

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

Институт Электронного обучения
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электрических сетей и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла

УДК 621.311.4:621.3.015(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГЗ	Мусаев Адхам Мирсалиевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры менеджмента	Кузьмина Н.Г.	Старший преподаватель		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Бородин Ю.В.	Доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭсиЭ	Прохоров А. В.	к.т.н.		

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

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные</i>		
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественнонаучные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетических систем и сетей, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 3	Уметь проектировать электроэнергетические системы и электрические сети.	Требования ФГОС (ОК-3, ПК-3, ПК-4, ПК-9), <i>CDIO Syllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов электрических сетей энергосистем, а также энергосистемы в целом, интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), <i>CDIO Syllabus</i> (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-11, ПК-13, ПК-18), <i>CDIO Syllabus</i> (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-16, ПК-17), <i>CDIO Syllabus</i> (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Универсальные</i>		
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетических систем.	Требования ФГОС (ПК-20, ПК-19, ПК-21), <i>CDIO Syllabus</i> (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в области электрических сетей энергосистем.	Требования ФГОС (ОК-5, ОПК-1, ПК-2), <i>CDIO Syllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-5, ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетических систем и сетей с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-8, ОК-9, ПК-3, ПК-4, ПК-10), <i>CDIO Syllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-7, ОК-8), <i>CDIO Syllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

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

Институт Электронного обучения
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) _____
(Дата)

А.В.Прохоров
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

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

Студент:

Группа	ФИО
3-5А2ГЗ	Мусаев Адхам Мирсалиевич

Тема работы:

Разработка мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	18.05.2017 № 3489/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Схема и нагрузка на подстанциях и линии
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, ресурса эффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.02.2017
---	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2Г3	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
Кафедра Электрических сетей и электротехники
Период выполнения весенний семестр 2016 /2017 учебного года
Форма представления работы:

бакалаврской работы

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.05.17	1. Описание существующих объектов Асиновского энергоузла.	5
	1.1 Краткая характеристика энергоузла	1
	1.2 Постановка задачи - актуальность регулирования напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла	2
	1.2 Исходные данные для расчета установившихся режимов энергоузла.	1
20.05.17	2. Разработка и анализ мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла	40
	2.1 Общие принципы регулирования напряжении	4
	2.1.1 Регулирование напряжения изменением реактивной мощности	2
	2.1.2 Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации трансформатора	2
	2.2 Подготовка исходных данных для расчета установивших режимов в специализированном программном комплексе	13
	2.2.1 Выбор и описание специализированного программного комплекса для расчет установившихся режимов электроэнергетических систем	3
	2.2.2 Составления расчетной модели (схема замещения: источников, воздушных и кабельных линий трансформаторов, нагрузки, устройств компенсации реактивной мощности)	5
	2.2.3 Ввод исходных данных в программный комплекс – описание ввод данных; граф расчетной модели (таблицы параметров оборудования); фрагменты ввод данных в программный комплекс	5

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	2.3 Анализ эффективности мероприятий по регулированию напряжения в программах комплексе	18
	2.3.1 Определение допустимых значений напряжения и токов	3
	2.3.2 Расчет установившихся режимов – описать., как проводился расчет, какие функции в программном комплексе использовались, результаты представить в виде графиков, таблиц, фрагментов работы программы	5
	2.3.3 Расчет режима максимальных нагрузок – описать, как проводилось расчет, какие функции в программном комплексе использовались, результаты представить в виде графиков таблиц, фрагментов работы программы	5
	2.3.4 Расчет режима минимальных нагрузок – описать, как проводился расчет, какие функции в программном комплексе использовались, результаты представить в виде графиков, таблиц, фрагментов работы программы.	5
	2.3. Сформулировать выводы, используя результаты расчетов по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла.	5
29.05.17	3. Оценка и выбор технического резерва мощности ЭЭС	10
29.05.17	4. Оценка величины резерва генерируемой мощности без учета плановых ремонтов	10
29.05.17	5. Определение надёжности питания узла нагрузки	10
29.05.17	6. Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережения	10
29.05.17	7. Социальная ответственность	10
29..05.17	8. Пояснительная записка оформленная в соответствии с требованиями с положениям о ВКР в ТПУ	5
05.06.17	9. Презентация	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	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
3-5А2Г3	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, ресурс эффективность 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. *График разработки и внедрения ИР*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры менеджмента	Кузьмина Н.Г.	Старший преподаватель		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2Г3	Мусаев А. М.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студент:

Группа	ФИО
3-5А2ГЗ	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:</i> - воздействие электрического тока вызывает сильные и быстрые сокращения мышц всего тела, в том числе и сердечной мышцы, что может вызвать</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>остановку сердца, также этому способствует 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 маршалах; - 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 шум поглотительные 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, молния защита – источники, средства защиты); – пожар взрывобезопасность (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 Пожар взрывобезопасность (короткое замыкание в РУ, ежедневный осмотр электрооборудования и регулярное техническое обслуживание, огнетушители ОУ и ОП, песок).</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>- На предприятии имеется шлак отстойник для нефтяного шлама, обра-</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>зующегося от очистки емкостей для хранения мазута;</p> <ul style="list-style-type: none"> - при образовании отходов таких, как индустриальных масел, они собираются в герметичные емкости, исключаящие попадание искры и открытого огня; - 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>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> <ul style="list-style-type: none"> - регулярный осмотр силами оперативного персонала и периодический осмотр силами административно-технического персонала для более тщательного выявления нарушений, своевременное техническое обслуживание и качественный ремонт; - 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>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. 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	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Бородин Ю.В.	Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГЗ	Мусаев .А.М.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа – 142 с, 22 рисунков, 35 таблиц, 43 источника, 5 приложений.

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

Объектом исследования является Асиновский энергоузел.

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

В процессе исследования проводилось оценка и выбор технического резерва мощности в ЭЭС, оценка величины резерва генерируемой мощности без учета плановых ремонтов, определение надежности питания узла нагрузки

В результате исследования произведен расчет режима максимальных и минимальных нагрузок.

Экономическая эффективность достигается за счет применение современных управляемых устройств положительно сказывается на надежности и качестве электроснабжения потребителя.

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

Сокращения

ЭЭС – электроэнергетическая система

ВЛ – воздушная линия

ПС – подстанция

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

КЗ – короткое замыкание

РПН – регулировка под напряжением

АРПН – автоматическая регулировка под напряжением

КУ – компенсирующие устройства

КБ – конденсаторные батареи

ПБВ – переключение без возбуждения

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ФЗП – фонд заработной платы

СанПиН – санитарно-эпидемиологические правила и нормативы

Содержание

Введение.....	17
1 Описание существующих объектов Асиновского энергоузла	18
1.1 Общая характеристика Томской энергосистемы.....	18
1.2 Общая характеристика Асиновского энергоузла.....	19
1.3 Постановка задачи.....	23
1.4 Исходные данные для расчета установившихся режимов.....	25
2 Разработка и анализ мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла	32
2.1 Общие принципы регулирования напряжения	32
2.1.1 Регулирование напряжения изменением реактивной мощности.....	33
2.1.2 Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации трансформатора	35
2.2 Подготовка исходных данных для расчета установивших режимов в специализированном программном комплексе	40
2.2.1 Выбор и описание специализированного программного комплекса .	44
2.2.2 Составления расчетной модели	47
2.2.3 Ввод исходных данных в программный комплекс.....	49
2.3 Анализ эффективности мероприятий по регулированию напряжения	51
2.3.1 Определение допустимых значений напряжения и токов.....	51
2.3.2 Расчет установившихся режимов	53
2.3.3 Расчет режима максимальных нагрузок	54
2.3.4 Расчет режима минимальных нагрузок	57
2.4 Анализ результатов расчетов по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла	59
3 Оценка и выбор технического резерва мощности в ЭЭС	62
4 Оценка величины резерва генерируемой мощности без учета плановых ремонтов.....	67
5 Определение надежности питания узла нагрузки	78

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	84
6.1 Общие сведения.....	84
6.2 Планирование технического проекта.....	85
6.3 Смета затрат на проект	88
6.4 Смета затрат на электрооборудование.....	91
7 Социальная ответственность	93
Введение.....	93
7.1. Анализ вредных факторов.....	93
7.2 Анализ опасных факторов.....	101
7.2.1 Расчет защитного заземления подстанции	107
7.2.2 Расчет молниезащиты энергоузла	113
7.3 Экологическая безопасность.....	115
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	116
7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности проектируемой зоны	122
Заключение	125
Список используемых источников.....	126
Приложение А	128
Приложение Б.....	132
Приложение В.....	136
Приложение Г	139
Приложение Д.....	140

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 Описание существующих объектов Асиновского энергоузла

1.1 Общая характеристика Томской энергосистемы

Формирование энергосистемы состоялось в шестидесятые годы прошлого столетия в основном в городе Томске и прилегающем районе. Наиболее активный процесс формирования энергосистемы состоялся в семидесятые – восьмидесятые годы. В этот период выстроена железная дорога Асино – Белый Яр и выполнено электроснабжение потребителей, прилегающих к железной дороге, осуществлено электроснабжение сельскохозяйственных потребителей юго-восточных районов области и начато активное освоение северных нефтегазовых месторождений. В районе месторождений строятся новые города (Стрежевой, Кедровый), начинается освоение Лугинецкого, Игольского, Герасимовского и других нефтегазовых месторождений, для электроснабжения которых строятся подстанции и линии электропередачи. ВЛ 110 кВ Парабель – Лугинецкая – Игольская выстроена в габаритах 220 кВ с перспективой перевода указанных подстанций на напряжение 220 кВ.

Электроэнергетическая система (ЭЭС) Томской области входит в состав объединенной энергосистемы (ОЭС) Сибири. На рисунке 1.1 показана сеть ЛЭП высокого напряжения (220 кВ – зеленые линии и 500 кВ – красные линии) части ОЭС Сибири. Достаточно «сильные» межсистемные электрические связи с энергосистемами Красноярской и Кемеровской областей позволят и впредь покрывать имеющийся дефицит мощности, с учетом его роста, за счет перетоков из соседних энергосистем.

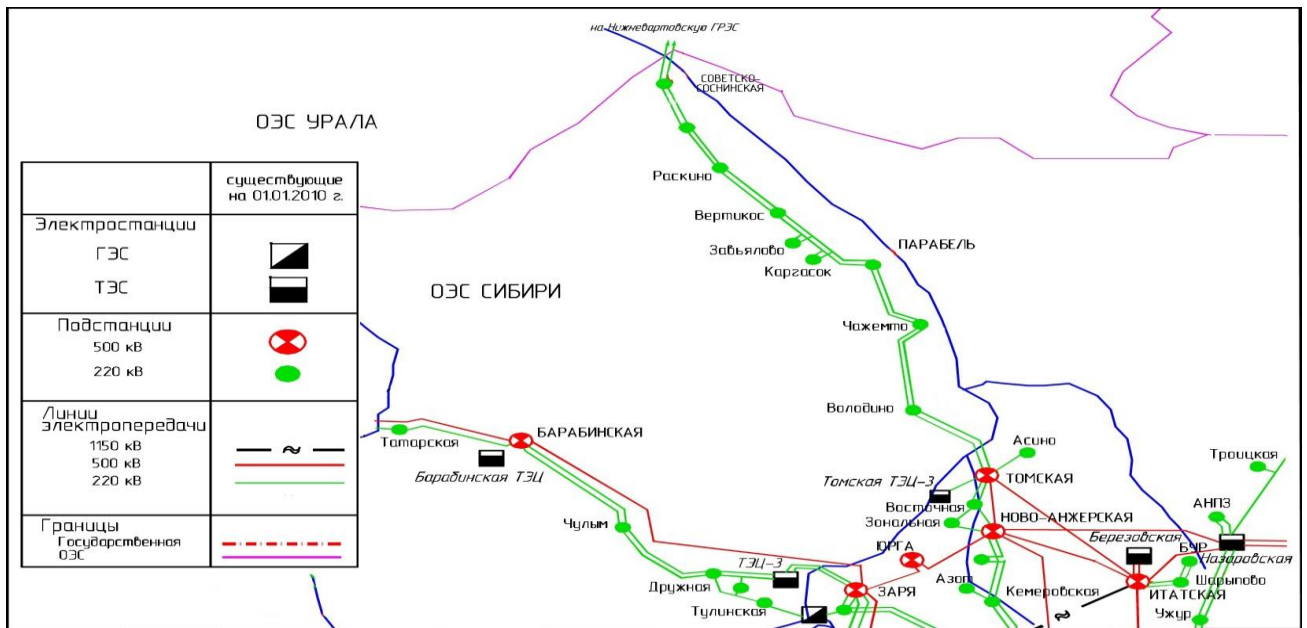


Рисунок 1.1– Схема линий электропередач ОЭС Сибири

Однако дефицитность области по электроэнергии обуславливает поиск путей снижения ее зависимости от внешних поставщиков электроэнергии и повышения тем самым ее энергетической безопасности.

Наибольшую долю в максимуме нагрузки Томской энергосистемы занимает Томский энергоузел (44 - 45%), наименьшую долю - энергоузел Асино (порядка 5%).

1.2 Общая характеристика Асиновского энергоузла

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 Чажемто – Колпашево – Белый Яр 110 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 1.2.

ПС 110/35/10 кВ Зырянская находится в эксплуатации 45 лет (трансформаторы 46 и 42 года), на подстанции на стороне 110 кВ в цепях трансформаторов установлены отделители. Подстанция подлежит реконструкции

ОРУ 110 кВ подстанции выполнить по схеме № 110-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий). ОРУ 35 кВ выполнить по схеме 35-9 (одна секционированная система шин). РУ 10 кВ одна секционированная система шин.

ПС 110/35/10 кВ Комсомольская находится в эксплуатации 46 лет, на подстанции установлен один трансформатор, находящийся в эксплуатации 48 лет. Подстанция подлежит реконструкции.

ОРУ 110 кВ подстанции выполнить по схеме № 110-5Н. ОРУ 35 кВ выполнить по схеме 35-9 (одна секционированная система шин). РУ 10 кВ одна секционированная система шин.

ПС 110/35/10 кВ Первомайская находится в эксплуатации 37 лет, на подстанции на напряжении 110 кВ установлены отделители, на напряжении 35 кВ установлены выключатели, которые сняты с производства. Трансформаторы также выработали свой ресурс. Подстанция подлежит реконструкции.

ОРУ 110 кВ подстанции выполнить по схеме № 110-4Н (два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий). ОРУ 35 кВ выполнить по схеме 35-9 (одна секционированная система шин). РУ 10 кВ одна секционированная система шин.

ПС 110/10 кВ Сайга находится в эксплуатации 35 лет (трансформаторы 44 и 35 лет). ПС обеспечивает электроснабжения потребителей посёлка, лесопромышленного хозяйства, железной дороги. На подстанции установлены два трансформатора мощностью 2,5МВА каждый, один без РПН, в цепях трансформаторов установлены отделители. Подстанция подлежит реконструкции с заменой силового, коммутационного оборудования и изменением схемы ОРУ 110 кВ.

ОРУ 110 кВ выполнить по схеме № 110-5АН (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов). РУ 10 кВ – одна секционированная система шин

ПС 110/35/10 кВ Асино находится в эксплуатации 51 год (трансформаторы 38 и 37 лет). ПС обеспечивает электроснабжения потребителей г. Асино, близлежащих деревень и сельского хозяйства. Подстанция подлежит реконструкции с заменой силового и коммутационного оборудования.

ОРУ 110 кВ выполняется по схеме одна секционированная система шин с установкой элегазовых выключателей. ОРУ 35 кВ и РУ 10 кВ подстанции выполнено по схеме - одна секционированная система шин.

ПС 110/10 кВ Белый Яр находится в эксплуатации 38 лет (трансформаторы 39 и 33 года). ПС обеспечивает электроснабжения потребителей посёлков, лесного хозяйства.

На подстанции установлены два трансформатора мощностью 10МВА каждый, один без РПН. В цепях трансформаторов установлены отделители. Подстанция подлежит реконструкции с заменой силового и коммутационного оборудования.

ОРУ 110 кВ выполнить по схеме – одна секционированная система шин с элегазовыми выключателями. РУ 10 кВ – одна секционированная система шин.

ПС 110/10 кВ Чердаты находится в эксплуатации 38 лет (трансформаторы 39 и 32 года). ПС обеспечивает электроснабжения потребителей посёлков (Чердаты, Кучуково, Чёрный Яр, Иловка, Прущинское) и сельского хозяйства. На подстанции установлено четыре трансформатора: два трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3МВА каждый и два трансформатора 10/35 кВ мощностью 1,8МВА каждый. ОРУ 110 кВ выполнено по схеме №110-13 (две рабочие и обходная системы шин). Подстанция подлежит реконструкции с заменой силового, коммутационного оборудования и изменением схемы ОРУ 110 кВ.

ОРУ 110 кВ выполнить по схеме – одна секционированная система шин с элегазовыми выключателями. ОРУ 35 кВ оставить по схеме мостика, так как

новых потребителей в рассматриваемый период не появляется. РУ 10 кВ – одна секционированная система шин.

ПС 110/10 кВ Ягодное находится в эксплуатации 36 лет (трансформатор 36 лет). ПС обеспечивает электроснабжения потребителей посёлка. На подстанции установлен один трансформатор мощностью 6,3МВА, загружён на 5%. Подстанция подлежит реконструкции.

ПС 110/10 кВ Ново-Николаевская находится в эксплуатации 36 лет (трансформаторы по 36 лет). ПС обеспечивает электроснабжения потребителей посёлков (Н.Николаевка, Минаевка, Митрофановка, Караколь и др.) и сельского хозяйства. На подстанции установлены два трансформатора мощностью 6,3МВА каждый, загружены в нормальном режиме на 6%, в аварийном 12%. ОРУ 110 кВ выполнено по схеме №110-13 (две рабочие и обходная системы шин).

Подстанция подлежит реконструкции. Подключение подстанции к сетям энергосистемы сохранить по существующей схеме.

ОРУ 110 кВ выполнить по схеме – одна секционированная система шин с элегазовыми выключателями. ОРУ 35 кВ по схеме №35-9 одна секционированная система шин. РУ 10 кВ – одна секционированная система шин.

ПС 110/10 кВ Тегульдет находится в эксплуатации 36 лет (трансформаторы 35 и 33 года). ПС обеспечивает электроснабжения потребителей посёлков (Тегульдет, Байгалы, Покровский Яр и др.) и сельского хозяйства. На подстанции установлены два трансформатора мощностью 10 МВА каждый, загружены в нормальном режиме на 6%, в аварийном 12%.

Подстанция подлежит реконструкции с заменых трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности.

В период 2014-2018 гг. необходимо выполнить техпереворужение следующих подстанций:

- замена отделителей 110 кВ на выключатели на подстанциях Белый Яр, Н. Николаевка, Тегульдет, Чердаты, Ягодное;

- замена выключателей, снятых с производства, на подстанциях Белый Яр, Батурино, Н. Николаевка;

- замена трансформатора мощностью 2,5 МВА (срок эксплуатации 46 лет) на подстанции 110/10 кВ Батурино на трансформатор такой же мощности.

1.3 Постановка задачи

Основные положения формирования перспективной схемы электрической сети базируются на основных направлениях, принятых в Стратегии развития сети ЕЭС России на 10 лет [3].

Схема электрической сети должна обеспечивать:

- надежное электроснабжение потребителей;
- повышение эффективности работы и развития энергосистемы;

Основные стратегические направления:

- реализация научно-технической политики и внедрение новых прогрессивных видов техники и технологий;

- формирование достаточно гибкой сети, обеспечивающей ее поэтапное развитие, учитывающее рост нагрузки, развитие электростанций, изменение величины и направления перетоков мощности;

- оптимальное потокораспределение между линиями различного класса напряжения;

- регулирование напряжения (реактивной мощности) в сетях в широких пределах.

Развитие, реконструкция, техническое перевооружение электрических сетей необходимо проводить с учетом выше изложенных требований, и базироваться они должны на применении новых электросетевых технологий и современного оборудования:

- более надежные и экономичные трансформаторы и автотрансформаторы с АРПН, со сниженными показателями потерь холостого хода, элегазовые выключатели, разъединители с улучшенной кинематикой и электродвигательными

приводами, средства связи, релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе микропроцессорной и цифровой техники, применение КРУЭ внутренней и наружной установки, АСУ ТП, позволяющее эксплуатировать ПС без постоянного обслуживающего персонала; применение полимерной изоляции на ВЛ [3];

- строительство в городе, в основном, закрытых подстанций, в застроенной части города внедрение кабельных линий, на магистральных и кольцевых линиях применение провода сечением не менее 240 мм².

Перечень рекомендуемых к вводу и подлежащих реконструкции электросетевых объектов Асиновского энергоузла приведен выше. К этому можно добавить установка ВДТ на АТ-1 ПС 220 кВ Асино и строительство второй ВЛ 220 кВ Томская - Асино.

