

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

Институт Электронного обучения
Направление подготовки 13.03.02 .Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрических сетей и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла

УДК 621.311.4;621.3.015(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A14	Мусаев Адхам Мирсалиевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хохлова Татьяна Евгеньевна	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Юрий Викторович	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Профессиональные		
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIOSyllabus</i> (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетических систем и сетей, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIOSyllabus</i> (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 3	Уметь проектировать электроэнергетические системы и электрические сети.	Требования ФГОС (ОК-3, ПК-3, ПК-4, ПК-9), <i>CDIOSyllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные	Требования ФГОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов электрических сетей энергосистем, а также энергосистемы в целом, интерпретировать данные и делать выводы.	1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), <i>CDIOSyllabus</i> (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-11, ПК-13, ПК-18), <i>CDIOSyllabus</i> (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8 ПК-9, ПК-16, ПК-17), <i>CDIOSyllabus</i> (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Универсальные		
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетических систем.	Требования ФГОС (ПК-20, ПК-19, ПК-21), <i>CDIOSyllabus</i> (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных

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

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-7, ОК-8), <i>CDIOSyllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

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

Институт Электронного обучения
Направление подготовки 13.03.02. Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ А.В.Прохоров
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студент:

Группа	ФИО
3-5A14	Мусаев Адхам Мирсалиевич

Тема работы:

Разработка мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1024/С от 12.02.2016 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы преддипломной практики, техническая литература
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение; разработка и анализ мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла, оценка и выбор технического резерва мощности в ЭЭС, оценка величины резерва генерируемой мощности без учета плановых ремонтов, определение надежности питания узла нагрузки; финансовый менеджмент; социальная ответственность проекта; заключение.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Схема Асиновского энергоузла
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Коршунова Лидия Афанасьевна

Социальная ответственность	Бородин Юрий Викторович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.02.2016 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хохлова Татьяна Евгеньевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A14	Мусаев Адхам Мирсалиевич		

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

Институт Электронного обучения
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Уровень образования Бакалавр
Кафедра Электрических сетей и электротехники
Период выполнения весенний семестр 2015 /2016 учебного года
Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Ознакомление с производственной документацией. Подбор материалов по теме. Анализ существующих объектов проектирования. Постановка задачи	10
	Расчет электрических нагрузок. Выбор и расчет трансформаторов	15
	Расчет токов короткого замыкания	15
	Выбор и расчет коммутационного оборудования	15
	Определение величины затрат на выполнение проекта. Расчет эффективности проекта	20
	Анализ вредных и опасных факторов на подстанции, соблюдение экологической безопасности. Расчет освещения	10
	Оформление пояснительной записки к проекту	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Хохлова Т.Е.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

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

Студент:

Группа	ФИО
3-5A14	Мусаев Адхам Мирсалиевич

Институт	ИнЭО	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.02 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>	- стоимость материалов и оборудования; - квалификация исполнителей; - трудоемкость работы.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- нормы амортизации; - размер минимальной оплаты труда.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	- отчисления в социальные фонды.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	- формирование вариантов решения с учетом научного и технического уровня.
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	- планирование выполнения проекта - построение графика выполнения проекта
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	- расчет бюджета на проектирование; - расчет капитальных вложений в основные средства.
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	- определение технико-экономической эффективности.

Перечень графического материала:

1. <i>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	Коршунова Лидия Афанасьевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A14	Мусаев Адхам Мирсалиевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студент:

Группа	ФИО
3-5A14	Мусаев Адхам Мирсалиевич

Институт	ИнЭО	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.02. 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:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p><i>На рабочем месте электромонтера могут иметь место следующие опасные и вредные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенное значение напряжения электрической цепи; – пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны при выполнении работ не в помещении; – повышенный уровень шума на рабочем месте; – недостаточная освещенность рабочей зоны при работе в помещении, на улице в темное время суток и в аварийных ситуациях (в случае отсутствия напряжения в сети освещения); – загазованность воздуха рабочей зоны при пожаре и проведении работ; – повреждение оборудования, находящегося под давлением.
<p>2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>ГОСТ 12.0.003 – 82, ГОСТ 12.1.003 – 83, ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ Р 12.1.019-2009, ГОСТ 12.1.038–82, ГОСТ 12.1.045–84, ГОСТ Р 22.3.03-94, СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03, СанПиН 2.2.4.548 – 96, СП 60.13330.2012, СН2.2.4/2.1.8.566, СН2.2.4/2.1.8.562–96, СП52.13330.2011, НПБ 105-03</p>
<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"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; 	<p>1. <i>Поражение электрическим током: - воздействие электрического тока вызывает сильные и быстрые сокращения мышц всего тела, в том числе и сердечной мышцы, что может</i></p>

<ul style="list-style-type: none"> – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>вызвать остановку сердца, также этому сопутствует повреждение кожного покрова различной степени тяжести в месте прикосновения с токоведущими частями;</p> <ul style="list-style-type: none"> - в электроустановках не допускается приближения людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением не огражденным токоведущим частям на расстояние установленное РД 153-34.0-03.150-00; - обязательно применение индикатора напряжения, диэлектрических перчаток, бот, изолированного инструмента, защитных касок и спецодежды. <p>2 Высокий уровень шума</p> <ul style="list-style-type: none"> - наблюдается в машзалах ; - вызывает повреждение органов слуха, головную боль, тошноту; - согласно ГОСТ 12.1.003-88 допустимые уровни шума указаны в таблице №6.5; - для защиты от шума применяются шумопоглощающие кожухи, камеры, в качестве индивидуальных средств защиты - противошумовые наушники.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>1 Вращающиеся части электрических машин (электродвигатели, генераторы должны быть оборудованы защитными кожухами);</p> <p>2 работа на высоте (ремонт электрооборудования с приставных лестниц и подъемных машин должен производиться с использованием защитного пояса и каски);</p> <p>3 Ожог электрической дугой (работы в РУ проводить с применением защитных средств и только на отключенных и заземленных токоведущих частях);</p> <p>4 электрическим током(работы связанные с электрическим током проводить строго по Межотраслевым правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок РД 153-34.0-03.150-00);</p> <p>5 Пожаровзрывобезопасность (краткое замыкание в РУ, ежедневный осмотр электрооборудования и регулярное техническое обслуживание,</p>

	<i>огнетушители ОУ и ОП, песок).</i>
<p>3. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>- На предприятии имеется илакоотстойник для нефтяного илама, образующегося от очистки емкостей для хранения мазута;</p> <p>- при образовании отходов таких, как индустриальных масел, они собираются в герметичные емкости, исключая попадание искры и открытого огня;</p> <p>- новые люминесцентные лампы должны храниться в заводской упаковке на складе и выдаваться электромонтеру с разрешения старшего мастера, а сгоревшие необходимо хранить на складе в контейнере. Помещение склада должно быть удалено от бытовых помещений. Разбитые ртутьсодержащие лампы должны храниться в специальном контейнере с плотной крышкой, дно и стенки контейнера должны быть выставлены изоляционным материалом (полиэтилен).</p>
<p>4. Безопасность 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>Возгорание силового оборудования:</p> <p>- регулярный осмотр силами оперативного персонала и периодический осмотр силами административно-технического персонала для более тщательного выявления нарушений, своевременное техническое обслуживание и качественный ремонт;</p> <p>- при возникновении пожара необходимо немедленно сообщить об инциденте вышестоящему оперативному персоналу, вызвать пожарных, произвести необходимые отключения и приступить к тушению собственными силами до прибытия пожарной команды, по их прибытию произвести допуск, дальнейшее руководство пожаротушения передается командиру бригады пожаротушения.</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; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>К правовым нормам относятся: соблюдение работодателем и рабочим законов и должностных инструкций.</p> <p>К организационным мероприятиям относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> - подготовка рабочего места; - допуск к работе;

	- проведение инструктажа (целевого, повторного, первичного, внепланового); надзор во время работы; - организация перерывов в работе и окончания работы.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	- схема эвакуации из помещения;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.02.2016г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A14	Мусаев .А.М.		

Реферат

Целью выпускной квалификационной работы является разработка и анализ мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла.

Выпускная квалификационная работа – 124 с, 18 рисунков, 47 таблиц, 43 источника использованной литературы.

Ключевые слова: Трансформатор, электроснабжение, регулирование напряжения, подстанция, нагрузка.

В данной работе были рассмотрены разработка и анализ мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла, произведен расчет режима максимальных и минимальных нагрузок. В разделе «Финансовый менеджмент» была рассчитана смета затрат технического проекта.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ Mathcad 14, MS Excel в текстовом редакторе MS Word и представлена на компакт - диске (в конверте на обороте обложки).

Оглавление

Введение	16
1. Разработка и анализ мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла	17
1.1 Описание схемы Асиновского энергоузла как объекта исследования.....	17
1.2 Общие принципы регулирования напряжения	24
1.3 Анализ эффективности мероприятий по регулированию напряжения.....	33
2. Надежность энергосистем	43
2.1 Оценка и выбор технического резерва мощности в ЭЭС.....	44
2.2 Оценка величины резерва генерируемой мощности без учета плановых ремонтов.....	50
2.3 Определение надежности питания узла нагрузки.....	62
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	68
3.1 Общие сведения... ..	68
3.2 Планирование технического проекта	69
3.3 Смета затрат на проект.....	70
3.4 Смета затрат на электрооборудование.....	74
4. Социальная ответственность	75
Введение.....	75
4.1 Анализ вредных факторов.....	75
4.2 Анализ опасных факторов.....	83
4.3 Экологическая безопасность.....	98
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности проектируемой зоны.....	106
Заключение	108
Список использованных источников	109
Приложение А	
Приложение Б	
Приложение В	
Приложение Г	
Приложение Д	
Приложение Е	
Приложение Ж	

Введение

Напряжение – важнейший показатель режима электроэнергетической системы (ЭЭС), непосредственно влияющий на качество электрической энергии, надежность электроснабжения потребителей и экономичность работы ЭЭС. Для обеспечения допустимости напряжения на шинах нагрузки требованиям по качеству электроэнергии, а в прочих узлах сети – техническим ограничением применяются различные методы регулирования напряжения.

Регулирование напряжения – процесс изменения уровней напряжения в характерных точках ЭЭС с помощью специальных технических средств, называемых регулируемыми устройствами. Выбор тех или иных методов и средств регулирования напряжения зависит от особенностей схемы электрической сети, состава оборудования, характера изменения нагрузки потребителей.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка и анализ мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла.

1. Разработка и анализ мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла

1.1 Описание схемы Асиновского энергоузла как объекта исследования

Асиновский энергоузел входит в состав Восточных электрических сетей, расположенных на территории Асиновского района Томской области. Энергоснабжения потребителей Асиновского энергоузла осуществляется от подстанции Томская 500 кВ и подстанции Белый Яр 220 кВ. С шин 220 кВ Томской подстанции с помощью ВЛЭП мощность передается непосредственно на шины подстанции Асино-220 и, в последующем, с этих шин питаются главные подстанции 110 кВ Асиновского энергоузла. Электрическая схема Асиновского энергоузла представлена на рисунке 1.1.

Параметры ВЛ 110 кВ, объединяющие подстанции рассматриваемого энергорайона представлены в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Параметры ВЛЭП

Участок Сети	Марка провода	L,км	R ₀ ,Ом/км	X ₀ ,Ом/км	U _{ном} ,кВ	B ₀ ,См·10 ⁻⁴	I _{доп} ,А
Томская-Асино	АС-240/32	66,6	0,118	0,435	220	2,604	610
Имперская - Итатка	АС-185/24	32,6	0,159	0,413	110	2,747	510
Итатка – Малиновка	АС-185/24	19,2	0,159	0,413	110	2,747	510
Малиновка – Семилужки (1)	АС-95/16	8,4	0,301	0,434	110	2,611	330
Семилужки (1) – Турунтаево	АС-70/11	34,8	0,422	0,444	110	2,547	265
Малиновка – Семилужки (2)	АС-95/16	8,4	0,301	0,434	110	2,611	330
Семилужки (2) – Турунтаево	АС-70/11	34,8	0,422	0,444	110	2,547	265
Имперская – Зырянская(1)	АС-120/19	40,7	0,244	0,427	110	2,658	390
Зырянская(1) – Чердаты	АС-95/16	30,8	0,301	0,434	110	2,611	330

Продолжение таблицы 1.1

Имперская – Зырянская(2)	АС- 120/19	40,7	0,244	0,427	110	2,658	390
Зырянская(2) – Чердаты	АС- 95/16	30,8	0,301	0,434	110	2,611	330
Асино – Первомайская	АС- 185/29	22,19	0,159	0,413	110	2,747	510
Асино – Первомайская(2)	АС- 185/29	22,19	0,159	0,413	110	2,747	510
Первомайская(2)- Комсомольская	АС- 185/29	32,6	0,159	0,413	110	2,747	510
Комсомольская – Улу-Юл	АС- 150/24	45	0,204	0,420	110	2,707	450
Улу-Юл – Сайга	АС- 150/24	43,8	0,204	0,420	110	2,707	450
Сайга – Ягодное	АС- 120/19	28,2	0,244	0,427	110	2,658	390
Ягодное – Белый Яр	АС- 120/19	30	0,244	0,427	110	2,658	390
Белый Яр – Клюквинка	АС- 70/11	54,3	0,422	0,444	110	2,547	265
Асино – Ново- Николаевская(1)	АС- 70/11	40,2	0,422	0,444	110	2,547	265
Асино – Ново- Николаевская(2)	АС- 95/16	47,8	0,301	0,434	110	2,611	330
Ново- Николаевская(1)- Батурино	АС- 70/11	72,4	0,422	0,444	110	2,547	265
Ново- Николаевская(2)- Батурино	АС- 70/11	72,4	0,422	0,444	110	2,547	265

На каждой подстанции установлены понижающие трансформаторы. Трехобмоточные трансформаторы находятся на подстанциях: Клюквинка, Улу-юл, Комсомольская, Первомайская, Тегульдет, Зырянская, Имперская, Итатка, Турунтаево, Малиновка. Двухобмоточные трансформаторы: Белый Яр, Ягодное, Сайга, Чердаты, Батурино, Ново-Николаевская, Семилужки. На подстанции Асино установлено автотрансформатор. Типы и параметры трансформаторов представлены в таблице 1.2, 1.3, 1.4.

