

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ напряжений в узлах схемы электроснабжения потребителей Северных электрических сетей

УДК 621.31.031:621.311.1.015

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2Г2	Пирматов Абдухалил Абдухоликович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Барская А.В.	к.пед.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) _____
 (Дата)

Прохоров А.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А2Г2	Пирматову Абдухалилу Абдухоликовичу

Тема работы:

Анализ напряжений в узлах схемы электроснабжения потребителей Северных электрических сетей	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	18.05.2017г. № 3490/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Однолинейная схема электрических соединений сетей северного энергорайона Томской области с указанием нормального состояния коммутационного оборудования, данные о нагрузках в максимальном режиме, данные о параметрах ЛЭП, силовых трансформаторов подстанций.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	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.
Перечень графического материала	Однолинейная схема соединений исследуемого энергорайона, расчётная схема замещения. Презентация.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант

Социальная ответственность	Бородин Ю.В.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кузьмина Н.Г.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Нет	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2Г2	Пирматов Абдухалил Абдухоликович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A2Г2	Пирматову Абдухалилу Абдухоликовичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

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	Норма амортизации – 20 %
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	отчисления на социальные нужды – 30 % районный коэффициент – 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Планирование работ и определение их временных оценок.
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Смета затрат на проект.
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Смета затрат на оборудования.
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Определение технико-экономической эффективности внедрения установок компенсации реактивной мощности

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2Г2	Пирматов Абдухалил Абдухоликович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А2Г2	Пирматов Абдухалил Абдухоликович

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Закрытое сухое помещение. Необходимо поддержание:
1.1. Нормативных метеоусловий, освещения, уровней вибрации, шума;
1.2. Нормативных мер обеспечения электро- и пожаробезопасности.
1.3. Освещение и отопление требуют сжигания топлива на ГРЭС, дающего выбросы в атмосферу.
1.4. Наиболее вероятные ЧС: загорания (пожары), электрический удар, замыкание фаз.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность
1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

Вредные факторы:

1. Шум;
2. Вибрации;
3. Загазованность рабочей зоны;
4. Ненормативные метеоусловия;
5. Ненормативное освещение;
6. Ненормативные ЭМП.

Вся электрическая цепь помещения оснащена заземлительным контуром, выполненным в соответствии с ПУЭ от 08.07.2002, №204. Глава 1.7.

Опасные факторы:

- 2.1. Опасность электропоражения;
- 2.2. Опасность ожога;
- 2.3. Пожаровзрывоопасность.

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>По п.п.3.1.,3.2.,3.4: Люминесцентные лампы утилизируются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 03.09.2010 №681. По п.п.3.1.,3.2.: оценить масштабы уменьшения выбросов ЗВ от возможной экономии электроэнергии на рабочем месте. Обобщить меры по защите окружающей среды.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Перечень возможных ЧС на объекте. Разработать мероприятия по предупреждению загораний, ожогов и электропоражений и мер по ликвидации их последствий.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<p>План помещения и размещения светильников План эвакуации</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.05.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2Г2	Пирматов Абдухалил Абдухоликович		

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

Институт Электронного обучения
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Уровень образования Бакалавр
Кафедра Электрических сетей и электротехники
Период выполнения весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2017	Анализ литературы. Техническое задание расчёт и анализ напряжений в узлах схемы электроснабжения северного энергорайона энергосистемы Томской области.	10
15.03.2017	Описание энергосистемы. Компонировка и определение элементов расчётной схемы. Расчёт характеристик элементов схемы замещения энергорайона.	35
30.04.2017	Расчёт режимов работы (нормальных и послеаварийных) энергосистемы с приведением напряжений нагрузочных узлов в допустимые пределы. Анализ пропускной способности линий электропередач. Определение запасов по нагрузкам энергорайона.	40
10.05.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	5
20.05.2017	Социальная ответственность.	5
30.05.2017	Оформление работы	5

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа – страницы, рисунков, таблицы, источников литературы, приложений.

Ключевые слова: моделирование схемы энергорайона, расчет и анализ результатов расчета режимов, введение режимов в область допусков по узловым напряжениям, регулирование напряжения, анализ пропускной способности ВЛЭП.

Целью выпускной квалификационной работы является регулирование напряжения в узлах подключения нагрузок потребителей схемы северного энергорайона энергосистемы Томской области в максимальных и минимальных режимах, послеаварийных максимальных режимах нагрузок потребителей. Проверка существующего резервирования электроснабжения объектов в послеаварийных режимах максимальных нагрузок. Оценка пропускной способности ВЛЭП в расчетных режимах.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программного комплекса Mustang, офисных приложений MS Excel, Visio, оформлена в текстовом редакторе MS Word.

					ФЮРА. ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>А.А. Пирматов</i>						<i>8</i>	<i>88</i>
<i>Руков.</i>	<i>А.В. Барская</i>					<i>НИ ТПУИНЭО</i>		
						<i>гр. 3-5А2Г2</i>		
<i>Н.контр.</i>	<i>А.В. Барская</i>							

Содержание

Введение		11
1.	Режимы работы энергосистем	13
1.1.	Общие сведения о режимах энергосистем	13
1.1.1	Понятие режима энергосистемы	13
1.1.2	Требования к режимам энергосистем	14
1.2.	Постановка задачи расчета режимов	15
1.3.	Краткая характеристика исследуемой энергосистемы	16
1.4.	Исходные данные для расчета режимов энергосистем	19
1.5.	Составление схемы замещения	19
1.5.1.	Исходные данные по элементам энергосистемы	23
1.5.2.	Расчет элементов схемы замещения	25
1.5.2.1.	Воздушные линии электропередач	26
1.5.2.2.	Двухобмоточные трансформаторы	27
1.5.2.3.	Трансформаторы с расщепленной обмоткой	28
1.5.2.4.	Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы	29
2.	Расчет и анализ режимов работы энергосистемы	32
2.1.	Алгоритм расчета	32
2.2.	Определение допустимых значений напряжений и токов	33
2.3.	Расчеты режимов работы энергосистемы	34
2.3.1.	Расчет режима максимальных нагрузок	34
2.3.2.	Расчет режима минимальных нагрузок	40
2.3.3.	Расчет послеаварийных режимов максимальных нагрузок	45
2.3.3.1.	Отключение линии связи 220 кВ ОРУ-220 кВ «Нижевартовская ГРЭС» - РУ-220 кВ ПС «Советско-Соснинская»	46
2.3.3.2.	Отключение воздушной линии 110 кВ С-92	48

					ФЮРА. ПЗ		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>А.А.Пирматов</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руков.</i>		<i>А.В. Барская</i>			9	88	
<i>Н.контр.</i>		<i>А.В. Барская</i>			<i>Содержание</i>		
					НИ ТПУИНЭО гр. 3-5А2Г2		

2.4. Заключение по главе	52
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	55
Введение	55
3.1. Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости	55
3.2 Расчет затрат на проектирование	57
3.3 Определение экономической эффективности установки устройств, компенсирующих реактивную мощность	60
3.4 Расчёт режимов работы энергосистемы с учётом УКРМ	63
3.5 Определение выручки от установки УКРМ	65
3.6 Определение эксплуатационных затрат от установки УКРМ	66
3.7 Расчёт показателей эффективности проекта	67
3.8 Заключение по главе	67
4 Социальная ответственность	69
Введение	69
4.1 Производственная безопасность	69
4.2 Расчет искусственного освещения	71
4.3 Микроклимат	76
4.4 Техника безопасности	80
4.5 Пожарная безопасность	81
4.6 Причины чрезвычайных ситуаций на объекте	84
4.7 Экологическая безопасность	85
4.8 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
4.9 Выводы по главе	87
Список литературы	88
Приложения	89

Введение

Работа всех отраслей промышленности в настоящее время и в перспективе неразрывно связана с использованием электроэнергии, получаемой от энергосистем.

В реальных энергосистемах и их объединениях в полной мере оценивается допустимость текущих и возможных режимов. Применительно к районным, местным, городским сетям допустимость режима определяется в основном по уровням напряжений в узлах, токам в элементах и степенью надёжности. Наличие телеметрических систем позволяет отслеживать текущие состояния, но оценить возможные режимы и особенно послеаварийные они не могут. Поэтому эксплуатационному персоналу и особенно диспетчерским службам приходится рассчитывать и анализировать возможные состояния электрических сетей путём проигрывания различных режимов на математических моделях. Диспетчерское управление энергетической системой было бы невозможно, если бы режимы работы системы не были заранее спрогнозированы и рассчитаны. Анализ полученных результатов позволяет выявить наиболее слабые места, оценить реакцию сети к возмущениям, отметить факторы, важные при проектировании развития сетей, выработать инженерную инструкцию.

С точки зрения надёжности режима системы существенным является анализ как переходных аварийных режимов, так и установившихся послеаварийных режимов. Анализ переходных аварийных режимов является существенным в той степени, в какой он дает возможность установить параметры послеаварийного режима.

Стоит подчеркнуть, что практическое исследование не только нормальных режимов работы энергетической системы, но в равной мере и всевозможных послеаварийных режимов является необходимым для

					ФЮРА. ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>А.А.Пирматов</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руков.</i>		<i>А.В. Барская</i>					11	88
						НИ ТПУИНЭО		
<i>Н.контр.</i>		<i>А.В. Барская</i>				зр. 3-5А2Г2		

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.

С изменением мощности нагрузок и появлением новых потребителей необходимо рассматривать вопросы обеспечения потребителей требуемой электроэнергией и надежного электроснабжения. Потребитель должен получать качественную электроэнергию в требуемом объеме независимо от режима в энергосистеме.

В процессе эксплуатации электрических систем приходится постоянно решать задачи ведения режима в условиях вывода оборудования в ремонт, в различных послеаварийных ситуациях.

Основным видом расчета является введение режима в допустимую область с использованием степеней свободы (регуляторов возбуждения генераторов, РПН и ПБВ трансформаторов и автотрансформаторов, дискретно или плавно регулируемых статических и динамических источников реактивной энергии). Для этой цели специально разработаны специализированные программные комплексы, такие как MUSTANG.

1 Режимы энергосистем

1.1 Общие сведения о режимах энергосистем

1.1.1 Понятие режима энергосистемы

Режимом энергосистемы можно назвать некоторое ее состояние, которое определяется мощностями, напряжениями, токами, частотами и другими физическими переменными величинами, которые характеризуют процесс преобразования, передачи и распределения электрической энергии.

В энергосистемах можно различить два вида режимов: установившиеся (нормальный или послеаварийный режим) и переходные (изменение нагрузки: пуск или останов электродвигателей, режимы короткого замыкания или обрыва проводов ВЛЭП). Установившимся режимам работы характерны неизменность ее параметров (постоянные потоки мощности в линиях, стабильные напряжения в узлах и сдвиги фазовых углов) или очень медленные их изменения. Переходным режимам свойственны быстрые изменения во времени параметров работы энергосистем.

Параметры режима могут быть разделены на два вида: параметры узлов (напряжение, частота, подключаемая нагрузка) и параметры ветвей (ток, активная и реактивная мощности).

Главной и основополагающей задачей установления режима работы системы является обеспечение необходимых и надлежащих параметров в ее узловых точках: частоты, напряжений. Обеспечить необходимую величину параметров режима в узловых точках возможно лишь регулированием параметров режима.

Определяя режим работы системы, мы не имеем в виду определение параметров режима для всей совокупности узлов и ветвей системы, так как такое определение нецелесообразно. Режим работы системы обычно определяется его параметрами в важнейших узлах и ветвей системы.

					ФЮРА. ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>А.А.Пирматов</i>			<i>Режимы энергосистем</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руков.</i>		<i>А.В. Барская</i>					<i>13</i>	<i>88</i>
						<i>НИ ТПУИНЭО</i>		
<i>Н.контр.</i>		<i>А.В. Барская</i>				<i>гр. 3-5А2Г2</i>		

Изучение режима работы всей системы и отдельных ее частей и, в частности, установление наиболее целесообразного режима системы являются исключительно важной задачей [1].

1.1.2 Требования к режимам энергосистем

Нормальные режимы энергетической системы обязаны соответствовать комплексу основных требований, которые сводятся к обеспечению следующих условий:

- а) надежность режима работы энергооборудования;
- б) бесперебойность энергоснабжения потребителей в любых режимах;
- в) постоянное высокое качество энергии;
- г) наибольшая экономичность режима при выполнении плана электроснабжения по количественным и качественным показателям.

Требование обеспечения качества энергии относится к параметрам режима работы энергосистемы в тех узловых точках системы, от которых получают питание потребители энергии.

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

Для каждой из узловых точек системы, где подключена нагрузка, нормирована зона допустимых значений регулируемого параметра режима. Ширина этой зоны зависит от ряда сложных факторов и, в частности, от свойств и характеристик электроустановок потребителей. Чем уже эта зона, тем больше необходимость в автоматизации процесса регулирования параметров электроэнергии. В некоторых случаях без применения автоматических устройств не удастся обеспечить надлежащее качество параметров в отдельных узловых точках энергосистемы, особенно в наиболее удаленных от источника. Большую роль в процессе эксплуатации энергосистем играет регулирование напряжения на головных транзитных подстанциях, а также на подстанциях подключения нагрузок потребителей.

1.2 Постановка задачи расчета режимов

Целью данного раздела является выполнение комплекса расчетов установившихся режимов части энергосистемы Томской области, обеспечивающей электроснабжение потребителей Александровского и Каргасокского районов.

Необходимо исследовать не только нормальные режимы работы энергетической системы, но и всевозможные наиболее тяжёлые послеаварийные режимы с целью разработки мероприятий по предотвращению возникновения аварий и в особенности тяжелых системных аварий, которые могут вызвать полное расстройство энергосистемы, а также с целью наибольшего ограничения их вредных последствий.

Режим работы системы обычно определяется его параметрами в наиболее важных узловых точках и ветвях системы.

Изучение режимов работы исследуемой энергосистемы и отдельных ее частей и, в частности, установление наиболее целесообразного режима системы являются исключительно важной задачей, решением которой обеспечивается максимальная надежность электроснабжения потребителей, а также экономичность передачи электроэнергии от её источников до конечных потребителей.

Диспетчерское управление энергетической системой было бы крайне затруднительно, если бы режимы работы системы не были заранее просчитаны и 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 исследуемых сетях 110 кВ и выше изложенные выше задачи решаются, как правило, автоматически, с помощью автоматического ввода резерва (АВР) и автоматического регулирования напряжения трансформаторов. В случае

отсутствия автоматики и нахождения её в выведенном состоянии ввод резерва и регулирование напряжения на подстанциях 110-220 кВ осуществляет местный дежурный персонал подстанций. В сетях 35 кВ и ниже АВР и автоматические регуляторы напряжения в большинстве своём выведены, резервирование и регулирование напряжения электроустановок потребителей осуществляется вручную оперативным персоналом соответствующих районных распределительных сетей.

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

На основании вышеизложенного, для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Сформировать исходные данные по исследуемой энергосистеме.
2. Составить схему замещения энергорайона и рассчитать её элементы;
3. Рассчитать режимы максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы с введением напряжений в допустимую область.
4. Рассчитать комплекс послеаварийных режимов максимальных нагрузок с введением напряжений в допустимую область.
5. Выполнить оценку пропускной способности энергосетей 110 кВ на перспективных направлениях роста электрических нагрузок потребителей.
6. Рассчитать режимы максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы с введением напряжений в допустимую область с учетом установки батарей статических компенсаторов. Оценить эффект компенсации реактивности мощности

1.3 Краткая характеристика исследуемой энергосистемы

Энергосистему Томской области условно можно разделить на два отдельных укрупнённых энергорайона, главным фактором разделения которых является источник электрической мощности. Так, южный энергорайон

представляет собой комплекс подстанций 220/110 кВ в периметре областного центра, а также длинная цепь последовательно соединённых двухцепных линий электропередач 220 кВ от ПС 220 кВ «Восточная» (г. Томск) до ПС 220 кВ «Парабель» (с. Парабель), от транзитных подстанций которой запитаны потребители центральной части Томской области. Так как Томская область не обладает существенными энергогенерирующими мощностями и по сути является энергодефицитным районом, то основным источником мощности является транзит электроэнергии от избыточных энергосистем Кемеровской области и Красноярского края.

Северный энергорайон представляет собой комплекс транзитных линий и подстанций 220 кВ от ПС «Советско-Соснинская» до ПС «Каргасок». В районе практически отсутствуют генерирующие мощности (ГТЭС Западно-Полуденного нефтяного месторождения, ГПЭС Мохтиковского нефтяного месторождения, связанные сетями 35 кВ с ПС 110 кВ «Малореченская» с диапазоном мощности генерации 4,0 – 8,0 МВт, ГПЭС Черемшанского нефтяного месторождения, работающая на шины 6 кВ ПС-110 «Черемшанская», с диапазоном мощности генерации 4,0 – 6,0 МВт), поэтому весь переток потребляемой энергорайоном мощности поступает на шины ОРУ-220 кВ ПС «Советско-Соснинская» от ОРУ-220 кВ Нижневартовской ГТЭС. Таким образом, источником мощности для исследуемого энергорайона является мощная энергосистема Тюменской области. Преобладающим потребителем данного энергорайона являются предприятия добычи нефти, запитанные от ПС 220 кВ «Советско-Соснинская» и ПС 220 кВ «Чапаевка». От ПС 220 кВ «Раскино», «Вертикос», «Завьялово» и «Каргасок» основным потребителем является жилой сектор одноимённых и близлежащих сёл и комплекс нефтеперекачивающих станций.