В связи с предполагаемыми реконструкциями на подстанциях, и к тому же протяженность транзита ВЛ 110 ПС Асино – ПС Колпашево составляет 336 км, есть смысл рассмотреть вопрос регулировки напряжения на них для более качественного электроснабжения потребителей.

Воздействовать на напряжение у потребителя можно:

- изменяя напряжение источника;
- изменяя активные и реактивные сопротивления элементов схем замещения;
- изменяя активную и реактивную нагрузки элемента;
- изменяя коэффициент трансформации.

Сразу же отметим, что снижение активной мощности для повышения напряжения у потребителя связано в большинстве случаев с недоотпуском электроэнергии и поэтому не применяется. Также нет практически реализуемых способов воздействия на активное сопротивление ветви. Правда, существует теоретическая возможность снижения эквивалентного активного сопротивления включением параллельных цепей линий или трансформаторов. Воздействие на напряжение источника осуществляется с помощью регулирования напряжения генераторов электростанций. Регулирующим устройством при

этом будет синхронный генератор. Воздействовать на реактивную нагрузку, передаваемую по элементам сети, можно при установке на шинах п/ст компенсирующих устройств (КУ). Воздействовать на суммарное активное сопротивление линии можно включением в рассечку линии установки продольной емкостной компенсации (УПК). Наконец, изменяя коэффициент трансформации трансформаторов можно воздействовать на напряжение потребителя [7].

Для регулирования напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла выбираем 2 способа:

- изменение реактивной мощности;
- изменение коэффициента трансформации.

1.4 Исходные данные для расчета установившихся режимов

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 -1	АС-240/32	66.6	0,118	0,435	220	2,604	610
Асино -2 - 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
Имперская – Зырянская(2)	АС-120/19	40,7	0,244	0,427	110	2,658	390

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
Зырянская (2) – Чердаты	АС- 95/16	30,8	0,301	0,434	110	2,611	330
Асино -1 – Первомайская	АС- 185/29	22,19	0,159	0,413	110	2,747	510
Асино -1– 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 - 1– Ново- Николаевская(1)	АС- 70/11	40,2	0,422	0,444	110	2,547	265
Асино -1 – 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: Клюквина, Улу-Юл, Комсомольская, Первомайская, Тегульдет, Зырянская, Имперская, Итатка, Турунтаево, Малиновка. Двух обмоточные трансформаторы: Белый Яр, Ягодное, Сайга, Чердаты, Батурино, Ново-Николаевская, Семилужки. На подстанции Асино-1 установлено автотрансформатор. Типы и параметры трансформаторов представлены в таблице 1.2, 1.3, 1.4.

Таблица 1.2 – Параметры трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

ПС	N	Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные					
					U _{ном} обмоток, кВ			R _т , Ом		
					ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
Асино -1	2	АТДЦТН- 125000/220/110	125	±9×1.78%	230	121	11	0.5	0.52	0,52
Асино -2	2	ТДТН- 40000/110	40	±9×1.78%	115	38.5	6,6	0.8	0.8	0.8
Итатка	1	ТМТН- 6300/110	6,3	±9×1.78%	115	38,5	11	9,7	9,7	9,7
	1	ТДТН- 10000/110	10	±9×1.78%	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	16	±9×1.78%	115	38.5	11	2,6	2,6	2,6
	1	ТДТН- 10000/110	10	±9×1.78%	115	38.5	11	5	5	5
Зырянская	1	ТДТН- 25000/110	25	±9×1.78%	115	38.5	11	1,5	1,5	1,5
	1	ТДТН- 10000/110	10	±9×1.78%	115	38.5	11	5	5	5
Тегульдет	2	ТДТН- 10000/110	10	±9×1.78%	115	38.5	11	5	5	5
Первомайс Кая	2	ТДТН- 10000/110	10	±9×1.78%	115	38.5	11	5	5	5
Комсомольская	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_T)

ПС	N	Тип	ΔP _{хх} , кВт	ΔQ _{хх} , кВар	Каталожные данные		
					X _T , Ом		
					ВН	СН	НН
Асино-1	2	АТДЦТН- 125000/220/110	65	625	49,0	0	131
Асино - 2	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-	17	110	142.2	0	82.7

ПС	N	Тип	ΔP_{xx} , кВт	ΔQ_{xx} , кВар	Каталожные данные		
					X_T , Ом		
					ВН	СН	НН
		10000/110					
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
Клюквина	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 двух обмоточных трансформаторов

ПС	N	Тип	$S_{ном}$, МВА	Пределы регули- рования	Каталожные данные					
					$U_{ном}$ обмо- ток, кВ		R_T , Ом	X_T , Ом	ΔP_{xx} , кВт	ΔQ_{xx} , кВар
					ВН	НН				
Семилужки	2	ТДН- 16000/110	16	$\pm 9 \times 1.78\%$	115	11	4.38	86.7	19	112
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

ПС	N	Тип	$S_{ном},$ МВА	Пределы регулиру- рования	Каталожные данные					
					$U_{ном}$ обмо- ток, кВ		$R_T,$ Ом	$X_T,$ Ом	$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta Q_{xx},$ кВар
					ВН	НН				
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 представле-
ны в таблице 1.5

Таблица 1.5 – Параметры нагрузок подстанций

ПС		$P_{max},$ 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 -1	На стороне 10кВ	67500	32700
Асино -2	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
Комсомольская	На стороне 35кВ	5400	2616
	На стороне 10кВ	4500	2180

ПС		P_{\max} , кВт	Q_{\max} кВар
Улу-Юл	На стороне 10кВ	2835	1373
Сайга	На стороне 10кВ	1125	545
Ягодное	На стороне 10кВ	2835	1373
Клюквина	На стороне 35кВ	3402	1649
	На стороне 10кВ	2835	1373
Белый Яр	На стороне 10кВ	4500	2180

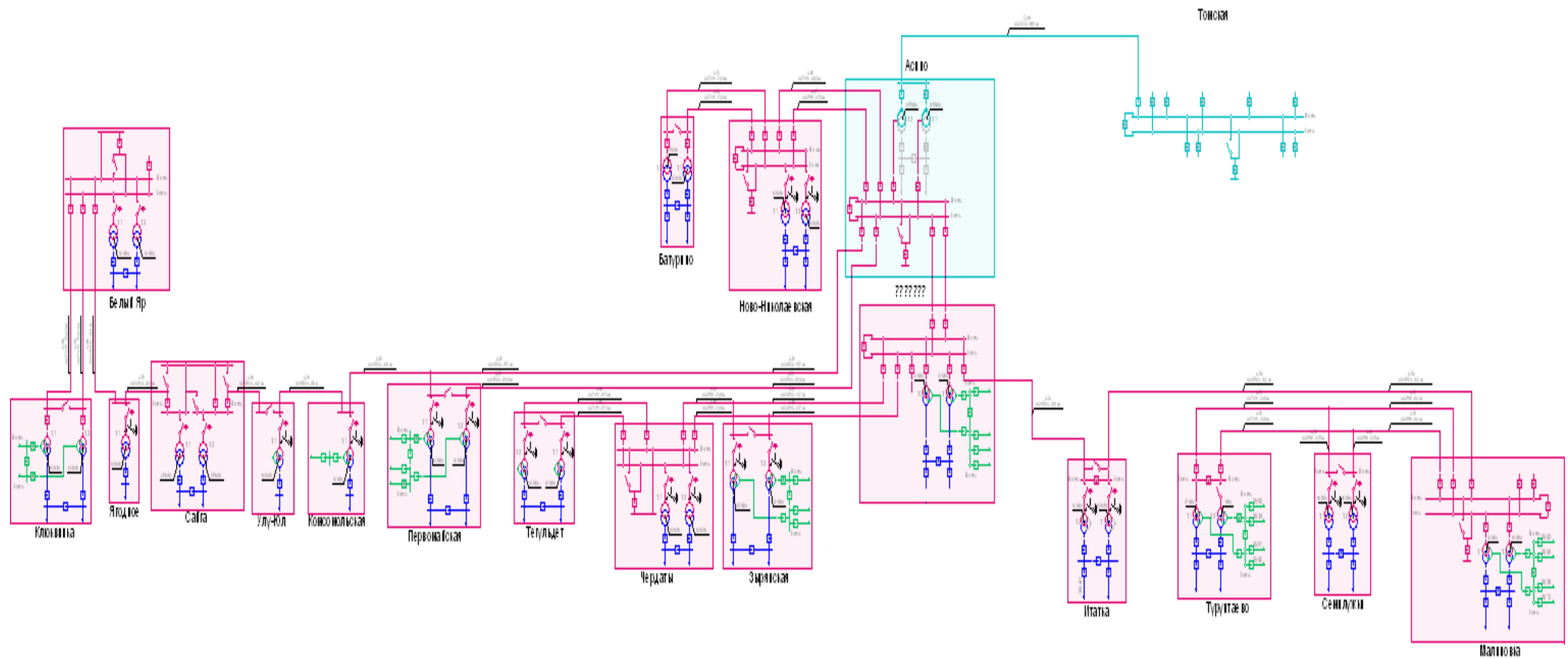


Рисунок 1.2– Схема Асиновского энергоузла

2 Разработка и анализ мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла

2.1 Общие принципы регулирования напряжения

Регулирование напряжения осуществляется воздействием на схемные и режимные параметры ЭЭС. Для рассмотрения возможных способов регулирования воспользуемся простейшей схемой (рисунок 2.1), где электроэнергия от источника к потребителям передается через линию и трансформатор. На рисунке 2.2 схема замещения данной электропередачи [2].

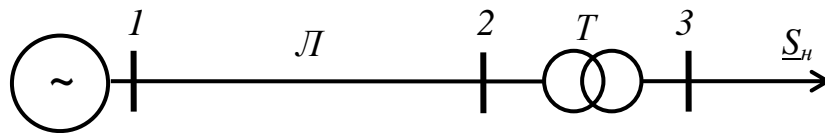


Рисунок 2.1 – Схема линии передачи

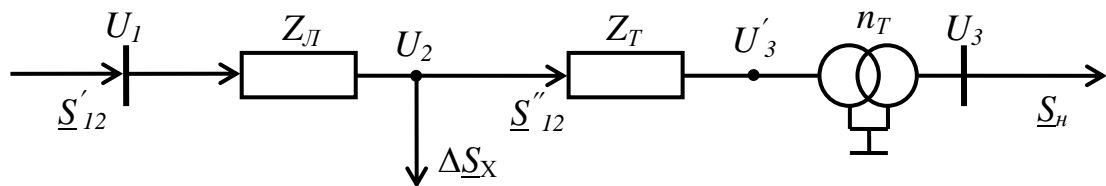


Рисунок 2.2 – Схема замещения

Напряжение на шинах потребителя может быть рассчитано следующим образом [7]

$$\Delta U_{\dot{\epsilon}} = \frac{P'_{12} r_{\dot{\epsilon}} + Q'_{12} x_{\dot{\epsilon}}}{U_1}, \quad (2.1)$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{\dot{\epsilon}}, \quad (2.2)$$

$$\Delta U_{\dot{\delta}} = \frac{P'_{23} r_{\dot{\delta}} + Q'_{23} x_{\dot{\delta}}}{U_2}, \quad (2.3)$$

$$U_{3'} = U_2 - \Delta U_{\dot{\delta}}, \quad (2.4)$$

$$U_3 = U_{3'} / k_{\dot{\delta}}. \quad (2.5)$$

Согласно записанным уравнениям, воздействовать на напряжение у потребителя в принципе можно:

- изменяя напряжение источника U_1 ;
- изменяя активные и реактивные сопротивления элементов (r и x);
- изменяя активную P_n и реактивную Q_n нагрузки элемента;
- изменяя коэффициент трансформации k_T .

Сразу же отметим, что снижение активной мощности для повышения напряжения у потребителя связано в большинстве случаев с недоотпуском электроэнергии и поэтому не применяется. Также нет практически реализуемых способов воздействия на активное сопротивление ветви. Правда, существует теоретическая возможность снижения эквивалентного активного сопротивления включением параллельных цепей линий или трансформаторов. Воздействие на напряжение источника U_1 осуществляется с помощью регулирования напряжения генераторов электростанций. Регулирующим устройством при этом будет синхронный генератор. Воздействовать на реактивную нагрузку, передаваемую по элементам сети, можно при установке на шинах п/ст компенсирующих устройств (КУ). Воздействовать на суммарное активное сопротивление линии можно включением в рассечку линии установки продольной емкостной компенсации (УПК). Наконец, изменяя коэффициент трансформации трансформаторов можно воздействовать на напряжение потребителя U_3 .

Для регулирования напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла выбираем 2 способа:

- изменение реактивной мощности Q .
- изменение коэффициента трансформации k_T .

2.1.1 Регулирование напряжения изменением реактивной мощности

В практических расчетах часто требуется оценить величину мощности КУ для достижения некоторого желаемого напряжения на шинах нагрузки.

Запишем соотношения для напряжений по концам линии для двух случаев: при

отсутствии компенсации реактивной мощности и при такой величине компенсации, при которой достигается желаемое напряжение на шинах нагрузки. Напряжение в начале линии будем считать неизменным в обоих случаях [4].

$$U_1 \approx U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2}; \quad (2.6)$$

$$U_1 \approx U_{\alpha \hat{a}\hat{e}} + \frac{P_2 R + (Q_2 - Q_{\hat{E}\hat{O}})X}{U_{\alpha \hat{a}\hat{e}}}; \quad (2.7)$$

Эти соотношения являются приближенными, поскольку в них отсутствует поперечная составляющая падения напряжения.

Так как напряжения в начале линии одинаковы в обоих уравнениях, то их правые части можно приравнять:

$$U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} = U_{\alpha \hat{a}\hat{e}} + \frac{P_2 R + (Q_2 - Q_{\hat{E}\hat{O}})X}{U_{\alpha \hat{a}\hat{e}}}; \quad (2.8)$$

Приближенно считая, что $\frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} \approx \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_{\alpha \hat{a}\hat{e}}}$, получим

$$U_2 = U_{\alpha \hat{a}\hat{e}} - \frac{Q_{\hat{E}\hat{O}} X}{U_{\alpha \hat{a}\hat{e}}}; \quad (2.9)$$

откуда

$$Q_{\hat{E}\hat{O}} = \frac{U_{\alpha \hat{a}\hat{e}} (U_{\alpha \hat{a}\hat{e}} - U_2)}{X}; \quad (2.10)$$

Если требуется оценить мощность КУ, которое надо установить на шинах НН трансформатора в конце ЛЭП, то необходимо, во-первых, в формуле (2.10) использовать суммарное сопротивление схем замещения ЛЭП и трансформатора $X_{\Sigma} = X_{\hat{e}} + X_{\hat{O}}$ и, во-вторых, привести X_{Σ} к напряжению шин НН [4]:

$$Q_{\hat{E}\hat{O}} = \frac{U_{\alpha \hat{a}\hat{e}} (U_{\alpha \hat{a}\hat{e}} - U_2)}{X'_{\Sigma}}; \quad (2.11)$$

где $X'_{\Sigma} = X_{\Sigma} \frac{1}{k_T^2} = X_{\Sigma} \left[\frac{U_{\hat{i}\hat{i}\hat{i}}}{U_{\hat{i}\hat{o}\hat{i}\hat{o}}} \right]^2$.

Здесь коэффициент трансформации вычисляется при некотором установленном ответвлении РПН трансформатора. Обычно это крайнее ответвление, которое устанавли-

ливается, чтобы полностью использовать возможности повышения напряжения с помощью РПН. Выбор КУ в данном случае обусловлен недостаточностью диапазона регулирования напряжения с помощью только устройства РПН и требуется установка дополнительного средства регулирования.

Формулой (1.11) также можно пользоваться и в более сложных схемах, при этом суммарное, приведенное к напряжению шин, где планируется установка КУ, сопротивление X'_{Σ} вычисляется по пути до пункта питания суммированием всех индуктивных сопротивлений ветвей с учетом наличия параллельных путей до точки сети, где требуется регулировать напряжение.

2.1.2 Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации трансформатора

Для регулирования на трансформаторах понижающих подстанций устанавливается специальное устройство- регулятор под нагрузкой (РПН).

РПН представляет собой автоматическое устройство, меняющее рабочее отвлечение витков обмотки трансформатора и изменяющее, таким образом, коэффициент трансформации трансформатора. РПН устанавливают в трансформаторах напряжением 35 кВ и выше и размещают в нейтрале обмотки ВН. Это позволяет, во-первых, иметь наиболее плавное регулирование, так как число витков у обмотки ВН больше, чем на НН, во-вторых, при переключениях выполняется коммутация меньших по величине токов, чем на стороне НН, и, в-третьих, включение РПН в заземленную нейтрал на ВН значительно снижает требования к уровню изоляции устройства регулирования [5].

В упрощенном виде схема переключений ответвлений двухобмоточного трансформатора представлена на рисунке 2.3.

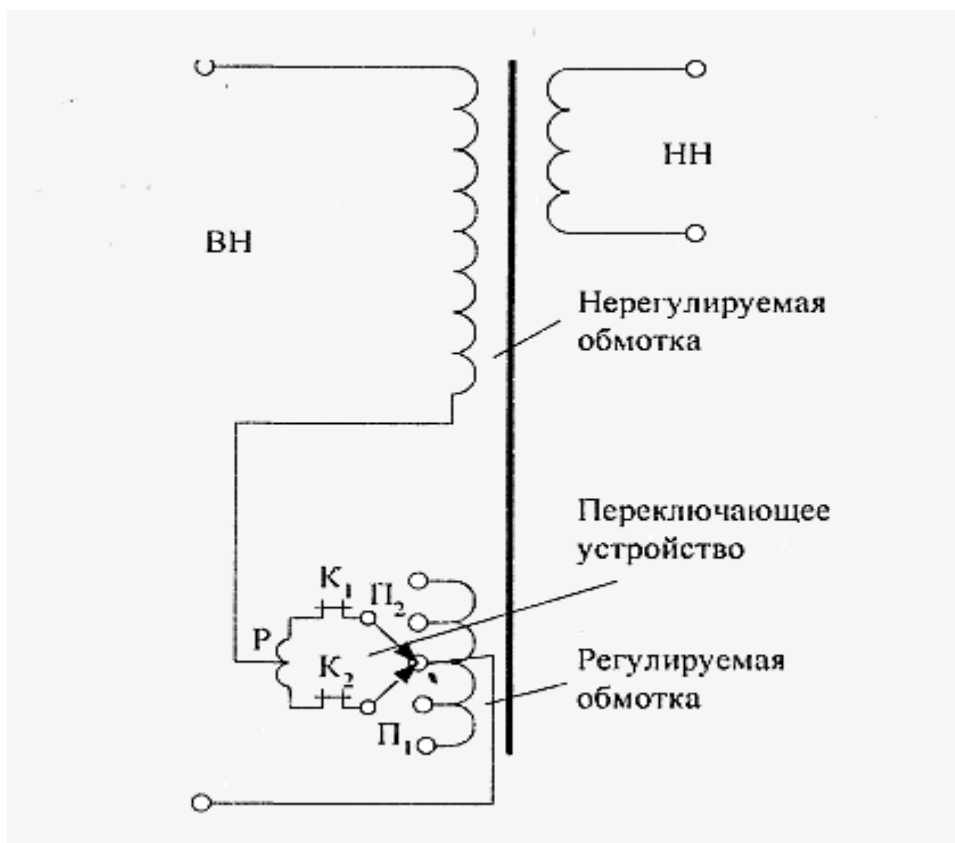


Рисунок 2.3 – Упрощенная схема регулирования напряжения двух обмоточного трансформатора

На стороне ВН трансформатора последовательно соединяются нерегулируемая и регулируемая обмотки. Обе обмотки размещены на одном магнитном проводе, на котором также находится обмотка НН. Регулируемая обмотка может иметь 12, 16 или 18 ступеней регулирования по 1,5 или 1,78 % диапазоном регулирования ± 9 , ± 12 или $\pm 16\%$ от $U_{ном}$. Для простоты на рисунке 2.3 показаны всего 4 ступени (± 2). Переключающее устройство состоит из двух переключателей П1 и П2, двух контакторов К1 и К2 и токоограничивающего реактора Р. В положении, показанном на рисунке 2.3, ток в обмотке ВН проходит через плечи реактора в противоположных направлениях, вследствие чего результирующий магнитный поток реактора очень мал и его сопротивление незначительно.

В среднем положении переключателей отпаяк (номинальное ответвление) трансформатор работает с основным (номинальным) коэффициентом трансформации. В других положениях (на других ответвлениях) коэффициент трансформации уменьшается или увеличивается в зависимости от того, согласно или встречно с витками ос-

новой обмотки включаются дополнительные витки регулируемой обмотки. При подаче сигнала перехода на верхнюю соседнюю отпайку операции по переключениям выполняют в следующем порядке:

- отключается контактор К1;
- переключатель П1 переводится на верхнее соседнее ответвление;
- включается контактор К1;
- отключается контактор К2;
- переключатель П2 переводится на верхнее соседнее ответвление;
- включается контактор К2.

