

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

Институт ИНЭО

Направление подготовки 140400 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Расчёт и анализ режимов работы схемы Абаканского энергоузла
УДК 621.311.004.001.24(571.513-25)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГС1	Николаев Дмитрий Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	А.В. Барская	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	М.Э. Гусельников	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Институт ИНЭО

Направление подготовки 140400 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А2ГС1	Николаеву Дмитрию Владимировичу

Тема работы:

Расчёт и анализ режимов работы схемы Абаканского энергоузла

Утверждена приказом директора (дата, номер)

12.02.2016, 1029/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Однолинейная схема электрических соединений сетей Абаканского района с указанием нормального состояния коммутационного оборудования, данные о нагрузках энергорайона в максимальном режиме, данные о параметрах ЛЭП, силовых трансформаторов подстанций. генерирующих мощностей энергорайона.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	Разработка схемы замещения энергорайона для расчёта в программном комплексе «Mustang». Анализ работы энергосистемы и возможностей поддержания нормальных напряжений у потребителей в различных режимах работы. Определение предельных нагрузок энергорайона по пропускной способности ЛЭП, возможностей регулирования напряжения на подстанциях. Расчёт экономической эффективности внедрения установок компенсации реактивной мощности в энергосистеме.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Однолинейная схема соединений исследуемого энергорайона, расчётная схема замещения.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Л.А. Коршунова
Социальная ответственность	Доцент М.Э. Гусельников

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	А.В. Барская	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГС1	Николаев Дмитрий Владимирович		

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

Институт ИНЭО

Направление подготовки 140400 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники

Уровень образования Бакалавриат

Период выполнения Весенний семестр 2016/2016 учебного года

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.03.2014г	Раздел 1 Описание энергосистемы. Компоновка и определение элементов расчётной схемы. Расчёт характеристик элементов схемы замещения энергорайона.	
02.04.2014г	Раздел 2 Расчёт режимов работы (нормальных и послеаварийных) энергосистемы с приведением напряжений нагрузочных узлов в допустимые пределы	
11.04.2014г	Раздел 3 Анализ пропускной способности линий электропередач. Определение запасов по нагрузкам энергорайона.	
23.04.2014г	Раздел 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	
10.05.2014г	Раздел 5 Социальная ответственность	
27.05.2014г	Раздел 6 Оформление работы	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	А.В. Барская	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A2ГС1	Николаев Дмитрий Владимирович

Институт	ИНЭО	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электрические системы и сети

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- стоимость материалов и оборудования; - квалификация исполнителей; - трудоёмкость работы.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- нормы амортизации;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	- отчисления в социальные фонды; - ставка дисконтирования; - налог на имущество; - налог на прибыль

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	- определение технико-экономической эффективности внедрения установок компенсации реактивной мощности
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	- планирование выполнения проекта
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	- расчёт затрат на проектирование, определение стоимости проекта; - расчёт капитальных вложений и эксплуатационных издержек
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	- расчёт коммерческой выгоды от внедрения установок компенсации реактивной мощности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График выполнения проектных работ

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2ГС1	Николаев Дмитрий Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А2ГС	Николаев Дмитрий Владимирович

Тема работы:

Институт	ЭНИН	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Электрические системы и сети

ЗАДАНИЕ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения):</i> - вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); - опасных проявлений (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).	<i>Предметом исследования является подстанция «Сибирь». Данная подстанция по степени опасности поражения электрическим током относится к особо опасным помещениям.</i> <i>-опасные проявления (наличие вращающихся и движущихся частей механизмов и машин; опасные уровни напряжения в электрических цепях, замыкание которых может пройти через тело человека; наличие агрессивных и легко воспламеняющихся жидкостей);</i> <i>-вредные проявления (повышенный уровень шума; повышенная температура воздуха на рабочем месте; сильные электромагнитные поля; влажность, скорость воздушного потока, инфракрасные излучения в помещении, так же могут существенно влиять и на организм человека.)</i>
<i>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.</i>	<i>СНИП, ГОСТ.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды:</i> -физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; -действие фактора на организм человека; -приведение допустимых норм с необходимой размерностью (ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); -предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем-индивидуальные защитные средства)	<i>Выявленные факторы:</i> - Электромагнитное поле - Электрический ток - Шум - Высокие температуры - Вибрация
<i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в последовательности:</i> -механические опасности (источники, средства защиты (СЗ))	<i>Основными способами защиты человека от опасных факторов являются:</i> <i>Защита персонала от прикосновения к токоведущим частям оборудования</i> <i>кондиционирование воздуха</i>

-термические опасности (источники, СЗ) -электробезопасность (статическое электричество, молниезащита-источники, СЗ); -пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Контроль за надежностью СИЗ от поражения электрическим током. Защита от поражения электрическим током при помощи заземления. Противопожарный инструктаж, Использование плакатов и предупредительных надписей.
3.Охрана окружающей среды: -анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);	большое потребление кислорода воздуха для горения топлива и выбросы значительного количества продуктов сгорания. снижение запасов питьевой воды загрязнение грунтовых вод, гибели животных, птиц, насекомых
4.Защита в чрезвычайных ситуациях: -перечень возможных ЧС на объекте; -разработка превентивных мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; -разработка действий в результате возникшей ЧС и мер ликвидации её последствий.	Перечень возможных ЧС: Возникновение пожара, взрыв трансформатора Ликвидация аварий: выполнении оперативных переключений быстрой локализации, ликвидации возгораний при их возникновении; устранении опасности для персонала; восстановление в кратчайший срок нормальной подачи электроэнергии потребителям; выяснении состояния оборудования, отключившегося от сети
5.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: -специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства); -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: Удобство обслуживания, наладки и ремонта, безопасность эксплуатации электрооборудования -Технологическая оснастка должна соответствовать технологии производства по своему составу и количеству. -Организационная оснастка призвана обеспечивать эффективное выполнение работником своих обязанностей. Достаточный уровень общего освещения. Создание оптимального микроклимата в помещениях

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусельников М. Э.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2ГС	Николаев Дмитрий Владимирович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа – 96 страницы, 3 рисунков, 54 таблицы, 10 источников литературы, 4 приложений.

Ключевые слова: расчет и анализ режимов, введение режимов в допустимую область, регулирование напряжения.

Целью выпускной квалификационной работы является расчет и анализ режимов работы нагрузочных узлов схемы Абаканского района в режимах максимальных и минимальных нагрузок, послеаварийных режимах максимальных нагрузок. Проверка существующего резервирования электроснабжения объектов в послеаварийных режимах максимальных нагрузок. Оценка запаса текущей пропускной способности ВЛЭП.

В результате работы были определены способы обеспечения допустимого по напряжению режима энергосистемы.

Определена экономическая эффективность внедрения установок компенсации реактивной мощности.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ Mustang, MS Excel, Visio, оформлена в текстовом редакторе MS Word.

Содержание

Введение	13
1. Режимы энергосистем	15
1.1 Общие сведения о режимах энергосистем	15
1.2 Постановка задачи	16
1.3 Краткая характеристика энергосистемы	17
1.4 Исходные данные для расчета режимов энергосистемы	18
1.5 Составление схемы замещения	19
1.5.1 Исходные данные по элементам энергосистемы	19
1.5.2 Расчёт элементов схемы замещения.	23
1.5.2.1 Воздушные линии электропередач:	23
1.5.2.2 Двухобмоточные трансформаторы	24
1.5.2.3 Трансформаторы с расщеплённой обмоткой	25
1.5.2.4 Трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы	26
1.5.2.5 Генераторы	28
2 Расчет и анализ режимов работы энергосистемы	29
2.1 Алгоритм расчёта	29
2.2 Определение допустимых значений напряжений и токов	30
2.3 Расчёты режимов работы энергосистемы	31
2.3.1 Расчет режима максимальных нагрузок	31
2.3.2 Расчет режима минимальных нагрузок	35
2.3.3. Расчёт послеаварийных режимов максимальных нагрузок	38
2.3.3.1 Отключение двух генераторов на Абаканской ТЭЦ	39
2.3.3.2 Отключение линии С-303 при ремонте одного генератора	41

2.3.3.3 Отключение трансформатора связи 220/110 при ремонте одного генератора Абаканской ТЭЦ	44
2.3.3.4 Отключение трансформатора Т-1 на подстанции «Абакан-Районная» при ремонте одного генератора Абаканской ТЭЦ	46
2.4 Оценка пропускной способности ВЛЭП	49
2.4.1 Оценка пропускной способности ВЛЭП-110 кВ С-89, С-90	49
2.4.1.1 I этап - загрузка подстанций 110/10 «Насосная», «ХГЗ»	49
2.4.1.2 II этап - загрузка подстанции 110/35/10 «КСК»	52
2.4.2 Оценка пропускной способности ВЛЭП-110 кВ С-303, С-313, С-304	54
2.4.2.1 III этап - загрузка подстанций «Черногорская городская», «Сибирь»	54
2.4.2.2 IV этап - загрузка подстанции «Черногорская»	55
2.4.2.3 V этап - загрузка подстанции «Рассвет»	57
2.5 Заключение по главе	58
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	59
3.1 Введение	59
3.2 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости	59
3.3 Расчет затрат на проектирование	62
3.3.1 Расходные материалы	62
3.3.2 Расчет заработной платы и отчислений в социальные фонды	62
3.3.3 Отчисления в социальные фонды	63
3.3.4 Амортизационные отчисления	63
3.3.5 Прочие и накладные расходы	64
3.3.6 Смета затрат на проектирование	64
3.4 Определение экономической эффективности установки устройств, компенсирующих реактивную мощность	65

3.4.1	Определение типа установок компенсации реактивной мощности	65
3.4.2	Определение мест установки УКРМ, их количества и установленной мощности	67
3.5	Расчёт режимов работы энергосистемы с учётом УКРМ	70
3.5.1	Расчёт режимов летнего минимума	70
3.5.1.1	Расчёт режима летнего минимума без УКРМ	70
3.5.1.2	Расчёт режима летнего минимума с УКРМ	71
3.5.1.3	Анализ расчётов режимов летнего минимума	71
3.5.2	Расчёт режима зимнего максимума	72
3.5.2.1	Расчёт режима зимнего максимума без УКРМ	72
3.5.2.2	Расчёт режима зимнего максимума с УКРМ	73
3.5.2.3	Анализ расчётов режимов зимнего максимума	73
3.5.3	Определение выручки от установки УКРМ	74
3.5.4.	Определение эксплуатационных затрат от установки УКРМ	75
3.5.5	Расчёт показателей эффективности проекта	75
4.	Социальная ответственность	80
4.1	Введение	80
4.2.	Производственная безопасность	81
4.3.	Экологическая безопасность	82
4.4.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
4.5	Противопожарные мероприятия и пожарная защита	86
4.6.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
4.7	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	
	Производственная санитария	90
	Заключение	95

Приложение 1 Схема электрических соединений Абаканской энергосистемы

Приложение 2 Расчетная схема замещения

Приложение 3 (3.1 – 3.22) Результаты расчетов режимов

Приложение 4 (4.1 – 4.10) Результаты расчетов режимов для определения пропускной способности линии

Приложение 5 (5.1 – 5.8) Результаты расчетов режимов с установкой УКРМ

CD-диск. ФЮРА.140400.021 Пояснительная записка.

(файл Дипломный проект в формате doc) В конверте на обороте обложки

Введение

В настоящее время в связи с использованием энергии в промышленности и применения различных электробытовых приборов необходимо дальнейшее развитие электроэнергетики. В последнее время происходит рост единичных мощностей генераторов и суммарных мощностей электростанции, увеличивается напряжение и протяженность линий электропередач, усложняется электрическое оборудование. Всё это выдвигает новые требования к формированию знаний в области теории расчётов и анализа режимов электрических систем, обеспечению динамической и статической устойчивостям, повышению экономичности, надёжности, а также к качеству электроэнергии на этапах, как при их проектировании, так и эксплуатации.

Обеспечение приведённых выше характеристик энергосистем связано с проведением различных мероприятий. Приведём некоторые из них:

- строительство новых линий электропередач (ЛЭП), которые обеспечивают питание понизительных подстанций потребителей, резервируют основные цепи электроснабжения потребителей;
- строительство новых электростанций для повышения запасов генерируемых мощностей в энергосистеме, покрытия вновь подключаемых нагрузок, снижения межсистемных перетоков мощности и, соответственно, потерь мощности в связях;
- ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности, что способствует снижению потерь в энергосистеме, повышению узловых напряжений;
- повышение уровня автоматизации объектов энергетики, внедрение телемеханики и телеуправления и систем мониторинга

Электрические системы являются большими, сложными динамическими системами и в процессе их эксплуатации приходится постоянно решать множество задач ведения режима в условиях вывода оборудования в ремонт, послеаварийных ситуациях, постоянного изменения нагрузок, влияния

климатических факторов. Основной задачей при этом является обеспечение нормального уровня напряжения в узлах подключения нагрузок.

Для решения этой задачи используются следующие степени свободы:

- Оптимальное конфигурирование сети с достижением минимальных потерь напряжения
- Регулирование напряжения посредством регуляторов под напряжением (РПН) трансформаторов;
- Регулирование активных и реактивных мощностей генераторов на электростанциях;
- Дискретное или плавное регулирование генерацией реактивной мощности статическими или динамическими источниками реактивной энергии.

Для анализа режимной надежности в качестве степени свободы является располагаемая мощность энергосистемы. Для структурной надежности является повышение надежности ЛЭП и электрооборудование подстанций.

1. Режимы энергосистем

1.1 Общие сведения о режимах энергосистем

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

Можно различать два вида режимов: установившиеся и переходные. Установившиеся режимы работы системы характеризуются неизменностью ее параметров или очень медленными и нерегулярными их изменениями. Переходные режимы работы системы характеризуются быстрым изменением во времени его параметров.

Параметры режима работы могут быть разделены на параметры режима узловых точек (напряжения, потребляемые или генерируемые мощности) и параметры режима ветвей (ток, активная и реактивная мощности).

Одной из основных задач установления режима работы энергосистемы является обеспечение надлежащих значений режимных параметров.

Необходимо подчеркнуть, что практически должны быть исследованы не только нормальные режимы работы энергетической системы, но в равной мере и всевозможные послеаварийные режимы с целью разработки мероприятий по введению параметров, вынужденных режимов в допустимую область.

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

Эти требования сводятся к обеспечению следующих условий:

- а) надежность режима работы;
- б) бесперебойность энергоснабжения потребителей;
- в) качество электроэнергии, соответствующее ГОСТ 13109-97;

г) наибольшая экономичность режима при выполнении системой плана выработки энергии по количественным и качественным показателям.

Требование обеспечения надлежащего качества электроэнергии относится к параметрам режима тех узловых точек системы, от которых получают питание потребители энергии.

Этими параметрами являются: частота в системе, напряжения в точках сети, от которых получают питание потребители электрической энергии.

Для каждой из контролируемых узловых точек системы должна быть нормирована зона допустимых значений регулируемого параметра режима.

1.2 Постановка задачи

Объектом исследования является схема Хакасской энергосистемы, а именно часть Абаканского района.

В данной работе исследуется часть Абаканского района, а именно, подстанции, которые имеют расположение в населенных пунктах и питаются от подстанции 220 кВ «Абакан-Районная» и Абаканской ТЭЦ.

Практически должны быть исследованы не только нормальные режимы работы энергетической системы, но в равной мере и всевозможные наиболее тяжёлые послеаварийные режимы с целью разработки мероприятий по предотвращению возникновения аварий и в особенности тяжелых системных аварий, затрагивающих режим всей системы или вызывающих полное его расстройство, а также с целью наибольшего ограничения их вредных последствий.

Режим работы системы обычно определяется его параметрами в важнейших узловых точках системы и для важнейших ее ветвей.

Изучение режима работы всей системы и отдельных ее частей и, в частности, установление наиболее целесообразного режима системы являются исключительно важной задачей.

Диспетчерское управление энергетической системой было бы невозможно,

если бы режимы работы системы не были заранее разработаны. Основные функции диспетчера энергетической системы при наличии разработанных соображений о режиме работы системы ограничиваются:

введением режимных параметров в допустимую область;

резервированием питания потребителей в послеаварийных ситуациях.

В сетях 110 кВ и выше с помощью автоматического ввода резерва (АВР) эта задача решается автоматически, но в случае отказа АВР диспетчера решают эту задачу самостоятельно. В сетях 35 кВ и ниже на 80% АВР отсутствует, и резервирование осуществляется вручную.

Рост электрических нагрузок предопределяет решение задач на оценку текущей пропускной способности сетей, а также запаса пропускной способности.

В результате выполнения данной работы должны быть получены практические навыки расчета режимов электрических систем с использованием программного комплекса Mustang.

1.3 Краткая характеристика энергосистемы

Южный узел по территории включает в себя электрические сети Хакасского предприятия межсистемных электрических сетей, филиалов ОАО «Хакасэнерго» (Южные электрические сети, Саянские электрические сети), ОАО «Тываэнерго» и электрические сети ОАО «Красноярскэнерго» (Минусинские электрические сети, участок тягового транзита Юго-Восточных сетей от ПС «Саянская-тяговая» до ПС «Манна-тяговая», участок транзита КАТЭКэлектросети от ПС «Ужур» до Назаровской ГРЭС).

Абаканский район входит в состав Хакасской энергосистемы. Своё начало электроэнергетика Хакасии берёт с 1898 года, когда на Абаканском железоделательном заводе и Изыхских угольных копях для механизации трудоёмких работ началось применение электричества, вырабатывавшегося локомотивами английского производства. В последующие годы

электроустановки (локомотивы, газогенераторы) получили распространение на других предприятиях угольной, золотодобывающей и металлургической промышленности региона.

В настоящее время хакасская энергосистема имеет разветвлённую сеть линий электропередач и подстанций напряжением до 500 кВ. Наличие в непосредственной близости такого мощного источника электроэнергии, как Саяно-Шушенская ГЭС, а также множество тепловых и гидроэлектростанций средней мощности (Абаканская ТЭЦ, Майнская ГЭС, Назаровская ГТЭС, Красноярская ГЭС и другие) расположенных в Хакасии, Красноярском крае, позволяют назвать энергосистему данного региона одну из самых мощных по количеству установленной мощности генерируемых мощностей.

Абаканский район осуществляет энергоснабжение потребителей I и II категорий.

1.4 Исходные данные для расчета режимов энергосистемы

Схема энергорайона содержит в себе:

- Головную подстанцию 220/110/10 кВ «Абакан-Районная» с двумя автотрансформаторами мощностью по 200 МВА;
- Абаканскую ТЭЦ с тремя блоками генератор-трансформатор номинальной мощностью 63 МВт с собственным распределительным устройством 110 кВ и комплексом понизительных подстанций для питания смежных промышленных нагрузок и собственных нужд ТЭЦ. На ТЭЦ также установлен автотрансформатор связи 220/110 кВ мощностью 200 кВА, который по двум ВЛЭП 220 кВ обеспечивает прямую связь с распределительным устройством 220 кВ подстанции «Абакан-Районная»
- Восемь понизительных подстанций на напряжение 110 кВ. На подстанциях установлены трёхобмоточные, двухобмоточные трансформаторы, а также трансформаторы с расщепленной обмоткой. Все трансформаторы понижающие, преобразуют напряжение 110 кВ до величины 35 кВ, 10 кВ и 6 кВ,

затем электроэнергия посредством собственных сетей электроснабжения распределяется к потребителям.

Часть линий 110 кВ между подстанциями отключена и являются резервными.

1.5 Составление схемы замещения

Составим схему замещения исследуемого энергорайона. При составлении схемы замещения учитываем следующее:

- воздушные линии электропередач представляются П-образной схемой замещения, т.е. с учётом ёмкостной подпитки;
- трансформаторы представляются Г-образной схемой замещения, т.е. с учётом потерь реактивной мощности холостого хода.
- секционные выключатели секций шин 110 и 220 кВ на подстанции «Абакан-Районная» в нормальном режиме включены;
- секционный выключатель секций шин 110 кВ Абаканской ТЭЦ в нормальном режиме включен;
- Нагрузка ГПП-1 питается от одного трансформатора, подключенного к первой секции шин 110 кВ Абаканской ТЭЦ, второй трансформатор отключен и находится в резерве;
- Нагрузка ГПП-2 питается от одного трансформатора, подключенного ко второй секции шин 110 кВ Абаканской ТЭЦ, второй трансформатор отключен и находится в резерве;

Произвольно пронумеруем и обозначим все узлы схемы замещения.

Схема замещения энергорайона, питающегося от подстанции 220 кВ «Абакан-Районная» представлена в приложении 2.

1.5.1 Исходные данные по элементам энергосистемы

Исходные данные линий электропередач, трансформаторов, генераторов представлены в таблицах 1.1– 1.6.