Разделение вышеописанных энергорайонов выполнено нахождением в отключенном положении выключателей 220 кВ: для одной цепи ВЛ 220 кВ «Вертикос» – «Парабель» - со стороны ПС «Вертикос», для второй цепи – со

стороны ПС «Парабель». Такое состояние сети обусловлено несколькими немаловажными причинами:

- слишком большая протяженность транзита мощности по ВЛ-220 кВ Нижневартовская ГТЭС – ПС «Восточная» (г. Томск) – около 800 км, в связи с чем энергоснабжение северных энергоёмких районов области из областного центра было бы крайне ненадежным и не обеспечивало бы необходимого качества электрической энергии в нормальных, и тем более в аварийных режимах;
- теоретически отсутствует возможность параллельной работы Томской и Тюменской энергосистем вследствие наличия угла сдвига векторов напряжений в местах разрыва отключенных энергетических связей. Включение этих связей может привести к серьезным последствиям, начиная от одиночных аварийных отключений транзитных выключателей 220 кВ и заканчивая нарушением энергетического баланса обеих энергосистем.

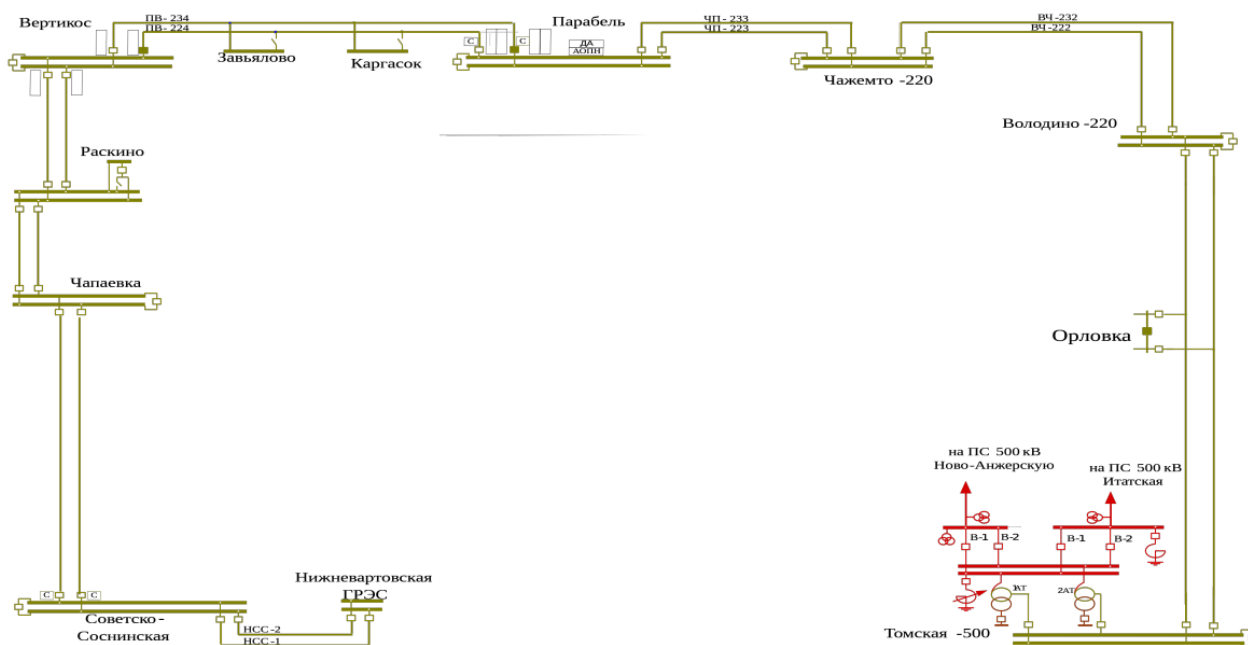


Рис. 1. Схема основного транзита 220 кВ Томск – Нижневартовск

Настоящим проектом для исследования выбрана часть северного энергорайона, а именно электрические сети 220/110 кВ, запитанные от подстанций «Советско-Соснинская», «Чапаевка». Интерес именно к этому району электрических сетей

обусловлен тем, что именно от этих подстанций запитано подавляющее большинство нагрузок северного энергорайона, таких как: г. Стрежевой, с. Александровское, Малореченское, Западно-полуденное, Советско-Соснинское, Вахское, Южно-Охтеурское, Чкаловское, Ломовое, Катильгинское, Первомайское и другие нефтяные месторождения левобережья р. Обь. Также именно с этих подстанций в перспективе может планироваться электроснабжение новых нефтяных месторождений правобережья р. Обь. Нагрузки подстанций 220 кВ «Раскино», «Вертикос», «Завьялово», «Каргасок» незначительны и в перспективе не имеют существенного роста.

1.4 Исходные данные для расчета режимов энергосистемы

Схема исследуемого энергорайона содержит в себе:

- Две головные подстанции 220/110кВ «Советского-Соснинская» и «Чапаевка», связанные транзитными линиями 220 кВ с источником электроснабжения – Нижневартовской ГТЭС. Причем ПС 220 кВ «Советско-Соснинская» имеет два каскада силовых трансформаторов: 1 каскад – автотрансформаторы 220/110/6, 2 каскад – трехобмоточные трансформаторы 110/35/6 кВ
 - Десять понизительных подстанций 110 кВ. На подстанциях установлены трёхобмоточные, двухобмоточные трансформаторы, а также трансформаторы с расщепленной обмоткой. Все трансформаторы преобразуют напряжение 110 кВ до величины 35 кВ, 10 кВ и 6 кВ, затем электрическая энергия по местным сетям электроснабжения поступает на шины электроустановок потребителей.
- Упрощенная однолинейная схема электрических соединений исследуемого энергорайона представлена на рисунке 2.

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;

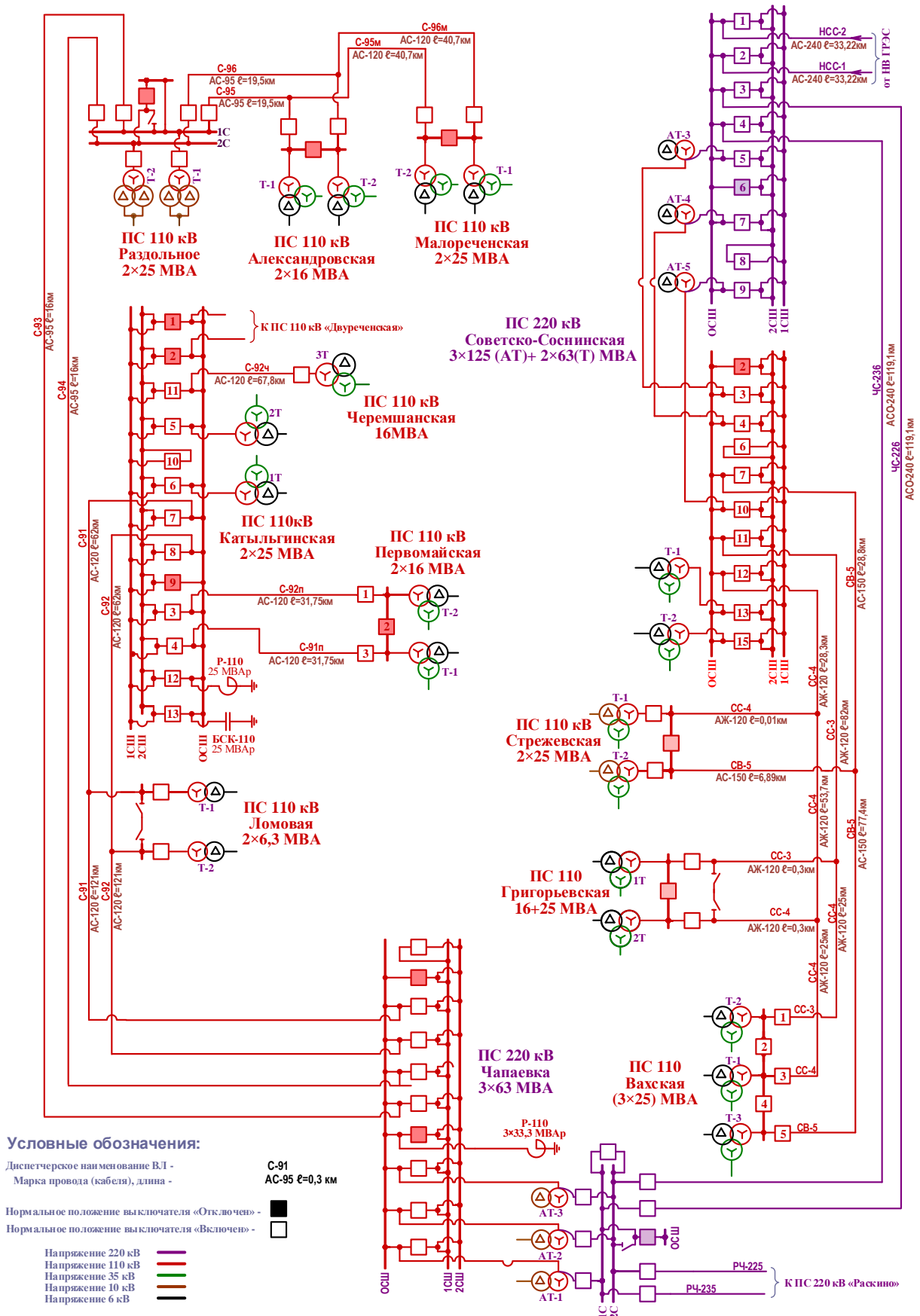


Рис. 2 – Упрощенная однолинейная схема электрических соединений исследуемого энергорайона.

- трансформаторы представляются Г-образной схемой замещения, т.е. с учётом потерь реактивной мощности холостого хода.

- секционные выключатели между 1 и 2 секциями шин ОРУ-220 ПС «Советско-Соснинская», «Чапаевка» включены.

- секционные выключатели между 1 и 2 секциями шин ОРУ-110 ПС «Советско-Соснинская», «Чапаевка», «Вахская», «Катыльгинская» включены.

- секционные выключатели остальных подстанций 110 кВ исследуемого района электрических сетей отключены.

- нечётные диспетчерские наименования воздушных линий и трансформаторов 220, 110 кВ с возможностью присоединения к обеим секциям шин (на ОРУ с двумя рабочими и одной обходной системами шин), присоединены к нечётным секциям шин (четные присоединения соответственно к четным секциям шин).

- часть схемы электроснабжения от ПС 220 кВ «Вертикос» до ПС «Каргасок» представляем эквивалентной нагрузкой, подключенной непосредственно на шины ПС 220 кВ «Чапаевка».

- наличием связи по ВЛ -110 кВ от ПС 110 «Катыльгинская» до ПС 110 «Двуреченская» пренебрегаем т.к. она фактически не используется по причинам, аналогичным изложенным в п.1.3. настоящего проекта (разделение энергорайонов сети Томской области на «северный» и «южный»).

Примечание: указанное состояние секционных выключателей подстанций является фактическим нормальным режимом на апрель 2017 года.

Произвольно пронумеруем все узлы схемы замещения.

Схема замещения исследуемого энергорайона, представлена в приложении

1 или на рисунке 3.

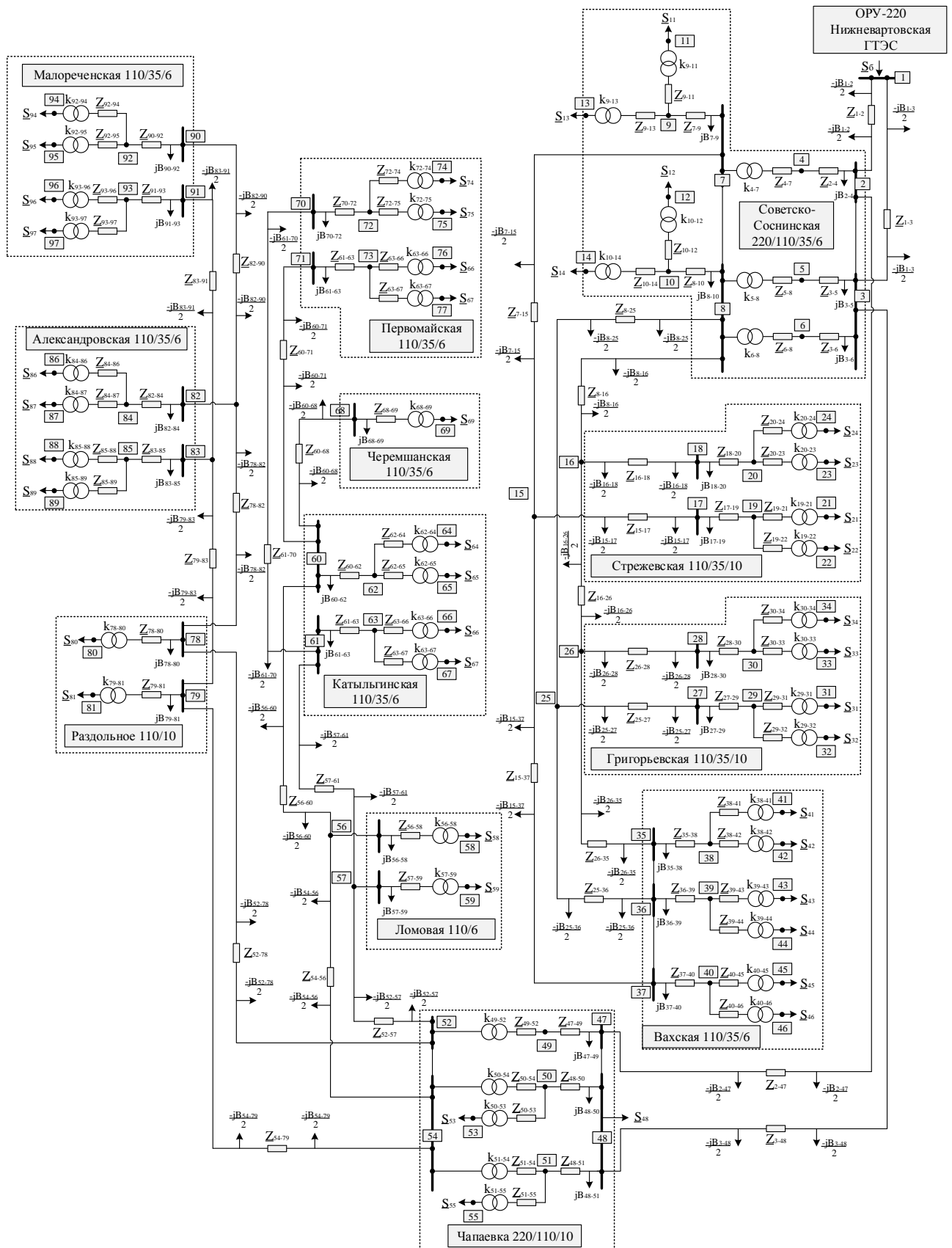


Рис. 3. Схема замещения исследуемого энергорайона.