Таблица 1.2 – Параметры трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

Подстанция/ Электростанция	N	Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регу- лиро- вания	Каталожные данные					
					U _{ном} обмоток, кВ			R _т , Ом		
					ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
Асино	2	АТДЦТН- 125000/220/110	125	±9×1.78 %	230	121	11	0.5	0.52	0,52
Имперская	2	ТДТН- 40000/110	40	±9×1.78 %	115	38.5	6,6	0.8	0.8	0.8
Итатка	1	ТМТН- 6300/110 ТДТН- 10000/110	6,3 10	±9×1.78 % ±9×1.78 %	115	38,5	11	9,7	9,7	9,7
	1				115	38,5	11	5	5	5
Турунтаево	2	ТДТН- 25000/110	25	±9×1.78 %	115	38.5	11	1,5	1,5	1,5
Малиновка	1	ТДТН- 16000/110 ТДТН- 10000/110	16 10	±9×1.78 % ±9×1.78 %	115	38.5	11	2,6	2,6	2,6
	1				115	38.5	11	5	5	5
Зырянская	1	ТДТН- 25000/110 ТДТН- 10000/110	25 10	±9×1.78 % ±9×1.78 %	115	38.5	11	1,5	1,5	1,5
	1				115	38.5	11	5	5	5
Тегульдет	2	ТДТН- 10000/110	10	±9×1.78 %	115	38.5	11	5	5	5
Первомай- Кая	2	ТДТН- 10000/110	10	±9×1.78 %	115	38.5	11	5	5	5
Комсомольс- кая	1	ТДТН- 10000/110	10	±9×1.78 %	115	38.5	11	5	5	5
Улу-Юл	1	ТМТН- 6300/110	6,3	±9×1.78 %	115	38,5	11	9,7	9,7	9,7
Клюквинка	2	ТМТН- 6300/110	6,3	±9×1.78 %	115	38,5	11	9,7	9,7	9,7

Таблица 1.3 – Параметры трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов (X_т)

Подстанция/ Электростанция	N	Тип	ΔP _{xx} , кВт	ΔQ _{xx} , кВар	Каталожные данные		
					X _т , Ом		
					ВН	СН	НН
Асино	2	АТДЦТН- 125000/220/1 10	65	625	49,0	0	131

Продолжение таблицы 1.3

Импреская	2	ТДТН-40000/110	43	240	35.5	0	22.3
Итатка	1	ТМТН-6300/110	14	75,6	225,7	0	131,2
	1	ТДТН-10000/110	17	110	142.2	0	82.7
Турунтаево	2	ТДТН-25000/110	31	175	56,9	0	35,7
Малиновка	1	ТДТН-16000/110	23	160	88.9	0	52
	1	ТДТН-10000/110	17	110	142.2	0	82.7
Зырянская	1	ТДТН-25000/110	31	175	56.9	0	35.7
	1	ТДТН-10000/110	17	110	142.2	0	82.7
Тегульдет	2	ТДТН-10000/110	17	110	142.2	0	82.7
Первомайская	2	ТДТН-10000/110	17	110	142.2	0	82.7
Комсомольская	1	ТДТН-10000/110	17	110	142.2	0	82.7
Улу-Юл	1	ТМТН-6300/110	14	75,6	225,7	0	131,2
Клюквинка	2	ТМТН-6300/110	14	75,6	225,7	0	131,2

Примечание:

Регулирование напряжения для каждого автотрансформатора осуществляется на стороне СН за счет РПН с соответствующим пределом регулирования.

Таблица 1.4 – Параметры двухобмоточных трансформаторов

Подстанция /Электростанция	N	Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные					
					U _{ном} обмоток, кВ		R _т , Ом	X _т , Ом	ΔP _{xx} , кВт	ΔQ _{xx} , кВар
					ВН	НН				
Семилужки	2	ТДН-16000/110	16	±9×1.78 %	115	11	4.38	86.7	19	112

Продолжение таблицы 1.4

Ново-Николаевская	2	ТМН-6300/110	6.3	$\pm 9 \times 1.78$ %	115	11	14.7	220.4	11.5	50.4
Батурино	2	ТМН-6300/110	6.3	$\pm 9 \times 1.78$ %	115	11	14.7	220.4	11.5	50.4
Чердаты	2	ТМН-6300/110	6.3	$\pm 9 \times 1.78$ %	115	11	14.7	220.4	11.5	50.4
Сайга	2	ТДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1.78$ %	115	6,6	2,54	55,9	27	175
Ягодное	1	ТМН-6300/110	6.3	$\pm 9 \times 1.78$ %	115	11	14.7	220.4	11.5	50.4
Белый Яр	2	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1.78$ %	115	6,6	7,95	139	14	70

Нагрузки на основных подстанциях Асиновского энергоузла представлены в таблице 1.5

Таблица 1.5 – Параметры нагрузок подстанций

Подстанция		P_{\max} , кВт	Q_{\max} кВар
Малиновка (1 сек)	На стороне 35кВ	5400	2616
	На стороне 10кВ	4500	2180
Малиновка (2 сек)	На стороне 35кВ	8640	4186
	На стороне 10кВ	7200	3488
Семилужки	На стороне 10кВ	7200	3488
Турунтаево	На стороне 35кВ	13500	6540
	На стороне 10кВ	11250	5450
Итатка(1 сек)	На стороне 10кВ	2835	1373
Итатка(2 сек)	На стороне 10кВ	4500	2180
Асино	На стороне 10кВ	67500	32700
Имперская	На стороне 35кВ	21600	10464
	На стороне 10кВ	18000	8720
Ново-Николаевская	На стороне 10кВ	2835	1373
Батурино	На стороне 10кВ	2835	1373
Зырянская(1 сек)	На стороне 35кВ	18900	9156
	На стороне 10кВ	15750	7630
Чердаты	На стороне 10кВ	2835	1373
Тегульдет	На стороне 10кВ	4500	2180
Первомайская	На стороне 35кВ	5400	2616
	На стороне 10кВ	4500	2180

Продолжение таблицы 1.5

Комсомольская	На стороне 35кВ	5400	2616
	На стороне 10кВ	4500	2180
Улу-Юл	На стороне 10кВ	2835	1373
Саига	На стороне 10кВ	1125	545
Ягодное	На стороне 10кВ	2835	1373
Клюквинка	На стороне 35кВ	3402	1649
	На стороне 10кВ	2835	1373
Белый Яр	На стороне 10кВ	4500	2180

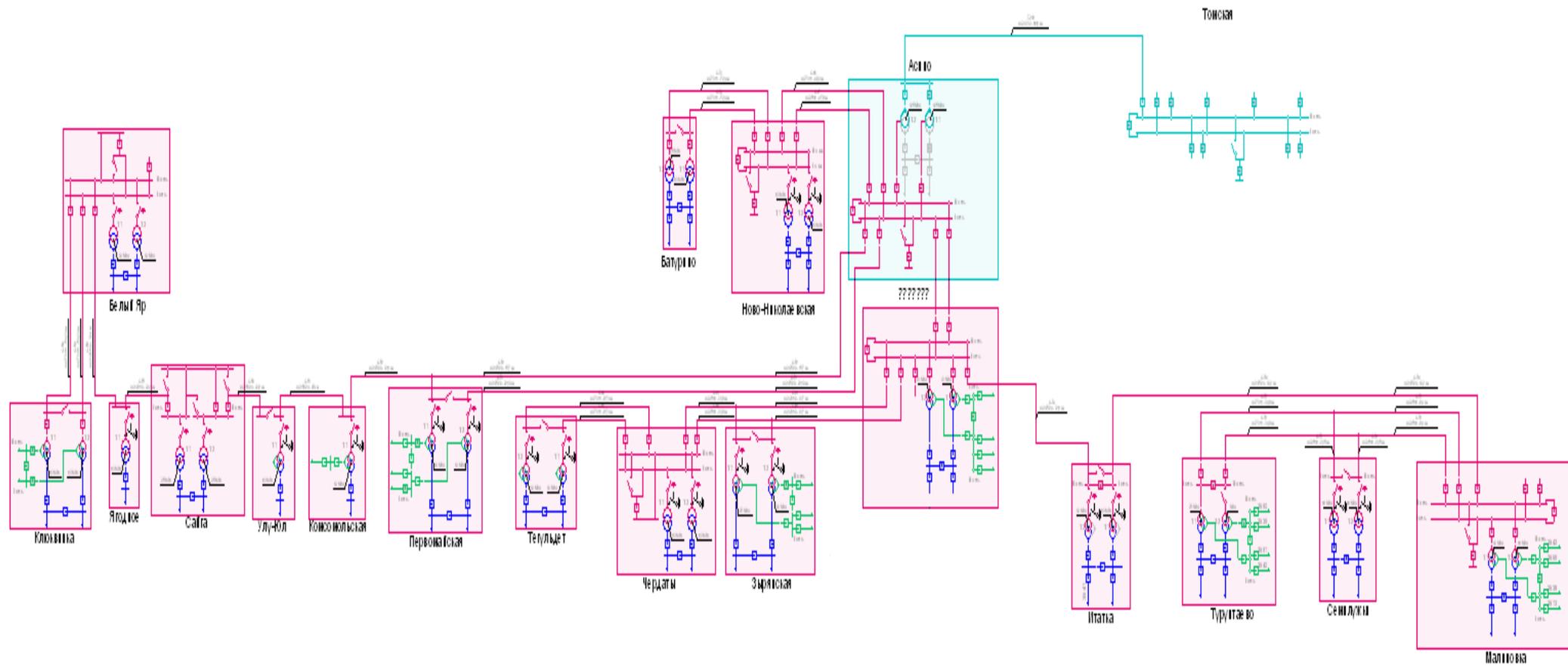


Рисунок 1.1- Схема Асиновского энергоузла

2.2.4 Определение коэффициента бездефицитной работы и коэффициента готовности энергосистемы

Коэффициент бездефицитной работы определяется по вероятностной модели функционирования ЭЭС путем вычленения состояний энергосистемы, в которых дефицит не возникает, т.е. при $P_{Гi} - P_{Нj} \geq 0$, и суммирования вероятностей возникновения этих состояний:

$$K_{БД} = \sum K_{БДi}, \quad (2.5)$$

где $K_{БДi}$ - коэффициенты готовности для каждого бездефицитного состояния энергосистемы $P_{БДi}$ (в соответствии с таблицами Д.5 и Д.6).

Для упрощения расчетов пренебрегаем значениями коэффициентов с показателем степени ниже 10^{-5} .

Пример расчета: (расчеты проводим на основе таблиц Д.5 и Д.6, приложение Д)

Для генерируемой мощности $P_{Г} = 320$ МВт дефицит в системе будет существовать при мощностях нагрузки $P_{Н11} = 334$ МВт и $P_{Н12} = 417$ МВт.

Соответственно, исключаем эти состояния при вычислении $K_{БД}$.

Суммируем коэффициенты бездефицитной работы для оставшихся мощностей нагрузок при $P_{Г} = 320$ МВт.

Получаем

$$K_{БД} = 0,00072 + 0,00509 + 0,00363 + 0,00145 + 0,00217 + 0,00072 + \\ + 0,00145 + 0,00654 + 0,00218 = 0,02396$$

Затем вычисляем суммарный коэффициент бездефицитной работы для всех состояний энергосистемы при отсутствии в ней дефицита мощности. Получим $K_{БД\Sigma} = 0,9947$.

Коэффициент готовности энергосистемы определим по формуле:

$$\alpha = \frac{\mathcal{E}_{\text{год}} - \Delta\mathcal{E}}{\mathcal{E}_{\text{год}}}, \quad (2.6)$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}}$ – годовая потребность в электроэнергии;

$\Delta\mathcal{E}$ – математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год вследствие дефицита мощности.

Коэффициенты мощности, для которых не выполняется условие $P_{Гi} - P_{Нj} \geq 0$, называют коэффициентами дефицитной работы системы.

Математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год вследствие дефицита мощности в энергосистеме определится по формуле:

$$\Delta\mathcal{E} = 8760 \cdot \sum (P_{Дi} \cdot K_{Д}^{Р_{Дi}}), \quad (2.7)$$

где $K_{Д}^{Р_{Дi}}$ – коэффициент ряда распределения дефицитных состояний, соответствующий уровню дефицита $P_{Дi}$;

На основе данных из таблиц Д.5 Д.6 для генерируемой мощности $P_{Г2} = 320$ МВт вычисляем коэффициент дефицитной работы при мощностях нагрузки $P_{Н11} = 334$ МВт и $P_{Н12} = 417$ МВт. Этим состояниям соответствуют коэффициенты энергосистемы $K_{\mathcal{E}10} = K_{Д10}^{(-14)} = 0,00654$ и $K_{\mathcal{E}11} = K_{Д11}^{(-97)} = 0,00436$.

Рассчитываем годовой недоотпуск электроэнергии для вышперечисленных

значений $P_{Г}$ и $P_{Н}$:

$$\begin{aligned} \Delta\mathcal{E} &= 8760 \cdot (K_{Д10} \cdot P_{Д10} + K_{Д11} \cdot P_{Д11}) = \\ &= 8760 \cdot (0,00654 \cdot 14 + 0,00436 \cdot 97) = 4485,68 \end{aligned}$$

Определим суммарный годовой недоотпуск электроэнергии по (2.7) для всех значений соответствующих дефициту мощности в системе:

$$\Delta \mathcal{E} = 8760 \cdot \sum (P_{дi} \cdot K_{дi}^P),$$

$$\Delta \mathcal{E} = 5883,42 \text{ МВт} \cdot \text{час}$$

Определим коэффициент готовности энергосистемы по (2.6):

$$\alpha = \frac{2291289,9 - 5883,42}{2291289,9} = 0,997$$

Сравним полученные коэффициенты с нормативными:

$$\alpha = 0,997 < 0,999$$

$$K_{БД\Sigma} = 0,9947 < 0,996$$

Полученные коэффициенты меньше нормативных. Делаем вывод о необходимости введения дополнительного резерва генерируемой мощности в систему.

2.2.5 Определение показателей надежности электроснабжения с учетом ввода резерва

В связи с несоответствием показателей надежности системы с нормативными вводим резерв генерирующей мощности путем добавления генератора в одну из групп.

Добавим один генератор мощностью 60 МВт. В системе изменилась максимальная генерируемая мощность $P_{Гmax}$ и общее количество генераторов:

$$P_{Гmax} = 480 \text{ МВт}; n_1 = 3; n_2 = 3$$

Расчет аналогичен использованному ранее, начиная с п.п. 2.2.1. Результаты расчета приведены в приложении Е.

Получаем коэффициент бездефицитной работы по (2.5):

$$K_{\text{БД}} = 0,99987$$

Определим математическое ожидание недоотпуска электроэнергии по (2.7):

$$\Delta \mathcal{E} = 8760 \cdot \sum P_{\text{дi}} \cdot K_{\text{дi}} = 8760 \cdot 0,186 = 1637,14 \text{ МВт} \cdot \text{час}$$

Определим коэффициент готовности ЭЭС по (2.6):

$$\alpha = \frac{2291289,9 - 1637,14}{2291289,9} = 0,9997$$

Сравниваем полученные коэффициенты с нормативными:

$$\alpha = 0,9997 > 0,999$$

$$K_{\text{БД}} = 0,99987 > 0,996$$

Полученные коэффициенты надежности больше нормативных, следовательно, вводимый резерв обеспечивает надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей.

2.2.6 Определение показателей надежности электроснабжения с учетом планово-предупредительных ремонтов

При оценке надежности энергосистемы необходимо также учитывать тот факт, что в течение года количество агрегатов в системе изменяется в связи с тем, что они могут периодически выводиться в ремонт. Соответственно, при выводе генераторов в планово-предупредительный ремонт генерируемая мощность уменьшается. Это обстоятельство может существенно повлиять на надежность работы энергосистемы, поэтому ставится задача расчета показателей надежности энергосистемы с учетом плановых ремонтов генераторов.

