях нового поколения применяют элегазовые выключатели 35кВ и выше, и разъединители с улучшенной контактной системой и кинематикой.

В отдельных случаях, когда встроенные трансформаторы тока не обеспечивают требуемых условий работы РЗА, автоматизированной системы контроля и учета электропотребления и питания измерительных приборов, возможно применение отдельно стоящих трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

					<i>ФЮРА.140205.020 ПЗ</i>		
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Шеховцев</i>					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Панкратов</i>						<i>Листов</i>
<i>Реценз.</i>							37 101
<i>Н.Конт</i>					<i>Проектирование ПС</i>		
<i>Утверди</i>	<i>Прохоров</i>						
					<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</i>		

В проектах ПС необходимо использовать оборудование нового типа, которое должно иметь систему мониторинга, интегрированную в автоматизированную систему управления технологическими процессами и включающую подсистему диагностики его технического состояния.

При проектировании ПС электрические схемы всех напряжений ПС должны быть обоснованно упрощены с учетом применения надежного современного оборудования.

4.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.

Выбор количества трансформаторов зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей. На подстанциях целесообразно устанавливать два трансформатора. В данном случае обеспечивается надежность электроснабжения потребителей 1 и 2 категорий. В ситуации отключения одного трансформатора оставшийся в работе должен выдерживать перегрузку до 40%.

Как правило, в практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается установка двух трансформаторов. Несмотря на то, что на большинство новых подстанций на первом этапе устанавливается по одному трансформатору, удельный вес двух трансформаторных подстанций растет. Выбор мощности трансформаторов основывается на показателях нагрузки при эксплуатации подстанции.

Суммарная установленная мощность трансформаторов должна удовлетворять следующему условию:

$$S_{тр.расч} = \frac{P_{max}}{\cos \varphi \cdot \beta \cdot (n - 1)} \quad (63)$$

При выборе числа и номинальной мощности трансформаторов должна быть предусмотрена возможность надежного электроснабжения потребителей всех категорий при наиболее эффективном использовании выбранной мощности трансформаторов.

Для электроснабжения потребителей I, II категорий количество трансформаторов должно быть не менее двух, а их мощность определяется из соотношения:

$$S_{\text{Тр}} > S_p / n \cdot k_3 \quad (64)$$

где n — количество трансформаторов,

S_p — расчетная мощность трансформатора,

k_3 — рекомендованный коэффициент загрузки трансформатора 0,7.

При длительной аварийной нагрузке для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ, и Ц допускается на 40% больше номинальной мощности трансформатора в течении пяти суток, но не более 6 часов в сутки, если коэффициент начальной нагрузки k_1 не превышает 0,93.

Определяем мощность трансформатора.

$$S_p = 10300 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}$$

$$S_{\text{Тр}} > 10300 / 2 \cdot 0,7 = 7357 \text{ (кВ} \cdot \text{А)} \quad (65)$$

Выбираем два силовых трансформатора стандартного типа ТРДН-16000/35 с параллельно соединенными обмотками на напряжении 6кВ, с устройством автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, их параметры сводим в таблицу 7. [4].

Таблица 7 – Технические параметры трансформатора

Тип трансформатора	S, МВА	Пределы регулирования	Uном, кВ		k, %	Pk, МВт	Px, МВт	Ix, %	Rт, Ом	Xт, Ом	Qx, Мвар
			Н	Н							
ТРДН-16000/35	16	± 8x1,5%	6	6,3-6,3	0,5	0,12	0,027	0,7	2,54	55,9	0,175

Т- трехфазный, Р- с расщепленной обмоткой НН, Д- система охлаждения - естественная циркуляция масла, Н-регулирование напряжения под нагрузкой (РПН).

Коэффициент заполнения суточного графика нагрузки в аварийном режиме, т.е. при выходе из работы одного трансформатора:

$$K_3 = S_p / 1,4 S_T, \quad (66)$$

$$K_3 = 10300 / 1,4 \cdot 16000 = 0,55 \quad (67)$$

В ситуации отключения одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор с учетом допустимой ПУЭ 40 % аварийной перегрузки сможет пропустить мощность

$$1,4 \cdot S_{НОМ} = 1,4 \cdot 16000 = 22400 \text{кВ} \cdot \text{А} \quad (68)$$

То есть всю потребляемую потребителями мощность.

При нормальном режиме работы трансформаторы нагружены в период максимума:

$$K_3 = 10300 \cdot 100 / 2 \cdot 16000 = 32,18 \quad (69)$$

То есть трансформаторы работают в нормальном экономичном режиме.

4.2 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо – и эффективно - заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.[12]

Возникают короткие замыкания при нарушении изоляции электрических цепей.

Нарушения, которые, приводят к коротким замыканиям, имеют различные причины:

1. старение, затем пробой изоляции;
2. набросы на провода ЛЭП;
3. обрывы проводов с падением на землю;
4. при земляных работах механические повреждения изоляции кабельных линий;
5. удары молний в линии электропередач и др.

Как правило, короткое замыкание проходит через переходное сопротивление, например через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Не редко возникают короткие металлические замыкания без переходного сопротивления.

Часто короткие замыкания сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

При коротком замыкании протекание токов приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Данный нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п. Проводники и аппараты должны быть термически стойкими и без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами короткого замыкания.

В процессе короткого замыкания протекание токов сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Необходимо принять соответствующие меры, иначе под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены.

Короткие замыкания приводят к понижению уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

В целях обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок. Для уменьшения опасности развития аварий, необходимо принять меры на этапе проектирования, в частности, правильно выбрать аппараты по условиям КЗ, применить токоограничивающие устройства, выбрать рациональную схему сети и т.п.

Процесс короткого замыкания сопровождается переходным процессом, при котором значение токов и напряжений, а также характер их изменения во времени зависят от соотношения мощностей и сопротивлений источника

питания (генератор, система) и цепи, в которой произошло повреждение

При расчете токов короткого замыкания принимают следующие допущения:

1. вычисляется трехфазное короткое замыкание, т.к. оно симметричное, а токи максимальные;
2. выбирают расчетное место короткого замыкания так, чтобы ток короткого замыкания, протекающий через выбираемый аппарат, был максимально возможным;
3. все источники, от которых может получать питание место короткого замыкания, работают параллельно и их ЭДС совпадают по фазе;
4. можно пренебречь активным сопротивлением, если оно более, чем в три раза меньше индуктивного;
5. пренебрегают сопротивлением источников, коммутационных аппаратов, кабельных перемычек, т.к. оно мало;
6. при расчете токов, величина напряжения берется на 5% больше номинального.

Для того что бы расчетные данные привести к базисному напряжению и базисной мощности, расчет токов короткого замыкания ведем в относительных единицах.

Для расчетов токов короткого замыкания составляют расчетную схему системы электроснабжения и на её основе схему замещения. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток к.з. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток к.з.

Расчет токов короткого замыкания выполнен применительно к схеме сети, для режима раздельной работы трансформаторов.

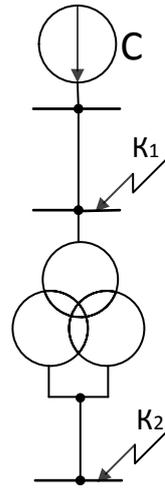


Рисунок 2- Однолинейная расчетная схема сети

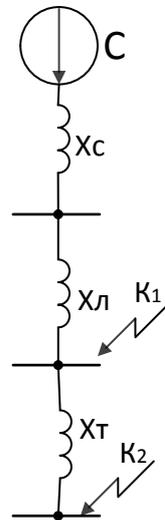


Рисунок 3- Упрощенная однолинейная схема замещения сети

При расчёте токов короткого замыкания принимаем базисные величины. Используем стандартный ряд базисных напряжений. Расчет токов короткого замыкания приводим к базисному напряжению и базисной мощности:

$U_{б1}=36,75$ кВ; $U_{б2}=6,3$ кВ; $S_{б}=100$ МВА; базисные сопротивления в о.е. определяются:

Сопротивление системы

$$x_c = \frac{U_c^2 \cdot S_{б}}{S_{кз} \cdot U_{б1}^2} = \frac{36,75^2 \cdot 100}{2000 \cdot 36,75^2} = 0,05(o.e.) . \quad (70)$$

В ситуации параллельного соединения обмоток НН трансформатор с расщепленными обмотками будет работать как обычный двухобмоточный. При

этом сопротивления трансформатора между выводами обмоток ВН и общим выводом НН1 и НН2 будут равны сопротивлению $X_{тр}$ отнесенному к номинальной мощности трансформатора.

Сопротивление трансформатора:

$$x_{mp} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{нmp}} = \frac{6,3}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,42(o.e.). \quad (71)$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{вл} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = \frac{0,427 \cdot 9 \cdot 100}{36,75^2} = 0,284(o.e.). \quad (72)$$

где x_0 - удельное реактивное сопротивление на 1 км воздушной линии с проводом АС 120/19. (Ом/км)

l - длина линии.