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						
НСС-1	НВ ГРЭС	1	Сов-Сосн	2	АС-240/32	33,22
НСС-2	НВ ГРЭС	1	Сов-Сосн	3	АС-240/32	33,22
ЧС-236	Сов-Сосн	2	Чапаевка	47	АСО-240/32	119,1
ЧС-226	Сов-Сосн	3	Чапаевка	48	АСО-240/32	119,1
ВЛЭП-110 кВ						
СС-4	Сов-Сосн	8	отп. на Стрежевская	16	АЖ-120/19	28,8
СС-3	Сов-Сосн	8	отп. на Григорьевск	25	АЖ-120/19	82
СВ-5	Сов-Сосн	7	отп. на Стрежевская	15	АС-150/24	28,8
СВ-5	отп. на Стрежевская	15	Вахская	37	АС-150/24	77,4
СС-3	отп. на Григорьевск	25	Вахская	36	АЖ-120/19	25
СС-4	отп. на Стрежевская	16	отп. на Григорьевск	26	АЖ-120/19	53,7
СС-4	отп. на Григорьевск	26	Вахская	35	АЖ-120/19	25
СС-4	отп. на Стрежевская	16	Стрежевская	18	АЖ-120/19	0,01
СВ-5	отп. на Стрежевская	15	Стрежевская	17	АС-150/24	6,89
СС-4	отп. на Григорьевск	26	Григорьевск	28	АЖ-120/19	0,3
СС-3	отп. на Григорьевск	25	Григорьевск	27	АЖ-120/19	0,3
С-91	Чапаевка	52	Ломовая	57	АС-120/19	121
С-92	Чапаевка	54	Ломовая	56	АС-120/19	121
С-91	Ломовая	57	Катыльгинск	61	АС-120/19	60
С-92	Ломовая	56	Катыльгинск	60	АС-120/19	60
С-92ч	Катыльгинск	60	Черемшанск	68	АС-120/19	67,8
С-91п	Катыльгинск	61	Первомайск	70	АС-120/19	31,75
С-92п	Катыльгинск	60	Первомайск	71	АС-120/19	31,75
С-93	Чапаевка	52	Раздольное	78	АС-95/16	16
С-94	Чапаевка	54	Раздольное	79	АС-95/16	16
С-95	Раздольное	79	Александр	83	АС-95/16	19,5
С-96	Раздольное	78	Александр	82	АС-95/16	19,5
С-95м	Александр	83	Малореченск	91	АС-95/16	40,7
С-96м	Александр	82	Малореченск	90	АС-95/16	40,7

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				
Ломовая	2	56-58, 57-59	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,77%	115	6,6	10,5	44	10	1

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				
Раздольное	2	78-80, 79-81	ТРДН-25000/110	25	±9×1,77%	115	10,5 10,5	10,5	120	25	0,65

Таблица 1.4 – Параметры автотрансформаторов

Наименование	N, шт	Ветви			Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные				
								U _н , кВ	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
								ВН	В-С			
								СН	В-Н			
								НН	С-Н			
Советско-Соснинская	3	2-4, 4-7	3-5, 5-8	3-6, 6-8	АТДЦТН-63000/220/110	63	±6×2%	230	11	320	74	0,45
								121	35	-		
								6,6	22	-		
Чапаевка	3	47-49, 49-52	48-50, 50-54, 50-53	48-51, 51-54, 51-55	АТДЦТН-63000/220/110	63	±6×2%	230	11	320	74	0,45
								121	35	-		
								11	22	-		

Таблица 1.5 – Параметры трехобмоточных трансформаторов

Наименование	N, шт	Ветви			Тип	S _{НОМ} , МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные				
								U _н , кВ	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
								ВН	В-С			
								СН	В-Н			
		НН	С-Н									
Советско-Соснинская	2	7-9, 9-11, 9-13	8-10, 10-12, 10-14		ТДТН-63000/110	63	±9×1.77%	115	10,5	290	53	0,55
								38,5	18			
								6,6	7			
Стрежевская	2	18-20, 20-24, 20-23	17-19, 19-21, 19-22		ТДТН-25000/110	25	±9×1.77%	115	10,5	140	28,5	0,7
								38,5	17,5			
								11	6,5			
Григорьевская	1	27-29, 29-31, 29-32			ТДТН-25000/110	25	±9×1.77%	115	10,5	140	28,5	0,7
								38,5	17,5			
								6,6	6,5			
Григорьевская	1	28-30, 30-34, 30-33			ТДТН-16000/110	16	±9×1.77%	115	10,5	100	21	0,8
								38,5	17,5			
								6,6	6,5			
Вахская	3	35-38, 28-41, 38-42	36-39, 39-43, 39-44	37-40, 40-45, 40-46	ТДТН-25000/110	25	±9×1.77%	115	10,5	140	28,5	0,7
								38,5	17,5			
								6,6	6,5			
Катыльгинская	2	60-62, 62-64, 62-65	61-63, 63-66, 63-67		ТДТН-25000/110	25	±9×1.77%	115	10,5	140	28,5	0,7
								38,5	17,5			
								6,6	6,5			
Первомайская	2	70-72, 72-74, 72-75	71-73, 73-76, 73-77		ТДТН-16000/110	16	±9×1.77%	115	10,5	100	21	0,8
								38,5	17,5			
								6,6	6,5			
Черемшанская	1	68-69			ТДТН-16000/110	16	±9×1.77%	115	10,5	100	21	0,8
								38,5	17,5			
								6,6	6,5			
Александровская	2	83-85, 85-88, 85-89	82-84, 84-86, 84-87		ТДТН-16000/110	16	±9×1.77%	115	10,5	100	21	0,8
								38,5	17,5			
								11	6,5			
Малореченская	2	90-92, 92-94, 92-95	91-93, 93-96, 93-97		ТДТН-25000/110	25	±9×1.77%	115	10,5	140	28,5	0,7
								38,5	17,5			
								6,6	6,5			

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:

$$R_{i-j} = R_0 \cdot L$$

Реактивное сопротивление ветви линии электропередач:

$$X_{i-j} = X_0 \cdot L$$

Поперечная проводимость ветви линии электропередач:

$$B_{i-j} = B_0 \cdot L \text{ , где}$$

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	2	АС-240/32	33,22	0,12	0,405	2,81	3,986	13,454	-93,348
1	3	АС-240/32	33,22	0,12	0,405	2,81	3,986	13,454	-93,348
2	47	АСО-240/32	119,1	0,12	0,405	2,81	14,292	48,236	-334,671
3	48	АСО-240/32	119,1	0,12	0,405	2,81	14,292	48,236	-334,671
ВЛЭП-110 кВ									
8	16	АЖ-120/19	28,8	0,249	0,427	2,7	7,171	12,298	-77,760
8	25	АЖ-120/19	82	0,249	0,427	2,66	20,418	35,014	-218,120
7	15	АС-150/24	28,8	0,198	0,42	2,7	5,702	12,096	-77,760
15	37	АС-150/24	77,4	0,198	0,42	2,7	15,325	32,508	-208,980
25	36	АЖ-120/19	25	0,249	0,427	2,66	6,225	10,675	-66,500
16	26	АЖ-120/19	53,7	0,249	0,427	2,66	13,371	22,930	-142,842
26	35	АЖ-120/19	25	0,249	0,427	2,66	6,225	10,675	-66,500
16	18	АЖ-120/19	0,01	0,249	0,427	2,66	0,002	0,004	-0,027
15	17	АС-150/24	6,89	0,198	0,42	2,7	1,364	2,894	-18,603
26	28	АЖ-120/19	0,3	0,249	0,427	2,66	0,075	0,128	-0,798
25	27	АЖ-120/19	0,3	0,249	0,427	2,66	0,075	0,128	-0,798
52	57	АС-120/19	121	0,249	0,427	2,66	30,129	51,667	-321,860
54	56	АС-120/19	121	0,249	0,427	2,66	30,129	51,667	-321,860
57	61	АС-120/19	60	0,249	0,427	2,66	14,940	25,620	-159,600
56	60	АС-120/19	60	0,249	0,427	2,66	14,940	25,620	-159,600

Продолжение таблицы 1.7

от узла №	до узла №	Марка провода	Длина, км	R0, Ом/км	X0, Ом/км	B0, мкСм/км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
ВЛЭП-110 кВ									
60	68	АС-120/19	67,8	0,249	0,427	2,66	16,882	28,951	-180,348
61	70	АС-120/19	31,75	0,249	0,427	2,66	7,906	13,557	-84,455
60	71	АС-120/19	31,75	0,249	0,427	2,66	7,906	13,557	-84,455
52	78	АС-95/16	16	0,306	0,434	2,61	4,896	6,944	-41,760
54	79	АС-95/16	16	0,306	0,434	2,61	4,896	6,944	-41,760
79	83	АС-95/16	19,5	0,306	0,434	2,61	5,967	8,463	-50,895
78	82	АС-95/16	19,5	0,306	0,434	2,61	5,967	8,463	-50,895
83	91	АС-95/16	40,7	0,306	0,434	2,61	12,454	17,664	-106,227
82	90	АС-95/16	40,7	0,306	0,434	2,61	12,454	17,664	-106,227

1.5.2.2 Двухобмоточные трансформаторы

Активное сопротивление обмоток трансформатора:

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

Реактивное сопротивление обмоток трансформатора:

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

Поперечная проводимость трансформатора, обусловленная потерями холостого хода:

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

Номинальный коэффициент трансформации (нулевая отпайка регулятора):

$$k_{i-j} = \frac{U_{номВН}}{U_{номНН}}, \text{ где}$$

ΔP_K – потери короткого замыкания, кВт;

U_K – напряжение короткого замыкания, %;

$I_X\%$ – ток холостого хода, %

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

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

Расчёт параметров двухобмоточных трансформаторов представим в таблице 1.8

Таблица 1.8 – Расчётные параметры двухобмоточных трансформаторов

Ветви	$S_{\text{ном}},$ МВА	Каталожные данные					Расчётные данные			
		$U_{\text{ном}},$ кВ		$U_K, \%$	$\Delta P_K,$ кВт	$I_X,$ %	$R_T,$ Ом	$X_T,$ Ом	$B_T,$ мкС м	$k_{\text{тр.ном}}$
		ВН	НН							
56-58, 57-59	6,3	115	6,6	10,5	44	1	14,661	220,417	4,764	17,424

1.5.2.3 Трансформаторы с расщеплённой обмоткой

Активное сопротивление обмотки ВН трансформатора:

$$R_{i-j} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{номВН}}^2}{S_{\text{ном}}^2}$$

Ввиду отсутствия каталожных данных по потерям короткого замыкания в обмотках НН активное сопротивление обмоток НН не рассчитываем.

Реактивное сопротивление обмотки ВН трансформатора:

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

Реактивное сопротивление обмотки НН трансформатора:

$$X_{i-j(\text{НН1})} = X_{i-j(\text{НН2})} = \frac{U_K, \% \cdot U_{\text{номВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} \cdot \frac{K_P}{2}$$

При расчёте следует учитывать, что расщеплённые обмотки силовых трансформаторов на ПС 110 кВ «Раздольное» соединены между собой, т.е. работают параллельно, то полное реактивное сопротивление трансформатора может быть получено по следующей формуле:

$$X_{i-j} = X_{i-j(\text{ВН})} + X_{i-j(\text{НН1})} / 2$$

Поперечная проводимость трансформатора, обусловленная потерями холостого хода:

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

Номинальный коэффициент трансформации (нулевая отпайка регулятора):

$$k_{i-j} = \frac{U_{\text{номВН}}}{U_{\text{номНН}}}, \text{ где}$$

$K_p = 3,5$ – 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	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	Каталожные данные						Расчётные данные					
		$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{кВт}$	$I_X, \%$	K_p	$R_T, \text{Ом}$	$X_{ТВН}, \text{Ом}$	$X_{ТНН1,2}, \text{Ом}$	$X_T, \text{Ом}$	$B_T, \text{мкСм}$	$K_{\text{тр.ном}}$
		ВН	НН										
78-80, 79-81	25	115	10,5- 10,5	10,5	120	0,65	3,5	2,539	6,943	97,204	55,545	12,287	10,952

1.5.2.4 Трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы

Напряжения короткого замыкания для сторон, %

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

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

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

Активное сопротивление обмотки ВН трансформатора:

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

Ввиду отсутствия каталожных данных по потерям короткого замыкания в обмотках НН активное сопротивление обмоток НН не рассчитываем.

Реактивные сопротивления обмоток трансформатора:

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

Поперечная проводимость трансформатора, обусловленная потерями холостого хода:

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

Номинальные коэффициенты трансформации (нулевая отпайка регулятора):

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

,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

Ветви		S _{ном} , МВА	Каталожные данные				Расчётные данные				
			U _{ном} , кВ	U _к , %	ΔP _к , кВт	I _х , %	R _г , Ом	X _г , Ом	В _г , мкСм	k _{тр.ном} В-С	k _{тр.ном} В-Н
ВН	В-С	ВН	ВН	ВН							
СН	В-Н	СН	СН	СН							
НН	С-Н	НН	НН	НН							
7-9, 9-11, 9-13	8-10, 10-12, 10-14	63	115	10,5	290	0,55	0,966	22,566	26,2	2,987	17,424
			38,5	18				0			
			6,6	7				15,219			
18-20, 20-24, 20-23	17-19, 19-21, 19-22	25	115	10,5	140	0,7	2,962	56,868	13,233	2,987	10,455
			38,5	17,5				0			
			11	6,5				35,708			
27-29, 29-31, 29-32		25	115	10,5	140	0,7	2,962	56,868	13,233	2,987	17,424
			38,5	17,5				0			
			6,6	6,5				35,708			

Продолжение таблицы 1.10

Ветви			S _{ном} , МВА	Каталожные данные				Расчётные данные					
				U _{ном} , кВ	U _к , %	ΔP _к , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом		B _т , мкСм	k _{тр.ном} В-С	k _{тр.ном} В-Н
				ВН	В-С				ВН	СН			
				СН	В-Н				СН	НН			
НН	С-Н	НН	НН										
28-30, 30-34, 30-33			16	115	10,5	100	0,8	5,166	88,855	9,6786	2,987	17,424	
				38,5	17,5				0				
				6,6	6,5				55,793				
35-38, 28-41, 38-42	36-39, 39-43, 39-44	37-40, 40-45, 40-46	25	115	10,5	140	0,7	2,962	56,868	13,233	2,987	17,424	
				38,5	17,5				0				
				6,6	6,5				35,708				
60-62, 62-64, 62-65	61-63, 63-66, 63-67		25	115	10,5	140	0,7	2,962	56,868	13,233	2,987	17,424	
				38,5	17,5				0				
				6,6	6,5				35,708				
70-72, 72-74, 72-75	71-73, 73-76, 73-77		16	115	10,5	100	0,8	5,166	88,855	9,6786	2,987	17,424	
				38,5	17,5				0				
				6,6	6,5				55,793				
68-69			16	115	10,5	100	0,8	5,166	88,855	9,6786	2,987	17,424	
				38,5	17,5				0				
				6,6	6,5				55,793				
83-85, 85-88, 85-89	82-84, 84-86, 84-87		16	115	10,5	100	0,8	5,166	88,855	9,6786	2,987	10,455	
				38,5	17,5				0				
				6,6	6,5				55,793				
90-92, 92-94, 92-95	91-93, 93-96, 93-97		25	115	10,5	140	0,7	2,962	56,868	13,233	2,987	1,424	
				38,5	17,5				0				
				6,6	6,5				35,708				
2-4, 4-7	3-5, 5-8	3-6, 6-8	63	230	11	320	0,45	4,265	100,762	5,359	1,901	34,848	
				121	35				0				
				6,6	22				193,127				
47-49, 49-52	48-50, 50-54, 50-53	48-51, 51-54, 51-55	63	230	11	320	0,45	4,265	100,762	5,359	1,901	20,909	
				121	35				0				
				11	22				193,127				

2 Расчет и анализ режимов работы энергосистемы

2.1 Алгоритм расчёта

Для того чтобы эффективно и оперативно управлять исследуемой частью Томской энергосистемы, питаемой от ОРУ-220 кВ Нижневартовской ГРЭС, 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 отпаек в регуляторах трансформаторов (изменение коэффициента трансформации)
- Моделирование установившегося режима с учётом произведённого регулирования;
- Анализ узловых напряжений. Всё узловое 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 $U_{\text{норм}} = 6,3$ кВ

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

Для узлов с номинальным напряжением обмоток среднего напряжения трансформаторов 38,5 кВ принимаем $U_{\text{норм}} = 36$ 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: $U_{\text{min}} = 5,985$ кВ, $U_{\text{max}} = 6,615$ кВ;

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

Для напряжения 36 кВ: $U_{\text{min}} = 34,2$ кВ, $U_{\text{max}} = 37,8$ 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						
НСС-1	НВ ГРЭС	1	Сов-Сосн	2	АС-240/32	0,61
НСС-2	НВ ГРЭС	1	Сов-Сосн	3	АС-240/32	0,61
ЧС-236	Сов-Сосн	2	Чапаевка	47	АСО-240/32	0,61
ЧС-226	Сов-Сосн	3	Чапаевка	48	АСО-240/32	0,61
ВЛЭП-110 кВ						
СС-4	Сов-Сосн	8	отп. на Стрежевская	16	АЖ-120/19	0,45
СС-3	Сов-Сосн	8	отп. на Григорьевск	25	АЖ-120/19	0,39
СВ-5	Сов-Сосн	7	отп. на Стрежевская	15	АС-150/24	0,45
СВ-5	отп. на Стрежевская	15	Вахская	37	АС-150/24	0,45

