

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

Институт Энергетический
Направление подготовки 13.03.02 “Электроэнергетика и электротехника”
Кафедра “Электрических сетей и электротехники”

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ режимов энергорайона энергосистемы Кыргызстана по перспективной схеме 2020 года

УДК 621.311.004.13(575.2)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Г	Азаматова Жайнагул		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Хрущев Ю.В	Д.Т.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Потехина Н.В			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Извеков В.Н	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров А.В	К.Т.Н.		

Томск – 2017 г.

Результаты обучения

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные</i>		
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетических систем и сетей, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIO Syllabus</i> (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 3	Уметь проектировать электроэнергетические системы и электрические сети.	Требования ФГОС (ОК-3, ПК-3, ПК-4, ПК-9), <i>CDIO Syllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов электрических сетей энергосистем, а также энергосистемы в целом, интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), <i>CDIO Syllabus</i> (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетических систем и электрических сетей.	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-11, ПК-13, ПК-18), <i>CDIO Syllabus</i> (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-16, ПК-17), <i>CDIO Syllabus</i> (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<i>Универсальные</i>		
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетических систем.	Требования ФГОС (ПК-20, ПК-19, ПК-21), <i>CDIO Syllabus</i> (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и	Требования ФГОС (ОК-5, ОПК-1, ПК-2), <i>CDIO Syllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	обмена технической информацией в области электрических сетей энергосистем.	(п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-5, ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетических систем и сетей с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-8, ОК-9, ПК-3, ПК-4, ПК-10), <i>CDIO Syllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-7, ОК-8), <i>CDIO Syllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт ЭНИН

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
5А3Г	Азаматовой Жайнагул

Тема работы:

Анализ режимов энергорайона энергосистемы Кыргызстана по перспективной схеме 2020 года.	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	03.02.2017, №627/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Параметры электрической сети. Характер и мощности нагрузок. Карта-схема электрических сетей напряжением 220-110кВ энергорайона Ыссык-Кульской области. Расчетные модели в ПК RastrWin.
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Проектирование подстанции 110 кВ «Южная»; финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность постановка задачи проектирования, содержание процедуры проектирования; обсуждение результатов выполненной работы; заключение по работе.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Приложения А. Приложения Б. Приложения В. Приложения Г. Приложения Д.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Основная часть	Ю. В. Хрущев
Финансовый менеджмент	Н.В Потехина
Социальная ответственность	В.Н Извеков
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Хрущев Ю.В	Д.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Г	Азаматова Жайнагул		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Г	Азаматовой Жайнагул

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭСиЭ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	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	- 30 % надбавки - 13,79 % накладные расходы - 13% районный коэффициент
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	- 22,4 % отчисления в социальные фонды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	- формирование вариантов решения с учётом научного и технического уровня
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	- Формирование плана и графика разработки: - определение структуры работ; - определение трудоёмкости работ; - разработка графика Ганта. - Формирование бюджета затрат: - материальные затраты; - заработная плата (основная и дополнительная); - отчисления на социальные цели; - накладные расходы.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	- Определение ресурсоэффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Оценка конкурентоспособности технических решений
- Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Потехина Нина Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Г	Азаматова Жайнагул		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Г	Азаматовой Жайнагул

Институт		Кафедра	Электроэнергетические системы и сети
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Проектирование подстанции 110/35/6 кВ, для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы Ыссык-Кульской области.</i>
--	--

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).	1.1 Вредными факторами являются; - физические; микроклиматические условия СанПиН 2.2.4.548-96 (температура, влажность, подвижность воздуха, температура поверхностей и интенсивность их излучений); - Производственный шум: вызывает повреждение органов слуха, головную боль, тошноту; для защиты от шума применяются шумопоглощающие кожухи, камеры, в качестве индивидуальных средств защиты - противошумовые наушники ГОСТом 12.1.003-89 - химические (вещества); токсические (ядовитые) трансформаторное масла; - в электроустановках не допускается приближения людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением не огражденным токоведущим частям на расстояние установленное РД 153-34.0-03.150-00; - обязательно применение индикатора напряжения, диэлектрических перчаток, бот, изолированного инструмента, защитных касок и спецодежды. - режим работы; - электромагнитное излучение; Нормы напряженности электрических полей зависят от
---	---

	времени пребывания человека в контролируемой зоне. ГОСТ 12.1.002-84 допускает присутствие персонала на рабочем месте в течение 8 часов при напряженности не более 5 кВ/м 1.2 Опасными факторами являются; - работа на высоте (ремонт электрооборудования с приставных лестниц и подъемных машин должен производиться с использованием защитного пояса и каски) - Ожог электрической дугой: (работы в РУ проводить с применением защитных средств и только на отключенных и заземленных токоведущих частях): - электрическим током (работы, связанные с электрическим током проводить строго по Межотраслевым правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок РД 153-34.0-03.150-00) - Пожаровзрывобезопасность (краткое замыкание в РУ, ежедневный осмотр электрооборудования и регулярное техническое обслуживание, огнетушители ОУ и ОП, песок)
2. Экологическая безопасность: – 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.	- Защита селитебной зоны – установка санитарно-защитной зоны; - Воздействия объекта на атмосферу; - испарения масел при их заливке или сливе; - выбросы, возникающие при варке и спайке элементов оборудования подстанций. - Выбросы; Растекание масла - Воздействий объекта на гидросферу; загрязнение водоема маслом - Сбросы; Отработанное трансформаторное масло - Воздействия объекта на литосферу присутствуют. Загрязнение-происходит при аварийном сбросе трансформаторного масла, отчуждение территории под подстанцию;

	- <i>Решения: замена маслонаполненных на сухие трансформаторы</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – 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.	- <i>Возгорание силового оборудования:</i> - <i>регулярный осмотр силами оперативного персонала и периодический осмотр силами административно-технического персонала для более тщательного выявления нарушений, своевременное техническое обслуживание и качественный ремонт;</i> - <i>при возникновении пожара необходимо немедленно сообщить об инциденте вышестоящему оперативному персоналу, вызвать пожарных, произвести необходимые отключения и приступить к тушению собственными силами до прибытия пожарной команды, по их прибытию произвести допуск, дальнейшее руководство пожаротушения передается командиру бригады пожаротушения.</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- <i>К правовым нормам относятся: соблюдение работодателем и рабочим законов и должностных инструкций. К организационным мероприятиям относятся: - подготовка рабочего места;</i> - <i>допуск к работе;</i> - <i>проведение инструктажа (целевого, повторного, первичного, внепланового);</i> - <i>надзор во время работы;</i> - <i>организация перерывов в работе и окончания работы</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Извеков В.Н	К.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Г	Азаматова Жайнагул		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из пяти глав, изложенных на 120 страниц машинописного текста, содержит 10 рисунков, 30 таблиц, список использованных источников из 19 наименований и 7 приложений, относящихся к практической части.

Ключевые слова: режим энергосистемы, расчёт режимов, энергосистема, напряжение, ток, нагрузка, отчисление, затраты.

Объектом исследования является: Ыссык-Кульский энергорайон (ОАО «НЭСК»).

Цель работы: Анализ электрических режимов Ыссык-Кульской ЭЭС, изучение состояния устойчивости ЭС. Разработка плана проектирования ПС 110/35кВ «Южная»

В процессе исследования проводились: Анализ нормального, аварийного и послеаварийного режимов исследуемого энергорайона. Эффективность статической устойчивости системы при отключении ЛЭП 220 кВ. Проектирование подстанции “Южная”. Произведен экономический расчет на строительства ПС.

В результате исследования был выполнен проект ПС 110/35кВ «Южная». Проведен расчет и выбор оборудования для новой ПС, с целью повышения надежности электроснабжения потребителей золоторудного комбината “Кумтор”.

Экономическая эффективность работы определялась по основным показателям: стоимость всего используемого оборудования, составлен сводный сметный расчет и рассчитана рентабельность ПС.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ RastrWin, MSExcel и в текстовом редакторе MSWord 2010.

Список используемых сокращений

ВЛ – воздушная линия

ГЭС – гидроэлектростанция

ПС – подстанция

СКРМ – средства компенсации реактивной мощности

ОЭС – объединенная энергосистема

ЭЭС – электроэнергетическая система

КУ – компенсирующее устройство

КБ – конденсаторная батарея

НДЦ – национальный диспетчерский центр

ЛЭП – линия электропередач

АТ – автотрансформатор

В – выключатель

ОРУ – открытое распределительное устройство

КЗ – короткое замыкание

Отп. – отпайка

СШ – сборная шина

ИПВЭС– Иссык-Кульское предприятие высоковольтных электросетей

Оглавление	
Введение	14
I Описание Объекта исследования	16
1.1 Общая характеристика энергосистемы Кыргызстана	16
1.2 Анализ существующего состояния энергорайона Ыссык-Кульской области.....	17
1.3 Характеристика электрооборудований	19
1.4 Перспектива развития энергосистемы Ыссык-Кульской области	25
II Расчет и анализ режимов энергосистемы Ыссык-Кульской области	27
2 Создание базовой расчетной модели	27
2.1 Расчет и анализ режимов	29
2.1.2 Анализ нормального режима до присоединения ПС “Южная”	31
2.2 Анализ ремонтного режима до присоединения ПС “Южная” с отключением одного элемента в сети (n-1).....	36
2.2.1 Анализ ремонтного режима до присоединения ПС “Южная” с отключением двух элементов сети (n-2).....	37
2.3 Анализ нормального режима после присоединения ПС 110/35/10 кВ “Южная”	39
2.3.1 Анализ ремонтного режима после присоединения ПС Южная с отключением одного элемента в сети (n-1)	43
2.3.2 Анализ ремонтного режима после присоединения ПС Южная с отключением двух элементов в сети (n-2).....	45
2.4 Анализ статической апериодической устойчивости энергосистемы до и после присоединения ПС Южная. Расчет коэффициента запаса и максимального допустимого перетока	46
2.5 Траектория утяжеления и утяжеление режима	47
2.5.1 Критерии определения МДП.....	48
3 Выбор главных схем электрических соединений подстанции	54
3.2 Выбор силовых трансформаторов	54
3.3 Расчет режимов короткого замыкания	57
3.4.Выбор электрических аппаратов и токопроводов.....	62
3.4.2 Выбор электрических аппаратов.....	65
3.4.3 Выбор измерительных аппаратов	69
IV Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	73
4.1 Структура работ в рамках проектирования	73
4.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	74

4.3 Разработка графика проведения научного исследования	75
Разработка задания.....	77
4.4 Бюджет затрат на проектирование	78
4.4.1 Расчет затрат на амортизацию.....	79
4.4.2 Заработная плата	79
4.4.3 Отчисления на социальные нужды	81
4.4.4 Накладные расходы.....	82
4.5 Анализ конкурентных технических решений	83
4.6 Расчет капитальных затрат на строительство подстанции	84
4.7 Определение экономической эффективности проекта	86
V Социальная ответственность	92
Аннотация	92
Введение	92
5.1.Производственная безопасность	93
5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при <i>внедрении объекта</i> исследования.....	95
5.1.2 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов (техника безопасности и производственная санитария)	95
5.1.3 Микроклимат.....	96
5.1.3 Освещение	98
5.1.4 Шум.....	100
5.1.5 Электромагнитные излучения	100
5.1.6 Электрический ток	101
5.2 Экологическая безопасность	103
5.2.1 Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду	104
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	105
5.3.1 Анализ причин, которые могут вызвать ЧС на производстве при внедрении объекта исследований	106
5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	107
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	111

Введение

Главной задачей развития энергетической отрасли остается обеспечение энергетической безопасности в долгосрочной перспективе. Обеспечение энергетической безопасности является актуальной проблемой. Для Кыргызстана, его энергетический сектор является не только источником света и тепла, а также главным стержнем развития экономики страны. Производство электроэнергии энергосистемы Кыргызстана, сконцентрирована на гидростанциях, так как на территории имеет место многочисленные ресурсы воды. Но и это не дает стать из электроэнергетически дефицитной страны в избыточную, так как рост потребления электричества растет с каждым днем. Производство электрической энергии, в основном, осуществляется крупнейшей компанией - открытым акционерным обществом "Электрические станции". Передача электрической энергии по высоковольтным сетям осуществляется открытым акционерным обществом "Национальная электрическая сеть Кыргызстана" (далее - ОАО "НЭС Кыргызстана"). Функции распределения электрической энергии по сетям 35 кВ и ниже до конечного потребителя выполняют четыре региональные электрораспределительные компании. Все компании являются монополистами.