Таблица 1.1 – Параметры линий электропередач

Дисп. наим.	от узла		до узла		Марка провода	Длина, км
	Наименование	№	Наименование	№		
ВЛЭП-220 кВ						
Д-61.1	Абакан-Районная 220	1	Тр. 220/110 Абакан. ТЭЦ	90	АСО-400/51	9,69
Д-61.2	Абакан-Районная 220	2	Тр. 220/110 Абакан. ТЭЦ	90	АСО-400/51	9,69
ВЛЭП-110 кВ						
С-89	Абакан-Районная 110	7	ПС Рассвет	45	АС-150/24	19,14
С-90	Абакан-Районная 110	8	отп. Искож оп. 106	43	АС-150/24	19,14
С-90	отп. Искож оп. 106	43	отп. КСК оп. 112	53	АС-150/24	0,75
С-90	отп. ПС КСК оп. 112	53	ПС КСК оп. 118	55	АС-150/24	0,94
С-90	отп. ПС КСК оп. 112	53	ПС ХГЗ оп. 117	64	АС-240/32	2,06
С-303	Абакан-районная	7	Абаканская ТЭЦ	9	АС-150/24	9,1
С-304	Абакан-районная	8	Абаканская ТЭЦ	10	АС-150/24	9,1
С-313	Абаканская ТЭЦ	9	оп. 56	21	АС-150/24	10,46
С-313	оп. 56	21	врезка С-341	34	АС-240/24	1,22
С-313	оп. 56	21	отп. Черногор городская	75	АС-150/24	11,2
С-313	отп. Черногор городская	75	Черногор городская	77	АС-120/19	0,2
С-313	отп. Черногор городская	75	ПС Сибирь	81	АС-120/19	7,21
С-314	Абаканская ТЭЦ	10	ПС Рассвет	46	АС-150/24	13,97
С-316	Рассвет	46	оп. 27	22	АС-240/32	3,63
С-316	оп.27	22	оп. Черногор городская	76	АС-150/24	11,14
С-316	отп. Черногор городская	76	ПС Сибирь	82	АС-120/19	7,06
С-316	отп. Черногор городская	76	ПС Черногор городская	78	АС-120/19	0,2
С-316	оп.27	22	врезка С-342	33	АС-240/32	1,2
С-331	ПС ХГЗ	63	Насосная	72	АС-240/32	4,43
С-332	ПС ХГЗ	64	Насосная	71	АС-240/32	4,43
С-339	ПС Рассвет	45	отп. Искож	44	АС-150/24	0,1
С-339	отп. Искож	44	отп. КСК	54	АС-150/24	0,83
С-339	отп. КСК	54	ПС КСК	56	АС-150/24	0,94
С-339	отп. КСК	54	ПС ХГЗ	63	АС-150/24	2,06
С-339	отп. Искож	44	ПС Искож	36	АС-150/24	1,3
С-340	оп.106 С-90	43	ПС Искож	35	АС-150/24	1,6
С-341	отп. Черногорская	34	ПС Черногорская	31	АС-120/19	3,04
С-342	отп. Черногорская	33	ПС Черногорская	23	АС-120/19	3,03

Таблица 1.2 – Параметры двухобмоточных трансформаторов

Наименование	N, шт	Ветви	Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные					
						U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
						ВН	НН				
Черногор. - городская	2	77-79, 78-80	ТДН-10000/110	10	±9×1,78 %	115	11	10,5	60	14	0,7
Насосная	2	71-73, 72-74	ТДН-10000/110	10	±9×1,78 %	115	11	10,5	60	14	0,7
Черногорская	1	23-25	ТДН-10000/110	10	±9×1,78 %	115	6,6	10,5	60	14	0,7
Черногорская	1	31-32	ТДН-16000/110	16	±9×1,78 %	115	6,5	10,5	85	19	0,7
Абаканская ТЭЦ ГПП-1	1	9-15	ТДЦ-80000/110	80	±2×2,5%	121	10,5	10,5	310	70	0,6
Абаканская ТЭЦ ГПП-2	1	10-18	ТДЦ-80000/110	80	±2×2,5%	121	10,5	10,5	310	70	0,6
Абаканская ТЭЦ	1	9-11	ТДЦ-80000/110	80	±2×2,5%	121	6,3	10,5	310	70	0,6
Абаканская ТЭЦ	2	10-19, 10-20	ТДЦ-125000/110	125	±2×2,5%	121	10,5	10,5	310	70	0,6
Абаканская ТЭЦ ГПП-6	2	9-16, 10-17	ТДН-16000/110	16	±9×1,78 %	115	11	10,5	85	19	0,7

Таблица 1.3 – Параметры трансформаторов с расщепленной обмоткой

Наименование	N, шт	Ветви		Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные					
							U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
							ВН	НН				
ХГЗ	2	63-65, 65-67, 65-68	64-66, 66-69, 66-70	ТРДН-25000/110	25	±9×1,78 %	115	6,3 6,3	10,5	120	25	0,65
Искож	2	35-37, 37-39, 37-40	36-38, 38-41, 38-42	ТРДН-40000/110	40	±9×1,78 %	115	10,5 10,5	10,5	170	34	0,55
Абаканская ТЭЦ (СН)	1	9-12, 12-13, 12-14		ТРДН-40000/110	40	±9×1,78 %	115	6,3 6,3	10,5	170	34	0,55

Таблица 1.4 – Параметры трехобмоточных трансформаторов

Наименование	N, шт	Ветви		Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные				
							U _{ном} , кВ	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
							ВН	В-С			
							СН	В-Н			
							НН	С-Н			
Сибирь	2	81-83, 83-85, 83-86	82-84, 84-87, 84-88	ТДТН-25000/110	25	±9×1.78 %	115	10,5	140	28,5	0,7
							11	17,5	-		
							6,6	6,5	-		
КСК	2	55-57, 57-59, 57-60	56-58, 58-61, 58-62	ТДТН-40000/110	40	±9×1.78 %	115	10,5	200	39	0,6
							38,5	17,5	-		
							11	6,5	-		
Рассвет	2	45-47, 47-49, 47-50	46-48, 48-51, 48-52	ТДТН-40000/110	40	±9×1.78 %	115	10,5	200	39	0,6
							11	17,5	-		
							6,6	6,5	-		
Черногорская	2	23-24, 24-26, 24-27	31-28, 28-29, 28-30	ТДТН-40000/110	40	±9×1.78 %	115	10,5	200	39	0,6
							38,5	17,5	-		
							11	6,5	-		

Таблица 1.5 – Параметры автотрансформаторов

Наименование	N, шт	Ветви		Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные				
							U _{ном} , кВ	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
							ВН	В-С			
							СН	В-Н			
							НН	С-Н			
Абакан-районная 220 кВ	2	1-3, 3-7, 3-5	2-4, 4-8, 4-6	АТДЦТН-200000/220/110	200	±6×12%	230	11	430	125	0,5
							121	32	-		
							10,5	20	-		
Абаканская ТЭЦ	1	90-89		АТДЦТН-200000/220/110	200	±6×12%	230	11	430	125	0,5
							121	32	-		
							10,5	20	-		

Таблица 1.6 – Параметры генераторов Абаканской ТЭЦ

Тип	N, шт	Узел	Ветвь	P _{ном} , МВт	cos φ	Q _{ном} , МВАр	U _{ном} , кВ	КПД, %	X _d , о.е.
ТВФ-63-2У3	1	91	11-91	63	0,8	47,25	6,3	98,3	1,513
ТВФ-63-2У3	1	92	19-92	63	0,8	47,25	10,5	98,3	1,513
ТВФ-63-2У3	1	93	20-93	63	0,8	47,25	10,5	98,3	1,513

1.5.2 Расчёт элементов схемы замещения.

Определим параметры элементов схемы замещения в именованных единицах

1.5.2.1 Воздушные линии электропередач:

Активное сопротивление ветви линии электропередач:

$$R_{i-j} = R_0 \cdot L \quad (1)$$

Реактивное сопротивление ветви линии электропередач:

$$X_{i-j} = X_0 \cdot L \quad (2)$$

Поперечная проводимость ветви линии электропередач:

$$B_{i-j} = B_0 \cdot L \quad (3)$$

Где, R_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

X_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

B_0 – удельная ёмкостная проводимость линии, мкСм/км;

L – длина линии, км

Расчёт параметров линий электропередач представим в таблице

Таблица 1.7 – расчётные параметры линий электропередач

от узла №	до узла №	Марка провода	Длина, км	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	B_0 , мкСм/км	R , Ом	X , Ом	B , мкСм
ВЛЭП-220 кВ									
1	90	АСО-400/51	9,69	0,075	0,42	2,7	0,727	4,070	-26,163
2	90	АСО-400/51	9,69	0,075	0,42	2,7	0,727	4,070	-26,163
ВЛЭП-110 кВ									
7	45	АС-150/24	19,14	0,198	0,42	2,7	3,790	8,039	-51,678
8	43	АС-150/24	19,14	0,198	0,42	2,7	3,790	8,039	-51,678
43	53	АС-150/24	0,75	0,198	0,42	2,7	0,149	0,315	-2,025
53	55	АС-150/24	0,94	0,198	0,42	2,7	0,186	0,395	-2,538
53	64	АС-240/32	2,06	0,12	0,405	2,81	0,247	0,834	-5,789
7	9	АС-150/24	9,1	0,198	0,42	2,7	1,802	3,822	-24,570
8	10	АС-150/24	9,1	0,198	0,42	2,7	1,802	3,822	-24,570
9	21	АС-150/24	10,46	0,198	0,42	2,7	2,071	4,393	-28,242
21	34	АС-240/24	1,22	0,12	0,405	2,81	0,146	0,494	-3,428
21	75	АС-150/24	11,2	0,198	0,42	2,7	2,218	4,704	-30,240

Продолжение таблицы 1.7

от узла	до узла	Марка провода	Длина, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	B ₀ , мкСм/ км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
№	№								
75	77	АС-120/19	0,2	0,249	0,427	2,66	0,050	0,085	-0,532
75	81	АС-120/19	7,21	0,249	0,427	2,66	1,795	3,079	-19,179
10	46	АС-150/24	13,97	0,198	0,42	2,7	2,766	5,867	-37,719
46	22	АС-240/32	3,63	0,12	0,405	2,81	0,436	1,470	-10,200
22	76	АС-150/24	11,14	0,198	0,42	2,7	2,206	4,679	-30,078
76	82	АС-120/19	7,06	0,249	0,427	2,66	1,758	3,015	-18,780
76	78	АС-120/19	0,2	0,249	0,427	2,66	0,050	0,085	-0,532
22	33	АС-240/32	1,2	0,12	0,405	2,81	0,144	0,486	-3,372
63	72	АС-240/32	4,43	0,12	0,405	2,81	0,532	1,794	-12,448
64	71	АС-240/32	4,43	0,12	0,405	2,81	0,532	1,794	-12,448
45	44	АС-150/24	0,1	0,198	0,42	2,7	0,020	0,042	-0,270
44	54	АС-150/24	0,83	0,198	0,42	2,7	0,164	0,349	-2,241
54	56	АС-150/24	0,94	0,198	0,42	2,7	0,186	0,395	-2,538
54	63	АС-150/24	2,06	0,198	0,42	2,7	0,408	0,865	-5,562
44	36	АС-150/24	1,3	0,198	0,42	2,7	0,257	0,546	-3,510
43	35	АС-150/24	1,6	0,198	0,42	2,7	0,317	0,672	-4,320
34	31	АС-120/19	3,04	0,249	0,427	2,66	0,757	1,298	-8,086
33	23	АС-120/19	3,03	0,249	0,427	2,66	0,754	1,294	-8,060

1.5.2.2 Двухобмоточные трансформаторы

Активное сопротивление обмоток трансформатора:

$$R_{i-j} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{номВН}^2}{S_{ном}^2} \quad (4)$$

Реактивное сопротивление обмоток трансформатора:

$$X_{i-j} = \frac{U_K, \% \cdot U_{номВН}^2}{100 \cdot S_{ном}} \quad (5)$$

Поперечная проводимость трансформатора, обусловленная потерями холостого хода:

$$B_{i-j} = \frac{I_X, \% \cdot S_{номВН}}{100 \cdot U_{номВН}^2} \quad (6)$$

Номинальный коэффициент трансформации (нулевая отпайка регулятора):

$$k_{i-j} = \frac{U_{номВН}}{U_{номНН}} \quad (7)$$

где, ΔP_K – потери короткого замыкания, кВт;

U_K – напряжение короткого замыкания, %;

$I_X\%$ – ток холостого хода, %

$S_{ном}$ – номинальная полная мощность трансформатора, МВА

$U_{номВН}$, $U_{номНН}$ – номинальные напряжения высокой и низкой сторон, кВ;

Расчёт параметров двухобмоточных трансформаторов представим в таблице 1.8

Таблица 1.8 – Расчётные параметры двухобмоточных трансформаторов

Ветви	$S_{ном}$, МВА	Каталожные данные					Расчётные данные			
		$U_{ном}$, кВ		U_K , %	ΔP_K , кВт	I_X , %	R_T , Ом	X_T , Ом	B_T , мкСм	$k_{тр.ном}$
		ВН	НН							
77-79, 78-80	10	115	11	10,5	60	0,7	7,935	138,863	5,293	10,455
71-73, 72-74	10	115	11	10,5	60	0,7	7,935	138,863	5,293	10,455
23-25	10	115	6,6	10,5	60	0,7	7,935	138,863	5,293	17,424
31-32	16	115	6,5	10,5	85	0,7	4,391	86,789	8,469	17,692
9-15	80	121	10,5	10,5	310	0,6	0,709	19,216	32,785	11,524
10-18	80	121	10,5	10,5	310	0,6	0,709	19,216	32,785	11,524
9-11	80	121	6,3	10,5	310	0,6	0,709	19,216	32,7846	19,206
10-19, 10-20	125	121	10,5	10,5	310	0,6	0,290	12,298	51,226	11,524
9-16, 10-17	16	115	11	10,5	85	0,7	4,391	86,789	8,469	10,455

1.5.2.3 Трансформаторы с расщеплённой обмоткой

Активное сопротивление обмотки ВН трансформатора:

$$R_{i-j} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{номВН}^2}{S_{ном}^2} \quad (8)$$

Ввиду отсутствия данных о потерях короткого замыкания по обмоткам НН активное сопротивление обмоток НН не рассчитывается.

Реактивное сопротивление обмотки ВН трансформатора:

$$X_{i-j(ВН)} = \frac{U_K, \% \cdot U_{номВН}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot \left(1 - \frac{K_P}{4}\right) \quad (9)$$

Реактивное сопротивление обмотки НН трансформатора:

$$X_{i-j(HH1)} = X_{i-j(HH2)} = \frac{U_K, \% \cdot U_{номВН}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot \frac{K_P}{2} \quad (10)$$

Поперечная проводимость трансформатора, обусловленная потерями холостого хода:

$$B_{i-j} = \frac{I_X, \% \cdot S_{номВН}}{100 \cdot U_{номВН}^2}; \quad (11)$$

Номинальный коэффициент трансформации (нулевая отпайка регулятора):

$$k_{i-j} = \frac{U_{номВН}}{U_{номНН}} \quad (12)$$

Где, $K_P = 3,5$ – коэффициент расщепления

Расчёт параметров трансформаторов с расщеплённой обмоткой представим в таблице 1.9

Таблица 1.9 – Расчётные параметры трансформаторов с расщеплённой обмоткой низкого напряжения

Ветви		$S_{ном}, \text{MBA}$	Каталожные данные						Расчётные данные				
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{kBt}$	$I_X, \%$	K_P	$R_T, \text{Ом}$	$X_{ТВН}, \text{Ом}$	$X_{ТНН1,2}, \text{Ом}$	$B_T, \text{мкСм}$	$k_{тр. ном}$
			ВН	НН									
63-65, 65-67, 65-68	64-66, 66-69, 66-70	25	115	6,3- 6,3	10,5	120	0,65	3,5	2,539	6,943	97,204	12,287	18,254
35-37, 37-39, 37-40	36-38, 38-41, 38-42	40	115	10,5- 10,5	10,5	170	0,55	3,5	1,405	4,339	60,752	16,635	10,952
9-12, 12-13, 12-14		40	115	6,3- 6,3	10,5	170	0,55	3,5	1,405	4,339	60,75 2	16,63 5	18,25 4

1.5.2.4 Трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы

Напряжения короткого замыкания для сторон, %

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{K(B-H)} + U_{K(B-C)} - U_{K(C-H)}); \quad (13)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{K(B-C)} + U_{K(C-H)} - U_{K(B-H)}); \quad (14)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{K(B-H)} + U_{K(C-H)} - U_{K(B-C)}) \quad (15)$$

Активное сопротивление обмотки ВН трансформатора:

$$R_{i-j} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{номВН}^2}{S_{ном}^2} \quad (16)$$

Ввиду отсутствия данных о потерях короткого замыкания по обмоткам СН и НН активное сопротивление обмоток СН и НН не рассчитываются.

Реактивные сопротивления обмоток трансформатора:

$$X_{i-j(BH)} = \frac{U_{KB, \%} \cdot U_{номВН}^2}{100 \cdot S_{ном}}; \quad (17)$$

$$X_{i-j(CH)} = \frac{U_{KC, \%} \cdot U_{номВН}^2}{100 \cdot S_{ном}}; \quad (18)$$

$$X_{i-j(HH)} = \frac{U_{KH, \%} \cdot U_{номВН}^2}{100 \cdot S_{ном}} \quad (19)$$

Поперечная проводимость трансформатора, обусловленная потерями холостого хода:

$$B_{i-j} = \frac{I_X, \% \cdot S_{номВН}}{100 \cdot U_{номВН}^2}; \quad (20)$$

Номинальные коэффициенты трансформации (нулевая отпайка регулятора):

$$k_{i-j(B-H)} = \frac{U_{номВН}}{U_{номНН}}; \quad (21)$$

$$k_{i-j(B-C)} = \frac{U_{номВН}}{U_{номСН}} \quad (22)$$

,где $U_{номВН}$, $U_{номСН}$, $U_{номНН}$ – номинальные напряжения высокой, средней и низкой сторон, кВ;

Расчёт параметров трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов представим в таблице 1.10

При расчёте напряжений короткого замыкания обмоток СН получается отрицательное значение, принимаем $U_{КС} = 0\%$.

Таблица 1.10 - Расчётные параметры трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

		$S_{\text{НОМ}}, \text{MBA}$	Каталожные данные				Расчётные данные					
			$U_{\text{НОМ}}, \text{kB}$	$U_{\text{К}}, \%$	$\Delta P_{\text{К}}, \text{kBt}$	$I_{\text{Х}}, \%$	$U_{\text{К}}, \%$	R_{T}, Om	X_{T}, Om	$B_{\text{T}}, \text{мкСм}$	$k_{\text{НОМ}} \text{В-С}$	$k_{\text{НОМ}} \text{В-Н}$
			ВН	В-С			В		ВН			
			СН	В-Н			С		СН			
			НН	С-Н			Н		НН			
81-83, 83-85, 83-86	82-84, 84-87, 84-88	25	115 11 6,6	10,5 17,5 6,5	140	0,7	10,75 0 6,75	2,962	56,868 0,000 35,708	13,233	10,455	17,424
55-57, 57-59, 57-60	56-58, 58-61, 58-62	40	115 38,5 11	10,5 17,5 6,5	200	0,6	10,75 0 6,75	1,653	35,542 0,000 22,317	18,147	2,987	10,455
45-47, 47-49, 47-50	46-48, 48-51, 48-52	40	115 11 6,6	10,5 17,5 6,5	200	0,6	10,75 0 6,75	1,653	35,542 0,000 22,317	18,147	10,455	17,424
23-24, 24-26, 24-27	31-28, 28-29, 28-30	40	115 38,5 11	10,5 17,5 6,5	200	0,6	10,75 0 6,75	1,653	35,542 0 22,317	18,147	2,987	10,455
1-3, 3-7, 3-5	2-4, 4-8, 4-6	200	230 121 10,5	11 32 20	430	0,5	11,5 0 20,5	0,569	30,418 0 54,223	18,904	1,901	21,605
90-89		200	230 121 10,5	11 32 20	430	0,5	11,5 0 20,5	0,569	30,418 0 54,223	18,904	1,901	21,605

1.5.2.5 Генераторы

Т.к. генераторы осуществляют регулирование собственной мощности по параметрам сети на выводах генератора, то внутренние сопротивления генераторов в схеме замещения не учитываются.

2 Расчет и анализ режимов работы энергосистемы

2.1 Алгоритм расчёта

Для того чтобы оперативно управлять энергосистемой, питаемой от шин Абакан-Районная, необходимо определить и рассчитать возможные режимы данной энергосистемы, с введением параметров энергосистемы в допустимую область. В данном случае, используя регуляторы напряжения у трансформаторов понизительных подстанций, необходимо привести напряжение у потребителей в допустимый диапазон.