Продолжение таблицы 2.1

Дисп. наим.	от узла		до узла		Марка провода	Идоп, А
	Наименование	№	Наименование	№		
ВЛЭП-110 кВ						
СС-3	отп. на Григорьевск	25	Вахская	36	АЖ-120/19	0,39
СС-4	отп. на Стрежевская	16	отп. на Григорьевск	26	АЖ-120/19	0,39
СС-4	отп. на Григорьевск	26	Вахская	35	АЖ-120/19	0,39
СС-4	отп. на Стрежевская	16	Стрежевская	18	АЖ-120/19	0,39
СВ-5	отп. на Стрежевская	15	Стрежевская	17	АС-150/24	0,45
СС-4	отп. на Григорьевск	26	Григорьевск	28	АЖ-120/19	0,39
СС-3	отп. на Григорьевск	25	Григорьевск	27	АЖ-120/19	0,39
С-91	Чапаевка	52	Ломовая	57	АС-120/19	0,39
С-92	Чапаевка	54	Ломовая	56	АС-120/19	0,39
С-91	Ломовая	57	Катыльгинск	61	АС-120/19	0,39
С-92	Ломовая	56	Катыльгинск	60	АС-120/19	0,39
С-92ч	Катыльгинск	60	Черемшанск	68	АС-120/19	0,39
С-91п	Катыльгинск	61	Первомайск	70	АС-120/19	0,39
С-92п	Катыльгинск	60	Первомайск	71	АС-120/19	0,39
С-93	Чапаевка	52	Раздольное	78	АС-95/16	0,33
С-94	Чапаевка	54	Раздольное	79	АС-95/16	0,33
С-95	Раздольное	79	Александр	83	АС-95/16	0,33
С-96	Раздольное	78	Александр	82	АС-95/16	0,33
С-95м	Александр	83	Малореченск	91	АС-95/16	0,33
С-96м	Александр	82	Малореченск	90	АС-95/16	0,33

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	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВАр	S _{max} , МВА	cos φ
Наименование ПС	Ураб, В					
Советско-Соснинская	6	11	9,26	4,641	10,358	0,894
	6	12	7,52	3,405	8,255	0,911
	35	13	13,94	6,064	15,202	0,917
	35	14	15,51	7,99	17,447	0,889
	Σ по ПС		46,23	22,1	51,262	
Стрежевская	10	22	7,136	3,715	8,045	0,887
	10	23	5,2	2,665	5,843	0,890
	35	21	4,234	1,878	4,632	0,914
	35	24	3,542	1,644	3,905	0,907
	Σ по ПС		20,112	9,902	22,425	
Григорьевская	6	32	1,546	0,535	1,636	0,945
	6	33	1,754	0,569	1,844	0,951
	35	31	2,345	1,042	2,566	0,914
	35	34	2,672	1,234	2,943	0,908
	Σ по ПС		8,317	3,38	8,989	
Вахская	6	41	7,856	3,817	8,734	0,899
	6	43	3,412	1,534	3,741	0,912
	6	45	2,357	0,968	2,548	0,925
	35	42	7,547	3,305	8,239	0,916
	35	44	6,385	3,057	7,079	0,902
	35	46	7,128	3,226	7,824	0,911
	Σ по ПС		34,685	15,907	38,165	
Чапаевка	10	53	3,867	1,636	4,199	0,921
	10	55	4,6	2,027	5,027	0,915
	220	48	19,546	9,301	21,646	0,903
	Σ по ПС		28,013	12,964	30,872	
Ломовая	6	58	1,163	0,513	1,271	0,915
	6	59	0,873	0,38	0,952	0,917
	Σ по ПС		2,036	0,893	2,223	
Катыльгинская	6	65	2,985	1,237	3,231	0,924
	6	67	2,642	1,164	2,887	0,915
	35	64	5,523	2,501	6,063	0,911
	35	66	7,825	3,611	8,618	0,908
	Σ по ПС		18,975	8,513	20,799	
Первомайская	6	74	1,389	0,612	1,518	0,915
	6	76	1,545	0,695	1,694	0,912
	35	75	3,512	1,518	3,826	0,918
	35	77	2,678	1,164	2,920	0,917
	Σ по ПС		9,124	3,989	9,958	

Продолжение таблицы 2.2

Потребитель		Узел	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВАр	S _{max} , МВА	cos φ
Наименование ПС	Ураб, В					
Черемшанская	35	69	0,358	0,16	0,392	0,914
Раздольное	10	80	2,894	1,594	3,304	0,876
	10	81	3,946	1,922	4,389	0,899
	Σ по ПС		6,84	3,516	7,693	
Александровская	10	86	2,137	1,011	2,364	0,904
	10	88	1,368	0,644	1,512	0,905
	35	87	4,987	2,198	5,450	0,915
	35	89	3,192	1,445	3,504	0,911
	Σ по ПС		11,684	5,298	12,83	
Малореченская	6	94	1,897	0,848	2,078	0,913
	6	96	2,314	1,02	2,529	0,915
	35	95	4,235	1,918	4,649	0,911
	35	97	3,678	1,642	4,028	0,913
	Σ по ПС		12,124	5,428	13,284	
Итого нагрузок района			202,276	93,726	223,025	

Для схемы, приведенной в приложении 1, рассчитаем режим максимальных нагрузок с введением напряжений в узлах нагрузки в допустимую область.

За балансирующий узел принимается узел питания схемы – шины ОРУ-220 кВ Нижневартонской ГТЭС.

Особое внимание при проведении расчета следует уделить установке компенсации реактивной мощности, установленной на ПС 110 кВ «Катыльгинская». Эта установка состоит из батареи статических конденсаторов мощность 25 МВАр и управляемого шунтирующего реактора той же мощности (УШР+БСК). Установка работает в автоматическом режиме, система управления регулирует ток возбуждения реактора, тем самым достигается необходимая степень гашения реактивной мощности статических конденсаторов. Т.е. при отсутствии возбуждения в обмотках реактора реактивная мощность компенсации составит 25 МВАр, а при номинальном токе возбуждения реактора реактивная мощность компенсации – 0 МВАр. Номинальный, автоматически поддерживаемый, коэффициент мощности равен 0,95.

Проведем расчёт максимальных нагрузок с отключенными УШР+БСК.

Результаты расчёта - в приложениях 2.1, 2.2.

Ключевые значения произведённого расчёта представим в таблице 2.3

Таблица 2.3 - Мощности и потери мощностей в максимальном режиме с отключенными УШР+БСК

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	208,488
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	80,563
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	198,498
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	92,050
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{\text{сум}}$	-11,487
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{\text{сум}}$	9,99

По результатам расчёта видно, что ёмкостная подпитка линий электропередач не только компенсирует реактивные потери в линиях и трансформаторах, но и частично компенсирует потребляемую нагрузками реактивную мощность. Это связано с большими длинами линий связи 110, 220 кВ.

Определим реактивную мощность, которую генерирует установка УШР+БСК. Установка будет компенсировать реактивную мощность, распределенную по шинам ОРУ-110 ПС-110 «Катыльгинская», которая в свою очередь поступает от питающих подстанцию линиям 110 кВ.

Перетоки по ВЛ-110 кВ С-91, 92 после ПС-110 «Ломовая»:

Ветвь 56-60: $S_{56-60} = 14,565 + j5,004$, МВА

Ветвь 57-61: $S_{57-61} = 14,766 + j5,112$, МВА

Нагрузка на шинах ОРУ-110 ПС-110 «Катыльгинская»:

$S_{\text{сумм}} = (14,565 + j5,004) + (14,766 + j5,112) = 29,331 + j10,116 = 31,026e^{j19,03}$, МВА

$\cos\phi_{\text{расч}} = 0,943$ $\cos\phi_{\text{зад}} = 0,95$ что соответствует значению угла $e^{j18,19}$

Этого углу соответствует значение реактивной мощности $Q = 9,634$ МВАр

Т.е мощность компенсации установки УШР+БСК составит $Q_{\text{УШР+БСК}} = 10,116 - 9,634 = 0,482$ МВАр, что составляет 2% от располагаемой мощности.

Таким образом, загрузка управляемого шунтирующего реактора составит 98 %. Считаем работу установки компенсации реактивной мощности с такой загрузкой реактора нецелесообразной, поэтому считаем, что в заданном максимальном режиме нагрузок установка УШР+БСК отключена.

По приложениям 2.1 и 2.2., используя таблицу 2.1., анализируем результаты расчета режима:

- токи в линиях 110 и 220 кВ не превышают допустимых значений.
- напряжения многих нагрузочных узлов существенно ниже требуемых значений.

Первым этапом производим регулирование напряжения на головных подстанциях энергорайона: ПС 220 кВ «Советско-Соснинская» и «Чапаевка». Эта мера позволит поднять общий уровень напряжения на подстанциях 110 кВ исследуемого энергорайона:

Результаты расчета коэффициентов трансформации ПС 220 кВ «Советско-Соснинская» и «Чапаевка» представим в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Регулирование напряжения на ПС 220 кВ

Узел	Потребитель	Режим до регулирования		Режим после регулирования	
		Пределы регулирования	Ном.Ктр	Значение отпайки	Уст.Ктр
7	Советско-Соснинская АТ-3 СН	±6×2%	1,901	+3	1,787
8	Советско-Соснинская АТ-4, 5 СН				
52	Чапаевка АТ-3 СН		1,901	+3	1,787
54	Чапаевка АТ-2 СН				
	Чапаевка АТ-1 СН				
53	Чапаевка АТ-2 НН		20,909		19,654
55	Чапаевка АТ-1 НН				

Проведем расчёт максимальных нагрузок с отключенными УШР+БСК и новыми отпайками РПН автотрансформаторов ПС 220 кВ.

В результате расчёта напряжения нагрузочных узлов выросли, однако напряжения на некоторых из них всё же требует регулирования. С целью обеспечения необходимо регулировочного запаса на головных подстанциях, дальнейшее регулирование напряжения выполняем на ПС 110 кВ энергорайона.

Произведем регулирование напряжения нагрузочных узлов схемы, причем произведем регулирование не только напряжения, выходящие за допустимые пределы, но находящиеся наиболее близко к границам в допустимых диапазонах напряжений. Эта мера с большей вероятностью позволит сохранить необходимый уровень напряжений у потребителей при непредвиденных изменениях в сети (при аварийных отключениях линий, набросах и сбросах нагрузки).

Результаты расчета коэффициентов трансформации ПС 110 кВ, где зафиксированы отклонения напряжения, представим в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Регулирование напряжения на ПС 110 кВ

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	Режим до регулирования		Режим после регулирования		
			Пределы рег-я	Ном Ктр	Знач Отп.	Уст.Ктр	Урасч, кВ
11	Советско-Соснинская Т-1 НН	6,424	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	-1	17,732	6,312
12	Советско-Соснинская Т-2 НН	6,427	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	-1	17,732	6,315
13	Советско-Соснинская Т-1 СН	37,689	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	-1	3,040	37,034
14	Советско-Соснинская Т-2 СН	37,646	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	-1	3,040	36,991
41	Вахская Т-2 НН	5,879	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	3	16,499	6,209
42	Вахская Т-2 СН	34,753	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	3	2,828	36,702
43	Вахская Т-1 НН	6,037	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	2	16,807	6,259
44	Вахская Т-1 СН	35,39	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	2	2,881	36,689
45	Вахская Т-3 НН	6,062	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	2	16,807	6,284
46	Вахская Т-3 СН	35,474	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	2	2,881	36,776
64	Катыльгинская Т-2 СН	34,865	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	3	2,828	36,820
65	Катыльгинская Т-2 НН	5,952	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	3	16,499	6,286
66	Катыльгинская Т-1 СН	34,634	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	3	2,828	36,576
67	Катыльгинская Т-1 НН	5,914	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	3	16,499	6,246
74	Первомайская Т-2 НН	5,935	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	3	16,499	6,268
75	Первомайская Т-2 СН	34,735	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	3	2,828	36,683
76	Первомайская Т-1 НН	5,955	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	3	16,499	6,289
77	Первомайская Т-1 СН	34,863	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	3	2,828	36,818
88	Александровская Т-1 НН	10,654	$\pm 9 \times 1.77\%$	10,455	-1	10,640	10,469
89	Александровская Т-1 СН	37,4	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	-1	3,040	36,750

Результаты расчёта максимального режима с приведением напряжений нагрузочных узлов представлены в приложениях 2.3, 2.4.

Ключевые значения произведённого расчёта представим в таблице 2.6

Таблица 2.6 - Мощности и потери мощностей в максимальном режиме отключенными УШР+БСК и приведенными напряжениями нагрузочных узлов

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	207,346
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	71,551
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	198,498
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	92,050
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{\text{сум}}$	-20,499
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{\text{сум}}$	8,848

Исходя из полученных расчётных данных можно сделать вывод, что исследуемый энергорайон 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 головных подстанциях повысило уровни узловых напряжений в сети 110 кВ, что привело к снижению потерь активной и реактивной мощности в сетях.

2.3.2 Расчет режима минимальных нагрузок

В режиме минимальных нагрузок значения нагрузки принимаются в диапазоне от 60% до 80% от максимальных. Это связано с характером нагрузки. Так, подстанции, которые питают преимущественно жилой сектор – принимаем 60 % от максимальной нагрузки. Для подстанций со смешанной нагрузкой (например, жилой сектор + нефтеперекачивающая станция или нефтедобыча) берем 70 % от максимума. Соответственно 80 % принимается для подстанций, питающих исключительно объекты нефтеперекачки и нефтедобычи. Коэффициенты мощности нагрузок потребителей оставляем без изменений. Расчёт нагрузок представлен в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Параметры нагрузок подстанций в минимальном режиме

Потребитель		Узел	P _{max} , МВт	cos φ	P _{min} , МВт	Q _{min} , МВАр	S _{min} , МВА	K _{мин}
Наименование ПС	Ураб, В							
Советско-Соснинская	6	11	9,26	0,894	7,408	3,713	8,286	0,8
	6	12	7,52	0,911	6,016	2,724	6,604	0,8
	35	13	13,94	0,917	11,152	4,851	12,161	0,8
	35	14	15,51	0,889	12,408	6,392	13,958	0,8
	Σ по ПС		46,23		36,984	17,68	41,009	
Стрежевская	10	22	7,136	0,887	4,282	2,229	4,827	0,6
	10	23	5,2	0,890	3,12	1,599	3,506	0,6
	35	21	4,234	0,914	3,387	1,502	3,705	0,8
	35	24	3,542	0,907	2,834	1,315	3,124	0,8
	Σ по ПС		20,112		13,623	6,645	15,162	
Григорьевская	6	32	1,546	0,945	1,237	0,428	1,309	0,8
	6	33	1,754	0,951	1,403	0,455	1,475	0,8
	35	31	2,345	0,914	1,876	0,834	2,053	0,8
	35	34	2,672	0,908	2,138	0,987	2,355	0,8
	Σ по ПС		8,317		6,654	2,704	7,192	
Вахская	6	41	7,856	0,899	6,285	3,054	6,988	0,8
	6	43	3,412	0,912	2,73	1,227	2,993	0,8
	6	45	2,357	0,925	1,886	0,774	2,039	0,8
	35	42	7,547	0,916	6,038	2,644	6,592	0,8
	35	44	6,385	0,902	5,108	2,446	5,663	0,8
	35	46	7,128	0,911	5,702	2,581	6,259	0,8
	Σ по ПС		34,685		27,749	12,726	30,534	
Чапаевка	10	53	3,867	0,921	2,707	1,145	2,939	0,7
	10	55	4,6	0,915	3,22	1,419	3,519	0,7
	220	48	19,546	0,903	13,682	6,511	15,152	0,7
	Σ по ПС		28,013		19,609	9,075	21,61	
Ломовая	6	58	1,163	0,915	0,93	0,41	1,016	0,8
	6	59	0,873	0,917	0,698	0,304	0,761	0,8
	Σ по ПС		2,036		1,628	0,714	1,777	
Катыльгинская	6	65	2,985	0,924	2,388	0,99	2,585	0,8
	6	67	2,642	0,915	2,114	0,931	2,310	0,8
	35	64	5,523	0,911	4,418	2,001	4,850	0,8
	35	66	7,825	0,908	6,26	2,889	6,894	0,8
	Σ по ПС		18,975		15,18	6,811	16,639	
Первомайская	6	74	1,389	0,915	1,111	0,49	1,214	0,8
	6	76	1,545	0,912	1,236	0,556	1,355	0,8
	35	75	3,512	0,918	2,81	1,214	3,061	0,8
	35	77	2,678	0,917	2,142	0,931	2,336	0,8
	Σ по ПС		9,124		7,299	3,191	7,966	
Черемшанская	35	69	0,358	0,914	0,286	0,128	0,313	0,8

Продолжение таблицы 2.7

Потребитель		Узел	P _{max} , МВт	cos φ	P _{min} , МВт	Q _{min} , МВАр	S _{min} , МВА	K _{мин}
Наименование ПС	Ураб, В							
Раздольное	10	80	2,894	0,876	1,736	0,956	1,982	0,6
	10	81	3,946	0,899	2,368	1,153	2,634	0,6
	Σ по ПС		6,84		4,104	2,109	4,616	
Александровская	10	86	2,137	0,904	1,282	0,607	1,418	0,6
	10	88	1,368	0,905	0,821	0,386	0,907	0,6
	35	87	4,987	0,915	3,491	1,539	3,815	0,7
	35	89	3,192	0,911	2,234	1,012	2,453	0,7
	Σ по ПС		11,684		7,828	3,544	8,593	
Малореченская	6	94	1,897	0,913	1,518	0,678	1,663	0,8
	6	96	2,314	0,915	1,851	0,816	2,023	0,8
	35	95	4,235	0,911	3,388	1,534	3,719	0,8
	35	97	3,678	0,913	2,942	1,314	3,222	0,8
	Σ по ПС		12,124		9,699	4,342	10,627	
Итого нагрузок района			198,498		150,643	69,669	166,038	

По аналогии с максимальным режимом, проведем расчет режима минимальных нагрузок с установкой всех регуляторов трансформаторов в нулевое положение с дальнейшим введением напряжений в нагрузочных узлах в допустимую область.