Электроснабжение в рассматриваемом энергорайоне Иссык-Кульской области, полностью централизовано и осуществляется распределительной компанией "Востокэлектро". Частично централизованное обеспечение области энергоресурсами для выработки тепловой энергией осуществляется компанией "Кыргызжилкоммунсоюз" (уголь, топочный мазут). Одним из основных потребителей Иссык-Кульской области является золоторудный комбинат "Кумтор", электроснабжение которого осуществляется на приоритетной основе.

Рост потребления электроэнергии населением вызван, в основном, повсеместным использованием электроэнергии для обогрева помещений, подогрева воды и для приготовления пищи, так как электрическая энергия на

сегодняшний день является самым дешевым и удобным во всех отношениях видом энергии, в связи с чем за последние годы резко увеличилось число нелегальных подключений к электрическим сетям, т.е. откровенно говоря — кражи электроэнергии. Более 50% задолжников по оплате электроэнергии составляет население.

В связи с изложенным, а также из-за большого падения напряжения (в области нет генерирующих источников), предприятие электрических сетей вынуждено производить периодическое поочередное отключение потребителей. Длительность отключений достигает в среднем 10-12 часов (в сутки).

С целью улучшения качества электроэнергии и повышения надежности электроснабжения этой области, в данной дипломной работе выполнено проектирование новой подстанции “Южная”, которая будет располагаться ответвлением от ПС “Нижий Кумтор”.

Сложность выполнения работ заключается в сочетании условий ограниченного пространства рядом расположенных действующих ВЛ, газопроводов, высотно-монтажных работ, требующих высокой квалификации всех категорий персонала.

Реализация данного проекта позволяет обеспечить надежную и бесперебойное электроснабжение потребителей, а также увеличит отпускаемую мощность золоторудного комбината “Кумтор”.

I Описание Объекта исследования

1.1 Общая характеристика энергосистемы Кыргызстана

В республике эксплуатируются 15 гидроэлектростанций и две теплоэлектроцентрали суммарной мощностью 3600 МВт. В нижнем течении реки Нарын пять мощных гидроэлектростанций составляют каскад. В настоящее время в республике ежегодно вырабатывается более 13 миллиардов кВтч электроэнергии. Энергосистема имеет устойчивые связи с государствами Центральной Азии по магистральным сетям 500 и 200 кВ. Республика экспортирует часть вырабатываемой электроэнергии в Казахстан, Узбекистан, Таджикистан, Китай и Россию.

По результатам многочисленных технико-экономических исследований общий потенциал производства электроэнергии оценивается в 168 миллиардов кВтч. Из них на долю гидроэнергетических ресурсов приходится большая часть – 142,5 миллиардов кВтч, из которых на сегодня освоено порядка 10 %. А экономически эффективный потенциал составляет без малого 100 миллиардов кВтч, что в 6,5 раза выше достигнутого уровня производства электроэнергии. Только строительство первоочередных ГЭС Нарынского каскада позволит в ближайший год довести объемы производства электроэнергии до 22 миллиардов кВтч в год.

Стоит также принимать во внимание, что Кыргызская Республика освоила лишь малую часть существующего гидропотенциала. В течение последних лет на собственные нужды страна использует порядка 8,0-9,0 км³ водных ресурсов в год. Остальной сток, а это более 30,0 км³ водных ресурсов уходит на территорию соседних государств.

Суммируя все выше обозначенные факты, можно выявить пути развития энергетического сектора Кыргызстана, определить и проанализировать проблемы данного сектора экономики и предложить возможные пути решения.

В соответствии с Программой разгосударствления и приватизации АО «Кыргызэнерго» образовано 7 открытых акционерных обществ:

- ОАО «Электрические станции», с функциями выработки электрической и тепловой энергии на базе каскада Токтогульских ГЭС, предприятия строящихся ГЭС, Атбашинской ГЭС, ТЭЦ городов Бишкек и Ош;
- ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана», с функциями передачи электрической энергии на базе высоковольтных линий электропередач с напряжением 110 кВ и выше, со всеми их подстанциями и центральной диспетчерской службой;
- ОАО «Северэлектро», на базе распределительных сетей Чуйского, Бишкекского и Таласского предприятий электрических сетей (ПЭСов);
- ОАО "Востокэлектро", на базе распределительных сетей Иссык-Кульского и Нарынского ПЭСов;
- ОАО "Ошэлектро", на базе Ошского ПЭС;
- ОАО "Жалалабатэлектро", на базе Джалал-Абадского ПЭС;
- ОАО "Бишкектеплосеть", на базе Бишкекского предприятия тепловых сетей.

1.2 Анализ существующего состояния энергорайона Иссык-Кульской области

Иссык-Кульское предприятие высоковольтных электросетей (ИПВЭС) является структурным подразделением ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана».

ИПВЭС осуществляет эксплуатацию, ремонт, и оперативное обслуживание высоковольтных линий и подстанций 110-220 кВ, находящихся в границах Иссык-Кульского, Тонского, Джеты-Огузского, Тюпского и Ак-Суйского административных районов и городов Каракол, Балыкчи Иссык-Кульской области.

ИПВЭС обслуживает 32 подстанции с установленной мощностью 1032,2 МВА:

- 2 подстанции напряжением 220 кВ суммарной мощностью – 525 МВА

- 30 подстанций напряжением 110 кВ суммарной мощностью – 507,2 МВА, и электрические сети общей протяжённостью 1003,4 км из них:
- ВЛ – 220 кВ – 154 км.,
- ВЛ – 110 кВ – 849,4 км.

Одним из основных потребителей Иссык-Кульской области является золоторудный комбинат "Кумтор".

Иссык-Кульская область интегрирована в республиканскую систему централизованного энергоснабжения. Электрическая энергия вырабатывается на Нарынском каскаде ГЭС и передается на подстанцию "Иссык-Кульская" (г.Балыкчи). Электроснабжение области осуществляется по двум линиям электропередач вдоль северного и южного побережий озера до подстанции "Пржевальская" (г.Каракол), которые замыкаются, образуя кольцо.

Образовавшийся дефицит электроэнергии и плановые (аварийные) отключения нарушают работу всех хозяйствующих субъектов. Изношенное оборудование, рост задолжников по оплате за электроэнергию, увеличение нелегальных подключений к электрическим сетям приводят к незапланированному росту пиковых нагрузок и выходу оборудования из строя.

По итогам 2016 года общие потери в электросетях (коммерческие и технические) составили 38,9%. За последние три года (2014-2016 гг.) рост поступления электроэнергии в Иссык-Кульскую область составил 104,3%. При общем проценте собираемости оплаты за электроэнергию в пределах 80%, дебиторская задолженность выросла за этот период на 16,1%, или на 45,1 млн. сом и составила в 2016 году 325,1 млн. сомов.

Структура потребления электроэнергии в области имеет свою специфику и формирует два пика нагрузок - летний и зимний. Зимний пик формируется в период отопительного сезона, летний - в связи с ростом потребления электроэнергии курортно-оздоровительными учреждениями. Курортно-оздоровительными учреждениями в летний период потребляется до 30% от всего объема поступающей в область электроэнергии. Рост

потребления электрической энергии курортно-оздоровительными учреждениями за период 2014-2016 годы составил 135%. По итогам 2016 года в электросети Иссык-Кульской области отпущено 573,1 МВт/ч электрической энергии. Превышение составило 155% против прогнозируемого.

При безальтернативной схеме электроснабжения, область уже превысила объемы потребления электроэнергии, ожидаемые на уровне 2025 года. Карта-схема электрической сети Иссык-Кульской области представлена на рисунке 1.

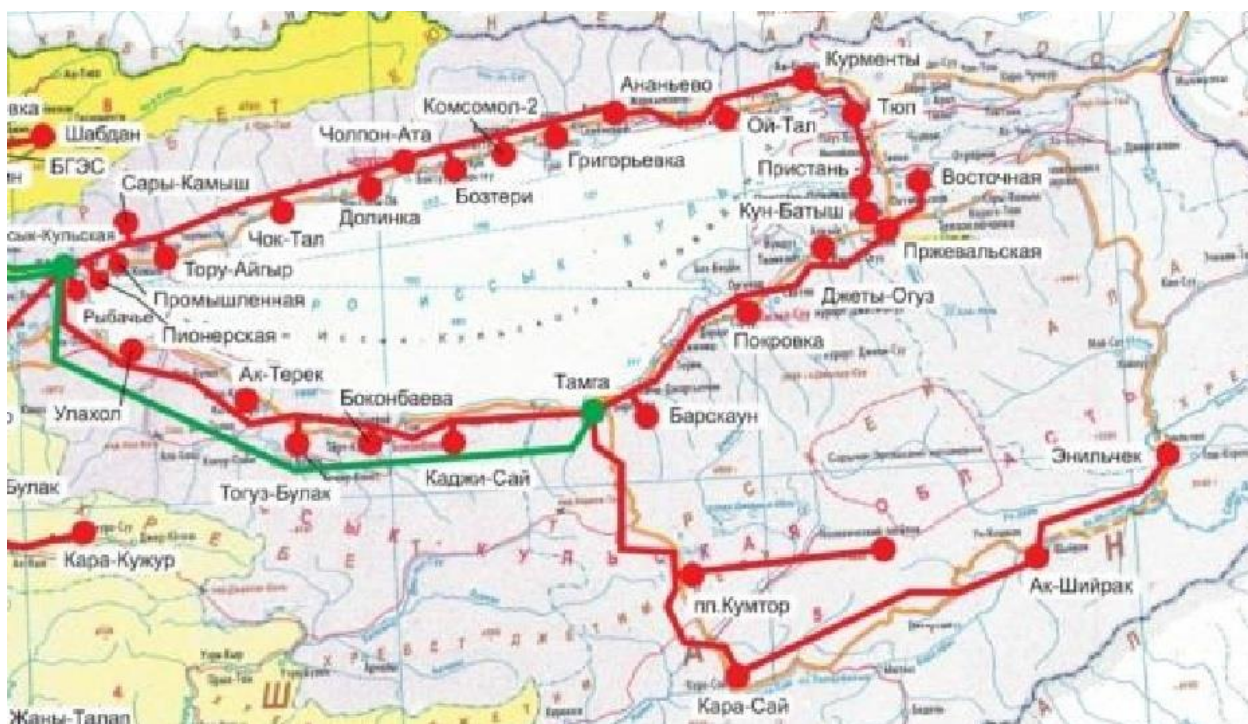


Рисунок 1- Карта - схема энергорайона Иссык-Кульской области.