В то время, когда переключатели находятся на разных ответвлениях и оба контактора включены, по контуру, образованному всеми элементами переключающего устройства, протекает уравнивающий ток, вызванный ЭДС, наводимой в замкнутых через переключающее устройство витках регулируемой обмотки. Плечи реактора для этого тока будут соединены последовательно и реактивное сопротивление реактора велико, что будет препятствовать короткому замыканию между ответвлениями.

При переходе на нижнее ответвление работа переключателей и контакторов происходит в обратном порядке, т. е. вначале срабатывают К2 и П2, а затем К1 и П1.

Переключающее устройство размещают в баке трансформатора. Контактторы устанавливают в отдельном, залитом маслом стальном кожухе, укрепленном как снаружи бака трансформатора, что обеспечивает наиболее удобную ревизию и ремонт их элементов, так и внутри бака трансформатора.

Ввиду того, что при напряжении 220 кВ и выше реакторы переключающего устройства РПН получаются очень громоздкими, в таких трансформаторах применяют переключающие устройства с активными сопротивлениями, рассчитанными на кратковременную работу, что возможно при использовании мощных быстродействующих приводов контакторов со скоростями срабатывания порядка десятых долей секунды.

Рассмотренное устройство РПН называют встроенным [3].

Трансформаторы городских и сельских электрических сетей напряжением ниже 35 кВ снабжаются устройством переключения без возбуждения (ПБВ), т. е. с возможностью переключения ответвлений только при снятом напряжении. Трансформаторы с

ПБВ имеют основное ответвление с номинальным напряжением и четыре ступени регулирования по 2,5 %, т. е. дополнительные ответвления с изменением напряжения относительно его номинального значения на +5; +2,5; -2,5 и -5 % ($\pm 2 \times 2,5$ %). Коэффициенты трансформации этих трансформаторов изменяются либо при изменении схемы электроснабжения, либо при переходе от сезонных максимальных нагрузок к минимальным и наоборот. Суточное регулирование в этих сетях возлагается на ЦП.

Устройство ПБВ также является встроенным устройством регулирования.

При проектировании электрической сети выполняют расчет режимов наибольших и наименьших нагрузок и проверяют возможность регулирования напряжения с помощью РПН или ПБВ установленных понижающих трансформаторов. Для этого определяют номер или напряжение ответвления, необходимого для достижения желаемого напряжения на шинах НН подстанции. В этом случае, как правило, регулирование осуществляется в соответствии с принципом встречного регулирования напряжения. Так как на сопротивлениях трансформатора имеется падение напряжения, то при выборе ответвления необходимо вычислить напряжение за сопротивлением трансформатора $U_i^{(\hat{A})}$ - напряжение на выводах обмотки НН приведенное к напряжению ВН (рисунок 2.4).

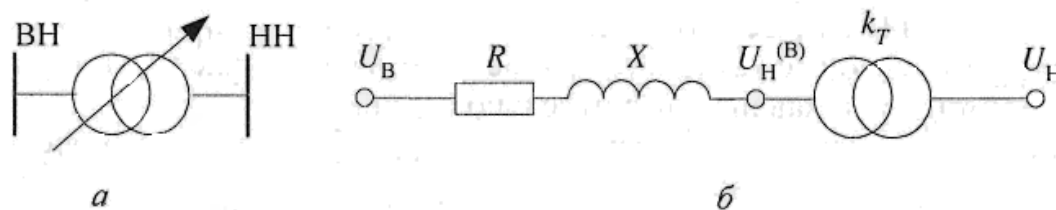


Рисунок 2.4 – Трансформатор с РПН: а - обозначение, б - схема замещения

Напряжение на шинах НН вычисляется по формуле

$$U_i = U_i^{(\hat{A})} \frac{1}{k_T} = U_i^{(\hat{A})} \frac{U_{i\hat{i}\hat{i}}}{U_{i\hat{o}\hat{a}}} \quad (2.12)$$

$U_i^{(\hat{A})} = |U_{\hat{A}} - \Delta U|$; ΔU – падение напряжение на сопротивлениях обмоток транс-

форматора; $U_{\hat{A}}$ - напряжение на шинах ВН; k_T - коэффициент трансформации, подлежащий определению; $U_{i \hat{\delta} \hat{a}}$ - искомое напряжение ответвления.

Из (2.12) найдем напряжение ответвления $U_{i \hat{\delta} \hat{a}}$ при условии, что напряжение на шинах НН равно желаемому напряжению $U_i = U_{\alpha \hat{a} \hat{e}}$

$$U_{i \hat{\delta} \hat{a}} = U_i^{(\hat{A})} \frac{U_{i \hat{i} \hat{i}}}{U_{\alpha \hat{a} \hat{e}}} \quad (2.13)$$

Вычисленное по (2.13) напряжение ответвления следует использовать для определения ближайшего стандартного ответвления. Ряд стандартных напряжений ответвлений может быть получен по формуле

$$U_{i \hat{\delta} \hat{a} \cdot \hat{n} \hat{\delta}} = U_{\hat{A} \hat{i} \hat{i}} \pm m \Delta U_{i \hat{\delta} \hat{a}} = U_{\hat{A} \hat{i} \hat{i}} \pm m \frac{\Delta U_{i \hat{\delta} \hat{a} \%}}{100} U_{\hat{A} \hat{i} \hat{i}} \quad (2.14)$$

где m - номер ответвления в сторону увеличения (знак плюс) или в сторону уменьшения (знак минус) коэффициента трансформации ($m=0, 1 \dots m_{\max}$); m_{\max} - максимально возможное количество ответвлений трансформатора в сторону увеличения кТ - m_{\max}^+ или в сторону уменьшения m_{\max}^- , обычно $m_{\max}^+ = m_{\max}^-$; $\Delta U_{i \hat{\delta} \hat{a}}$ и $\Delta U_{i \hat{\delta} \hat{a} \%}$ - шаг изменения напряжения при переходе на соседнее ответвление в киловольтах и процентах соответственно.

Следует заметить, что уменьшение коэффициента трансформации приводит к увеличению напряжения на шинах НН, а увеличение - к его уменьшению.

Действительное напряжение на шинах НН с учетом выбранного ответвления

$$U_i = U_i^{(\hat{A})} \frac{U_{i \hat{i} \hat{i}}}{U_{i \hat{\delta} \hat{i} \cdot \hat{n} \hat{\delta}}} \quad (2.15)$$

Для проверки возможности регулирования напряжения с помощью ответвлений РПН или ПБВ можно не определять напряжения ответвлений, а вычислить номер ответвления, обеспечивающий желаемое напряжение. Из (1.14) выразим номер ответвления t , заменив стандартное напряжение ответвления $U_{i \hat{\delta} \hat{a} \cdot \hat{n} \hat{\delta}}$ на напряжение ответвления, полученное из (2.13).

$$m = \left\lceil \frac{100}{\Delta U_{\hat{i} \hat{a}} U_{\hat{A} \hat{i} \hat{i}}} \left[U_{\hat{i}}^{(\hat{A})} \frac{U_{\hat{i} \hat{i} \hat{i}}}{U_{\alpha \hat{a} \hat{e}}} - U_{\hat{A} \hat{i} \hat{i}} \right] \right\rceil; \quad (2.16)$$

Если m входит в допустимый диапазон номеров (0, 1... m_{\max}), то регулирование возможно; в противном случае необходимы дополнительные средства регулирования напряжения на данной подстанции или изменение сделанных ранее проектных решений.

2.2 Подготовка исходных данных для расчета установившихся режимов в специализированном программном комплексе

В выполнение предварительных расчётов определяются мощности нагрузок подстанций в максимальном и минимальном режиме (таблица 2.1), длины линий электропередачи в соответствии и число цепей линий электропередачи, согласно схемы энергоузла.

Таблица 2.1 – Нагрузка ПС

ПС	узлы графа	P_{\max} , кВт	Q_{\max} , кВар	P_{\min} , кВт	Q_{\min} , кВар
Малиновка	512	5400	2616	3780	2092.8
	511	4500	2180	3150	1744
	522	8640	4186	6048	3348.8
	521	7200	3488	5040	2790.4
Семилужки	61	14400	6976	10080	5580.8
Турунтаево	72	27000	13080	18900	10464
	71	22500	10900	15750	8720
Итатка	411	2835	1373	1984.5	1098.4
	421	4500	2180	3150	1744
Асино1	21	135000	65400	94500	52320
Асино2	32	43200	20928	30240	16742
	31	36000	17440	25200	13952
Ново-Николаевская	1711 1721	2835	1373	1984.5	1098.4
Батурино	181	5670	2746	3969	2196.8
Зырянская	82	37800	18312	26460	14650
	81	31500	15260	22050	12208
Чердаты	91	5670	2746	3969	2196.8
Тегульдет	191	9000	4360	6300	3488

ПС	узлы графа	P_{\max} , кВт	Q_{\max} , кВар	P_{\min} , кВт	Q_{\min} , кВар
Первомайская	102	10800	5232	7560	4185.6
	101	9000	4360	6300	3488
Комсомольская	112	5400	2616	3780	2092.8
	111	4500	2180	3150	1744
Улу-Юл	121	2835	1373	1984.5	1098.4
Сайга	131	2250	1090	1575	872
Ягодное	141	2835	1373	1984.5	1098.4
Клюквинка	162	6804	3298	4762.8	2638.4
	161	5670	2746	3969	2196.8
Белый Яр	151	9000	4360	6300	3488

Находим сопротивления между подстанциями сети. Эти сопротивления разделяются, на сопротивление линий электропередачи, и на сопротивление трансформаторов.

Сопротивление ЛЭП находится по формуле:

$$Z_{\varepsilon} = \frac{L}{n} \cdot (R_0 + j X_0); \quad (2.17)$$

Зная сечение линий между подстанциями по справочным данным определяем каталожные данные ЛЭП. Далее зная протяженность линий рассчитываем соответствующие сопротивления. Для примера рассмотрим ЛЭП ПС Асино - 1 – ПС Первомайская. Мы имеем марку провода АС -185/29 каталожные данные провода [10]; $R_0 = 0,159 \text{ Ом/км}$, $\tilde{O}_0 = 0,413 \text{ Ом/км}$, $\hat{A}_0 = 2,747 \text{ мм}^2 \cdot 10^{-4}$ протяженность линии $L = 22,19 \text{ км}$, тогда сопротивление ЛЭП равно:

$$R_{\varepsilon} = \frac{L}{2} \cdot R_0 = \frac{22,19}{2} \cdot 0,159 = 1,76 \text{ Ом}; \quad \tilde{O}_{\varepsilon} = \frac{L}{2} \cdot X_0 = \frac{22,19}{2} \cdot 0,413 = 4,58 \text{ Ом};$$

$$\hat{A}_{\varepsilon} = L \cdot 2 \cdot \hat{A}_0 = 22,19 \cdot 2 \cdot 2,747 = 121,91 \text{ мм}^2 \cdot 10^{-4}$$

Полученные данные заносим в таблица 2.2 для все линий делаем тоже самое.

Таблица 2.2 – Сопротивления ЛЭП

Участок сети	узлы графа	R, Ом	X, Ом	B, См·10 ⁻⁴
Томская – Асино1	1-2	7.86	28.97	173.42
Асино1 – Асино2	22-33	0.83	2.15	14.28
Асино2 – Итатка (1,2)	33-413	5.18	13.46	89.55
	33-423			

Участок сети	узлы графа	R, Ом	X, Ом	B, См·10 ⁻⁴
Итатка (1,2) – Малиновка (1,2)	413-513	3.05	7.93	52.74
	423-523			
Малиновка (1,2) – Семилужки	513-6	2.53	3.65	21.93
	523-6			
Семилужки – Турунтаево	6-7	7.34	7.73	177.27
Асино 2 –Зырянская	33-83	4.97	8.69	216.36
Зырянская – Чердаты	83-9	4.64	6.68	160.83
Асино 1 – Первомайская	22-103	1.76	4.58	121.911
Первомайская – Комсомольская	103-113	5.18	13.46	89.55
Комсомольская – Улу-Юл	113-123	9.18	18.90	121.81
Улу-Юл – Сайга	123-13	8.94	18.40	118.56
Сайга – Ягодное	13-14	6.88	12.04	74.95
Ягодное – Белый Яр	14-15	7.32	12.81	79.74
Белый Яр – Клюквинка	15-16	11.46	12.05	276.6
Чердаты – Тегульдет	9-19	11.46	12.05	276.6
Асино1 – Ново-Николаевская (1)	22-171	16.96	17.85	102.38
Асино1 – Ново-Николаевская (2)	22-172	14.39	20.75	124.8
Ново-Николаевская (1,2) – Батурино	171-18	30.55	32.15	184.4
	172-18			

Сопротивление трансформатора находится по формуле:

$$Z_{\delta\delta} = \frac{(R_{\delta\delta} + j X_{\delta\delta})}{n}; \quad (2.18)$$

Зная мощность трансформаторов, которые установлены на подстанциях, согласно данным таблиц 2.3, 2.4 по справочным данным находим сопротивление высокой, средней и низкой обмотки трансформаторов соответствующих подстанций.

Для примера рассмотрим ПС Турунтаево. На этой подстанции установлен трансформатор ТДТН-25000/110/35, каталожные данные трансформатора [10] $R_{\delta\delta.Ai} = 1,5 \hat{\Omega}$; $R_{\delta\delta.Ni} = 1,5 \hat{\Omega}$; $R_{\delta\delta.Ii} = 1,5 \hat{\Omega}$; $\tilde{O}_{\delta\delta.Ai} = 56,9 \hat{\Omega}$; $\tilde{O}_{\delta\delta.Ni} = 0 \hat{\Omega}$; $\tilde{O}_{\delta\delta.Ii} = 35,7 \hat{\Omega}$. На всех трансформаторных подстанциях установлено по два трансформатора, соответственно сопротивление обмоток трансформатора нужно разделить 2 т.е.

$$R_{Ai} = R_{Ni} = R_{Ii} = \frac{1,5}{2} = 0,75 \hat{\Omega}; \quad \tilde{O}_{Ai} = \frac{56,9}{2} = 28,45 \hat{\Omega}; \quad \tilde{O}_{Ni} = \frac{0}{2} = 0 \hat{\Omega};$$

$$\tilde{O}_{Ii} = \frac{35,7}{2} = 17,85 \hat{\Omega}.$$

Коэффициент трансформации находим:

$$k_T = \frac{U_{\hat{A}i}}{U_{B\hat{i}}} = \frac{115}{115} = 1; k_T = \frac{U_{\hat{A}i}}{U_{C\hat{i}}} = \frac{115}{38,5} = 2,987; k_T = \frac{U_{\hat{A}i}}{U_{i\hat{i}}} = \frac{115}{11} = 10,455.$$

Полученные данные заносим в таблицу 2.3, для все подстанций делаем тоже самое.

Таблица 2.3 – Данные двухобмоточных трансформаторов

ПС	$U_{ном},$	K_T	$R_T,$	$X_T,$	узлы			
	кВ					Ом	Ом	графа
	ВН							
Семилужки	115	10.455	2.19	43.35	6-61			
	11							
Ново-Николаевская	115	10.455	14.7	220	171-1711			
	11				172-1721			
Батурино	115	10.455	7.35	110	18-181			
	11							
Чердаты	115	10.455	7.35	110	9-91			
	11							
Ягодное	115	10.455	7.35	110	14-141			
	11							
Сайга	115	17.424	1.27	27.95	13-131			
	6.6							
Белый Яр	115	17.424	7.95	139	15-151			
	6.6							

Таблица 2.4 Данные трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

ПС	$U_{ном},$ кВ	K_T	$R_T,$ Ом	$X_T,$ Ом	Узлы графа
	ВН			ВН	
	СН			СН	
	НН			НН	
Асино1	230	1	0.26	24.5	1-2
	121	1.9008		0	2-22
	11	20.909		65.5	2-21
Асино2	115	1	0.4	17.75	33-3
	38.5	2.987		0	3-32
	11	10.455		11.15	3-31
Итатка	115	1	9.7	225.7	413-41
	38.5	2.987		0	41-412
	11	10.455		131.2	41-411
	115	1	5	142.2	423-42
	38.5	2.987		0	42-422
	11	10.455		82.7	42-421

ПС	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	K_T	$R_T, \text{Ом}$	$X_T, \text{Ом}$	Узлы графа
	ВН			ВН	
	СН			СН	
	НН			НН	
Малиновка	115	1	2.6	88.9	513-51
	38.5	2.987		0	51-512
	11	10.455		52	51-511
	115	1	1.5	142.2	523-52
	38.5	2.987		0	52-522
	11	10.455		82.7	52-521
Турунтаево	115	1	0.75	28.45	6-7
	38.5	2.987		0	7-72
	11	10.455		17.85	7-71
Зырянская	115	1	0.75	28.45	83-8
	38.5	2.987		0	8-82
	11	10.455		17.85	8-81
Тегульдет	115	1	2.5	71.1	9-19
	38.5	2.987		0	19-192
	11	10.455		41.35	19-191
Первомайская	115	1	2.5	71.1	103-10
	38.5	2.987		0	10-102
	11	10.455		41.35	10-101
Комсомольская	115	1	5	142.2	113-11
	38.5	2.987		0	11-112
	11	10.455		82.7	11-111
Улу-Юл	115	1	9.7	225.7	123-12
	38.5	2.987		0	12-122
	11	10.455		131.2	12-121
Клюквинка	115	1	4.85	112.85	15-16
	38.5	2.987		0	16-162
	11	10.455		65.6	16-161

2.2.1 Выбор и описание специализированного программного комплекса

Выбираем для расчета программный комплекс «MUSTANG». Данная программа является одной из распространенных программ для расчета и моделирование режимов электрических систем и сетей, а также находится в общем доступе в отличие от других подомных программ.

В ПК «MUSTANG» для узлов должны быть заданы: название, номер, код, активная и реактивная мощности нагрузок (либо генерации), заданное (стартовое) и но-

минальное напряжения, проводимости (для индуктивных и ёмкостных элементов, подключенных в узле), пределы по реактивной мощности.

1) название узла. Вводится произвольно, но не более 12 символов;

2) номер узла (N) – любое целое число от -1000000000 до 1000000000, кроме нуля;

3) код – признак фиксации напряжения, угла напряжения, активной и реактивной генерируемой мощности в узле. Задается целым числом, в котором каждая цифра числа означает фиксацию (1) или освобождение (0) соответствующего параметра. Порядок следования фиксируемых параметров в коде: U, dU, P_Г, Q_Г – модуль напряжения, угол напряжения, активная и реактивная мощности генерации в узле соответственно;

Для балансирующего узла код выглядит следующим образом – “1100”, т.е. задаются модуль и угол напряжения, а величины P_Г и Q_Г рассчитываются с помощью ПК.

Генерирующий узел задается в ПК кодом “1010”, т.е. зафиксированы модуль напряжения и P_Г, а рассчитываются угол напряжения и Q_Г.

Для нагрузочного узла кодом являются “0” или “11” – признак фиксации P_Г и Q_Г в данном узле. Значения “0” и “11” эквивалентны, код может принимать и другие, требуемые для конкретного расчета значения, но необходимо отметить, что количество «единиц» в нем не должно превышать двух.

4) стартовое напряжение ($U_{\text{старт}}$) – модуль исходного напряжения в узле, кВ;

5) активная и реактивная мощности нагрузки узла ($P_{\text{н0}}$, $Q_{\text{н0}}$) задаются в МВт и МВар соответственно;

6) нормальное (номинальное) напряжение ($U_{\text{норм}}$) – модуль нормального напряжения в узле, кВ. Применяется при расчете в случае использования статической характеристики нагрузки (СХН);

7) активная и реактивная генерируемые мощности узлов ($P_{\text{Г}}$, $Q_{\text{Г}}$) задаются в МВт и МВар соответственно. Если реактивная мощность не зафиксирована (код “1010”), то ее можно не задавать. Она будет рассчитана с помощью ПК;

8) активная и реактивная составляющие проводимости шунта в узле ($Y_{ША}$ и $Y_{ШР}$), мкСм. Индуктивная проводимость задается со знаком “+”, а емкостная – со знаком “-”;

9) ограничения по реактивной мощности, генерируемой в узле (Q_{min} , Q_{max}) задаются в Мвар для балансирующего узла;

Для ветвей должны быть заданы: названия узлов начала и конца связи, номера узлов, номер параллельности, название связи, сопротивления связи (активные и реактивные), проводимости связи и коэффициент трансформации для трансформаторов и автотрансформаторов.