Результаты расчёта представлены в приложениях 2.5, 2.6.

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	P _б	155,696
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Q _б	29,73
Активная мощность нагрузок	МВт	P _н	150,618
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Q _н	69,669
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	ΔQ _{сум}	-39,939
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	ΔP _{сум}	5,078

По результатам расчёта видно, что на фоне снижения потребления реактивной мощности ёмкостная подпитка линий электропередач ещё более существеннее сказалась на балансе реактивной мощности. Так, в минимальном режиме ёмкостная подпитка линии не только компенсирует реактивные потери в линиях и трансформаторах, но и почти 40 МВАр потребляемой нагрузками реактивной мощности.

Расчет на необходимость включения в работу установки УШР+БСК не выполняем т.к. на фоне снижения нагрузок и потерь реактивной мощности требуемая для компенсации реактивная мощность будет еще меньше, чем в максимальном режиме.

По приложениям 2.5 и 2.6., используя таблицу 2.1., анализируем результаты расчета режима:

- токи в линиях 110 и 220 кВ не превышают допустимых значений.
- напряжения некоторых удаленных от головных подстанций нагрузочных узлов несколько ниже требуемых значений.

Первым этапом производим регулирование напряжения на головных подстанциях энергорайона. Результаты расчета коэффициентов трансформации ПС 220 кВ «Советско-Соснинская» и «Чапаевка» представим в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Регулирование напряжения на ПС 220 кВ

Узел	Потребитель	Режим до регулирования		Режим после регулирования	
		Пределы регулирования	Ном Ктр	Значение отпайки	Уст.Ктр
7	Советско-Соснинская АТ-3 СН	±6×2%	1,901	+1	1,863
8	Советско-Соснинская АТ-4, 5 СН				
52	Чапаевка АТ-3 СН		1,901	+1	1,863
54	Чапаевка АТ-2 СН				
	Чапаевка АТ-1 СН				
53	Чапаевка АТ-2 НН		20,909		20,491
55	Чапаевка АТ-1 НН				

Проведем расчёт максимальных нагрузок с отключенными УШР+БСК и новыми отпайками РПН автотрансформаторов ПС 220 кВ.

В результате расчёта напряжения нагрузочных узлов выросли, практически все напряжения в узлах подключения нагрузок находятся в допустимых пределах (кроме узла 41 на ПС Вахская – $U = 5,932$ кВ). Однако имеются узлы подключения нагрузки, напряжения на которых близко к предельно низкому. Произведем регулирование и для таких узлов.

Результаты расчета коэффициентов трансформации ПС 110 кВ, где зафиксированы отклонения напряжения, представим в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Регулирование напряжения на ПС 110 кВ

Узел	Потребитель	Урасч, кВ	Режим до регулирования		Режим после регулирования		
			Пределы рег-я	Ном Ктр	Значотп	УстКтр	Урасч, кВ
41	Вахская Т-2 НН	5,935	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	3	16,499	6,268
42	Вахская Т-2 СН	34,965	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	3	2,828	36,926
43	Вахская Т-1 НН	6,053	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	2	16,807	6,275
44	Вахская Т-1 СН	35,451	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	2	2,881	36,752
45	Вахская Т-3 НН	6,074	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	2	16,807	6,297
46	Вахская Т-3 СН	35,517	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	2	2,881	36,820
64	Катыльгинская Т-2 СН	35,63	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	2	2,881	36,938
65	Катыльгинская Т-2 НН	6,089	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	2	16,807	6,312
66	Катыльгинская Т-1 СН	35,454	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	2	2,881	36,755
67	Катыльгинская Т-1 НН	6,06	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	2	16,807	6,282
74	Первомайская Т-2 НН	6,076	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	2	16,807	6,299
75	Первомайская Т-2 СН	35,532	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	2	2,881	36,836
76	Первомайская Т-1 НН	6,091	$\pm 9 \times 1.77\%$	17,424	2	16,807	6,315
77	Первомайская Т-1 СН	35,631	$\pm 9 \times 1.77\%$	2,987	2	2,881	36,939

Результаты расчёта максимального режима с приведением напряжений нагрузочных узлов представлены в приложениях 2.7, 2.8.

Ключевые значения произведённого расчёта представим в таблице 2.10

Рассматривая результаты расчетов минимального режима можно сделать вывод, что на фоне снижения нагрузок общий уровень напряжений в узлах подключения электроустановок потребителей выше, чем в максимальном режиме, в следствие чего воздействие на регуляторы напряжения трансформаторов было минимальным. Также снижение перетоков мощности по системным связям привело к снижению потерь мощности в сети.

Таблица 2.10 - Мощности и потери мощностей в минимальном режиме с отключенными УШР+БСК и приведенными напряжениями нагрузочных узлов

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	155,525
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	27,682
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	150,618
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	69,669
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{\text{сум}}$	-41,987
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{\text{сум}}$	4,907

2.3.3. Расчёт послеаварийных режимов максимальных нагрузок

Электрооборудование, как и любое оборудование, имеет свойство выходить из строя или находиться в отключенном состоянии по различным причинам:

- запланированный графиком ремонтов вывод оборудования в ремонт;
- короткие замыкания и обрывы проводов на линиях электропередач (износ проводов, обрывы, разрушение изоляторов, повреждения элементов опор т.д.);
- отключения силовых трансформаторов технологическими защитами (пробой обмоток, перегрев активной части, критические утечки масла, отказ РПН при переключениях, разрушения изоляторов вводов и т.д.)
- отказы коммутационного электрооборудования (выключателей или разъединителей);
- климатические возмущения (грозовые перенапряжения, образование наледи больше расчетных значений, схлопывание или обрыв проводов при сильном ветре);
- ошибочные действия оперативного персонала при производстве оперативных переключений;

Рассмотрим режимы и выполним расчёты для нескольких наиболее тяжёлых ситуаций.

2.3.3.1 Отключение линии связи 220 кВ ОРУ-220 кВ «Нижевартовская ГТЭС» - РУ-220 кВ ПС «Советско-Соснинская»

Сценарий развития событий в исследуемой энергосистеме: состояние энергосистемы – режим максимальных нагрузок, происходит разрушение гирлянды изоляторов (выстрел неадекватного охотника по изоляторам) происходит отключение ВЛ-220 кВ НСС-1.

Производим расчёт режима работы энергосистемы, при этом ветвь 1-3 удаляем. Положения регуляторов напряжения у трансформаторов соответствуют максимальному режиму.

Так как режим является послеаварийным, тогда предельно возможные отклонения напряжения при допуске $\pm 10\%$, согласно ГОСТ 3109-97, составят:

Для $U_{\text{ном}} = 6,3$ кВ: $U_{\text{min}} = 5,67$ кВ, $U_{\text{max}} = 6,93$ кВ;

Для $U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ: $U_{\text{min}} = 9,45$ кВ, $U_{\text{max}} = 11,55$ кВ;

Для $U_{\text{ном}} = 36$ кВ: $U_{\text{min}} = 32,4$ кВ, $U_{\text{max}} = 39,6$ кВ

Результаты расчёта представлены в приложениях 2.9, 2.10.

Анализируя полученные результаты можно сказать, что отключение одной из линий связи с ГТЭС Нижевартовская сказалось снижением уровня напряжений в узлах подключения нагрузок, но напряжения в подавляющем большинстве узлов находится в допустимых пределах даже для нормального режима. В связи с этим регулирование напряжения у потребителей производим на подстанциях 110 кВ. Особенно следует отметить, что ток в оставшейся в работе линии близок к допустимому, но не превысил его ($I_{1-2} = 0,6$ кА при $I_{\text{доп}} = 0,61$ кА).

Отметим нагрузочные узлы, в которых напряжения выходят из нормы или находятся близко к предельным для нормального режима, определим значения отпаек переключателей трансформаторов для получения нормальных уровней напряжения.

Так как авария произошла на одной из связей энергорайона с источником мощности, то снижение уровня напряжений у отмечено у всех без исключения

потребителей. В этом случае самой быстрой и действенной мерой по восстановлению уровней напряжения будет регулирование непосредственно на головных подстанциях.

Результаты расчета коэффициентов трансформации ПС 220 кВ «Советско-Соснинская» и «Чапаевка» представим в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Регулирование напряжения на ПС 220 кВ

Узел	Потребитель	Режим до регулирования		Режим после регулирования	
		Пределы регулирования	Ном Ктр	Значение отпайки	Уст Ктр
7	Советско-Соснинская АТ-3 СН	±6×2%	1,901	+4	1,749
8	Советско-Соснинская АТ-4, 5 СН				
52	Чапаевка АТ-3 СН		1,901	+4	1,749
54	Чапаевка АТ-2 СН Чапаевка АТ-1 СН				
53	Чапаевка АТ-2 НН		20,909		19,236
55	Чапаевка АТ-1 НН				

Результаты расчёта представлены в приложениях 2.11, 2.12.

Анализируя уровни напряжений после регулирования на головных подстанциях можно сказать, что этой меры вполне достаточно – напряжения всех узлов подключения нагрузок находятся в допустимых пределах для нормального режима работы.

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

Таблица 2.12 - Мощности и потери мощностей после отключения линии связи 220 кВ НСС -1.

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	209,779
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	86,664
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	198,498
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	92,05
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	ΔQсум	-5,386
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	ΔPсум	11,281

Исходя из полученных расчётных данных можно сделать вывод, что исследуемый энергорайон в данном послеаварийном режиме в максимальном режиме работы обладает достаточным запасом по диапазонам регулирования напряжения на подстанциях. Для поддержания нормального уровня напряжений у потребителей достаточно было лишь переключить на одну отпайку регуляторы РПН на трансформаторах головных подстанций. Также отмечено приближение тока оставшейся в работе линии связи к допустимому значению. Но если учитывать, то что такой режим может возникнуть только в период отрицательных температур, то этим ограничивающим фактором можно в некоторой степени пренебречь, так как пересчет допустимого значения тока под конкретные погодные условия для провода покажет большее значение по сравнению с приведенным в ПУЭ.

Также следует отметить, что исключение ёмкостной подпитки отключенной линии, повышение тока в оставшейся линии, некоторое снижение напряжений в сети по сравнению с максимальным режимом, привело к увеличению потерь активной и реактивной мощностей в энергосистеме.

2.3.3.2 Отключение воздушной линии 110 кВ С-92

Сценарий развития событий в исследуемой энергосистеме: состояние энергосистемы – максимальный режим, в следствие падения дерева происходит обрыв проводов двух фаз ВЛ 110 кВ С-92. Действием АВР на стороне 6 кВ нагрузка ПС 110 кВ «Ломовая» переводится на питание от ВЛ-110 кВ С-91.

Производим расчёт режима работы энергосистемы, при этом ветви 52-57, 57-61, 57-59, узел 57 удаляем, нагрузку узла 59 подключаем к узлу 58, создав перемычку 58-59. Положения регуляторов напряжения у трансформаторов соответствуют максимальному режиму. Результаты расчета представлены в приложениях 2.13, 2.14.

Анализируя полученные результаты можно сказать, что отключение одной из линий связи ПС 220 кВ «Чапаевка» с ПС 110 кВ «Катыльгинская» приведет к

катастрофическим последствиям – напряжения в узлах подключения нагрузок, питающихся по ВЛ-110 С-91, снизилось от 80 % до 70 % от номинального, в зависимости от удаленности нагрузок от шин 110 кВ ПС «Чапаевка». Это событие вызовет веерные отключения нагрузок по защитах от минимального напряжения, токовых перегрузок. Также может развиваться сценарий, когда отключение нагрузок приведет к чрезмерному повышению уровней узловых напряжений, что может привести к отключению нагрузок и части электрических сетей уже по повышенному напряжению. Вероятность возникновения этого события напрямую зависит от скорости коррекции напряжения на головных подстанциях.

Несмотря на это, указанная послеаварийная схема электроснабжения может существовать достаточно долго, в зависимости от длительности ремонта поврежденной ВЛ-110 кВ С-92. Поэтому выполним приведение напряжений в узлах подключения нагрузок максимально близко к номинальному.

В первую очередь необходимо поднять напряжение сети 110 кВ, питающейся с шин ОРУ-110 ПС 220 кВ «Чапаевка», контролируя напряжение в узлах подключения потребителей самой ПС 220 кВ «Чапаевка»

Результаты расчета коэффициентов трансформации ПС 220 кВ «Чапаевка» представим в таблице 2.13.

Таблица 2.13 - Регулирование напряжения на ПС 220 кВ «Чапаевка»

Узел	Потребитель	Режим до регулирования		Режим после регулирования	
		Пределы регулирования	Ном Ктр	Значение отпайки	Уст Ктр
52	Чапаевка АТ-3 СН	±6×2%	1,901	+6	1,711
	Чапаевка АТ-2 СН				
54	Чапаевка АТ-1 СН				
53	Чапаевка АТ-2 НН				
55	Чапаевка АТ-1 НН		20,909		18,818

Установка РПН автотрансформаторов на ПС 220 кВ «Чапаевка» в крайнее положение позволила поднять напряжение в сети 110 кВ, напряжение на шинах 10 кВ ПС 220 кВ «Чапаевка» осталось в пределах нормального, по приблизилось к верхней границе диапазона напряжения для нормального режима ($U_{53} = 10,909$ кВ, $U_{55} = 10,888$ кВ). Напряжения во всех в узлах подключения нагрузок ПС 110 кВ, питающихся с шин ОРУ-110 кВ ПС 220 кВ «Чапаевка», требуют приведения в допустимую область. Напряжения во всех в узлах подключения нагрузок ПС 110 кВ, питающихся с шин ОРУ-110 кВ ПС 220 кВ «Советско-Соснинская», находятся в допустимой области, хотя и стали чуть ниже по сравнению с максимальным режимом.

Результаты оценочного расчета коэффициентов трансформации ПС 110 кВ, с учетом регулировок напряжения в максимальном режиме, представим в таблице 2.14.

Таблица 2.14 - Регулирование напряжения на ПС 110 кВ

Узел (110 кВ)	Узел нагр	Потребитель (значение отпайки РПН макс. режима)	Урасч (110), кВ	Урасч. нагр, кВ	Параметры регулирования		Режим после регулирования		
					Пределы рег-я	Ном Ктр	Отп.	Уст Ктр	Урасч, кВ
56	58, 59	Ломовая (0)	105,18	5,902	$\pm 9 \times 1.77$ %	17,424	3	16,499	6,375
68	69	Черемшанская (0)	97,837	32,685	$\pm 9 \times 1.77$ %	2,987	6	2,670	36,646
62	64	Катыльгинская Т-2 СН (+3)	95,029	33,603	$\pm 9 \times 1.77$ %	2,987	7	2,617	36,313
62	65	Катыльгинская Т-2 НН (+3)	95,029	5,731	$\pm 9 \times 1.77$ %	17,424	7	15,265	6,225
63	66	Катыльгинская Т-1 СН (+3)	94,258	33,33	$\pm 9 \times 1.77$ %	2,987	7	2,617	36,019
63	67	Катыльгинская Т-1 НН (+3)	94,258	5,686	$\pm 9 \times 1.77$ %	17,424	7	15,265	6,175
72	74	Первомайская Т-2 НН (+3)	94,594	5,711	$\pm 9 \times 1.77$ %	17,424	8	14,957	6,324
72	75	Первомайская Т-2 СН (+3)	94,594	33,449	$\pm 9 \times 1.77$ %	2,987	8	2,564	36,893
73	76	Первомайская Т-1 НН (+3)	95,023	5,734	$\pm 9 \times 1.77$ %	17,424	8	14,957	6,353
73	77	Первомайская Т-1 СН (+3)	95,023	33,601	$\pm 9 \times 1.77$ %	2,987	8	2,564	37,060
84	86	Александровская Т-2 НН (0)	115,907	11,039	$\pm 9 \times 1.77$ %	10,455	-4	11,195	10,353

Продолжение таблицы 2.14

Узел (110 кВ)	Узел нагр	Потребитель (значение отпайки РПН макс. режима)	Урасч (110), кВ	Урасч. нагр, кВ	Параметры регулирования		Режим после регулирования		
					Пределы рег-я	Ном Ктр	Отп.	Уст Ктр	Урасч, кВ
84	87	Александровская Т-2 СН (0)	115,907	38,804	$\pm 9 \times 1.77$ %	2,987	-4	3,198	36,238
85	88	Александровская Т-1 НН (-1)	117,37	11,002	$\pm 9 \times 1.77$ %	10,455	-4	11,195	10,484
85	89	Александровская Т-1 СН (-1)	117,37	38,609	$\pm 9 \times 1.77$ %	2,987	-4	3,198	36,696
92	94	Малореченская Т-2 НН (0)	116,263	6,658	$\pm 9 \times 1.77$ %	2,987	-3	3,146	36,960
92	95	Малореченская Т-2 СН (0)	116,263	38,923	$\pm 9 \times 1.77$ %	17,424	-3	18,349	6,336
93	96	Малореченская Т-1 НН (0)	116,744	6,682	$\pm 9 \times 1.77$ %	2,987	-3	3,146	37,113
93	97	Малореченская Т-1 СН (0)	116,744	39,084	$\pm 9 \times 1.77$ %	17,424	-3	18,349	6,362

Результаты расчёта представлены в приложениях 2.15, 2.16.