1.3 Характеристика электрооборудований

Электроснабжение области осуществляется централизованно, через развитую систему электрических сетей от подстанции (ПС) 220/110 кВ «Иссык-Кульская» (г. Балыкчы), куда электроэнергия поступает от п/с «Быстровка» по двум линиям электропередачи (ЛЭП) длиной 79,4 и 70,8 км, напряжением 220 кВ каждая.

На ПС «Иссык-Кульская» с помощью двух автотрансформаторов, мощностью по 200 МВт каждый, электроэнергия преобразовывается из

напряжения 220 кВ в напряжение 110 кВ. От ПС «Иссык-Кульская» две ЛЭП-110 кВ идут вдоль северного и южного побережий озера до п/с «Пржевальская» (г. Каракол) и замыкаются, образуя кольцо. Кроме того, Балыкчы и Тамга соединены новой линией ЛЭП-220 кВ. От п/с «Тамга» отходит ЛЭП-110 кВ на Энильчек через Карасай и Ак-Шыйрак с ответвлениями на Кумтор. Общая длина ЛЭП-110 кВ по области составляет около 1000 км.

Для преобразования электроэнергии напряжением 110 кВ в напряжение 10-35 кВ по периметру озера, в районе крупных населенных пунктов и промышленных предприятий, расположены 31 понизительных трансформаторных подстанций 110/35/10 кВ. Кроме того, распределение электроэнергии осуществляется по линиям электропередачи 35 кВ общей протяженностью около 300 км. Эти линии расположены на западном берегу озера в районе Балыкчы, на северном берегу в районе г. Чолпон-Ата и самая разветвленная сеть в восточной части охватывает окрестности г. Каракол, Тюпский, Ак-Суйский и Джеты-Огузский районы. Соответственно по территории рассредоточены 27 понизительных подстанций 35/10 кВ для этих сетей.

Общее количество понизительных подстанций в области напряжением 35-220 кВ составляет 60 единиц и в целом длина эксплуатируемых ЛЭП — 220 кВ составляет 304 км.

Передача мощностей осуществляется по воздушным линиям электропередач. Для определения сопротивлений и проводимостей линий электропередачи воспользуемся формулами:

Активное сопротивление линии определяется по формуле:

$$R_L = \frac{r_0 \cdot L}{n_{\text{л}}}, \quad (1)$$

Где, r_0 - погонное активное сопротивление линии;

L — длина линии;

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей.

Реактивное сопротивление линии:

$$X_{\text{л}} = \frac{x_0 \cdot L}{n_{\text{ц}}}, \quad (2)$$

где x_0 - погонное реактивное сопротивление линии;

L - длина линии;

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей.

Активная проводимость линии:

$$B_{\text{л}} = b_0 \cdot L \cdot n_{\text{ц}}, \quad (3)$$

где b_0 - погонная активная проводимость линии;

L - длина линии;

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей.

Для определения проводимостей трансформаторов воспользуемся формулами:

$$G_T = \frac{\Delta P_X}{U_{\text{ВН}}^2} \cdot 10^3, \quad (4)$$

где ΔP_X - потери активной мощности в магнитопроводе трансформатора;

$U_{\text{ВН}}^2$ - номинальное напряжение обмотки высшего напряжения.

$$B_T = \frac{\Delta Q_X}{U_{\text{ВН}}^2} \cdot 10^3, \quad (5)$$

где ΔQ_X - потери реактивной мощности в магнитопроводе трансформатора;

$U_{\text{ВН}}^2$ - номинальное напряжение обмотки высшего напряжения.[3]

Все линии и их параметры приведены в таблице 1. Параметры трансформаторов и автотрансформаторов также приведены в приложении 1.

Мощности синхронных компенсаторов (СК), и батареи статических компенсаторов (БСК) приведены в таблице 2. Расчетная схема Ыссык-Кульской области приведена на рисунке 2.

Таблица 1 - Параметры ЛЭП

Марка провода	Начало участка	Конец участка	Количес тво цепей	Длина Провода, км
АС-300	ПС 220 Иссык-Кульская	ПС 110 Тамга	1	154
АС-185	ПС 220 Иссык-Кульская	ПС110 Кочкор	1	62
АС-185	ПС 110 Иссык-Кульская	ПС 110 Тамга	2	232,8
АС-185	Отпайка Иссык-Кульская	ПС Улахол	1	0,7
АС-95	Отпайка Иссык-Кульская	ПС Тогуз-Булак	1	7,72
АС-70	Отпайка Иссык-Кульская	ПС Ак-Терек	1	2
АС-70	Отпайка Иссык-Кульская	ПС Бокомбаево	2	1
АС-120	ПС 110 Тамга	п.п Кумтор	1	49,46
АС-120	п.п Кумтор	Нагрузка Карасай	1	28,1
АС-150	п.п Кумтор	Кумтор Нижняя/Верхняя	1	45
АС-185	ПС 110 Тамга	Прежевальск	1	78,96
АС 120	Прежевальск	Восточная	1	5,2
АС-185	Прежевальск	Тюп	1	28,55
АС-185	Тюп	Ананьево	1	61,77
АС-185	Ананьево	Комсомол 2	1	33

Продолжение таблицы 1

АС-185	Комсомол 2	ПС 220 Чолпон-Ата	2	39,19
АС-185	ПС 220 Чолпон-Ата	ПС 220 Иссык-Кульская	2	143,2
АС-185	Отп. Чолпон-Ата	Пионерская	2	0,96
АС-185	Отп. Чолпон-Ата	Промышленная	2	1
АС-95	Отп. Чолпон-Ата	Долинка	2	4,3
АС-185	Отп. Ананьево	Курменты	1	61,6

Таблица 2 - Параметры СК и БСК

Название оборудования	Место расположения	Мощность, МВар
СК-1	с.н АТ-1 ПС Ыссык-Кульская	32
СК-1,СК-2	с.н Т-1,Т-2 ПС Пржевальск	2*15
БСК-5	н.н АТ-1 ПС Тамга	5*8
БСК-1	с.н Т-1 ПС Покровка	6,75
БСК-1,БСК-2	с.н Т-1,Т-2 ПС Восточная	2*5,3
БСК-1,БСК-2	с.н Т-1,Т-2 ПС Пржевальск	2*5,3
БСК-1,БСК-2	с.н Т-1,Т-2 ПС Тюп	2*5,3
БСК-1,БСК-2	с.н Т-1,Т-2 ПС Бостери	2*5,3
БСК-1,БСК-2	с.н Т-1,Т-2 ПС Чолпон-Ата	2*10,6

1.4 Перспектива развития энергосистемы Ыссык-Кульской области

При наличии реально действующей альтернативы электроснабжения (малые водотоки, солнечная энергия, энергия биомассы и другие) достаточно хорошо развитая система электроснабжения могла бы полностью удовлетворять потребность области в электроэнергии.

В настоящее время в Иссык-Кульской области учеными и экспертами проводится работа по изучению потенциала реки Сары-Джаз на предмет строительства каскада гидроэлектростанций.

Основные проблемы:

- зависимость области от внешних поставок всех видов энергоносителей;

- перегруженность и изношенность существующей инфраструктуры энергоснабжения;
- отсутствие систем энергоснабжения, работающих от альтернативных источников энергии;
- высокая стоимость энергоресурсов при низкой платежеспособности населения;
- снижение качества окружающей среды в результате деятельности топливно-энергетического комплекса.

Цель: обеспечение энергетической безопасности Иссык-Кульской области.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- ускоренный перевод инфраструктуры тепло- и энергоснабжения всех курортно-оздоровительных учреждений на использование альтернативных источников энергии;
- постепенный перевод остальных категорий потребителей на использование альтернативных источников энергии;
- реконструкция и модернизация распределительных сетей "Востокэлектро";
- ввод в эксплуатацию новой подстанции 110 кв "Южная";

Ожидаемый результат: состояние энергетики Иссык-Кульской области способствует росту социально-экономического развития и обеспечивает требуемый уровень потребления электроэнергии и бесперебойное электроснабжение.

II Расчет и анализ режимов энергосистемы Ыссык-Кульской области

2 Создание базовой расчетной модели

Расчет режимов произведен на основании базовой расчетной модели. Базовая расчетная модель - описание электроэнергетической системы, предназначенное для построения математической модели процесса производства, передачи и потребления электрической энергии, с помощью которой рассчитываются технически реализуемые в этой электроэнергетической системе объемы производства и потребления.

Расчетной моделью является совокупность данных о:

- схеме замещения электрических связей (далее – расчетная электрическая схема), отражающей топологию электрической сети и параметры ее элементов;
- параметрах и режимах потребления активной и реактивной мощности;
- параметрах и режимах работы генерирующего оборудования и средств компенсации реактивной мощности;
- системных условиях;
- диапазонах номеров узлов для каждой из энергосистем;
- номерах узлов, по которым происходит объединение расчетных электрических схем, для каждой пары смежных энергосистем.

Для создания расчетной модели, а также для выполнения расчетов электрических режимов и исследования устойчивости энергосистемы при утяжелении используется программный комплекс RastrWin3.

Программный комплекс RastrWin3 (далее ПК) предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов энергосистем. Пользовательский интерфейс содержит следующие модули:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима

(токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);

- расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления АТ при изменении положений РПН;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов ЭС, определение опасных сечений (ОС);
- структурный анализ потерь мощности по характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- проведение серийных (многовариантных) расчетов по списку возможных ситуаций, например, многовариантные ремонтные режимы;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование генераторов и возможность задания PQ-диаграмм;
- моделирование зависимостей $Q_{\max}(V)$ генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки линий электропередачи (ЛЭП) и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров;
- расчет агрегатной информации (потребление, генерация, внешние перетоки) по различным территориальным и ведомственным подразделениям;
- сравнение различных режимов по заданному списку параметров;
- расчет режима коротких замыканий (КЗ);
- расчет утяжеленных режимов для определения критерия статической апериодической устойчивости.

2.1 Расчет и анализ режимов

Под режимом подразумевается единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме. Режим характеризуется техническими параметрами, состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики) [2].

При изменении режимных условий всегда должны соблюдаться основные требования к энергосистеме: надежность электроснабжения и качество электрической энергии. Под надежной работой понимается способность энергосистемы удовлетворять общий спрос на электроэнергию в любой момент времени, способность восстановить работу после каких-либо нарушений.

Основными показателями, характеризующими состояние электрической сети, являются режимные параметры. Изменение режимных параметров постоянно отслеживается противоаварийной автоматикой для локализации и предотвращения аварии в целях обеспечения надежности электроснабжения.

Выделяют следующие основные режимные параметры [3]:

- Мощность по концам продольных ветвей и мощность в поперечных ветвях;
- Напряжение в узлах;
- Токи в ветвях;
- Частота;
- Фазовые углы полной, активной и реактивной мощностей; □
Значения параметров, характеризующих несимметрию трехфазной системы напряжений или токов и несинусоидальность изменения напряжения и токов в течение периода основной частоты.

Существует большое количество схемно-режимных условий. Для упрощения расчетов и анализа режимов можно выделить базовые и дополнительные схемно-режимные условия.

К основным схемно-режимным условиям относят:

- Включение и отключение ВЛ
- Включение и отключение одной из цепей ВЛ
- Вывод ВЛ в ремонт и ввод в работу
- Режим холостого хода ЛЭП (одностороннее включение ВЛ)
- Включение и отключение генераторов
- Вывод и ввод в работу трансформаторов и автотрансформаторов
- Включение и отключение секции шин подстанций
- Режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня
- Режим летний минимальных нагрузок выходного дня
- Максимальный и минимальный режим нагрузки в течение суток

Включения и отключения воздушной линии могут быть плановыми или аварийными.