Анализируя годовой график сезонных колебаний максимумов нагрузки (рисунок 2.4), можно заметить, что в летнее время существует заметное уменьшение потребляемой электроэнергии. Поэтому целесообразно

проводить плановые ремонты генераторов летом, когда мощность генерации существенно превышает мощность нагрузки.

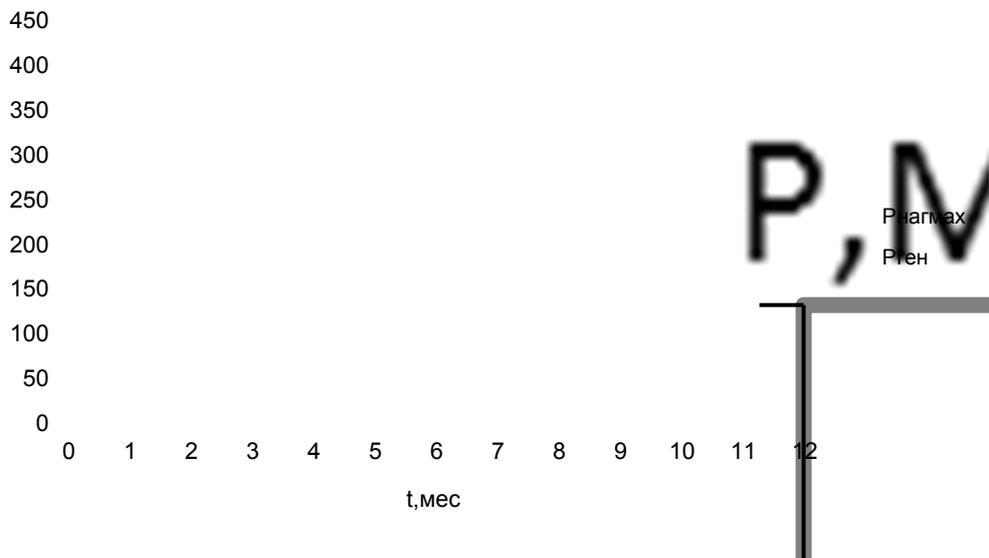


Рисунок 2.4 – Годовой график для летних и зимних максимумов нагрузки где $P_{НАГ\max}$ – максимальное значение нагрузки в летний и зимний период; $P_{ГЕН}$ – суммарная мощность генераторов.

Рассмотрев годовой график для летних и зимних максимумов нагрузки принимаем решение проводит плановый ремонт генераторов по одному из каждой группы каждый месяц в течении летнего времени то есть в течении трех месяцев.

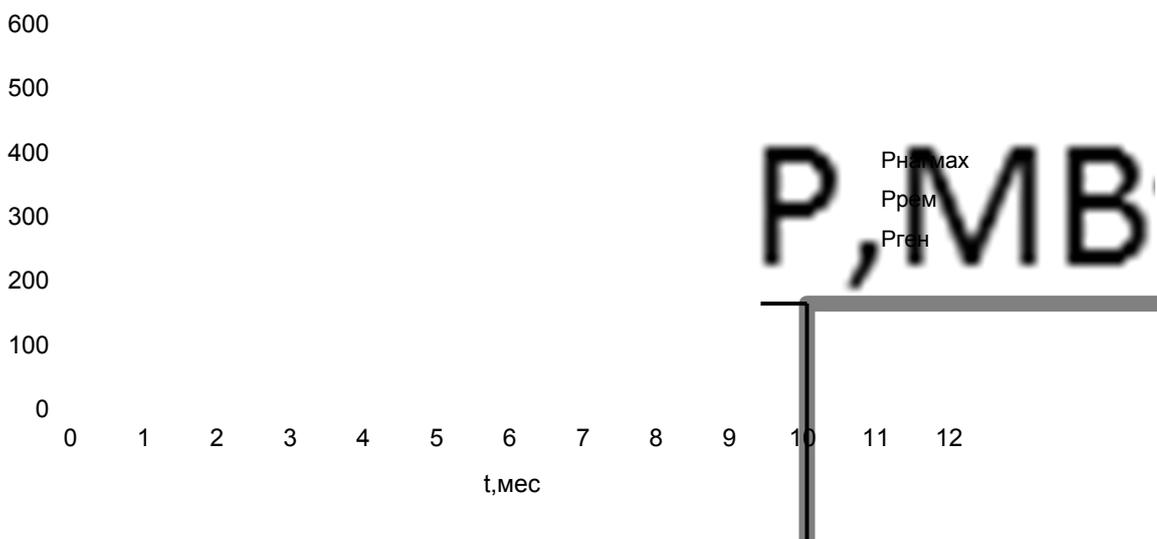


Рисунок 2.5 – Годовой график для летних и зимних максимумов нагрузки с учетом мощности, выведенной в ремонт

Для определения показателей надежности электроснабжения потребителей необходимо рассчитать вероятность бездефицитной работы (α) системы и индекс надежности (коэффициент обеспеченности электрической энергией) ($K_{БД}$) для сравнения их с нормативными показателями. Поскольку часть генераторов поочередно выводятся в ремонт, то некоторые условия, необходимые при расчете показателей надежности, изменяются. В частности, изменяется генерируемая мощность в энергосистеме. При выводе в ремонт одновременно одного генератора мощностью 100 МВт и одного генератора мощностью 60 МВт генерируемая мощность снижается до 320 МВт.

Все расчеты проводим аналогично, начиная с п.п. 2.2.1. Пересчитываем ряд распределения коэффициентов располагаемой мощности энергосистемы, матрицу возможных состояний системы. (Приложение Ж)

Получаем следующие показатели надежности:

$$\alpha = 0,9995$$

$$K_{БД} = 0,99996$$

Сравниваем полученные коэффициенты с нормативными:

$$\alpha = 0,9995 > 0,999$$

$$K_{БД} = 0,99996 > 0,996$$

Полученные коэффициенты надежности больше нормативных, следовательно, вводимый резерв обеспечивает надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей при учете планово-предупредительных ремонтов генераторов. Расчет можно считать законченным.

2.3 Определение надежности питания узла нагрузки

2.3.1 Исходные данные

Таблица 2.6 – Исходные данные

№ блока	Замещаемый элемент	ω , 1/год	t_b , час
1	РУ 220кВ	0.01	3,504
2	ВЛЭП – 220кВ(66,6км)	0.333	16
3	ВЛЭП – 220кВ(66,6км)	0.333	16
4	ВЛЭП – 220кВ(66,6км)	0.002331	92
5	РУ 220кВ	0.01	3,504
6	Трансформатор АДЦТН 125000/220/110	0.02	219
7	Трансформатор АДЦТН 125000/220/110	0.02	219
8	РУ 110кВ	0.01	2,19
9	ВЛЭП – 110кВ(20км)	0.18	14
10	ВЛЭП – 110кВ(20км)	0.18	14
11	ВЛЭП – 110кВ(20км)	0.0009	123
12	РУ 110кВ	0.01	2,19
13	ВЛЭП – 110кВ(32,6км)	0.359	14
14	РУ 110кВ	0.01	2,19
15	Трансформатор ТДТН 10000/110	0.02	175,2
16	Трансформатор ТДТН 10000/110	0.02	175,2
17	РУ 10кВ	0.01	2,19

2.3.2 Теоретические сведения

Большинство элементов электроэнергетических систем (трансформаторы, линии электропередачи, коммутационная аппаратура и т. д.) по классификации ГОСТ 13377-75 относятся к восстанавливаемым объектам. Основными показателями надежности таких объектов являются частота отказов и среднее время восстановления.

Частота отказов есть среднее количество отказов восстанавливаемого объекта в единицу времени. За единицу времени при оценке надежности электроэнергетических систем обычно принимают год, тогда размерность частоты отказов ω – 1/год. Частота отказов обычно изменяется в процессе эксплуатации.

Второй показатель надёжности — время восстановления (T_B) — есть среднее время вынужденного простоя, необходимого для отыскания и устранения одного отказа.

В данном контексте под дополнительными показателями надёжности будем понимать:

Наработка на отказ - это среднее время наработки, или, иначе говоря, продолжительности работы элемента между отказами, равное:

$$T_H = 8760/\omega; \quad (2.8)$$

Коэффициент готовности – это вероятность того, что элемент будет работоспособен в произвольно выбранный момент времени в промежутках между плановыми ремонтами:

$$K_T = T_H / (T_H + T_B); \quad (2.9)$$

Коэффициент вынужденного простоя – это вероятность того, что элемент неработоспособен в произвольно выбранный момент времени в промежутках между плановыми ремонтами, т. е. восстанавливается после отказа:

$$K_B = 1 - K_T = T_B / (T_H + T_B); \quad (2.10)$$

Коэффициент вынужденного простоя может быть вычислен и непосредственно через основные показатели надёжности.

$$K_B = T_B / (8760/\omega + T_B); \quad (2.11)$$

или при $T_B \omega \ll 8760$:

$$K_B = T_B \omega / 8760; \quad (2.12)$$

Для расчета схемной надёжности узлов удобно использовать структурную схему надёжности, составленную на основе электрической схемы сети. В данной схеме все источники питания объединяются, остальные элементы замещаются блоком с набором параметров, характеризующих надёжность этого элемента. Далее путем эквалентирования схема сворачивается до одного блока и рассчитанные параметры надёжности для этого блока, и характеризуют схемную надёжность питания нагрузки.

2.3.3 Расчет показателей надежности питания узла нагрузки

2.3.3.1 Алгоритм расчета

В результате данного расчета необходимо определить индекс надежности. Для его определения используется следующее соотношение:

$$\Pi = (W - \Delta W_{\text{год}}) / W, \quad (2.13)$$

$$W = P_i \cdot t_i, \quad (2.14)$$

$$\Delta W_{\text{год}} = P_{\text{ср}} \cdot \omega_i \cdot t_{\text{в}i}, \quad (2.15)$$

где $P_{\text{ср}}$ - среднегодовая нагрузка, ω_i , $t_{\text{в}i}$ – частота отказов и время восстановления эквивалентного элемента соответственно.

Для определения ω_i и $t_{\text{в}i}$ необходимо составить блок-схему и по известным формулам преобразовать ее до одного эквивалентного элемента, характеризующегося ω_i и $t_{\text{в}i}$.

При последовательном сложении блоков суммарные показатели рассчитываются следующим образом:

$$\omega_{\Sigma} = \sum_i \omega_i \quad (2.16)$$

$$T_{\text{в}\Sigma} = \frac{\sum_i (\omega_i \cdot T_{\text{в}i})}{\omega_{\Sigma}} \quad (2.17)$$

При параллельном сложении блоков суммарные показатели рассчитываются следующим образом:

$$\omega_{ij} = \frac{\omega_i \cdot \omega_j \cdot (T_{\text{в}i} + T_{\text{в}j})}{8760} \quad (2.18)$$

$$T_{\text{в}ij} = \frac{T_{\text{в}i} \cdot T_{\text{в}j}}{T_{\text{в}i} + T_{\text{в}j}} \quad (2.19)$$

2.3.3.2 Определение показателей надежности питания узла нагрузки

По схеме, изображенной на рисунке 2.6 строим блок – схему питания узла нагрузки (подстанции «Итатка»).

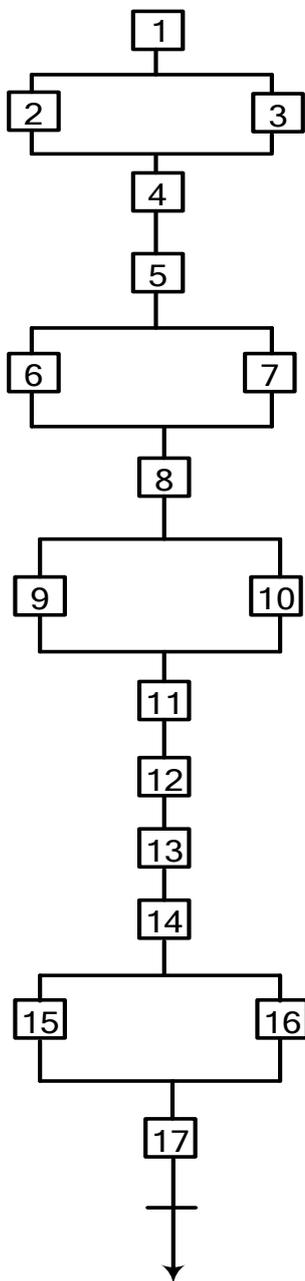


Рисунок 2.6 – Блок – схема питания узла нагрузки

Расчет ведется в соответствии с алгоритмом, изложенном в п. 2.3.3.1.

По представленным выше соотношениям преобразуем блок – схему до одного эквивалентного блока (рисунок 2.8).

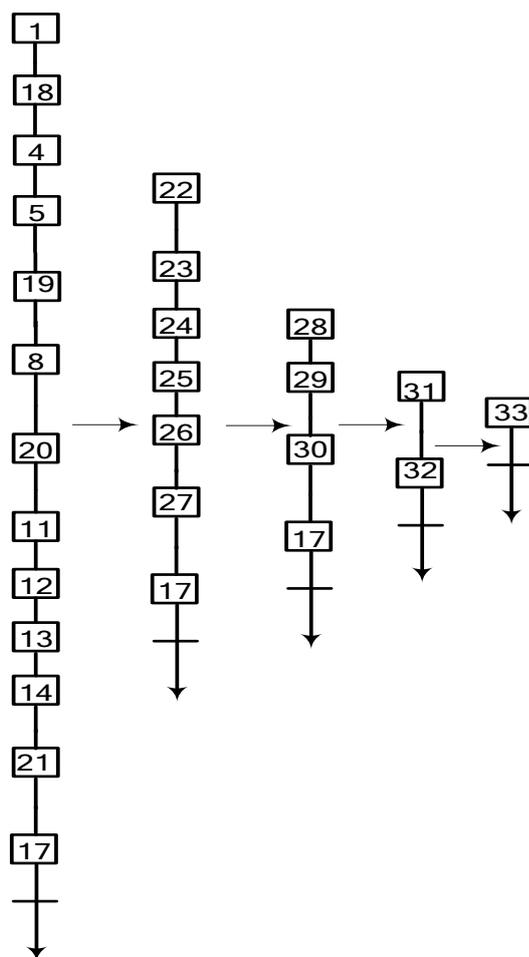


Рисунок 2.7 – Этапы преобразования блок – схемы

Таблица 2.7 – Параметры элементов по рисунку 2.7

№ блока	ω	t_B
18=2//3	0,0004105074	8
19=6//7	0,00002	109,5
21=6//10	0,000103562	87,6
22=1+18	0,010405074	3,679
23=4+5	0,012331	20,2329
24=19+8	0,01002	2,40419
25=20+11	0,001003562	111,029
26=12+13	0,369	13,6799
27=14+21	0,010016	2,3264
28=22+23	0,022736	12,657
29=24+25	0,011023	12,293
30=26+27	0,379016	13,3798
31=28+29	0,0337596	12,538
32=30+17	0,389016	13,0922
33=31+32	0,422756	13,04795

Приведем расчет индекса надежности:

Индекс надёжности по формуле (2.13):

$$\Pi = (W - \Delta W_{\text{год}}) / W = (122640 - 77,225) / 122640 = 0.99937,$$

$$\text{где } W = P_{\text{ср}} \cdot 8760 = 122640 \text{ (МВт}\cdot\text{час)}$$

$$T_{\text{год}} = 8760 \text{ (час)}$$

$$\Delta W_{\text{год}} = P_{\text{ср}} \cdot \omega_i \cdot t_{\text{вi}} = 14 \cdot 0,422756 \cdot 13,0479 = 77,225 \text{ (МВт}\cdot\text{час)}$$

Конечный результат расчета показателей надежности питания узла нагрузки приведем в таблице:

Таблица 2.8 – Результаты расчета показателей надежности питания узла нагрузки

ω , 1/год	$t_{\text{в}}$, час	$k_{\text{в}}$	W , МВт·час	$P_{\text{ср}}$ МВт	$\Delta W_{\text{год}}$ МВт·час	Π
0.422756	13,0479	0,000629	122640	14	77,225	0.99937

Из вышеприведенной таблицы видно, что индекс надежности питания узла нагрузки выше нормативного значения $\Pi=0,999$. Это говорит о том, что спроектированная сеть обеспечивает достаточную надежность транзита мощности.