Анализируя уровни напряжений после регулирования можно отметить, что принятых мер достаточно – напряжения всех узлов подключения нагрузок находятся в допустимых пределах для нормального режима работы. Однако следует отметить, что положения РПН трансформаторов на ПС 110 кВ «Катыльгинская», «Первомайская» близки к предельным. Ток, протекающий по линии С-91 ниже допустимого значения.

Ключевые значения произведённого расчёта после достижения нормальных уровней напряжения у потребителей представим в таблице 2.15.

Таблица 2.15 - Мощности и потери мощностей после отключения линии 110 кВ С -92.

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	210,586
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	85,588
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	198,498
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	92,050
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{\text{сум}}$	-6,462
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{\text{сум}}$	12,088

Сравнивая показатели максимального режима с показателями данного послеаварийного режима видно, что отключение С-92 с переводом всей её нагрузки на С-91 увеличило величины потерь активной и реактивной мощности. Рост потерь мощности связан со снижением уровня напряжений в сети 110 кВ, подключенной к шинам ОРУ-110 кВ ПС 220 кВ «Чапаевка», а также в связи с вдвое увеличившейся нагрузкой на оставшуюся в работе воздушную линию С-91.

2.4 Заключение по главе

При выполнении данного раздела работы был проведен анализ различных режимов работы северного энергорайона Томской энергосистемы - от режима минимальных нагрузок до послеаварийных режимов при максимуме нагрузок. Для выявления характеристик и особенностей исследуемой энергосистемы был выполнен следующий комплекс мероприятий:

Подготовительные:

- выполнен анализ схемы энергорайона, в ходе которого определены основные параметры по нагрузкам, линиям электропередач, силовым трансформаторам понизительных подстанций, состоянию коммутационной аппаратуры, определены источники мощности, связи со смежными электрическими сетями;
- произведено преобразование однолинейной схемы энергорайона в схему замещения с определением параметров всех элементов схемы;
- преобразовав схему замещения в массивы данных по узлам и ветвям, выполнено введение этих массивов в программный комплекс «Mustang»

Основные:

- выполнены расчеты режимов работы энергосистемы: максимального, минимального и двух наиболее тяжелых послеаварийных. Все рассчитанные в программном комплексе режимы были введены в допустимую область по напряжениям в узлах подключения нагрузок.
- произведен анализ результатов каждого из рассчитанных режимов

По результатам выполненных расчетов было выявлено, что исследуемый энергорайон является практически предельно загруженным. Так, при отключении одной из линий связи 220 кВ между Нижневартовской ГТЭС и подстанцией «Советско-Соснинская» оставшаяся линия в режиме максимальных нагрузок практически достигла значения длительно допустимого тока. Отчасти по этой причине диспетчерским управлением было принято держать во включенном состоянии секционные выключатели на ключевых подстанциях. Такая мера привела к равномерному распределению перетоков по линиям электропередач, исключения отключения нагрузок при аварийных отключениях основных системообразующих линий и трансформаторов. Такой подход позитивен только при рассмотрении статических режимов работы, а вот при возникновении коротких замыканий на ключевых системных линиях возмущения будут ощутимы во всех узлах энергосистемы.

Особенно тяжелым оказался послеаварийный режим, когда одна из цепей связи 110 кВ между подстанциями «Чапаевка» и «Катыльгинская» отключается действием защит. Падение напряжения у потребителей будет настолько сильным, что часть потребителей, особенно насосное оборудование перекачки и добычи нефти, отключится.

Ввиду большой протяженности линий 110, 220 кВ ёмкостная подпитка от обладает существенной мощностью, такой, что не только покрывает потери реактивной мощности в линиях и трансформаторах, но и частично компенсирует потребляемую реактивную мощность.

Полагаясь на произведенные расчеты, в заключение можно сказать, что разработка нефтяных месторождений правобережья р. Обь, а также дальнейшее развитие нефтепромыслов, питающихся от данной энергосистемы, практически невозможно. Для преодоления этой проблемы необходимо решить одну из нижеперечисленных задач:

- строительство электростанций. Так, к 2020 году планируется строительство газопоршневой электростанции установленной мощностью

предположительно 12 МВт, которая будет подключена к шинам подстанции «Первомайская».

- увеличение пропускной способности внутрисистемных связей. Так строительство еще одной линии связи с Нижневартовской ГТЭС существенно бы улучшило обстановку в энергорайоне;

- повышение класса напряжения ключевых подстанций энергорайона. Так, строительство ОРУ-500 на ПС «Советско-Соснинская», «Чапаевка», строительство линий связи с сетями 500 кВ тюменской энергосистемы существенно увеличило бы потенциал исследуемой энергосистемы.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

В первой части настоящего раздела необходимо определить стоимость проектных работ. При вычислении стоимости проекта разделим на группы и определим затраты на проектирование: материальные затраты, заработную плату, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления, прочие и накладные расходы. Сумма вышеприведенных затрат определит себестоимость проекта, по которой определим прибыль и общую стоимость проектных работ.

Вторая часть раздела - технико-экономическое обоснование компенсации реактивной мощности, которые позволят снизить перетоки реактивной мощности в энергосистеме, снизить потери активной и реактивной мощности, увеличить узловые напряжения. Основной целью этой части раздела является получение коммерческой выгоды от установки устройств компенсации реактивной мощности.

3.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости

Для расчета основной заработной платы сотрудников отдела проектирования составляем график выполнения работ (приложение 2). Для определения трудоемкости проекта составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены.

					ФЮРА. ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>А.А.Пирматов</i>			<i>Финансовый менеджмент</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руков.</i>		<i>А.В. Барская</i>					55	88
<i>Консультант</i>		<i>Н.Г.Кузьмина</i>				<i>НИ ТПУИНЭО</i>		
						<i>зр. 3-5А2Г2</i>		
<i>Н.контр.</i>		<i>А.В. Барская</i>						

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

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

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 (приложение 3) определим трудозатраты:

Таблица 3.1 – Трудозатраты на выполнение проектно-сметных работ

№ этапа	Наименование работы	Исполнитель	Продолжительность работы, ч				кол-во дней
			t_{min}	$t_{н.в.}$	t_{max}	$t_{о.ж.}$	
1	Разработка задания на проектирование	Руководитель	6	8	10	8	1
2	Сбор и изучение информации по проблематике проекта	Инженер	20	30	40	30,0	4
3	Анализ схемы электроснабжения исследуемого энергорайона	Инженер	8	12	16	12,0	2
4	Сбор данных по оборудованию, установленному на подстанциях энергосистемы	Инженер	10	15	20	15,0	2
5	Сбор данных о нагрузках энергорайона	Инженер	12	16	20	16,0	2
6	Определение и компоновка исходных данных по элементам энергосистемы	Инженер	10	12	14	12,0	2
7	Расчёт элементов схемы замещения	Инженер	30	34	38	34,0	5
8	Предварительный анализ объёма расчётов режимов энергосистемы. Определение алгоритма расчётов.	Руководитель	2	4	6	4,0	1
		Инженер	15	20	25	20,0	3
9	Определение допустимых значений узловых напряжений и токов в ветвях.	Инженер	16	20	24	20,0	3
10	Подготовка исходных данных для расчётов режимов, ввод их в "Mustang"	Инженер	25	30	35	30,0	4
11	Промежуточная проверка исходных данных, согласование объёма планируемых расчётов.	Руководитель	6	10	14	10,0	2
		Инженер	16	20	24	20,0	3
12	Расчёт и анализ режима максимальных нагрузок.	Инженер	15	20	24	19,8	3
13	Расчёт и анализ режима минимальных нагрузок.	Инженер	15	20	24	19,8	3

Продолжение таблицы 3.1

№ этапа	Наименование работы	Исполнитель	Продолжительность работы, ч				кол-во дней
			t_{min}	$t_{н.в}$	t_{max}	$t_{ож}$	
14	Расчёт и анализ послеаварийных режимов.	Инженер	15	20	25	20,0	3
15	Итоговый анализ результатов расчётов	Инженер	10	15	20	15	2
16	Анализ схемы электроснабжения с целью определения объёма расчетов для оценки пропускной способности линий	Руководитель	3	6	9	6	1
		Инженер	4	6	8	6,0	1
17	Оценка пропускной способности ВЛЭП	Инженер	10	15	20	15	4
18	Итоговый анализ результатов расчётов пропускной способности ВЛЭП	Инженер	10	12	16	12,3	2
19	Оформление пояснительной записки	Инженер	35	50	65	50	7
20	Оформление графической части	Инженер	16	20	24	20	3
21	Оформление приложений с расчётными данными режимов из программного комплекса "Mustang"	Инженер	15	20	25	20	3
22	Проверка и сдача проекта	Руководитель	8	10	12	10	2
						Руководитель	7
						Инженер	61

3.2 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.

3.2.1 Расходные материалы

$K_{\text{мат}}$ – материальные затраты, принимаем в размере 1000 рублей. Затраты представлены расходами на приобретение канцелярских товаров;

3.2.2 Расчет заработной платы и отчислений в социальные нужды

Расчёт заработной платы:

$$Z_n = \frac{O \cdot k_1 \cdot k_2}{21} \cdot N$$

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

Таблица 3.2 – Оклады исполнителей.

Работник	Группа	Оклад, руб
Руководитель	4	25000
Инженер	2	18000

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

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

Фонд заработной платы:

$$K_{ФЗП} = З_{п_{рук}} + З_{п_{инж}}$$

$$K_{ФЗП} = 12567 + 73409 = 85976 \text{ руб}$$

3.2.3. Расчёт отчислений на социальные нужды

Размер отчислений на социальные нужды составляет 30% от $K_{ФЗП}$.

Сумма отчислений на социальные нужды составляет:

$$K_{сн} = K_{ФЗП} \cdot 0,30$$

$$K_{сн} = 85976 \cdot 0,30 = 25793 \text{ руб.}$$

3.2.4 Амортизационные отчисления

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

$$K_{AM} = \frac{T_{II}}{T} \cdot H_A \cdot \Phi_{II},$$

Где $\Phi_{п}$ - первоначальная стоимость оборудования. Принимаем стоимость используемого при проектировании компьютера равной 27500 руб;

N_a - норма амортизации, $N_a = 20\%$;

$T_{и}$ - количество дней использования оборудования. Принимаем общую продолжительность проектирования 64 дня (по таблице 3.1.);

T – количество календарных дней в году.

$$K_{AM} = \frac{64}{365} \cdot 0,2 \cdot 27500 = 964 \text{ руб}$$

3.2.4 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.

$$K_{ПП} = 0,1 \cdot (K_{ФЗП} + K_{СН} + K_{AM} + K_{mat})$$

$$K_{ПП} = 0,1 \cdot (85976 + 25793 + 964 + 1000) = 11373 \text{ руб}$$

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.

$$K_{накл} = 2 \cdot K_{ФЗП}$$

$$K_{накл} = 2 \cdot 85976 = 171952 \text{ руб.}$$

3.2.5 Смета затрат на проектирование

Себестоимость проекта:

$$K_{np} = \sum K \text{ руб}$$

$$K_{np} = 85976 + 25793 + 964 + 1000 + 11373 + 171952 = 297058 \text{ руб}$$

Смета затрат на проектирование представлена в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Материальные затраты	$K_{\text{мат}}$	1000
Заработная плата	$K_{\text{ФЗП}}$	85976
Отчисления на социальные нужды	$K_{\text{сн}}$	25793
Амортизация	$K_{\text{ам}}$	964
Прочие расходы	$K_{\text{пр}}$	11373
Накладные расходы	$K_{\text{накл}}$	171952
Себестоимость проекта	$K_{\text{пр}}$	297058

3.3 Определение экономической эффективности установки устройств, компенсирующих реактивную мощность

Расчёты нагрузок и режимов исследуемой энергосистемы показали, что, не смотря на существенный объём ёмкостной подпитки в линиях электропередач, в элементах исследуемой энергосистемы теряется существенный объём мощности, в меньшей степени активной и в большей степени реактивной. С коммерческой стороны предприятие заинтересовано в снижении потерь мощности, т.к. это влияет на себестоимость передачи мощности от источника электроснабжения до конечных потребителей. Снижение потерь мощности позволит приобретать меньше энергии с шин 220 кВ ОРУ-220 кВ Нижневартовской ГТЭС.

3.3.1 Определение типа установок компенсации реактивной мощности

Принимаем к установке наиболее дешёвые и простые установки компенсации реактивной мощности (УКРМ), какими 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.

Таковыми местами в сети являются шины распределительных устройств 6, 10 подстанций потребителей. Как правило, в распределительных устройствах 6, 10 на каждую секцию шин часто имеется резервная ячейка, к которой можно подключить УКРМ.

УКРМ на 6, 10 исполняются в комплектном исполнении и могут быть смонтированы на территории подстанции в непосредственной близости к резервным ячейкам. УКРМ устанавливается на собственной площадке обслуживания. Электрическая связь УКРМ с распределительным устройством осуществляется кабельной линией, проложенной по кабельной эстакаде. Так как УКРМ с нерегулируемой конденсаторной батареей проста в исполнении, то и объём пуско-наладочных работ будет незначительным.

На основании вышеизложенного можно предположить, что объём строительно-монтажных и пуско-наладочных работ не превысит 10 % стоимости УКРМ.

К установке предполагаются УКРМ небольшой мощности, не более 1000 кВАр, такие установки исполняются в виде одного блок-контейнера, его габариты и небольшая масса позволяют осуществить транспортировку УКРМ до места монтажа бортовой автомобильной техникой с собственным бортовым манипулятором. Энергосетевое предприятие имеет собственный парк автотехники, включая и бортовые манипуляторы на базе вездеходов КРАЗ, собственные складские помещения, поэтому все транспортные затраты на доставку УКРМ до места монтажа и хранение можно списать на оперативную деятельность и в расчетах не учитывать.

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

3.3.2 Определение мест установки УКРМ, их количества и установленной мощности

К установке приняты УКРМ в 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. По этой причине целесообразно будет выбирать мощность УКРМ в минимальном режиме нагрузок. Также следует отметить, что УКРМ в первую очередь нужно устанавливать на самых удалённых от источника мощности подстанциях, т.к. в этом случая работа УКРМ будет влиять на размер потерь на всём участке сети 110 кВ, соединяющей подстанцию с источником мощности. Поэтому УКРМ устанавливаем на подстанциях «Вахская» и «Первомайская».

Распределение УКРМ по подстанциям, их мощности и полученные коэффициенты мощности в минимальном и максимальном режимах представим в таблицах 3.4 – 3.6.

Таблица 3.4. Распределение УКРМ по подстанциям

Потребитель		Узел	P_{max} , МВт	Q_{max} , МВАр	S_{max} , МВА	P_{min} , МВт	Q_{min} , МВАр	S_{min} , МВА	$Q_{\text{укрм}}$, МВАр
Наим. ПС	$U_{\text{раб}}$, В								
Вахская	6	41	7,856	3,817	8,734	6,285	3,054	6,988	2,8
	6	43	3,412	1,534	3,741	2,73	1,227	2,993	1
	6	45	2,357	0,968	2,548	1,886	0,774	2,039	0,6
Первомайская	6	74	1,389	0,612	1,518	1,111	0,49	1,214	0,45
	6	76	1,545	0,695	1,694	1,236	0,556	1,355	0,45
Суммарная мощность УКРМ:									5,3

Определим объём осваиваемых капитальных вложений:

$$K = Q_{уст} \cdot K_{Qуд} \cdot (1 + Z_{монт}, \%) = 5300 \cdot 0,7 \cdot (1 + 0,15) = 4266,5 \text{ тыс.руб}$$

Таблица 3.5 – Расчёт мощностей и $\cos \phi$ подстанций с УКРМ в максимальном режиме

Потребитель		Узел	P _{max} , МВт	Q _{max} , МВАр	cos φ	Q _{укрм} , МВАр	Q _{max(УКРМ)} , МВАр	cosφ _{max} УКРМ
Наименование ПС	U _{раб} , В							
Вахская	6	41	7,856	3,817	0,899	2,8	1,02	0,992
	6	43	3,412	1,534	0,912	1	0,53	0,988
	6	45	2,357	0,968	0,925	0,6	0,37	0,988
Первомайская	6	74	1,389	0,612	0,915	0,45	0,16	0,993
	6	76	1,545	0,695	0,912	0,45	0,25	0,988

Таблица 3.6 – Расчёт мощностей и $\cos \phi$ подстанций с УКРМ в минимальном режиме

Потребитель		Узел	P _{min} , МВт	Q _{min} , МВАр	cos φ	Q _{укрм} , МВАр	Q _{min(УКРМ)} , МВАр	cosφ _{min} УКРМ
Наименование ПС	U _{раб} , В							
Вахская	6	41	6,285	3,054	0,899	2,8	0,254	0,999
	6	43	2,73	1,227	0,912	1	0,227	0,997
	6	45	1,886	0,774	0,925	0,6	0,174	0,996
Первомайская	6	74	1,111	0,49	0,915	0,45	0,04	0,999
	6	76	1,236	0,556	0,912	0,45	0,106	0,996

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

3.4 Расчёт режимов работы энергосистемы с учётом УКРМ

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

- режим летнего минимума;
- режим зимнего максимума.