Базисная величина тока рассчитывается из соотношения мощности для трёхфазной цепи:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 1,5(\kappa A) \quad (73)$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,6(\kappa A). \quad (74)$$

Для точки К1:

Сопротивление короткого замыкания:

$$x_{k1} = x_c + x_l = 0,05 + 0,284 = 0,334 (o.e.); \quad (75)$$

Тогда действующее значение тока к.з.

$$I_k = \frac{I_{\sigma 1}}{x_{k1}} = \frac{1,5}{0,334} = 4,49(\kappa A). \quad (76)$$

Ударный ток к.з.:

$$i_y = I_k \cdot \sqrt{2} \cdot k_y = 4,49 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 11,4(\kappa A), \quad (77)$$

для точки К2:

$$x_{k2} = x_{k1} + x_{mp} = 0,334 + 0,42 = 0,754(o.e.); \quad (78)$$

$$I_k = \frac{I_{\sigma 2}}{x_{k2}} = \frac{9,6}{0,754} = 12,7(\text{кА}); \quad (79)$$

$$i_y = I_k \cdot \sqrt{2} \cdot k_y = 12,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 32,41(\text{кА}). \quad (80)$$

4.3 Выбор схемы распределительного устройства

Существует принятая схема для распределительного устройства на напряжении 35 кВ "Мостик с выключателями в цепях линий без ремонтной перемычки со стороны линии" с учетом расширения для присоединения двух линий и перехода на схему "Одна рабочая секционированная выключателем система шин". Для распределительного устройства на напряжении 6 кВ принята схема "Одна секционированная выключателями система шин". Схемы 35 кВ, 6 кВ выбраны согласно "Схем принципиальных электрических".

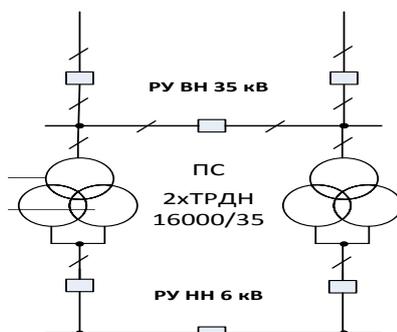


Рисунок 4 – Схема распределительного устройства

4.4 Выбор выключателя высокого напряжения

В процессе выбора аппаратов и проводников для первичных цепей электроустановок важно учитывать:

1. прочность изоляции, которая необходима для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
2. предел допустимого нагрева токами в длительных режимах;
3. устойчивость в режиме короткого замыкания;

4. техническая и экономическая целесообразность;
5. требующаяся механическая прочность;
6. допустимые потери напряжения в нормальном и аварийном режимах.

При выборе аппаратуры высокого напряжения важно детально сравнить расчетные данные с данными предоставленными производителями аппаратуры.

Выключатель - это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения цепей высокого напряжения в аварийном и нормальном режимах.

Выключатели являются основным коммутационным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее сложной и важной операцией является отключение токов короткого замыкания.

К выключателям высокого напряжения, при проектировании, должны предъявляться следующие требования:

1. надежное отключение токов любой величины от десятков ампер до номинального тока отключения;
2. наименьшее время отключения;
3. автоматическое повторное включение, т.е. автоматическое включение выключателя сразу же после отключения;
4. легкость ревизии и визуального осмотра контактов;
5. взрыво- и пожаробезопасность;
6. удобство обслуживания и транспортировки.

Выключатели выбираются по номинальным значениям напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению, отключающей способности. Выключатели обязательно должны быть проверены

на электродинамическую и термическую устойчивость при токах короткого замыкания и на предельный ток включения.

Выключатели высокого напряжения должны выдерживать длительный номинальный ток I_n и номинальное напряжение U_n .

Выбор выключателей производится:

- по напряжению

$$U_{уст} \leq U_n; \quad (81)$$

- по длительному току

$$I_{расчет.} \leq I_n; \quad (82)$$

- по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{пт} \leq I_{отк.н}, \quad (83)$$

где $I_{пт}$ - действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов;

$I_{отк.н}$ – номинальный ток отключения, кА.

Далее проверяется способность выключателя отключить полный ток короткого замыкания с учётом апериодической составляющей т.е. асимметричный ток короткого замыкания:

$$\left(\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат}\right) \leq \sqrt{2}I_{отк.н} (1 + \beta_n), \quad (84)$$

где $i_{ат}$ - апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов τ ;

β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе короткого замыкания;

τ - наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов,

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (85)$$

где $t_{з.мин} = 0,01$ с – минимально время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

Высоковольтный выключатель проверяется на электродинамическую устойчивость по предельному сквозному току короткого замыкания:

$$I'' \leq I_{пр.скв.}, \quad (86)$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.скв.}, \quad (87)$$

где I'' - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя;

$I_{пр.скв.}$ – действующее значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по справочнику);

$i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

$i_{пр.с}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по справочнику).

Выключатель проверяется на термическую устойчивость по тепловому импульсу

$$\begin{aligned} B_k &\leq I_m^2 t_m \\ B_k &= I''^2 (t_{отк} + T_a) \end{aligned} \quad (88)$$

где B_k – тепловой импульс по расчёту;

I_m – предельный ток термической устойчивости по каталогу;

t_m – длительность протекания тока термической устойчивости, с.

Проверка по параметрам высоковольтных выключателей восстанавливающегося напряжения чаще всего не проводится.

На основе вышеизложенного рассмотрим выбор выключателя высокого напряжения для установки на ОРУ 35 кВ. В проектах ПС следует применять

элегазовые выключатели. Выберем элегазовый колонковый выключатель ВГТ-35-50/3150-ХЛ1.

Максимальный рабочий ток на шинах 35 кВ равен:

$$I_{расч} = \frac{S}{\sqrt{3}U_n}, \quad (89)$$

$$I_{расч} = \frac{10,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 169,905 \text{ А}. \quad (90)$$

По напряжению:

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} = U_n = 35 \text{ кВ}. \quad (91)$$

По длительному току:

$$I_{расч} = 169,905 \text{ А} < I_n = 3150 \text{ А}. \quad (92)$$

По току отключения:

$$I_{нт} = 4,49 \text{ кА} < I_{отк.н} = 40 \text{ кА}. \quad (93)$$

На способность выключателя отключить асимметричный ток КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) = (\sqrt{2} \cdot 4,49 + 1,602) < \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,40) \quad (97)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 4,49 \cdot e^{-(0,01+0,04)/0,025} \quad (94)$$

На электродинамическую стойкость:

$$I'' = 4,49 \text{ кА} < I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}, \quad (95)$$

$$i_{y\partial} = 11,4 \text{ кА} < i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА} . \quad (96)$$

На термическую стойкость:

$$B_K = I''^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 4,49^2 \cdot (3,0 + 0,03) \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_m^2 \cdot t_m = 40^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (97)$$

Таким образом, выключатель удовлетворяет условиям

Таблица 8 – Результаты выбора и проверки выключателя на стороне 35 кВ

Элегазовый выключатель 35 кВ типа ВГТ-35-50/3150-ХЛ1		
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_H$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{расч}} \leq I_H$	$I_{\text{расч}} = 169,905 \text{ А}$	$I_H = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{откл.н}}$	$I_{\text{нт}} = 4,49 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 40 \text{ кА}$
$(\sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} + i_{\text{ат}}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} (1 + \beta_H)$	$(\sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} + i_{\text{ат}}) = 9,536 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} (1 + \beta_H) = 80 \text{ кА}$
$I'' \leq I_{\text{пр.скв}}$	$I'' = 4,49 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$
$i_{y\partial} \leq i_{\text{пр.скв}}$	$i_{y\partial} = 11,4 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$
$B_K \leq I_m^2 t_m$	$B_K = 95,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$



Рисунок 5 – Элегазовый колонковый выключатель 35 кВ типа ВГТ

Элегазовый выключатель типа ВГТ производится компанией Энергомаш (Екатеринбург), предназначены для коммутирования электрических цепей при аварийных и нормальных режимах.

На основе данных, предоставленных производителем, можно выделить следующие преимущества выключателей типа ВГТ:

1. пониженные усилия коммутирования выключателем. Энергия, необходимая для гашения дуги, частично используется из самой дуги, что существенно уменьшает время работы привода и повышает надежность.
2. использование двойных уплотнений в соединениях. Естественный уровень утечек - не более 0,5% в год - подтверждается испытаниями каждого выключателя на заводе-изготовителе;

3. применение высокопрочных изоляторов зарубежных фирм и других надежных комплектующих;
4. заводская готовность очень высокая, что позволяет осуществить быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию;
5. коррозионная стойкость покрытий также очень высокая, применяется для стальных конструкций;
6. высокий коммутационный ресурс, для каждого полюса, превосходящий в 3-4 раза ресурс лучших зарубежных аналогов, повышенные сроки службы комплектующих и уплотнений, которые обеспечивают срок службы при нормальных условиях эксплуатации не менее, чем 25 лет до первого ремонта;
7. возможность отключения токов нагрузки при потере избыточного давления газа в выключателе;
8. при срабатывании, низкий уровень шума (соответствует высоким требованиям);
9. на фундаментные опоры низкие динамические нагрузки;
10. наличие автоматического управления в приводе 2-мя ступенями: шкафа обогрева и контроль исправности.

Элегазовые выключатели выполнены в соответствии с ГОСТ 687-78 «Выключатели переменного тока напряжением выше 1000В.» и техническим условиям ТУ16-2000 2БП.029.001 ТУ, имеют сертификат соответствия №РОСС RU.ME25.V01020.

Выключатель ВГТ-35-50/3150-ХЛ1 состоит из трёх полюсов (колонн), установленных на общей раме, связанных друг с другом механически. Все полюса выключателя управляются одним приводом.

Принцип работы выключателя основан на гашении электрической дуги потоком элегаза, который создаётся за счёт перепада давления и за счёт тепловой энергии дуги, которая обеспечивает автогенерацию. Включение выключателя

осуществляется за счёт энергии включающих пружин привода, а отключение – за счёт энергии пружины отключающего устройства выключателя.

4.5 Выбор выключателя 6 кВ

По аналогичной схеме проведем проверку вакуумного силового выключателя ЗАН5-135-6 .