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Общие сведения

Целью данной работы является составление сметы на проектирование расчет сметы затрат мероприятия по регулированию напряжению на подстанции Асиновского энергоузла.

Смета – это документ, определяющий окончательную и предельную стоимость реализации проекта. Смета служит исходным документом капитального вложения, в котором определяются затраты, необходимые для выполнения полного объема необходимых работ.

Исходными материалами для определения сметной стоимости строительства объекта служат данные проекта по составу оборудования, объему строительных и монтажных работ; прейскуранты цен на оборудование и строительные материалы; нормы и расценки на строительные и монтажные работы; тарифы на перевозку грузов; нормы накладных расходов и другие нормативные документы.

Решение о проектировании регулированию напряжению на подстанции Асиновского энергоузла принимается на основе технико-экономического обоснования.

На основе утвержденного ТЭО заказчик заключает договор с проектной организацией на проектирование и выдает ей задание, которое содержит:

1. Схема Асиновского энергоузла;
2. Расположение источника питания;
3. Сведения об электрических нагрузках;
4. План размещения электроприемников на подстанциях;
5. Площадь подстанций.

Различают две стадии проектирования:

- а) Технический проект;
- б) Рабочий чертеж.

Если проектируемый объект в техническом отношении не сложный, то обе стадии объединяются в одну – технорабочий проект.

3.2 Планирование технического проекта

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на проектирование электроснабжения объекта в срок при наименьших затратах средств, составляется план-график, в котором рассчитывается поэтапная трудоемкость всех работ. После определения трудоемкости всех этапов темы, назначается число участников работы по этапам (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – План разработки выполнения этапов проекта

№ п/п	Перечень выполненных работ	Исполнители	Прод-сть, дн
1	Ознакомление с производственной документацией. Постановка задачи.	Руководитель	2
		Инженер	2
2	Подбор материалов по теме	Инженер	2
3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер	2
4	Описание схемы Асиновского энергоузла	Инженер	8
5	Изучение регулирование напряжения изменением реактивной мощности	Инженер	2
6	Изучение регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации трансформатора	Инженер	2
7	Расчет установившихся режимов	Инженер	8
8	Выбор РПН. Техничко-экономический расчет	Руководитель	2
		Инженер	5
9	Расчет режима максимальных и минимальных нагрузок	Инженер	15
17	Составление расчетно-пояснительной записки	Руководитель	2
		Инженер	20
18	Чертежные работы	Руководитель	2
		Инженер	20
Итого по каждой должности		Руководитель	8
		Инженер	86
Итого			86

На основе таблицы 3.1 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. В таблице 3.2 приведен календарный

план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 3.2 – Календарный план-график

№ п/п	Перечень выполненных работ	Исполнители	Продолжительность выполнения работ												
			Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь
			3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1		
1	Ознакомление с производственной документацией. Постановка задачи.	Руководитель	■												
		Инженер	■												
2	Подбор материалов по теме	Инженер	■												
3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер	■												
4	Описание схемы Асиновского энергоузла	Инженер		■											
5	Изучение регулирование напряжения изменением реактивной мощности	Инженер			■										
6	Изучение регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации трансформатора	Инженер			■										
7	Расчет установившихся режимов	Инженер				■									
8	Выбор РПН. Технико-экономический расчет	Руководитель					■								
		Инженер					■								
9	Расчет режима максимальных и минимальных нагрузок	Инженер						■	■						
17	Составление расчетно-пояснительной записки	Руководитель											■		
		Инженер										■	■		
18	Чертежные работы	Руководитель													■
		Инженер												■	■

3.3 Смета затрат на проект

Затраты на разработку проекта

$$\Sigma I_{пр} = I_{мат} + I_{зп} + I_{со} + I_{ам} + I_{пр} + I_{накл},$$

где $I_{мат}$ – материальные затраты;

$I_{зп}$ – заработная плата;

$I_{со}$ – отчисления в социальные фонды;

Иам – амортизация компьютерной техники;

Ипр – прочие затраты;

Инакл – накладные расходы.

1) Материальные затраты

Таблица 3.3 – Затраты на материалы

Материалы	Количество	Цена за единицу, руб	Им,руб
Флеш память	1	400,0	400,0
Канцтовары	-	560,0	560,0
Итого Имм, руб	-	-	960,0

2) Расчет зарплаты

а) Месячная зарплата научного руководителя

$$I_{zn}^{мес} = (ЗП_о + Д) \cdot K_2 \cdot K_1 = (23300,0 + 2200,0) \cdot 1,3 \cdot 1,16 = 38454,0 \text{ руб},$$

где ЗП_о – месячный оклад;

Д – доплата за интенсивность труда;

K₁ – коэффициент, учитывающий отпуск;

K₂ – районный коэффициент (1,3 для Томской области).

Зарплата научного руководителя с учетом фактически отработанных дней

$$I_{zn}^ф = \frac{I_{zn}^{мес}}{21} \cdot n = \frac{38454,0}{21} \cdot 8 = 14649,1 \text{ руб},$$

где n – количество отработанных дней по факту.

б) Месячная зарплата инженера

$$I_{zn}^{мес} = (ЗП_о + Д) \cdot K_2 \cdot K_1 = 14500,0 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 20735,0 \text{ руб},$$

Зарплата инженера с учетом фактически отработанных дней

$$I_{zn}^ф = \frac{I_{zn}^{мес}}{21} \cdot n = \frac{20735,0}{21} \cdot 86 = 84914,8 \text{ руб},$$

в) Итого ФЗП приведен

$$I_{ФЗП} = 17649,1 + 84914,8 = 99563,9 \text{ руб},$$

Расчет месячных зарплат исполнителей и расчет ФЗП представлен в таблице 2.4

Таблица 3.4 – Расчет ФЗП

Должность	ЗП, руб	Д, руб	К1	К2	И, руб	п,дн	ФЗП
Руководитель	23300,0	2200,0	1,16	1,3	38454,0	8	14649,1
Инженер	14500,0	-	1,10	1,3	20735,0	86	84914,8
Итого							99563,9

3) Отчисления в социальные фонды (соц. страхование, пенсионный фонд, мед. страховка) в размере 30% от ФЗП

$$I_{co} = 0,3 \cdot 99563,9 = 29869,2 \text{ руб.},$$

4) Амортизация основных фондов

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$I_{ам} = \frac{T_{исп.КТ}}{T_{кал}} \cdot Ц_{КТ} \cdot \frac{1}{T_{сл}};$$

$$I_{ам} = \frac{86}{365} \cdot 30000,0 \cdot \frac{1}{5} = 1413,7 \text{ руб.},$$

где $T_{исп.КТ}$ – время использования компьютерной техники на проект;

$T_{кал} = 365$ – годовой действительный фонд рабочего времени используемого оборудования;

$Ц_{КТ}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб;

$T_{сл}$ – срок службы компьютерной техники (время окупаемости 5 лет).

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Амортизация основных фондов

Оборудование	Стоимость, руб	Количество	Тз, дне	Иам, руб
Компьютер инженера	30000,0	1	86	1413,7
Компьютер руководителя	30000,0	1	8	131,5
Принтер	5000,0	1	5	13,7
Итого Иам, руб	-	-		1558,9

5) Прочие расходы (услуги связи, затраты на ремонт оборудования...) в размере 10% от ФЗП, затрат на материалы, амортизацию и отчислений в социальные фонды

$$I_{пр} = 0,1 \cdot (I_{ФЗП} + I_{мат} + I_{ам} + I_{со}) = \\ = 0,1 \cdot (99563,9 + 960,0 + 1558,9 + 29869,2) = 13195,2 \text{ руб.},$$

6) Накладные расходы (затраты на отопление, свет, обслуживание помещений...)

$$I_{накл} = 2 \cdot I_{ФЗП} = 2 \cdot 99563,9 = 199127,8 \text{ руб.},$$

7) Затраты на разработку проекта (себестоимость)

$$\sum I = I_{ФЗП} + I_{мат} + I_{ам} + I_{со} + I_{пр} + I_{накл} = \\ = 99563,9 + 960,0 + 1558,9 + 29869,2 + 13195,2 + 199127,8 = \\ = 344275,0 \text{ руб.},$$

8) Прибыль, полученная от реализации проекта (20% от себестоимости проекта)

$$П = 0,2 \cdot 344275,0 = 68855,0 \text{ руб.},$$

9) Стоимость проекта

$$K_{пр} = \sum I + П = 344275,0 + 68855,0 = 413130,0 \text{ руб.},$$

Расчет сметы затрат на разработку проекта сведем в таблицу 2.6.

Таблица 3.6 – Калькуляция сметной стоимости на выполнение проекта

№ статьи	Наименование статей расхода	Сумма, руб.
1	ФЗП	99563,9
2	Материалы Имат	960,0
3	Амортизация основных фондов Иам	1558,9
4	Социальные отчисления Исо	29869,2
5	Прочие расходы Ипр	13195,2
6	Накладные расходы Инакл	199127,8
7	Себестоимость проекта $\sum I$	344275,0
8	Прибыль П	68855,0
Цена проекта Кпр		413130,0

3.3.1 Формирование варианта оборудования

Таблица 3.7 – Матрица структурного решения выбора

№ параметра	Морфологический признак (параметр)	Вид (способ) исполнения		
		1	2	3
1	Вид тока	постоянный	импульсный	переменный
2	Наличие нагрузки	Да	Нет	-
3	Способ регулирования напряжения трансформатора	РПН	ПБВ	-
Вариант решения				

3.4 Смета затрат на электрооборудование

Смета затрат на электрооборудование рассматриваемого цеха приведена в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Смета затрат на электрооборудование рассматриваемого цеха

№ п/п	Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Сметная стоимость, тыс. руб.	Общая стоимость, тыс. руб.
				Оборудование	Оборудование
1	РПН	шт	24	80,0	1920,0
2	УШР	шт	5	10,0	50,0
	КБ	шт	5	25,0	125,0
Итого, тыс. руб					2095,0

Полная стоимость затрат на разработку проекта, оборудование:

$$K = \sum I + K_{об} = 413 + 2095 = 2508 \text{ тыс.руб.}$$

4 Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность является одним из важнейших социально-экономических, санитарно-гигиенических и экологических мероприятий, направленных на обеспечение безопасных условий труда. В данном разделе дипломной работы, рассмотрены вопросы социальной ответственности оперативно-ремонтного персонала в Асиновского энергоузла составе Восточных электрических сетей.

Асиновский энергоузел является энергетически важным объектом.

В связи с этим, согласно «Основы законодательства РФ об охране труда» администрация подстанции обязана обеспечивать условия труда, отвечающие требованиям безопасности и гигиены, а также внедрять современные средства техники безопасности.

4.1. Анализ вредных факторов

На предприятии рабочие часто сталкиваются с воздействием таких физически вредных производственных факторов, как:

- повышенная или пониженная влажность воздуха;
- повышенная или пониженная температура воздуха;
- плохая освещенность рабочего места;
- наличие повышенного уровня шума;
- вибрация;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- тепловое излучение;
- скорость движения воздуха.

Опасные факторы:

- механические травмы;
- возможность поражения электрическим током;
- статическое электричество;
- взрыв;

- пожар.

Необходимо определить неблагоприятные производственные факторы, произвести их количественную оценку и ее сопоставление с нормативными требованиями для анализа опасных и вредных факторов и способам улучшений условий труда.

Микроклимат

В обеспечении условий высоко производственного труда научно-технического персонала немаловажную роль играет микроклимат, т.е. факторы производственной среды, влияющие на физическое и эмоциональное состояние человеческого организма. К таким факторам относятся:

1. температура;
2. влажность и давление воздуха;
3. скорость движения воздуха;
4. Интенсивность тепловое излучение.

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда СанПиН 2.2.4.548-96. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»[37]

Микроклимат в производственных условиях определяется следующими параметрами:

- температура воздуха $t^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность $\varphi, \%$;
- скорость движения воздуха $v, \text{ м/с}$;
- предельно допустимая концентрация веществ ПДК;
- интенсивность теплового излучения $I, \text{ Вт/м}^2$.

Оптимальные нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения

Оптимальные параметры микроклимата в холодный и теплый периоды года, для электромонтера, должны соответствовать величинам,

приведенным в таблице 4.1, при этом изменения температуры воздуха в течение смены не должны превышать 2°С и выходить за пределы величин, указанных в таблице 4.1.

К категории Пб относятся работы с расходом энергии от 232 до 293 Дж/с (Работа, связанная с ходьбой и перенесением тяжестей до 10 кг)

Таблица 4.1 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Пб (141-175)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	Пб (141-175)	22-24	21-25	60-40	0,2

Таблица 4.2 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптим. вел.	Диапазон выше оптим. вел.			Для диапазона темпер. воздуха ниже оптим. вел., не более	Для диапазона темпер. воздуха выше оптим. вел., не более
Холодный	Пб (141-175)	19-20,9	23,1-24	18-25	15-75	0,1	0,2
Теплый	Пб (141-175)	20-21,9	24,1-28	19-29	15-75	0,1	0,3

Кроме оптимальных параметров микроклимата существуют и допустимые – это величины которые не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов

терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности.

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих на рабочих местах от производственных источников, нагретых до темного свечения (материалов, изделий и др.) должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 3.3 [37]

Таблица 4.3 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих на рабочих местах от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м ² , не более
50 и более	35
25-50	70
не более 25	100

Мероприятия по созданию условий для нормальной терморегуляции организма:

- механизация и автоматизация технологических процессов;
- защита от источников теплового излучения с помощью теплозащитных экранов;
- устройство систем вентиляции;
- кондиционирование воздуха и отопление.