Регулирование напряжения осуществляется по следующему алгоритму:

- Моделирование установившегося режима без учёта ограничений, все регуляторы напряжения на подстанциях находятся в нулевом положении;
- Выявление проблемных ветвей, в которых ток больше допустимого;
- Подключение резервных линий, секционных связей для снижения токов в проблемных линиях;
- Моделирование установившегося режима с учётом изменений в схеме электроснабжения;
- Анализ токов в линиях. Токи не должны быть больше допустимых;
- Выявление проблемных узлов, в которых напряжения выше или ниже желаемых;
- Регулирование напряжения у потребителей переключением отпаяк в регуляторах трансформаторов (изменение коэффициента трансформации)
- Моделирование установившегося режима с учётом произведённого регулирования;
- Анализ узловых напряжений. Все узловые напряжения, к которым подключается нагрузка, должны находиться в заданных пределах

2.2 Определение допустимых значений напряжений и токов

Обмотки высокого напряжения у трансформаторов понизительных подстанций потребителей 35/6(10) кВ, 6/0,4 кВ, 10/0,4 кВ, как правило, имеют номинальное напряжение 35, 6 и 10 кВ соответственно. Тогда, с учётом потерь напряжения в распределительных сетях потребителей, для нагрузочных узлов принимаем за нормальные напряжения:

Для узлов с номинальным напряжением обмоток низшего напряжения трансформаторов 6,3, 6,5, 6,6 кВ принимаем $U_{\text{норм}} = 6,3 \text{ кВ}$

Для узлов с номинальным напряжением обмоток низшего или среднего напряжения трансформаторов 10,5, 11 кВ принимаем $U_{\text{норм}} = 10,5 \text{ кВ}$

Для узлов с номинальным напряжением обмоток среднего напряжения трансформаторов 38,5 кВ принимаем $U_{\text{норм}} = 36 \text{ кВ}$

Тогда допустимые отклонения напряжения при допуске 5% в большую или меньшую сторону в нормальном режиме, согласно ГОСТ 3109-97, составят:

Для напряжения 6,3 кВ: $U_{\text{min}} = 5,985 \text{ кВ}$, $U_{\text{max}} = 6,615 \text{ кВ}$;

Для напряжения 10,5 кВ: $U_{\text{min}} = 9,975 \text{ кВ}$, $U_{\text{max}} = 11,025 \text{ кВ}$;

Для напряжения 36 кВ: $U_{\text{min}} = 34,2 \text{ кВ}$, $U_{\text{max}} = 37,8 \text{ кВ}$;

Допустимые значения токов для линий электропередач определим по марке проводов (сечениям) по ПУЭ табл. 1.3.29.

Допустимые токи в линиях представим в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Длительно допустимые токи в линиях

Дисп. наим.	от узла		до узла		Марка провода	Идоп , кА
	Наименование	№	Наименование	№		
ВЛЭП-220 кВ						
Д-61.1	Абакан-Районная 220	1	Тр.220/110Абакан.ТЭЦ	90	АСО-400/51	0,69
Д-61.2	Абакан-Районная 220	2	Тр.220/110Абакан.ТЭЦ	90	АСО-400/51	0,69
ВЛЭП-110 кВ						
С-89	Абакан-Районная 110	7	ПС Рассвет	45	АС-150/24	0,45
С-90	Абакан-Районная 110	8	отп. Искож оп. 106	43	АС-150/24	0,45
С-90	отп. Искож оп. 106	43	отп. КСК оп. 112	53	АС-150/24	0,45
С-90	отп. ПС КСК оп. 112	53	ПС КСК оп. 118	55	АС-150/24	0,45
С-90	отп. ПС КСК оп. 112	53	ПС ХГЗ оп. 117	64	АС-240/32	0,61
С-303	Абакан-районная	7	Абаканская ТЭЦ	9	АС-150/24	0,45
С-304	Абакан-районная	8	Абаканская ТЭЦ	10	АС-150/24	0,45

Продолжение таблицы 2.1

Дисп. наим.	от узла		до узла		Марка провода	Идоп , кА
	Наименование	№	Наименование	№		
С-313	Абаканская ТЭЦ	9	оп. 56	21	АС-150/24	0,45
С-313	оп. 56	21	врезка С-341	34	АС-240/24	0,61
С-313	оп. 56	21	отп. Черногор городская	75	АС-150/24	0,45
С-313	отп. Черногор. город.	75	Черногор городская	77	АС-120/19	0,39
С-313	отп. Черногор. город.	75	ПС Сибирь	81	АС-120/19	0,39
С-314	Абаканская ТЭЦ	10	ПС Рассвет	46	АС-150/24	0,45
С-316	Рассвет	46	оп. 27	22	АС-240/32	0,61
С-316	оп.27	22	оп. Черногор городская	76	АС-150/24	0,45
С-316	отп. Черногор город.	76	ПС Сибирь	82	АС-120/19	0,39
С-316	отп. Черногор город.	76	ПС Черногор городская	78	АС-120/19	0,39
С-316	оп.27	22	врезка С-342	33	АС-240/32	0,61
С-331	ПС ХГЗ	63	Насосная	72	АС-240/32	0,61
С-332	ПС ХГЗ	64	Насосная	71	АС-240/32	0,61
С-339	ПС Рассвет	45	отп. Искож	44	АС-150/24	0,45
С-339	отп. Искож	44	отп. КСК	54	АС-150/24	0,45
С-339	отп. КСК	54	ПС КСК	56	АС-150/24	0,45
С-339	отп. КСК	54	ПС ХГЗ	63	АС-150/24	0,45
С-339	отп. Искож	44	ПС Искож	36	АС-150/24	0,45
С-340	оп.106 С-90	43	ПС Искож	35	АС-150/24	0,45
С-341	отп. Черногорская	34	ПС Черногорская	31	АС-120/19	0,39
С-342	отп. Черногорская	33	ПС Черногорская	23	АС-120/19	0,39

2.3 Расчёты режимов работы энергосистемы

2.3.1 Расчет режима максимальных нагрузок

Такой режим работы энергосистемы характерен для периодов зимних максимумов. Представим уровни активных и реактивных нагрузок по исследуемой энергосистеме.

Таблица 2.2 – Параметры нагрузок подстанций в максимальном режиме

Потребитель		Узел	Р _{max} , МВт	Q _{max} , МВАр	S _{max} , МВА	cos φ
Наименование ПС	Ураб, В					
Абакан-Районная	10	5	20	7,21	21,260	0,941
		6	26	8,93	27,491	0,946
Абаканская ТЭЦ	6	13	7	2,73	7,514	0,932
	6	14	5,2	1,89	5,533	0,940
Абаканская ТЭЦ ГПП-1	10	15	19,65	9,3	21,740	0,904
Абаканская ТЭЦ ГПП-2	10	18	19,86	9,65	22,080	0,899

Продолжение таблицы 2.2

Потребитель		Узел	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВАр	S _{max} , МВА	cos φ
Наименование ПС	Ураб, В					
Абаканская ТЭЦ ГПП-6	10	16	4,2	1,64	4,509	0,932
	10	17	4,6	2,03	5,028	0,915
Сибирь	10	85	3,4	1,44	3,692	0,921
	6	86	2,2	0,96	2,400	0,917
	10	87	3,6	1,61	3,944	0,913
	6	88	2,5	1,06	2,715	0,921
Черногорская городская	10	79	4,5	1,69	4,807	0,936
	10	80	4,3	1,86	4,685	0,918
Насосная	10	73	4,1	1,5	4,366	0,939
	10	74	5	1,86	5,335	0,937
ХГЗ	6	67	5	1,8	5,314	0,941
	6	68	6,4	2,41	6,839	0,936
	6	69	4,6	1,6	4,870	0,944
	6	70	5,2	1,9	5,536	0,939
КСК	35	59	7,86	2,83	8,354	0,941
	10	60	3,5	1,67	3,878	0,903
	35	61	6,53	2,06	6,847	0,954
	10	62	3,2	1,65	3,600	0,889
Рассвет	10	49	9,6	4,608	10,649	0,902
	6	50	4,2	1,5	4,460	0,942
	10	51	7,2	2,5	7,622	0,945
	6	52	4,36	1,47	4,601	0,948
Искож	10	39	4,4	1,9	4,793	0,918
	10	40	5,2	2,6	5,814	0,894
	10	41	4,38	2,01	4,819	0,909
	10	42	6,3	2,15	6,657	0,946
Черногорская 1Т	6	25	3,6	1,9	4,071	0,884
Черногорская 2Т	35	26	17,5	6,23	18,576	0,942
	10	27	5,8	1,98	6,129	0,946
Черногорская 3Т	35	29	6,5	2,67	7,027	0,925
	10	30	4,4	2,3	4,965	0,886
Черногорская 4Т	6	32	3,4	1,58	3,749	0,907
Итого нагрузок района (cos φ средний)			265,24	106,678	286,267	0,925

Для схемы, приведенной в приложении 2, рассчитаем режим максимальных нагрузок с введением напряжений в узлах нагрузки в допустимую область.

За балансирующий узел принимается узел питания схемы – шины ПС Абакан – Районная – 220 кВ. Результаты расчёта - в приложениях 3.1, 3.2.

Т.к. мощности нагрузок достаточно велики, то можно принять условие, что генераторы Абаканской ТЭЦ вырабатывают максимальные фиксированные значения реактивной мощности при номинальном $\cos \phi$.

Ключевые значения произведённого расчёта представим в таблице 2.3

Таблица 2.3 - Мощности и потери мощностей в максимальном режиме

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	67,9
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	-3,7
Активная мощность генератора 1	МВт	Pг1	63
Реактивная мощность генератора 1	МВАр	Qг1	47,2
Активная мощность генератора 2	МВт	Pг2	63
Реактивная мощность генератора 2	МВАр	Qг2	48,2
Активная мощность генератора 3	МВт	Pг3	63
Реактивная мощность генератора 3	МВАр	Qг3	48,2
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	253
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	102,1
Потери КЗ в трансформаторах	МВАр	$\Delta Q_{тр}$	24,9
Потери активной мощности в трансформаторах	МВт	$\Delta P_{тр}$	0,68
Потери ХХ в трансформаторах	МВАр	$\Delta Q_{хх}$	4,63
Потери активной мощности в линиях	МВт	$\Delta P_{лин}$	3,21
Потери реактивной мощности в линиях	МВАр	$\Delta Q_{лин}$	11,89
Ёмкостная подпитка сети	МВАр	$\Delta Q_{слин}$	-3,6
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{сум}$	41,42
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{сум}$	3,89
Потери реактивной мощности в долях от реактивной мощности нагрузок	о.е.		0,406
Потери активной мощности в долях от активной мощности нагрузок	о.е.		0,015

По результатам расчёта следует отметить, что в режиме максимальных нагрузок реактивная мощность, генерируемая генераторами Абаканской ТЭЦ с незначительным избытком покрывает потребление реактивной мощности и потери в энергосистеме. Токи в линиях не превышают допустимых значений.

Отметим нагрузочные узлы, в которых напряжения выходят из нормы и определим значения отпаяк переключателей трансформаторов для получения

нормальных уровней напряжения. При этом следует отметить, что напряжения в узлах 5 и 6 ниже допустимых, и регулирование напряжения с помощью РПН автотрансформаторов подстанции «Абакан-Районная» приведёт к изменению напряжений на сторонах 110 кВ всей энергосети. Поэтому регулирование напряжения производим в два этапа:

- регулирование напряжения на ПС «Абакан-Районная»;

Таблица 2.4 - Регулирование напряжения на ПС «Абакан-Районная».

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			РПН	Ном. Ктр	Отпайка	Уст. Ктр	Урасч, кВ
5	Абакан-Районная Т-1 НН	9,92	$\pm 6 \times 2\%$	21,905	+1	21,467	10,06
7	Абакан-Районная Т-1 СН	115,27		1,901		1,863	116,96
6	Абакан-Районная Т-2 НН	9,9	$\pm 6 \times 2\%$	21,905	+1	21,467	10,06
8	Абакан-Районная Т-2 СН	115,27		1,901		1,863	116,96

- регулирование напряжения на остальных подстанциях, где напряжения нагрузочных узлов не находятся в допустимом диапазоне после первого этапа регулирования напряжения

Таблица 2.5 - Регулирование напряжения на подстанциях потребителей.

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			РПН	Ном. Ктр	Отпайка	Уст. Ктр	Урасч, кВ
16	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-1	11,15	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-2	10,827	10,77
17	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-2	11,12	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-2	10,827	10,74
29	Черногорская Т-1 СН	38,56	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-3	3,147	36,6
30	Черногорская Т-1 НН	10,97		10,455		11,013	10,42
59	КСК Т-1 СН	37,81	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-2	3,093	36,51
60	КСК Т-1 НН	10,77		10,455		10,827	10,4

Исходя из полученных расчётных данных (приложения 3.3. и 3.4.) можно сделать вывод, что энергосистема, питающаяся от шин 110 кВ подстанции «Абакан-Районная», в максимальном режиме работы обладает достаточным запасом как по перетокам мощности по линиям электропередач, так и по диапазонам регулирования напряжения на подстанциях. Регулирование

напряжения на головной подстанции повысило уровни узловых напряжений в сети 110 кВ, что оказало влияние на следующие параметры:

- уменьшились с 3,21 до 3,03 МВт активные потери мощности в линиях;
- уменьшились с 11,89 до 11,67 МВАр реактивные потери мощности в линиях;
- увеличились с 4,63 до 4,73 МВАр потери холостого хода в трансформаторах.

По остальным ключевым параметрам изменение узловых напряжений не оказало существенного влияния, а именно:

- незначительно, с 24,9 до 24,89 МВАр и с 0,68 до 0,67 МВт сократились потери реактивной и активной мощности в трансформаторах.

2.3.2 Расчет режима минимальных нагрузок

В режиме минимальных нагрузок значения нагрузки принимаются равными 50% от максимальных. Такой режим энергосистемы характерен для летних минимумов, например, в ночное время или в выходной день. Расчёт нагрузок представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Параметры нагрузок подстанций в минимальном режиме

Потребитель		Узел	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВАр	cos φ	P _{min} , МВт	Q _{min} , МВАр	S _{min} , МВА
Наименование ПС	Ураб, В							
Абакан-Районная	10	5	20	7,21	0,941	10	3,605	10,630
		6	26	8,93	0,946	13	4,465	13,745
Абаканская ТЭЦ	6	13	7	2,73	0,932	3,5	1,365	3,757
	6	14	5,2	1,89	0,940	2,6	0,945	2,766
Абаканская ТЭЦ ГПП-1	10	15	19,65	9,3	0,904	9,825	4,65	10,870
Абаканская ТЭЦ ГПП-2	10	18	19,86	9,65	0,899	9,93	4,825	11,040
Абаканская ТЭЦ ГПП-6	10	16	4,2	1,64	0,932	2,1	0,82	2,254
	10	17	4,6	2,03	0,915	2,3	1,015	2,514
Сибирь	10	85	3,4	1,44	0,921	1,7	0,72	1,846
	6	86	2,2	0,96	0,917	1,1	0,48	1,200
	10	87	3,6	1,61	0,913	1,8	0,805	1,972
	6	88	2,5	1,06	0,921	1,25	0,53	1,358
Черногорская городская	10	79	4,5	1,69	0,936	2,25	0,845	2,403
	10	80	4,3	1,86	0,918	2,15	0,93	2,343
Насосная	10	73	4,1	1,5	0,939	2,05	0,75	2,183
	10	74	5	1,86	0,937	2,5	0,93	2,667

Продолжение таблицы 2.6

Потребитель		Узел	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВАр	cos φ	P _{min} , МВт	Q _{min} , МВАр	S _{min} , МВА
Наименование ПС	Ураб, В							
ХГЗ	6	67	5	1,8	0,941	2,5	0,9	2,657
	6	68	6,4	2,41	0,936	3,2	1,205	3,419
	6	69	4,6	1,6	0,944	2,3	0,8	2,435
	6	70	5,2	1,9	0,939	2,6	0,95	2,768
КСК	35	59	7,86	2,83	0,941	3,93	1,415	4,177
	10	60	3,5	1,67	0,903	1,75	0,835	1,939
	35	61	6,53	2,06	0,954	3,265	1,03	3,424
	10	62	3,2	1,65	0,889	1,6	0,825	1,800
Рассвет	10	49	9,6	4,608	0,902	4,8	2,304	5,324
	6	50	4,2	1,5	0,942	2,1	0,75	2,230
	10	51	7,2	2,5	0,945	3,6	1,25	3,811
	6	52	4,36	1,47	0,948	2,18	0,735	2,301
Искож	10	39	4,4	1,9	0,918	2,2	0,95	2,396
	10	40	5,2	2,6	0,894	2,6	1,3	2,907
	10	41	4,38	2,01	0,909	2,19	1,005	2,410
	10	42	6,3	2,15	0,946	3,15	1,075	3,328
Черногорская 1Т	6	25	3,6	1,9	0,884	1,8	0,95	2,035
Черногорская 2Т	35	26	17,5	6,23	0,942	8,75	3,115	9,288
	10	27	5,8	1,98	0,946	2,9	0,99	3,064
Черногорская 3Т	35	29	6,5	2,67	0,925	3,25	1,335	3,514
	10	30	4,4	2,3	0,886	2,2	1,15	2,482
Черногорская 4Т	6	32	3,4	1,58	0,907	1,7	0,79	1,875
Итого нагрузок района (cos φ ср)			265,24	106,678	0,925	132,62	53,339	143,134

Аналогично максимальному режиму, проведем расчет режима минимальных нагрузок с установкой всех регуляторов трансформаторов в нулевое положение с дальнейшим введением напряжений в нагрузочных узлах в допустимую область. Только реактивная мощность генераторов Абаканской ТЭЦ, в отличие от максимального режима, рассчитывается программой с установкой максимального значения в соответствии с номинальным cos φ генераторов.

Результаты расчёта представлены в приложениях 3.5, 3.6.

По результатам расчётов, токи в линиях не превышают допустимых значений.

Ключевые значения произведённого расчёта представим в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Мощности и потери мощностей в минимальном режиме

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	-54,6
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	-25
Активная мощность генератора 1	МВт	Pг1	63
Реактивная мощность генератора 1	МВАр	Qг1	24,7
Активная мощность генератора 2	МВт	Pг2	63
Реактивная мощность генератора 2	МВАр	Qг2	38,4
Активная мощность генератора 3	МВт	Pг3	63
Реактивная мощность генератора 3	МВАр	Qг3	37,6
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	132,6
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	53,3
Потери КЗ в трансформаторах	МВАр	$\Delta Q_{тр}$	17,57
Потери активной мощности в трансформаторах	МВт	$\Delta P_{тр}$	0,49
Потери XX в трансформаторах	МВАр	ΔQ_{xx}	4,66
Потери активной мощности в линиях	МВт	$\Delta P_{лин}$	1,26
Потери реактивной мощности в линиях	МВАр	$\Delta Q_{лин}$	3,91
Ёмкостная подпитка сети	МВАр	$\Delta Q_{слин}$	-3,6
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{сум}$	26,14
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{сум}$	1,75
Потери реактивной мощности в долях от реактивной мощности нагрузок	о.е.		0,490
Потери активной мощности в долях от активной мощности нагрузок	о.е.		0,013

Отметим нагрузочные узлы, в которых напряжения выходят из нормы и определим значения отпайк переключателей трансформаторов для получения нормальных уровней напряжения. Результаты расчётов представлены в приложениях 3.7. и 3.8.

Таблица 2.8 - Регулирование напряжения на подстанциях потребителей.

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			РПН	Ном. Ктр	Отпайка	Устан. Ктр	Урасч, кВ
16	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-1	11,13	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,455	-3	11,013	10,57
17	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-2	11,12	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,455	-3	11,013	10,56
26	Черногорская Т-1 СН	38,22	$\pm 9 \times 1,78\%$	2,987	-3	3,147	36,28
27	Черногорская Т-1 НН	10,9		10,455		11,013	10,9
29	Черногорская Т-2 СН	38,75	$\pm 9 \times 1,78\%$	2,987	-3	3,147	36,78
30	Черногорская Т-2 НН	11,05		10,455		11,013	10,49
51	Рассвет Т-2 СН	11,03	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,455	-2	10,827	10,65
52	Рассвет Т-2 НН	6,61		17,424		18,044	6,38

Продолжение таблицы 2.8

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			РПН	Ном. Ктр	Отпайка	Устан. Ктр	Урасч, кВ
59	КСК Т-1 СН	38,14	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-3	3,147	36,2
60	КСК Т-1 НН	10,88		10,455		11,013	10,33
61	КСК Т-2 СН	38,01	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-2	3,093	36,71
62	КСК Т-2 НН	10,84		10,455		10,827	10,47
79	Черногорская городская Т-1	11,03	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-1	10,641	10,84
85	Сибирь Т-1 СН	11,07	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-2	10,827	10,69
86	Сибирь Т-1 НН	6,64		17,424		18,044	6,41

При помощи РПН трансформаторов удалось добиться желаемых уровней напряжения, следовательно, режим можно считать входящим в допустимую область. При этом на проблемных подстанциях пришлось повышать коэффициенты трансформации, т.к. уровни напряжений в сети сохранились на достаточно высоком уровне, а номинальные напряжения обмоток трансформаторов, как правило, выше принятых нормальных напряжений.