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.

3.4.1 Расчёт режима летнего минимума

3.4.1.1 Расчёт режима летнего минимума с УКРМ

Результаты расчёта режима минимальный нагрузок без компенсации реактивной мощности представлены в п 2.3.2 настоящего проекта.

Результаты расчёта режима минимальных нагрузок с УКРМ представлены в приложениях 4.1 и 4.2. Ключевые параметры расчёта представлены в таблице 3.7

Таблица 3.7 – Ключевые параметры расчёта режима минимальных нагрузок с УКРМ

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	155,342
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	20,93
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	150,618
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	69,669
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{\text{сум}}$	-48,739
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{\text{сум}}$	4,724

Сравним полученные ключевые параметры расчёта режима минимальных нагрузок с УКРМ с режимом минимальных нагрузок без УКРМ (таблица 2.7)

3.4.1.2 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 4,907 МВт до 4,724 МВт, т.е. на 0,183 МВт.

Потери реактивной мощности снизились с -41,987 МВАр до -48,739 МВАр, т.е. на 6,752 МВАр.

3.4.2 Расчёт режима зимнего максимума

3.4.2.1 Расчёт режима зимнего максимума с УКРМ

Результаты расчёта режима минимальный нагрузок без компенсации реактивной мощности представлены в п 2.3.1 настоящего проекта.

Результаты расчёта режима минимальных нагрузок с УКРМ представлены в приложениях 4.3 и 4.4. Ключевые параметры расчёта представлены в таблице 3.8

Таблица 3.8 – Ключевые параметры расчёта режима максимальных нагрузок с УКРМ

Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение	Значение
Активная мощность балансирующего узла	МВт	Pб	207,005
Реактивная мощность балансирующего узла	МВАр	Qб	63,942
Активная мощность нагрузок	МВт	Pн	198,498
Реактивная мощность нагрузок	МВАр	Qн	92,050
Итоговые значения:			
Потери реактивной мощности в энергосистеме	МВАр	$\Delta Q_{\text{сум}}$	-28,108
Потери активной мощности в энергосистеме	МВт	$\Delta P_{\text{сум}}$	8,507

3.4.2.2 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 9,99 МВт до 8,507 МВт, т.е. на 1,483 МВт.

Потери реактивной мощности снизились с -11,487 МВАр до -28,108 МВАр, т.е. на 16,621 МВАр.

3.5 Определение выручки от установки УКРМ

Коммерческая выгода от установки УКРМ заключается в снижении объёма приобретенной электроэнергии с шин ОРУ-220 кВ Нижневартовской ГРЭС.

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

$$\Delta P = \frac{\Delta P_{\min} + \Delta P_{\max}}{2} = \frac{0,183 + 1,483}{2} = 0,833 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{\Delta Q_{\min} + \Delta Q_{\max}}{2} = \frac{6,752 + 16,621}{2} = 11,687 \text{ МВАр}$$

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:

$$\Delta W_P = \Delta P \cdot 8760 = 0,833 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 7297080 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_Q = \Delta Q \cdot 8760 = 11,687 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 102378120 \text{ кВАр}\cdot\text{ч}$$

К расчёту принимаем, что стоимость одного кВт·ч, приобретаемого в укрупнённой энергосистеме, составляет $C_P = 1,6$ руб/кВт·ч, а стоимость 1 кВАр·ч составляет 10 % от тарифа активной энергии, т.е. $C_Q = 0,16$ руб/кВАр·ч.

Стоимость снижения приобретения электроэнергии от источников составит:

$$\Delta C_P = \Delta W_P \cdot C_P = 7297080 \cdot 1,6 = 11675,33, \text{ тыс. руб/год}$$

$$\Delta C_Q = \Delta W_Q \cdot C_Q = 102378120 \cdot 0,16 = 16380,5, \text{ тыс. руб/год}$$

$$\Delta C_{\Sigma} = \Delta C_P + \Delta C_Q = 11675,33 + 16380,5 = 28055,83, \text{ тыс. руб/год}$$

Т.е. выручка предприятия после включения УКРМ увеличится на 28055,83 тыс. руб/год

При этом объём капитальных вложений составил $K = 4266,5$ тыс.руб

3.6 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.

$$K_{\text{обсл}} = Q_{\text{уст}} \cdot K_{\text{уд}} \cdot 0,1 = 5300 \cdot 0,7 \cdot 0,1 = 371 \text{ тыс.руб}$$

Годовые амортизационные отчисления рассчитываем по формуле

$$K_{\text{ам}} = \frac{K \cdot N_A}{100} = \frac{4266,5 \cdot 6,4}{100} = 273,1 \text{ тыс.руб}$$

где K – сумма затрат на приобретение и монтаж электрооборудования;

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

Годовые эксплуатационные затраты:

$$K_{\text{год}} = K_{\text{обсл}} + K_{\text{ам}} = 371 + 273,1 = 644,1 \text{ тыс.руб}$$

3.7 Расчёт показателей эффективности проекта

Наиболее наглядным показателем экономической эффективности проекта считается срок его окупаемости. В данной работе даже по предварительной оценке увеличение выручки за счет сокращения объемов приобретения электроэнергии от поставщика существенно больше капитальных вложений и эксплуатационных издержек, срок окупаемости будет явно меньше одного года.

Срок окупаемости проекта:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{np}} + K}{\Delta C_{\Sigma} - K_{\text{год}}}$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{np}} + K}{\Delta C_{\Sigma} - K_{\text{год}}} = 0,166 \text{ года}$$

3.8 Заключение по главе

В качестве заключения по настоящей главе проекта можно сказать, что установка устройств компенсации реактивной мощности крайне эффективна для работы энергосистемы. Был получен эффект снижения потребления мощности от источника мощности, повысились узловые напряжения в узла подключения нагрузок. Однако применение компенсирующих устройств с энергосистеме с длинными линиями может вызвать и обратный эффект, когда в сетях потребителя потери мощности снижаются, а в распределительных сетях

они могут и увеличиться из-за того, что перетоки реактивной мощности в длинных линиях 110-220 кВ за счет емкостной подпитки могут изменить направление, тем самым увеличить потери. Для недопущения этого отрицательного эффекта, в энергосистеме необходимо реализовать целый комплекс мероприятий по установке не только компенсирующих устройств, но и реакторов, которые, потребляя реактивную мощность, исключают обратные перетоки реактивной мощности.

4 Социальная ответственность

Введение

Безопасность жизнедеятельности представляет собой систему законодательных актов и соответствующих им социально-экономических, технических, гигиенических, организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Техника безопасности представляет собой систему организационных технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие опасных производственных факторов, которые приводят к несчастным случаям на производстве. Производственная санитария представляет собой систему организационных, гигиенических и санитарно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие вредных производственных факторов, которые приводят к профессиональному заболеванию.

4.1 Производственная безопасность

4.1.1 Анализ опасных и вредных факторов

При расчёт и анализ напряжений в узлах возникает ряд вредных и опасных производственных факторов.

Опасные факторы возникающие при данном технологическом процессе:

- Поражение электрическим током, при работе испытательной станции.
- Пожар

Наряду с опасными факторами можно выделить вредные факторы, которые приводят к нарушению нормального режима работы. К вредным

					ФЮРА. ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>А.А.Пирматов</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руков.</i>		<i>А.В. Барская</i>					<i>69</i>	<i>88</i>
<i>Консультант</i>		<i>Ю.В.Бородин</i>				<i>НИ ТПУИНЭО</i>		
						<i>гр. 3-5А2Г2</i>		
<i>Н.контр.</i>		<i>А.В. Барская</i>						

факторам относятся:

- Отклонение параметров микроклимата на участке общей сборки асинхронного двигателя от установленных норм.
- Шум, при работе с ручным механизированным инструментом.
- Вибрация, при работе с ручным механизированным инструментом.
- Недостаточная освещенность рабочей зоны.
- Пыль и другие вредные вещества.

Контролем содержания вредных примесей в воздухе и на рабочих местах занимается санитарная лаборатория.

С учётом предельно - допустимых концентраций вредных веществ, эти участки выполняются с вытяжной вентиляцией.

4.1.2 Производственная санитария

В результате гигиенических исследований установлено, что шум и вибрация ухудшают условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека.

При длительном воздействии шума на организм человека происходят нежелательные явления:

- снижается острота зрения, слуха;
- повышается кровяное давление;
- снижается внимание.

Сильно продолжительный шум может быть причиной функциональных изменений сердечно сосудистой и нервной систем. Измерение шума проводят с целью оценки его на рабочих местах или рабочих зонах для сопоставления с требованиями санитарных норм, а также для оценки шумовых характеристик машин и оборудования, с целью разработки мероприятий по борьбе с шумом. Для оценки шума используют частотный спектр измеренного уровня звукового давления, выраженного в децибелах в активных полосах частот, который сравнивают с предельным спектром.

4.2 Расчет искусственного освещения

Правильно спроектированное и выполненное освещение на предприятиях машиностроительной промышленности, обеспечивает возможность нормальной производственной деятельности.

Задачи расчета искусственного освещения является определение числа светильников, их типа, мощности источников света [10].

4.2.1 Выбор источников света

К числу источников света массового применения относятся лампы накаливания, лампы ДРЛ, люминесцентные лампы.

Лампы накаливания применяются там, где проводятся грубые работы, или осуществляется общий надзор за эксплуатацией оборудования. Кроме того, предпочтение лампам накаливания отдается во взрыво - и пожароопасных помещениях, в сырых помещениях, в помещениях с химически активной средой.

Основным источником света, как для общего, так и для комбинированного освещения, являются люминесцентные лампы: ЛД, ЛХБ, ЛБ, ЛТБ, ЛДЦ. Из них наиболее экономичными являются лампы типа ЛБ. Характеристики люминесцентных ламп сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1- Характеристики люминесцентных ламп

Мощность, кВт.	Напряжение сети, В	Напряжение лампы, В	Ток лампы, А	Световой поток, Лм
				ЛБ
20	127	60	0,34	980
30	220	108	0,35	1740
40	220	108	0,41	2480
80	220	108	0,82	4320

4.2.3 Выбор системы освещения

Применение на рабочих местах одного местного освещения не допускается. Общее же равномерное освещение применяется для тех помещений, где работа производится по всей площади, и нет необходимости в лучшем освещении отдельных участков.

Система общего локализованного освещения применяется тогда, когда в производственном помещении есть участки, на которых проводятся работы с высоким зрительным напряжением.

Система комбинированного освещения применяется в помещении, где выполняются точные зрительные работы; в случае необходимости определённого, изменяемого в процессе работы направления света, а так же в помещениях с не высокой плотностью распределения рабочих мест.

4.2.4 Выбор осветительных приборов

Выбираем светильник двухламповые ПВЛ, т.к. он является пыле-влажностезащищёнными и больше всего подходит для эксплуатации в запыленной среде. Мощность лампы 2x40 Вт.

4.2.5 Выбор коэффициента запаса

Полученная из [10] величина освещенности корректируется с учетом коэффициента запаса, так как со временем за счет загрязнения светильников и уменьшения светового потока ламп освещённость снижается

Таблица 4.2 Значение коэффициента запаса

Характеристика объекта	Люминесцентные лампы	Лампы накаливания
Помещения с большим выделением пыли	2.0	1.7
Помещения со средним выделением пыли	1.8	1.5
Помещения с малым выделением пыли	1.5	1.3

4.2.6 Размещение осветительных приборов

При выборе расположения светильников необходимо руководствоваться двумя критериями:

1. обеспечение высокого качества освещения, ограничение ослеплённости и необходимой направленности света на рабочие места

2. наиболее экономичное создание нормированной освещённости

Как показали исследования, в зависимости от типа светильников существует наиболее выгодное расстояние между светильниками: $\lambda = \frac{L}{h}$, где

L - расстояние между светильниками;

h - высота подвеса светильника над рабочей поверхностью

$$h = 4 - 0,5 - 0,8 = 2,7 \text{ м};$$

Расстояние от стен помещения до крайних светильников рекомендуется брать $0,3L-0,5L$

Выбираем люминесцентный светильник ПВЛ, $\lambda = 1.4$ размеры помещения $a=15 \text{ м}, b=10 \text{ м}$, ширина между рядами светильников

$$L_{\text{св.}} = \lambda \cdot h = 1.4 \cdot 2.7 = 3,78 \text{ м}$$

Количество светильников в одном ряду:

По длине:

$$n_{\text{св.дл}} = \frac{A - L_{\text{св.}}}{L_{\text{св.}}} + 1 = \frac{15 - 3,78}{3,78} + 1 = 4$$

По ширине:

$$n_{\text{св.ш}} = \frac{B - L_{\text{св.}}}{L_{\text{св.}}} + 1 = \frac{10 - 3,78}{3,78} + 1 = 3$$

общее число светильников в помещении:

$$n_{\text{св.дл}} = n_{\text{св.дл}} \cdot n_{\text{св.ш}} = 3 \cdot 4 = 12$$

Размещаем светильники в 3 ряда. В каждом ряду можно установить 4 светильников типа ПВЛ

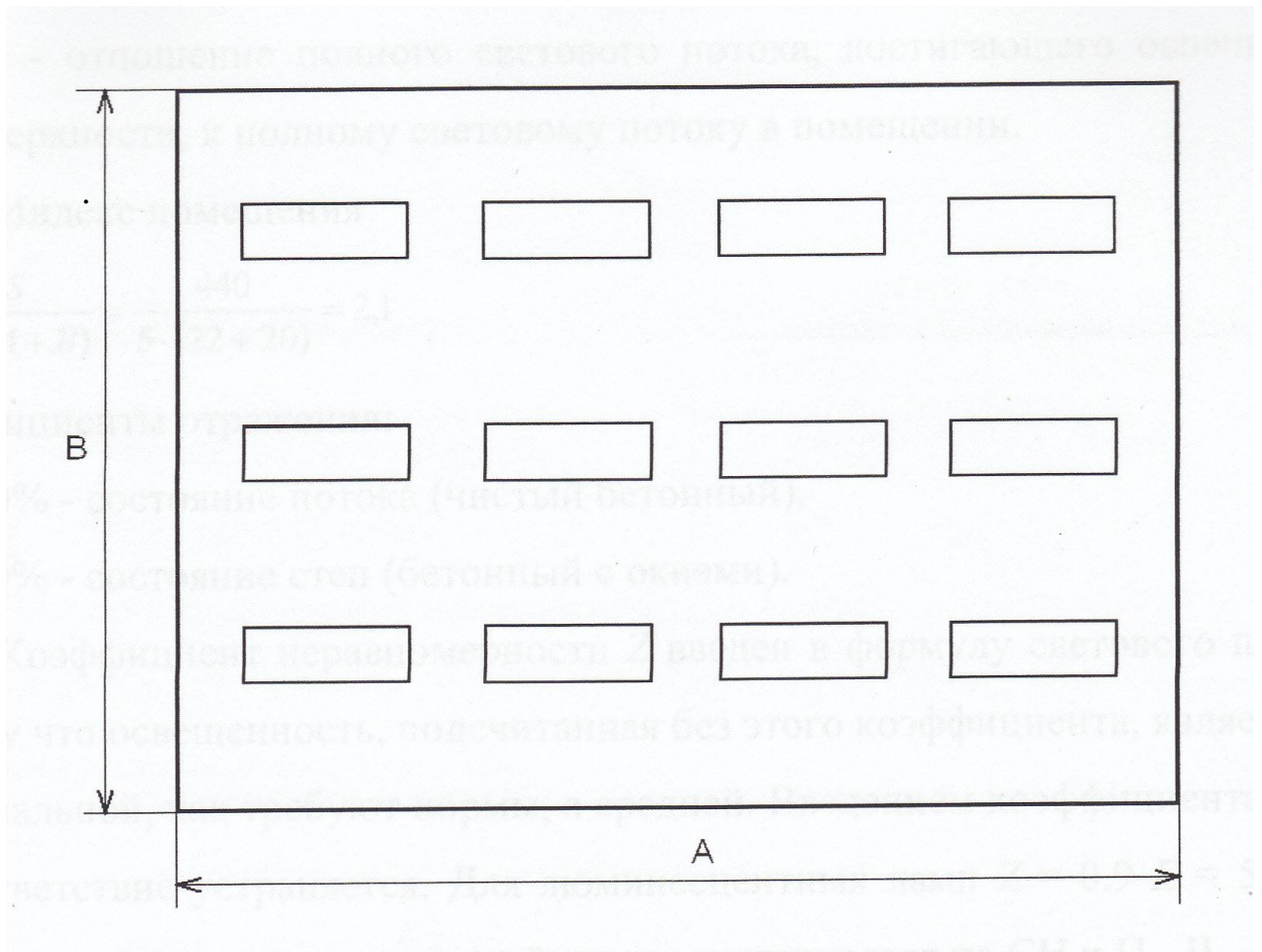


Рисунок 4. План расположения

4.2.7 Расчет осветительной установки

Важной задачей на производстве, является создание наилучших условий для видения. Эту задачу можно решить только осветительной системой. В этих нормах рекомендуется освещённость участков, содержащих нужное оборудование, должна быть не менее 200 лм [10].