Схемно-режимные ситуации могут сочетаться друг с другом, дополняться новыми условиями. Данный режим называется ненормативным

режимом. Для его описания учитывается критерий N-2. Данный критерий описывает рассматриваемое возмущение как результат отключения двух сетевых элементов. Наложение аварийного отключения ВЛ на ремонт другой ВЛ в периоды зимнего максимума или летнего минимума является характерным примером N-2 критерия. Такие ненормативные режимы требуют увеличения или уменьшения суммарной генерируемой мощности для поддержания нормированной частоты в ЦЭР.

2.1.2 Анализ нормального режима до присоединения ПС “Южная”

Нормальный режим энергосистемы - режим, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договором и диспетчерскими графиком нагрузки, а значения технического параметра режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях. Модель энергосистемы строиться в программном комплексе RastrWin3 на основании контрольного замера зимнего максимума Ыссык-Кульской энергосистемы. За базисный узел принят ШБМ 1 на ПС 220 кВ “Ыссык-Кульская”. Расчетная модель приведена в приложении 2. Ниже приведены результаты расчетов установившегося режима.

Таблица 3 – Токовая загрузка ЛЭП

Название	I _{нач}	I _{кон}	Место	I _{доп_расч}	I/I _{доп}
СШ 1 ИК - ФУ АТ-1 ИК	237	237	ВН	502	47,2
ФУ АТ-1 ИК - сн АТ-1 ПС ИК	210	407	ВН	954	22
ФУ АТ-1 ИК - нн АТ-1	27	573	ВН	1049	2,6
СШ 2 ИК - ФУ АТ- 2 ИК	235	235	ВН	502	46,8
ФУ АТ- 2 ИК - сн АТ-2 ПС ИК	208	403	ВН	954	21,8
ФУ АТ- 2 ИК - нн АТ-2	27	585	ВН	1049	2,6
сн АТ-1 ПС ИК - ВН Т-1	30	30	ВН	50	60,3

Продолжение таблицы 3

ВН Т-1 - СН Т-1	11	36	ВН	167,3	6,5
ВН Т-1 - НН Т-1	29	323	ВН	524,9	5,6
сн АТ-2 ПС ИК - ВН Т-2	31	31	ВН	50	61,8
ВН Т-2 - СН Т-2	22	70	ВН	167	13
ВН Т-2 - НН-Т2	17	192	ВН	524,9	3,2
отп.Бокомбаево - вн Т-1 КС	12	12	ВН	50	24,9
вн Т-1 КС - сн Т-1 КС	4	14	ВН	167	2,7
вн Т-1 КС - нн Т-1 КС	8	92	ВН	524	1,5
отп.Бокомбаево 2 - вн Т-2 КС	14	14	ВН	50	28,7
вн Т-2 КС - сн Т-2 КС	6	21	ВН	167	3,8
вн Т-2 КС - нн Т-2 КС	8	92	ВН	524,9	1,5
вн АТ-1 Тамга - ФУ АТ Тамга	108	108	ВН	313,7	34,5
ФУ АТ Тамга - ПС Тамга 1СШ	140	283	ВН	596,4	23,5
ФУ АТ Тамга - нн АТ Тамга	137	902	ВН	2091	6,6
Восточная - вн Т-1 Восточная	35	35	ВН	80,3	43,1
вн Т-1 Восточная - сн Т-1 Восточная	18	54	ВН	267,7	6,7
вн Т-1 Восточная - нн Т-1 восточная	36	386	ВН	839,8	4,3
Восточная - Т-2 Восточная	22	233	ВН	80,3	27,2
Пржевальск 110 - Вн Т-1 Пржевальск	53	53	ВН	125,5	42,3
Вн Т-1 Пржевальск - сн Т-1	27	81	ВН	418,3	6,4
Вн Т-1 Пржевальск - нн Т-1 Пржевальск	26	467	ВН	1262	2,1
Пржевальск 110 - вн Т-2 Прж	44	44	ВН	100,4	43,8
вн Т-2 Прж - сн Т-2	4	11	ВН	334,7	1,1
вн Т-2 Прж - нн Т-2 Прж	41	721	ВН	1749	2,3
сн Т-1 - Т-3 Прж	73	219	ВН	105,4	69,1
Кун-Батыш - вн Т1 КБ	29	29	ВН	50	57,3
вн Т1 КБ - сн Т1 КБ	5	14	ВН	167	2,9

Пристань Вн - фу Т2	64	64	ВН	125	51,3
фу Т2 - Пристань Т2 сн	15	48	ВН	418	3,5
фу Т2 - Т2 нн Пристань	55	1053	ВН	1262	4,3
Бостери - вн Т2 Бостери	35	35	ВН	50	70,8
вн Т2 Бостери - сн Т2 бостери	21	67	ВН	96,6	22,1
вн Т2 Бостери - нн Т2 Бостери	26	294	ВН	525	5
Чолпон-Ата 1СШ - нн Т1 Ч-А	55	618	ВН	80,3	68,7
Чолпон-ата 2 СШ - нн Т2 Ч-А	55	620	ВН	80,3	68,9
Долинка - нн Т1 Долинка	7	71	ВН	31,6	21,3
отп Долинка - нн Т2 Долинка	7	71	ВН	31,6	21
Чок-Тал - нн Т1 ЧТ	14	147	ВН	31,6	43,7
Тору -Айгыр - нн Т1 ТА	14	145	ВН	31,6	43,2
Сары камыш - нн Т1 СК	5	51	ВН	12,6	39,5
отп Сары камыш - нн Т2 СК	6	61	ВН	12,6	47,5
вн Т1 Пр - нн Т1	11	117	ВН	29	36,5
вн Т2 Пр - нн Т2	11	116	ВН	29	36,4
вн Т1 П - нн Т1 П	34	363	ВН	289	11,8
Вн Т2 п - нн Т2	54	607	ВН	289	18,8
отп. Улахол - нн Т1 У	22	232	ВН	31,6	69,1
отп.Ак-терек - нн Т1 А	22	238	ВН	31,6	70,7
отп.Тогуз Б - нн Т1 Т	14	157	ВН	31,6	42,9
вн Т1 Бокон - ФУ	10	10	ВН	50	20,4
ФУ - сн Т1 Б	4	12	ВН	96,6	3,6
ФУ - нн Т1	7	79	ВН	525	1,3
вн Т2 Бокон - нн Т2 Б	19	73	ВН	31,6	61,6
вн Т1,Т2 - нн Т1 Кумтор	4	45	ВН	31,6	12,9
вн Т1,Т2 - нн Т2 кумтор	4	45	ВН	31,6	12,9

Таблица 3.1 – Токовая загрузка трансформаторов

Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч	I/I_dop
сн АТ-1 ПС ИК - ПС Кочкор	188	183	ВН	510	36,9
сн АТ-1 ПС ИК - Улахол	81	78	ВН	510	15,8
Улахол - Ак-Терек	57	55	ВН	510	11,2
Ак-Терек - Бокомбаево	36	36	ВН	510	7,1
Бокомбаево - Каджи-Сай	40	43	ВН	510	8,4
Каджи-Сай - ПС Тамга 1СШ	70	75	ВН	510	14,6
сн АТ-2 ПС ИК - Тогуз-Булак	69	67	ВН	510	13,5
Тогуз-Булак - Бокомбаево-2	56	56	ВН	510	11
Бокомбаево-2 - Каджи-сай-2	48	49	ВН	510	9,7
Улахол - отп. Улахол	22	22	ВН	510	4,3
Тогуз-Булак - отп. Тогуз Б	14	14	ВН	330	4,3
Ак-Терек - отп. Ак-терек	23	22	ВН	265	8,5
Каджи-Сай - отп. Бокомбаево	32	32	ВН	510	6,3
Каджи-сай-2 - отп. Бокомбаево 2	49	50	ВН	510	9,7
отп. Бокомбаево - ПС Тамга 1СШ	23	23	ВН	510	4,5
ПС Тамга 1СШ - п.п Кумтор	23	14	ВН	390	5,8
СШ 1 ИК - вн АТ-1 Тамга	106	108	ВН	690	15,7
ПС Тамга 2 СШ - Барскаун	279	278	ВН	510	54,7
Барскаун - Покровка	260	257	ВН	510	51
Покровка - отп. Покровка	34	35	ВН	510	6,8
Покровка - Джети-Огуз	237	236	ВН	510	46,5
Джети-Огуз - отп. Джети-Огуз	23	23	ВН	265	8,8
Джети-Огуз - Пржевальск 110	213	212	ВН	510	41,7
Пржевальск 110 - Восточная	55	56	ВН	390	14,4
Пржевальск 110 - Кун-Батыш	105	105	ВН	510	20,7
Кун-Батыш - Пристань	76	76	ВН	510	15

Продолжение таблицы 3.1

Пристань - Пристань Вн	76	76	ВН	510	14,9
Пристань Вн - Тюп	54	56	ВН	510	11
Тюп 2 - Курменты	69	69	ВН	510	13,5
Курменты - вн Т-1 Курменты	29	21	ВН	510	5,7
Курменты - Ой-Тал	90	91	ВН	510	17,8
Ой-Тал - Ананьево	105	107	ВН	510	21
Григорьевка - Ананьево	172	170	ВН	510	33,7
Григорьевка - Комсомол 2	186	188	ВН	510	36,8
Комсомол 2 - отп.Комсом	91	91	ВН	510	17,8
Комсомол 2 - Бостери	97	98	ВН	510	19,2
отп.Комсом - отп.Бостери	111	112	ВН	510	22
отп.Бостери - Чолпон-Ата 1СШ	121	121	ВН	510	23,8
Бостери - Чолпон-ата 2 СШ	125	126	ВН	510	24,6
Чолпон-Ата 1СШ - отп Долинка	116	116	ВН	510	22,8
Чолпон-ата 2 СШ - Долинка	146	146	ВН	510	28,7
отп Долинка - Чок-Тал	122	122	ВН	510	23,9
Долинка - Тору -Айгыр	152	152	ВН	510	29,9
Чок-Тал - отп ТА	134	134	ВН	510	26,3
Тору -Айгыр - Сары камыш	151	152	ВН	510	29,7
отп ТА - отп Сары камыш	148	148	ВН	510	29
Сары камыш - Промышленная	156	157	ВН	510	30,7
отп Сары камыш - отп Промышлен.	153	154	ВН	510	30,1
Бокомбаево-2 - вн Т1 Бокон	10	10	ВН	265	3,9
Бокомбаево - вн Т2 Бокон	20	19	ВН	265	7,4
п.п Кумтор 2 - нагр.АШ-КС	15	12	ВН	390	3,9
п.п кумтор 3 - Кумтор Нижняя	17	18	ВН	450	4
Кумтор Нижняя - Кумтор верхняя	10	10	ВН	450	2,3

2.2 Анализ ремонтного режима до присоединения ПС “Южная” с отключением одного элемента в сети (n-1)

Цель управления электрической системой в послеаварийном режиме – предотвращение развития аварии с помощью воздействий, отвечающих минимуму ущерба электрической системы и потребителей. Процесс восстановления энергосистем начинается с определения послеаварийного состояния.

Рабочее состояние объекта, при котором часть его элементов находится в состоянии предупредительного или аварийного ремонта называется ремонтным режимом.

Расчет аварийного режима произведен в базовой расчетной модели при помощи программного комплекса RastrWin. За основу взят установившийся режим. В процессе расчетов, было смоделировано 6 режимов, в которых поочередно отключались сетевые элементы. Список отключений представлен в таблице 4.