Мероприятия по борьбе с загрязненностью воздуха вредными газами, парами и аэрозолями:

- удаление из производства или ограничение использования вредных веществ;
- рационализация технологического процесса, устраняющая образование газов, паров и аэрозолей;
- максимальная герметизация оборудования;
- механизация и автоматизация производственных процессов;
- увлажнение обрабатываемых материалов;

- устройство различных систем вентиляции от мест выделения газов, паров или аэрозолей;
- снабжение рабочих средствами индивидуальной защиты.

Производственная вентиляция

Нормы производственной вентиляции установлены системой стандартов безопасности труда. и санитарные нормы . СП 60.13330.2012 [39]

На рабочем месте предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее $60 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Воздух, поступающий в помещение в зимнее время, подогревается, а в летнее время охлаждается, кроме того, поступающий воздух при необходимости может быть увлажнен или осушен. Механическая вентиляция обеспечивает очистку выбрасываемого наружу воздуха, что очень важно для воздушной среды окружающей предприятие.

Производственное освещение

Нормирование освещенности производится в соответствии со СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение»[42].

Освещение в производственных условиях определяется следующими основными параметрами:

- световой поток Φ , лм;
- сила света I , кд;
- освещенность E , лк;
- яркость L , кд/м².

На рабочем месте предусматривается совмещенное освещение: естественное боковое двухстороннее дополняется искусственным общим освещением.

Основные требования к рабочему освещению:

- освещенность на рабочем месте должна соответствовать характеру зрительных работ;

- необходимо обеспечить достаточно равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства;
 - на рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени;
 - в поле зрения должна отсутствовать прямая и отраженная бликоность
- повышенная яркость светящихся поверхностей;
- величина освещенности должна быть постоянной во времени;
 - следует выбирать необходимый спектральный состав света;
 - следует выбирать оптимальную направленность светового потока;
 - все элементы осветительных установок должны быть достаточно долговечны, электробезопасны, а также не должны быть причиной возникновения пожара или взрыва;
 - установка должна быть удобной и простой в эксплуатации, отвечать требованиям эстетики.

Выбор нормируемой освещенности производится по отраслевым нормам, разработанным в соответствии со СНиП. С учетом выбранной системы освещения выбираем: разряд зрительной работы УП; освещенность при системе 200 лк.

Выбираем светильник ДРЛ наименованием РСП18.

Предусматриваются аварийное освещение с наименьшей освещенностью рабочих мест при аварийном режиме 2 лк, эвакуационное освещение освещенностью при эвакуации людей из помещений не менее 0,5 лк на уровне пола основных проходов и лестниц, а на открытых территориях – не менее 0,2 лк.

Виброакустические вредные факторы

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием, Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.566 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [40].

Вибрация определяется следующими основными параметрами:

- частота f , Гц;
- амплитуда колебаний d , мм.

Таблица 4.4 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест.

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц											
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000	
Технологическая	—	117	108	102	101	101	101	—	—	—	—	

Методы защиты от вибрации:

- снижение вибрации в источнике ее возникновения: замена динамических технологических процессов статическими, тщательный выбор режима работы оборудования, тщательная балансировка вращающихся механизмов;
- уменьшение параметров вибрации по пути ее распространения от источника: вибродемпфирование, виброгашение, виброизоляция, жесткое присоединение агрегата к фундаменту большой массы, средства индивидуальной защиты (специальные рукавицы, перчатки, прокладки, виброзащитная обувь).

Таблица 4.5 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука на рабочих местах

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	110	99	92	86	83	80	78	76	74	85	

Нормируемые параметры шума на рабочем месте определены ГОСТ 12.1.003 – 83 [16] и Санитарными нормами СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»[41].

Шум определяется следующими основными параметрами:

- уровень звукового давления A , дБ;
- интенсивность звука I , Вт/м²;
- уровень звука L , дБА.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума. Квалификация»[29] предусматривает следующие меры для снижения уровня шума:

- 1) Устройство кратковременных перерывов в работе;
- 2) Установка в помещениях звукопоглощающих конструкций и экранов;
- 3) Качественное изготовление деталей станков и машин;
- 4) Звукоизоляция ограждающих конструкций;
- 5) Укрытия в кожухи источников шума;
- 6) Применение средств индивидуальной защиты (беруши, противозумные наушники, шлемофоны и др.).

Защита от электромагнитных полей

Нормирование ЭМП промышленной частоты осуществляют по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного полей частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в нем и регламентируются Санитарными нормами и правилами СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях»[38]

Основные параметры ЭМП:

- частота f , Гц;
- напряженность электрического поля E , В/м;
- напряженность магнитного поля H , А/м;
- плотность потока энергии I , Вт/м².

Предельно допустимый уровень напряженности ЭП на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м. 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. Напряженность магнитного поля в соответствии с предельно допустимым уровнем на рабочем месте не должна превышать 8 кА/м[31]

К основным методам защиты персонала от ЭМП радиочастот относятся:

- выбор рациональных режимов работы оборудования;
- ограничение места и времени нахождения работающих в ЭМП;
- защита расстоянием;
- рациональное размещение в рабочем помещении оборудования;
- уменьшение мощности источника излучений;
- использование поглощающих или отражающих экранов;
- применение средств индивидуальной защиты: специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани, защитные очки, специальные каски и шлемы.

4.2 Анализ опасных факторов

Электробезопасность

Гигиеническое нормирование ГОСТ 12.1.038 – 82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» [30] устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека при нормальном режиме работы электроустановок промышленного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц, ПУЭ [14].

Основные факторы, определяющие опасность поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление тела человека;
- величина напряжения и тока;
- продолжительность воздействия электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- род и частота электрического тока;
- условия внешней среды и состояние человека.

При длительном воздействии допустимый безопасный ток принят в 1 мА.

Защиту человека от воздействия напряжений прикосновения и токов обеспечивают конструкция электроустановок, технические способы и средства защиты, организационные и технические мероприятия по ГОСТ Р 12.1.019-2009[28].

Таблица 4.6 – Зависимость длительности протекания тока через тело человека от его величины

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока t, с							
		0,1	0,3	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0	Св.1
Переменный 50 Гц	U, В	340	135	105	85	75	70	60	20
	I, мА	400	160	125	90	75	65	50	6
Переменный 400 Гц	U, В	500	330	200	140	130	110	100	36
	I, мА								8
Постоянный	U, В	500	350	250	230	220	210	200	40
	I, мА								15

Таблица 4.7 – Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки

Род тока	U, В	I, мА
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Основными мерами защиты от поражения током являются:

- обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением от случайного прикосновения, с помощью установки (Ограждения делают из диэлектрика или из металла. Они должны располагаться на определенном расстоянии от незаземленных токоведущих частей, зависящем от напряжения электроустановки и конструкции ограждения. Так, в закрытых РУ это расстояние для сплошных ограждений должно составлять при напряжении, 10 кВ — 150 мм.);

- электрическое разделение сети;

- устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрического оборудования, что достигается применением малых напряжений, использованием двойной изоляции, выравниванием потенциала, защитным заземлением, занулением, защитным отключением и др.;

- применение специальных защитных средств переносных приборов и приспособлений;

- организация безопасной эксплуатации электроустановок:

1. Изоляция токоведущих частей.

2. Недоступность токоведущих частей.

3. Блокировки безопасности.

4. Ориентация в электроустановках.

5. Защитное замыкание (шунтирование фазы).

6. Изолирующие площадки.

- применение индивидуальных средств защиты: изолирующие электрозащитные средства, ограждающие средства защиты, предназначенные для временного ограждения токоведущих частей, для временного заземления, предохранительные средства защиты предназначенные для индивидуальной защиты от световых, тепловых и механических повреждений.

Исправность средств защиты должна проверяться осмотром перед каждым применением, а также периодически через 6-12 месяцев.

К основным техническим средствам защиты от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся:

- электрическая изоляция токоведущих частей;
- ограждение;
- сигнализация и блокировка;
- использование малых напряжений;
- электрическое разделение сети;
- зануление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной защиты и защитные средства: штанги изолирующие, диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие подставки, слесарно-монтажный инструмент с изолированными рукоятками, переносные заземления, предупредительные плакаты, предохранительные пояса.

Согласно ПУЭ, сопротивление изоляции в электроустановках напряжением до 1000 В должно быть не менее 0,5 МОм.

Подстанция " Асиновский энергоузел " выполнена полностью из блоков заводской готовности. Конструктивно-строительные и компоновочные решения КТПБ и основные его элементы разработаны Самарским заводом "Электроцит". КТПБ доработана: ГОСТ 12.2.003 – 74.

Необходимо обратить внимание при монтаже подстанции на тщательное выполнение узлов натяжения проводов на блоках приема линии с целью соблюдения габаритов над оградой.

Ремонт выключателей предусмотрен с помощью автокрана при частичном снятии напряжения на всех ОРУ 110 кВ.

Компоновка КТПБ позволяет производить ремонт и ревизию силовых трансформаторов со снятием колокола или подъемом активной части непосредственно на месте их установки, то есть на железной основе, с

помощью автокранов.

Для безопасности ведения работ все разъединители имеют стационарные заземляющие ножи. Установка электрооборудования (расстояние от токоведущих частей до земли, зданий, сооружений, между токоведущими частями и другие) выполнены с соблюдением требований правил устройств электроустановок. Проектом предусмотрены проезды и проходы, выполненные таким образом, чтобы обслуживающий персонал мог производить осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением, без его отключения.

Статическое электричество

Допустимые уровни напряженности электростатических полей установлены ГОСТ 12.1.045 – 84 «ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля»[31].

Основные параметры :

- напряженность электростатического поля E , кВ/м.

Предельно допустимый уровень напряженности электростатического поля устанавливает равным 60 кВ/м в течении одного часа пребывания персоналом в электрическом поле.

Защита от электростатического электричества осуществляется:

- уменьшение генерации электрических зарядов;
- устранение уже образовавшихся зарядов (защитное заземление);
- нейтрализаторы статического электричества;
- увлажнение воздуха;
- средства индивидуальной защиты: обувь на кожаной подошве или подошве из электропроводной резины;

Механические травмы.

В электроустановках напряжением выше 1000 В разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки могут имеется ручные, пружинные и механические приводы. На приводах и устройствах, передающих механическую энергию: маховики, шкивы, ремни, шатуны, муфты, кулачки, шпиндели, цепи, кривошипы, шестерни и др. Опасности в точках монтажа зависят от типа действий механизмов и инструмента, технологического оборудования: резка, пробивка (удар), срезание, гибка.

Режущее действие создает опасность, так как в точке операции могут быть повреждены пальцы, руки или голова. Срезывающее действие создает опасность в точке операции, где материал вставляется, удерживается, а затем вынимается. Типичными примерами машин и механизмов, используемых для подобных операций, могут служить механические, гидравлические или пневматические приводы.

Сгибающее действие создает опасность там, где материал вставляется, удерживается и затем вынимается. Оборудование, использующее сгибающее действие, включает прессы с механическим, пневматическим, гидравлическим приводами и станки для сгибания труб.

Существует три основных типа движения: вращательное, возвратно-поступательное и поперечное.

Меры предотвращения механических травм при работе на подстанции:

- у разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки ручные приводы в отключенном положении должны быть заперты на механический замок;
- у приводов коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, должны быть отключены силовые цепи и цепи управления, а у пневматических приводов, кроме того, на подводящем трубопроводе сжатого воздуха должна быть закрыта и заперта на механический замок задвижка и выпущен сжатый воздух, при этом спускные клапаны должны быть оставлены в открытом положении;

Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором. В зависимости от условий производственной среды, в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» [5], должны быть определены следующие пункты

- выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током;
- требования к электрооборудованию;
- анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям;
- мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий;
- обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током;

Дожимная насосная станция относится к помещениям с повышенной опасностью поражением людей электрическим током, характеризуется наличием следующих условий согласно ПУЭ [15].

- токопроводящая пыль;
- токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные);
- возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединения с землёй металлоконструкциям зданий, механизмов, с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

4.2.1 Расчет защитного заземления подстанции

Назначение защитного заземления состоит в том, чтобы обеспечить между корпусами защищаемого электрооборудования и землей электрическое соединение с достаточно малым сопротивлением и тем самым

снизить до безопасного значения напряжение прикосновения во время замыкания на корпус электрооборудования. Для выполнения этого требования корпуса и части всего электрооборудования, нормально не находящегося под напряжением, должны быть надежно подключены к заземляющему устройству.

Заземлению подлежит оборудование, отдельные части и конструкции:

- корпуса трансформаторов, аппаратов, светильников;
- приводы электрических аппаратов;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов;
- каркасы распределительных щитков, щитов управления, а так же съемные и открывающиеся части, если на них установлено оборудование напряжением выше 42 В переменного или 110 В постоянного тока;
- металлические конструкции распределительных устройств, металлические кабельные соединительные муфты, металлические оболочки и броня силовых и контрольных кабелей, стальные трубы электропроводки, лотки, короба, стальные полосы, на которых укреплены кабели и провода, а так же другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

Требование заземлять все металлические части оборудования предопределило прокладку заземляющих магистралей вдоль его рядов. Эти магистрали, расположение которых задается планом подстанции, и составляют основу выравнивающих сеток.

Основное назначение сетки заключается в создании на всей территории подстанции и непосредственно около нее, по внешнему периметру, такого распределения потенциалов, которое обеспечило бы необходимую степень безопасности. Распределение потенциалов у одиночных заземлителей, особенно в их начальной части, носит не очень плавный характер.

Вдоль фронта оборудования, на каждой линии его установки, прокладывают систему параллельных полос, служащих для подключения

заземляющей проводки, идущей к заземляемому оборудованию. Если их недостаточно для выравнивания потенциалов, прокладывают дополнительные.

Учитывая основное назначение этих заземляющих полос, их следует укладывать не ближе 0,8 — 1 м от оборудования и от стен, чтобы человек мог коснуться этого оборудования, находясь только за полосой, а не перед ней. Человек, находящийся в зоне растекания тока, оказывается под воздействием разности потенциалов, величина которой зависит от длины шага (0,8 м) и расстояния человека от точки растекания тока.

По мере удаления от заземлителя объем грунта, в котором растекается ток, увеличивается, и плотность тока в грунте уменьшается. Потенциал снижается и на расстоянии 20 м от точки растекания тока становится равным нулю. Крутизна кривой распределения потенциалов в грунте зависит от проводимости грунта: чем больше его проводимость, тем дальше удалены точки нулевого потенциала.

Конструктивное выполнение сети заземления подстанции различают естественные и искусственные заземлители.

Естественными являются находящиеся в земле металлические конструкции здания и свинцовые оболочки кабелей.

На проектируемой подстанции осуществляется контурное заземление с уравнительными полосами, которые позволяют равномерно распределить потенциал на всей площади.