Также следует отметить, что снижение нагрузок повлекло за собой общее снижение потерь мощности в сети, однако доля потерь реактивной мощности по отношению к реактивной мощности нагрузок возросла.

2.3.3. Расчёт послеаварийных режимов максимальных нагрузок

К сожалению, электрооборудование имеет свойство выходить из строя или находиться в отключенном состоянии по различным причинам:

- плановый вывод оборудования в ремонт;
- короткие замыкания на линиях электропередач, обрывы проводов (разрушение изоляторов, износ проводов, обрывы, спровоцированные несогласованным проездом негабаритной техники и т.д.);
- отключения генераторов по технологическим защита (выход из строя турбины, системы охлаждения, маслосистемы генератора, сбой в системах управления и т.д.)

- отказы выключателей и другого коммутационного электрооборудования;

- климатические факторы (грозовые отключения, образование наледи, схлёстывание проводов или обрыв проводов при сильном ветре);

- ошибочные действия оперативного персонала при производстве оперативных переключений;

Рассмотрим и выполним расчёты режимом для нескольких наиболее тяжёлых ситуаций.

2.3.3.1 Отключение двух генераторов на Абаканской ТЭЦ

Сценарий развития событий в исследуемой энергосистеме: состояние энергосистемы – максимальный режим, один из генераторов Абаканской ТЭЦ находится в вынужденном ремонте и происходит аварийное отключение второго генератора.

Производим расчёт режима работы энергосистемы с исключением первого и второго генераторов Абаканской ТЭЦ. Положения всех регуляторов напряжения у трансформаторов в нулевом положении.

Результаты расчёта представлены в приложениях 3.9, 3.10.

Отметим нагрузочные узлы, в которых напряжения выходят из нормы и определим значения отпаек переключателей трансформаторов для получения нормальных уровней напряжения. При этом следует отметить, что напряжения в узлах 5 и 6 ниже допустимых, и регулирование напряжения с помощью РПН автотрансформаторов подстанции «Абакан-Районная» приведёт к изменению напряжений на сторонах 110 кВ. К тому же регулированием напряжения на подстанции «Абакан-Районная» необходимо добиться нормального напряжения у потребителей ГПП-1 и ГПП-2, т.к. трансформаторы этих подстанций не обладают возможностью регулирования без снятия нагрузки (регуляторы типа ПБВ – переключение без возбуждения, т.е. либо в отключенном состоянии, либо без нагрузки). Поэтому регулирование напряжения производим в два этапа:

- регулирование напряжения на ПС «Абакан-Районная»;

Таблица 2.9 - Регулирование напряжения на подстанции «Абакан-Районная».

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			РПН	Ном. Ктр	Отпай ка	Уст. Ктр	Урасч, кВ
5	Абакан-Районная Т-1 обмотка НН	9,74	$\pm 6 \times 2\%$	21,905	+4	20,153	10,27
7	Абакан-Районная Т-1 обмотка СН	113,28		1,901		1,749	119,44
6	Абакан-Районная Т-2 обмотка НН	9,72	$\pm 6 \times 2\%$	21,905	+4	20,153	10,24
8	Абакан-Районная Т-2 обмотка СН	113,28		1,901		1,749	119,44
15	Абаканская ТЭЦ ГПП-1	9,66					10,08
18	Абаканская ТЭЦ ГПП-2	9,67					10,08

- регулирование напряжения на остальных подстанциях, где напряжения нагрузочных узлов не находятся в допустимом диапазоне после первого этапа регулирования напряжения

Таблица 2.10 - Регулирование напряжения на подстанциях потребителей.

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			РПН	Ном. Ктр	Отпай ка	Уст. Ктр	Урасч, кВ
16	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-1	11,14	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-2	10,827	10,76
17	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-2	11,11	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-2	10,827	10,73
29	Черногорская Т-1 обмотка СН	38,53	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-3	3,147	36,57
30	Черногорская Т-1 обмотка НН	10,96		10,455		11,013	10,41
59	КСК Т-1 обмотка СН	38,67	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-3	3,147	36,7
60	КСК Т-1 обмотка НН	11,02		10,455		11,013	10,46
61	КСК Т-2 обмотка СН	38,4	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-3	3,147	36,45
62	КСК Т-2 обмотка НН	10,94		10,455		11,013	10,39

Результаты расчёта представлены в приложениях 3.11, 3.12.

Ключевые значения произведённого расчёта после достижения нормальных уровней напряжения у потребителей представим в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Мощности и потери мощностей после отключения двух генераторов Абаканской ТЭЦ и регулирования напряжения у потребителей.

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	206
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	128,5
Активная мощность генератора 1	МВт	Pг1	0
Реактивная мощность генератора 1	МВАр	Qг1	0

Продолжение таблицы 2.11

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность генератора 2	МВт	P _{Г2}	0
Реактивная мощность генератора 2	МВАр	Q _{Г2}	0
Активная мощность генератора 3	МВт	P _{Г3}	63
Реактивная мощность генератора 3	МВАр	Q _{Г3}	48
Активная мощность нагрузок	МВт	P _н	265,2
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Q _н	106,7
Потери КЗ в трансформаторах	МВАр	$\Delta Q_{тр}$	15,56
Потери активной мощности в трансформаторах	МВт	$\Delta P_{тр}$	0,42
Потери ХХ в трансформаторах	МВАр	$\Delta Q_{хх}$	4,65
Потери активной мощности в линиях	МВт	$\Delta P_{лин}$	3,29
Потери реактивной мощности в линиях	МВАр	$\Delta Q_{лин}$	25,05
Ёмкостная подпитка сети	МВАр	$\Delta Q_{слин}$	-3,8
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{сум}$	45,26
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{сум}$	3,71
Потери реактивной мощности в долях от реактивной мощности нагрузок	о.е.		0,424
Потери активной мощности в долях от активной мощности нагрузок	о.е.		0,014

При помощи РПН трансформаторов удалось добиться желаемых уровней напряжения, уставки регуляторов напряжения трансформаторов далеки от своих предельных значений, следовательно, режим можно считать входящим в допустимую область и обладающим достаточным запасом по пределам регулирования напряжения. Токи в линиях не превышают допустимых значений. При этом, за счёт увеличения перетоков мощности в линиях электропередач значительно возросли потери активной и реактивной мощности.

2.3.3.2 Отключение линии С-303 при ремонте одного генератора

Линия С-303 является одной из связей головной подстанции «Абакан-Районная» с Абаканской ТЭЦ и её отключение приведёт к существенным изменениям перетока мощности в исследуемой энергосистеме. Отключение одного из генераторов дополнительно утяжеляет расчётный режим. Такая ситуация в энергосистеме вполне возможна, когда линия отключена из-за повреждения изоляторов линии неразумными охотниками, а генератор

отключится по срабатыванию защиты по превышению вибрации на одной из подшипниковых опор генератора.

Производим расчёт режима работы энергосистемы с указанными выше условиями (отключается Г-2). Положения всех регуляторов напряжения у трансформаторов в нулевом положении.

Результаты расчёта представлены в приложениях 3.13, 3.14.

Напряжение нагрузочных узлов на подстанциях «Абакан-Районная» и ГПП-1, ГПП-2 выходят за нормы, поэтому первым этапом регулируем напряжение при помощи РПН автотрансформаторов, добиваемся желаемых уровней напряжения у этих потребителей.

Таблица 2.12 - Регулирование напряжения на подстанции «Абакан-Районная».

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			РПН	Ном. Ктр	Отпайка	Уст. Ктр	Урасч, кВ
5	Абакан-Районная Т-1 обмотка НН	9,81	$\pm 6 \times 2\%$	21,905	+2	21,029	10,08
7	Абакан-Районная Т-1 обмотка СН	114		1,901		1,825	117,18
6	Абакан-Районная Т-2 обмотка НН	9,79	$\pm 6 \times 2\%$	21,905	+2	21,029	10,06
8	Абакан-Районная Т-2 обмотка СН	114		1,901		1,825	117,18
15	Абаканская ТЭЦ ГПП-1	9,83					9,99
18	Абаканская ТЭЦ ГПП-2	9,83					9,99

Регулирование напряжения на остальных подстанциях, где напряжения нагрузочных узлов не находятся в допустимом диапазоне после первого этапа регулирования напряжения.

Таблица 2.13 - Регулирование напряжения на подстанциях потребителей.

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			Пределы регулирования	Ном. Ктр	Отпайка	Уст. Ктр	Урасч, кВ
16	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-1	11,04	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-1	10,641	10,85
17	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-2	11,01	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-1	10,641	10,82
29	Черногорская Т-1 обмотка СН	38,16	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-2	3,093	36,86
30	Черногорская Т-1 обмотка НН	10,86		10,455		10,827	10,49
59	КСК Т-1 обмотка СН	37,88	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-1	3,040	37,22
60	КСК Т-1 обмотка НН	10,79		10,455		10,641	10,6

Результаты расчёта представлены в приложениях 3.15, 3.16.

Ключевые значения произведённого расчёта после достижения нормальных уровней напряжения у потребителей представим в таблице 2.14.

Таблица 2.14 - Мощности и потери мощностей после отключения ВЛ-110 кВ С-303, ремонте Г-2 Абаканской ТЭЦ и регулирования напряжения.

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	130,4
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	69,6
Активная мощность генератора 1	МВт	Pг1	63
Реактивная мощность генератора 1	МВАр	Qг1	41
Активная мощность генератора 2	МВт	Pг2	0
Реактивная мощность генератора 2	МВАр	Qг2	0
Активная мощность генератора 3	МВт	Pг3	63
Реактивная мощность генератора 3	МВАр	Qг3	26,4
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	253
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	102,1
Потери КЗ в трансформаторах	МВАр	$\Delta Q_{тр}$	17,93
Потери активной мощности в трансформаторах	МВт	$\Delta P_{тр}$	0,49
Потери ХХ в трансформаторах	МВАр	$\Delta Q_{хх}$	4,6
Потери активной мощности в линиях	МВт	$\Delta P_{лин}$	2,89
Потери реактивной мощности в линиях	МВАр	$\Delta Q_{лин}$	15,66
Ёмкостная подпитка сети	МВАр	$\Delta Q_{слин}$	-3,3
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{сум}$	38,19
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{сум}$	3,38
Потери реактивной мощности в долях от реактивной мощности нагрузок	о.е.		0,374
Потери активной мощности в долях от активной мощности нагрузок	о.е.		0,013

При помощи РПН трансформаторов удалось добиться желаемых уровней напряжения, уставки регуляторов напряжения трансформаторов далеки от своих предельных значений, следовательно, режим можно считать входящим в допустимую область и обладающим достаточным запасом по пределам регулирования напряжения. Токи в линиях не превышают допустимых значений.

2.3.3.3 Отключение трансформатора связи 220/110 при ремонте одного генератора Абаканской ТЭЦ

Силовой автотрансформатор 220/110 на Абаканской ТЭЦ осуществляет связь электростанции с шинами 220 кВ головной подстанции «Абакан-Районная», и его отключение приведёт к существенным изменениям перетока мощности в исследуемой энергосистеме, в частности должны вырасти перетоки мощности по ВЛ-110 кВ С-303 и С304, которые связывают шины 110 кВ подстанции «Абакан-Районная» с Абаканской ТЭЦ. Отключение одного из генераторов дополнительно утяжеляет расчётный режим. Такая ситуация в энергосистеме вполне возможна, когда автотрансформатор выведен по причине течи масла, а генератор отключится по одной из технологических защит котла или турбины.

Производим расчёт режима работы энергосистемы с указанными выше условиями. Положения всех регуляторов напряжения у трансформаторов в нулевом положении.

Результаты расчёта представлены в приложениях 3.17, 3.18.

Напряжение нагрузочных узлов на подстанциях «Абакан-Районная» и ГПП-1, ГПП-2 выходят за нормы, поэтому первым этапом регулируем напряжение при помощи РПН автотрансформаторов, добиваемся желаемых уровней напряжения у этих потребителей.

Таблица 2.15 - Регулирование напряжения на подстанции «Абакан-Районная».

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			РПН	Ном. Ктр	Отпайка	Уст. Ктр	Урасч, кВ
5	Абакан-Районная Т-1 обмотка НН	9,83	$\pm 6 \times 2\%$	21,905	+2	21,029	10,14
7	Абакан-Районная Т-1 обмотка СН	114,24		1,901		1,825	117,86
6	Абакан-Районная Т-2 обмотка НН	9,81	$\pm 6 \times 2\%$	21,905	+2	21,029	10,12
8	Абакан-Районная Т-2 обмотка СН	114,24		1,901		1,825	117,86
15	Абаканская ТЭЦ ГПП-1	9,79					9,99
18	Абаканская ТЭЦ ГПП-2	9,79					9,99

Регулирование напряжения на остальных подстанциях, где напряжения нагрузочных узлов не находятся в допустимом диапазоне после первого этапа регулирования напряжения.

Таблица 2.16 - Регулирование напряжения на подстанциях потребителей.

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			РПН	Ном. Ктр	Отпайка	Уст. Ктр	Урасч, кВ
16	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-1	11,13	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-2	10,827	10,74
17	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-2	11,1	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-2	10,827	10,71
29	Черногорская Т-1 обмотка СН	38,47	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-2	3,093	37,15
30	Черногорская Т-1 обмотка НН	10,95		10,455		10,827	10,57
59	КСК Т-1 обмотка СН	38,12	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-2	3,093	36,81
60	КСК Т-1 обмотка НН	10,86		10,455		10,827	10,49
61	КСК Т-2 обмотка СН	37,85	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-1	3,040	37,19
62	КСК Т-2 обмотка НН	10,78		10,455		10,641	10,59

Результаты расчёта представлены в приложениях 3.19, 3.20.

Ключевые значения произведённого расчёта после достижения нормальных уровней напряжения у потребителей представим в таблице 2.17.

Таблица 2.17 - Мощности и потери после отключения автотрансформатора связи, при ремонте Г-3 Абаканской ТЭЦ и регулирования напряжения.

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Рб	130,3
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	39,9
Активная мощность генератора 1	МВт	Рг1	63
Реактивная мощность генератора 1	МВАр	Qг1	48
Активная мощность генератора 2	МВт	Рг2	63
Реактивная мощность генератора 2	МВАр	Qг2	48
Активная мощность генератора 3	МВт	Рг3	0
Реактивная мощность генератора 3	МВАр	Qг3	0
Активная мощность нагрузок	МВт	Рн	253
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	102,1
Потери КЗ в трансформаторах	МВАр	$\Delta Q_{тр}$	17,43
Потери активной мощности в трансформаторах	МВт	$\Delta P_{тр}$	0,42
Потери ХХ в трансформаторах	МВАр	$\Delta Q_{хх}$	4,02
Потери активной мощности в линиях	МВт	$\Delta P_{лин}$	2,85
Потери реактивной мощности в линиях	МВАр	$\Delta Q_{лин}$	15,91
Ёмкостная подпитка сети	МВАр	$\Delta Q_{слин}$	-3,5

Продолжение таблицы 2.17

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{\text{сум}}$	37,36
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{\text{сум}}$	3,27
Потери реактивной мощности в долях от реактивной мощности нагрузок	о.е.		0,366
Потери активной мощности в долях от активной мощности нагрузок	о.е.		0,013

При помощи РПН трансформаторов удалось добиться желаемых уровней напряжения, уставки регуляторов напряжения трансформаторов далеки от своих предельных значений, следовательно, режим можно считать входящим в допустимую область и обладающим достаточным запасом по пределам регулирования напряжения. Токи в линиях не превышают допустимых значений.

2.3.3.4 Отключение трансформатора Т-1 на подстанции «Абакан-Районная» при ремонте одного генератора Абаканской ТЭЦ

Отключение одного из автотрансформаторов 220/110 на подстанции «Абакан-Районная» утяжеляет режим работы оставшегося в работе автотрансформатора, напряжение на его выводах может существенно снизиться, также возможна и перегрузка этого трансформатора. Отключение одного из генераторов дополнительно утяжеляет расчётный режим. Такая ситуация в энергосистеме вполне возможна, по причинам, аналогичным указанным в предыдущем расчёте.

Производим расчёт режима работы энергосистемы с указанными выше условиями. Положения всех регуляторов напряжения у трансформаторов в нулевом положении.

Результаты расчёта представлены в приложениях 3.21, 3.22.

Напряжение нагрузочных узлов на подстанциях «Абакан-Районная» и ГПП-1, ГПП-2 выходят за нормы, поэтому первым этапом регулируем напряжение при помощи РПН автотрансформаторов, добиваемся желаемых уровней напряжения у этих потребителей.

Таблица 2.18 - Регулирование напряжения на подстанции «Абакан-Районная».

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			РПН	Ном. Ктр	Отпайка	Уст. Ктр	Урасч, кВ
6	Абакан-Районная Т-2 обмотка НН	9,65	$\pm 6 \times 2\%$	21,905	+4	20,153	9,98
8	Абакан-Районная Т-2 обмотка СН	113,49		1,901		1,749	117,68
15	Абаканская ТЭЦ ГПП-1	9,78					10,05
18	Абаканская ТЭЦ ГПП-2	9,78					10,05

Регулирование напряжения на остальных подстанциях, где напряжения нагрузочных узлов не находятся в допустимом диапазоне после первого этапа регулирования напряжения.

Таблица 2.19 - Регулирование напряжения на подстанциях потребителей.

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			РПН	Ном. Ктр	Отпайка	Уст. Ктр	Урасч, кВ
16	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-1	11,11	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-2	10,827	10,73
17	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-2	11,08	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-2	10,827	10,7
29	Черногорская Т-1 обмотка СН	38,41	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-3	3,147	36,46
30	Черногорская Т-1 обмотка НН	10,93		10,455		11,013	10,38
59	КСК Т-1 обмотка СН	38,06	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-2	3,093	36,75
60	КСК Т-1 обмотка НН	10,84		10,455		10,827	10,57

Результаты расчёта представлены в приложениях 3.23, 3.24.

Ключевые значения произведённого расчёта после достижения нормальных уровней напряжения у потребителей представим в таблице 2.20.

Таблица 2.20 - Мощности и потери мощностей после отключения автотрансформатора на подстанции «Абакан-Районная», при ремонте Г-3 Абаканской ТЭЦ и регулирования напряжения у потребителей.

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	P _б	130,6
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Q _б	42,1
Активная мощность генератора 1	МВт	P _{г1}	63

Продолжение таблицы 2.20

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Реактивная мощность генератора 1	МВАр	Q _{г1}	48
Активная мощность генератора 2	МВт	P _{г2}	63
Реактивная мощность генератора 2	МВАр	Q _{г2}	48
Активная мощность генератора 3	МВт	P _{г3}	0
Реактивная мощность генератора 3	МВАр	Q _{г3}	0
Активная мощность нагрузок	МВт	P _н	253
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Q _н	102,1
Потери КЗ в трансформаторах	МВАр	$\Delta Q_{тр}$	21,18
Потери активной мощности в трансформаторах	МВт	$\Delta P_{тр}$	0,44
Потери ХХ в трансформаторах	МВАр	$\Delta Q_{хх}$	4,45
Потери активной мощности в линиях	МВт	$\Delta P_{лин}$	3,16
Потери реактивной мощности в линиях	МВАр	$\Delta Q_{лин}$	14,79
Ёмкостная подпитка сети	МВАр	$\Delta Q_{слин}$	-4,4
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{сум}$	40,42
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{сум}$	3,6
Потери реактивной мощности в долях от реактивной мощности нагрузок	о.е.		0,396
Потери активной мощности в долях от активной мощности нагрузок	о.е.		0,014

При помощи РПН трансформаторов удалось добиться желаемых уровней напряжения, при этом уставка регулятора напряжения оставшегося в работе автотрансформатора на подстанции «Абакан-Районная» приближается к своему предельному значению. Режим можно считать входящим в допустимую область и обладающим достаточным запасом по пределам регулирования напряжения. Токи в линиях не превышают допустимых значений, загрузка оставшегося в работе автотрансформатора на подстанции «Абакан-Районная» в пределах допустимой (мощность, передаваемая через обмотку среднего напряжения составляет 49,8 МВА, через обмотку высокого напряжения – 78,9 МВА)

2.4 Оценка пропускной способности ВЛЭП

Для того чтобы в дальнейшем представлялось возможным развивать схему, а именно подключать новые ПС к энергосистеме, питаемой от ПС Абакан-Районная, необходимо произвести оценку пропускной способности.