1) названия узлов, ограничивающих заданную ветвь - произвольные, но не более 12 символов. Названия узлов не редактируются, так как они автоматически переносятся из таблицы узлов;

2) номера узлов, ограничивающие заданную ветвь (N_i, N_j). Это целые числа от -1000000000 до 1000000000, кроме нуля. Если ветвь содержит трансформатор, то его параметры должны быть приведены к напряжению стороны высокого напряжения;

3) номер параллельности ($N_{П}$) – любое целое число меньше, чем 32000;

4) название связи – диспетчерское название данной связи, можно ввести не более 12 символов;

5) сопротивления связи (R, X) – активное и реактивное сопротивления связи, Ом. $X=0$ ПК не воспринимает;

6) проводимости связи (G, B) – активная и реактивная проводимости связи, мкСм. Проводимость индуктивного характера вводится со знаком “+”, емкостного – со знаком “-”;

7) коэффициент трансформации задается отношением $U_{ВН}/U_{НН}$ трансформатора.

Балансирующий узел – это узел за счет, которого при расчетах установившегося режима в расчетной схеме поддерживается баланс между генерацией и потреблением.

2.2.2 Составления расчетной модели

Основу расчетной модели сети составляют схема замещения, выверенная и уточненная в соответствии с оперативной схемой предприятия, параметры электрического состояния (замеры) 2014 года.

В качестве балансирующих узлов (код 1100) приняты шины 220кВ п/ст «Асино-1» - узел 22, так как он является узловой подстанцией. Генерирующий узел (код 1010) п/ст «Томская» Для максимального режима узел 22-230 кВ, для минимального - 220 кВ.

Граф Асиновского энергоузла представлен на рисунке 2.5.

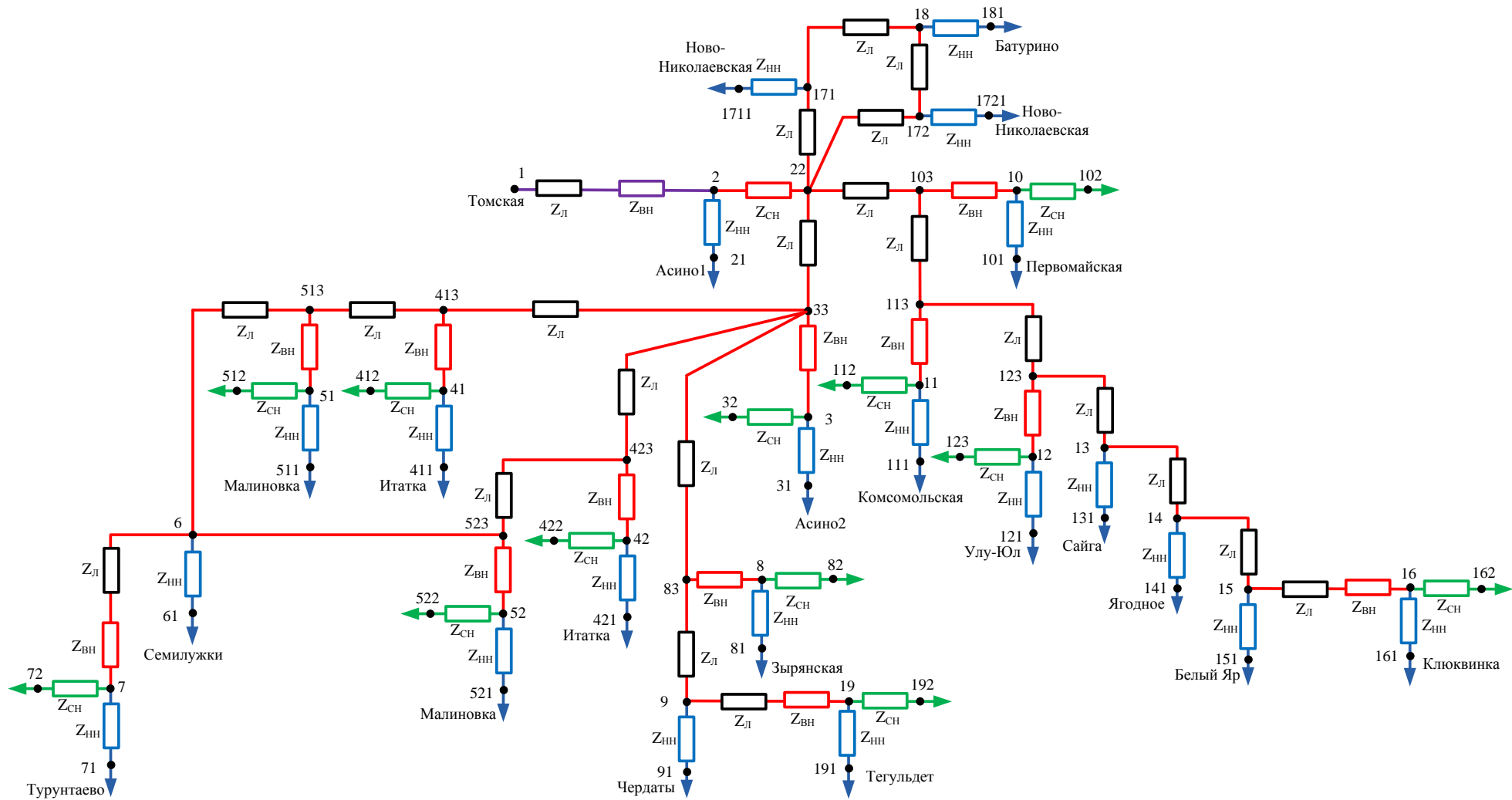


Рисунок 2.5 – Граф Асиновского энергоузла

2.2.3 Ввод исходных данных в программный комплекс

Рассмотрим пример заполнения таблиц в ПК «MUSTANG». Мы имеем один балансирующий узел согласно графу, рисунке 2.5 это узел 22 поэтому код у этого узла 1100, все остальные узлы имеют код 11 т.к. являются нагрузочными. Берем узел 103 это ПС «Первомайская», линия ПС «Асино - 1» СН - ПС «Первомайская» узлы 22-103 данные ветви берем из табл. 2.2 $R = 1,76 \hat{\Omega}$; $\tilde{O} = 4,58 \hat{\Omega}$; $\hat{A} = -121,9 \cdot 10^{-4} \hat{\Omega}$, заносим соответствующие колонки. Далее на этой подстанции стоит трехобмоточный трансформатор ТДТН-16000/110/35, значит узлы 103-10 – это ветвь высокой обмотки $R_{\hat{A}i} = 2,5 \hat{\Omega}$, $\tilde{O}_{\hat{A}i} = 71,1 \hat{\Omega}$ (согласно таблицы 2.4), коэффициент трансформации $k_T = 1$, заносим соответствующие столбцы. Узлы 10-102 – это ветвь средней обмотки $R_{\tilde{N}i} = 2,5 \hat{\Omega}$, $\tilde{O}_{\tilde{N}i} = 0 \hat{\Omega}$ (согласно таблицы 2.4), коэффициент трансформации $k_T = \frac{115}{38,5} = 2,987$, заносим соответствующие столбцы. Узлы 10-101 – это ветвь низкой обмотки $R_{i\hat{i}} = 2,5 \hat{\Omega}$, $\tilde{O}_{i\hat{i}} = 41,35 \hat{\Omega}$ (согласно табл.2.4), коэффициент трансформации $k_T = \frac{115}{11} = 10,455$, заносим соответствующие столбцы. Далее узлы нагрузки: 102 $D_{\tilde{N}i} = 10,8 \hat{\Omega}$, $Q_{\tilde{N}i} = 5,23 \hat{\Omega}$; 101 $D_{i\hat{i}} = 9 \hat{\Omega}$, $Q_{i\hat{i}} = 4,36 \hat{\Omega}$ (согласно таблицы 2.1), заносим соответствующие столбцы. Для остальных ветвей и узлов делаем тоже самое. Фрагменты ввод данных в программном комплексе приведены на рисунок 2.6 (ввод исходных данных для узлов) рисунок 2.7 (ввод исходных данных для ветвей).

Расчет проводим для максимального и минимального режима (меняя нагрузку в узлах для минимального режима таблицы 2.1). Далее для максимального режима, проводим регулировку напряжений отпайками, меняя коэффициент трансформации для каждого трансформатора на СН и НН. Получается проведено три расчета в ПК «MUSTANG».

Mustang - [УР. Исходные данные. Результаты]

Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?

"Дерево" Шрифт Поиск узлов Сохранить Суммы дочерних папок

Исходные данные Результаты Кусты узлов

Узлы Ветви СХН ВПТ МППТ п/ст МППТ участки

Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Rх0	Qх0	Uном	Исх	Uном	Pг	Qг	Уша	Угр	Qmin
Семпужки	6	11	115.00	94.70	-4.4			110.00							
СемпужкиНН	61	11	11.00	8.68	-8.4	14.40	6.98	10.00							
Турунтаево	7	11	115.00	74.33	-17.4			110.00							
ТурунтаевоСН	72	11	38.50	24.79	-17.3	27.00	13.08	35.00							
ТурунтаевоНН	71	11	11.00	6.81	-21.7	22.50	10.90	10.00							
Зарясская	8	11	115.00	84.10	-15.6			110.00							
ЗарясскаяВН	83	11	115.00	99.96	-2.2			110.00							
ЗарясскаяСН	82	11	38.50	28.04	-15.5	37.80	18.31	35.00							
ЗарясскаяНН	81	11	11.00	7.67	-20.3	31.50	15.26	10.00							
Чердаты	9	11	115.00	98.88	-2.6			110.00							
Чердаты НН	91	11	11.00	9.09	-6.3	5.67	2.75	10.00							
Первомай	10	11	115.00	110.98	-6.9			110.00							
Первомай ВН	103	11	115.00	118.46	-0.9			110.00							
Первомай СН	102	11	38.50	37.07	-6.9	10.80	5.23	35.00							
Первомай НН	101	11	11.00	10.43	-8.7	9.00	4.36	10.00							
Комсомол	11	11	115.00	105.26	-9.5			110.00							
Комсомол ВН	113	11	115.00	113.24	-2.8			110.00							
Комсомол СН	112	11	38.50	35.15	-9.4	5.40	2.62	35.00							
Комсомол НН	111	11	11.00	9.87	-11.4	4.50	2.18	10.00							
УлуЮл	12	11	115.00	103.32	-8.1			110.00							
УлуЮл ВН	123	11	115.00	107.04	-4.8			110.00							
УлуЮл СН	122	11	38.50	34.59	-8.1			35.00							
УлуЮл НН	121	11	11.00	10.1	-10.1	2.82	1.22	10.00							

/59 Сайга Ягодное 13 14 0

Рисунок 2.6 – Ввод исходных данных для узлов в ПК «MUSTANG»

Mustang - [УР. Исходные данные. Результаты]

Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?

"Дерево" Шрифт Поиск узлов Сохранить Суммы дочерних папок

Исходные данные Результаты Кусты узлов

Узлы Ветви СХН ВПТ МППТ п/ст МППТ участки

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kг	dKг	Gpi	Bpi	Gpj	Bpj
НовоНик1	Батурино	171	18			30.55	32.15		-184.4						
НовоНик2	НовоНик2 НН	172	1721			14.70	220.00			10.455					
НовоНик2	Батурино	172	18			30.55	32.15		-184.4						
Батурино	Батурино НН	18	181			7.35	110.00			10.455					
Первомай ВН	Первомай	103	10			2.50	71.10			1.000					
Первомай	Первомай НН	10	101			2.50	41.35			10.455					
Первомай	Первомай СН	10	102			2.50	0.00			2.987					
Первомай ВН	Комсомол ВН	103	113			5.18	13.46		-89.5						
Комсомол ВН	Комсомол	113	11			5.00	142.20			1.000					
Комсомол	Комсомол СН	11	112			5.00	0.00			2.987					
Комсомол	Комсомол НН	11	111			5.00	82.70			10.455					
Комсомол ВН	УлуЮл ВН	113	123			9.18	18.90		-121.8						
УлуЮл ВН	УлуЮл	123	12			9.70	225.70			1.000					
УлуЮл	УлуЮл СН	12	122			9.70	0.00			2.987					
УлуЮл	УлуЮл НН	12	121			9.70	131.20			10.455					
УлуЮл ВН	Сайга	123	13			8.94	18.40		-118.6						
Сайга	Ягодное	13	14			6.88	12.04		-75.0						
Сайга	Сайга НН	13	131			1.27	27.95			17.424					
Ягодное	Ягодное НН	14	141			7.35	110.00			10.455					
Ягодное	Белый Яр	14	15			7.32	12.81		-79.7						
Белый Яр	Белый Яр НН	15	151			7.95	139.00			17.424					
Белый Яр	Клюквенка	15	16			16.31	124.90		-276.6	1.000					
УлуЮл ВН	УлуЮл ВН	123	123			4.85	65.60			10.455					

/43 НовоНик1 Батурино 171 18 0

Рисунок 2.7 – Ввод исходных данных для ветвей в ПК «MUSTANG»

2.3 Анализ эффективности мероприятий по регулированию напряжения

2.3.1 Определение допустимых значений напряжения и токов

Отклонением напряжения в электрической сети называется отличие текущего фактического его значения в установившемся рабочем состоянии от номинального для данной сети значения. Причина отклонения напряжения в какой-нибудь точке электросети кроется в изменении нагрузки на сеть в зависимости от графиков различных нагрузок.

Отклонение напряжения влияет на работу оборудования. Так, в технологических процессах снижение питающего напряжения ведет к увеличению продолжительности этих процессов, и в итоге растет себестоимость производства. А повышение напряжения сокращает жизнь оборудованию, ибо оборудование начинает работать с перегрузкой, что повышает вероятность аварий. Если напряжение отклонится от нормы значительно, то технологический процесс вообще может быть сорван.

$$\delta U = \frac{U - U_{нн}}{U_{нн}} \cdot 100\%$$

Потребители очень чувствительны к колебаниям напряжения. На примере с системами освещения можно указать на тот факт, что с увеличением напряжения всего на 10%, время работы ламп накаливания уменьшается вчетверо, то есть лампа перегорает значительно раньше! А при снижении питающего напряжения на 10%, у лампы накаливания снизится на 40% световой поток, при этом у люминесцентных падение светового потока составит 15%. Если напряжение окажется 90% от номинала при включении люминесцентной лампы, то она мерцает, а при 80% - не запустится вовсе.

Асинхронные двигатели – весьма чувствительные к напряжению питания устройства. Так, если напряжение на обмотке статора упадет на 15%, то вращающий момент на валу снизится на четверть, и двигатель скорее всего остановится или, если речь идет о пуске, – асинхронный двигатель вовсе не за-

пустится. При пониженном напряжении питания ток потребления возрастет, обмотки статора сильнее разогреются, и срок нормальной службы двигателя сильно сократится.

Если двигатель будет длительно работать при напряжении питания в 90% от номинала, то срок его службы уменьшится вдвое. Если же напряжение питания превысит номинал на 1%, то реактивная составляющая мощности, потребляемой двигателем, возрастет приблизительно на 5%, и общая эффективность работы такого мотора снизится.

В среднем электрические сети регулярно питают следующие нагрузки: 60% энергии приходится на асинхронные электродвигатели, 30% – на освещение и др, 10% - на специфические нагрузки. По этой причине ГОСТ Р 54149-2010 регламентирует предельно допустимое значение установившегося отклонения на зажимах электроприемников как $\pm 10\%$ от номинала сети. При этом нормальным отклонением считается $\pm 5\%$.

Задачей расчета режимов является введение в область допустимых значений по напряжению и току при помощи регулирования степеней свободы без выхода за предел существования режима. Степени свободы системы – это РПН и ПБВ трансформаторов, поперечная и продольная компенсация, токи возбуждения генераторов, синхронных компенсаторов и двигателей.

Расчет без регулирования с помощью РПН, то есть на нулевых отпайках, данный режим будет считаться не введенным в допустимую область т.к. допустимое отклонение напряжения на шинах потребителя в большую или меньшую сторону будет больше чем 5% от номинального напряжения.

Далее при помощи РПН трансформаторов добиваемся желаемых уровней напряжения, следовательно, режим можно считать входящим в допустимую область, т.е. допустимое отклонение напряжения на шинах потребителя в большую или меньшую сторону будет меньше чем 5% от номинального напряжения.

2.3.2 Расчет установившихся режимов

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

Различают два вида режимов энергетических систем: установившиеся и переходные. Установившимся называется такой режим электрической сети, при котором параметры режима (потоки мощности в ветвях, напряжения и сдвиги фазовых углов в узлах) неизменны в течение длительного времени [4].

Переходный режим работы системы характеризуется быстрым изменением во времени его параметров. Частным случаем переходного режима является режим почти периодического изменения параметров - режим качаний, а также режим ресинхронизации, который может следовать за режимом качаний [5].

В данном разделе работы рассматриваются установившиеся режимы электрических сетей. Установившиеся режимы сети при задании постоянных по модулю и фазе токов нагрузки потребителей и генераторов во всех узлах описываются линейными алгебраическими уравнениями – линейными уравнениями установившегося режима.

Установившийся режим рассчитывают при различных способах задания исходных данных. В данной работе исходные данные задаются следующим образом:

- известны сопротивления и проводимости всех пассивных элементов сети;
- заданы постоянные величины всех источников тока во всех узлах, кроме балансирующего по активной и реактивной мощности, все ЭДС, а также напряжения одного узла – базисного по напряжению [3].

В комплексе «MUSTANG» расчёты установившегося электрического режима выполняются методом Ньютона-Рафсона с улучшением сходимости

тяжёлых режимов по методу Матвеева. Система линейных алгебраических уравнений решается методом Гаусса с предварительной оптимизацией порядка исключения неизвестных, что позволяет, в частности, выполнять расчёты особо тяжёлых режимов. УР позволяет проводить оперативные расчёты УР сложно-замкнутых электрических схем любой размерности и любых классов напряжений от долей вольт, до тысяч киловольт.

Перед началом работы в ПК необходимо создать новую схему, выбрав вкладку «УР→Новая схема».

Получив уведомление о том, что директива «Новая схема» выполнена, необходимо создать новое окно исходных данных, выбрав вкладку «УР→Исходные данные. Результаты».

Для узлов должны быть заданы: название, номер, код, активная и реактивная мощности нагрузок (и/или генерации), заданное (стартовое) и номинальное напряжения, проводимости (для индуктивных и ёмкостных элементов, подключённых в узле), пределы по реактивной мощности. Для ввода значений в строку необходимо нажать клавишу «Ins».

Ввод данных осуществляется согласно п. 2.2.1.

После ввода всех исходных данных необходимо запустить режим на расчёт, выбрав в главном меню вкладку «УР → Расчёт»

2.3.3 Расчет режима максимальных нагрузок

На первом этапе произведем расчет режима максимальных нагрузок для электрической схемы Асиновского энергоузла без регулирования с помощью РПН, то есть на нулевых отпайках.

Данный режим будет считаться не введенным в допустимую область т.к. допустимое отклонение напряжения на шинах потребителя в большую или меньшую сторону будет меньше чем 5% от номинального напряжения.

Результаты расчета представлены в Приложение А таблица А.1

Результаты расчета напряжений режима максимальных нагрузок для сторон НН для самой протяженной ветки ПС «Клюквинка» – «Асино-1» - «Асино-2» - «Турунтаево» с узловой ПС «Асино-1» покажем на графике (в процентном отношении от номинального), представленном на рисунке 2.8

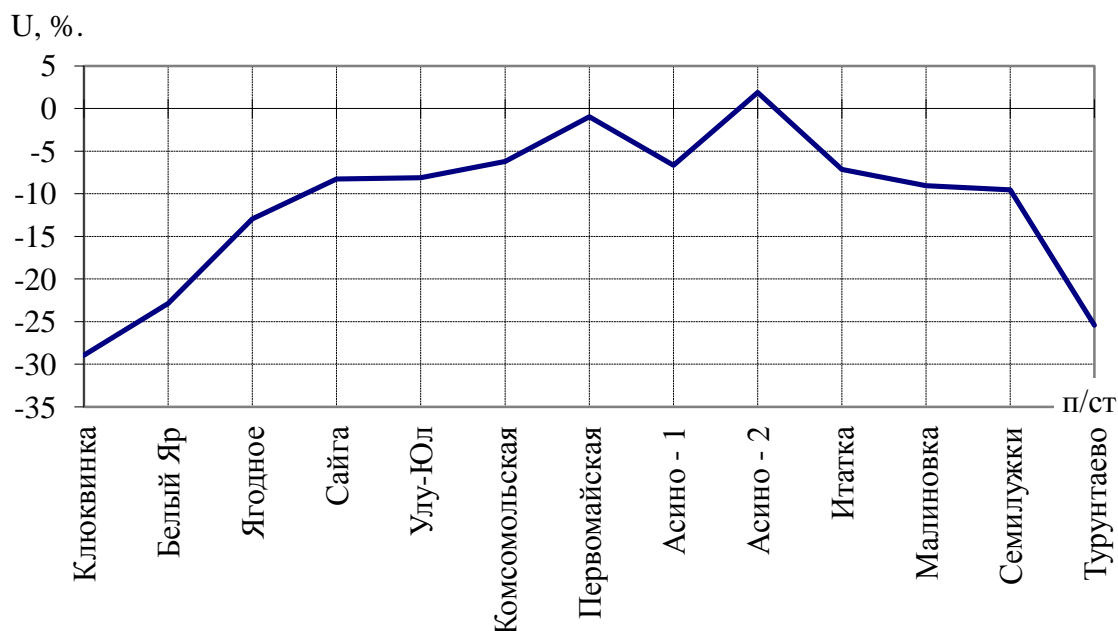


Рисунок 2.8 – График напряжений для режима максимальных нагрузок

Из графика видим, что на подстанциях Клюквинка, Белый –Яр, Ягодное, с одной стороны от узловой ПС «Асино-1» и Турунтаево, с другой стороны, напряжение наименьшее (ниже предельно допустимое значение отклонения $\pm 10\%$), поэтому, принимаем решение установить на данные подстанции компенсирующие устройства (увеличить $\cos\varphi=0,95$) а также произвести регулирование напряжения с помощью РПН. На всех остальных подстанциях осуществляем регулирование напряжения непосредственно только с использованием РПН.