Таблица 4- Аварийный режим энергосистемы (n-1)

№ п/п	Наименование аварийного режима	Результаты режима
1	Отключение ЛЭП 220 кВ ПС 220 кВ “Ыссык-Кульская”-ПС 110 “Тамга”	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах
2	Отключение АТ – 2 ПС “Ыссык-Кульская” 110 кВ	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах

Продолжение таблицы 4

3	Отключение трансформатора Т1 на ПС 110/35/10 кВ “Рыбачье”	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах
4	Отключение трансформатора Т1 на ПС “Каджи-Сай”	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах
5	Отключение ЛЭП ПС 110 кВ “Ыссык-Кульская”- Отп. “Пионерская”	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах
6	Отключение трансформатора Т1 на ПС “Бостери”	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах

Проанализировав полученные данные можно сказать, что нигде не происходит перегрузка сетевого элемента, лишь небольшое снижение напряжения.

2.2.1 Анализ ремонтного режима до присоединения ПС “Южная” с отключением двух элементов сети (n-2)

Расчет послеаварийного режима произведен в базовой расчетной модели при помощи программного комплекса RastrWin. За основу взят установившийся режим. В процессе расчетов, было смоделировано 10 случаев вывода элементов сети из работы. В таблице 5 представлен список лишь некоторых отключаемых элементов, так как все случаи похожие.

Таблица 5- Аварийный режим энергосистемы (n-2)

№ п/п	Наименование аварийного режима	Результаты режима
1	Отключение ЛЭП 220 кВ и АТ- 2 на ПС 220 кВ “Ыссык-Кульская”.	Превышение тока на 110,3% АТ- 1 ПС Ыссык-Куль 220 кВ
2	Отключение ЛЭП 110 кВ отп.Бокомбаево и Т-1 на ПС Бокомбаево	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах
3	Отключение Т-1 на ПС Бостери и отключение ЛЭП 110 кВ отп.Комсомол-Бостери	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах

В режиме (n-2) все элементы сети находились в предельно допустимом уровне, лишь в одном случае перегрузился автотрансформатор АТ-1 на 110,3%, и поэтому были приняты мероприятия по устранению проблемы.

В случае перегрузки автотрансформатора АТ – 1 на ПС “Ыссык-Куль” необходимо проверить допустимость работы в данных условиях. В правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей четко оговариваются условия работы силового оборудования при перегрузках по току. Так, для силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов при перегрузке по току на 30% допускается работа в данном режиме не более 120 минут.[6] За это время персонал должен ликвидировать аварию и запустить в работу отключенный АТ. Для предотвращения перегрузки оборудования рекомендуется заменить оба АТ на ПС Ыссык-Кульская на более мощные АДЦТН-250000/220/110. Допустимый ток обмотки высокого напряжения станет равным $I_{\text{допАТ}} = 656 \text{ А}$. Ток, протекаемый по АТ в аварийном режиме равен 628 А. То есть более мощный трансформатор не будет перегружаться.

2.3 Анализ нормального режима после присоединения ПС 110/35/10 кВ «Южная»

Расчет нормального режима проводим в программе RastrWin, с целью регулирования напряжения в узлах энергосистемы используем РПН трансформаторов. Результат расчета приведены ниже в таблицах 1.11, 1.12 и в приложении 5.

В нормальном режиме с учетом вновь вводимой подстанции 110/35 кВ «Южная» не наблюдалось перегрузки ни одного трансформатора и воздушных линий электропередач, значения напряжений во всех узлах энергосистемы не выходят за пределы ГОСТа. Из расчета видно, что самой загруженной ЛЭП является «ВЛ 110 кВ ПС Тамга- ПС Барскаун» на 56,7%, самый загруженный трансформаторы – АТДЦТН-200000 на ПС-220/110/10 кВ «Ыссык-Кульская» 91,1%. Результаты расчетов приведены в таблице ниже.

Таблица 6 – Токовая нагрузка трансформаторов

Название	I _{нач}	I _{кон}	Место	I _{доп_расч}	I/I _{доп}
ФУ АТ-1 ИК - сн АТ-1 ПС ИК	28	53	ВН	954	2,9
ФУ АТ-1 ИК - нн АТ-1	28	587	ВН	1049	2,6
СШ 2 ИК - ФУ АТ- 2 ИК	458	458	ВН	502	91,1
ФУ АТ- 2 ИК - сн АТ-2 ПС ИК	430	834	ВН	954	45,1
ФУ АТ- 2 ИК - нн АТ-2	28	598	ВН	1049	2,6
сн АТ-1 ПС ИК - ВН Т-1	31	31	ВН	50	61,7
ВН Т-1 - СН Т-1	11	35	ВН	167,3	6,4
ВН Т-1 - НН Т-1	30	325	ВН	524,9	5,6
сн АТ-2 ПС ИК - ВН Т-2	32	32	ВН	50	63,5
ВН Т-2 - СН Т-2	22	70	ВН	167	13
ВН Т-2 - НН-Т2	17	196	ВН	524,9	3,3
отп.Бокомбаево - вн Т-1 КС	13	13	ВН	50	25,4
вн Т-1 КС - сн Т-1 КС	5	14	ВН	167	2,7
вн Т-1 КС - нн Т-1 КС	8	94	ВН	524	1,6
отп.Бокомбаево 2 - вн Т-2 КС	15	15	ВН	50	29,2
вн Т-2 КС - сн Т-2 КС	6	22	ВН	167	3,9
вн Т-2 КС - нн Т-2 КС	8	93	ВН	524,9	1,6
вн АТ-1 Тамга - ФУ АТ Тамга	146	146	ВН	313,7	46,6
ФУ АТ Тамга - ПС Тамга 1СШ	177	357	ВН	596,4	29,7
ФУ АТ Тамга - нн АТ Тамга	135	888	ВН	2091	6,5
Восточная - вн Т-1 Восточная	34	34	ВН	80,3	42,5

Продолжение таблицы 6

вн Т-1 Восточная - сн Т-1 Восточная	18	55	ВН	267,7	6,8
вн Т-1 Восточная - нн Т-1 восточная	36	379	ВН	839,8	4,2
Восточная - Т-2 Восточная	21	229	ВН	80,3	26,7
Пржевальск 110 - Вн Т-1 Пржевальск	48	48	ВН	125,5	38
Вн Т-1 Пржевальск - сн Т-1	27	81	ВН	418,3	6,5
Вн Т-1 Пржевальск - нн Т-1 Пржевальск	21	369	ВН	1262	1,6
Пржевальск 110 - вн Т-2 Прж	39	39	ВН	100,4	38,5
вн Т-2 Прж - сн Т-2	4	11	ВН	334,7	1,1
вн Т-2 Прж - нн Т-2 Прж	35	621	ВН	1749	2
сн Т-1 - Т-3 Прж	73	220	ВН	105,4	69,6
Кун-Батыш - вн Т1 КБ	29	29	ВН	50	58,4
вн Т1 КБ - сн Т1 КБ	5	14	ВН	167	3
вн Т1 КБ - нн Т1 КБ	25	248	ВН	525	4,7
Пристань Вн - фу Т1	65	65	ВН	125	52,1
фу Т1 - пристань Т1 сн	3	10	ВН	418	0,7
фу Т1 - пристань Т1 нн	62	1201	ВН	1262	4,9
Пристань Вн - фу Т2	65	65	ВН	125	52,1
фу Т2 - Пристань Т2 сн	3	10	ВН	418	0,7
фу Т2 - Т2 нн Пристань	62	1201	ВН	1262	4,9
Тюп - ФУ т-2 Тюп	23	23	ВН	50	45,4
ФУ т-2 Тюп - сн т2 тюп	6	17	ВН	167	3,4
ФУ т-2 Тюп - нн т2 тюп	19	209	ВН	525	3,7
Тюп 2 - ФУ т-1 тюп	29	29	ВН	50	58,6
ФУ т-1 тюп - сн т1 тюп	8	25	ВН	167	5
ФУ т-1 тюп - нн т1 тюп	32	354	ВН	525	6
вн Т-1 Курменты - Т3 сн К	11	114	ВН	50,2	22
вн Т-1 Курменты - нн Т2 Курменты	11	115	ВН	524,8	2,1
Ой-Тал - нн Т1 ОТ	15	161	ВН	31,6	47,8
Ананьево - вн Т1 Ананьево	66	66	ВН	125	52,6
вн Т1 Ананьево - сн Т1 Ананьево	5	16	ВН	418	1,2
вн Т1 Ананьево - нн Т1 Ананьево	61	634	ВН	1262	4,8
Григорьевка - нн1 Т1 Г	7	77	ВН	31,6	22,9
Григорьевка - нн Т2 Г	7	77	ВН	31,6	23
отп.Комсом - вн Т1 Комсом	21	21	ВН	50	42
вн Т1 Комсом - сн Т1 Комсом	10	31	ВН	96,6	10,7
вн Т1 Комсом - нн Т1 Комсом	11	113	ВН	525	2
отп.Бостери - вн Т1 Бостери	28	28	ВН	50	55,4
вн Т1 Бостери - сн Т1 Бостери	5	17	ВН	96,6	5,2
вн Т1 Бостери - нн Т1 Бостери	27	296	ВН	525	5,1

Продолжение таблицы 6

Бостери - вн Т2 Бостери	36	36	ВН	50	71,7
вн Т2 Бостери - сн Т2 бостери	22	69	ВН	96,6	22,7
вн Т2 Бостери - нн Т2 Бостери	26	287	ВН	525	4,9
Чолпон-Ата 1СШ - нн Т1 Ч-А	54	601	ВН	80,3	66,8
Чолпон-ата 2 СШ - нн Т2 Ч-А	54	602	ВН	80,3	67
Долинка - нн Т1 Долинка	7	73	ВН	31,6	21,8
отп Долинка - нн Т2 Долинка	7	72	ВН	31,6	21,5
Чок-Тал - нн Т1 ЧТ	14	151	ВН	31,6	44,8
Тору -Айгыр - нн Т1 ТА	14	149	ВН	31,6	44,3
Сары камыш - нн Т1 СК	5	52	ВН	12,6	40,6
отп Сары камыш - нн Т2 СК	6	62	ВН	12,6	48,5
вн Т1 Пр - нн Т1	11	119	ВН	29	37,4
вн Т2 Пр - нн Т2	11	119	ВН	29	37,3
вн Т1 П - нн Т1 П	35	373	ВН	289	12,1
Вн Т2 п - нн Т2	56	623	ВН	289	19,2
отп. Улахол - нн Т1 У	22	238	ВН	31,6	70,8
отп.Ак-терек - нн Т1 А	23	243	ВН	31,6	72,4
отп.Тогуз Б - нн Т1 Т	14	160	ВН	31,6	43,9
вн Т1 Бокон - ФУ	10	10	ВН	50	20,8
ФУ - сн Т1 Б	4	12	ВН	96,6	3,7
ФУ - нн Т1	7	81	ВН	525	1,3
вн Т2 Бокон - нн Т2 Б	19	75	ВН	31,6	61,1
вн Т1,Т2 - нн Т1 Кумтор	4	46	ВН	31,6	13,3
вн Т1,Т2 - нн Т2 кумтор	4	46	ВН	31,6	13,3
Вн Т1,Т2 - нн Т1 Кв	5	100	ВН	135,5	3,9
Вн Т1,Т2 - нн Т2 Кв	5	100	ВН	135,5	3,9
Барскаун - нн Т1 Барск	2	22	ВН	31,6	6,6
Барскаун - нн Т2 барск	17	183	ВН	31,6	54,5
отп покровка - Фу Т1	30	30	ВН	50	59,8
Фу Т1 - сн Т1 Покр	6	19	ВН	96,6	6,1
Фу Т1 - нн Т1 покр	30	357	ВН	525	5,7
отп покровка - ФУ Т2	15	15	ВН	50	30
ФУ Т2 - сн Т2 покр	4	12	ВН	96,6	3,8
ФУ Т2 - нн Т2 покр	12	129	ВН	525	2,2
отп.Джети-Огуз - нн Т1 Джети	24	252	ВН	50,2	47,2
п.п Кумтор 2 - вн Южная 1	18	18	ВН	50	35,6
вн Южная 1 - Т1 сн	13	41	ВН	96	13,7
вн Южная 1 - Т1	5	56	ВН	525	1
п.п кумтор 3 - вн Южная 2	19	19	ВН	50	37
вн Южная 2 - Т2 сн	14	43	ВН	97	14
вн Южная 2 - Т2	5	57	ВН	525	1