Расчет производится методом коэффициента использования. Применяя этот метод можно определить световой поток лампы, необходимый для создания заданной освещенности горизонтальной поверхности с учетом света, отражённого стёклами и потолками. Метод коэффициента использования применяется только при расчете общего равномерного освещения.

Величина светового потока лампы:

$$F = \frac{E \cdot k \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta}, \text{ где}$$

E - минимальная освещённость, лк;

k - коэффициент запаса;

S - площадь помещения, м²;

N - число ламп освещения;

η - коэффициент использования светового потока;

Z - коэффициент неравномерности освещения

Коэффициент использования светового потока

η - отношение полного светового потока, достигающего освещаемой поверхности, к полному световому потоку в помещении.

Индекс помещения

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)} = \frac{150}{4 \cdot (15 + 10)} = 1.5$$

коэффициенты отражения [16. табл. 10]:

$f_n = 50\%$ - состояние потока (чистый бетонный),

$p_0 = 30\%$ - состояние стен (бетонный с окнами)

Коэффициент неравномерности Z введен в формулу светового потока, потому что освещенность, подсчитанная без этого коэффициента, является не минимальной, как требуют нормы, а средней. Введением коэффициента Z это несоответствие устраняется. Для люминесцентных ламп $Z = 0.9$ $E = 200$ лм - минимальная нормативная освещённость, для разряда зрительных работ средней точности, принимается по [10].

$\eta = 0.57$ - для ламп типа ЛД40.

$$F = \frac{200 \cdot 1.8 \cdot 150 \cdot 0.9}{2 \cdot 12 \cdot 0.57} = 4440 \text{ лм.}$$

По [19 по табл. 1] выбираем ближайшую стандартную лампу ЛХБ мощностью 60 Вт со световым потоком 4400 Лм

Делаем проверку условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд.}} - \Phi_{\text{л.расч.}}}{\Phi_{\text{л.станд.}}} \cdot 100\% \leq 20\%$$

$$-10\% \leq \frac{4400 - 4440}{4400} \cdot 100\% \leq 20\%$$

$$-10\% \leq -0,9 \leq 20\%$$

Условие выполняется, следует расчет правильный а также правильно выбран тип светильника и люминесцентные лампы.

4.3 Микроклимат

Большое значение для охраны здоровья и труда человека имеет качество воздуха в производственных помещениях, в частности в рабочих зонах. Рабочей зоной называется пространство, высотой до 2-х метров над уровнем пола или площадки на которых находятся места постоянного или временного пребывания работающих (более 2-х часов непрерывно).

Эти требования устанавливают оптимальные и допустимые метеорологические условия для рабочей зоны помещения, нормируемые следующими параметрами: температура, оптимальная влажность, скорость движения воздушного потока. Работа относится к средней тяжести –Iа.

Таблица 4.3 – допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений.

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более**
холодный	IIa (175-232)	17,0-18,9	21,1-23,0	16,0-24,0	15-75	0,1	0,3
теплый	IIa (175-232)	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0	15-75*	0,1	0,4

4.3.1 Тепловое излучение

Таблица 4.4 Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников[10]

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

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения, нагретых до белого и красного свечения (раскаленный или расплавленный металл, стекло, пламя и др.) не должны превышать 140 Вт/м². При этом облучению не должно подвергаться более 25% поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз.

При наличии теплового облучения работающих температура воздуха на рабочих местах не должна превышать в зависимости от категории работ следующих величин:

- 25°С - при категории работ Ia;
- 24°С - при категории работ Ib;
- 22°С - при категории работ IIa;
- 21°С - при категории работ IIб;
- 20°С - при категории работ III.

В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины показателей микроклимата невозможно установить из-за технологических требований к производственному процессу или экономически обоснованной нецелесообразности, условия микроклимата следует рассматривать как вредные и опасные. В целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата должны быть использованы защитные мероприятия (например, системы местного кондиционирования воздуха, воздушное душирование, компенсация неблагоприятного воздействия одного параметра микроклимата изменением другого, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, помещения для отдыха и обогрева, регламентация времени работы, в частности, перерывы в работе, сокращение рабочего дня, увеличение продолжительности отпуска, уменьшение стажа работы и др.).

Также вредным производственным фактором является вибрация - механические колебания твёрдых тел, передаваемые организму человека. Они могут быть причиной расстройства сердечнососудистой и нервной системы, а так же опорно-двигательной системы человека. Измерение вибрации производится прибором ВШВ-003, снабженным микрофоном и датчиком вибрации.

Источником вибрации являются различные технологические процессы, механизмы, машины и их рабочие органы.

Вибрация неблагоприятно воздействует на организм человека, особенно если частота ее колебаний совпадает с частотами резонанса всего организма человека или некоторых органов. Измерение вибраций производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004.

При работе с оборудованием, работающий подвергается воздействию вибрации. Для защиты рук от воздействия вибрации применяют: рукавицы, перчатки, а также виброзащитные прокладки или пластины, которые снабжены креплениями в руке.

Общие технические требования к средствам индивидуальной защиты рук от вибраций работающих определены ГОСТ 12.1.012-90 [13]; А также предусмотрен специальный режим труда: суммарное время работы в контакте с вибрацией не должно превышать 2/3 рабочей смены.

Таблица 4.5 Концентрация вредных веществ

Вещества	ПДК, мг/м	Класс опасности	Агрегатное состояние
СО	20	4	Газ
Пыль свинцовая	4	2	Аэрозоль
Пыль	6	4	аэрозоль

Периодический контроль содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ осуществляется силами заводской лаборатории или санитарно-гигиенической станции.

В данном случае это условие выполняется, так как проектируемый участок разработан на базе действующего, где заводская комиссия в своё время проводила замеры искусственного освещения и заключила что оно соответствует норме.

Шум на производстве - это ещё одна проблема, которая наносит большой экономической и социальный ущерб. Шум неблагоприятно воздействует на организм человека, технические и физиологические нарушения, снижает работоспособность и создаёт предпосылки для общих профессиональных заболеваний и производственного травматизма.

Необходимые условия для снижения шума:

Всё оборудование, применяемое на участке сборки, для снижения шума установлено на виброопорах.

На данном участке, при выполнении мероприятий по сокращению проникновения шумов на улицу, световые проёмы целесообразно закладывать стеклоблоками. Вредным производственным фактором является

вибрация - механические колебания твёрдых тел, передаваемые организму человека. Они могут быть причиной расстройства сердечно-сосудистой и нервной системы, а так же опорно-двигательной системы человека. Измерение вибрации производится прибором ВШВ-003, снабженным датчиком вибрации.

Систематически проводимые аттестации рабочих мест показали, что уровень шума в помещении не превышает 80 Дб, что соответствует СанПиН 2.2.4. 3359-16.

4.4 Техника безопасности

Цех относится к помещениям с повышенной опасностью поражением людей электрическим током, характеризуется наличием следующих условий согласно ПУЭ 1.1.13:

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

1. К самостоятельной работе допускаются лица прошедшие медицинское освидетельствование, курсовое обучения по теоретическим знаниям и практическим навыкам в работе в объёме программы, аттестацию квалификационной комиссии и инструктаж по охране труда на рабочем месте.
2. Первичный инструктаж рабочий получает на рабочем месте до начала производственной деятельности. Первичный инструктаж производит мастер цеха. Повторный инструктаж рабочий получает - ежеквартально.
3. После первичного инструктажа в течение первых двух – пяти смен должен выполнять работу под наблюдением мастера, либо наставника, после чего

оформляется допуск к самостоятельной работе, который фиксируется датой и подписью инструктирующего и инструктируемого в журнале инструктажа.

4. Рабочий должен работать в спецодежде:

- Костюм ХБ ГОСТ 27575-87 ;
- Перчатки ХБ вязанные ГОСТ 5007-87 ;
- Ботинки кожаные с металлическим носком ГОСТ 28807-90 ;
- Рукавицы комбинированные ГОСТ 124010-77.

5. Защита от электростатического электричества осуществляется:

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

4.5 Пожарная безопасность

Пожаром называется неконтролируемое горение вне специального очага, наносящего материальный ущерб. Согласно ГОСТ 12.1.033 – 81[21] понятие пожарная безопасность означает состояние объекта, при котором с установленной вероятностью исключается возможность возникновения и развития пожара и воздействия на людей опасных факторов пожара, а также обеспечивается защита материальных ценностей.

Пожары на промышленных предприятиях представляют большую опасность для работающих и могут причинить огромный материальный ущерб.

Причинами пожаров на общественных предприятиях чаще всего бывают:

- нарушения, допущенные при проектировании и строительстве зданий и сооружений;

- несоблюдение элементарных мер пожарной безопасности производственным персоналом и неосторожное обращение с огнем.

- задействование в производственном процессе неисправного оборудования.

- нарушение правил пожарной безопасности технологического характера в процессе работы промышленного предприятия (например, при проведении сварочных работ), а также при эксплуатации электрооборудования и электроустановок;

Пожарная безопасность может быть обеспечена мерами пожарной профилактики. Пожарная профилактика включает в себя комплекс мероприятий необходимых для предупреждения возникновения пожара или уменьшения его последствий.

Обмоточный участок согласно СП 12.13130.2009 относится к категории Д, т.е. это производство, в котором обрабатываются негорючие вещества и материалы в холодном состоянии.

Лица, не прошедшие противопожарный инструктаж к работе не допускаются. Каждый работающий на предприятии не зависимо, от занимаемой должности должен знать и строго соблюдать установленные правила пожарной безопасности не допускать действий могущих привести к возникновению пожара или возгоранию.

Лица, виновные в нарушении настоящих правил, в зависимости от характера нарушений и их последствий, несут ответственность в установленном законом порядке - в дисциплинарном, административном или судебном порядке.

На территории участка сборки электродвигателей запрещается:

- загромождать различными предметами и оборудованием, готовой продукцией и заготовками проходы, выхода, коридоры, лестничные проемы и подходы;

- хранить специальную одежду и другие сгораемые материалы на радиаторах, вешать на производственное оборудование, электроприборы;

- курить, пользоваться открытым огнем, не предусмотренным спец. технологией, разводить костры;

- производить уборку помещений, оборудования с применением ЛВЖ и ГЖ;

- скапливать на рабочем месте мусор, промасленную ветошь;

- использовать не по назначению противопожарный инвентарь;

- загромождать различными предметами проходы, выходы;

- самовольно подключать в электросеть электронагревательные приборы,

- пользоваться неисправными, кустарного производства электроприборами;

- оставлять включенными станки, электроприборы без просмотра;

- при работе с огнеопасными жидкостями использовать инструмент могущий вызвать искрообразование;

- соприкосновение промасленной одежды, масел и др. жиров с арматурой кислородных баллонов;

- пользоваться не просушенными ковшами, инструментами при разливе металла пользоваться заливщикам неисправной и необработанной огнезащитным составом спец. одеждой;

- хранить без упаковки и рассыпать уретропин.

Каждый работающий на объединении должен знать:

- при обнаружении пожара или загорания вызвать пожарную помощь и принять меры к ликвидации очага пожара или действовать по указанию старшего начальника или начальника ДПД;

- знать пути эвакуации из помещения. При этом для исследуемого помещения, согласно ППБ 01-2003 (п. 16) составление плана эвакуации не требуется, т.к. помещение представляет собой отдельную пристройку в производственном цеху, в котором одновременно могут находиться менее 10 человек.

- знать пожароопасность своего цеха, участка и при обнаружении нарушений противопожарного характера устранить их или сообщить начальнику цеха;

- знать и уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения;

На участке изготовление и сборки статора используются средства пожаротушения, такие как:

- Огнетушитель ОУ-3 - Углекислотный, предназначенный для тушения загорания установок под напряжением до 1000В [11]. При загорании необходимо снять огнетушитель, поднести к очагу возгорания, выдернуть чеку и нажать на рычаг, а затем направить растроб на огонь.

- Стационарная пенная установка - предназначена для тушения загорания различных веществ, за исключением щелочных и щелочноземельных веществ. При загорании размотать рукав, открыть вентили вода, воздух и направить пожарный рукав на огонь.

4.6 Причины чрезвычайных ситуаций на объекте

- стихийные бедствия, вызываемые катаклизмами природы (землетрясение, ураганы, горные обвалы, наводнения, лесные пожары, снегозаносы и т. а);

- эпидемии, эпизоотии, эпизоотии и массовое размножение вредителей лесного и сельского хозяйства (саранча, сибирский шелкопряд, колорадский жук и т. п.);

- воздействие внешних природных факторов, приводящих к старению или коррозии материалов, конструкций, сооружений и снижению их физико-механических свойств;

- проектно-производственные дефекты сооружений и конструкций при изыскании и проектировании, низкокачественное выполнение строительных работ, плохого качества строительных материалов и конструкций, нарушения правил техники безопасности при ведении строительных и монтажных работ;

- воздействия технологических процессов промышленного производства на материалы сооружений (нагрузки, превышающие допустимые, высокие температуры, вибрации, действие окислителей, парогазовой и жидкой агрессивных сред, минеральных масел, эмульсий и дисперсии);

-нарушения правил эксплуатации сооружений и технологических процессов производства (вызывающие взрывы котлов, химических веществ, угольной пыли и метана в шахтах, пыли на элеваторах, муки на мельничных комбинатах, сахарной пудры на сахарных заводах, древесной пыли на деревообрабатывающих предприятиях и т. п.).

4.7 Экологическая безопасность

Защита окружающей среды - это комплексная проблема, требующая усилия учёных многих специальностей. Наиболее активной формой защиты окружающей среды от вредного воздействия выбросов промышленных предприятий, является полный переход к безотходным и малоотходным технологиям и производствам. Это требует решения целого комплекса сложных технологических и конструктивных задач, основанных на исследовании новейших научно-технологических достижений.

Важными направлениями следует считать совершенствование технологических процессов и разработку нового оборудования с меньшим уровнем выбросов в окружающую среду, замену и по возможности широкое применение дополнительных методов и средств защиты окружающей среды.

В качестве дополнительных средств защиты применяют системы для очистки газовых выбросов, сточных вод от примесей, глушителей шума, виброизоляторы технологического оборудования. Важную роль в защите окружающей среды отводится мероприятиям по рациональному размещению источников загрязнения: оптимальное расположение промышленных предприятий с учетом местности; установление санитарно-защитных норм вокруг промышленных предприятий.

Вследствие использования работниками душевых и туалетов образуются жидкие отходы для удаления, которых применяют канализационную систему.

Также из-за использования обтирочных материалов образуются твердые отходы, так же твердые отходы являются обрезки кабелей, а также вышедшие из строя оборудование, которое направляется на заводы для переработки. Для оставшихся отходов предусмотрены места хранения, и в конце смены они очищаются. При удалении отходов с территории предприятия им присваиваются категории опасности и вывозятся на соответствующие полигоны (промышленных отходов, токсичных отходов и т.д.).

4.8 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.

4.9 Выводы по главе

В данной главе были рассмотрены вопросы промышленной безопасности и охраны труда на производстве, меры противодействия чрезвычайным ситуациям и защиты окружающей среды от производственных загрязнений, выполнен расчет искусственного освещения, уяснены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для ВУЗов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 2 Оформление самостоятельной работы студентов в соответствии с требованиями ЕСКД: Методические указания по оформлению самостоятельных работ для студентов электроэнергетических направлений и специальностей. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 44 с.
- 3 Правила устройства электроустановок. Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
- 4 Рожкова Л. Д., Козулина В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 5 Слюсаренко С.Г., Костюк Л.Ю. Режимы энергосистем и дальних электропередач. Лабораторный практикум. Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 64 с.
- 6 Справочник по проектированию электроэнергетических сетей. Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с. ил.
- 7 Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
- 8 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
- 9 Охрана труда на производстве. Под ред. О.Н. Русака. - СПб.: Изд-во «Знание», 2001.
10. Крылов В.К. Освещение производственных объектов. - М., ВЗИИТ, 1995.
11. Постановление правительства РФ № 390 от 25.04.2012 г. «О противопожарном режиме».