Далее проводим расчет режима максимальных нагрузок Асиновского энергоузла с введением в допустимую область. Допустимое отклонение напряжения на шинах потребителя в большую или меньшую сторону: 5% от номинального напряжения.

Результаты расчета представлены в Приложение А таблица А.2

Результаты расчета напряжений режима максимальных нагрузок для сторон НН покажем на графике, представленном на рисунке 2.9

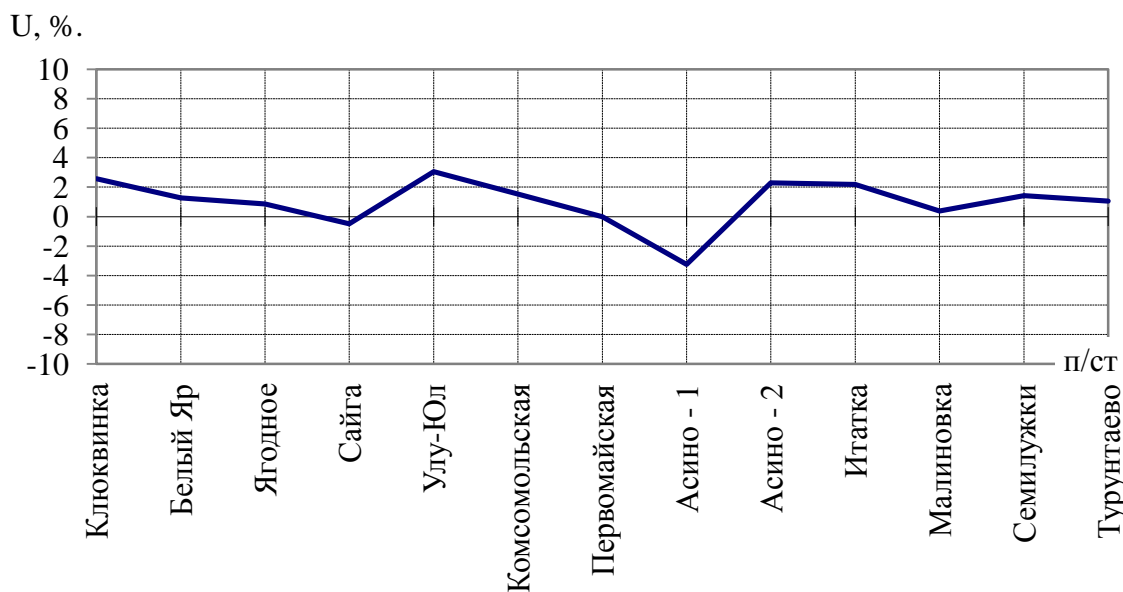


Рисунок 2.9 – График напряжений для режима максимальных нагрузок с регулировкой напряжения

В таблицу 2.5 занесем подключение отпайки на каждой подстанции

Таблица 2.5 – Установленные отпайки на подстанциях

№ узла	Подстанция	№ трансформатора	№ отпайки
161	Клюквинка	T1, T2	-9
151	Белый Яр	T1, T2	-9
141	Ягодное	T1, T2	-3
131	Сайга	T1, T2	-3
121	Улу-Юл	T1	-3
111	Комсомольская	T1	-2
101	Первомайская	T1, T2	+1
21	Асино - 1	T1, T2	-2
31	Асино - 2	T1, T2	-2
411	Итатка	T1, T2	-3
511	Малиновка	T1, T2	-4
61	Семилужки	T1, T2	-4
71	Турунтаево	T1, T2	-9

При помощи РПН трансформаторов и компенсации реактивной мощности на удаленных подстанциях, добились желаемых уровней напряжения, следовательно, режим можно считать входящим в допустимую область (допустимое отклонение $\pm 5\%$).

2.3.4 Расчет режима минимальных нагрузок

Следующим этапом будет расчет режима минимальных нагрузок.

Для электрической схемы Асиновского энергоузла проводим расчет режима минимальных нагрузок без регулирования с помощью РПН, то есть на нулевых отпайках. Данный режим будет считаться не введенным в допустимую область т.к. допустимое отклонение напряжения на шинах потребителя в большую или меньшую сторону будет меньше чем 5% от номинального напряжения.

Результаты расчета представлены в Приложение Б таблица Б.1

Результаты расчета напряжений режима минимальных нагрузок для сторон НН для самой протяженной ветки ПС «Клюквинка» - «Асино-1» -«Асино-2» - «Турунтаево» с узловой ПС «Асино-1» покажем на графике (в процентном отношении от номинального), представленном на рисунке 2.10

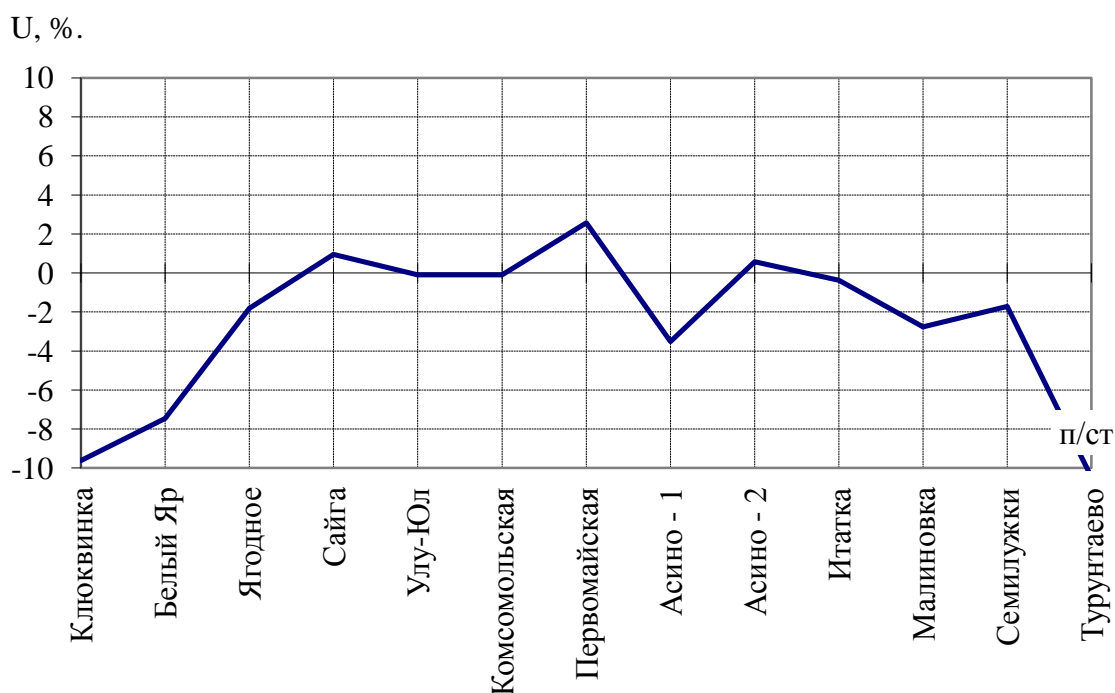


Рисунок 2.10 –График напряжений для режима минимальных нагрузок

Из графика видим, что на подстанциях Клюквинка, Белый –Яр, с одной стороны от узловой ПС «Асино-1» и Турунтаево, с другой стороны, напряжение наименьшее (ниже предельно допустимое значение отклонения $\pm 5\%$), поэтому, принимаем решение произвести регулирование напряжения с помощью РПН. На всех остальных подстанциях оставляем все без изменений.

Введем режим в допустимую область с помощью изменения положения отпаек трансформаторов на подстанциях. Допустимое отклонение напряжения на шинах потребителя в большую или меньшую сторону: 5% от номинального напряжения, ток в линии не должен превышать допустимых значений.

Результаты расчета представлены в Приложение Б таблица Б.2

Результаты расчета напряжений режима максимальных нагрузок для сторон НН покажем на графике представленном на рисунке 2.11

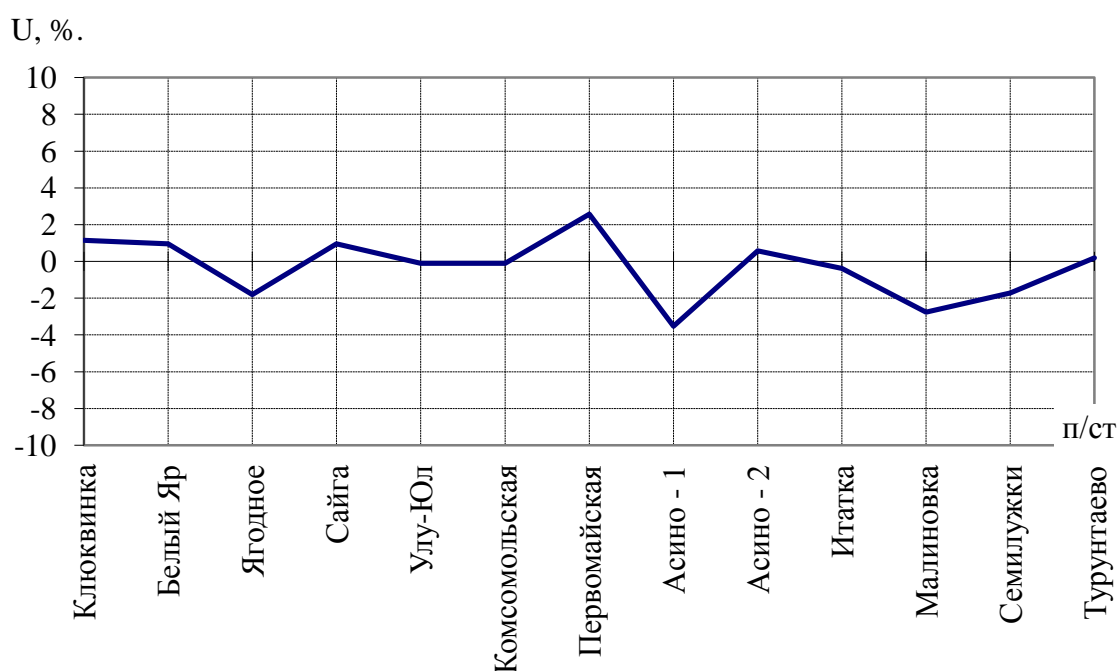


Рисунок 2.11 – График напряжений для режима минимальных нагрузок с регулировкой напряжения

В таблицу 2.6 занесем подключение отпаек на каждой подстанции.

Таблица 2.6 – Установленные отпайки на подстанциях

№ узла	Подстанция	№ трансформатора	№ отпайки
161	Клюквинка	T1,T2	-6
151	Белый Яр	T1,T2	-7
141	Ягодное	T1,T2	0
131	Сайга	T1,T2	0
121	Улу-Юл	T1	0
111	Комсомольская	T1	0
101	Первомайская	T1,T2	0
21	Асино - 1	T1,T2	0
31	Асино - 2	T1,T2	0
411	Игатка	T1,T2	0
511	Малиновка	T1,T2	0
61	Семилужки	T1,T2	0
71	Турунтаево	T1,T2	-6

При помощи РПН трансформаторов на удаленных подстанциях, добились желаемых уровней напряжения, следовательно, режим можно считать входящим в допустимую область (допустимое отклонение $\pm 5\%$).

2.4 Анализ результатов расчетов по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла

РПН трансформаторов имеет недостаточную надежность поэтому на подстанциях стараются избегать переключений отпаяк.

В качестве возможного мероприятия по снижению уровня напряжения в режимах максимальных нагрузках на подстанциях Клюквинка, Белый –Яр, Ягодное, и Турунтаево рассмотрим включение компенсирующих устройств.

Как показал расчет (приложение А, таблица А2 и приложение Б таблица Б2), напряжения на подстанциях повысились, и находится в пределах допустимой области.

Возможным решением проблемы может стать использование современных управляемых устройств для регулирования напряжения, то есть установка на вышеперечисленные подстанциях, в параллельно с конденсаторной батареей управляемого шунтирующего реактора (УШР).

Известны различные технические решения управляемых реакторов. Общим, однако, является то, что УР представляет собой электромагнитную систему, магнитопровод которой подмагничивается постоянным током. Подмагничивающий поток может создаваться как от постороннего источника постоянного тока и специальной обмотки, так и путем создания искусственных контуров замыкания постоянного тока в рабочей обмотке с помощью тиристоров (рис. 2.12.). Здесь ООР - основная обмотка реактора; ОУ — обмотка управления, ТБ - тиристоры блок; КО - компенсационная обмотка, Ф - фильтр высших гармоник. Изменение мощности реактора в широких пределах обеспечивается за счет изменения насыщения стали магнитным потоком и соответствующего изменения магнитной проницаемости магнит провода. Потребляемая УР мощность — наименьшая при отсутствии тока подмагничивания, и номинальная - при номинальном токе подмагничивания. Активная мощность, необходимая для управления состоянием магнит провода, составляет около 1 % номинальной мощности УР [3].

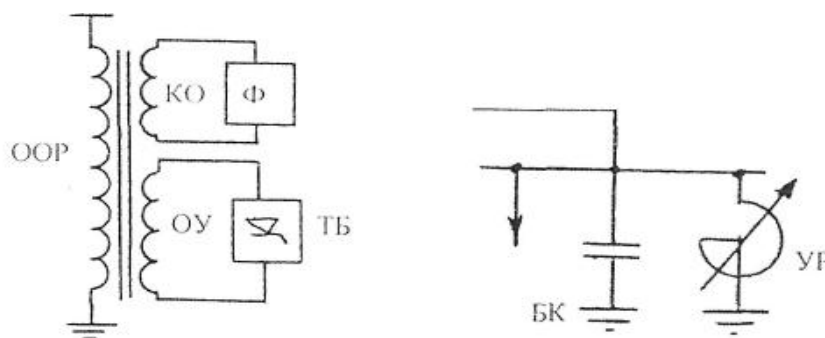


Рисунок 2.12 – Принципиальная схема управляемого реактора (а) и схема его подключения к шинам подстанции (б)

Управляемые реакторы могут быть подключены непосредственно к линии электропередачи либо к шинам подстанции. В случае компактных ВЛ благодаря повышенной натуральной мощности можно создавать электропередачи, работающие только в режиме $P \leq P_{i\dot{\omega}}$. Тогда возникающий избыток реактивной (зарядной) мощности может компенсироваться управляемыми реакторами. При использовании УР на подстанциях они могут быть подключены параллельно к нерегулируемой БК (рисунок 2.12, б). В результате возникает компенсирующее

устройство с регулируемой результирующей мощностью. В случае подключения УР к линии он может одновременно использоваться для ограничения возникающих перенапряжений.

3 Оценка и выбор технического резерва мощности в ЭЭС

Под резервированием в соответствии с ГОСТ 27.002-83 понимают повышение надежности введением избыточности дополнительных средств и возможностей сверх минимально необходимых для выполнения объектом заданных функций. Применительно к ЭС (как и к техническим объектам) различают структурное, функциональное, временное и информационное резервирование.

Резерв мощности в ЭЭС в общем случае может быть обеспечен как за счет резерва генерирующей мощности, так и за счет регулирования режима электропотребления. Однако поддержание баланса между производством и потреблением мощности в ЭЭС за счет потребителей нужно рассматривать лишь как временную меру, используемую, как правило, в аварийных и послеаварийных режимах ЭЭС при условии, что исчерпаны все резервы генерирующей мощности [1].

Резервом генерирующей мощности ЭС называется разность между располагаемой мощностью ЭС и ее нагрузкой в данный момент времени. Основными признаками, в соответствии с которыми осуществляется классификация составляющих резерва генерирующей мощности, являются их функциональное назначение и мобильность – время от момента возникновения потребности в резерве до момента полного использования резерва для покрытия потребности (время реализации резерва). В общем случае резерв генерирующей мощности дифференцируют также с точки зрения энергетической обеспеченности и в зависимости от зоны действия.

По функциональному значению резерв генерирующей мощности разделяется на две арифметически суммируемые составляющие: ремонтный резерв и оперативный резерв.

Ремонтный резерв предназначается для компенсации снижения располагаемой мощности системы, вызываемого выводом генерирующего оборудования в предупредительный или плановый (текущий, средний и капитальный) ремонт, или на реконструкцию.

Оперативный резерв предназначается для компенсации небаланса между генерацией и потреблением мощности, вызванного отказами элементов (оборудования), непредвиденным увеличением нагрузки, а также ее случайными колебаниями. Поэтому при возникновении небалансов мощности оперативный резерв в свою очередь делят на аварийный и нагрузочный [6].

Аварийный резерв служит для компенсации снижения располагаемой мощности системы, вызванного частичными или полными отказами элементов (оборудования).

Нагрузочный резерв служит для компенсации покрытия непредвиденного увеличения нагрузки, включая ее случайные колебания. Следует отметить, что оперативный резерв обычно меньше арифметической суммы его составляющих, т.к. причины, вызывающие необходимость их использования, являются случайными и одновременное их проявление, требующее использования соответствующего резерва в полном объеме, маловероятно.

Рассмотренные функциональные составляющие резерва генерирующей мощности являются расчетными понятиями, позволяющими как при планировании развития, так при эксплуатации ЭС определять необходимый резерв и формировать политику его использования в предстоящий период работы системы. В определенный момент времени (например, час) в процессе эксплуатации ЭС часть генерирующих агрегатов находится в нерабочих состояниях; в распоряжении эксплуатационного персонала остается рабочая мощность и, соответственно, та часть полного резерва, которая определяется разностью между рабочей мощностью системы и ее нагрузкой в данный момент времени. Этот резерв в соответствии с ГОСТ 21027 - 75 и называют эксплуатационным [6].

Все перечисленные виды резерва могут быть объединены под названием технического резерва энергетической системы. Величину технического резерва мы и будем определять в данной работе.

Величина резерва должна быть такой, чтобы обеспечить требуемое (нормируемое) значение показателей надежности электроснабжения потребителей:

- коэффициент вероятности бездефицитной работы системы больше либо равен 0,996;
- индекс надежности (коэффициент готовности) больше либо равен 0,999.

Исходные данные.

Полагаем ЭЭС концентрированной и неоднородной системой. Концентрированной энергосистемой считаем такую ЭС, в которой связи между отдельными узлами не накладывают ограничений на потоки мощности в нормальных и аварийных режимах работы. Под неоднородной системой понимаем систему, содержащую несколько групп разнотипных генераторов.

Мощность и количество генераторов выбираем исходя из заданной активной мощности балансирующего узла $P_{\text{АО}} = 420 \text{ МВт}$. Примем величину суммарной номинальной мощности генераторов $P_{\text{ген}} = 420 \text{ МВт}$. Создадим две группы идентичных генераторов и примем следующие значения $K_{\text{В}i}$ и $t_{\text{П}i}$ (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Параметры однотипных генераторов первой группы

Номинальная мощность $P_{\text{Г}}$, МВт	n_i , шт	Коэффициент вынужденного простоя $K_{\text{В}i}$, о.е.	Длительность плановых ремонтов $t_{\text{П}i}$, мес.
60	2	0,008	1

Таблица 3.2 – Параметры однотипных генераторов второй группы

Номинальная мощность $P_{\text{Г}}$, МВт	n_i , шт	Коэффициент вынужденного простоя $K_{\text{В}i}$, о.е.	Длительность плановых ремонтов $t_{\text{П}i}$, мес.
100	3	0,012	1

Таблица 3.3 – Параметры нагрузки по периодам года, в МВт

Время суток, час	Время года	
	Зима	Лето
2	166,8	125,1
4	125,1	41,7
6	125,1	166,8
8	333,6	166,8
10	333,6	208,5
12	291,9	187,7
14	417	187,7

Время суток, час	Время года	
	Зима	Лето
16	312,8	208,5
18	333,6	229,4
20	417	250,2
22	291,9	208,5
24	291,9	250,2

Таблица 3.4 – Продолжительности периодов годового графика нагрузки

Вариант	Длительности периодов t_j (мес-в)/ d_j , (дней)	
	Зимний t_1/d_1	Летний t_2/d_2
С	9 / 274	3 / 91

Суточные графики нагрузок зимнего и летнего периодов (рис 3.1 и 3.2).