Искусственные заземлители выполнены из электродов, соединенных на глубине 0,7 м посредством сварки стальной полосой. Электроды длиной 5 м изготовлены из круглой стали диаметром 16 мм. Соединительная полоса выполняется из полосовой стали размером 40 x 4 мм.

Каждый заземляемый элемент подключается к сети заземления отдельным ответвлением. Внутренние магистрали заземления соединяются с наружным контуром в нескольких местах.

Чтобы избежать большой разности потенциалов во внешней части

контура, особенно в местах входа и въезда в подстанцию, закладывают дополнительно две — три стальные полосы (в форме козырька) с настенным заглублением до 1,5 — 2 м; этим достигается более пологий спад потенциала и снижение напряжения шага.

Иногда может возникнуть необходимость дополнительного выравнивания потенциалов по всему периметру подстанции за пределами ее территории. Эта последняя мера во многом определяется тем, из какого материала сооружен забор подстанции и на каком расстоянии он находится от заземляющего контура.

Чтобы улучшить распределение потенциалов по углам контура, рекомендуется либо создать там дополнительную проводимость путем забивки какого-то количества труб, либо, что еще проще, округлить углы контура.

Дополнительным защитным средством, повышающим безопасность обслуживания, является окраска металлических частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции оборудования.

Сопротивление заземляющего устройства R_3 складывается из сопротивлений растеканию отдельных электродов заземлителя (труб, уголков, полос) и сопротивлений заземляющих проводников.

Сопротивление растеканию каждого отдельного электрода зависит от удельного сопротивления грунта с учётом его сезонных изменений; формы, размеров и материала электрода и глубины погружения его в землю, а также наличия вблизи него других электродов, электрически соединённых с ним. Удельное сопротивление грунта ρ принимается по таблицам справочников. Удельное сопротивление промёрзшего грунта получается умножением удельного сопротивления грунта, измеренного в нормальных условиях (15°C и 10-20 % влажности), на поправочные коэффициенты — по таблицам справочников.

Сопротивление растеканию одиночных электродов (R_3 , Ом), выполненных из вертикальных электродов из круглой арматурной стали или

трубы, верхний конец ниже уровня земли:

$$R_{з,в} = \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \cdot \left(\lg\left(\frac{2l}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4t+l}{4t-l}\right) \right), \text{ Ом}$$

Сопротивление растеканию горизонтальных электродов ($R_{з,Ом}$), выполненных из полосовой стали:

$$R_{з,в} = \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом·м, принимается в необходимых случаях с учётом коэффициентов на промерзание или высыхание грунта по таблицам справочников;

l — длина электрода, м;

d — диаметр электрода, м;

t — глубина заложения, м (для вертикального электрода, верхний конец которого ниже уровня земли, расстояние от поверхности земли до середины электрода);

b — ширина полосового электрода, м.

Суммарное сопротивление части заземлителя, состоящей из вертикальных электродов (труб или уголков), электрически связанных между собой, без учёта сопротивления соединяющей их полосы:

$$R_{з.в.э} = \frac{R_{з.в}}{n \cdot \eta_v}$$

где n - число вертикальных электродов;

η_v - коэффициент, учитывающий экранирование электродов соседними, принимается по таблицам справочников.

Сопротивление растеканию полосы с учётом экранирования:

$$R_{з.л.э} = \frac{R_{з.л}}{\eta_z}$$

Полное сопротивление растеканию заземлителя:

$$R_z = \frac{R_{з.в.э} \cdot R_{з.л.э}}{R_{з.в.э} + R_{з.л.э}}$$

Площадь территории подстанции составляет 75 х 57 м. Предварительно принимаем количество вертикальных электродов – 60 шт. по периметру территории через 5 м.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде прямоугольной сетки с площадью $S = 75 \times 57 = 4275 \text{ м}^2$.

Общая протяженность горизонтальных заземлителей сетки 200 м. Грунт - насыпные грунты с сопротивлением растеканию 500 Ом-м - первый слой высотой 2 м; 900 Ом-м - второй слой.

$\rho_{\text{э}}$ - эквивалентное сопротивление двух слоев земли, определяемое по формуле:

$$\begin{aligned} \rho_{\text{э}} &= p_1 \left(1 - e^{-\alpha h / \sqrt{S}} \right) + p_2 \left(1 - e^{-\beta \sqrt{S} / hl} \right) = \\ &= 500 \left(1 - e^{-1.1 \cdot 2 / \sqrt{4275}} \right) + \left(1 - e^{-0.3 \cdot 2 / \sqrt{4275}} \right) = 24,76 \text{ Ом} \cdot \text{м} \end{aligned}$$

α, β - безразмерные коэффициенты, зависящие от соотношения удельных электрических сопротивлений слоев земли;

$$\alpha = 1,1;$$

$$\beta = 0,3;$$

Рекомендуемое для расчётов сопротивление грунта с учётом повышающих коэффициентов для первой климатической зоны принимаются равными 5,5 для горизонтальных электродов при глубине заложения 0,7 м и 1,65 для вертикальных электродов длиной 5 м при глубине заложения их верхнего конца 0,5 — 0,8 м.

Расчётные удельные сопротивления грунта: для горизонтальных электродов:

$$\rho_{\text{расч. г}} = 5,5 \times 24,76 = 136,18 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

для вертикальных электродов:

$$\rho_{\text{расч. в}} = 1,65 \times 24,76 = 40,85 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определяется сопротивление растеканию одного стержня диаметром 16 мм, длиной 5 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м по формуле:

$$R_{з,в} = \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \cdot \left(\lg \left(\frac{2l}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4t+l}{4t-l} \right) \right), Ом$$

$$R_{з,в} = \frac{0,366 \cdot 40,85}{5} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot 5}{0,016} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 3,25 + 5}{4 \cdot 3,25 - 5} \right) \right) = 8,89, Ом$$

Принимаем примерное число вертикальных заземлителей $n = 60$, при коэффициенте использования $\eta_{в} = 0,5$ (расположение вертикальных заземлителей по контуру):

Сопротивление вертикальных электродов будет:

$$R_{з.в.э} = \frac{8,89}{60 \cdot 0,5} = 0,30, Ом$$

Определим сопротивление растекания горизонтального электрода из полосовой стали 40x4, приваренного к верхним концам вертикальных стержней. Коэффициент использования горизонтального электрода в контуре из стержней при числе их порядка 40 и отношении расстояния между стержнями к длине стержня $a/l = 1$ принимается равным 0,27. Сопротивление растеканию горизонтального электрода по формуле:

$$R_{з,в} = \frac{1}{\eta_z} \cdot \frac{0,366 \cdot \rho}{l} \lg \frac{2l^2}{b \cdot t}, Ом$$

$$R_{з.2.в} = \frac{1}{0,27} \cdot \frac{0,366 \cdot 136,18}{200} \lg \frac{2 \cdot 200^2}{0,4 \cdot 0,7} = 5,04, Ом$$

Полное сопротивление растеканию искусственного заземления:

$$R_{з} = \frac{0,3 \cdot 5,04}{0,3 + 5,04} = 0,28 Ом$$

Окончательно принимается 60 вертикальных стержней из круга диаметром 16 мм, соединённых горизонтальной полосой 40x4 мм.

4.2.2 Расчет молниезащиты энергоузла

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивной грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого

количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных, сетчатых. Защитное действие молниеотвода основано, на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода.

Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается.

Производственные, жилые и общественные здания и сооружения в зависимости от их конструктивных характеристик, назначения и значимости, вероятности возникновения взрыва или пожара, технологических особенностей, а также от интенсивности грозовой деятельности в районе их местонахождения подразделяются на три категории по устройству молниезащиты: производственные здания и сооружения со взрывоопасными помещениями классов В-I и В-II по ПУЭ; II — другие здания и сооружения со взрывоопасными помещениями, не относимые к I категории; III — все остальные здания и сооружения.

Вероятность поражения молнией какого-либо объекта зависит от интенсивности грозовой деятельности в районе его расположения, высоты и площади объекта и некоторых других факторов и количественно оценивается ожидаемым числом поражений молнией в год.

Ожидаемое число поражений молнии в год зданий и сооружений прямоугольной формы, не оборудованных молниезащитой, определяется по формуле:

$$N = [(S + 6h) \cdot (L + 6h) - 7,7 \cdot h^2] n \cdot 10^6$$

где h – наибольшая высота защищаемого оборудования, м;

S и L — соответственно ширина и длина защищаемой территории, м;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км поверхности земли в месте расположения подстанции.

$$N = [(38 + 6 \cdot 7,5) \cdot (42 + 6 \cdot 7,5) - 7,7 \cdot 7,5^2] \cdot 5,5 \cdot 10^{-6} = 0,037$$

Проектируемая подстанция относится к III категории по устройству молниезащиты, зона Б.

Здания и сооружения, отнесённые к III категории должны защищаться от прямых ударов молнии и заноса высоких потенциалов через наземные коммуникации.

Защита от прямых ударов молнии должна выполняться отдельно стоящими или установленными на здании или на конструкциях стержневыми молниеотводами и путем наложения молниеприемной сетки на кровлю здания.

В качестве стержневых молниеотводов используем порталы для установки оборудования и два молниеотвода устанавливаем на крыше здания закрытого распределительного устройства.

Так как,

$$L \geq 5 \cdot h,$$
$$42 \geq 7,5 \cdot 5 = 37,5,$$

молниеотводы рассматриваем как одиночные.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h < 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Зона Б:

$$h_0 = 0,92 \cdot h, \text{ м;}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \text{ м;}$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - (h_x / 0,92)), \text{ м};$$

где: h_0 — вершина конуса зоны защиты, м;

h — высота одиночного молниеотвода, м;

r_0 — радиус основания конуса на уровне земли, м;

r_x — радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x от уровня земли, м;

h_x — высота защищаемого объекта, м,

$$h_x = 7,5 \text{ м.}$$

Принимаем высоту одиночного молниеотвода $h = 18,5$ м.

$$h_0 = 0,92 \cdot 18,5 = 17,02 \text{ м};$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 18,5 = 27,75 \text{ м};$$

$$r_x = 1,5 \cdot (18,5 - (7,5 / 0,92)) = 15,5 \text{ м.}$$

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода в плане графически изображается окружностью соответствующего радиуса. Центр окружности находится в точке установки молниеотвода.

4.3 Экологическая безопасность

Электроэнергетика оказывает заметное воздействие на окружающую природную среду, загрязняя атмосферу, землю, воду вредными выбросами дымовых газов и сточными водами электростанций, сброса большого количества теплоты, расходуя значительное количество водных и земельных ресурсов, подвергая биосферу неблагоприятному воздействию радиации, связанной с эксплуатацией атомных станций, электромагнитных полей линий электропередачи.

Для исключения влияния на окружающую среду возможных сбросов трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием на подстанциях предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, в которые также могут поступать воды из маслоприемников содержащие следы масла. Вместе с тем необходимо отметить, что по своему устройству и режимам работы ВЛ и подстанций не могут привести к катастрофическим авариям, связанным с

массовым поражением людей. Повреждения и аварии на подстанции, как правило, не распространяются за пределы их внешней ограды. Некоторую опасность могут представлять только пожары на подстанциях, связанные с авариями трансформаторов большой мощности. На подстанциях твердые отходы являются обрезки кабелей, а также вышедшие из строя оборудование, которое направляется на заводы для переработки, оставшееся отходы вывозятся на полигон твердых отходов.

Мероприятия по экологической безопасности регламентируются ГОСТ 17.1.3.13-86. «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений»[23], СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»[36] ГН 2.2.5.2308-07. «Ориентировочна безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»[22].

Также для поддержания экологического равновесия в природе, проводятся мероприятия по озеленению территории предприятия близ прилегающих районов.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Статистика свидетельствует, что за последние 40 лет в мире в среднем в год происходит около 8 стихийных бедствий и от 9 до 23 аварий и катастроф, уносящих не менее 100 человеческих жизней.

Современное высокоразвитое индустриальное общество требует все большего усложнения технологии производства, что неизбежно ведет к росту возможностей возникновения аварий и катастроф. Каждый год на территории России возникают сотни чрезвычайных ситуаций.

Чрезвычайная ситуация- это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или

окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Необходимо предупреждение чрезвычайных ситуаций - комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций, а также на сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь в случае их возникновения.

Ликвидация чрезвычайных ситуаций - это аварийно-спасательные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций, прекращение действия характерных для них опасных факторов.⁴

Техногенные чрезвычайные ситуации:

1. Пожары, взрывы, внезапные выбросы газа.

Аварии на пожаро- и взрывоопасных объектах могут вызвать разрушения, нанести материальный ущерб, нарушить нормальный ход производственной деятельности предприятия.

В случае возгорания трансформатора опасность состоит в том, что баки трансформаторов наполнены маслом и при возгорании в любое время можно ожидать взрыва, а следовательно и поражения персонала ВЭС, находящегося на близком расстоянии от места взрыва.

2. Аварии с выбросом (сбросом) загрязняющих веществ, приводящие к экстремально высокому загрязнению окружающей среды.

При авариях возможно заражение территории и объектов ВЭС, а также поражения людей, степень и опасность заражения радиоактивными веществами и поражения людей будет зависеть от объемов и степени зараженности атмосферы РВ, направления и скорости ветра, удаление

радиоактивного опасного объекта от ВЭС, времени года и суток, состояния погоды.

Природные чрезвычайные ситуации

1. Опасные геологические, стихийные, гидрометеорологические и другие природные явления:

- -землетрясения 3 балла и более;
- -сильные дожди и ливни - 50 мм осадков и более за 12 часов и менее;
- -снегопад - 150 мм и более за 12 часов и менее;
- -гололед и ветер - скорость при порывах 25 м/сек и более;
- -отложение льда и снега на проводах ЛЭП - 20 мм и более;
- -значительное понижение и резкие перепады температур воздуха.

Стихийные бедствия могут вызвать разрушения, нанести материальный ущерб, внезапно нарушить нормальную жизнедеятельность людей, а зачастую привести к безвозвратным потерям определенной их части.

В результате значительного понижения и резких перепадов температур воздуха в зимнее время возможны обрывы высоковольтных проводов, короткие замыкания, нарушения работы трансформаторов и распределительных устройств, в результате чего могут произойти отключения объектов, важных в обеспечении жизнедеятельности населения.

Последствием сильных ветров, ураганов и смерчей может стать обрыв проводов, разрушение опор линий высоких напряжений, различного масштаба короткие замыкания, в результате чего могут произойти пожары и даже взрывы.

Из-за паводковых вод или ливневых дождей может произойти подтопление участков линий электропередач, проходящих по поймам рек, отдельных трансформаторных подстанций, расположенных в низких местах. В результате затоплений могут произойти просадки фундаментов ТП,

нарушена устойчивость опор ЛЭП, образоваться промоины на дорогах, прерывающие или затрудняющие транспортное сообщение.

2. Природные лесные и торфяные пожары - крупные (25 Га и более) не контролируемые пожары на прилегающих к территории объекта энергетики площадях, а также на территории самого объекта.