Таблица 6.1 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название	I _{нач}	I _{кон}	Место	I _{доп_расч}	I/I _{доп}
сн АТ-1 ПС ИК - ПС Кочкор	193	188	ВН	510	37,8
сн АТ-1 ПС ИК - Улахол	64	61	ВН	510	12,5
Улахол - Ак-Терек	39	37	ВН	510	7,7
Ак-Терек - Бокомбаево	18	21	ВН	510	4
Бокомбаево - Каджи-Сай	32	36	ВН	510	7
Каджи-Сай - ПС Тамга 1СШ	59	64	ВН	510	12,5
сн АТ-2 ПС ИК - Тогуз-Булак	48	47	ВН	510	9,5
Тогуз-Булак - Бокомбаево-2	35	36	ВН	510	7
Бокомбаево-2 - Каджи-сай-2	29	31	ВН	510	6,1
Улахол - отп. Улахол	22	22	ВН	510	4,4
Тогуз-Булак - отп.Тогуз Б	15	14	ВН	330	4,4
Ак-Терек - отп.Ак-терек	23	23	ВН	265	8,7
Каджи-Сай - отп.Бокомбаево	29	29	ВН	510	5,7
Каджи-сай-2 - отп.Бокомбаево 2	31	31	ВН	510	6,1
отп.Бокомбаево - ПС Тамга 1СШ	18	21	ВН	510	4,1
ПС Тамга 1СШ - п.п Кумтор	46	39	ВН	390	11,8
СШ 1 ИК - вн АТ-1 Тамга	151	146	ВН	690	21,8
ПС Тамга 2 СШ - Барскаун	289	289	ВН	510	56,7
Барскаун - Покровка	270	268	ВН	510	52,9
Покровка - отп.покровка	34	35	ВН	510	6,8
Покровка - Джети-Огуз	245	244	ВН	510	48,1
Джети-Огуз - отп.Джети-Огуз	24	24	ВН	265	8,9
Джети-Огуз - Пржевальск 110	221	221	ВН	510	43,4
Пржевальск 110 - Восточная	55	55	ВН	390	14,2
Пржевальск 110 - Кун-Батыш	120	119	ВН	510	23,5
Кун-Батыш - Пристань	90	90	ВН	510	17,7
Пристань - Пристань Вн	90	89	ВН	510	17,6
Пристань Вн - Тюп	42	44	ВН	510	8,7
Тюп 2 - Курменты	62	62	ВН	510	12,2
Курменты - вн Т-1 Курменты	29	22	ВН	510	5,8
Курменты - Ой-Тал	81	82	ВН	510	16,1
Ой-Тал - Ананьево	97	98	ВН	510	19,3
Григорьевка - Ананьево	164	163	ВН	510	32,2
Григорьевка - Комсомол 2	179	180	ВН	510	35,3
Комсомол 2 - отп.Комсом	87	87	ВН	510	17,1
Комсомол 2 - Бостери	93	94	ВН	510	18,5
отп.Комсом - отп.Бостери	108	109	ВН	510	21,3
отп.Бостери - Чолпон-Ата 1СШ	119	119	ВН	510	23,4
Бостери - Чолпон-ата 2 СШ	123	124	ВН	510	24,3
Чолпон-Ата 1СШ - отп Долинка	115	115	ВН	510	22,6
Чолпон-ата 2 СШ - Долинка	145	145	ВН	510	28,4
отп Долинка - Чок-Тал	121	121	ВН	510	23,7
Долинка - Тору -Айгыр	151	151	ВН	510	29,7
Чок-Тал - отп ТА	133	134	ВН	510	26,2

Продолжение таблицы 6.1

Тору -Айгыр - Сары камыш	150	150	ВН	510	29,4
отп ТА - отп Сары камыш	148	148	ВН	510	29,1
Сары камыш - Промышленная	155	155	ВН	510	30,4
отп Сары камыш - отп Промышлен.	154	154	ВН	510	30,2
Промышленная - вн Т1 Пр	11	11	ВН	510	2,1
отп Промышлен. - вн Т2 Пр	11	11	ВН	510	2,1
Промышленная - Пионерская	165	166	ВН	510	32,5
отп Промышлен. - отп Пионерская	164	164	ВН	510	32,2
Пионерская - вн Т1 П	35	35	ВН	510	6,9
отп Пионерская - Вн Т2 п	56	56	ВН	510	10,9
Пионерская - сн АТ-1 ПС ИК	199	199	ВН	510	39,1
отп Пионерская - сн АТ-2 ПС ИК	217	218	ВН	510	42,7
Бокомбаево-2 - вн Т1 Бокон	10	10	ВН	265	3,9
Бокомбаево - вн Т2 Бокон	19	19	ВН	265	7,3
п.п Кумтор 2 - нагр.АШ-КС	15	13	ВН	390	4
п.п кумтор 3 - Кумтор Нижняя	18	19	ВН	450	4,1
Кумтор Нижняя - Кумтор верхняя	10	11	ВН	450	2,3

2.3.1 Анализ ремонтного режима после присоединения ПС Южная с отключением одного элемента в сети (n-1)

Рассмотрим послеаварийный и ремонтный режим рассмотренные до присоединения подстанции 110/35 кВ «Южная» являющие характерным режимом, отключение одного автотрансформатора АТ1 на ПС 220/110 кВ «Ыссык-Кульская». Результат расчета приведены ниже в таблице и в приложении 1.

А также проведем расчет режима с отключением одной из СШ на ПС 220/110 кВ «Ыссык-кульская» (таблица 7).

Таблица 7 - Аварийный режим энергосистемы (п-1)

№ п/п	Наименование аварийного режима	Результаты режима
1	Отключение ЛЭП 220 кВ на ПС 220 кВ “Ыссык-Кульская”	Превышение тока на 120,6% АТ- 1 ПС Ыссык-Куль 220 кВ
2	Отключение АТ- 1 на ПС 220 кв “Ыссык-Кульская”	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах
3	Отключение Т-1 на ПС Покровка	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах
4	Отключение трансформатора Т-1 на ПС “Каджи-Сай”	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах

По результатам расчетов в ПК RastrWin, с присоединением новой подстанции “Южная” в Ыссык-Кульскую энергосистему, были сделаны 4 случая аварийного режима с отключением одного элемента в сети. Превышение допустимого значения по току выявлено лишь в одном случаи, когда отключается ЛЭП 220 кВ. При этом перегружается автотрансформатор АТ – 2 на 120,6%, что недопустимо. В остальных случаях токи всех ЛЭП и трансформаторов, находятся в предельно допустимом уровне.

Мероприятия по снижении токовой перегрузки автотрансформатора приведены в пункте 2.2.3, как для схемы до присоединения новой подстанции.

2.3.2 Анализ ремонтного режима после присоединения ПС Южная с отключением двух элементов в сети (n-2)

Аналогично проведем расчет аварийного режима в ПК RastrWin для схемы с присоединением новой подстанции “Южная”. Отключается два элемента в сети. Результаты расчетов приведено в таблице ниже.

Таблица 8- Аварийный режим энергосистемы (n-2)

№ п/п	Наименование аварийного режима	Результаты режима
1	Отключение ЛЭП 220 кВ и АТ- 2 на ПС 220 кВ “Ыссык-Кульская”.	Превышение тока на 114,8% АТ- 1 ПС Ыссык-Куль 220 кВ
2	Отключение ЛЭП 110 кВ отп.Бокомбаево и Т-1 на ПС Бокомбаево	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах
3	Отключение Т-1 на ПС Бостери и отключение ЛЭП 110 кВ отп.Комсомол-Бостери	Токовая загрузка элементов сети и уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах

В режиме (n-2) все элементы сети находились в предельно допустимом уровне, лишь в одном случае перегрузился автотрансформатор АТ-1 на 114,8%, и поэтому были приняты мероприятия по устранению проблемы, которые приведены в пункте 2.2.3.

Вывод: При отключении автотрансформатора АТ1 и ЛЭП 220 кВ в режимах (n-1) и (n-2) на ПС 220 кВ «Ыссык-Кульская» наблюдалась загрузка элементов рассматриваемой части энергосистемы. Были приняты мероприятия по снижению токовой загрузки. Предложено заменить АТДЦТН-200000/220 на более мощный АТДЦТН 250000/220 кВ.

Напряжения во всех узлах регулировались на ПС 220 кВ «Ыссык-Куль» с помощью РПН автотрансформаторов АТ1 и АТ2 (отпайки РПН – 5). Перетоки мощности по автотрансформаторам направлены от генераторов к ШБМ, поэтому, подключение новой подстанции 110/35 кВ «Южная» повлияло положительно (нагрузка на новой подстанции забирает себе часть нагрузок тем самым разгружая автотрансформатора) и ранее загруженный автотрансформатор разгрузился до 99,6 % (до присоединения токовая разгрузка АТ-2 был 107,6%).

2.4 Анализ статической аperiodической устойчивости энергосистемы до и после присоединения ПС Южная. Расчет коэффициента запаса и максимального допустимого перетока

В процессе управления режимами энергосистем обязательным критерием является соблюдение нормативных требований по устойчивости энергосистем при возмущениях. Для этого используют значения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, а именно, значение максимально допустимого перетока активной мощности.

Максимально допустимый переток (далее МДП) – наибольший переток активной мощности в контролируемом сечении, определяемый диспетчерским центром и обеспечивающий допустимые параметры режима, как в нормальной схеме, так и в ремонтной, а в послеаварийных режимах после нормативных возмущений.

Нормативными возмущениями называют наиболее тяжелые возмущения, учитываемые требованиями к устойчивости энергосистем. Также их учет необходим для определения МДП и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

При контроле над соблюдением нормативных требований к устойчивости энергосистем в разных условиях используются разные параметры режима в качестве контролируемых параметров. К ним относятся токовые загрузки ЛЭП и другого сетевого оборудования, напряжения в узлах

электрической сети, либо разность углов между векторами напряжения по разным концам ЛЭП.

2.5 Траектория утяжеления и утяжеление режима

Траекторию утяжеления используют для выполнения утяжеления режима и, в частности, для определения МДП в контролируемом сечении по условию статической устойчивости энергосистемы. Она задается в виде совокупности изменений параметров режима на каждом шаге утяжеления. Эти изменения приводят к увеличению перетока активной мощности в контролируемом сечении.

В качестве параметров электроэнергетического режима используют:

- Активную и реактивную мощности нагрузки в узле или совокупности узлов. При использовании активной мощности в качестве параметра режима необходимо дополнять траекторию утяжеления изменением реактивной мощности в данном узле. При отсутствии фактических данных об изменении реактивной мощности нагрузки, ее изменение в узле необходимо принимать пропорционально изменению активной мощности с сохранением коэффициента мощности ($\cos \varphi$);

- Активную мощность генерации в узле или совокупности узлов.