Для этого поэтапно нагружаем подстанции до 70% мощности трансформаторов, начиная с тупиковых, до тех пор, пока токи в линиях не станут превышать допустимые или режим нельзя будет ввести в допустимую область. При наступлении такого состояния энергосистемы будет определять пропускную способность. Также следует учитывать пропускную способность автотрансформаторов на подстанции «Абакан-Районная», автотрансформатора на Абаканской ТЭЦ по стороне среднего напряжения. Передаваемая мощность по стороне среднего напряжения не должна превышать половины номинальной мощности трансформатора. Все генераторы Абаканской ТЭЦ находятся в работе.

2.4.1 Оценка пропускной способности ВЛЭП-110 кВ С-89, С-90

От ВЛЭП С-89 и С-90 и их отпаяк (С-331, С-332, С-339) осуществляется электроснабжение подстанций: Искож, Рассвет (Т-1), КСК, ХГЗ, Насосная.

2.4.1.1 I этап - загрузка подстанций 110/10 «Насосная», «ХГЗ»

Номинальные мощности трансформаторов ПС Насосная - 2х10000 МВА.
Коэффициенты нагрузки – $\cos \varphi_{73} = 0,939$, $\cos \varphi_{74} = 0,937$

Существующая нагрузка подстанции в максимальном режиме:

$$P_{73} = 4,1 \text{ МВт}; Q_{73} = 1,5 \text{ МВАр}; P_{74} = 5 \text{ МВт}; Q_{74} = 1,86 \text{ МВАр};$$

Максимальная полная мощность нагрузки трансформатора:

$$S_{\max} = 0,7 \cdot S_{\text{номТГР}} = 0,7 \cdot 10 = 7 \text{ МВА}; \quad (23)$$

$$P_{\max 73} = S_{\max} \cdot \cos \varphi_{73} = 7 \cdot 0,939 = 6,573 \text{ МВт}; \quad (24)$$

$$Q_{\max 73} = \sqrt{S_{\max}^2 - P_{\max 73}^2} = \sqrt{7^2 - 6,573^2} = 1,843 \text{ МВАр}; \quad (25)$$

$$P_{\max 74} = S_{\max} \cdot \cos \varphi_{74} = 7 \cdot 0,937 = 6,559 \text{ МВт}; \quad (26)$$

$$Q_{\max 74} = \sqrt{S_{\max}^2 - P_{\max 74}^2} = \sqrt{7^2 - 6,559^2} = 2,445 \text{ МВАр}; \quad (27)$$

По результатам расчёта максимальных мощностей видно, что мощность нагрузок подстанции возрастёт незначительно, поэтому, в целях сокращения количества этапов загрузки линий, произведём расчёт максимальных нагрузок и для подстанции ХГЗ:

Номинальные мощности трансформаторов ПС ХГЗ - 2х25000 МВА. Каждая из обмоток низшего напряжения обладает половинной номинальной мощностью трансформатора.

Коэффициенты нагрузки – $\cos \phi_{67} = 0,941$, $\cos \phi_{68} = 0,936$, $\cos \phi_{69} = 0,944$, $\cos \phi_{70} = 0,939$,

Существующая нагрузка подстанции в максимальном режиме:

$$P_{67} = 5 \text{ МВт}; Q_{67} = 1,8 \text{ МВАр}; \quad P_{68} = 6,4 \text{ МВт}; Q_{68} = 2,41 \text{ МВАр};$$

$$P_{69} = 4,6 \text{ МВт}; Q_{69} = 1,6 \text{ МВАр}; \quad P_{70} = 5,2 \text{ МВт}; Q_{70} = 1,9 \text{ МВАр};$$

Максимальная полная мощность нагрузки обмотки НН трансформатора:

$$S_{\max} = 0,7 \cdot 0,5 \cdot S_{\text{номТП}} = 0,7 \cdot 0,5 \cdot 25 = 8,75 \text{ МВА}; \quad (28)$$

Максимальные мощности нагрузок подстанции:

$$P_{\max 67} = S_{\max} \cdot \cos \varphi_{67} = 8,75 \cdot 0,941 = 8,234 \text{ МВт}; \quad (29)$$

$$Q_{\max 67} = \sqrt{S_{\max}^2 - P_{\max 67}^2} = \sqrt{8,75^2 - 8,234^2} = 2,96 \text{ МВАр}; \quad (30)$$

$$P_{\max 68} = S_{\max} \cdot \cos \varphi_{68} = 8,75 \cdot 0,936 = 8,19 \text{ МВт}; \quad (31)$$

$$Q_{\max 68} = \sqrt{S_{\max}^2 - P_{\max 68}^2} = \sqrt{8,75^2 - 8,19^2} = 3,08 \text{ МВАр}; \quad (32)$$

$$P_{\max 69} = S_{\max} \cdot \cos \varphi_{69} = 8,75 \cdot 0,944 = 8,26 \text{ МВт}; \quad (33)$$

$$Q_{\max 69} = \sqrt{S_{\max}^2 - P_{\max 69}^2} = \sqrt{8,75^2 - 8,26^2} = 2,887 \text{ МВАр}; \quad (34)$$

$$P_{\max 70} = S_{\max} \cdot \cos \varphi_{70} = 8,75 \cdot 0,939 = 8,216 \text{ МВт}; \quad (35)$$

$$Q_{\max 70} = \sqrt{S_{\max}^2 - P_{\max 70}^2} = \sqrt{8,75^2 - 8,216^2} = 3,01 \text{ МВАр}; \quad (36)$$

Производим расчёт режима с приведёнными выше нагрузками и приведением напряжений узлов в допустимую область. Результаты приведения узловых напряжений представим в таблице 2.21. Конечные результаты расчётов режима - в приложениях 4.1 и 4.2.

Таблица 2.21 - Регулирование напряжения на подстанциях при загрузке подстанций «Насосная», «ХГЗ».

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	До регулирования		После регулирования		
			РПН	Ном. Ктр	Отпайка	Уст. Ктр	Урасч, кВ
5	Абакан-Районная Т-1 обмотка НН	9,89	$\pm 6 \times 2\%$	21,905	+2	21,029	10,18
7	Абакан-Районная Т-1 обмотка СН	114,9		1,901		1,825	118,32
6	Абакан-Районная Т-2 обмотка НН	9,86	$\pm 6 \times 2\%$	21,905	+2	21,029	10,16
8	Абакан-Районная Т-2 обмотка СН	114,9		1,901		1,825	118,32
15	Абаканская ТЭЦ ГПП-1	9,94					10,18
18	Абаканская ТЭЦ ГПП-2	9,93					10,18
16	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-1	11,25	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-2	10,827	10,86
17	Абаканская ТЭЦ ГПП-6 Т-2	11,22	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-2	10,827	10,83
29	Черногорская Т-1 обмотка СН	38,91	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-2	3,093	37,58
30	Черногорская Т-1 обмотка НН	11,07		10,455		10,827	10,69
59	КСК Т-1 обмотка СН	38,06	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-2	3,093	36,76
60	КСК Т-1 обмотка НН	10,84		10,455		10,827	10,47
61	КСК Т-2 обмотка СН	37,83	$\pm 9 \times 1.78\%$	2,987	-1	3,040	37,18
62	КСК Т-2 обмотка НН	10,78		10,455		10,641	10,59
79	Черногорская городская Т-1	11,03	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-1	10,641	10,84
85	Сибирь Т-1 обмотка СН	11,12	$\pm 9 \times 1.78\%$	10,455	-1	10,641	10,93
86	Сибирь Т-1 обмотка НН	6,66		17,424		17,734	6,54

По результатам расчёта режима определим токи в линиях связи рассматриваемых подстанций с шинами 110 кВ подстанции «Абакан-Районная»

Таблица 2.22 – токи в линиях связи подстанций «ХГЗ», «Насосная» с подстанцией «Абакан-Районная»

Ветви	Ирасч, А	Идоп, кА	Ветви	Ирасч, А	Идоп, кА
64-71	0,04	0,61	44-54	0,18	0,45
63-72	0,04	0,61	43-53	0,19	0,45
54-63	0,13	0,45	8-43	0,24	0,45
53-64	0,13	0,61	7-45	0,32	0,45

При утяжелении режима следует учитывать и величину загрузки обмоток среднего напряжения автотрансформаторов на головной подстанции и автотрансформатора связи с Абаканской ТЭЦ, как обеспечивающих переток мощности в сеть 110 кВ энергорайона. Так, для установленных автотрансформаторов принимаем предельную передаваемую мощность обмоткой среднего напряжения, равную 35 % номинальной мощности трансформатора, т.е. 70 % от номинальной мощности самого автотрансформатора.

Перетоки мощности по стороне среднего напряжения автотрансформаторов 220/110 кВ:

$$S_{3-7} = 17,7 + j19,6, \text{ МВА или } 26,4 \text{ МВА} < 70 \text{ МВА}$$

$$S_{4-8} = 11,7 + j17,5, \text{ МВА или } 21,05 \text{ МВА} < 70 \text{ МВА}$$

$$S_{90-89} = 20,9 - j45,5, \text{ МВА или } 50,1 \text{ МВА} < 70 \text{ МВА}$$

По результатам расчёта видно, что после первого этапа загрузки токи в линиях меньше допустимых, а автотрансформаторы обладают существенным запасом по передаваемой мощности.

2.4.1.2 II этап - загрузка подстанции 110/35/10 «КСК»

Произведём загрузку трансформаторов на подстанции «КСК». При этом, для трёхобмоточных трансформаторов считаем, что 2/3 передаваемой мощности осуществляется по стороне среднего напряжения (35 кВ), а 1/3 – по низкой стороне (10 кВ).

Расчёт значений мощности после догрузки трансформаторов на подстанции «КСК» сведём в таблицу 2.23

Таблица 2.23 – расчёт загрузки подстанции «КСК»

Наименование	U, кВ	S _{ном} , МВА	Существующая нагрузка				Догрузка трансформаторов			
			P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	cos φ	Kз	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
КСК Т-1	35	40	7,86	2,83	8,354	0,941	0,7	18,667	17,563	6,324
	10		3,5	1,67	3,878	0,903	0,7	9,333	8,424	4,019
КСК Т-2	35	40	6,53	2,06	6,847	0,954	0,7	18,667	17,802	5,616
	10		3,2	1,65	3,600	0,889	0,7	9,333	8,295	4,277

Производим расчёт режима с приведёнными выше нагрузками и приведением напряжений узлов в допустимую область.

Результаты приведения узловых напряжений представим в таблице 2.24. Конечные результаты расчёта режима - в приложениях 4.3 и 4.4.

Таблица 2.24 - Регулирование напряжения на подстанциях при загрузке подстанции «КСК».

Потребитель	Урасч, кВ	Ктр ном	До регулирования			После регулирования		
			отпайка	Пределы регулирования	Ктр	отпайка	Ктр	Урасч, кВ
КСК Т-1 обмотка СН	35,17	2,987	-2	$\pm 9 \times 1.78\%$	3,093	-1	3,040	35,99
КСК Т-1 обмотка НН	9,96	10,455			10,827		10,641	10,20
ХГЗ Т-1 обмотка НН-1	5,93	18,254	0	$\pm 9 \times 1.78\%$	18,254	2	17,604	6,17
ХГЗ Т-1 обмотка НН-2	5,93	18,254			18,254		17,604	6,16

По результатам расчёта режима определим токи в линиях связи рассматриваемых подстанций с шинами 110 кВ подстанции «Абакан-Районная»
Таблица 2.25 – токи в линиях связи подстанции «КСК», «ХГЗ», «Насосная» с подстанцией «Абакан-Районная»

Ветви	Ирасч, А	Идоп, кА	Ветви	Ирасч, А	Идоп, кА
44-54	0,28	0,45	8-43	0,33	0,45
43-53	0,28	0,45	7-45	0,42	0,45

Перетоки мощности по стороне среднего напряжения автотрансформаторов 220/110 кВ:

$$S_{3-7} = 30,8 + j27,8 \text{ МВА или } 41,49 \text{ МВА} < 70 \text{ МВА}$$

$$S_{4-8} = 24,8 + j25,8 \text{ МВА или } 35,79 \text{ МВА} < 70 \text{ МВА}$$

$$S_{90-89} = 32,1 - j39,0 \text{ МВА или } 50,51 \text{ МВА} < 70 \text{ МВА}$$

Из расчёта видно, что ВЛЭП С-89 от узла 7 СШ №1 110 кВ ПС «Абакан-Районная» до узла 45 СШ №1 ПС «Рассвет» практически находится на пределе своей пропускной способности, когда ВЛЭП С-90 от узла 8 СШ №2 110 кВ ПС «Абакан-Районная» до узла 43 ещё имеет запас по передаваемой мощности и способна принять дополнительную нагрузку, например, при увеличении нагрузки на Т-1 ПС «Рассвет» или ПС «Искож». В целом можно сделать вывод,

что ВЛ С-89 и С-90 обладают существенным запасом пропускной способности в существующем режиме максимальных нагрузок.

2.4.2 Оценка пропускной способности ВЛЭП-110 кВ С-303, С-313, С-304, С-314.

От ВЛЭП С-303, С-313, С-304, С-314 осуществляется электроснабжение подстанций: Черногорская, Черногорская городская, Сибирь, Рассвет Т-2, подстанции, подключенные к шинам 110 кВ Абаканской ТЭЦ.

В связи с наличием запаса транзита мощности через автотрансформаторы 220/110, производим расчёты с учётом ранее произведённых догрузок подстанций.

2.4.2.1 III этап - загрузка подстанций «Черногорская городская», «Сибирь»

Произведём загрузку трансформаторов на подстанциях «Черногорская городская», «Сибирь». При этом, для трёхобмоточных трансформаторов подстанции «Сибирь» считаем, что нагрузка по обмоткам (10 и 6 кВ) распределяется равномерно.

Расчёт значений мощности после догрузки трансформаторов сведём в таблицу 2.26

Таблица 2.26 - Расчёт загрузки подстанций «Черногорская городская», «Сибирь»

Наименование	U, кВ	S _{ном} , МВ А	Существующая нагрузка				Догрузка трансформаторов			
			P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	cos φ	Kз	S, МВ А	P, МВт	Q, МВАр
Черногор. город. Т-1	10	10	4,5	1,69	4,807	0,936	0,7	7	6,553	2,461
Черногор. город. Т-2	10		4,3	1,86	4,685	0,918	0,7	7	6,425	2,779
Сибирь Т-1	10	25	3,4	1,44	3,692	0,921	0,7	8,75	8,057	3,412
	6		2,2	0,96	2,400	0,917	0,7	8,75	8,020	3,500
Сибирь Т-2	10	25	3,6	1,61	3,944	0,913	0,7	8,75	7,988	3,572
	6		2,5	1,06	2,715	0,921	0,7	8,75	8,056	3,416

Производим расчёт режима с приведёнными выше нагрузками и приведением напряжений узлов в допустимую область.

Конечные результаты расчёта режима - в приложениях 4.5 и 4.6.

По результатам расчёта напряжения в нагрузочных узлах находятся в допустимых областях.

Определим токи в линиях связи рассматриваемых подстанций с шинами 110 кВ Абаканской ТЭЦ.

Таблица 2.27 – токи в линиях связи подстанций «Черногорская городская», «Сибирь» с шинами Абаканской ТЭЦ.

Ветви	И _{расч} , А	И _{доп} , кА	Ветви	И _{расч} , А	И _{доп} , кА
7-9	0,17	0,45	46-22	0,28	0,61
8-10	0,17	0,45	21-75	0,13	0,45
9-21	0,21	0,45	22-76	0,13	0,45
10-46	0,34	0,45			

Перетоки мощности по стороне среднего напряжения автотрансформаторов 220/110 кВ:

$$S_{3-7} = 36,9 + j30,9 \text{ МВА или } 48,1 \text{ МВА} < 70 \text{ МВА}$$

$$S_{4-8} = 30,9 + j28,8 \text{ МВА или } 42,2 \text{ МВА} < 70 \text{ МВА}$$

$$S_{90-89} = 40,7 - j32,0 \text{ МВА или } 51,77 \text{ МВА} < 70 \text{ МВА}$$

По результатам расчёта видно, что после третьего этапа загрузки линий токи в линиях меньше допустимых.

2.4.2.2 IV этап - загрузка подстанции «Черногорская»

Произведём загрузку трансформаторов на подстанции «Черногорская». При этом, для трёхобмоточных трансформаторов подстанции Черногорская считаем, что 2/3 передаваемой мощности осуществляется по стороне среднего напряжения (35 кВ), а 1/3 – по низкой стороне (10 кВ).

Расчёт значений мощности после догрузки трансформаторов сведём в таблицу 2.28

Таблица 2.28 - Расчёт загрузки подстанции «Черногорская»

Наименование	U, кВ	S _{ном} , МВА	Существующая нагрузка				Догрузка трансформаторов			
			P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	cos φ	Kз	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
Черногорская Т-1	6	10	3,6	1,9	4,071	0,884	0,7	7	6,191	3,267
Черногорская Т-2	35	40	17,5	6,23	18,576	0,942	0,7	18,667	17,586	6,260
	10		5,8	1,98	6,129	0,946	0,7	9,333	8,833	3,015
Черногорская Т-3	35	40	6,5	2,67	7,027	0,925	0,7	18,667	17,267	7,093
	10		4,4	2,3	4,965	0,886	0,7	9,333	8,271	4,324
Черногорская Т-4	6	16	3,4	1,58	3,749	0,907	0,7	11,2	10,157	4,720

Производим расчёт режима с приведёнными выше нагрузками и приведением напряжений узлов в допустимую область.

Таблица 2.29 - Регулирование напряжения при загрузке подстанции «Черногорская».

Потребитель	U _{расч} , кВ	Ктр ном	До регулирования			После регулирования		
			Отпайка	Пределы регулирования	Ктр	Отпайка	Ктр	U _{расч} , кВ
ХГЗ Т-2 обмотка НН-1	5,97	18,254	0	±9×1.78%	18,254	+1	17,929	6,08
ХГЗ Т-2 обмотка НН-2	5,97	18,254			18,254		17,929	6,08

Конечные результаты расчёта режима - в приложениях 4.7 и 4.8.

Определим токи в линиях связи рассматриваемой подстанции с шинами 110 кВ Абаканской ТЭЦ.

Таблица 2.30 – токи в линиях связи подстанций «Черногорская городская», «Сибирь», «Черногорская» с шинами Абаканской ТЭЦ.

Ветви	I _{расч} , А	I _{доп} , кА	Ветви	I _{расч} , А	I _{доп} , кА
7-9	0,13	0,45	46-22	0,32	0,61
8-10	0,13	0,45	21-75	0,13	0,45
9-21	0,33	0,45	22-76	0,13	0,45
10-46	0,38	0,45			

Перетоки мощности по стороне среднего напряжения автотрансформаторов 220/110 кВ:

$$S_{3-7} = 45,4 + j35,6 \text{ МВА или } 57,7 \text{ МВА} < 70 \text{ МВА}$$

$$S_{4-8} = 39,4 + j33,5, \text{ МВА или } 51,7 \text{ МВА} < 70 \text{ МВА}$$

$$S_{90-89} = 51,7 - j23,1, \text{ МВА или } 56,6 \text{ МВА} < 70 \text{ МВА}$$

По результатам расчёта видно, что после IV этапа загрузки линий токи в линиях меньше допустимых. Но ток ветви 10-46 приближается к допустимому значению.

2.4.2.3 V этап - загрузка подстанции «Рассвет»

Произведём загрузку трансформатора Т-2 на подстанции «Рассвет». При этом нагрузку по расщеплённым обмоткам распределяем равномерно

Расчёт значений мощности после догрузки трансформаторов сведём в таблицу 2.31

Таблица 2.31 - Расчёт загрузки Т-2 подстанции «Рассвет»

Наименование	U, кВ	S _{ном} , МВА	Существующая нагрузка				Догрузка трансформаторов			
			P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	cos φ	Kз	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
Рассвет Т-2	10	40	7,2	2,5	7,622	0,945	0,7	14	13,225	4,592
	6		4,36	1,47	4,601	0,948	0,7	14	13,266	4,473

Конечные результаты расчёта режима - в приложениях 4.9 и 4.10.

По результатам расчёта режима ток по ветви 10-46 составил 0,54 кА, что превышает допустимый ток линии. Однако для достижения такого режима были увеличены до практического максимума нагрузки на всех подключенных к этой цепи подстанций, токи в остальных линиях ещё имеют существенный запас по пропускной способности, поэтому пропускные способности исследуемых линий с уверенностью можно считать достаточными.

Для большего утяжеления режима можно увеличить нагрузки и на подстанциях, подключенных непосредственно к шинам 110 кВ Абаканской ТЭЦ, однако величины нагрузок этих подстанций связаны с инфраструктурой самой Абаканской ТЭЦ и их увеличение возможно лишь незначительно, либо в связи с увеличением генерирующих мощностей на ТЭЦ.