Максимальный рабочий ток на стороне 6 кВ равен:

$$I_{расч} = \frac{S}{\sqrt{3}U_n}, \quad (98)$$

$$I_{расч} = \frac{10,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 991,1 \text{ А.} \quad (99)$$

По напряжению:

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} = U_n = 6 \text{ кВ.} \quad (100)$$

По длительному току:

$$I_{расч} = 991,1 \text{ А} < I_n = 2500 \text{ А.} \quad (101)$$

По току отключения:

$$I_{нт} = 12,7 \text{ кА} < I_{откл.н} = 31,5 \text{ кА.} \quad (102)$$

На способность выключателя отключить асимметричный ток КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) = (\sqrt{2} \cdot 12,7 + 0,976) < \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n) \text{ кА} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + 0,36) \text{ кА} \quad (103)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-\tau/T} a = \sqrt{2} \cdot 12,7 \cdot e^{-(0,01 + 0,45)/0,02} \quad (104)$$

На электродинамическую стойкость:

$$I'' = 12,7 \text{ кА} < I_{\text{пр.скв}} = 31,6 \text{ кА} , \quad (105)$$

$$i_{\text{уд}} = 32,41 \text{ кА} < i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА} . \quad (106)$$

На термическую стойкость:

$$B_K = I''^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 12,7^2 \cdot (2,5 + 0,02) \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_m^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (107)$$

Таблица 9 – Результаты выбора выключателей на стороне 6 кВ.

Вакуумный выключатель 6 кВ типа ЗАН5-135-6		
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_n$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_n = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{расч}} \leq I_n$	$I_{\text{расч}} = 991,1 \text{ А}$	$I_n = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{откл.н}}$	$I_{\text{нт}} = 12,7 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.н}} = 31,5 \text{ кА}$
$(\sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} + i_{\text{ат}}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} (1 + \beta_n)$	$(\sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} + i_{\text{ат}}) = 16,24 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.н}} (1 + \beta_n) = 60,58 \text{ кА}$
$I'' \leq I_{\text{пр.скв}}$	$I'' = 12,7 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.скв}}$	$i_{\text{уд}} = 32,41 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$B_K \leq I_m^2 t_m$	$B_K = 293,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатели вакуумные внутренней установки серии ЗАН5 с пружинным приводом соответствуют техническим условиям ТУ 3414-006 05755513-2002 и ГОСТ 687-78.

Выключатели серии ЗАН5 предназначены для коммутации электрических цепей при рабочих и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока на номинальное напряжение 6 кВ, частоты 50 и 60 Гц. Выключатели используются для вновь разрабатываемых КРУ, а также для реконструкции шкафов КРУ, находящихся в эксплуатации.

Вакуумные силовые выключатели ЗАН5 способны производить все виды коммутационных операций в распределительных сетях среднего напряжения. Они предназначены для коммутаций воздушных линий, кабелей,

трансформаторов, конденсаторов, генераторов, токовых фильтров, двигателей и реакторов. Данные выключатели могут применяться как в распределительных сетях с небольшими токами отключения, так и в промышленности, где возможны большие токи отключения.

Используя данные производителей вакуумных выключателей серии ЗАН5 можно выделить следующие преимущества по сравнению с выключателями других типов:

1. механический ресурс 10000 циклов "В-тн-О";
2. коммутационный ресурс 50 циклов ВО при номинальном токе отключения;
3. коммутационный ресурс 10000 циклов ВО при номинальном токе;
4. использование самых современных вакуумных камер;
5. значительное уменьшение массы и габаритов выключателя за счет применения новых технологий при изготовлении токопроводящих деталей;
6. не требуется наличие масляного или компрессорного хозяйства;
7. минимум обслуживания, отсутствие регулировки;
8. встроенный пружинный привод с моторредуктором;

Пружинный привод выключателя выполняет следующие функции:

1. обеспечивает надежное и стабильное включение и отключение выключателя с нормированными параметрами;
2. обеспечивает оперативное и неоперативное ручное отключение;

Вакуумный силовой выключатель ЗАН5 является широко применимым. Компактные размеры позволяют установить его в любой тип распределительного устройства. Большое разнообразие типов выключателей с различными номинальными токами и токами отключения, а также различные межполюсные расстояния для классов напряжения от 6 кВ делают его универсально применимым для любых целей в сетях среднего напряжения.

Выключатель состоит из корпуса привода, 3-х полюсов с вакуумными камерами, опорных изоляторов из эпоксидного компаунда и усиливающих распорок, а также необходимых для управления контактами камер изолирующих тяг. В корпусе привода размещены все электрические и механические конструктивные элементы, необходимые для включения и отключения выключателя. Корпус привода закрывается съемной крышкой, в которой предусмотрены окна для элементов управления и указателей.

Выключатели серии ЗАН5 относятся к вакуумным выключателям высокого напряжения. Принцип действия выключателя основан на гашении электрической дуги, возникающей между контактами камеры в вакууме. Ввиду высокой электрической прочности вакуумного промежутка и отсутствия среды, поддерживающей горение дуги, время горения дуги минимальное.

4.6 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Разъединитель - это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

В процессе ремонтных работ разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединители не предназначены для отключения токов нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ, несчастным случаям с обслуживающим персоналом.

Цепь должна быть разомкнута выключателем, перед операцией разъединителем.

Разъединители являются важными элементами в схемах электроустановок, от стабильности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

1. создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
2. исключение самопроизвольных отключений;
3. четкое отключение и включение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители выбирают по номинальным значениям напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению. Выбранные разъединители проверяют на электродинамическую и термическую устойчивость при токах короткого замыкания. При выборе разъединителей обращают внимание на необходимое количество заземляющих ножей и место их установки.

Условия выбора и проверка разъединителей изложены в таблице.

На ОРУ - 35 кВ к установке принимаем разъединитель РГП-СЭШ-35-УХЛ1 - разъединитель наружной установки трехполюсный, с двумя заземляющими ножами, напряжение 35 кВ, усиленная изоляция, номинальный ток 1000 А, для работы в умеренном холодном (УХЛ) климате, категория размещения (1) на открытом воздухе.

Таблица 10 –Выбор и проверка разъединителей

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Разъединитель РГП-СЭШ-35- УХЛ1		
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 169,905 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{уд} = 11,4 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 95,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 3000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости.

Для расчета основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ таблица 12.

Для определения трудоемкости выполнения проекта сначала составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены.

Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{о.ж.}$ применим вариант, основанный на использовании трех оценок: t_{max} , t_{min} , $t_{н.в.}$.

$$t_{о.ж.} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{max}}{6} \quad (108)$$

где t_{min} – кратчайшая продолжительность данной работы (оптимистическая оценка);

$t_{н.в.}$ – наиболее возможная, по мнению экспертов продолжительность работы (реалистическая оценка);

t_{max} – самая длительная продолжительность работы.

Таблица 11 – Описание графика выполнения работ

Сотрудник	Количество дней	Обозначение на графике
Руководитель	90	
Ведущий инженер	90	
Инженер	90	

ФЮРА.140205.020 ПЗ				
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Шеховцев</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Панкратов</i>		
<i>Консульт.</i>		<i>Коршунова</i>		
<i>Н.Конт.</i>				
<i>Утвердил</i>		<i>Прохоров</i>		
<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
				59
				101
<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9202</i>				

5.2 Расчет затрат на проектирование

Затраты, образующие себестоимость продукции группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам:

1. материальные затраты;
2. оплата труда;
3. отчисления в социальные фонды (ПФР, ФСС, ОМС);
4. амортизация основных фондов;
5. прочие затраты;
6. накладные расходы.

Материальные затраты включают в себя: расходные материалы (бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов), сведенные в приведенную ниже таблицу 13.

Таблица 13 – Материальные затраты

Материал	Единица измерения	Количество	Стоимость, руб.
Печатная бумага	Пачка	2	300
Диск CD-RW	Шт.	3	80
Канц. товары	Шт.	6	110
ИТОГО			$I_M = 490$

Расчет заработной платы.

1,16; 1,1- коэффициент за неиспользованный отпуск

1,3- районный коэффициент

$$ЗП_{рук} = (32000 \cdot 1,16 \cdot 1,3) \cdot 3 = 144768 \text{ руб.} \quad (109)$$

$$ЗП_{вед.инж} = (20000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) \cdot 3 = 85800 \text{ руб.} \quad (110)$$

$$ЗП_{инж} = (17000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) \cdot 3 = 72930 \text{ руб.} \quad (111)$$

Сводим расчеты в таблицу 14.

Таблица 14 – Заработная плата исполнителей

Исполнители	Группа	Оклад руб.	Время занятости, дней	Зп, руб.
Руководитель	3	32000	90	144768,0
Ведущий инженер	2	20000	90	85800,0
Инженер	2	17000	90	72930,0
Итого				303498,0

$$\text{Фонд заработной платы } \Phi\text{ЗП} = \sum \text{ЗП}_{\text{исп}}, \quad (112)$$

$$\Phi\text{ЗП} = 303498,0 \text{ р.}$$

Размер отчислений в социальные фонды составляет 30% от ФЗП.

Сумма начислений на социальные нужды составляет:

$$\text{И сн} = 303498,0 \cdot 0,30 = 91094,0 \text{ руб.} \quad (113)$$

Амортизационные отчисления считаем по следующей формуле.

Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений по формуле:

$$\text{И}_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{и}}}{T_{\text{кал}}} \cdot N_{\text{а}} \cdot \Phi_{\text{п}} \quad (114)$$

где $\Phi_{\text{п}}$ - первоначальная стоимость оборудования;

$N_{\text{а}}$ - норма амортизации;

$T_{\text{и}}$ - количество дней использования оборудования;

$T_{\text{кал}}$ - количество календарных дней в году.