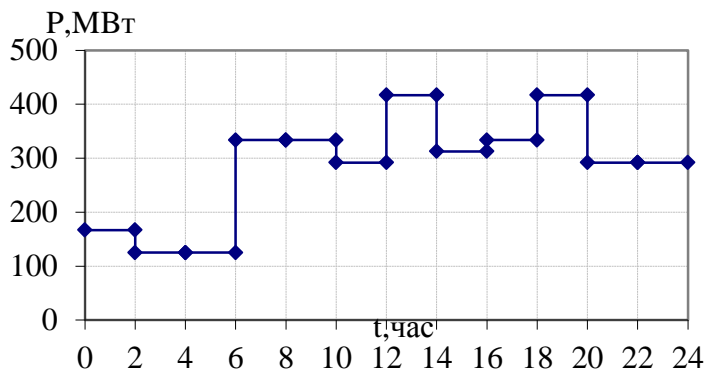


Рисунок. 3.1 – График нагрузки зимнего периода

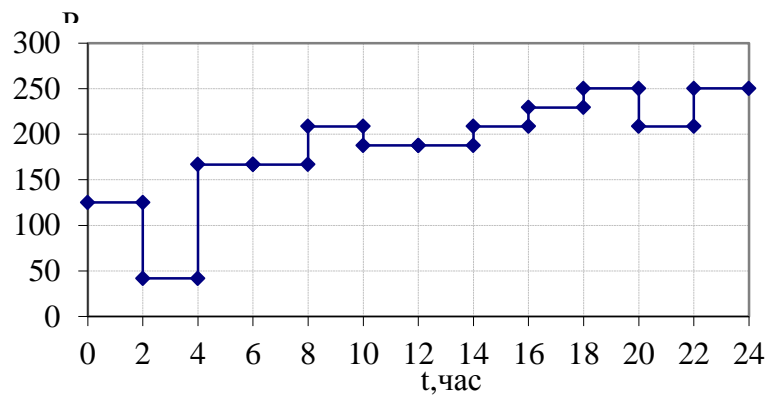


Рисунок 3.2 – График нагрузки летнего периода

4 Оценка величины резерва генерируемой мощности без учета плановых ремонтов

На данном этапе на основе суточных графиков нагрузки определяются вероятности событий возникновения различных мощностей нагрузки. Исходя из этих вероятностей, формируется вероятностная модель нагрузки в виде ряда распределения случайной величины. Значение случайной величины в данном случае будет являться та или иная мощность нагрузки, возникающая на определенном участке графика нагрузки.

Ряд распределения случайной величины предполагает упорядоченное описание случайной величины в форме таблицы, где пронумерованы состояния нагрузки (номера ступеней графика нагрузки), приведены соответствующие им мощности в мегаваттах и расчетные значения вероятности этих состояний. Также ряд распределения можно привести в форме алгебраического ряда как суммы коэффициентов с индексами, показывающими соответствующую мощность [7].

Для годового графика задача построения решается так. Подсчитываются продолжительности каждой i -й ступени графика $t_i(P_i)$. Для рисунка 4.1 $t_1(P_{i-1} = 417 \text{ кВт}) = 1096 \text{ ч}$; $t_2(P_{i-2} = 333,6 \text{ кВт}) = 1644 \text{ ч}$; $t_3(P_{i-1} = 312,75) = 548 \text{ ч}$ и т.д. Статистические вероятности состояний определяем по формуле:

$$K_{\text{Н}}^{P_i} = \frac{t_i(P_i)}{8760}, \quad (4.1)$$

где i – номер интервала; $t_i(P_i)$ – суммарная длительность нагрузки с уровнем P_i ; за год.

Численное описание годового графика нагрузки. (Приложение В, таблица В.1)

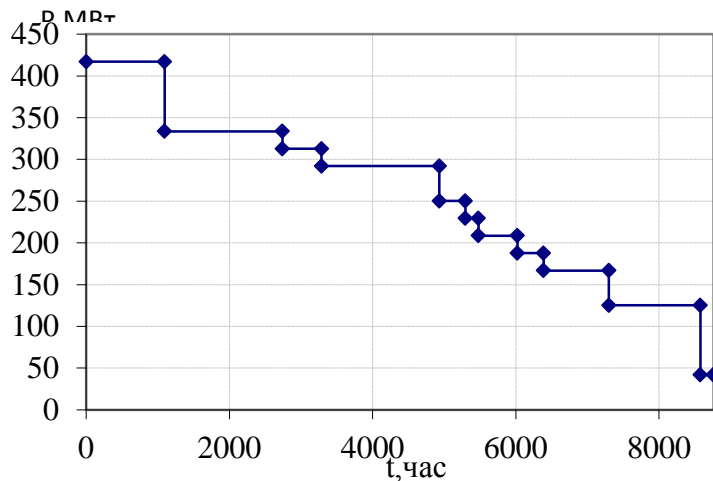


Рисунок 4.1 – Годовой график продолжительности нагрузки

В общем виде вероятностная модель представляется рядом распределения нагрузки:

$$K_H = \sum_{i=1}^N K_H^{P_i} = 0,020776256^{42} + 0,145890411^{125} + 0,104109589^{167} + 0,041552511^{188} +$$

$$+ 0,062328767^{209} + 0,020776256^{229} + 0,041552511^{250} + 0,187671233^{292} +$$

$$+ 0,062557078^{313} + 0,187671233^{334} + 0,125114155^{417}$$

где N – количество интервалов, соответствующих количеству разных ступеней графика нагрузок P_{Hi} .

Задачей данного этапа является формирование вероятностной модели генерации мощности в системе. Для этого каждое из состояний генераторов должно быть представлено вероятностью его возникновения. Каждый из генераторов может находиться лишь в двух состояниях – работоспособном или вынужденном простое. Эти два состояния образуют полную группу событий и, следовательно, $K_G = 1 - K_B$, где K_G - коэффициент готовности; K_B - коэффициент

вынужденного простоя. Соответственно, задача сводится к построению ряда распределения коэффициентов готовности для генераторов каждой группы [1].

Если в задаче примем для i -й группы n_i – количество агрегатов в группе; m_i – агрегаты в вынужденном простое; $(n_i - m_i)$ – находящиеся в работе; $P_{\tilde{A}_i}$ – номинальная мощность агрегатов i -й группы, то коэффициент рабочего состояния генераторов i -й группы (коэффициент готовности) описывается формулой:

$$K_{\tilde{A}}^{(n_i - m_i)P_{\tilde{A}_i}} = C_n^{m_i} K_{\tilde{A}}^{(n_i - m_i)} K_{\hat{A}}^{m_i}, \quad (4.2)$$

где $(n_i - m_i)P_{\tilde{A}_i}$ – информационный индекс; $C_n^{m_i} = \frac{n_i!}{m_i!(n_i - m_i)!}$ – биномиальный

коэффициент; $K_{\hat{A}}^{m_i}$ – коэффициент вынужденного простоя m_i генераторов

(m_i – показатель степени); $K_{\tilde{A}}^{(n_i - m_i)}$ – коэффициент готовности генераторов i -й группы ($(n_i - m_i)$ – показатель степени).

Генерируемая мощность $(n_i - m_i)P_{\tilde{A}_i}$ здесь представляет собой случайную величину с биномиальной функцией распределения.

Вероятностную модель i -й группы однотипных генераторов представим в виде алгебраического ряда распределения:

$$K_{\tilde{a}_i} = K_{\tilde{a}}^{n_i P_{\tilde{A}_i}} + K_{\tilde{a}}^{(n_i - 1)P_{\tilde{A}_i}} + K_{\tilde{a}}^{(n_i - 2)P_{\tilde{A}_i}} + \dots + K_{\tilde{a}}^{(n_i - m_i)P_{\tilde{A}_i}} + \dots + K_{\tilde{a}}^{(n_i - n_i)P_{\tilde{A}_i}}$$

Определяем вероятность состояний генерирующей части

- для первой группы генераторов ($P_{\Gamma} = 100$ МВт)

- для второй группы генераторов ($P_{\Gamma} = 60$ МВт)

Например, для первой группы генераторов при одном генераторе, находящемся в вынужденном простое:

$$n_1 = 2, m_1 = 1, (n_1 - m_1) = 1, C_n^{m_1} = 2,$$

Получаем $K_{\tilde{A}1}^1 = C_n^{m_1} \cdot (K_{\tilde{A}}^{(n_1-m_1)} K_{\hat{A}}^{m_1}) = 2 \cdot (0,992^1 \cdot 0,008^1) = 0,015872$

Аналогично расчеты проводятся и для второй группы генераторов.

Полученные в результате расчета данные сводим в таблицы (Приложение В, таблицы В.2, В.3)

Перемножаем вероятностные модели готовности двух групп генераторов между собой. Результат сводим в таблицу вероятностей состояний генерирующей части системы. (Приложение В, таблица В.4)

Совпадение процессов производства и потребления во времени выразим через произведение вероятностных моделей этих процессов:

$$K_{\hat{Y}} = |\hat{E}_{\tilde{A}}| \cdot |\hat{E}_{\hat{I}}| = \left[\prod_{i=1}^L \sum_{m_i=0}^{n_i} K_{\tilde{A}}^{(n_i-m_i)} P_{\tilde{A}i} \right] \cdot \sum_{j=1}^N K_{\hat{I}}^{P_{ij}}, \quad (4.3)$$

где $K_{\hat{Y}}$, $\hat{E}_{\tilde{A}}$ и $\hat{E}_{\hat{I}}$ – ряды распределений соответственно энергосистемы, генерирующей части и нагрузки; i – индекс группы, состоящей из n_i однотипных генераторов с номинальной мощностью $P_{\tilde{A}i}$; $i = 1, L$; L – количество групп однотипных генераторов; m_i – количество генераторов, находящихся в вынужденном простоях, $m_i = 0, n_i$; j – номер ступени графика нагрузки P_{ij} , $j = 1, N$.

Полученное аналитическое выражение и есть вероятностная модель энергосистемы. Однако для практических нужд полезно разделить модель на две части: первая будет характеризовать нормальное бездефицитное состояние, а вторая – дефицитные состояния. Такое представление модели приблизит ее к практически важной задаче оценки не до отпуска электроэнергии вследствие возникновения дефицитных состояний.

Анализ будет состоять в выявлении бездефицитных и дефицитных состояний энергосистемы [6]:

$$K_{\hat{Y}} = \hat{E}_{\tilde{A}\ddot{A}} + \hat{E}_{\hat{A}\ddot{A}} = \hat{E}_{\tilde{A}\ddot{A}} + \sum_{i=1}^L \hat{E}_{\hat{A}\ddot{A}}^{D_{\tilde{A}i}}, \quad (4.4)$$

где $K_{\ddot{A}\ddot{A}} = \sum_{k=1}^G \sum_{j=1}^N K_{\dot{Y}}^{(P_{\ddot{A}k} - P_{\dot{I}j})}$ – суммарная вероятность бездефицитных состояний, соответствующих условию $(P_{\ddot{A}k} - P_{\dot{I}j}) \geq 0$; k – порядковый номер состояний генерирующей части системы, $k = 1, G$; j – номер ступени графика нагрузки

$P_{\dot{N}j}$, $j = 1, N$; $K_{\ddot{A}} = \sum_{i=1}^D \hat{E}_{\ddot{A}}^{\dot{A}i} = \sum_{k=1}^G \sum_{j=1}^N K_{\dot{Y}}^{(P_{\ddot{A}k} - P_{\dot{I}j})}$ – ряд распределения дефицитных состояний, соответствующих условию $(P_{\ddot{A}k} - P_{\dot{I}j}) < 0$; i – порядковый номер учтенных уровней дефицита.

Численные расчеты оформляем в виде двух матриц-таблиц с необходимой для анализа возможных состояний энергосистемы информацией. В первой матрице операндами будут вектор значений коэффициентов нагрузки и вектор значений коэффициентов генерации с соответствующими им верхними индексами мощностей состояний нагрузки $P_{\dot{I}j}$ и генерации $P_{\ddot{A}k}$.

Во вторую матрицу поместим соотношения мощностей генерации $P_{\ddot{A}k}$ и нагрузки $P_{\dot{I}j}$ в виде значений разностей $(P_{\ddot{A}k} - P_{\dot{I}j})$. Для удобства первую матрицу назовем матрицей коэффициентов, а вторую – матрицей состояний.

Таблица 4.1 – Возможные значения генерируемой мощности как случайной величины.

	генераторы мощностью 60Мвт			
	Кол-во генераторов	2	1	0
Генераторы мощностью 100Мвт	3	420	360	300
	2	320	260	200
	1	220	160	100
	0	120	60	0

Пример расчета: 1) Матрица коэффициентов

Для расчета исходные данные берем из табл. 4.1 и табл. В.4 приложение

В.

Расчет ведем, используя формулу 4.3.

Для вырабатываемой мощности в 360 МВт и соответствующему ей коэффициенту готовности $\hat{E}_{\tilde{A}} = 0,01549$ при мощности нагрузки $P_{\tilde{I}3} = 167 \hat{I} \hat{A}$ и коэффициенте $\hat{E}_{\tilde{I}} = 0,10411$ получим коэффициент $K_{\tilde{Y}_{ij}} = 0,00161$.

2) Матрица состояний

Для расчета исходные данные берем из табл. 4.1 и таблицы В.1 приложение В.

Расчет ведем, используя формулу (4.3.)

При располагаемой мощности системы $P_{\tilde{A}} = 360 \hat{I} \hat{A}$ и мощности нагрузки $P_{\tilde{I}3} = 188 \hat{I} \hat{A}$ получим разность $(P_{\tilde{A}} - P_{\tilde{I}3}) = 172 \hat{I} \hat{A}$. Разность положительна, поэтому она соответствует бездефицитному состоянию системы. Полученные результаты в таблицах В.5 и В.6, приложение В.

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

$$K_{\tilde{A}\tilde{A}} = \sum K_{\tilde{A}\tilde{A}_i}, \quad (4.5)$$

где $K_{\tilde{A}\tilde{A}_i}$ - коэффициенты готовности для каждого бездефицитного состояния энергосистемы $P_{\tilde{A}\tilde{A}_i}$ (в соответствии с табл. В.5 и В.6 приложения В).

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

Пример расчета: (расчеты проводим на основе табл. В.5 и В.6, приложение В)

Для генерируемой мощности $P_{\tilde{A}} = 320 \hat{I} \hat{A}$ дефицит в системе будет существовать при мощностях нагрузки $P_{\tilde{I}11} = 334 \hat{I} \hat{A}$ и $P_{\tilde{I}12} = 417 \hat{I} \hat{A}$.

Соответственно, исключаем эти состояния при вычислении $K_{\hat{A}\ddot{A}}$. Суммируем коэффициенты бездефицитной работы для оставшихся мощностей нагрузок при $P_{\hat{A}} = 320 \text{ кВт}$.

Получаем

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

Затем вычисляем суммарный коэффициент бездефицитной работы для всех состояний энергосистемы при отсутствии в ней дефицита мощности.

Получим $K_{\hat{A}\ddot{A}\Sigma} = 0,9947$.

Коэффициент готовности энергосистемы определим по формуле:

$$\alpha = \frac{Y_{\hat{a}\ddot{a}} - \Delta Y}{Y_{\hat{a}\ddot{a}}}, \quad (4.6)$$

где ΔY – годовая потребность в электроэнергии; ΔY – математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год вследствие дефицита мощности.

Коэффициенты мощности, для которых не выполняется условие $D_{\hat{a}\ddot{a}} - D_{tj} \geq 0$, называют коэффициентами дефицитной работы системы.

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

$$\Delta Y = 8760 \cdot \sum (D_{\hat{a}\ddot{a}} \hat{E}_{\hat{a}\ddot{a}}^{D_{\hat{a}\ddot{a}}}), \quad (4.7)$$

где $\hat{E}_{\hat{a}\ddot{a}}^{D_{\hat{a}\ddot{a}}}$ – коэффициент ряда распределения дефицитных состояний, соответствующий уровню дефицита $D_{\hat{a}\ddot{a}}$.

На основе данных из таблиц В.5 В.6 для генерируемой мощности $P_{\hat{A}2} = 320 \text{ кВт}$ вычисляем коэффициент дефицитной работы при мощностях нагрузки $P_{\hat{I}11} = 334 \text{ кВт}$ и $P_{\hat{I}12} = 417 \text{ кВт}$. Этим состояниям соответствуют

коэффициенты энергосистемы $K_{\dot{Y}10} = K_{\ddot{A}10}^{(-14)} = 0,00654$ и

$K_{\dot{Y}11} = K_{\ddot{A}11}^{(-97)} = 0,00436$. Рассчитываем годовой недоотпуск электроэнергии

для вышеперечисленных значений $P_{\tilde{A}}$ и D_i :

$$\begin{aligned} \Delta \dot{Y} &= 8760 \cdot (K_{\ddot{A}10} \cdot D_{\ddot{A}10} + K_{\ddot{A}11} \cdot D_{\ddot{A}11}) = \\ &= 8760 \cdot (0,00654 \cdot 14 + 0,00436 \cdot 97) = 4485,68 \end{aligned}$$

Определим суммарный годовой недоотпуск электроэнергии по (4.7) для всех значений, соответствующих дефициту мощности в системе:

$$\Delta \dot{Y} = 8760 \cdot \sum (D_{\ddot{a}i} \hat{E}_{\ddot{a}}^{\ddot{a}i}),$$

$$\Delta \dot{Y} = 5883,42 \hat{I} \hat{A} \hat{\delta} \cdot \hat{\alpha} \tilde{n}$$

Определим коэффициент готовности энергосистемы по (4.6):

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

Сравним полученные коэффициенты с нормативными:

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

$$K_{\dot{A}\ddot{\Sigma}} = 0,9947 < 0,996$$

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

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 $D_{\tilde{A}\max}$ и общее количество генераторов:

$$D_{\tilde{A}\max} = 480 \hat{I} \hat{A} \hat{\delta} ; n_1 = 3 ; n_2 = 3$$

Расчет аналогичен использованному ранее. Результаты расчета приведены в приложении Г.

Получаем коэффициент бездефицитной работы по (4.5):

$$K_{\text{АА}} = 0,99987$$

Определим математическое ожидание недоотпуска электроэнергии по (4.7):

$$\Delta Y = 8760 \cdot \sum D_{\text{Аi}} \cdot K_{\text{Аi}} = 8760 \cdot 0,186 = 1637,14 \text{ ГВт} \cdot \text{ч}$$

Определим коэффициент готовности ЭЭС по (4.6):

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

Сравниваем полученные коэффициенты с нормативными:

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

$$K_{\text{АА}} = 0,99987 > 0,996$$

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

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 [6].

Анализируя годовой график сезонных колебаний максимумов нагрузки (рисунок 4.2), 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.

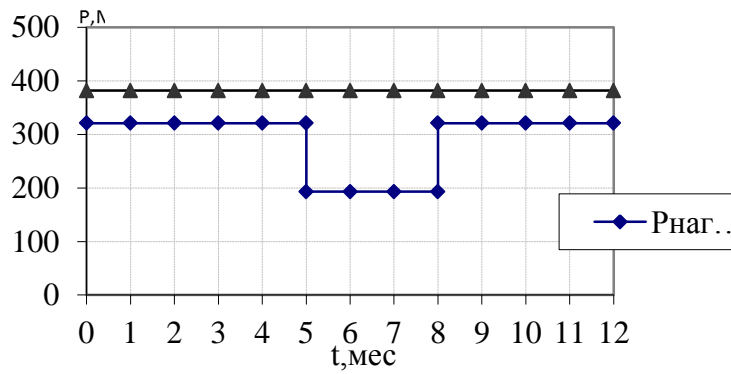


Рисунок 4.2 – Годовой график для летних и зимних максимумов нагрузки

где $P_{\text{НАГmax}}$ – максимальное значение нагрузки в летний и зимний период;

$P_{\text{ГЕН}}$ – суммарная мощность генераторов.

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

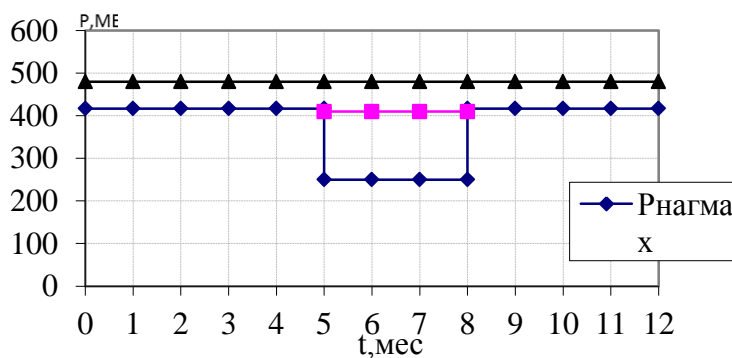


Рисунок 4.3 – Годовой график для летних и зимних максимумов нагрузки с учетом мощности, выведенной в ремонт

Для определения показателей надежности электроснабжения потребителей необходимо рассчитать вероятность бездефицитной работы (α) системы и индекс надежности (коэффициент обеспеченности электрической энергией) ($K_{\text{АА}}$) для сравнения их с нормативными показателями [1]. 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.