2.5 Заключение по главе

При выполнении данной курсовой работы были рассчитаны и введены в допустимую область по напряжению режимы максимальных и минимальных нагрузок, а также послеаварийные режимы. При первичных расчетах напряжения в узлах отличались от нормально допустимых и предельно допустимых значений. Из расчета режимов после регулирования видно, что на шинах всех потребителей были достигнуты желаемые уровни напряжения с помощью РПН трансформаторов. При этом регулирование, как правило, проводилось в два этапа: на первом этапе регулировалось напряжение сети 110 кВ с помощью РПН автотрансформаторов подстанции 220/110 «Абакан-Районная», на втором – регулирование на подстанциях потребителей. В любом из рассмотренных режимах подстанции имеют достаточный запас по регулированию напряжения

При анализе потерь в различных режимах становится видно, что наименьшие потери активной мощности оказались в режиме минимальных нагрузок. Это связано с тем, что в данном режиме потребляется меньшее количество энергии, соответственно меньшая мощность протекает по элементам сети.

Если рассматривать послеаварийные режимы, то можно выделить режим при отключении автотрансформатора на ПС Абакан-Районная. Этот режим оказался наиболее тяжелым, так как численное значение потерь наибольшее, РПН переключен на четвертое из имеющихся шести.

В работе была исследована оценка пропускной способности ЛЭП. По результатам исследования можно сделать вывод о том, что линии обладают существенным запасом пропускной способности и возможно как увеличение нагрузок на существующих подстанциях, так и подключение новых.

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Введение

В первой части данного раздела определим стоимость выполнения проектных работ по теме данной бакалаврской работы. При вычислении стоимости проекта определим затраты на проектирование: материальные затраты, заработную плату, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления, прочие и накладные расходы. Полученные значения затрат определяют себестоимость проекта, на основании которой определится прибыль и общая стоимость разработки проекта. Во второй части раздела проведём технико-экономическое обоснование необходимости компенсации реактивной мощности. Основной целью компенсации реактивной мощности является снижение перетоков реактивной мощности в энергосистеме, что способствует снижению потерь активной и реактивной мощности, увеличению узловых напряжений. Основные задачи, которые решаются в данном разделе, нацелены на получение максимальной коммерческой выгоды от установки устройств компенсации реактивной мощности в кратчайшие сроки.

3.2 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости

Для расчета основной заработной платы сотрудников отдела проектирования составляем график выполнения работ. Для определения трудоемкости выполнения проекта сначала составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены. Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{о.ж.}$ применим вариант, основанный на использовании трех оценок: t_{max} , t_{min} , $t_{н.в.}$.

$$t_{о.ж.} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{max}}{6} \quad (37)$$

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

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

t_{max} – самая длительная продолжительность работы.

По графику работ определим трудозатраты:

Таблица 3.1 – Трудозатраты на выполнение проектно-сметных работ

Работник	Кол-во дней
Руководитель	7
Ведущий инженер	21
Инженер	61

[illegible][illegible]

3.3 Расчет затрат на проектирование

Затраты, образующие себестоимость продукции группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам: материальные затраты, оплата труда, отчисления на социальные нужды, амортизация основных фондов, прочие затраты, накладные расходы.

3.3.1 Расходные материалы

К расходным материалам относятся: бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, другие канцелярские товары, сведенные в приведенную ниже таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Материальные затраты

Материал	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, руб	Итого, руб
Печатная бумага А4	Пачка	2	200	400
Печатная бумага А3	Пачка	0,5	400	200
Печатная бумага А0	шт	10	150	1500
Диск CD-RW	шт.	2	80	160
Канц. товары	компл.	3	200	300
				2860

3.3.2 Расчет заработной платы и отчислений в социальные фонды

Расчёт заработной платы:

$$З_n = \frac{O \cdot k_1 \cdot k_2}{21} \cdot X \quad (38)$$

где: О – оклад; k_1 - коэффициент за отпуск (1,16 – для руководителя, 1,1 – для ведущего инженера, 1,08 – для инженера); k_2 - районный коэффициент (1,3); 21 - количество рабочих дней в месяце; X - количество рабочих дней затраченных на проект.

Таблица 3.3 – Оклады исполнителей.

Работник	Группа	Оклад, руб
Руководитель	4	25000
Ведущий инженер	3	20000
Инженер	2	18000

$$\text{Руководитель: } Зп_{рук} = \frac{25000 \cdot 1,16 \cdot 1,3}{21} \cdot 7 = 12567 \text{ руб}$$

$$\text{Ведущий инженер: } Зп_{в.инж} = \frac{20000 \cdot 1,1 \cdot 1,3}{21} \cdot 21 = 28600 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер: } Зп_{инж} = \frac{18000 \cdot 1,08 \cdot 1,3}{21} \cdot 61 = 73409 \text{ руб}$$

Фонд заработной платы:

$$\text{ФЗП} = Зп_{рук} + Зп_{в.инж} + Зп_{инж} = 12567 + 28600 + 73409 = 114576 \text{ руб} \quad (39)$$

3.3.3 Отчисления в социальные фонды

Размер отчислений в социальные фонды составляет 30% от ФЗП.

Сумма отчислений в социальные фонды составляет:

$$И_{сф} = 114576 \cdot 0,30 = 34373 \text{ руб.} \quad (40)$$

3.3.4 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления считаем по следующей формуле. Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений по формуле:

$$И_{ам} = \frac{T_{и}}{T} \cdot Н_{а} \cdot \Phi_{п}, \quad (41)$$

где $\Phi_{п}$ - первоначальная стоимость оборудования; $Н_{а}$ - норма амортизации; $T_{и}$ - количество дней использования оборудования. Принимаем общую продолжительность проектирования 64 дня; T – количество календарных дней в году.

Таблица 3.4 – Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	$\Phi_{п}$, руб	$Н_{а}$, %	$И_{ам}$, руб
Компьютер	3	50000	20	5260
Принтер	1	20000	10	351
Стол	3	12000	10	631
Стул	3	6000	10	316
Итого				6558

Амортизационные затраты составляют $И_{ам} = 6558$ рубля.

3.3.5 Прочие и накладные расходы

Прочие неучтенные прямые затраты включают в себя затраты, не предусмотренные в предыдущих статьях, отчисления внебюджетные фонды, платежи по страхованию, оплата услуг связи. Принимаем размер прочих затрат как 10% от суммы расходов на материальные затраты, амортизации оборудования, затрат на оплату труда, отчисления на социальные нужды.

$$I_{\text{пр}} = 0,1 \cdot (I_{\text{фзп}} + I_{\text{сн}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{мз}}) = \\ = 0,1 \cdot (114576 + 34373 + 6558 + 2860) = 15837 \text{ руб} \quad (42)$$

Накладные расходы принимаем 200% от ФЗП и включают в себя затраты на административно-хозяйственное обслуживание помещения, обеспечение нормальных условий труда, оплату за энергоносители и другие косвенные затраты.

$$I_{\text{накл}} = 2 \cdot I_{\text{фзп}} = 2 \cdot 114576 = 229152 \text{ руб.} \quad (43)$$

3.3.6 Смета затрат на проектирование

Себестоимость проекта:

$$I = \sum I = 114576 + 34373 + 6558 + 2860 + 15837 + 229152 = 403356 \text{ руб} \quad (44)$$

Принимаем рентабельность 20%, тогда прибыль:

$$Pr = 0,2 \cdot I = 0,2 \cdot 403356 = 80671 \text{ руб} \quad (45)$$

Стоимость проекта:

$$Ц_{\text{пр}} = Pr + I = 80671 + 403356 = 484027 \text{ руб} \quad (46)$$

Смета затрат на проектирование представлена в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Материальные затраты	$I_{\text{м}}$	2860
Заработная плата	$I_{\text{зп}}$	114576
Отчисления на социальные нужды	$I_{\text{сн}}$	34373
Амортизация	$I_{\text{ам}}$	6558
Прочие расходы	$I_{\text{пр}}$	15837
Накладные расходы	$I_{\text{накл}}$	229152
Себестоимость проекта	I	403356
Прибыль	Pr	80671
Стоимость проекта	$Ц_{\text{п}}$	484027

3.4 Определение экономической эффективности установки устройств, компенсирующих реактивную мощность

Расчёты нагрузок и режимов исследуемой энергосистемы показали, что в линиях и трансформаторах энергорайона теряется существенный объём мощности, в меньшей степени активной и в большей степени реактивной. С коммерческой стороны предприятие, операционной деятельностью которого является транзит мощности от укрупнённой энергосистемы (т.е от шин 220 кВ подстанции «Абакан-Районная»), заинтересовано в снижении потерь как активной, так и реактивной мощностей. Снижение потерь мощности в энергосистеме позволит приобретать меньше энергии на Абаканской ТЭЦ или в укрупнённой энергосистеме.

3.4.1 Определение типа установок компенсации реактивной мощности

Принимаем к установке наиболее дешевые и простые установки компенсации реактивной мощности (УКРМ). Такими установками являются нерегулируемые конденсаторные батареи.

При выборе мест установки УКРМ следует руководствоваться следующими принципами:

- близостью к потребителю;
- минимальным объёмом капитальных вложений, требуемых для подключения УКРМ к сети.

Такими местами в сети являются шины комплектных распределительных устройств (КРУН) 6,10 кВ подстанций потребителей. К тому же в КРУН 6, 10 кВ этих подстанций на каждую секцию шин всегда найдётся резервная ячейка, к которой можно было бы без особых проблем подключить УКРМ.

УКРМ на 6, 10 кВ исполняются в комплектном исполнении и могут быть смонтированы на территории открытого распределительного устройства (ОРУ) – 220 кВ в непосредственной близости от КРУН. УКРМ устанавливается на собственной площадке обслуживания или непосредственно на подготовленное свайное поле. Электрическая связь УКРМ с КРУН осуществляется кабельной линией, проложенной по кабельной эстакаде. Длина кабельной линии, не превышает 50 метров, а эстакада в длину не более 25 метров.

УКРМ с нерегулируемой конденсаторной батареей проста в исполнении, имеет минимальный комплекс РЗА и АСУ, поэтому объём пуско-наладочных работ минимален.

На основании вышеизложенного можно предположить, что объём строительно-монтажных и пуско-наладочных работ не превысит 15 % стоимости УКРМ.

К установке предполагаются УКРМ небольшой мощности, не более 1200 кВАр, такие установки исполняются комплектно в виде одного блок-контейнера, его габариты и небольшая масса позволяют осуществить транспортировку УКРМ до места монтажа бортовой автомобильной техникой. Энергосетевое предприятие имеет в нормокомплекте собственную бортовую технику с установкой бортовых крано-манипуляторов, собственные складские помещения, поэтому дополнительные транспортные затраты на доставку УКРМ до места монтажа и хранения не предусматриваются.

На основании вышеизложенного рассчитаем объём денежных средств, направляемых непосредственно на приобретение УКРМ:

Анализ рынка УКРМ на нерегулируемых конденсаторных батареях показал, что стоимость одного установленного кВАр на напряжении 6, 10 кВ находится в диапазоне от 500 до 800 рублей.

К расчёту принимаем стоимость одного кВАр $K_{\text{Qуд}} = 0,7$ тыс. руб./кВАр

3.4.2 Определение мест установки УКРМ, их количества и установленной мощности

К установке приняты УКРМ с нерегулируемыми конденсаторными батареями, поэму в любом режиме потребления мощности они должны обеспечивать положительный $\cos \phi$, т.е. не допускать обратного перетока реактивной мощности через трансформаторы подстанций потребителей в сеть 110 кВ, чтобы исключить возникновение дополнительных потерь мощности от этих перетоков. Поэтому целесообразно будет выбирать мощность УКРМ по минимальному режиму нагрузок. Также следует отметить, что УКРМ в первую очередь нужно устанавливать на самых удалённых от источника мощности подстанциях, т.к. в этом случае работа УКРМ будет влиять на размер потерь на всём участке сети 110 кВ, соединяющей подстанцию с источником мощности.

Отечественная промышленность выпускает УКРМ с рабочим напряжением 6, 10 кВ в широком диапазоне мощностей. Уровень реактивных нагрузок потребителей на подстанциях исследуемого энергорайона в минимальном режиме находится в диапазоне от 0,48 до 3,2 МВАр, поэтому наиболее эффективно будет использовать УКРМ с установленной мощностью конденсаторов от 0,45 до 0,9 МВАр.

УКРМ устанавливаем на следующих подстанциях, начиная с самых удалённых: «Насосная», «ХГЗ», «Черногорская», «Сибирь», «Черногорская городская», «КСК», «Рассвет».

Распределение УКРМ по подстанциям, их мощности и полученные коэффициенты мощности в минимальном и максимальном режимах представим в таблицах 3.6 – 3.8.

Таблица 3.6. Распределение УКРМ по подстанциям

Потребитель		Узел	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВАр	S _{max} , МВА	P _{min} , МВт	Q _{min} , МВАр	S _{min} , МВА	Q _{укрм} , МВАр
Наименование ПС	Ураб, В								
Сибирь	10	85	3,4	1,44	3,692	1,7	0,72	1,846	0,6
	6	86	2,2	0,96	2,400	1,1	0,48	1,200	0,45
	10	87	3,6	1,61	3,944	1,8	0,805	1,972	0,6
	6	88	2,5	1,06	2,715	1,25	0,53	1,358	0,45
Черногорская городская	10	79	4,5	1,69	4,807	2,25	0,845	2,403	0,6
	10	80	4,3	1,86	4,685	2,15	0,93	2,343	0,6
Насосная	10	73	4,1	1,5	4,366	2,05	0,75	2,183	0,6
	10	74	5	1,86	5,335	2,5	0,93	2,667	0,6
ХГЗ	6	67	5	1,8	5,314	2,5	0,9	2,657	0,6
	6	68	6,4	2,41	6,839	3,2	1,205	3,419	0,9
	6	69	4,6	1,6	4,870	2,3	0,8	2,435	0,6
	6	70	5,2	1,9	5,536	2,6	0,95	2,768	0,6
КСК	10	60	3,5	1,67	3,878	1,75	0,835	1,939	0,6
	10	62	3,2	1,65	3,600	1,6	0,825	1,800	0,6
Рассвет	10	51	7,2	2,5	7,622	3,6	1,25	3,811	0,9
Черногорская 1Т	6	25	3,6	1,9	4,071	1,8	0,95	2,035	0,6
Черногорская 2Т	10	27	5,8	1,98	6,129	2,9	0,99	3,064	0,9
Черногорская 3Т	10	30	4,4	2,3	4,965	2,2	1,15	2,482	0,9
Черногорская 4Т	6	32	3,4	1,58	3,749	1,7	0,79	1,875	0,6
Суммарная мощность УКРМ:									12,3

Определим объём осваиваемых капитальных вложений:

$$K = Q_{уст} \cdot K_{Qуд} \cdot (1 + Z_{монт}, \%) = 12300 \cdot 0,7 \cdot (1 + 0,15) = 9901,5 \text{ тыс.руб} \quad (47)$$

Таблица 3.7 – Расчёт мощностей и cos φ подстанций с УКРМ в максимальном режиме

Потребитель	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВАр	S _{max} , МВА	cos φ	Q _{укрм} , МВАр	Q _{max} (УКРМ), МВАр	S _{max} (УКРМ), МВА	cosφ _{max} (УКРМ)
Наименование ПС								
Сибирь	3,4	1,44	3,692	0,921	0,6	0,84	3,502	0,971
	2,2	0,96	2,400	0,917	0,45	0,51	2,258	0,974
	3,6	1,61	3,944	0,913	0,6	1,01	3,739	0,963
	2,5	1,06	2,715	0,921	0,45	0,61	2,573	0,971
Черногорская городская	4,5	1,69	4,807	0,936	0,6	1,09	4,630	0,972
	4,3	1,86	4,685	0,918	0,6	1,26	4,481	0,960
Насосная	4,1	1,5	4,366	0,939	0,6	0,90	4,198	0,977
	5	1,86	5,335	0,937	0,6	1,26	5,156	0,970

Продолжение таблицы 3.7

ХГЗ	5	1,8	5,314	0,941	0,6	1,20	5,142	0,972
	6,4	2,41	6,839	0,936	0,9	1,51	6,576	0,973
	4,6	1,6	4,870	0,944	0,6	1,00	4,707	0,977
	5,2	1,9	5,536	0,939	0,6	1,30	5,360	0,970
КСК	3,5	1,67	3,878	0,903	0,6	1,07	3,660	0,956
	3,2	1,65	3,600	0,889	0,6	1,05	3,368	0,950
Рассвет	7,2	2,5	7,622	0,945	0,9	1,60	7,376	0,976
Черногорская 1Т	3,6	1,9	4,071	0,884	0,6	1,30	3,828	0,941
Черногорская 2Т	5,8	1,98	6,129	0,946	0,9	1,08	5,900	0,983
Черногорская 3Т	4,4	2,3	4,965	0,886	0,9	1,40	4,617	0,953
Черногорская 4Т	3,4	1,58	3,749	0,907	0,6	0,98	3,538	0,961

Таблица 3.8 – Расчёт мощностей и $\cos \phi$ подстанций с УКРМ в минимальном режиме

Потребитель	$P_{\min}$, МВт	$Q_{\min}$, МВАр	$S_{\min}$, МВА	$\cos \phi$	$Q_{\text{укрм}}$, МВАр	$Q_{\min}$ (УКРМ), МВАр	$S_{\min}$ (УКРМ), МВА	$\cos \phi_{\min \text{УКРМ}}$
Наименование ПС								
Сибирь	1,7	0,72	1,846	0,921	0,6	0,12	1,704	0,998
	1,1	0,48	1,200	0,917	0,45	0,03	1,100	1,000
	1,8	0,805	1,972	0,913	0,6	0,205	1,812	0,994
	1,25	0,53	1,358	0,921	0,45	0,08	1,253	0,998
Черногорская городская	2,25	0,845	2,403	0,936	0,6	0,245	2,263	0,994
	2,15	0,93	2,343	0,918	0,6	0,33	2,175	0,988
Насосная	2,05	0,75	2,183	0,939	0,6	0,15	2,055	0,997
	2,5	0,93	2,667	0,937	0,6	0,33	2,522	0,991
ХГЗ	2,5	0,9	2,657	0,941	0,6	0,3	2,518	0,993
	3,2	1,205	3,419	0,936	0,9	0,305	3,215	0,995
	2,3	0,8	2,435	0,944	0,6	0,2	2,309	0,996
	2,6	0,95	2,768	0,939	0,6	0,35	2,623	0,991
КСК	1,75	0,835	1,939	0,903	0,6	0,235	1,766	0,991
	1,6	0,825	1,800	0,889	0,6	0,225	1,616	0,990
Рассвет	3,6	1,25	3,811	0,945	0,9	0,35	3,617	0,995
Черногорская 1Т	1,8	0,95	2,035	0,884	0,6	0,35	1,834	0,982
Черногорская 2Т	2,9	0,99	3,064	0,946	0,9	0,09	2,901	1,000
Черногорская 3Т	2,2	1,15	2,482	0,886	0,9	0,25	2,214	0,994
Черногорская 4Т	1,7	0,79	1,875	0,907	0,6	0,19	1,711	0,994

По итогам расчётов отметим, что установка УКРМ существенно увеличила коэффициенты мощности на шинах потребителей.

3.5 Расчёт режимов работы энергосистемы с учётом УКРМ

Обозначим расчётные режимы, по которым будем оценивать эффективность установки УКРМ:

- режим летнего минимума. В этом режиме один из генераторов Абаканской ТЭЦ выведен в плановый ремонт;
- режим зимнего максимума. Все генераторы Абаканской ТЭЦ в работе.

Все узловые напряжения у потребителей приводим в допустимый диапазон, по аналогии с расчётами в разделе 2. Годовой график нагрузки считаем равномерным и итоговые значения для оценки экономической эффективности берём как средние между режимами минимальных и максимальных нагрузок.