Таблица 15 – Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	Ф _п , р	Н _а , %	Т _и , дней	И _{ам} , р
Компьютер	3 Шт.	90000	0,2	65	3205
Принтер	1 Шт.	8000	0,1	21	46
Стол	3 Шт.	7500	0,1	90	185
Стул	3 Шт.	3000	0,2	90	148
Итого					3584

Амортизационные затраты составляют И_{ам} = 3584 рубля.

Прочие расходы :

$$I_{\text{пр}} = 0,1(3\text{П} + I_{\text{м}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{сн}}) \quad (115)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,1(303498 + 490 + 3584 + 91094) = 39866,0 \text{ руб.}$$

Накладные расходы принимаем 200% от ФЗП:

$$I_{\text{нр}} = 2 \cdot \text{ФЗП} \quad (116)$$

$$I_{\text{нр}} = 2 \cdot 303498,0 = 606996,0 \text{ р.}$$

Себестоимость проекта:

$$C_{\text{п}} = I_{\text{м}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{сн}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{нр}} \quad (117)$$

$$C_{\text{п}} = 490 + 303498 + 91094 + 3584 + 39866 + 606996 = 1045528 \text{ р.}$$

Принимаем рентабельность 20%, прибыль:

$$П_{\text{б}} = C_{\text{п}} \cdot 0,2 \quad (118)$$

$$П_{\text{б}} = 1045528 \cdot 0,2 = 209105,0 \text{ р.}$$

Стоимость проекта:

$$Ц_{\text{п}} = C_{\text{п}} + П_{\text{б}} \quad (119)$$

$$Ц_{\text{п}} = 1045528 + 209105 = 1254633 \text{ руб}$$

Смета затрат представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Материальные затраты	I_m	490
Заработная плата	$I_{зп}$	303498
Амортизация	$I_{ам}$	3584
Отчисления на социальные нужды	$I_{сн}$	91094
Прочие расходы	$I_{пр}$	39866
Накладные расходы	$I_{нр}$	606996
Себестоимость проекта	$I_{сп}$	1045528
Прибыль	$P_б$	209105
Стоимость проекта	$C_п$	1254633

5.3 Расчёт капиталовложений на оборудование и строительно-монтажные работы.

Целью является расчет экономической эффективности капитальных вложений на проект строительства ЛЭП «Казанского нефтегазоконденсатного месторождения».

Капитальные вложения K включают затраты на основные фонды и оборотные средства. Так как оборотные средства в системе электроснабжения невелики (1 – 2%), то ими можно пренебречь.

Основные фонды включают стоимость оборудования, затраты на установку, монтаж, наладку и пробный пуск оборудования и аппаратуры, затраты на транспортировку.

При расчете затрат на оборудование, строительно-монтажные работы и т.д. учитывались существующие цены на март 2016 года. Результаты расчета сводим в таблицу 17.

Таблица 17 – Расчет капиталовложений на оборудование

Наименования оборудования	Количество, шт. или м.	Цена за 1 ед. с НДС	Производитель, поставщик	Сумма, руб
Промежуточная опора ВЛ-35кВ				
Подстанция блочная ОРУ 35 кВ	1	11786000	ГК "Электроцит" г. Самара	11786000,00
Трансформатор ТРДН-16000/35 УХЛ 1	2	17700000	ООО "Тольятинский трансформатор"	35400000,00
ЗРУ- 6 кВ	1	550000	ГК "Электроцит" г. Самара	550000,00
КРУН – 35 кВ	1	39307000,00	ГК "Электроцит" г. Самара	39307000,00
Медные шинопровода	1	10796517,0	Siemens	10796517,0
Изолятор стеклянный подвесной ПС - 70 Е	3048	273,00	Южноуральская изоляторная компания	832104,00
Ячейка NXPLUS 6 кВ с элегазовой изоляцией	22	1124400,00	Siemens	24736800,00
Опора П 35- 6В	61	311600,00	ООО "Электропоставка"	19007600,00
Серьга СРС	310	43,65	Южноуральская изоляторная компания	13531,50
Узел крепления гирлянды КГП	310	40,21	Южноуральская изоляторная компания	12465,10

Ушко однолапчатое У1-7-16	310	50,64	Южноуральская изоляционная компания	15698,40
Выключатель колонковый элегазовый 35 кВ	3	1200000	Энергомаш, г. Екатеринбург	3600000,00
Провода изолированные для ВЛ из стальных оцинкованных проволок и алюминиевых проволок марки АС, сечением 120/19	72,5 км	110	ЗАО "Сибкабель", г. Томск	7975000,00
Разъединитель 3х полюсной	24	25000	ГК "Электроцит" г. Самара	600000,00
ИТОГО				115 325 716

Таблица 18 – Расчет строительно-монтажных работ

Наименования вида работ	Единица измерен-ия	Норматив трудо затрат, чел/час	Размер вознагражд ения за выслугу лет				Кол/прот, шт/м	Сумма, руб
				Тарифная ставка, руб./час	Базовый размер ежемесячно й премии	Сдельная единичная расценка, руб.		
Строительство ВЛ - 35 кВ								
Установка стальных промежуточных опор	опора	4,11	1,1	5,0	1,3	3206,63	61	195604,40
Подвеска проводов ВЛ 35 кВ - АС 120/19	км провода	00,46	1,1	5,0	1,3	13361,18	72,5	968685,55
Антикоррозийное покрытие грозозащитных тросов 35 кВ	км троса	1,68	1,1	5,0	1,3	1553,44	72,5	112624,40
Забивка вертикальных заземлителей механизированная	заземлите ль	0,81	1,1	5,0	1,3	107,73	61	6571,53
Бурение котлованов на глубину бурения до 4 км	котлован	1,43	1,1	5,0	1,3	190,19	61	11601,59
Общая сумма на строительно-монтажные работы						К_{монт}=1 295 087,47		

Таким образом капитальные затраты составляют

$$K = K_{\text{обор.}} + K_{\text{монт.}} + K_{\text{проект}}$$

$$K=115,3+1,29+1,25=117,8 \text{ млн. руб}$$

5.4. Расчет эксплуатационных затрат после строительства ЛЭП и подстанции.

Эксплуатационные затраты определяются из следующей формулы:

$$И = И_a + И_{po} + И_э \quad (120)$$

где $И_a$ – ежегодные амортизационные отчисления, руб.

$И_{po}$ – годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, руб.

$И_э$ – стоимость годовых потерь электроэнергии, руб.

Ежегодные амортизационные отчисления

$$И_a = P_a \cdot K \quad (121)$$

где P_a – норма амортизационных отчислений, % (для ВЛ на металлических опорах $P_a = 6,7\%$)

$$И_a = 6,7 \cdot 117800000 / 100 = 7892600 \text{ руб.}$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования $И_{po}$ включают зарплату ремонтного и обслуживающего персонала и затраты на материалы необходимые для ремонта и обслуживания электрооборудования [7]:

$$И_{po} = И_{обсл} \cdot K \quad (122)$$

$$И_{po} = 3 \cdot 117800000 / 100 = 3534000 \text{ руб.}$$

где $И_{обсл}$ – годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, 3% от капитальных затрат = 83185 руб.;

Отчисления на амортизацию включают издержки на капитальный ремонт и на накопление средств, необходимых для замены (реновации) изношенного и морально устаревшего оборудования. Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования. Отчисления на обслуживание предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Для предотвращения повреждений все элементы сети

подвергаются периодическим осмотрам и профилактическим испытаниям. Эти мероприятия финансируются из отчислений на текущий ремонт

Стоимость годовых потерь активной электроэнергии:

$$I_3 = \Delta P \cdot \tau \quad (123)$$

где ΔP - среднегодовые потери активной мощности, кВт;

$\tau = 1,92$ руб.— стоимость 1 кВт · ч электроэнергии

Планируемое потребление электроэнергии на год, в результате подключения потребителей электрической энергии в количестве 40 объектов, после строительства сетей 0,4 – 35кВ составит:

$$\mathcal{E} = P_{\text{потр}} \cdot n_{\text{потр}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (124)$$

где $P_{\text{потр}}$ - потребляемая мощность одним потребителем за год, кВт;

$n_{\text{потр}}$ - количество подключаемых электроприемников, шт.

$$\mathcal{E} = 500000 \cdot 40 = 20000000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Согласно стандарта ОАО МРСК технические потери в электрических сетях составляют 7% от потребленной электроэнергии. То есть после реконструкции электрических сетей и внедрения АИИС КУЭ учитываться будут только технические потери исключая возможность недоучета (хищения) электроэнергии. Тогда потери электроэнергии мы рассчитаем согласно формуле:

$$\Delta P = P \cdot 0,07 = 20000000 \cdot 0,07 = 1400000 \text{ кВт} \quad (125)$$

После расчета потерь активной мощности рассчитывается их стоимость C_3 . Результаты расчётов эксплуатационных затрат сводим в таблицу 19.

$$I_3 = 1400000 \cdot 1,10 = 1540000 \text{ руб}$$

Таблица 19 – Результаты расчетов эксплуатационных затрат

	И _а , руб.	И _{ро} , руб.	И _э , руб.	И, руб
эксплуатационные затраты	7 892 600	3 534 000	1 540 000	12 966 600

5.5 Расчет показателей эффективности проекта

Для расчета срока окупаемости рассчитаем прибыль:

Э – фактический расход электроэнергии месторождением за 1 год;

$\tau = 1,92$ руб.— стоимость 1 кВт · ч электроэнергии;

С - эксплуатационные затраты.

$$\Pi = \text{Э} \cdot \tau - \text{И} = 20000000 \cdot 1,92 - 12966600 = 25433400 \text{руб.} \quad (126)$$

Срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Pi} = \frac{117800000}{25433400} = 4,6 \text{ лет;} \quad (127)$$

Вывод:

При нормативном коэффициенте эффективности инвестиций $E=0\%$ срок окупаемости $T_{ок}$ проекта составит 4,6 лет.