Пересчитываем ряд распределения коэффициентов располагаемой мощности энергосистемы, матрицу возможных состояний системы. (Приложение Д)

Получаем следующие показатели надежности:

$$\alpha = 0,9995$$

$$K_{\text{АА}} = 0,99996$$

Сравниваем полученные коэффициенты с нормативными:

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

$$K_{\text{АА}} = 0,99996 > 0,996$$

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

5 Определение надежности питания узла нагрузки

Исходные данные по Асиновскому энергоузлу приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – 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

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 [7].

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 надежности будем понимать:

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

$$T_H = 8760/\omega; \quad (5.1)$$

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

$$K_G = T_H / (T_H + T_B); \quad (5.2)$$

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

$$K_B = 1 - K_G = T_B / (T_H + T_B); \quad (5.3)$$

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

$$K_B = T_B / (8760/\omega + T_B); \quad (5.4)$$

или при $T_B \omega \ll 8760$:

$$K_B = T_B \omega / 8760; \quad (5.5)$$

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

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

$$P = (W - \Delta W_{\text{год}}) / W, \quad (5.6)$$

$$W = P_i \cdot t_i, \quad (5.7)$$

$$\Delta W_{\text{год}} = P_{\text{ср}} \cdot \omega_i \cdot t_{\text{в}i} \quad (5.8)$$

где P_{cp} - среднегодовая нагрузка, ω_i, t_{Bi} – частота отказов и время восстановления эквивалентного элемента соответственно.

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

При последовательном сложении блоков суммарные показатели рассчитываются следующим образом [1]:

$$\omega_{\Sigma} = \sum_i \omega_i \quad (5.9)$$

$$T_{B\Sigma} = \frac{\sum_i (\omega_i \cdot T_{Bi})}{\omega_{\Sigma}} \quad (5.10)$$

При параллельном сложении блоков суммарные показатели рассчитываются следующим образом:

$$\omega_{ij} = \frac{\omega_i \cdot \omega_j \cdot (T_{Bi} + T_{Bj})}{8760} \quad (5.11)$$

$$T_{Bij} = \frac{T_{Bi} \cdot T_{Bj}}{T_{Bi} + T_{Bj}} \quad (5.12)$$

По схеме, изображенной на рис. 5.1 строим блок – схему питания узла нагрузки (подстанции «Итатка»).

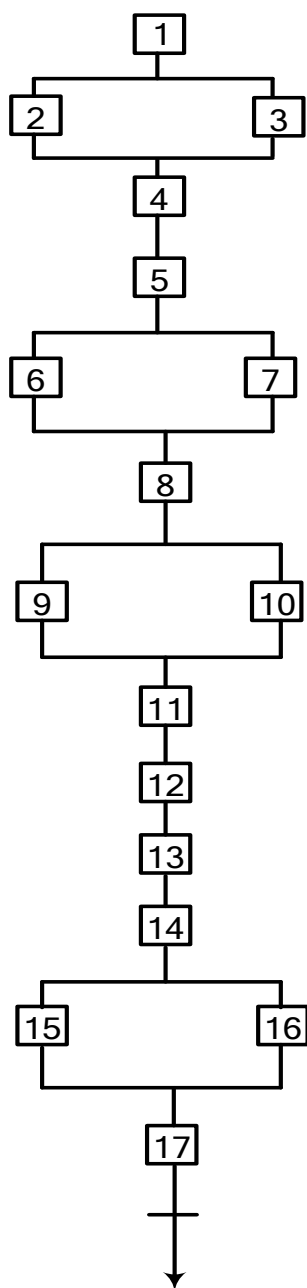


Рисунок 5.1 – Блок схема питания узла нагрузки

Расчет ведется в соответствии с алгоритмом, изложенном выше

По представленным выше соотношениям преобразуем блок – схему до одного эквивалентного блока (рисунок 5.2).

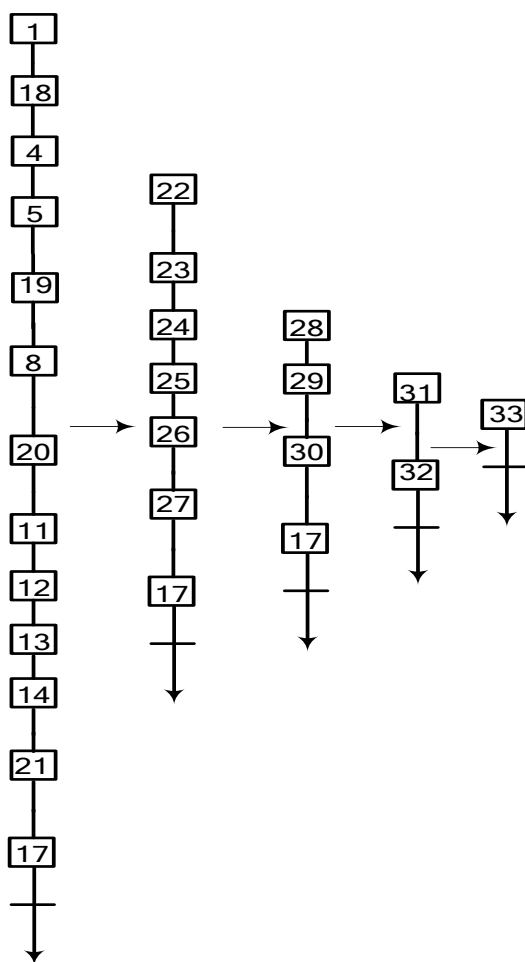


Рисунок 5.2 Этапы преобразования блок схемы

Таблица 5.2 – Параметры элементов по рис. 5.2

№ 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 (5.12):

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

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

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

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

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

Таблица 5.3 – 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.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 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 – техно рабочий проект.

6.2 Планирование технического проекта

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на проектирование электро-снабжения 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 6.1).

Таблица 6.1 – 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 6.1 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. В таблице 6.2 приведен календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 6.2 –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										■	■

6.3 Смета затрат на проект

Затраты на разработку проекта

$$\Sigma \text{Ипр} = \text{Имат} + \text{Изп} + \text{Исо} + \text{Иам} + \text{Ипр} + \text{Инакл},$$

где Имат – материальные затраты;

Изп – заработная плата;

Исо – отчисления в социальные фонды;

Иам – амортизация компьютерной техники;

Ипр – прочие затраты;

Инакл – накладные расходы.

Материальные затраты

Таблица 6.3 – 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

Расчет зарплаты

а) Месячная зарплата научного руководителя

$$\hat{E}_{\text{гр}}^{\text{и ам}} = (\check{Q}_i + \check{A}) \cdot \hat{E}_2 \cdot \hat{E}_1 = (23300,0 + 2200,0) \cdot 1,3 \cdot 1,16 = 38454,0 \text{ руб},$$

где ЗП₀ – месячный оклад;

Д – доплата за интенсивность труда;

К₁ – коэффициент, учитывающий отпуск;

К₂ – районный коэффициент (1,3 для Томской области).

Зарплата научного руководителя с учетом фактически отработанных

дней

$$\hat{E}_{\text{гр}}^{\delta} = \frac{\hat{E}_{\text{гр}}^{\text{и ам}}}{21} \cdot n = \frac{38454,0}{21} \cdot 8 = 14649,1 \text{ руб},$$

где n – количество отработанных дней по факту.

б) Месячная зарплата инженера

$$\hat{E}_{\text{гр}}^{\text{и ам}} = (\check{Q}_i + \check{A}) \cdot \hat{E}_2 \cdot \hat{E}_1 = 14500,0 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 20735,0 \text{ руб},$$

Зарплата инженера с учетом фактически отработанных дней

$$\dot{E}_{\text{ср}}^{\text{д}} = \frac{\dot{E}_{\text{ср}}^{\text{н}}}{21} \cdot n = \frac{20735,0}{21} \cdot 86 = 84914,8 \text{ дóá,}$$

в) Итого ФЗП приведен

$$\dot{E}_{\text{ср}}^{\text{д}} = 17649,1 + 84914,8 = 99563,9 \text{ дóá,}$$

Расчет месячных зарплат исполнителей и расчет ФЗП представлен в таблице 6.4

Таблица 6.4 – 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

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

$$\dot{E}_{\text{н}} = 0,3 \cdot 99563,9 = 29869,2 \text{ дóá,}$$

Амортизация основных фондов

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$\dot{E}_{\text{ам}} = \frac{\dot{O}_{\text{ам}} \cdot \dot{E}_{\text{д}}}{\dot{O}_{\text{ам}} \cdot \dot{O}_{\text{н}}} \cdot \dot{O}_{\text{д}} \cdot \frac{1}{\dot{O}_{\text{н}}};$$

где Тисп.КТ – время использования компьютерной техники на проект;

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

$C_{\text{КТ}}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб;

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

$$\dot{E}_{\text{ам}} = \frac{86}{365} \cdot 30000,0 \cdot \frac{1}{5} = 1413,7 \text{ дóá,}$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – 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

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

$$\begin{aligned} \dot{E}_{i\delta} &= 0,1 \cdot (\dot{E}_{\delta\check{c}} + \dot{E}_{i\grave{a}\delta} + \dot{E}_{\grave{a}i} + \dot{E}_{\check{m}}) = \\ &= 0,1 \cdot (99563,9 + 960,0 + 1558,9 + 29869,2) = 13195,2 \text{ дóá,} \end{aligned}$$

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

$$\dot{E}_{i\grave{a}\check{e}\check{e}} = 2 \cdot \dot{E}_{\delta\check{c}} = 2 \cdot 99563,9 = 199127,8 \text{ дóá,}$$

Затраты на разработку проекта (себестоимость)

$$\begin{aligned} \sum \dot{E} &= \dot{E}_{\delta\check{c}} + \dot{E}_{i\grave{a}\delta} + \dot{E}_{\grave{a}i} + \dot{E}_{\check{m}} + \dot{E}_{i\delta} + \dot{E}_{i\grave{a}\check{e}\check{e}} = \\ &= 99563,9 + 960,0 + 1558,9 + 29869,2 + 13195,2 + 199127,8 = \\ &= 344275,0 \text{ дóá,} \end{aligned}$$

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

$$\dot{I} = 0,2 \cdot 344275,0 = 68855,0 \text{ дóá,}$$

Стоимость проекта

$$\hat{E}_{i\delta} = \sum \dot{E} + \dot{I} = 344275,0 + 68855,0 = 413130,0 \text{ дóá,}$$

Расчет сметы затрат на разработку проекта сведем в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Калькуляция сметной стоимости на выполнение проекта

№ статьи	Наименование статей расхода	Сумма, руб.
1	Материалы, Иамат	960,0
2	Оплата труда $\dot{E}_{\check{c}i}$	99563,9
3	Социальные отчисления, Исо	29869,2
4	Амортизация основных фондов, Иам	1558,9
5	Прочие расходы, Ипр	13195,2
6	Накладные расходы, Инакл	199127,8

№ статьи	Наименование статей расхода	Сумма, руб.
7	Себестоимость проекта, $\sum E$	344275,0
8	Прибыль П	68855,0
9	Цена проекта Кпр	413130,0

Формирование варианта исследование

Таблица 6.7 – 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				

6.4 Смета затрат на электрооборудование

Смета затрат на электрооборудование рассматриваемого цеха приведена в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – 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:

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

Применение современных управляемых устройств положительно сказывается на надежности и качестве электроснабжения потребителя, а также на снижении на подстанции Белый Яр (НН) составляет 551 кВт.

Срок окупаемости капитала вложение $T_{ок}$ рассчитывается по формуле

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta U_{ном}}$$

где K – капитала вложение

$\Delta U_{ном}$ – стоимость снижение потери

$$\Delta U = \Delta \mathcal{E} \cdot \tau_{ном}$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – снижение потерь эл.энергии(551 кВт ч)

$\tau_{ном}$ – цена потерь (2 руб (кВт ч))

$$\Delta U = 551 \cdot 2 = 1102 \text{ руб / год}$$

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta U_{ном}} = \frac{2508}{1102} = 2,27 \text{ года}$$

при $E = 0 \%$

7 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.

7.1. 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 производственных условиях определяется следующими параметрами:

- температура воздуха $t^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность φ , %;
- скорость движения воздуха v , м/с;
- предельно допустимая концентрация веществ ПДК;
- интенсивность теплового излучения I , Вт/м².

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 7.1, при этом изменения температуры воздуха в течение смены не должны превышать 2^oC и выходить за пределы величин, указанных в таблице 7.1.

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 7.1 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, ^o C	Температура поверхностей, ^o C	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 7.2 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптим. вел.	Диапазон выше оптим. вел.			Для диапазона температур воздуха ниже оптим. вел., не более	Для диапазона температур 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 7.3 [37]

Таблица 7.3 – 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, электробезопасности, 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 7.4 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест

Вид вибрации	Допустимый уровень вибро скорости, 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: вибро демпфирование, вибро гашение, виброизоляция, жесткое присоединение агрегата к фундаменту большой массы, средства индивидуальной защиты (специальные рукавицы, перчатки, прокладки, вибро защитная обувь).

Таблица 7.5 – 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;

б) Применение средств индивидуальной защиты (беруши, противошумные 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.

7.2 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 производственного 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 7.6 – 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 7.7 – 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 незаизолированных 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 "Электрощит". 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 разъединители, 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, кривошип, 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.

7.2.1 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 также 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 также другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

Требование заземлять все металлические части оборудования предупре-

делило 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 уравнивательными полосами, которые позволяют равномерно распределить по-

тенциал 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 ($R_{з, \text{Ом}}$), выполненных из вертикальных электродов из круглой арматурной стали или трубы, верхний конец ниже уровня земли:

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

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

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

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:

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

где n - число вертикальных электродов;

$\eta_{\text{в}}$ - коэффициент, учитывающий экранирование электродов соседними,

принимается по таблицам справочников.

Сопротивление растеканию полосы с учётом экранирования:

$$R_{3.2.э} = \frac{R_{3.2}}{\eta_э}$$

Полное сопротивление растеканию заземлителя:

$$R_3 = \frac{R_{3.б.э} \cdot R_{3.2.э}}{R_{3.б.э} + R_{3.2.э}}$$

Площадь территории подстанции составляет 75 x 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.

$\rho_э$ - эквивалентное сопротивление двух слоев земли, определяемое по формуле:

$$\begin{aligned} \delta_y &= \delta_1 \left(1 - e^{-\alpha h / \sqrt{S}} \right) + \delta_2 \left(1 - e^{-\beta \sqrt{s} / hl} \right) = \\ &= 500 \left(1 - e^{-1.1 \cdot 2 / \sqrt{4275}} \right) + \left(1 - e^{-0.3 \cdot 2 / \sqrt{4275}} \right) = 24,76 \hat{I} \text{ } i \times i \end{aligned}$$

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 элек-

тродов:

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

для вертикальных электродов:

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

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

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

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

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

Сопротивление вертикальных электродов будет:

$$R_{з.в.г} = \frac{8,89}{60 \cdot 0,5} = 0,30, \hat{I} \text{ в}$$

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:

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

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

Полное сопротивление растеканию искусственного заземления:

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

Окончательно принимается 60 вертикальных стержней из круга диаметром 16 мм, соединённых горизонтальной полосой 40х4 мм.

7.2.2 Расчет молния защиты 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.

7.3 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, оставшиеся 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.

7.4 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 горячими 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 необязательна. 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 пожар-

ной 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 7.8 – 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. Прямок 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.

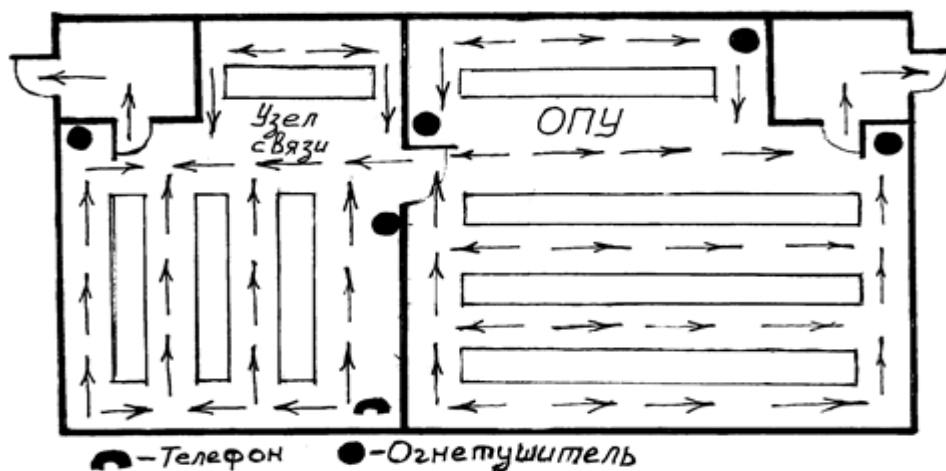


Рисунок 7.1—План эвакуации

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.

7.5 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 объёме 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.

Заключение

В работе проведена разработка и анализ эффективности мероприятий по регулированию напряжения на подстанциях Асиновского энергоузла. Рассчитаны и проанализированы режимы максимальных и минимальных нагрузок на нулевых отпайках РПН трансформатора, в ходе чего выявлен низкий уровень напряжения на подстанциях Тегульдет, Зырянская, Турунтаево, Семилужки, Малиновка, поэтому было принято решение об установке компенсирующих устройств на данные подстанции. После проведения регулирования напряжения с помощью РПН ввели режим в допустимую область. В связи с нерабочим состоянием большинства РПН на подстанциях провели анализ по установленным отпайкам и выбрали средние отпайки. В результате данных мероприятий на подстанциях Белый Яр, Клюквинка, Ягодное, Сайга, Тегульдет напряжения стали по нормам допустимые.

В результате расчета надежности энергосистемы был выявлен дефицит мощности в энергосистеме и предложен возможный вариант его покрытия – установка резервного генератора мощностью 60 МВт.

Во второй части были рассчитаны показатели надежности питания узла нагрузки и определена величина недоотпуска электроэнергии потребителям на примере подстанции «Итатка». Полученный в итоге индекс надежности питания нагрузки выше нормативного значения $P=0,999$. Это говорит о том, что спроектированная сеть обеспечивает достаточную надежность.

Список используемых источников

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. Электрические системы и сети – Учебник для ВУЗов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.: ил.
3. Кочкин В. И., Нечаев О. П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с.: ил.
4. Неклепаев Б. Н, Крючков И. П, Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 458 с.
5. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.
6. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем – М.: Энергия, 1974. – 176 с.: ил.
7. Слюсаренко С.Г., Костюк Л.Ю. Режимы энергосистем и дальних электропередач: Лабораторный практикум. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. -64с.
8. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов /Под ред. К.З. Ушакова. – М.: Изд-во Московского гос. горного университета, 2000. – 430 с.
9. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – СПб, 2002. – 330 с.
10. Глебова Е.В. Производственная санитария и гигиена труда: Учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. школа, 2005. – 383 с.
11. 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.
12. ГН 2.2.5.2308 – 07. «Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

13. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
14. ГОСТ 12.0.003 – 82 «ССБТ Производственная санитария».
15. ГОСТ 12.1.003 – 83. «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».
16. ГОСТ 12.1.005-88. «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
17. ГОСТ 12.1.010-76 «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования».
18. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
19. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума. Классификация».
20. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов».
21. ГОСТ 12.1.045–84 ССБТ. «Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля».
22. ГОСТ 17.1.3.13–86. «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений».
23. ГОСТ Р 22.3.03-94. «Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения».
24. ГОСТ Р 22.0.07-95. «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров».
25. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».
26. СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
27. СанПиН 2.2.4.1191–03. «Электромагнитные поля в производственных условиях».