Противопожарные мероприятия и пожарная защита

Пожарная безопасность ВЛ обеспечивается несгораемостью конструкций опор, их заземлением и автоматическим отключением ВЛ от токов короткого замыкания. Обработанные (пропитанные) в соответствии с требованиями нормативных документов деревянные конструкции по истечению сроков действия обработки (пропитки) и в случае потери огнезащитных свойств составов должны обрабатываться (пропитываться) повторно.

Маслоприемные устройства под трансформаторами и реакторами, маслоотводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии.

Не допускается прокладка воздушных линий электропередачи над горючими кровлями, навесами, а также открытыми складами горючих веществ, материалов и изделий.

Вдоль линий электропередачи, проходящих по населенной местности, устанавливаются охранные зоны, определяемые параллельными прямыми, отстоящими от крайних проводов линии на расстоянии:

для линий до 20 кВ включительно	10 м
для линий 35 кВ	15 м
для линий 110 кВ	20 м
для линий 150-220 кВ	25 м

При прохождении ВЛ по территории фруктовых садов с насаждением высотой не более 4м вырубка просек обязательна. Расстояние от крайних проводов ВЛ до кроны деревьев в парках, заповедниках и др. должна быть не менее

2м для ВЛ напряжением до 20кВ

3м для ВЛ напряжением 35-110кВ

4м для ВЛ напряжением 150-220кВ.

Горизонтальные расстояния от крайних проводов ВЛЭП при наибольшем их отклонении до ближайших выступающих частей зданий и сооружений должны быть не менее:

Оставлять существующие и строить новые здания и сооружения под линиями электропередачи, за исключением негорючих сооружений промышленных предприятий (насосных, закрытых распределительных устройств и т.п.) запрещается.

Трасса линий электропередачи должна периодически расчищаться от поросли деревьев и пр.

Предприятие, эксплуатирующее линию электропередачи, обязано поддерживать ширину просек в размере, установленном "Правилами охраны высоковольтных электрических сетей", а также вырубать отдельные деревья, угрожающие падением на провода ЛЭП, с последующим уведомлением об этом организации, в ведении которой находится данное насаждение.

При прохождении ЛЭП с деревянными опорами по местам, где возможны пожары, администрацией предприятия должны быть приняты противопожарные меры: уничтожение и очистка от травы и кустарника площадки радиусом 2м вокруг каждой опоры или применение железобетонных пасынков.

Пожары маслонаполненных трансформаторов возможны вследствие выброса масла и его паров при коротких замыканиях внутри трансформатора и несрабатывании газовой защиты.

Помещения щитов управления, помещения релейной защиты и автоматики по таблице "Категории производств взрывной, взрывопожарной и пожарной опасностей и степень огнестойкости зданий" относятся к "В" — категории производства и 4 степени огнестойкости.

Пожарная характеристика производственных зданий промышленных предприятий в зависимости от категории производств, размещенных в них, а именно, для помещений ЗРУ и ОПУ.

Согласно НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [43] указаны в таблице. 4.8

Таблица 4.8 – «Перечень помещений и зданий энергетических объектов»,

Наименование помещений	Условия производства, характеристика веществ и материалов в помещении	Категория помещения
Помещение щитов, пунктов управления(ЦЩУ, ГЩУ, БЩУ, МЩУ, ГРЩУ, ЦПУ, АПУ, ППУ, ОПУ и т.д.)	Щиты НКУ релейной защиты и автоматики, управления и регулирования. Трудногорючие материалы.	В4

Маслосборная яма вокруг трансформатора выполняется из сборных железобетонных плит ПН-2-1. Прямо́к засыпается щебнем. В соответствии с СП10.13130.2009 Системы противопожарной защиты внутренний противопожарной водопровод. Требование пожарной безопасности

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформаторов выполняется сеть маслоотводов со сбросом масла в маслосборник, рассчитанный на задержание полного объема масла одного трансформатора с учетом воды на пожаротушение. Маслоотводы выполняются из металлических листов ГОСТ 1839-90, шириной 1.20 мм, длиной 2.54 м

Средства пожаротушения:

Для быстрой локализации очагов возгорания служат ручные огнетушители, которые широко применяются на подстанции. Типы

огнетушителей: ГОСТ 12.4.009 - 75, Постановление правительство РФ от 25.04.2012 №390 и О противопожарном режиме

- 1 огнетушитель порошковый ОП — 10,
- 2 огнетушитель порошковый ОП — 20;
- 2 углекислотно — бромэтиловый огнетушитель ОУБ — 7.

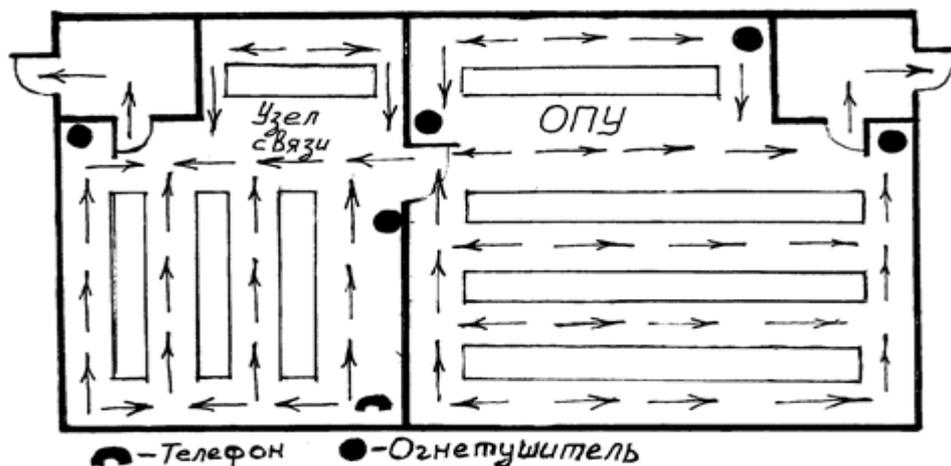


Рисунок 4.1—План эвакуации

Мероприятия по пожарной профилактике:

- организационные: включают в себя противопожарный инструктаж рабочих и служащих, издание приказов по пожарной безопасности и т.д.;
- технические: - соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании помещений, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения и правильное размещение оборудования и включающий в себя план эвакуации при пожаре показанный на рисунке 17;
- мероприятия режимного характера: запрещение курения в неустановленных местах, производства огневых работ в помещении;
- технологического эксплуатационные: своевременные профилактические осмотры и испытания оборудования.

4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности проектируемой зоны

Под вредными условиями труда следует понимать присутствие на производстве таких факторов, которые наносят ущерб здоровью работников. То есть на рабочих местах не соблюдены определенные гигиенические требования, что может оказывать отрицательное воздействие на дееспособность служащих, а также на здоровье их возможных детей.

Электромонтерам приходится часто выполнять различные операции, сопряженные с прямым риском здоровью (вредные условия труда). Такие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства РФ от 29.03.2002 г. №188 «Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки» ,Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда»

Люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями, Трудовой кодекс РФ, ст. 165 «Случаи предоставления гарантий и компенсаций».

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Грамотная социальная политика - ключ к успеху предприятия, ведь эффективность работы напрямую зависит от эмоционального комфорта и позитивного настроения коллектива.

Максимальная безопасность производства и забота о благосостоянии сотрудников были и остаются основными составляющими социальных программ. Ежегодно на социальные программы ОАО «Томскэнерго» выделяет солидные средства. Сюда входит:

-организация санаторно-курортного лечения, оздоровление

- работников и их детей;
- оказание медицинских услуг;
- развитие корпоративного спорта и культурно-массовой деятельности;
- материальное поощрение работников к юбилеям и знаменательным датам;
- материальная помощь работникам, нуждающимся в дополнительной социальной поддержке;
- единовременные компенсационные выплаты увольняющимся работникам в связи с выходом на пенсию;
- пенсионные социальные программы, предусматривающие досрочное оформление пенсии работникам;
- выплаты ежеквартальной материальной помощи для частичного покрытия расходов по квартплате, коммунальным услугам.

В организационные вопросы обеспечения безопасности труда входит разработка инструкций по работе и обслуживанию электрических аппаратов и оборудования. Проведение обучения работы с оборудованием и проверка знаний.

К самостоятельной работе допускаются лица прошедшие медицинское освидетельствование, курсовое обучения по теоретическим знаниям и практическим навыкам в работе в объеме программы, аттестацию квалификационной комиссии и инструктаж по охране труда на рабочем месте.

Первичный инструктаж рабочий получает на рабочем месте до начала производственной деятельности. Первичный инструктаж производит дежурный инженер. Повторный инструктаж электромонтер получает - ежеквартально. После первичного инструктажа в течение первых двух – пяти смен должен выполнять работу под наблюдением электромастера, либо наставника, после чего оформляется допуск к самостоятельной работе, который фиксируется датой и подписью инструктирующего и инструктируемого в журнале инструктажа.

Список используемой литературы

1. Заповодников К. И. Надежность энергосистем: рабочая программа, методические указания и контрольные задания для студентов спец. 140205 «Электроэнергетические системы и сети». – Томск: Изд. ТПУ, 2007. – 36 с.
2. Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.: ил.
3. Идельчик В. И. Электрические системы и сети – Учебник для ВУЗов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.: ил.
4. Кочкин В. И., Нечаев О. П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с.: ил.
5. Литвак В. В., Маркман Г. З., Харлов Н. Н. Энергосбережение и качество электрической энергии в энергосистемах. Учебное пособие (издание 2-е). – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 162 с.
6. Неклепаев Б. Н, Крючков И. П, Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 458 с.
7. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.
8. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем – М.: Энергия, 1974. – 176 с.: ил.
9. Слюсаренко С.Г., Костюк Л.Ю. Режимы энергосистем и дальних электропередач: Лабораторный практикум. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. -64с.
10. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пос. для вузов //П. П. Кукин, В.Л. Лапшин, Е. А. Подгорных и др. – М.: Высш. шк. 1999.–318 с.
11. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов //С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др. – М.: Высш. шк., 1999.– 448 с.

12. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов /Под ред. К.З. Ушакова. – М.: Изд-во Московского гос. горного университета, 2000.– 430 с.
13. Сборник: Система стандартов безопасности труда – М.: Стандартиформ,
14. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. - 6-е изд., перераб и доп. - И.: Энергоатомиздат, 1986. - 648 с.:
15. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – СПб, 2002. – 330 с.
16. Глебова Е.В. Производственная санитария и гигиена труда: Учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. школа, 2005. – 383 с.
17. Природоохранные нормы и правила проектирования: Справочник //Под ред. Ю.Л. Максименко. – М.: Стройиздат, 1990. – 527 с.
18. Протасов В.Ф. Экология, здоровье и охрана окружающей среды в России. Учебное и справочное пособие. - М.: Финансы и статистика, 1999. – 672 с.
19. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. – СПб.: ДЕАН, 1999. – 320 с.
20. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера: //Под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с.
21. Тихонов Б.А., Дашковский А.Г. Расчет устройства защитного заземления. Методические указания к выполнению самостоятельной работы по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей. Томск, изд. ТПУ, 2005. - 12с.

Нормативная литература

22. ГН 2.2.5.2308 – 07. «Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
23. ГОСТ 12.0.003–74.ССБТ. «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
24. ГОСТ 12.0.003 – 82 «ССБТ Производственная санитария».

25. ГОСТ 12.1.003 – 83. «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».
26. ГОСТ 12.1.005-88. «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
27. ГОСТ 12.1.010-76 «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования».
28. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ».
29. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума. Классификация».
30. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов».
31. ГОСТ 12.1.045–84 ССБТ. «Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля».
32. ГОСТ 17.1.3.13–86. «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений».
33. ГОСТ Р 22.3.03-94. «Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения».
34. ГОСТ Р 22.0.07-95. «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров».
35. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТ Р М – 016 – 2001; РД 153 – 34.0 – 03.150 – 00.
36. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».
37. СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
38. СанПиН 2.2.4.1191–03. «Электромагнитные поля в производственных условиях».
39. СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».

40. СН 2.2.4/2.1.8.566. «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.» – М.: Минздрав России, 1997.

41. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки».

42. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».

43. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»

Приложение А

Расчет режима максимальных нагрузок

Таблица А.1 Значения напряжения полученные при расчете режима максимальных нагрузок без установки КУ на ПС и без регулирования с помощью РПН трансформатора

N	Название ПС	U, кВ	U _{жел} , кВ
1	Белый Яр (НН)	10,985	10,5
2	Клюквинка (СН)	36,290	36,8
3	Клюквинка (НН)	10,246	10,5
4	Ягодное (НН)	10,732	10,5
5	Сайга (НН)	10,780	10,5
6	Улу-Юл (НН)	10,071	10,5
7	Комсомольская (СН)	33,155	36,8
8	Комсомольская (НН)	9,319	10,5
9	Первомайская (СН)	32,935	36,8
10	Первомайская (НН)	9,255	10,5
11	Тегульдет (НН)	8,315	10,5
12	Чердаты (НН)	9,135	10,5
13	Зырянская (СН)	31,049	36,8
14	Зырянская (НН)	8,785	10,5
15	Имперская (СН)	30,666	36,8
16	Имперская (НН)	9,512	10,5
17	Асино (НН)	9,699	10,5
18	Ново-Николаевская (НН)	10,137	10,5
19	Батурино (НН)	9,863	10,5
20	Итатка (НН) (Т1)	8,828	10,5
21	Итатка (НН) (Т2)	8,817	10,5
22	Турунтаево (СН)	29,762	36,8
23	Турунтаево (НН)	8,434	10,5
24	Семилужки (НН)	9,008	10,5
25	Малиновка (СН) (Т1)	29,448	36,8
26	Малиновка (НН) (Т1)	8,267	10,5
27	Малиновка (СН) (Т2)	29,348	36,8
28	Малиновка (НН) (Т2)	8,236	10,5

Таблица А.2 Значения напряжения полученные при расчете режима максимальных нагрузок с установкой КУ на подстанциях Тегульдет, Зырянская, Турунтаево, Семилужки, Малиновка и отрегулированными напряжениями с помощью РПН.