6. Социальная ответственность.

В данном дипломном проекте ведется разработка строительства ЛЭП и подстанции 35/6 кВ, с целью улучшения её функционирования и увеличения надежности электроснабжения, отвечающий всем нормам и стандартам.

Для правильной организации работ по борьбе с травматизмом, профессиональными и общими заболеваниями необходимо проанализировать существующие состояния условий труда на рабочих местах при строительстве подстанции и производстве электромонтажных работ.

6.1 Производственная безопасность.

6.1.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов

Вредный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

Вредные факторы при строительстве и производстве электромонтажных работ [21] физические факторы: температура, влажность и подвижность воздуха, тепловое излучение, статическое, электрическое и магнитные поля, производственный шум, освещение, вибрация, факторы трудового процесса, характеризующие тяжесть физического труда: физическая динамическая нагрузка, масса поднимаемого и перемещаемого груза; факторы трудового процесса, характеризующие напряженность труда.

					<i>ФЮРА. 140205.000 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шеховцев А.В.</i>			СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Амелькович</i>					71	101
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9202</i>		
<i>Консульт</i>								

Большинство опасностей для жизни и здоровья рабочего на электротехнической установке возникают при наличии значительных энергетических или материальных потоков (выбросы веществ, электромагнитного поля и т.п.).

Уровни воздействия на работающих вредных производственных факторов нормированы предельно-допустимыми уровнями, значения которых указаны в соответствующих стандартах системы стандартов безопасности труда и санитарных правилах и нормах.

Предельно допустимое значение вредного производственного фактора (по ГОСТ 12.0.002-80) - это предельное значение величины вредного производственного фактора, воздействие которого при ежедневной регламентированной продолжительности в течение всего трудового стажа не приводит к снижению работоспособности и заболеванию как в период трудовой деятельности, так и к заболеванию в последующий период жизни, а также не оказывает неблагоприятного влияния на здоровье потомства.

Влияние вредных веществ.

К вредным веществам относятся вещества и соединения, которые при контакте с организмом человека могут вызывать нарушения индивидуальной чувствительности[13]. К вредным веществам на подстанции можно отнести аммиак, свинец, кислоты, горючие вещества и топливо. Влияние вредных веществ на организм человека зависит от путей попадания в организм человека, от путей выведения веществ из организма человека, от распределения вредных веществ внутри организма человека, от окружающей среды и других метеорологических условий. Также влияние вредных веществ зависит от рабочей зоны. На электрической станции или подстанции зона влияния ограничена размерами помещения, а также наличием естественной или искусственной вентиляции помещения.

Вредные вещества, их классификация и требования безопасности заявлены в [20].

Влияние электромагнитных полей

При протекании тока в линиях электропередачи создается переменное электромагнитное поле, которое негативно влияет на центральную нервную систему человека, вызывает учащенное сердцебиение, повышенное кровяное давление и температуру тела.

Нормирование постоянных магнитных полей производится по СанПиН 2.2.4.1191-03 “Электромагнитные поля в производственных условиях” [18]. Оценка ЭМП ПЧ (50 Гц) осуществляется отдельно по напряженности электрического поля (E) в кВ/м, напряженности магнитного поля (H) в А/м или индукции магнитного поля (B), в мкТл. Нормирование электромагнитных полей 50 Гц на рабочих местах персонала дифференцировано в зависимости от времени пребывания в электромагнитном поле.

- Предельно допустимый уровень напряженности ЭП на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м.

- При напряженностях в интервале больше 5 до 20 кВ/м включительно допустимое время пребывания в ЭП T (час) рассчитывается по формуле:

$$T = (50/E) - 2, \text{ где}$$

E - напряженность ЭП в контролируемой зоне, кВ/м;

T - допустимое время пребывания в ЭП при соответствующем уровне напряженности, ч.

- При напряженности свыше 20 до 25 кВ/м допустимое время пребывания в ЭП составляет 10 мин.

- Пребывание в ЭП с напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается.

- Облучение электрическим полем регламентируется как по величине

напряженности, так и по продолжительности действия.

Таблица 5 – Допустимые уровни напряженности магнитного поля и продолжительности пребывания работающих без средств защиты.

Время пребывания, час	Допустимые уровни МП, Н [А/м] / В [мкТл] при воздействии	
	Общем	Локальном
<= 1	1600 / 2000	6400/8000
2	800 / 1000	3200 / 4000
4	400 / 500	1600 / 2000
8	80 / 100	800 / 1000

Источниками электромагнитных полей являются: линии электропередач, трансформаторы, коммутационные аппараты, РУ, РЗА, измерительные приборы.

Обеспечение защиты работающих от неблагоприятного влияния ЭМП осуществляется путем проведения организационных, инженерно-технических и лечебно-профилактических мероприятий.

Для защиты от электрических полей промышленной частоты необходимо увеличивать высоту подвеса фазных проводов ЛЭП, уменьшать расстояния между ними. Рекомендуются экранирующие устройства, которые выполняются в виде козырьков, навесов и перегородок из металлической сетки на раме из уголковой стали. Все экранирующие устройства необходимо заземлять.

Влияние вибрации

Вибрация – это малые механические колебания, возникающие в упругих телах[13]. Влияние вибрации зависит от способа передачи колебаний человеку. Общая вибрация воздействует на организм человека через опорные

поверхности (пол, стул и т.п.). Локальная вибрация воздействует на организм человека через отдельные части тела (руки, ноги, предплечья).

Воздействие ручных механизмов на организм человека зависит от типа машин, направления вибрации, силы обхвата механизма. Вредное воздействие усугубляется при неблагоприятном микроклимате.

Основным документом, регламентирующим уровень вибрации на рабочих местах, является СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий».

К основным методам борьбы с вибрацией можно отнести[13]:

1. звукопоглощение и виброизоляция;
2. уменьшение шума и вибрации в источнике их возникновения: совершенствование конструкции (расчёт фундамента, системы амортизаторов или виброизоляторов);
3. рациональное размещение работающего оборудования и цехов;
4. установка глушителей шума и вибрации, экранов, виброизоляторов;
5. вынесение шумящих агрегатов и устройств от мест работы и проживания людей, зонирование;
6. применение средств индивидуальной защиты (для защиты от шума: беруши, наушники).

Недостаточная освещенность рабочей зоны

К современному производственному освещению предъявляют высокие требования гигиенического и технико-экономического характера. Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое воздействие на рабочих, содействует повышению производительности труда.

Искусственное освещение в производственных помещениях должно удовлетворять нормам СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [19].

Для безопасного продолжения работы или выхода людей из помещений при внезапном отключении, должно быть предусмотрено аварийное освещение. Длительное снижение напряжения у наиболее удаленной лампы не должно быть более 5%. Питание аварийного освещения должно быть надежным и от независимого источника. Для аварийного освещения должны применяться светильники, отличающиеся от светильников рабочего освещения типом или размером, или на них должны быть нанесены специальные знаки [19].

На подстанции предусмотрено четыре системы освещения: общее, аварийное, эвакуационное и ремонтное. Норма освещенности для рассматриваемой подстанции приведена в таблице 20 [19].

Таблица 20 – Норма освещенности для рассматриваемого цеха

Разряд зрительной работы	Характеристика	Подразряд	Наименьший объект различения, мм	Освещённость (комбинированная система), Лк	Освещённость (общая система), Лк
IV	Средней точности	в	0,5-1,0	400	200

Вдоль всех главных коридоров, лестничным клеткам и над пожарным краном, предусмотрены эвакуационные светильники, показывающие выход. Данные светильники оборудованы аккумуляторными батареями и приборами автоматики, так что при исчезновении напряжения в сети, автоматически включаются с помощью собственного источника питания.

Ремонтное освещение предусматривается в технических помещениях, и осуществлено переносными светильниками напряжением питания 36 В. Светильники подключаются с помощью штепсельной розетки, которая размещена в отдельном корпусе вместе с трансформатором 220/36В.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

В производственных условиях разнообразные машины, аппараты и механизмы являются агрегатами динамически неуравновешенными. Для рассматриваемой подстанции такими аппаратами являются трансформаторы.

Длительное систематическое воздействие шума на организм человека приводит к следующим негативным последствиям:

- снижает производительность труда;
- снижает чувствительность слуха;
- количество ошибок возрастает;
- нарушает артериальное давление и ритм сердечной деятельности.

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления. Для ориентировочной оценки (например, при проверке органами надзора, выявлении необходимости осуществления мер по шумоглушению и др.) допускается в качестве характеристики постоянного широкополосного шума на рабочих местах принимать уровень звука значение которого приведено в ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [22].

Допустимый уровень звукового давления 75 дБ в октавных полосах со среднегеометрической частотой 1000 Гц и уровень звука 80 дБА [22].

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума. Квалификация» [12]. предусматривает следующие меры для снижения уровня шума:

1. Устройство кратковременных перерывов в работе.
2. Установка в помещениях звукопоглощающих конструкций и экранов.
3. Звукоизоляция ограждающих конструкций.
4. Укрытия в кожухи источников шума.
5. Применение средств индивидуальной защиты (беруши, протишумные наушники, шлемофоны и др.).