3.5.1 Расчёт режимов летнего минимума

3.5.1.1 Расчёт режима летнего минимума без УКРМ

Результаты расчёта представлены в приложениях 5.1 и 5.2. Ключевые параметры расчёта представлены в таблице 3.9

Таблица 3.9 – Ключевые параметры расчёта режима минимальных нагрузок без учёта УКРМ

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	P _б	7,7982
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Q _б	8,3842
Активная мощность генератора 1	МВт	P _{г1}	63
Реактивная мощность генератора 1	МВАр	Q _{г1}	37,4
Активная мощность генератора 2	МВт	P _{г2}	0
Реактивная мощность генератора 2	МВАр	Q _{г2}	0
Активная мощность генератора 3	МВт	P _{г3}	63
Реактивная мощность генератора 3	МВАр	Q _{г3}	24
Активная мощность нагрузок	МВт	P _н	132,6
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Q _н	53,3
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{\text{сум}}$	16,4654
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{\text{сум}}$	1,1744

3.5.1.2 Расчёт режима летнего минимума с УКРМ

Результаты расчёта представлены в приложениях 5.3 и 5.4

Ключевые параметры расчёта представлены в таблице 3.10

Таблица 3.10 – Ключевые параметры расчёта режима минимальных нагрузок с установкой УКРМ

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	7,734
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	-0,8204
Активная мощность генератора 1	МВт	Pг1	63
Реактивная мощность генератора 1	МВАр	Qг1	35
Активная мощность генератора 2	МВт	Pг2	0
Реактивная мощность генератора 2	МВАр	Qг2	0
Активная мощность генератора 3	МВт	Pг3	63
Реактивная мощность генератора 3	МВАр	Qг3	22,5
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	132,6
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	40,8
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{\text{сум}}$	15,95
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{\text{сум}}$	1,1098

3.5.1.3 Анализ расчётов режимов летнего минимума

По результатам расчётов видно, что установка УКРМ привела к снижению потерь мощности в сети, а именно:

Потери активной мощности снизились с 1,1744 МВт до 1,1098 МВт, т.е. на 0,0646 МВт или на 5,5 %.

Потери реактивной мощности снизились с 16,4654 МВАр до 15,95 МВАр, т.е. на 0,5154 МВАр или на 3,1 %.

Приобретение активной мощности от укрупнённой энергосистемы снизилось с 7,7982 МВт до 7,734 МВт, т.е. на 0,0642 МВт. Объём приобретаемой активной мощности от Абаканской ТЭЦ (два генератора) не изменился.

Приобретение реактивной мощности от укрупнённой энергосистемы снизилось от 8,3842 МВАр до выдачи в сеть 0,8204 МВАр, т.е. на 9,2046 МВАр. Однако в данном случае, по условиям договора между энергосетевыми компаниями, обратный переток реактивной мощности во взаиморасчётах может

не учитываться, поэтому считаем, что мощность реактивного перетока снизилась на 8,3842 МВАр.

Приобретение реактивной мощности от Абаканской ТЭЦ снизилось:

- по генератору 1: с 37,4 МВАр до 35 МВАр, т.е. на 2,4 МВАр;
- по генератору 3: с 24 МВАр до 22,5 МВАр, т.е. на 1,5 МВАр.

Таким образом, объём потребленной сетью реактивной мощности снизился на $8,3842 + 2,4 + 1,5 = 12,2842$ МВАр

Также при включении УКРМ пришлось повышать напряжения на подстанциях: Черногорская городская (Т-2), Сибирь (Т-2), Насосная, Черногорская (Т-1, Т-2 и Т-4).

3.5.2 Расчёт режима зимнего максимума

3.5.2.1 Расчёт режима зимнего максимума без УКРМ

Результаты расчёта представлены в приложениях 5.5 и 5.6. Ключевые параметры расчёта представлены в таблице 3.11

Таблица 3.11 – Ключевые параметры расчёта режима максимальных нагрузок без учёта УКРМ

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	67,595
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	51,5462
Активная мощность генератора 1	МВт	Pr1	63
Реактивная мощность генератора 1	МВАр	Qr1	32,8
Активная мощность генератора 2	МВт	Pr2	63
Реактивная мощность генератора 2	МВАр	Qr2	32,1
Активная мощность генератора 3	МВт	Pr3	63
Реактивная мощность генератора 3	МВАр	Qr3	21,1
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	253
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	102,1
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{\text{сум}}$	35,5018
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{\text{сум}}$	3,555

3.5.2.2 Расчёт режима зимнего максимума с УКРМ

Результаты расчёта представлены в приложениях 5.7 и 5.8. Ключевые параметры расчёта представлены в таблице 3.12

Таблица 3.12 – Ключевые параметры расчёта режима максимальных нагрузок с установкой УКРМ

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	67,4503
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	44,4125
Активная мощность генератора 1	МВт	Pг1	63
Реактивная мощность генератора 1	МВАр	Qг1	31,03
Активная мощность генератора 2	МВт	Pг2	63
Реактивная мощность генератора 2	МВАр	Qг2	30,39
Активная мощность генератора 3	МВт	Pг3	63
Реактивная мощность генератора 3	МВАр	Qг3	20
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	253
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	91,4
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{\text{сум}}$	34,439
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{\text{сум}}$	3,4104

3.5.2.3 Анализ расчётов режимов зимнего максимума

По результатам расчётов видно, что установка УКРМ привела к снижению потерь мощности в сети, а именно:

Потери активной мощности снизились с 3,555 МВт до 3,4104 МВт, т.е. на 0,1446 МВт или на 4,2 %.

Потери реактивной мощности снизились с 16,4654 МВАр до 15,95 МВАр, т.е. на 0,5154 МВАр или на 3,1 %.

Приобретение активной мощности от укрупнённой энергосистемы снизилось с 67,595 МВт до 67,4503 МВт, т.е. на 0,1447 МВт. Объём приобретаемой активной мощности от Абаканской ТЭЦ (три генератора) не изменился.

Приобретение реактивной мощности от укрупнённой энергосистемы снизилось от 51,5462 МВАр до выдачи в сеть 44,4125 МВАр, т.е. на 7,1337 МВАр.

Приобретение реактивной мощности от Абаканской ТЭЦ снизилось:

- по генератору 1: с 32,8 МВАр до 31,03 МВАр, т.е. на 1,05 МВАр;
- по генератору 2: с 32,1 МВАр до 30,39 МВАр, т.е. на 1,71 МВАр;
- по генератору 3: с 21,1 МВАр до 20 МВАр, т.е. на 1,1 МВАр.

Таким образом, объём потребленной сетью реактивной мощности снизился на $7,1337 + 1,05 + 1,71 + 1,1 = 10,9937$ МВАр

Также при включении УКРМ пришлось повышать напряжения на подстанциях: КСК (Т-2), Черногорская городская (Т-1), Сибирь (Т-1).

3.5.3 Определение выручки от установки УКРМ

Коммерческая выгода от установки УКРМ заключается в снижении объёма приобретенной электроэнергии с шин подстанции «Абакан-Районная», от ТЭЦ Абаканская.

При принятым ранее условиям определим средние значения снижения объёма приобретения мощности:

$$\Delta P = \frac{\Delta P_{\min} + \Delta P_{\max}}{2} = \frac{0,0646 + 0,1446}{2} = 0,1046 \text{ МВт}; \quad (48)$$

$$\Delta Q = \frac{\Delta Q_{\min} + \Delta Q_{\max}}{2} = \frac{12,2842 + 10,9937}{2} = 11,639 \text{ МВАр} \quad (49)$$

Определим значения снижения объёма приобретение электроэнергии. Т.к. ранее было принято, что годовой график равномерный, то можно считать, что средние значения снижения приобретаемых мощностей действуют в течение всего года.

Вычислим снижения объёмов приобретения электроэнергии:

$$\Delta W_P = \Delta P \cdot 8760 = 0,1046 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 916296 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (50)$$

$$\Delta W_Q = \Delta Q \cdot 8760 = 11,639 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 1,019576 \cdot 10^8 \text{ кВАр} \cdot \text{ч} \quad (51)$$

К расчёту принимаем, что стоимость одного кВт·ч, приобретаемого в укрупнённой энергосистеме, составляет $C_P = 1,55$ руб/кВт·ч, а стоимость 1 кВАр·ч составляет 5 % от тарифа активной энергии, т.е. $C_Q = 0,08$ руб/кВАр·ч.

Стоимость снижения приобретения электроэнергии от источников составит:

$$\Delta C_P = \Delta W_P \cdot C_P = 916296 \cdot 1,55 = 1420,26, \text{ тыс. руб/год} \quad (52)$$

$$\Delta C_Q = \Delta W_Q \cdot C_Q = 1,019576 \cdot 10^8 \cdot 0,08 = 8156,61, \text{ тыс. руб/год} \quad (53)$$

$$\Delta C_\Sigma = \Delta C_P + \Delta C_Q = 1420,26 + 8156,61 = 9576,87, \text{ тыс. руб/год} \quad (54)$$

Т.е. выручка предприятия после включения УКРМ увеличится на 9576,87 тыс. руб/год

При этом объём капитальных вложений составил $K = 9901,5$ тыс.руб

3.5.4. Определение эксплуатационных затрат от установки УКРМ

Определим годовые издержки, связанные с эксплуатацией УКРМ. Т.к. к установке были выбраны нерегулируемые конденсаторные батареи, то их обслуживание не требует высококвалифицированного обслуживания. Поэтому можно принять, что стоимость годового обслуживания, приобретение материалов для обслуживания, составит 10 % от стоимости УКРМ, т.е.

$$И_{\text{обсл}} = Q_{\text{уст}} \cdot K_{\text{уд}} \cdot 0,1 = 12300 \cdot 0,7 \cdot 0,1 = 861 \text{ тыс.руб} \quad (55)$$

Годовые амортизационные отчисления рассчитываем по формуле

$$И_{\text{ам}} = \frac{K \cdot H_A}{100} = \frac{9901,5 \cdot 6,4}{100} = 633,7 \text{ тыс.руб} \quad (56)$$

где K – сумма затрат на приобретение и монтаж электрооборудования;

H_A - норма амортизационных отчислений, $H_A = 6,4 \%$

3.5.5 Расчёт показателей эффективности проекта

Для определения экономической эффективности от УКРМ зададимся следующими условиями:

- капитальные вложения осваиваются с течение одного года;
- включение всех УКРМ осуществляется в конце года строительства;
- горизонт расчёта экономических показателей составляет 10 лет;
- ставка дисконтирования равна 12 %;
- налог на имущество - 2,2 %, налог на прибыль - 20%;

Расчёт показателей экономической эффективности работы УКРМ представлен в таблице 3.13

Таблица 3.13. Расчёт показателей экономической эффективности проекта

[illegible]

- По таблице 3.13 индекс доходности $PI = 2,582 > 1$ – проект экономически эффективен.

Построим зависимость чистого дисконтированного дохода (ЧДД) от времени.

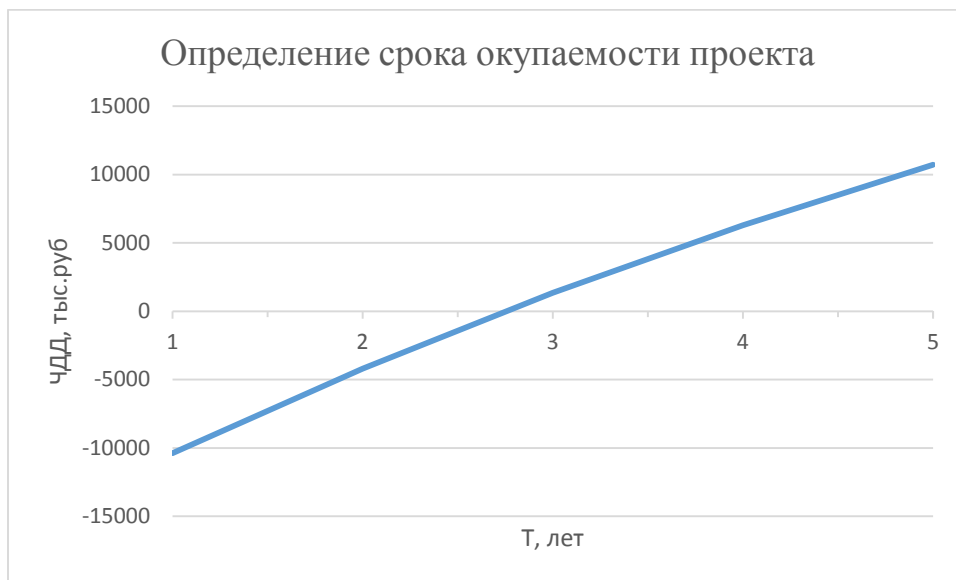


Рисунок 3.1. – Зависимость $ЧДД = f(T)$

По зависимости определяем, что срок окупаемости установки УКРМ составляет 1,7 года с года ввода в эксплуатацию

Определим внутреннюю норму доходности (IRR). Для этого возьмём такой коэффициент дисконтирования, при котором ЧДД на горизонте расчёта будет равен нулю.

Таблица 3.14. Таблица расчёта внутренней нормы доходности

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Значение показателя по годам									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Коэффициент дисконтирования $E=0,66$	о.е.	1	0,6024	0,3629	0,2186	0,1317	0,0793	0,0478	0,0288	0,0173	0,0104
2	Доход от операционной деятельности	т.руб.		6940,3	6955,5	6970,6	6985,8	7001,7	7017,7	7033,6	7049,6	7065,6
3	Дисконтированный доход	т.руб.		4180,9	2524,1	1523,9	919,99	555,48	335,39	202,5	122,26	73,82
4	Суммарный дисконтированный доход нарастающим итогом	т.руб.		4180,9	6705	8228,9	9148,9	9704,4	10040	10242	10365	10438
5	Чистый дисконтированный доход (NPV)	т.руб.		-6205	-3680	-2157	-1237	-681,1	-345,7	-143,2	-20,97	52,847

По таблице 3.14 внутренняя норма доходности составила $E_{BH} = 0,66$

Т.е. если при строительстве использовались кредитные средства, то ставка по кредиту на срок 10 лет не должна быть больше этой величины. Рассчитанная ставка IRR высока, поэтому внедрение УКРМ в исследуемой энергосистеме было бы крайне эффективным мероприятием. Также желательно выделить дополнительные средства для оборудования УКРМ подстанций, на которых УКРМ не установлены.

Вывод :

В данном разделе работы составлен график выполнения проектных работ, смета выполнения проектных работ. Произведена оценка экономической эффективности внедрения установок компенсации реактивной мощности. По результатам выполненной оценки, внедрение УКРМ крайне положительно сказывается как на общее состояние энергосети (снижение потерь, повышение уровней узловых напряжений), так и на финансовую деятельность энергосетевого предприятия. Срок окупаемости оказался равным 1,7 года с начала ввода в эксплуатацию.

4. Социальная ответственность

4.1 Введение

Данный раздел проекта представляет собой область научных знаний, охватывающих теорию и практику защиты человека от опасных и вредных факторов в среде обитания, во всех сферах человеческой деятельности, в том числе и на производстве.

При приеме на работу будущий сотрудник обязательно должен пройти инструктаж по технике безопасности. Руководители предприятий и их подразделений осуществляют четкий контроль над своевременными инструктажами. Обязательно ведут журнал, где ставят подписи все работники, которые прошли инструктаж.

Строгое выполнение норм техники безопасности обеспечивает защиту сотрудника от опасностей и рисков, которые могут возникнуть на работе. Безопасность жизнедеятельность на производстве была создана, чтобы обеспечить правильную среду обитания на рабочем месте, и не навредить здоровью человека.

В данном дипломном проекте рассматривается подстанция «Сибирь». Для правильной организации работ по борьбе с травматизмом, профессиональными и общими заболеваниями рассмотрены вопросы охраны труда: проанализированы условия труда с точки зрения наличия возможности появления вредных факторов и их воздействие на работающих, рассмотрены мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, мероприятия по противопожарной профилактике

4.2 Производственная безопасность

При анализе рабочего места электромонтера выявлены следующие опасные и вредные производственные факторы:

- возможность поражения электрическим током;
- пожар (наличие открытого огня при проведении сварочных и других работ, короткое замыкание и другие причины);
- взрыв (наличие баллонов со сжатыми горючими газами, взрыв системы отопления).

Вредным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего человека в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Вредные факторы при строительстве и производстве электромонтажных работ (ГОСТ 12.0.002 – 80):

- физические факторы: температура, влажность и подвижность воздуха, статическое, электрическое и магнитные поля, производственный шум;
- факторы трудового процесса, характеризующие тяжесть физического труда: физическая динамическая нагрузка, масса поднимаемого и перемещаемого груза;
- факторы трудового процесса, характеризующие напряженность труда;
- электромагнитное излучение.

Опасные факторы (ГОСТ 12.0.002 – 80):

- электрический ток;
- статическое электричество;

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

К зонам постоянно действующих опасных факторов относятся:

- места вблизи от неизолированных токоведущих частей электроустановок;

- места вблизи не огражденных перепадов по высоте 1,3 и более.

К зонам потенциально опасных производственных факторов следует относить:

- участки территории вблизи строящегося сооружения;
- зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов.

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

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

4.3. Экологическая безопасность

На подстанции отсутствуют постоянно действующие источники загрязнения воздуха.

Для предотвращения растекания масла, загрязнения поверхности земли и распространении пожара при повреждениях трансформаторов проектом предусмотрено сооружение маслоприемников, маслоотводов и маслосборника емкостью 20 м³, рассчитанного на задержание полного объема масла одного трансформатора с учетом воды на пожаротушение. Маслосборник оборудован сигнализацией о наличии воды в нем и должен быть всегда опорожненным и готовым для приема масла и воды на случай аварии и пожара.

Уловленное масло вывозится на регенерацию, а оставшаяся вода со следами масла вывозится службой эксплуатации в места отведенные санэпидемстанцией.

С площадки подстанции предусматривается снятие почвенно-растительного слоя толщиной 0.2 м и складирования его для проведения рекультивации малопродуктивных земель и благоустройства подстанции. Вертикальная планировка площадки разработана из условия выполнения

наименьшего объема земляных работ с учетом допустимых уклонов поверхностей площадок.

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

Канава укрепляется бетонной стяжкой. Сток ливневых вод с площадки подстанции осуществляется планировочными лотками. Твердые отходы утилизируются.

4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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.

Чрезвычайные ситуации классифицируются по следующим основным признакам:

По сфере возникновения (технологические, природные, экологические, социально-политические и т.д.).

По ведомственной принадлежности (в промышленности, строительстве, сельском хозяйстве, на транспорте и т.д.).

По масштабу возможных последствий (глобальные, региональные, местные).

По масштабу и уровням привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.

По сложности обстановки и тяжести последствий.

По характеру лежащих в ее основе явлений и процессов.

Основные причины возникновения чрезвычайных ситуаций:

Результат стихийных бедствий и особо опасных инфекций.

Воздействие внешних природных факторов, приводящих к старению или коррозии металлов, конструкций, сооружений и снижение их физико-механических показателей.

Проектно-производственные дефекты сооружений.

Воздействие технологических процессов промышленного производства на материалы сооружений (нагрузки, высокие температуры, скорость, вибрация).

Нарушение правил эксплуатации сооружений и технических процессов.

Нарушение правил техники безопасности при ведении работ и технологических процессов.

Ошибки, связанные с системой отбора руководящих кадров, низким уровнем профессиональной подготовки рабочих и их некомпетентностью и безответственностью.

Чрезвычайные ситуации, возникающие в мирное время в результате производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий, сопровождаются разрушением зданий, сооружений, инженерных коммуникаций, промышленных и энергетических объектов, гибелью и поражением людей, оборудования, материальных ценностей. Уменьшить потери, спасти пострадавших, восстановить нормальные условия жизнедеятельности людей, предприятий, учреждений можно только принятием экстренных мер.

Перечень потенциальных опасностей, которые могут возникнуть на рассматриваемом объекте:

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.

Исходя из известных характеристик радиоактивных опасных объектов, степень заражения территории и объектов ВЭС и поражения людей может колебаться от допустимых норм (в том числе однократных) до опасных, что вызовет необходимость не только проведения в больших объемах защитных мер и специальной обработки, но и больших объемов работ по ликвидации последствий радиоактивного заражения зданий, оборудования, проведения дезактивационных работ по удалению (снижению степени заражения) РВ с поверхностей техники, оборудования, инструмента, подъездных путей, территории ВЭС и т.д.

Природные чрезвычайные ситуации

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, от которых 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.

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.

4.5 Противопожарные мероприятия и пожарная защита

Пожарная и взрывная безопасность - это система организационных и технических средств, направленных на профилактику и ликвидацию пожаров и взрывов, ограничение их последствий.

Пожары представляют большую опасность для людей и могут причинить огромный материальный ущерб. Основной причиной пожара на рассматриваемом подстанции является неисправность электрооборудования, короткое замыкание,

нагрев проводов и загорание изоляции и неосторожное обращение с огнем. Основы противопожарной защиты предприятий определены ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» и Правилами пожарной безопасности ППБ 01-02-95 РД153-34.0-03.301-00.

Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на организационные, технические, режимные и эксплуатационные.

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию электрооборудования, правильное содержание здания, территории, противопожарный инструктаж рабочих и т. д. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние энергетических предприятий возлагается на руководителей этих предприятий.

К техническим мероприятиям относятся: соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании, при устройстве электроприборов освещения и оборудования.

Мероприятия режимного характера - запрещение курения в неустановленных местах, сварочных и других работ в пожароопасных местах и т. д.

Эксплуатационные мероприятия являются своевременные профилактические осмотры, ремонты и испытание технологического оборудования (электроустановок, изоляции и т. д.).