N	Название ПС	U, кВ	Uжел, кВ
1	Белый Яр (НН)	10,434	10,5
2	Клюквинка (СН)	36,931	36,8
3	Клюквинка (НН)	10,396	10,5
4	Ягодное (НН)	10,627	10,5
5	Сайга (НН)	10,433	10,5
6	Улу-Юл (НН)	10,461	10,5
7	Комсомольская (СН)	36,571	36,8
8	Комсомольская (НН)	10,279	10,5
9	Первомайская (СН)	36,839	36,8
10	Первомайская (НН)	10,357	10,5
11	Тегульдет (НН)	10,481	10,5
12	Чердаты (НН)	10,421	10,5
13	Зырянская (СН)	36,594	36,8
14	Зырянская (НН)	10,405	10,5
15	Имперская (СН)	36,824	36,8
16	Имперская (НН)	10,478	10,5
17	Асино (НН)	10,453	10,5
18	Ново-Николаевская (НН)	10,456	10,5
19	Батурино (НН)	10,572	10,5
20	Итатка (НН) (Т1)	10,530	10,5
21	Итатка (НН) (Т2)	10,517	10,5
22	Турунтаево (СН)	36,721	36,8
23	Турунтаево (НН)	10,449	10,5
24	Семилужки (НН)	10,444	10,5
25	Малиновка (СН) (Т1)	36,845	36,8
26	Малиновка (НН) (Т1)	10,375	10,5
27	Малиновка (СН) (Т2)	36,849	36,8
28	Малиновка (НН) (Т2)	10,560	10,5

Приложение Б

Расчет режима минимальных нагрузок

Таблица Б.1 Значения напряжения полученные при расчете режима минимальных нагрузок с установленными КУ на ПС но без регулирования с помощью РПН трансформатора

N	Название ПС	U, кВ	Uжел, кВ
1	Белый Яр (НН)	10,578	10,0
2	Клюквинка (СН)	38,794	35,5
3	Клюквинка (НН)	11,017	10,0
4	Ягодное (НН)	11,007	10,0
5	Сайга (НН)	10,843	10,0
6	Улу-Юл (НН)	11,322	10,0
7	Комсомольская (СН)	41,063	35,5
8	Комсомольская (НН)	11,660	10,0
9	Первомайская (СН)	41,583	35,5
10	Первомайская (НН)	11,809	10,0
11	Тегульдет (НН)	12,312	10,0
12	Чердаты (НН)	12,086	10,0
13	Зырянская (СН)	42,325	35,5
14	Зырянская (НН)	12,066	10,0
15	Имперская (СН)	41,334	35,5
16	Имперская (НН)	11,789	10,0
17	Асино (НН)	10,614	10,0
18	Ново-Николаевская (НН)	11,401	10,0
19	Батурино (НН)	11,705	10,0
20	Итатка (НН) (Т1)	12,322	10,0
21	Итатка (НН) (Т2)	12,317	10,0
22	Турунтаево (СН)	43,484	35,5
23	Турунтаево (НН)	12,399	10,0
24	Семилужки (НН)	11,969	10,0
25	Малиновка (СН) (Т1)	44,810	35,5
26	Малиновка (НН) (Т1)	12,705	10,0
27	Малиновка (СН) (Т2)	43,686	35,5
28	Малиновка (НН) (Т2)	12,486	10,0

Таблица Б.2 Значения напряжения полученные при расчете режима минимальных нагрузок с учетом установленных КУ на ПС и регулирования с помощью РПН трансформатора

N	Название ПС	U, кВ	U _{жел} , кВ
1	Белый Яр (НН)	10,066	10,0
2	Клюквинка (СН)	35,584	35,5
3	Клюквинка (НН)	10,108	10,0
4	Ягодное (НН)	10,137	10,0
5	Сайга (НН)	10,176	10,0
6	Улу-Юл (НН)	10,062	10,0
7	Комсомольская (СН)	35,371	35,5
8	Комсомольская (НН)	10,046	10,0
9	Первомайская (СН)	35,263	35,5
10	Первомайская (НН)	10,011	10,0
11	Тегульдет (НН)	10,067	10,0
12	Чердаты (НН)	10,073	10,0
13	Зырянская (СН)	35,258	35,5
14	Зырянская (НН)	10,056	10,0
15	Имперская (СН)	35,681	35,5
16	Имперская (НН)	10,176	10,0
17	Асино (НН)	10,645	10,0
18	Ново-Николаевская (НН)	10,136	10,0
19	Батурино (НН)	10,285	10,0
20	Итатка (НН) (Т1)	10,007	10,0
21	Итатка (НН) (Т2)	10,002	10,0
22	Турунтаево (СН)	35,494	35,5
23	Турунтаево (НН)	10,125	10,0
24	Семилужки (НН)	10,152	10,0
25	Малиновка (СН) (Т1)	35,711	35,5
26	Малиновка (НН) (Т1)	10,137	10,0
27	Малиновка (СН) (Т2)	35,047	35,5
28	Малиновка (НН) (Т2)	10,023	10,0

Приложение В

Расчет режима максимальных и минимальных нагрузок с учетом установленных КУ на ПС и отрегулированными напряжениями с помощью средних отпаяк РПН.

Таблица В.1 Значения напряжений полученных при расчете режима максимальных нагрузок

N	Название ПС	U, кВ	U _{жел} , кВ
1	Белый Яр (НН)	10,250	10,5
2	Клюквинка (СН)	36,292	36,8
3	Клюквинка (НН)	10,204	10,5
4	Ягодное (НН)	10,279	10,5
5	Сайга (НН)	10,266	10,5
6	Улу-Юл (НН)	10,252	10,5
7	Комсомольская (СН)	35,356	36,8
8	Комсомольская (НН)	9,920	10,5
9	Первомайская (СН)	34,987	36,8
10	Первомайская (НН)	9,821	10,5
11	Тегульдет (НН)	10,305	10,5
12	Чердаты (НН)	10,074	10,5
13	Зырянская (СН)	35,346	36,8
14	Зырянская (НН)	10,059	10,5
15	Имперская (СН)	35,614	36,8
16	Имперская (НН)	10,123	10,5
17	Асино (НН)	9,817	10,5
18	Ново-Николаевская (НН)	10,120	10,5
19	Батурино (НН)	10,057	10,5
20	Итатка (НН) (Т1)	9,924	10,5
21	Итатка (НН) (Т2)	9,911	10,5
22	Турунтаево (СН)	35,348	36,8
23	Турунтаево (НН)	10,100	10,5
24	Семилужки (НН)	10,099	10,5
25	Малиновка (СН) (Т1)	34,441	36,8
26	Малиновка (НН) (Т1)	9,642	10,5
27	Малиновка (СН) (Т2)	33,315	36,8
28	Малиновка (НН) (Т2)	9,520	10,5

Таблица В.2 Значения напряжений полученных при расчете режима минимальных нагрузок

№	Название ПС	U, кВ	U _{жел} , кВ
1	Белый Яр (НН)	10,392	10,0
2	Клюквинка (СН)	38,095	35,5
3	Клюквинка (НН)	10,800	10,0
4	Ягодное (НН)	10,662	10,0
5	Сайга (НН)	10,687	10,0
6	Улу-Юл (НН)	11,146	10,0
7	Комсомольская (СН)	39,985	35,5
8	Комсомольская (НН)	11,336	10,0
9	Первомайская (СН)	39,846	35,5
10	Первомайская (НН)	11,301	10,0
11	Тегульдет (НН)	12,550	10,0
12	Чердаты (НН)	11,875	10,0
13	Зырянская (СН)	41,673	35,5
14	Зырянская (НН)	11,920	10,0
15	Имперская (СН)	40,467	35,5
16	Имперская (НН)	11,513	10,0
17	Асино (НН)	10,721	10,0
18	Ново-Николаевская (НН)	11,131	10,0
19	Батурино (НН)	11,235	10,0
20	Итатка (НН) (Т1)	11,799	10,0
21	Итатка (НН) (Т2)	11,789	10,0
22	Турунтаево (СН)	43,020	35,5
23	Турунтаево (НН)	12,302	10,0
24	Семилужки (НН)	11,841	10,0
25	Малиновка (СН) (Т1)	43,260	35,5
26	Малиновка (НН) (Т1)	12,413	10,0
27	Малиновка (СН) (Т2)	40,405	35,5
28	Малиновка (НН) (Т2)	11,618	10,0

Приложение Г

Расчет режима минимальных нагрузок без установки КУ на ПС и отрегулированными напряжениями с помощью средних отпаяк РПН.

Таблица Г.1 Расчет режима минимальных нагрузок

N	Название ПС	U, кВ	Uжел, кВ
1	Белый Яр (НН)	10,392	10,0
2	Клюквинка (СН)	38,107	35,5
3	Клюквинка (НН)	10,804	10,0
4	Ягодное (НН)	10,634	10,0
5	Сайга (НН)	10,631	10,0
6	Улу-Юл (НН)	11,061	10,0
7	Комсомольская (СН)	39,530	35,5
8	Комсомольская (НН)	11,208	10,0
9	Первомайская (СН)	39,281	35,5
10	Первомайская (НН)	11,141	10,0
11	Тегульдет (НН)	11,731	10,0
12	Чердаты (НН)	11,551	10,0
13	Зырянская (СН)	40,303	35,5
14	Зырянская (НН)	11,474	10,0
15	Имперская (СН)	39,608	35,5
16	Имперская (НН)	11,286	10,0
17	Асино (НН)	10,559	10,0
18	Ново-Николаевская (НН)	10,963	10,0
19	Батурино (НН)	11,065	10,0
20	Итатка (НН) (Т1)	11,467	10,0
21	Итатка (НН) (Т2)	11,456	10,0
22	Турунтаево (СН)	41,188	35,5
23	Турунтаево (НН)	11,721	10,0
24	Семилужки (НН)	11,319	10,0
25	Малиновка (СН) (Т1)	40,225	35,5
26	Малиновка (НН) (Т1)	11,273	10,0
27	Малиновка (СН) (Т2)	38,156	35,5
28	Малиновка (НН) (Т2)	10,817	10,0

Приложение Д

Результаты расчета вероятностных показателей мощности без учета резерва

Таблица Д.1 Вероятность существования нагрузки в течение года

№ ступени	Мощность, МВт	Количество часов в год	Вероятность нагрузки о.е.
1	42	182	0,020776256
2	125	1278	0,145890411
3	167	912	0,104109589
4	188	364	0,041552511
5	209	546	0,062328767
6	229	182	0,020776256
7	250	364	0,041552511
8	292	1644	0,187671233
9	313	548	0,062557078
10	334	1644	0,187671233
11	417	1096	0,125114155
всего		8760	1

Таблица Д.2 Коэффициенты готовности первой группы генераторов

n1	m1	n1-m1	Cn1m1	Kг1
2	2	0	1	0,000064
2	1	1	2	0,015872
2	0	2	1	0,984064

Таблица Д.3 Коэффициенты готовности второй группы генераторов

n2	m2	n2-m2	Cn2m2	Kг2
3	3	0	1	0,000001728
3	2	1	3	0,000428544
3	1	2	3	0,035426304
3	0	3	1	0,975191488

Таблица Д.4-Вероятность состояний генерирующей части системы (К_Г)

Количество вкл.генераторов		Группа 1 60МВт		
		2	1	0
Группа 2	3	0,9606349	0,015494111	0,000062476
100 МВт	2	0,03486175	0,000562286	0,000002267
	1	0,000421715	0,000006802	0,00000002742
	0	0,0000017004	0,0000000274	0,00000000011

Таблица Д.5 - Матрица коэффициентов Кэ

	Р _Г ,МВт	420	360	320	300	260	220	200	160	120	100	60	0
	К _Г	0,96063	0,01549	0,03486	0,00006	0,00056	0,0004217	2,267E-06	6,8E-06	1,7E-06	2,74E-08	2,74E-08	1,11E-10
Р _Н ,МВт	К _Н												
42	0,020776256	0,01996	0,00032	0,00072	0,00000	0,00001	0,00009	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
125	0,145890411	0,14015	0,00226	0,00509	0,00001	0,00008	0,00062	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
167	0,104109589	0,10001	0,00161	0,00363	0,00001	0,00006	0,00044	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
188	0,041552511	0,03992	0,00064	0,00145	0,00001	0,00002	0,00018	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
209	0,062328767	0,05988	0,00097	0,00217	0,00001	0,00004	0,00026	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
229	0,020776256	0,01996	0,00032	0,00072	0,00000	0,00001	0,00009	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
250	0,041552511	0,03992	0,00064	0,00145	0,00000	0,00002	0,00018	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
292	0,187671233	0,18028	0,00291	0,00654	0,00001	0,00011	0,00079	0,00000	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
313	0,062557078	0,06009	0,00097	0,00218	0,00000	0,00004	0,00026	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
334	0,187671233	0,18028	0,00291	0,00654	0,00001	0,00011	0,00079	0,00000	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
417	0,125114155	0,12019	0,00194	0,00436	0,00001	0,00007	0,00053	0,00000	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Таблица Д.6 – Матрица возможных состояний системы

Матрица состояний Рд												
Р _Г ,МВт	420	360	320	300	260	220	200	160	120	100	60	0
Р _Н ,МВт												
42	378	318	278	258	218	178	158	118	78	58	18	-42
125	295	235	195	175	135	95	75	35	-5	-25	-65	-125
167	253	193	153	133	93	53	33	-7	-47	-67	-107	-167
188	232	172	132	112	72	32	12	-28	-68	-88	-128	-188
209	212	152	112	92	52	12	-9	-49	-89	-109	-149	-209
229	191	131	91	71	31	-9	-29	-69	-109	-129	-169	-229
250	170	110	70	50	10	-30	-50	-90	-130	-150	-190	-250
292	128	68	28	8	-32	-72	-92	-132	-172	-192	-232	-292
313	107	47	7	-13	-53	-93	-113	-153	-193	-213	-253	-313
334	86	26	-14	-34	-74	-114	-134	-174	-214	-234	-274	-334
417	3	-57	-97	-117	-157	-197	-217	-257	-297	-317	-357	-417

Приложение Е

Результаты расчета вероятностных показателей мощности с учетом резерва

Таблица Е.1 Вероятность существования нагрузки в течение года

№ ступени	Мощность, МВт	Количество часов в год	Вероятность нагрузки о.е.
1	42	182	0,020776256
2	125	1278	0,145890411
3	167	912	0,104109589
4	188	364	0,041552511
5	209	546	0,062328767
6	229	182	0,020776256
7	250	364	0,041552511
8	292	1644	0,187671233
9	313	548	0,062557078
10	334	1644	0,187671233
11	417	1096	0,125114155
всего		8760	1

Таблица Е.2 – Коэффициенты готовности первой группы генераторов

n1	m1	n1-m1	Cn1m1	KГ1
3	3	0	1	0,000000512
3	2	1	3	0,000190464
3	1	2	3	0,023613576
3	0	3	1	0,976191488

Таблица Е.3 Коэффициенты готовности второй группы генераторов

n2	m2	n2-m2	Cn2m2	KГ2
3	3	0	1	0,000001728
3	2	1	3	0,000428544
3	1	2	3	0,035426304
3	0	3	1	0,975191488

Приложение Ж

Результаты расчета вероятностных показателей мощности с учетом проведения планово-предупредительных ремонтов

Таблица Ж.1 Вероятность существования нагрузки в течение года с учетом ППР

№ ступени	Мощность, МВт	Количество часов в год	Вероятность нагрузки о.е.
1	125	1096	0,125114155
2	167	548	0,062557077
3	202	182	0,020776255
4	281	182	0,020776255
5	292	1644	0,187671232
6	313	548	0,062557077
7	327	364	0,041552511
8	334	1644	0,187671232
9	348	364	0,041552511
10	369	546	0,062557077
11	389	182	0,020776255
12	410	364	0,041552511
13	417	1096	0,125114155
всего		8760	1