При выборе активной мощности в качестве параметра генерации:

- Необходимо изменять в приоритетном порядке активную мощность в узлах, моделирующих электрические станции;

- Рекомендуется изменять активную мощность генерации на электрических станциях, удаленных от рассматриваемого контролируемого сечения.

Траектории утяжеления задаются сбалансированными, то есть каждому приращению активной мощности нагрузки должно соответствовать приращение активной мощности генерации. Данное действие делается для того, чтобы исключить неконтролируемое изменение баланса мощности в

балансирующем узле, а также, чтобы достичь предела по статической устойчивости в неконтролируемых сечениях.

- При использовании в качестве параметра режима активную мощность генерации необходимо контролировать соответствие максимальных и минимальных пределов генерируемой активной мощности. При необходимости, в процессе утяжеления следует выполнять корректировку максимальной и минимальной реактивной мощности с учетом PQ- диаграммы генератора и требуемого состава генерирующего оборудования. Если значения параметров утяжеления не будут соответствовать режиму работы генерирующего оборудования, то необходимо повторно выполнить утяжеление пошагово или изменить траекторию утяжеления.

При проведении утяжеления режима рекомендуется рассматривать не менее трех траекторий, которые характерны для контролируемого сечения и различаются перераспределением активной реактивной мощности между узлами, находящимися по разные стороны от рассматриваемого сечения. Эти узлы называются узлами утяжеления. В качестве рассматриваемой траектории следует принять ту траекторию, которой соответствует наименьший предельный переток по условиям статической устойчивости энергосистемы. Допускается использовать расчетную траекторию, полученную для нормальной схемы, при проведении расчетов утяжеления по определению перетока активной мощности в сечении для ремонтных и послеаварийных схем. Исключение составляют те схемы, где изменение топологии приводит к существенному перераспределению перетоков мощности.

2.5.1 Критерии определения МДП

В методических указаниях по устойчивости энергосистем четко прописано, что МДП должен соответствовать следующим критериям:

- Коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной схеме должен быть равен как минимум 20%.

Тогда величина допустимого перетока активной мощности, согласно первому критерию, будет определяться по следующей формуле:

$$P_{\text{дон}1} = (1 - K_{\text{зан}1}) \cdot P_{\text{пред}} - \Delta P_{\text{но}} = 0,8 \cdot P_{\text{пред}} - \Delta P_{\text{но}}, \quad (6)$$

где $P_{\text{дон}1}$ - допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении для нормальной схемы (МВт);

$K_{\text{зан}1}$ - нормативный (20 %) коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности;

$P_{\text{пред}}$ - предельный по статической апериодической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт).

- Коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки энергосистеме в нормальной или ремонтной схеме должен быть не менее 15%.

Согласно второму критерию, величина допустимого перетока активной мощности рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{дон}2} = P(U_{\text{дон}}) - \Delta P_{\text{но}}, \quad (7)$$

где $U_{\text{дон}}$ - допустимое напряжение в узле нагрузки в нормальной схеме (кВ).

$P(U_{\text{дон}})$ - переток активной мощности в контролируемом сечении, соответствующий допустимому напряжению в контролируемых узлах (МВт).

Для определения допустимого напряжения, нужно воспользоваться формулой:

$$U_{\text{дон}} = \frac{U_{\text{кр}}}{(1 - K_{\text{зан}2})} = \frac{U_{\text{кр}}}{0,85}, \quad (8)$$

где $U_{\text{кр}}$ - критическое напряжение в узле нагрузки (кВ);

$K_{\text{зан}2}$ - нормативный (15%) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки.

Величину критического напряжения принимают $0,7 \cdot U_{ном}$, где $U_{ном}$ - это номинальное напряжение электрической сети.

- Коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийных режимах работы энергосистемы при нормативных возмущениях – не менее 8%.

МДП, для данного критерия, рассчитывается по формуле:

$$P_{донЗ} = P_{д/ав}(P_{н/ав}) - \Delta P_{но} + \Delta P_{ПА}, \quad (9)$$

где $P_{донЗ}$ - допустимый переток активной мощности;

$P_{д/ав}$ - переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт);

$P_{н/ав}$ - переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт);

$P_{д/ав}(P_{н/ав})$ - переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий перетоку активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт);

$\Delta P_{ПА}$ - приращение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении за счет реализации управляющих воздействий от устройств и комплексов противоаварийной автоматики (МВт).

Для определения перетока активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения воспользуемся формулой:

$$P_{н/ав} = (1 - K_{занЗ}) \cdot P_{н/ав}^{пред} = 0,92 \cdot P_{н/ав}^{пред}, \quad (10)$$

где $K_{занЗ}$ - нормативный (8%) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности;

$P_{н/ав}^{пред}$ - предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме после нормативного возмущения (МВт).

- Коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях должен быть не менее 10%. Рассчитывается по формуле:

$$P_{\partial on4} = P_{\partial /ав} (U_{n/ав}^{\partial on}) - \Delta P_{но} + \Delta P_{ПА}, \quad (11)$$

где $P_{\partial on4}$ - допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения нормативного (10%) коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в контролируемом сечении в послеаварийном режиме (МВт);

$P_{\partial /ав}$ - переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт);

$U_{n/ав}^{\partial on}$ - допустимое напряжение в узле нагрузки в послеаварийном режиме (кВ);

$P_{\partial /ав} (U_{n/ав}^{\partial on})$ - переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, который соответствует допустимому напряжению в контролируемых узлах в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт).

Для определения допустимого напряжения в послеаварийном режиме, нужно воспользоваться формулой:

$$U_{n/ав}^{\partial on} = \frac{U_{кр}}{(1 - K_{зан4})} = \frac{U_{кр}}{0,9}, \quad (12)$$

где $U_{кр}$ - критическое напряжение в узле нагрузки (кВ);

$K_{зан4}$ - нормативный (10 %) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле нагрузки.

- При нормативных возмущениях динамическая устойчивость не должна нарушаться;

- Токовые нагрузки электросетевых элементов, а также генерирующего оборудования не должны превышать длительно допустимых значений в нормальной или ремонтной схеме и аварийно допустимых

значений на время , не больше 20 минут, значений в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях. МДП определяется по формуле:

$$P_{\partial on5} = P_{\partial / a\partial} (I_{n/a\partial}^{\partial on}) - \Delta P_{HO} + \Delta P_{ПА}, \quad (13)$$

где $P_{\partial on5}$ - допустимый переток активной мощности по критерию обеспечения допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт);

$P_{\partial / a\partial}$ - переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме (МВт);

$I_{n/a\partial}^{\partial on}$ - допустимая токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийном режиме (А);

$P_{\partial / a\partial} (I_{n/a\partial}^{\partial on})$ - переток активной мощности в контролируемом сечении в доаварийном режиме, соответствующий допустимой токовой нагрузке линий электропередачи и электросетевого оборудования в послеаварийных режимах после нормативных возмущений (МВт).

Для определения величины амплитуды нерегулярных отклонений активной мощности в контролируемом сечении используют формулу:

$$\Delta P_{HO} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{H1} \cdot P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}}, \quad (14)$$

где ΔP_{HO} - амплитуда нерегулярных отклонений активной мощности в контролируемом сечении (МВт);

P_{H1}, P_{H2} - активная мощность потребления энергосистемы (части энергосистемы или совокупности энергосистем) с каждой из сторон рассматриваемого сечения (МВт);

K - коэффициент, характеризующий способ регулирования перетока активной мощности в контролируемом сечении, применяется равным 1,5, т.к. регулирование производится оперативно.[7]

2.5.2 Определение МДП и коэффициента запаса для аварийного режима

В аварийном режиме, в контролируемом сечении коэффициент запаса по статической апериодической устойчивости должен быть не менее 8%.

Проведем расчет для первого контролируемого сечения. Для утяжеления будем использовать найденную ранее траекторию утяжеления. Утяжеление проводится после нормативных возмущений, произошедших в сети, в результате чего в послеаварийном режиме некоторые линии отключаются.

В процессе утяжеления некоторые сетевые элементы имеют перегрузку по току. Так как в работе происходит исследование сечения, перегрузку других сетевых элементов не учитываем. Однако в более детальном проектировочном расчете следует принимать данный факт во внимание. Рассчитаем коэффициент запаса по статической апериодической устойчивости по формуле 15 и МДП по формуле 9 для отключения ЛЭП 220 кВ.

1 случай отключения:

$$\Delta P_{HO} = K \cdot \sqrt{\frac{P_{H1} \cdot P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}} = 1,5 \cdot \sqrt{\frac{35 \cdot 568}{35 + 568}} = 8,61 \text{ MBm}.$$

$$K_3 = \frac{P_{\text{ПРЕД}} - \Delta P_{HO} - P_0}{P_0} = \frac{1701 - 8,61 - 1169}{1169} = 44,77\%.$$

$$P_{n/ав} = (1 - K_{\text{зан3}}) \cdot P_{n/ав}^{\text{пред}} = 0,92 \cdot P_{n/ав}^{\text{пред}} = 0,92 \cdot 1701 = 1564,92 \text{ MBm},$$

$$P_{\text{дон3}} = P_{\text{д/ав}}(P_{n/ав}) - \Delta P_{HO} + \Delta P_{\text{ПА}} = 1564,92 - 8,61 = 1556,3 \text{ MBm}.$$

Коэффициент запаса удовлетворяет требованиям. Данные режима представлены в приложении 5 рисунок 3.

Вывод: В ходе расчета утяжеления для послеаварийных режимов контролируемых сечений были определены коэффициенты запаса и МДП. Значения оказались в нормальных пределах, а, следовательно, не требуется дополнительных мероприятий по повышению статической апериодической устойчивости в послеаварийном режиме.

III Перспективная схема к 2020 году, проектирование ПС 110 Южная

3 Выбор главных схем электрических соединений подстанции

Схемы РУ ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей должны обеспечить ряд требований:

1. Надежность транзита мощности через подстанции в нормальном режиме и послеаварийных режимах;
2. Простота, наглядность, экономичность, возможность восстановления питания в послеаварийных ситуациях по средствам автоматики;
3. Возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы.

ПС «Южная» является тупиковым транзитным, на стороне РУВН выбираем схему 4Н (Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий).

РУНН 10 кВ и РУСН 35 кВ подстанции выполняем по схемам №10(6)-1 одна, секционированная выключателями, система шин. Такая схема обеспечивает надежность обеспечения потребителей электроэнергией при выводе один трансформатор в ремонт, так их повреждения и создание послеаварийных режимов работы.

3.2 Выбор силовых трансформаторов

Выбор количества трансформаторов зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от ПС потребителей.

В практике проектирования на ПС рекомендуется, как правило, установка двух трансформаторов.

– в качестве первого этапа сооружения двухтрансформаторной ПС. При этом на период работы одного трансформатора должно быть обеспечено

резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения;

– для питания потребителей, допускающих перерыв электроснабжения на время, достаточное для замены поврежденного трансформатора (например, насосные станции орошения земель).

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов. Несмотря на то, что на большинство новых подстанций на первом этапе устанавливается по одному трансформатору, удельный вес двух трансформаторных подстанций растет. Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке эксплуатации подстанции.

Выбор мощности трансформаторов классов напряжения до 110 кВ включительно производится согласно стандарту 14209—97. В соответствии со стандартом в аварийных случаях трансформаторы классов напряжения до 110 кВ включительно допускают перегрузку в 1,4 номинальной мощности. Перегрузка допускается на время максимума нагрузки продолжительностью не более 4 ч в сутки при условии, что предшествующая нагрузка составляла не более 0,8 номинального значения и температура охлаждающего воздуха во время перегрузки $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Поэтому для двухтрансформаторной ПС при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого трансформатора должна быть не выше $0,7 P_{\text{ав}}$ но не менее $P_{\text{max}}/2$.