Приложение А

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

Название	N	Код	Uрас	dU	Rн	Qн	Pd	Qc	Uнорм	Nc	Uпр	Qг	Rш	Qг	Qmin
Томская	1	1010	230.00						230.00					-4.6	-1000
Асино1	2	1100	230.00						110.00		497.0	358.8			-1000
Асино1 НН	21	11	9.80	-10.8	135.00	65.40			11.00						
Асино1 СН	22	11	120.84	0.1					115.00						
Асино2	3	11	107.32	-8.2					110.00						
Асино2 ВН	33	11	114.96	-1.7					115.00						
Асино2 СН	32	11	35.84	-8.1	43.20	20.93			35.00						
Асино2 НН	31	11	10.07	-10.2	36.00	17.44			10.00						
Итатка1	41	11	104.07	-7.2					110.00						
Итатка1 ВН	413	11	107.75	-4.0					110.00						
Итатка1 СН	412	11	34.84	-7.2					35.00						
Итатка1 НН	411	11	9.75	-9.1	2.84	1.37			10.00						
Итатка2	42	11	103.76	-7.3					110.00						
Итатка2 ВН	423	11	107.41	-4.0					110.00						
Итатка2 СН	422	11	34.74	-7.3					35.00						
Итатка2 НН	421	11	9.73	-9.2	4.50	2.18			10.00						
Малинов1	51	11	98.65	-10.2					110.00						
Малинов1 ВН	513	11	103.73	-5.4					110.00						
Малинов1 СН	512	11	32.98	-10.2	5.40	2.62			35.00						
Малинов1 НН	511	11	9.31	-11.6	4.50	2.18			10.00						
Малинов2	52	11	85.58	-20.1					110.00						
Малинов2 ВН	523	11	103.31	-5.4					110.00						
Малинов2 СН	522	11	28.60	-20.0	8.64	4.19			35.00						
Малинов2 НН	521	11	7.81	-24.9	7.20	3.49			10.00						
Семилужки	6	11	101.82	-5.7					110.00						
СемилужкиНН	61	11	9.40	-9.2	14.40	6.98			10.00						
Турунтаево	7	11	84.63	-16.4					110.00						
ТурунтаевоСН	72	11	28.25	-16.3	27.00	13.08			35.00						
ТурунтаевоНН	71	11	7.83	-19.6	22.50	10.90			10.00						
Зырянская	8	11	92.03	-15.3					110.00						
ЗырянскаяВН	83	11	105.98	-3.8					110.00						
ЗырянскаяСН	82	11	30.71	-15.2	37.80	18.31			35.00						
ЗырянскаяНН	81	11	8.46	-19.2	31.50	15.26			10.00						
Чердаты	9	11	105.01	-4.2					110.00						
Чердаты НН	91	11	9.70	-7.4	5.67	2.75			10.00						
Первомай	10	11	110.79	-6.9					110.00						
Первомай ВН	103	11	118.28	-0.8					110.00						
Первомай СН	102	11	37.01	-6.8	10.80	5.23			35.00						
Первомай НН	101	11	10.41	-8.6	9.00	4.36			10.00						
Комсомол	11	11	105.03	-9.4					110.00						
Комсомол ВН	113	11	113.04	-2.7					110.00						
Комсомол СН	112	11	35.08	-9.4	5.40	2.62			35.00						
Комсомол НН	111	11	9.85	-11.3	4.50	2.18			10.00						
УлуЮл	12	11	103.06	-8.1					110.00						
УлуЮл ВН	123	11	106.78	-4.8					110.00						
УлуЮл СН	122	11	34.50	-8.1					35.00						
УлуЮл НН	121	11	9.65	-10.0	2.84	1.37			10.00						
Сайга	13	11	101.13	-6.8					110.00						
Сайга НН	131	11	5.78	-7.1	2.25	1.09			10.00						

Продолжение таблицы А.1

Название	N	Код	Урас	dU	Rн	Qн	Pd	Qс	Uнорм	Nс	U	Pг	Qг	Rш	Qг	Qmin
Ягодное	14	11	97.37	-7.9					110.00							
Ягодное НН	141	11	9.14	-9.8	2.84	1.37			10.00							
Белый Яр	15	11	93.72	-9.1					110.00							
Белый Яр НН	151	11	4.86	-17.9	9.00	4.36			10.00							
Клюквинка	16	11	80.78	-20.3					110.00							
КлюквинкаСН	162	11	26.91	-20.2	6.80	3.30			35.00							
КлюквинкаНН	161	11	7.46	-23.6	5.67	2.75			35.00							
НовоНик1	171	11	120.10	-0.4					110.00							
НовоНик1 НН	1711	11	11.20	-2.8	2.84	1.37			10.00							
НовоНик2	172	11	120.20	-0.4					110.00							
НовоНик2 НН	1721	11	11.21	-2.9	2.83	1.37			10.00							
Багурино	18	11	119.36	-0.7					110.00							
Багурино НН	181	11	11.12	-3.2	5.67	2.75			10.00							
Тегульдет	19	11	100.74	-8.0					110.00							
Тегульдет СН	192	11	33.72	-8.0					35.00							
Тегульдет НН	191	11	9.43	-10.0	9.00	4.36			10.00							

Таблица А.2 Значения напряжения, полученные при расчете режима максимальных нагрузок с установкой КУ на подстанциях Клюквинка, Белый –Яр, Ягодное, Турунтаево и отрегулированными напряжениями с помощью РПН.

Название	N	Код	Uрас	dU	Pн	Qн	PdQн	Uнорм	NUPг	Qг	Pг	Qmin	Qmax
Томская	1	1010	230.00					230.00			-4.6	-1000	1000
Асино1	2	1100	230.00					110.00	491.1	322.9		-1000	1000
Асино1 НН	21	11	10.16	-10.8	135.00	65.40		11.00					
Асино1 СН	22	11	122.98	0.1				115.00					
Асино2	3	11	110.28	-7.8				110.00					
Асино2 ВН	33	11	117.66	-1.7				115.00					
Асино2 СН	32	11	38.22	-7.8	43.20	20.93		35.00					
Асино2 НН	31	11	10.74	-9.7	36.00	17.44		10.00					
Игатка1	41	11	108.19	-6.9				110.00					
Игатка1 ВН	413	11	111.70	-4.0				110.00					
Игатка1 СН	412	11	38.26	-6.9				35.00					
Игатка1 НН	411	11	10.73	-8.7	2.83	1.37		10.00					
Игатка2	42	11	107.92	-7.0				110.00					
Игатка2 ВН	423	11	111.39	-4.0				110.00					
Игатка2 СН	422	11	38.16	-7.0				35.00					
Игатка2 НН	421	11	10.71	-8.8	4.50	2.18		10.00					
Малинов1	51	11	103.62	-9.8				110.00					
Малинов1 ВН	513	11	108.41	-5.3				110.00					
Малинов1 СН	512	11	37.30	-9.7	5.40	2.62		35.00					
Малинов1 НН	511	11	10.54	-11.0	4.50	2.18		10.00					
Малинов2	52	11	92.10	-18.4				110.00					
Малинов2 ВН	523	11	108.04	-5.4				110.00					
Малинов2 СН	522	11	36.67	-18.3	8.64	4.19		35.00					
Малинов2 НН	521	11	10.08	-22.5	7.20	3.49		10.00					
Семилужки	6	11	106.85	-5.7				110.00					
СемилужкиНН	61	11	10.65	-8.9	14.40	6.98		10.00					
Турунтаево	7	11	94.84	-15.2				110.00					
ТурунтаевоСН	72	11	37.73	-15.1	27.00	8.86		35.00					
ТурунтаевоНН	71	11	10.61	-17.7	22.50	7.38		10.00					
Зырянская	8	11	95.99	-14.4				110.00					
ЗырянскаяВН	83	11	109.14	-3.7				110.00					
ЗырянскаяСН	82	11	37.35	-14.3	37.80	18.31		35.00					
ЗырянскаяНН	81	11	10.33	-18.0	31.50	15.26		10.00					
Чердаты	9	11	108.22	-4.1				110.00					
Чердаты НН	91	11	10.59	-7.1	5.67	2.75		10.00					
Первомай	10	11	113.63	-6.6				110.00					
Первомай ВН	103	11	120.90	-0.8				110.00					
Первомай СН	102	11	37.30	-6.6	10.80	5.23		35.00					
Первомай НН	101	11	10.50	-8.3	9.00	4.36		10.00					
Комсомол	11	11	109.37	-9.0				110.00					
Комсомол ВН	113	11	116.98	-2.8				110.00					
Комсомол СН	112	11	37.87	-8.9	5.40	2.62		35.00					
Комсомол НН	111	11	10.66	-10.8	4.50	2.18		10.00					
УлуЮл	12	11	109.08	-7.8				110.00					
УлуЮл ВН	123	11	112.55	-4.9				110.00					
УлуЮл СН	122	11	38.57	-7.8				35.00					
УлуЮл НН	121	11	10.82	-9.6	2.83	1.37		10.00					
Сайга	13	11	108.65	-6.9				110.00					
Сайга НН	131	11	6.27	-7.2	2.25	1.09		6.00					

Продолжение таблицы А.1

Название	N	Код	Урас	dU	Rн	Qн	PdQ;Uнорм	NU	Pг	Qг	P;Q	Qmin	Qmax
Ягодное	14	11	106.04	-8.1				110.00					
Ягодное НН	141	11	10.59	-9.7	2.83	0.93		10.00					
Белый Яр	15	11	103.52	-9.3				110.00					
Белый Яр НН	151	11	6.38	-16.3	9.00	2.95		6.00					
Клюквинка	16	11	96.21	-18.1				110.00					
КлюквинкаСН	162	11	38.22	-18.0	6.80	2.23		35.00					
КлюквинкаНН	161	11	10.77	-20.3	5.67	1.86		35.00					
НовоНик1	171	11	122.27	-0.4				110.00					
НовоНик1 НН	1711	11	10.65	-2.7	2.83	1.37		10.00					
НовоНик2	172	11	122.37	-0.4				110.00					
НовоНик2 НН	1721	11	10.66	-2.8	2.83	1.37		10.00					
Батурино	18	11	121.56	-0.7				110.00					
Батурино НН	181	11	10.59	-3.1	5.67	2.75		10.00					
Тегульдет	19	11	104.21	-7.7				110.00					
Тегульдет СН	192	11	37.62	-7.7				35.00					
Тегульдет НН	191	11	10.52	-9.6	9.00	4.36		10.00					

Приложение Б

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

Название	N	Код	Урас	dU	Pн	Qн	Pd	Qd	Unорм	Nс	Un	Pг	Qг	Pг	Qг	Qmin	Qmax
Томская	1	1010	230.00						230.00					-4.6		-1000	1000
Асино1	2	1100	230.00						110.00			327.0	208.5			-1000	1000
Асино1 НН	21	11	10.13	-7.3	94.50	52.32			11.00								
Асино1 СН	22	11	120.91	0.0					115.00								
Асино2	3	11	111.90	-5.4					110.00								
Асино2 ВН	33	11	117.41	-1.1					115.00								
Асино2 СН	32	11	37.39	-5.3	30.24	16.74			35.00								
Асино2 НН	31	11	10.56	-6.6	25.20	13.95			10.00								
Итатка1	41	11	110.85	-4.4					110.00								
Итатка1 ВН	413	11	113.44	-2.4					110.00								
Итатка1 СН	412	11	37.11	-4.4					35.00								
Итатка1 НН	411	11	10.46	-5.5	1.98	1.10			10.00								
Итатка2	42	11	110.68	-4.4					110.00								
Итатка2 ВН	423	11	113.25	-2.4					110.00								
Итатка2 СН	422	11	37.06	-4.4					35.00								
Итатка2 НН	421	11	10.44	-5.6	3.15	1.74			10.00								
Машинов1	51	11	107.69	-6.0					110.00								
Машинов1 ВН	513	11	111.21	-3.1					110.00								
Машинов1 СН	512	11	36.02	-6.0	3.78	2.09			35.00								
Машинов1 НН	511	11	10.21	-6.8	3.15	1.74			10.00								
Машинов2	52	11	100.65	-11.2					110.00								
Машинов2 ВН	523	11	110.99	-3.1					110.00								
Машинов2 СН	522	11	33.67	-11.1	6.05	3.35			35.00								
Машинов2 НН	521	11	9.39	-13.6	5.04	2.79			10.00								
Семилужки	6	11	110.20	-3.2					110.00								
СемилужкиНН	61	11	10.32	-3.4	1.01	5.58			10.00								
Турунтаево	7	11	100.00	-9.0					110.00								
ТурунтаевоСН	72	11	33.43	-8.9	18.90	10.46			35.00								
ТурунтаевоНН	71	11	9.40	-10.6	15.75	8.72			10.00								
Зырянская	8	11	103.08	-9.3					110.00								
ЗырянскаяВН	83	11	111.93	-2.6					110.00								
ЗырянскаяСН	82	11	34.44	-9.3	26.46	14.65			35.00								
ЗырянскаяНН	81	11	9.63	-11.5	22.05	12.21			10.00								
Чердаты	9	11	111.38	-2.8					110.00								
Чердаты НН	91	11	10.41	-4.8	3.97	2.20			10.00								
Первомай	10	11	113.99	-4.7					110.00								
Первомай ВН	103	11	119.49	-0.6					110.00								
Первомай СН	102	11	38.11	-4.6	7.56	4.19			35.00								
Первомай НН	101	11	10.77	-5.8	6.30	3.49			10.00								
Комсомол	11	11	111.18	-6.2					110.00								
Комсомол ВН	113	11	116.83	-1.9					110.00								
Комсомол СН	112	11	37.16	-6.2	3.78	2.09			35.00								
Комсомол НН	111	11	10.49	-7.4	3.15	1.74			10.00								
УлүЮл	12	11	111.20	-5.4					110.00								
УлүЮл ВН	123	11	113.78	-3.4					110.00								
УлүЮл СН	122	11	37.23	-5.4					35.00								
УлүЮл НН	121	11	10.49	-6.5	1.98	1.10			10.00								
Сайга	13	11	110.98	-4.7					110.00								
Сайга НН	131	11	6.36	-4.9	1.57	0.87			10.00								

Продолжение таблицы Б.1

Название	N	Код	Урас	dU	Рн	Qн	Pd	Qc	Unорм	Nc	Un	Pr	Qг	Pr	Qг	Qmin	Qmax
Ягодное	14	11	109.07	-5.4					110.00								
Ягодное НН	141	11	10.31	-6.5	1.98	1.10			10.00								
Белый Яр	15	11	107.21	-6.2					110.00								
Белый Яр НН	151	11	5.83	-10.6	6.30	3.49			10.00								
Клюквинка	16	11	100.89	-11.7					110.00								
КлюквинкаСН	162	11	33.70	-11.6	4.76	2.64			35.00								
КлюквинкаНН	161	11	9.49	-13.1	3.97	2.20			35.00								
НовоНик1	171	11	120.74	-0.3					110.00								
НовоНик1 НН	1711	11	11.32	-2.0	1.98	1.10			10.00								
НовоНик2	172	11	120.71	-0.3					110.00								
НовоНик2 НН	1721	11	11.26	-2.8	2.83	1.37			10.00								
Батурино	18	11	120.68	-0.5					110.00								
Батурино НН	181	11	11.43	-1.4	1.98	1.10			10.00								
Тегульдет	19	11	108.93	-5.2					110.00								
Тегульдет СН	192	11	36.47	-5.2					35.00								
Тегульдет НН	191	11	10.27	-6.4	6.30	3.49			10.00								

Таблица Б.2 Значения напряжения, полученные при расчете режима минимальных нагрузок с регулирования с помощью РПН трансформатора

Название	N	Код	Uрас	dU	Rн	Qн	Pи	Qи	Uнорм	NU	Pг	Qг	Pг	Qmin	Qmax
Томская	1	1010	230.00						230.00				-4.6	-1000	1000
Асино1	2	1100	230.00						110.00	327.0	208.5			-1000	1000
Асино1 НН	21	11	10.13	-7.3	94.50	52.32			11.00						
Асино1 СН	22	11	120.91	0.0					115.00						
Асино2	3	11	111.90	-5.4					110.00						
Асино2 ВН	33	11	117.41	-1.1					115.00						
Асино2 СН	32	11	37.39	-5.3	30.24	16.74			35.00						
Асино2 НН	31	11	10.56	-6.6	25.20	13.95			10.00						
Игатка1	41	11	110.85	-4.4					110.00						
Игатка1 ВН	413	11	113.44	-2.4					110.00						
Игатка1 СН	412	11	37.11	-4.4					35.00						
Игатка1 НН	411	11	10.46	-5.5	1.98	1.10			10.00						
Игатка2	42	11	110.68	-4.4					110.00						
Игатка2 ВН	423	11	113.25	-2.4					110.00						
Игатка2 СН	422	11	37.06	-4.4					35.00						
Игатка2 НН	421	11	10.44	-5.6	3.15	1.74			10.00						
Малинов1	51	11	107.69	-6.0					110.00						
Малинов1 ВН	513	11	111.21	-3.1					110.00						
Малинов1 СН	512	11	36.02	-6.0	3.78	2.09			35.00						
Малинов1 НН	511	11	10.21	-6.8	3.15	1.74			10.00						
Малинов2	52	11	100.65	-11.2					110.00						
Малинов2 ВН	523	11	110.99	-3.1					110.00						
Малинов2 СН	522	11	33.67	-11.1	6.05	3.35			35.00						
Малинов2 НН	521	11	9.39	-13.6	5.04	2.79			10.00						
Семилужки	6	11	110.20	-3.2					110.00						
СемилужкиНН	61	11	10.32	-3.4	1.01	5.58			10.00						
Турунтаево	7	11	100.00	-9.0					110.00						
ТурунтаевоСН	72	11	37.43	-8.9	18.90	10.46			35.00						
ТурунтаевоНН	71	11	10.52	-10.6	15.75	8.72			10.00						
Зырянская	8	11	103.08	-9.3					110.00						
ЗырянскаяВН	83	11	111.93	-2.6					110.00						
ЗырянскаяСН	82	11	34.44	-9.3	26.46	14.65			35.00						
ЗырянскаяНН	81	11	9.63	-11.5	22.05	12.21			10.00						
Чердаты	9	11	111.38	-2.8					110.00						
Чердаты НН	91	11	10.41	-4.8	3.97	2.20			10.00						
Первомай	10	11	113.99	-4.7					110.00						
Первомай ВН	103	11	119.49	-0.6					110.00						
Первомай СН	102	11	38.11	-4.6	7.56	4.19			35.00						
Первомай НН	101	11	10.77	-5.8	6.30	3.49			10.00						
Комсомол	11	11	111.18	-6.2					110.00						
Комсомол ВН	113	11	116.83	-1.9					110.00						
Комсомол СН	112	11	37.16	-6.2	3.78	2.09			35.00						
Комсомол НН	111	11	10.49	-7.4	3.15	1.74			10.00						
УлуЮл	12	11	111.20	-5.4					110.00						
УлуЮл ВН	123	11	113.78	-3.4					110.00						
УлуЮл СН	122	11	37.23	-5.4					35.00						
УлуЮл НН	121	11	10.49	-6.5	1.98	1.10			10.00						
Сайга	13	11	110.98	-4.7					110.00						
Сайга НН	131	11	6.36	-4.9	1.57	0.87			10.00						

Продолжение таблицы Б.2

Название	N	Код	Урас	dU	Рн	Qн	Р	QUнорм	NUгРг	Qг	Рг	Qmin	Qmax
Ягодное	14	11	109.07	-5.4				110.00					
Ягодное НН	141	11	10.31	-6.5	1.98	1.10		10.00					
Белый Яр	15	11	107.21	-6.2				110.00					
Белый Яр НН	151	11	6.36	-10.6	6.30	3.49		10.00					
Клоквинка	16	11	100.89	-11.7				110.00					
КлоквинкаСН	162	11	37.73	-11.6	4.76	2.64		35.00					
КлоквинкаНН	161	11	10.62	-13.1	3.97	2.20		35.00					
НовоНик1	171	11	120.74	-0.3				110.00					
НовоНик1 НН	1711	11	11.32	-2.0	1.98	1.10		10.00					
НовоНик2	172	11	120.71	-0.3				110.00					
НовоНик2 НН	1721	11	11.26	-2.8	2.83	1.37		10.00					
Багурино	18	11	120.68	-0.5				110.00					
Багурино НН	181	11	11.43	-1.4	1.98	1.10		10.00					
Тегульдет	19	11	108.93	-5.2				110.00					
Тегульдет СН	192	11	36.47	-5.2				35.00					
Тегульдет НН	191	11	10.27	-6.4	6.30	3.49		10.00					

Приложение В

Результаты расчета вероятностных показателей мощности без учета резерва

Таблица В.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 В.2 Коэффициенты готовности первой группы генераторов

n1	m1	n1-m1	Cn1m1	Kr1
2	2	0	1	0,000064
2	1	1	2	0,015872
2	0	2	1	0,984064

Таблица В.3 Коэффициенты готовности второй группы генераторов

n2	m2	n2-m2	Cn2m2	Kr2
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 В.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 В.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 В.6 – Матрица возможных состояний системы

Матрица состояний Рд												
$P_{Г}, \text{МВт}$	420	360	320	300	260	220	200	160	120	100	60	0
$P_{Н}, \text{МВт}$												
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 Г

Результаты расчета вероятностных показателей мощности с учетом резерва

Таблица Г.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 Г.2 – Коэффициенты готовности первой группы генераторов

n1	m1	n1-m1	Cn1m1	Kr1
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 Г.3 Коэффициенты готовности второй группы генераторов

n2	m2	n2-m2	Cn2m2	Kr2
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 Д

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

Таблица Д.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