Согласно общероссийских норм технологического проектирования ОНТП 24-96 МВД РФ помещения и здания по пожаровзрывной и пожарной опасности классифицируются на категории А, Б, В, Г и Д. Так как территория подстанции по степени пожаровзрывоопасности относится к категории "Д" и по степени огнестойкости, то необходимо предусмотреть ряд профилактических мероприятий технического, эксплуатационного и организационного плана.

При загорании электроустановок необходимо в первую очередь позвонить в пожарную службу по телефону 01, предотвратить доступ электрического тока к электроустановкам, где произошло возгорание, по возможности сообщить руководству и приступить к тушению пожара с помощью первичных средств

пожаротушения. Из средств пожаротушения желательно применять локализованные средства: воздушно - механическую пену высокой плотности, а также инертные газообразные разбавители.

На подстанциях применяются ручные огнетушители. С их помощью можно быстро ликвидировать очаг загорания или локализовать огонь до прибытия пожарной команды.

Ручные углекислотные огнетушители типа ОУ-2, ОУ-5 и ОУ-8 емкостью соответственно 2,5; 5 и 8 л предназначены для тушения небольших загораний всех видов. Порошковый огнетушитель типа ОПС-10 наполнен в качестве огнетушащего средства сухим порошком, предназначен для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов, тушение которых водой не допускается. Широко распространен огнетушитель типа ОХП-10, огнетушащее вещество которого образуется в виде химической пены.

Если горящая электроустановка не отключена и находится под напряжением, то тушение ее представляет опасность поражения электрическим током. Как правило, тушить ручными средствами пожар электрооборудования следует при снятом с него напряжении. Тушение пожаров компактными и распыленными водяными струями без снятия напряжения с электроустановок допускается только в открытых для обзора ствольщика электроустановках, в том числе горящих кабелей при номинальном напряжении до 10 кВ. При этом ствол должен быть заземлен, а ствольщик — работать в диэлектрических ботах и перчатках и находиться на расстоянии от очага не менее 4,5 м. При этом применение морской и сильно загрязненной воды не допускается.

4.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовое обеспечение безопасности жизнедеятельности на производстве включает законодательство о труде и охране труда. Основными законами, на основе которых осуществляется управление охраной труда, являются Федеральный закон «Об основах охраны труда в Российской Федерации» от 17

июля 1999 г. № 181-ФЗ; Трудовой кодекс РФ, принятый 30 декабря 2001 г.; Гражданский кодекс РФ.

Федеральный закон «Об основах охраны труда в Российской Федерации» устанавливает правовые основы регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками. В данном Законе рассматриваются вопросы, связанные с конкретным решением проблем охраны труда физических лиц, вступивших в трудовые отношения с работодателем. Нормы Закона распространяются как на работодателей, так и на работников, состоящих с работодателями в трудовых отношениях, а также на студентов и учащихся, проходящих производственную практику.

Работодатель обязан ознакомить работников с требованиями охраны труда и на каждом рабочем месте обеспечить такие условия труда, которые соответствовали бы данным требованиям. Рабочие места должны аттестоваться работодателем на соответствие их условиям труда. При заключении работником трудового договора (контракта) закон обязывает работодателя осуществлять за счет собственных средств обязательные предварительные медицинские осмотры работников, а также периодические медицинские осмотры.

Особо подчеркивается, что работодатель обязан не допускать работников к выполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров, а также в случае медицинских противопоказаний.

В разделе «Общие положения» констатируется, что каждый работник имеет право на справедливые условия труда, в том числе на условия труда, отвечающие требованиям безопасности и гигиены; на обязательность возмещения вреда, причиненного ему в связи с исполнением им трудовых обязанностей, и др.

4.7 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Производственная санитария

Обеспечение санитарно-гигиенических условий труда для электротехнического персонала, в условиях неблагоприятного микроклимата

Воздух рабочей зоны (микроклимат) на открытых площадках определяют следующие параметры: температура воздуха (минимальная и максимальная), относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха и давление. Эти параметры в комплексе и по отдельности влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Влияние параметров микроклимата на человека и меры по предотвращению или уменьшению этого влияния, определяются условиями труда.

В соответствии с руководством Р 2.2.2006-05 условия труда по степени вредности и опасности условно подразделяются на 4 класса: оптимальные, допустимые, вредные и опасные.

Оптимальные условия труда (1 класс) - условия, при которых сохраняется здоровье работника и создаются предпосылки для поддержания высокого уровня работоспособности.

Допустимые условия труда (2 класс) характеризуются такими уровнями факторов среды и трудового процесса, которые не превышают установленных гигиенических нормативов для рабочих мест, а возможные изменения функционального состояния организма восстанавливаются во время регламентированного отдыха и не оказывают неблагоприятного действия в ближайшем и отдаленном периоде на состояние здоровья работников и их потомство.

Вредные условия труда (3 класс) характеризуются наличием вредных факторов, уровни которых превышают гигиенические нормативы и оказывают неблагоприятное действие на организм работника или его потомство.

Вредные условия труда по степени превышения гигиенических нормативов и выраженности изменений в организме работников условно разделяют на 4 степени вредности:

- 1 степень 3 класса (3.1) - условия труда характеризуются такими отклонениями уровней вредных факторов от гигиенических нормативов, которые увеличивают риск повреждения здоровья;

- 2 степень 3 класса (3.2) - уровни вредных факторов, вызывающие стойкие функциональные изменения, приводящие в большинстве случаев к увеличению профессионально обусловленной заболеваемости, появлению начальных признаков или легких форм профессиональных заболеваний, возникающих после продолжительной экспозиции (часто после 15 и более лет);

- 3 степень 3 класса (3.3) - условия труда, характеризующиеся такими уровнями факторов рабочей среды, воздействие которых приводит к развитию, профессиональных болезней легкой и средней степеней тяжести в периоде трудовой деятельности, росту хронической патологии;

- 4 степень 3 класса (3.4) - условия труда, при которых могут возникать тяжелые формы профессиональных заболеваний (с потерей общей трудоспособности), отмечается значительный рост числа хронических заболеваний и высокие уровни заболеваемости с временной утратой трудоспособности.

Опасные (экстремальные) условия труда (4 класс) характеризуются уровнями факторов рабочей среды, воздействие которых в течение рабочей смены (или ее части) создает угрозу для жизни, высокий риск развития острых профессиональных поражений, в т.ч. и тяжелых форм.

Определение класса условий труда по параметрам микроклимата при работе на открытой территории, осуществляется, в соответствии с руководством Р 2.2.2006-05, на основании следующих данных:

- температуры воздуха, °С;
- скорости ветра, м/с;
- категории выполняемой работы;
- наличие или отсутствие регламентированных перерывов в работе.

Работы, выполняемые электротехническим персоналом в процессе ремонта и обслуживания подстанций, относятся к категории Па - Пб (работы средней тяжести) ГОСТ 12.1.005-88.

К категории Па относятся работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения.

К категории Пб относятся работы, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением.

В ходе выполнения работ предусмотрены следующие перерывы в работе: обеденный перерыв, продолжительностью один час; перерыв на обогрев (не более чем через 2 часа пребывания на открытой территории в зимний период).

Таким образом, в соответствии руководством Р 2.2.2006-05, для работ категории Па - Пб, при наличии регламентированных перерывов в работе, класс условий труда электротехнического персонала, работающего на открытой территории следует оценить классом 3.2.

Так как условия труда класса 3.2 являются вредными, то в целях предотвращения негативных влияний на организм человека следует применять следующие мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия:

- регламентация продолжительности работы в неблагоприятной среде, а также общего режима труда (предоставление дополнительного отпуска, с использованием его для медицинской профилактики);

- применение средств индивидуальной защиты в соответствии с ГОСТ 29335-92 "Костюмы мужские для защиты от пониженных температур. Технические условия" и МР Минздрава России N 11-0/279-09 от 25 октября 2001 г. "Методические рекомендации по расчету теплоизоляции комплекта индивидуальных средств защиты работающих, от охлаждения.

Обеспечение санитарно-гигиенических условий труда для электротехнического персонала, в условиях воздействию электрического поля промышленной частоты

В процессе работы на подстанции электротехнический персонал подвергается отрицательному воздействию электрического поля промышленной частоты.

Нормы на предельно допустимые напряженности электрического поля (ЭП) для персонала установлены в СанПиН 2.2.4.1191 - 03:

- $E \geq 25$ кВ/м- пребывание в ЭП без средств защиты не допускается;
- $20 < E < 25$ кВ/м - время пребывания персонала в ЭП не должно превышать 10 минут;
- при $5 < E \leq 20$ кВ/м допустимое время пребывания в ЭП определяется путем расчетов, но не более 3 часов без средств защиты.
- $E \leq 5$ кВ/м пребывание в ЭП допускается в течение одного рабочего дня.

В целях уменьшения воздействия электрического поля на электротехнический персонал подстанций, следует применять организационные и технические мероприятия, направленные на снижение степени воздействия ЭП.

К организационным мероприятиям следует отнести: проведение периодических медицинских осмотров; проведение инструктажей, применение средств индивидуальной защиты.

К техническим мероприятиям следует отнести: применение защитного заземления; использование стационарных и инвентарных экранирующих устройств; применение металлоконструкций ОРУ из оцинкованных, алюминированных или алюминиевых элементов (ГОСТ 12.1.002-84).

Обеспечение санитарно-гигиенических условий труда для электротехнического персонала, в условиях превышения уровней шума

Шум - это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, возникающих при механических колебаниях в твердых, жидких и газообразных средах. Шум отрицательно влияет на организм человека, и в первую очередь на его центральную нервную и сердечно-сосудистую системы, приводит к появлению профессиональных заболеваний. Источниками производственного шума являются машины и оборудование, в данном случае трансформаторы. Допустимый уровень шумов регламентируется ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» и СНиП 11-12-77 «Нормы проектирования.

Допустимый уровень звукового давления на рабочих местах в производственных помещениях». Согласно ГОСТ 12.1.003-83 уровни звука в рабочих зонах не должны превышать 80 дБ. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ для снижения шума применяют следующие методы: уменьшение в источнике; изменение направленности излучения; уменьшение шума на пути его распространения.

Когда практически невозможно уменьшить шум до допустимых величин общетехническими мероприятиями, используют средства индивидуальной защиты. К этим средствам относятся:

- вкладыши - мягкие тампоны из ультратонкого волокна. Снижение шума 5... 20 дБ;
- наушники - при воздействии шумов с высокими уровнями (более 120 дБ);
- шлемы - применяют, когда вкладыши и наушники не обеспечивают необходимой защиты.

Вывод:

В данной главе были выявлены вредные и опасные факторы взаимодействия трудящихся с окружающей средой, была разработана оценка устойчивой работы подстанции в условиях ЧС и мероприятия по пожарной безопасности.

Заключение

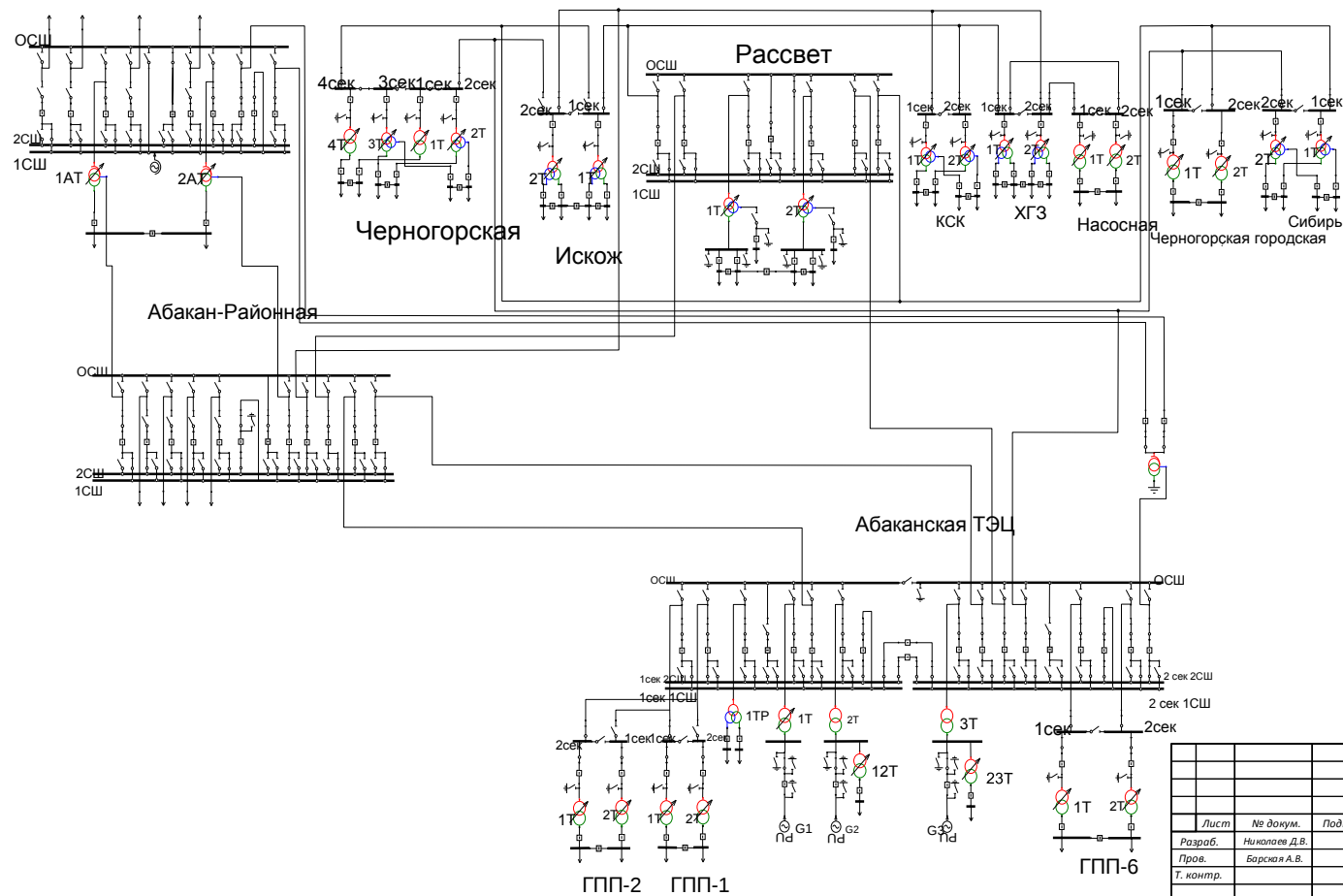
В настоящей работе были рассчитаны и проанализированы режимы максимальных и минимальных нагрузок и послеаварийные режимы максимальных нагрузок схемы Абаканского района. Поскольку полученные значения напряжения на шинах потребителей не удовлетворяют желаемым, был сделан вывод о необходимости регулирования напряжения. Регулирование осуществили с помощью РПН трансформаторов на подстанциях.

В результате анализа исследуемой энергосистемы было выявлено, что Абаканские сети подключены к шинам мощной профицитной энергосистемы Кузбасса, поэтому дефицит в энергорайоне Абакана практически исключён.

В экономическом разделе работы определён график выполнения проектных работ, рассчитана стоимость выполнения проектных работ.

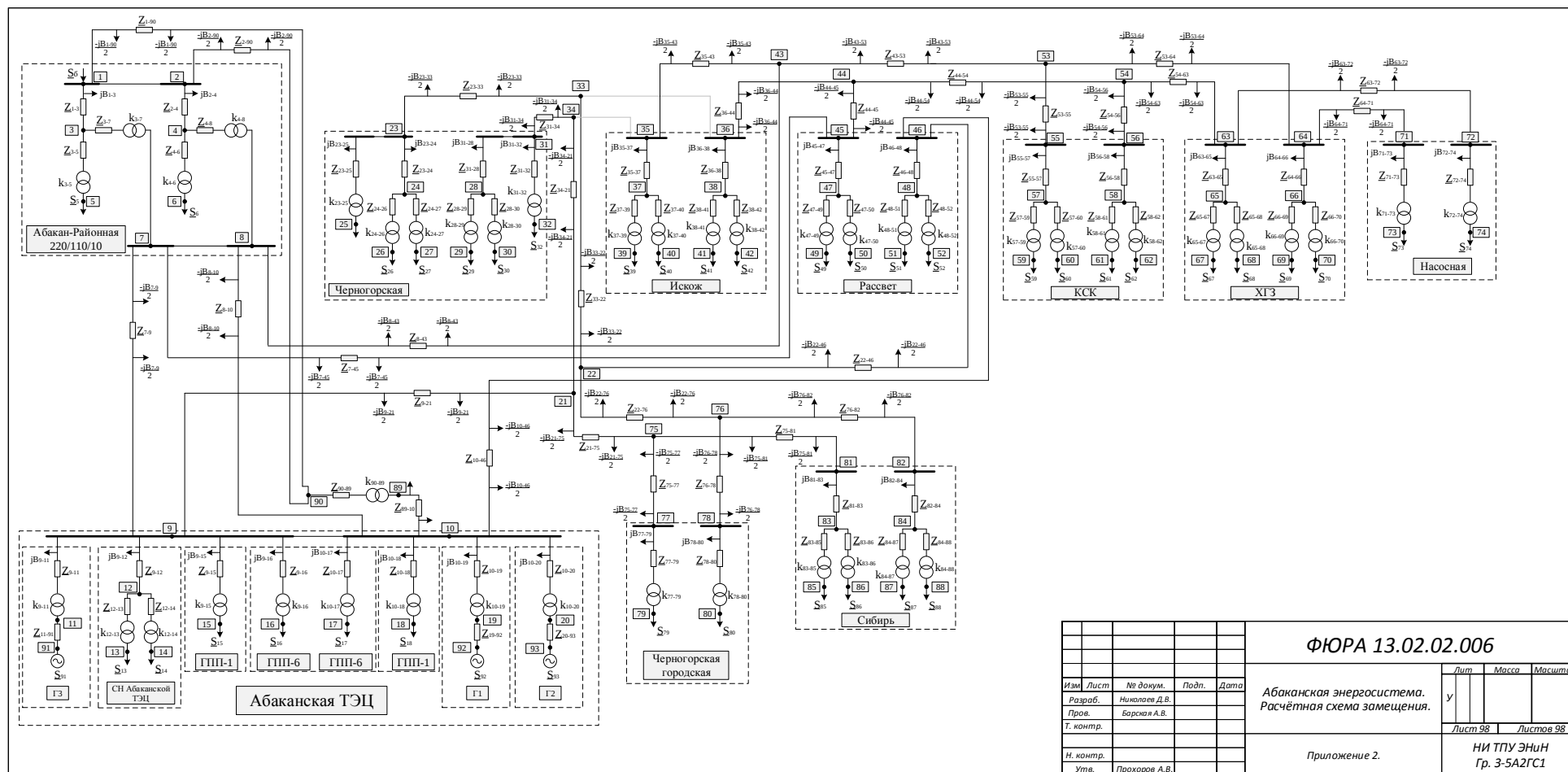
Список литературы

- 1 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для ВУЗов. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 2 Заповодников К.И., Харлов Н.Н. Надежность электрических систем: моделирование случайных событий в энергетике. (Практикум для студентов специальности электрические системы). – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 62 с.
- 3 Оформление самостоятельной работы студентов в соответствии с требованиями ЕСКД: Методические указания по оформлению самостоятельных работ для студентов электроэнергетических направления и специальностей. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 44 с.
- 4 Правила устройства электроустановок. Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
- 5 Рожкова Л. Д., Козулина В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 6 Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергия, 2000. – 175 с.
- 7 Слюсаренко С.Г., Костюк Л.Ю. Режимы энергосистем и дальних электропередач. Лабораторный практикум. Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 64 с.
- 8 Справочник по проектированию электроэнергетических сетей. Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с. ил.
- 9 Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
- 10 Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. Техничко-экономическое обоснование инновационного проекта. Методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. – Томск: изд. ТПУ, 2012. – 42 с



Лист	№ докум.	Подп.	Дата		
Разраб.	Николаев Д.В.				
Пров.	Барская А.В.				
Т. контр.					
Н. контр.					
Утв.	Прохоров А.В.				

ФЮРА 13.02.02.006			
Схема электрических соединений Абаканского энергоузла.		Лит	Масштаб
		У	
Приложение 1		Лист 97	Листов 98
		НИ ТПУ ЭНУН Гр. 3-5А2ГС1	



ФЮРА 13.02.02.006

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лит	Масштаб
Разраб.	Николаев Д.В.				у	
Пров.	Барская А.В.					
Т. контр.					Лист 98	Листов 98
Н. контр.					Приложение 2.	
Утв.	Прохоров А.В.				НИ ТПУ ЭНИН Гр. 3-5А2ГС1	

Абаканская энергосистема.
Расчётная схема замещения.

Приложение 2.

НИ ТПУ ЭНИН
Гр. 3-5А2ГС1