Микроклимат

Оптимальные условия микроклимата:

Холодный и летний период года - (t ниже $+10^{\circ}\text{C}$) на постоянных рабочих местах .

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (23 Вт/м^2 и менее)

Категория работ: средней тяжести- Пб ($233-290$) Вт

Температура воздуха- $17,0-19,0^{\circ}\text{C}$

Относительная влажность воздуха – $60-40\%$

Скорость движения воздуха: Не более $0,2 \text{ м/с}$,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: $13-20^{\circ}\text{C}$,

Тёплый период года - (t $+10^{\circ}\text{C}$ и выше) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м^2)

Категория работ: средней тяжести -Пб ($233-290$) Вт

Температура воздуха- $19,0-21,0^{\circ}\text{C}$

Относительная влажность воздуха – $60-40\%$

Скорость движения воздуха: $0,2 \text{ м/с}$,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 3°C выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

Допустимые условия микроклимата:

Холодный и летний период года - (t ниже $+10^{\circ}\text{C}$) на постоянных рабочих местах.

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (23 Вт/м^2 и менее)

Категория работ: средней тяжести- Пб ($233-290$) Вт

Температура воздуха- 15,0-22,0 °С

Относительная влажность воздуха – 15-75%

Скорость движения воздуха: 0,2-0,4 м/с,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: 14-23 °С,

Тёплый период года - ($t + 10^{\circ}\text{C}$ и выше) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризуемые незначительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м²)

Категория работ: средней тяжести -Пб (233-290) Вт

Температура воздуха- 16,0-27,0 °С

Относительная влажность воздуха – 15-75%

Скорость движения воздуха: 0,2-0,5 м/с,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 5 °С выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

В холодные и теплые периоды параметры микроклимата обеспечиваются:

- отоплением;
- естественная и искусственная вентиляция;
- системой кондиционирования воздуха;

6.1.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов.

Опасный фактор – фактор среды и трудового процесса, который может быть причиной острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья, смерти.

Опасные факторы (ГОСТ 12.0.002 - 80): электрический ток; статическое электричество, пожар, получение механических травм[21].

Опасными производственными факторами на подстанции являются:

1. поражения человека электрическим током;

2. падение человека с высоты;
3. вращающиеся механизмы;
4. пожарная опасность;

Перед началом работ в условиях производственного риска необходимо выделить опасные для людей зоны, в которых постоянно действуют или могут действовать опасные факторы, связанные или не связанные с характером выполняемых работ.

К зонам постоянно действующих опасных факторов относятся: места вблизи от незащищенных токоведущих частей электроустановок; места вблизи не огражденных перепадов по высоте 1,3 и более.

К зонам потенциально опасных производственных факторов следует относить: участки территории вблизи строящегося сооружения; зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов.

Места временного или постоянного нахождения работников должны располагаться за пределами опасных зон.

На границах зон постоянно действующих производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Мероприятия предотвращающие влияние опасных факторов:

Для предотвращения влияния опасных факторов на персонал, обслуживающий подстанцию, предусматриваются следующие мероприятия:[21]

1. персонал должен действовать согласно ПТБ при работе в электроустановках;
2. при невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электромагнитного поля необходимо применить экранирование рабочих мест: экраны над переходами, экранирующие

козырьки и навесы над шкафами управления, съёмные экраны при ремонтных работах.

3. установка заземляющего контура, заземление и зануление оборудования;
4. соблюдение расстояний до токоведущих частей;

Опасность поражения электрическим током

Основная опасность при обслуживании РУ подстанции является опасность поражения электрическим током. Источником опасности являются открытые токоведущие части и токоведущие части с изоляцией, которая может оказаться по каким-либо причинам нарушенной. Воздействие тока на организм человека можно разделить на биологическое, термическое, электрическое. Оно вызывает различные нарушения в организме, вызывая как местное поражение тканей и органов, так и общее поражение организма.

Существует два вида поражения электрическим током: электрический удар и местные электрические травмы.[15] К травмам относятся ожоги, электрические знаки, электрометаллизация кожи и электроофтальмия. При электрическом ударе воздействию тока подвергается нервная система, что может привести к остановке сердечной и дыхательных мышц. Интенсивность воздействия тока на организм определяется множеством факторов, например длительностью прохождения тока, путём прохождения тока через тело, родом тока, индивидуальными особенностями человека.

Условно различают три степени воздействия электрического тока на организм человека и три его пороговых значения: осязаемый, неотпускающий и фибрилляционный.

Осязаемый ток – это такой ток, который вызывает при прохождении через человека осязаемые раздражения. Человек начинает ощущать воздействие проходящего через него переменного тока частотой 50 Гц значением 0,5–1,5 мА и постоянного тока значением 5–7 мА.

Неотпускающий ток – это такой ток, который вызывает при прохождении через человека непреодолимые судорожные сокращения мышц руки, в которой зажат проводник.

Пороговым неотпускающим током называют наименьшее значение неотпускающего тока. Для переменного тока частотой 50 Гц оно составляет 10–15 мА.

Фибрилляционный ток – это такой ток, который при прохождении через тело человека вызывает фибрилляцию сердца.

Пороговым фибрилляционным током называют наименьшее значение фибрилляционного тока. Для переменного тока частотой 50 Гц фибрилляционным является ток от 100 мА до 5 А, пороговым – 100 мА. Для постоянного тока пороговым фибрилляционным током считается ток 300 мА, верхним пределом – 5 А.

Основное условие обеспечения безопасности обслуживающего персонала - это исключение возможного прикосновения к токоведущим частям. Для этого ограждаются все токоведущие элементы установок и используются защитные средства, которые делятся на основные и дополнительные.

Основные защитные средства - средства, которые выдерживают рабочее напряжение и позволяют производить работы непосредственно на токоведущих частях.

Основные электрозащитные средства на электроустановках до 1000 В:

1. клещи изолирующие;
2. клещи электроизмерительные;
3. указатели напряжения;
4. инструмент слесарно-монтажный с изолирующими рукоятками;
5. переносные заземления;
6. диэлектрические перчатки.

Дополнительные защитные средства - средства, которые не позволяют производить работы на токоведущих частях.

Дополнительные электрозащитные средства на электроустановках до 1000 В:

1. диэлектрические галоши или сапоги;
2. изолирующие подставки и накладки;
3. диэлектрические коврики.

В пределах территории подстанции возможно короткое замыкание на землю токоведущих частей и частей оборудования, находящихся под напряжением, в любой точке. В месте перехода тока в землю, если не предусмотрены особые устройства для проведения тока в землю, возникают значительные потенциалы, опасные для людей, находящихся вблизи. Для устранения этой опасности на подстанции предусматривается установка на подстанции заземляющих устройств, принцип действия которых заключается в выравнивании потенциалов до приемлемых значений.

Класс помещения по электрической опасности ЗРУ относится к помещениям с повышенной опасностью т.к. трансформатор установлен на железном полу [ПУЭ раздел 4 - Распределительные устройства и подстанции].

Мероприятия обеспечивающие безопасность на ПС:

1. Территория ПС ограждается забором, аппараты устанавливаются на металлических конструкциях высотой до токоведущих частей 3,2 м, ввод в ЗРУ выполняется на высоте 3,2 м;
2. к обслуживанию электрооборудования единолично допускается персонал с группой допуска не ниже IV группы;
3. в тёмное время суток на ПС предусматривается освещение тремя мачтовыми прожекторами и светильниками, установленными на здании закрытого распределительного устройства (ЗРУ) и на площадке молниеотвода;
4. защитное заземление ПС выполняется искусственными заземлителями, соединёнными стальной полосой; сопротивление заземления не более 0,5 Ом;

5. для молниезащиты на ПС устанавливаются три стержневых молниеотвода, обеспечивающие надёжную защиту от прямых ударов молнии и грозозащитные тросы на вводах ВЛ 35 кВ на расстоянии 0,5 км перед ПС, для защиты от перенапряжения оборудование защищено ограничителями перенапряжения нелинейными типа ОПН.;
6. освещение запитывается от трансформаторов собственных нужд, предусматривается АВР;
7. предусматриваются пожарный щит, ящики с песком, углекислотные огнетушители;
8. для исключения ошибочных действий персонала при производстве оперативных переключений в распределительных устройствах подстанции предусмотрена электромагнитная блокировка;
9. для работы под напряжением рабочие обеспечиваются средствами защиты (резиновыми перчатками, изолирующими штангами, диэлектрическими ботами, резиновыми ковриками, инструментом с изолирующими рукоятками).

Движущиеся машины и механизмы

Зоны перемещения машин, оборудования или их частей относятся к зонам потенциально опасных производственных факторов. Размеры опасных зон устанавливаются согласно. Границы опасных зон вблизи движущихся частей машин и оборудования определяются в пределах 5 м.

При техническом обслуживании машин с электроприводом должны быть приняты меры, не допускающие случайной подачи напряжения.

Места временного или постоянного нахождения работников должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон должны быть установлены защитные ограждения, сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Конструкция производственного оборудования должна исключать на всех предусмотренных режимах работы нагрузки на детали и сборочные единицы, способные вызвать разрушения, представляющие опасность для работающих.

Конструкция производственного оборудования должна исключать самопроизвольное ослабление или разъединение креплений сборочных единиц и деталей, а также исключать перемещение подвижных частей за пределы, предусмотренные конструкцией, если это может повлечь за собой создание опасной ситуации.

Работы на высоте

К работам на высоте относятся работы, при которых:[26]

1. существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,3 м и более, в том числе: при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75°; при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от не огражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;
2. существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, поверхностью жидкости или сыпучих мелкодисперсных материалов, выступающими предметами.

В зависимости от условий производства все работы на высоте делятся на:[26]

1. работы на высоте с применением средств подмащивания (например, леса, подмости, вышки, люльки, лестницы и другие средства подмащивания), а также работы, выполняемые на площадках с защитными ограждениями высотой 1,1 м и более;

2. работы без применения средств подмащивания, выполняемые на высоте 5 м и более, а также работы, выполняемые на расстоянии менее 2 м от не огражденных перепадов по высоте более 5 м на площадках при отсутствии защитных ограждений либо при высоте защитных ограждений, составляющей менее 1,1 м.

Работы на высоте являются опасным видом работ, с производством которых связано большое количество несчастных случаев. При производстве работ на высоте основными средствами, предохраняющим работника от падения, являются предохранительный (монтажный) пояс и страховочный канат. Меры безопасности при проведении работ на высоте определяются правилами охраны труда.

Работы, выполняемые на высоте свыше пяти метров от поверхности грунта, стационарных площадок с ограждениями, перекрытия или рабочего настила лесов, подмостей, при которых основным средством предохранения от падения с высоты служит предохранительный пояс, называются верхолазными работами.[26]

6.2 Экологическая безопасность

Данный раздел разрабатывается в соответствии с СНиП 11-01-95 «По разработке раздела проектной документации».

Различают следующие группы воздействий ПС на окружающую среду:

- изменение ландшафта при сооружении разных энергетических объектов, в том числе и ВЛ. Это – вырубка лесов, изъятие из оборота пахотной земли, лугов. Подстанции, как правило, должны располагаться на непригодных для сельскохозяйственного использования землях, на незаселенной территории или на территории, занятыми кустарниками и малоценными насаждениями, вне площадей залегания полезных ископаемых.

- твердые отходы (вышедшее из употребления оборудование).

Твердые отходы, появляющиеся в результате монтажа, наладки или ввода в

работу ПС, ремонтов (части кабелей, изоляции, различных железных арматур) вывозятся на полигон для утилизации или вторичной переработки.

- влияние на литосферу возможных сбросов трансформаторного масла. Для предотвращения растекания масла на подстанциях предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, рассчитанные на задержание полного объема масла одного трансформатора с учетом воды на пожаротушение. Уловленное масло вывозится на регенерацию, а оставшаяся вода со следами масла вывозится службой эксплуатации в места отведенные санэпидемстанцией.

- загрязнение поверхностных вод. Для сохранения режима поверхностного стока в районе площадки подстанции предусматривается нагорная канава, рассчитанная на пропуск ливневых вод 5% обеспеченности.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации на подстанции:[15]

- аварии на электроэнергетическом оборудовании подстанции;
- пожары и взрывы.

Аварии на электроэнергетическом оборудовании подстанции

Аварии в главных схемах могут произойти в результате:[15]

1. неожиданных повреждений основного или вспомогательного электрооборудования;
2. нарушений в работе электрооборудования от возможных перенапряжений и воздействий электрической дуги;
3. отказов в работе устройств релейной защиты, автоматики, аппаратуры вторичной коммутации;
4. ошибочных действий персонала (оперативного, ремонтного, производственных служб).

Повреждения электрооборудования разделяют по причинам их возникновения и узлам, относящимся к тому или другому виду оборудования.

Характерными узлами, например, турбогенераторов являются элементы статора (сталь, изоляция, контакты), ротора, газомасляной системы, щеточного аппарата и контактных колец, системы возбуждения и пр. У трансформатора могут быть названы такие узлы, как магнитопровод, элементы главной и продольной изоляции, переключатели, отводы от обмоток, вводы и т. д.

Пожарная и взрывная безопасность

Пожарная безопасность - это система организационных и технических средств, направленных на профилактику, ликвидацию и уменьшение последствий пожаров.

На ПС и других энергетических объектах находится пожароопасное оборудование, такое как автотрансформаторы (АТ), трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН), высоковольтные выключатели и другое оборудование, подверженное большим нагрузкам.

Основными причинами пожаров на объекте, могут послужить короткие замыкания электропроводки шкафов релейной защиты из-за перегрузки токовых цепей, старения изоляции или внешних механических воздействий. Причиной пожаров могут послужить и неправильные действия оперативного персонала при выполнении различных коммутаций с электрооборудованием, а также открытый огонь (курение, искры), удар молнии.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбраны и установлены таким образом, чтобы:[27]

1. вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга не могли привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания или замыкания на землю, а также причинить вред персоналу;

2. при нарушении нормальных условий работы электроустановки была

обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием короткого замыкания;

3. была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

Чтобы исключить возможные пожары и взрывы на энергетических объектах разработаны такие мероприятия по пожарной профилактике как:

1. Организационные: предусматривают противопожарный инструктаж рабочих и служащих, издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности и т. д.

2. Технические мероприятия: к ним относятся соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании помещения, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения и правильное размещение оборудования.

3. Мероприятия режимного характера — это запрещение курения в не установленных местах, производство огневых работ в помещении и так далее.

4. Эксплуатационные своевременные профилактические осмотры, ремонты и испытания технологического оборудования.

Средства пожаротушения на подстанциях включают в себя автоматические установки пожаротушения, ручные огнетушители для быстрой локализации очага возгорания, песок и систему пожарной сигнализации.

Помещения, в которых расположены панели РЗиА, рекомендуется оснащать переносными углекислотными огнетушителями: четыре огнетушителя типа ОУ-5(8) или один типа ОУ-25.

План эвакуации помещения ЗРУ1-6 кВ приведен ниже.



Рисунок 6 – План эвакуации помещения ЗРУ-6 кВ ПС 35/6 БКНС-2

По пожарной опасности наружные установки подразделяются на следующие категории:

1. повышенная взрывопожароопасность (АН);
2. взрывопожароопасность (БН);
3. пожароопасность (ВН);
4. умеренная пожароопасность (ГН);
5. пониженная пожароопасность (ДН).

Категории наружных установок по пожарной опасности определяются исходя из пожароопасных свойств находящихся в установках горючих веществ и материалов, их количества и особенностей технологических процессов.

1. Установка относится к категории АН, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 градусов Цельсия, вещества и (или) материалы, способные гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и (или) друг с другом (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании указанных веществ с образованием волн давления превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 метров от наружной установки).

2. Установка относится к категории БН, если в ней присутствуют, хранятся, перерабатываются или транспортируются горючие пыли и (или) волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 градусов Цельсия, горючие жидкости (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании пыли- и (или) паровоздушных смесей с образованием волн давления превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 метров от наружной установки).

3. Установка относится к категории ВН, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие и (или) трудногорючие жидкости, твердые горючие и (или) трудногорючие вещества и (или) материалы (в том числе пыли и (или) волокна), вещества и (или) материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и (или) друг с другом гореть, и если не реализуются критерии, позволяющие отнести установку к категории АН или БН (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании указанных веществ и (или) материалов превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 метров от наружной установки).

4. Установка относится к категории ГН, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) негорючие вещества и (или) материалы в горячем, раскаленном и (или) расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и (или) пламени, а также горючие газы, жидкости и (или) твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива.

5. Установка относится к категории ДН, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) в основном негорючие вещества и (или) материалы в холодном состоянии и если по перечисленным выше критериям она не относится к категории АН, БН, ВН или ГН.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является:

1. оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
2. выдача разрешения на подготовку рабочего места.
3. допуск к работе;
4. надзор во время работы;
5. оформление перерыва в работе, перевод на другое рабочее место, окончания работы.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

1. произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
2. на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
3. проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
4. установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
5. вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Правовые вопросы обеспечения безопасности:

Эффективная социальная политика и ответственные, партнерские отношения со своими работниками, являются важнейшими факторами долгосрочного устойчивого развития компании. Максимальная безопасность производства и забота о благосостоянии сотрудников были и остаются основными составляющими социальных программ.

Ежегодно на социальные программы предприятие выделяет средства:

1. организация санаторно-курортного лечения, оздоровление работников и их детей;
2. оказание медицинских услуг;
3. развитие корпоративного спорта и культурно-массовой деятельности;
4. материальное поощрение работников к юбилеям и знаменательным датам;
5. материальная помощь работникам, нуждающимся в дополнительной социальной поддержке;
6. единовременные компенсационные выплаты увольняющимся работникам в связи с выходом на пенсию;
7. пенсионные социальные программы, предусматривающие досрочное оформление пенсии работникам;
8. выплаты ежеквартальной материальной помощи для частичного покрытия расходов по квартплате, коммунальным услугам, приобретению угля на зимний период, а также единовременной материальной помощи на оплату медикаментов и т.д.

Сотрудники предприятия имеют ряд социальных гарантий, а также спектр финансовых льгот, таких как социальное страхование, кредитование, материнские выплаты. Предусмотрено бесплатное обучение в ВУЗах, регулярное повышение квалификации.

6.5 Расчет защитного заземления подстанции «Казанское (БКНС-2)»

Целью расчета контурного заземления является определение основных размеров заземления (число, размеры, порядок размещения одиночных заземлителей и заземляющих проводников), при котором напряжение прикосновения и шага в период замыкания фазы на заземленный корпус не превышает допустимых значений.

Исходные данные:

- На подстанции «БКНС-2» установлено 2 трансформатора ТДТН - 16000/35, нейтрали которых эффективно заземлены, ОРУ 35 кВ, ЗРУ 6 кВ, два трансформатора собственных нужд, нейтрали которых также заземлены. Территория подстанции ориентировочно составляет 8480 м².
- Расчетный ток замыкания на землю на стороне 35 кВ $I_3 = 9,85$ кА.

Сооружение заземлителя проектируем с внешней стороны ОРУ с расположением вертикальных электродов по периметру.

Устанавливается допустимое сопротивление заземляющего устройства R_3 . Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то за расчетное принимается наименьшее из допустимых. Для электроустановок свыше 1000 В с большим током замыкания на землю ($I_3 \geq 500$ А), согласно [28],

$$R_3 \leq 0,5 \text{ Ом.} \quad (128)$$

Предполагаем, что в качестве естественного заземлителя используется система заземления трос – опора подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 35 кВ на металлических опорах с длиной пролета $l = 250$ м, с сечением одного стального грозозащитного троса $S = 50$ мм²; сопротивление заземления одной опоры $R_{оп} = 16$ Ом. В качестве вертикальных заземлителей приняты стальные электроды диаметром $d = 16$ мм и длиной $l_B = 2,5$ м; верхние

концы электродов располагаются на глубине 0,7 м от поверхности земли. К ним привариваются горизонтальные стальные полосы размером 40×4 мм.

Сопротивление естественного заземлителя для воздушной линии определим по формуле:

$$R_E = \sqrt{r_{оп} \frac{0,15 \cdot l}{s \cdot n_m}} = \sqrt{16 \cdot \frac{0,15 \cdot 250}{50 \cdot 1}} = 3,46 \text{ Ом} \quad (129)$$

где $r_{оп}$ - наибольшее сопротивление заземленной опоры, Ом;

Так как $R_E > R_3$, то необходима установка устройства искусственного заземления. Сопротивление растекания искусственного заземления $R_{и}$ вычисляют по формуле:

$$R_{и} = \frac{R_3 R_E}{R_E - R_3} = \frac{3,46 \cdot 0,5}{3,46 - 0,5} = 0,584 \text{ Ом} \quad (130)$$

Далее определяется удельное сопротивление грунта ρ [12, таблица 2-2] для II климатической зоны $\rho = 9-53 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (чернозем), принимаем $\rho = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. При вычислении расчетного удельного сопротивления грунта учитывается коэффициент сезонности k_C , зависящий от климатической зоны и вида заземлителя [28]. Принимаем $k_{C,в} = 1,3$, $k_{C,г} = 4,5$.

Определяется расчетное удельное сопротивление грунта для вертикальных и горизонтальных стержневых заземлителей по формуле:

$$\rho_{расч.в.} = k_{C.в.} \cdot \rho = 1,3 \cdot 30 = 39 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (131)$$

$$\rho_{расч.г.} = k_{C.г.} \cdot \rho = 4,5 \cdot 30 = 135 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (132)$$

Сопротивление растекания одного вертикального заземлителя вычисляют по формуле:

$$R_B = \frac{0,366 \rho_{расч.в.}}{l_B} \times \left[\ln \left(\frac{2l_B}{d} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{4t + l_B}{4t - l_B} \right) \right] =$$

$$= \frac{0,366 \cdot 39}{2,5} \times \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 2,5}{0,016} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) \right] = 34,7 \text{ Ом}, \quad (133)$$

где l_B - длина вертикального электрода, м;

$\rho_{\text{РАСЧ.В}}$ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

t - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м;

d - диаметр круглого стержневого электрода, м.

Исходя из необходимого значения сопротивления 0,59 Ом определяется приближенное количество вертикальных заземлителей по формуле:

$$n_B = \frac{R_B}{R_{\text{И}}} = \frac{34,7}{0,584} = 59,4 \approx 60 \text{ шт} \quad (134)$$

С учетом коэффициента использования вертикальных заземлителей $\eta_B = 0,65$ [16] уточняем их количество по формуле:

$$n_B = \frac{R_B}{\eta_B R_{\text{И}}} = \frac{34,7}{0,65 \cdot 0,584} = 92 \text{ шт} \quad (135)$$

На площади размещения ЭУ размещаются вертикальные заземлители на расстоянии a друг от друга (из соотношения $a/l = 3$, $a = 7,5$) и определяется длина соединительной полосы (округляется в большую сторону) по формуле:

$$l_{\Gamma} = 1,05 \cdot n_B \cdot a = 1,05 \cdot 92 \cdot 7,5 = 724,5 \quad (136)$$

Определяется сопротивление растекания горизонтального заземлителя:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{РАСЧ.Г}}}{2\pi l_{\Gamma}} \ln \left(\frac{2l_{\Gamma}^2}{bt} \right) =$$

$$= \frac{135}{2 \cdot 3,14 \cdot 724,5} \ln \left(\frac{2 \cdot 724,5^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 0,517 \text{ Ом} \quad (137)$$

где l_e – длина горизонтального электрода, м;

b – ширина полосы, м;

t – глубина заложения, м.

С учетом коэффициента использования горизонтального заземлителя $\eta_\Gamma = 0,35$ [16] получим:

$$R'_\Gamma = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma} = \frac{0,517}{0,35} = 1,477 \text{ Ом} \quad (138)$$

Сопротивление растекания вертикальных заземлителей R'_B с учетом горизонтальных заземлителей определим по формуле:

$$R'_B = \frac{R'_\Gamma \cdot R_{II}}{R'_\Gamma + R_{II}} = \frac{1,477 \cdot 0,584}{2,585 + 0,584} = 0,419 \text{ Ом} \quad (139)$$

Общее сопротивление заземлителя определяется по формуле:

$$R_3 = \frac{R_E R_{II}}{R_E + R_{II}} = \frac{3,46 \cdot 0,584}{3,46 + 0,584} = 0,499 \quad (140)$$

Определяем действительное количество вертикальных электродов:

$$n'_B = \frac{R'_B}{R_{II}} \cdot n_B = \frac{0,419}{0,584} \cdot 92 = 66 \text{ шт} \quad (141)$$

Таким образом предусмотренное проектом устройство защитного заземления удовлетворяет предъявляемым требованиям.

Заключение

Произведен расчет электрических нагрузок, проектирование воздушной линии, проектирование подстанции, расчет токов короткого замыкания и на основании этого произведен выбор оборудования подстанции.

В качестве мероприятий по повышению надежности электроснабжения проектируемой подстанции выполнены следующие: выбраны выключатели и разъединители на стороне 35 кВ, выбраны выключатели на стороне 6 кВ.

Все оборудование проверено на устойчивость при токах короткого замыкания.

Выполнен расчет технико-экономического обоснования.

В разделе "Социальная ответственность" рассмотрены вопросы электробезопасности и пожаробезопасности при эксплуатации электрооборудования подстанции.

Список использованных источников

1. Электроэнергетические системы и сети: Раб. программа, метод. указ. к выполнению контр. заданий и курсового проекта для студентов спец. 210400 “Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем”, 100200 “Электроэнергетические системы и сети”, 100400 “Электроснабжение” ИДО / Сост. Б.М. Валов, О.А. Мастерова, Н.Н. Харлов, Г.Ф. Хрущева, Н.Л. Бацева. – Томск: Изд. ТПУ, 2003.
2. Справочник по строительству и реконструкции линий электропередачи напряжением 0,4 - 750 кВ под ред. Е.Г. Гологорского. М.: «ЭНАС», 2007 – 527.,таб. 1.36
3. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. - М.:КНОРУС,2014.-488 с.
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбесовича.- 4-е изд., перераб. и доп.-М.:ЭНАС,2012.-376 с.:ил./ Сост. И.Г. Карапетян, Д.Л.Файбесович, И.М. Шапиро.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - 5-е изд., стер.- СПб.: БХВ-Петербург, 2014.-608с.: ил. -(Учебная литература для вузов)
6. Передача и распределение электрической энергии учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. - 4-е изд., стер.-М.:КНОРУС, 2014.- 648с.-(Бакалавриат)
7. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов.-3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1987.-648 с.:ил./ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин.
8. Мельников М.А. Электроснабжение промышленных предприятий: Учеб. пособие.-Томск: Изд. ТПУ, 2001.-140с.

9. Эксплуатация электроэнергетических систем и сетей: учебное пособие / О.А. Мастерова, А.В. Барская.-Томск: Изд-во ТПУ, 2006.-112с.
10. Хрущев Ю.В. Методы расчета устойчивости энергосистем. Учебное пособие.-Томск: Изд-во ТПУ,2005.-176с.
11. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / Ю.В. Хрущев, К.И.Заповодников, А.Ю. Юшков; Томский политехнический университет.-2-е изд.-Томск: Изд-во Томского политехнического университета,2014.-154 с.
12. Шестопапов, А. О. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. [Электронный ресурс], 2013- [С. 777-780]
13. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды. Учебник / С.В. Белов. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство Юрайт, 2011. – 680 с.
14. Правила устройства электроустановок ПУЭ. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 1999. – 640 с.
15. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов. /Под ред. Б. А. Князевского. 3-е изд., М.: Энергоатомиздат, 1983, 336 с.
16. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др.; Под общ. ред. С.В.Белова. -М.: Высш. шк., 1999. - 448 с.
17. Безопасность жизнедеятельности / Под ред. О.Н. Русака. - СПб.: ЛТА, 1996.-231 с.
18. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.
19. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95, -35 с.
20. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

21. ГОСТ 12.0.002-80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.
22. ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
23. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
24. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума»
25. РД 153-34.0-03.150-00 «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»
26. ПОТ РМ-012-2000 «Межотраслевыми правилами по охране труда при работе на высоте»
27. РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
28. Елгазин, В.И. Расчет защитного заземления : учебное пособие / В. И. Елгазин; Томский политехнический институт; Под ред. Т. Ю. Могилевской. — Томск: Изд-во ТПИ, 1969. — 18 с