При выборе трансформаторов следует также учесть климатические условия местности и категорию размещения оборудования при эксплуатации.

Классификация климатических исполнений:

У — районы с умеренным климатом (до -40°C);

УХЛ — районы с умеренно-холодным климатом (до -60°C);

Т — районы с тропическим климатом.

Классификация категорий размещения оборудования при эксплуатации:

1 — установка на открытом воздухе;

2 — установка под навесом или в помещении, где имеется доступ наружного воздуха;

3 — установка в закрытом помещении с естественной циркуляцией воздуха;

4 — установка в закрытом помещении с искусственно регулируемые климатическими условиями;

5 — установка в закрытом помещении с повышенной влажностью.

Суммарная установленная мощность трансформаторов должна удовлетворять условиям:

$$S_{\text{Тном}} \geq \frac{P_{\text{max}} \cdot k_{I-II}}{k_{\text{пер}} \cdot \cos \varphi \cdot (n-1)}$$

k_{I-II} -коэффициент участия потребителей

$k_{I-II} = 1$ так, как отсутствует потребители 3-й категории

$k_{\text{пер}}$ -коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов

$k_{\text{пер}} = 1,4$ для двухобмоточного трансформатора

n -число трансформаторов

$n = 2$

$$S_{\text{тр.расч.}} = \frac{S_{\text{max}} \cdot K_{I-II}}{K_{\text{пер}} \cdot (n-1)} = \frac{15}{1,4 \cdot 1} = 10,714 \text{ MVA}$$

Выбираем 2 трансформатора стандартного типа

ТДТН-10000/110 [СТО 15352615-012-2011 СВЭЛ], $S_{\text{ном}} = 10 \text{ MVA}$.

Расшифровка выбранного трансформатора ТДТН-10000/110 УХЛ-1:

Т – трехфазный трансформатор;

Д – система охлаждения дутьем;

Т –трехобмоточный;

Н – под нагрузкой РПН;

10000 – номинальная мощность, MVA;

110 – класс напряжения обмотки ВН, кВ;

УХЛ – районы с умеренно-холодным климатом (до -60°C);

1 – установка на открытом воздухе.

3.3 Расчет режимов короткого замыкания

Коротким замыканием (КЗ) называют всякое, электрическое соединение различных точек (фаз) электроустановки между собой или с землей, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима

При КЗ резко возрастают токовые нагрузки, что, во-первых, вызывает значительное увеличение сил электродинамического взаимодействия между проводниками и токоведущими частями электроустановок и может привести к механическому повреждению электрооборудования. Во-вторых, приводит к увеличению потерь в проводниках и контактах и их повышенному нагреву. Это может вызвать термическое повреждение как самих токоведущих частей, так и изоляции, оплавление и выгорание контактов.

Расчеты токов короткого замыкания производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки установок релейной защиты и автоматики. Различают 4 вида короткое замыкание: однофазное, двухфазное, двухфазное на землю и трехфазное. Среди них самыми опасными является трехфазное короткое замыкание, т.к. в этом случае три фазы перекрывается и ток достигает на максимальное значение. Требованием коммутационным выключателям является способность отключить тока при трехфазном коротком замыкание, именно из этого соображения достаточно рассчитать ток трехфазного короткого замыкание в проектирование подстанции.

Расчет проводим для 3-х случай для ПС «Южная» в ПК Rastr.RZ, когда короткое замыкание происходит на шине 110 кВ (РУВН), на шине 35 кВ (РУСН) и на шине 6 кВ (РУНН).

Схема для расчета КЗ представлен на рисунке 3. И отчет протокола приведен в таблице 9 ниже.

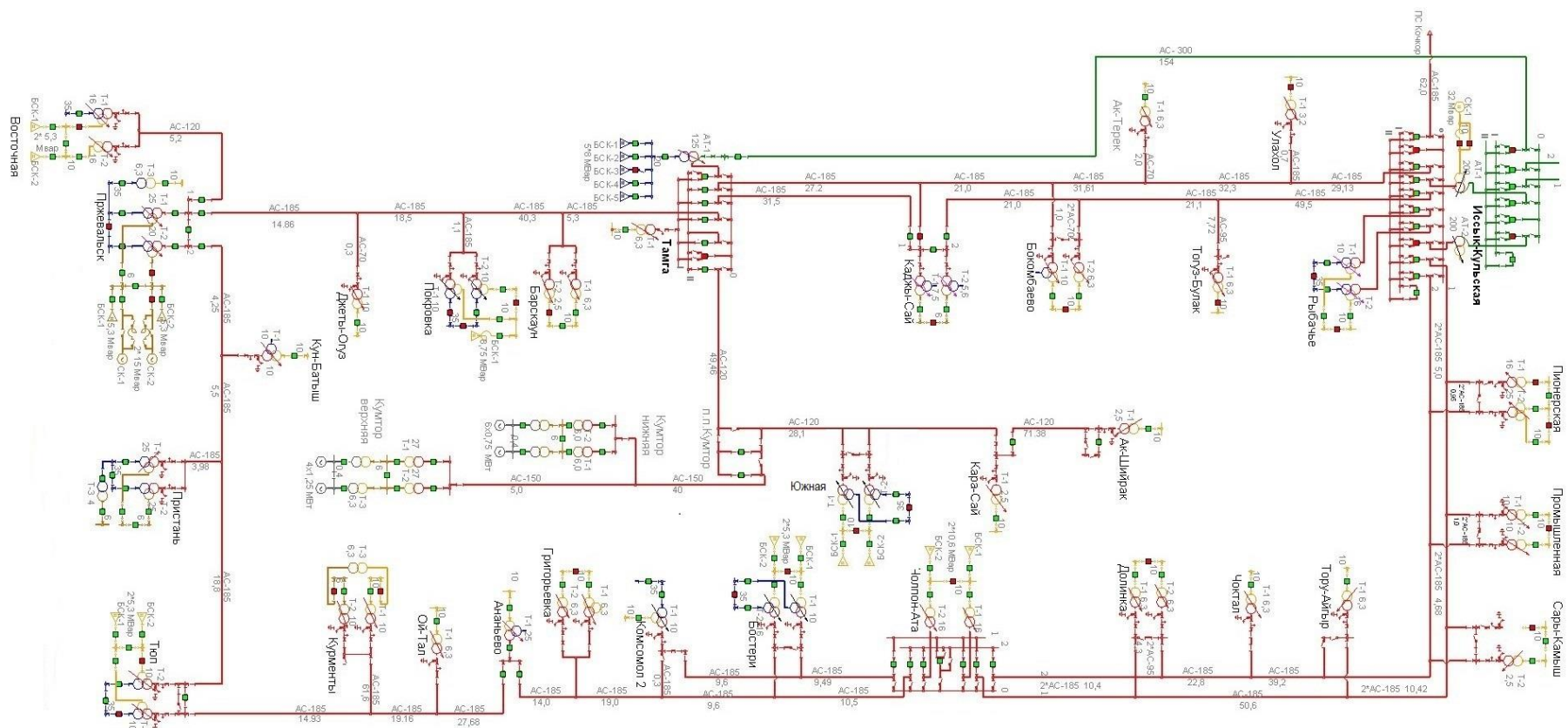


Рисунок 3 – Схема для расчета токов короткого замыкания для ПС “Южная”

Таблица 9 – Результаты расчетов тока короткого замыкания на ПС “Южная”

```

|-----|
[ 178 ][ вн Южная 1 ]
|----- < Шунт > -----
U = 129,671/_-0,305
Z1= 20,142+j180,922      Z2= 20,142+j180,922      Z0= 4,931+j0,434
----- < 3φ > -----

                                I_1 = 0,411/_-83,952   I_2 = 0/_0      3xI_0 = 0/_0
[ 178 : 150 : 0 ] [ п.п Кумтор 2 - вн Южная 1      ]      I_a = -0,411/_-83,952   I_1 = -0,411/_-
83,952      I_2 = 0/_0      3xI_0 = 0/_0
[ 178 : 180 : 0 ] [ вн Южная 1 - Т1 сн              ]      I_a = 0/_0      I_1 = 0/_0      I_2 = 0/_0
3xI_0 = 0/_0
[ 178 : 182 : 0 ] [ вн Южная 1 - Т1                  ]      I_a = 0/_0      I_1 = 0/_0      I_2 = 0/_0
3xI_0 = 0/_0
----- < 1φ > -----

                                I_1 = 0,205/_-83,191   I_2 = 0,205/_-83,191   3xI_0 =
0,615/_-83,191
[ 178 : 150 : 0 ] [ п.п Кумтор 2 - вн Южная 1      ]      I_a = -0,411/_-83,981   I_1 = -0,205/_-
83,191      I_2 = -0,205/_-83,191   3xI_0 = 0,017/_-17,019
[ 178 : 180 : 0 ] [ вн Южная 1 - Т1 сн              ]      I_a = -0,203/_-78,164   I_1 = 0/_0      I_2 = 0/_0
3xI_0 = -0,609/_-78,164
[ 178 : 182 : 0 ] [ вн Южная 1 - Т1                  ]      I_a = 0,012/_-15,296   I_1 = 0/_0      I_2 = 0/_0
3xI_0 = 0,037/_-15,296
|-----|
[ 180 ][ Т1 сн ]
|----- < Шунт > -----
U = 42,652/_-0,305
Z1= 2,72+j19,575      Z2= 2,72+j19,575      Z0= 0+j0
----- < 3φ > -----

                                I_1 = 1,246/_-82,394   I_2 = 0/_0      3xI_0 = 0/_0
[ 180 : 178 : 0 ] [ вн Южная 1 - Т1 сн              ]      I_a = -1,246/_-82,394   I_1 = -1,246/_-82,394
I_2 = 0/_0      3xI_0 = 0/_0

```

Продолжение таблицы 9

```

[ 180 : 181 : 0 ] [ T1 сн - T2 сн ] I_a = 0/_ 0 I_1 = 0/_ 0 I_2 = 0/_ 0 3xI_0 =
0/_ 0
----- < 1φ > -----

I_1 = 0,623/_ -82,394 I_2 = 0,623/_ -82,394 3xI_0 = 1,869/_
-82,394

[ 180 : 178 : 0 ] [ вн Южная 1 - T1 сн ] I_a = -1,246/_ -82,394 I_1 = -0,623/_ -82,394
I_2 = -0,623/_ -82,394 3xI_0 = 0/_ 0

[ 180 : 181 : 0 ] [ T1 сн - T2 сн ] I_a = 0/_ 0 I_1 = 0/_ 0 I_2 = 0/_ 0 3xI_0 =
0/_ 0
|-----|

[ 182 ][ T1 ]
|----- < Шунт > -----
U = 11,775/_ -0,305
Z1= 0,207+j2,174 Z2= 0,207+j2,174 Z0= 0+j0
----- < 3φ > -----

I_1 = 3,113/_ -84,857 I_2 = 0/_ 0 3xI_0 = 0/_ 0

[ 182 : 178 : 0 ] [ вн Южная 1 - T1 ] I_a = -3,113/_ -84,857 I_1 = -3,113/_ -84,857
I_2 = 0/_ 0 3xI_0 = 0/_ 0

[ 182 : 183 : 0 ] [ T1 - T2 ] I_a = 0/_ 0 I_1 = 0/_ 0 I_2 = 0/_ 0 3xI_0 =
0/_ 0
----- < 1φ > -----

I_1 = 1,557/_ -84,857 I_2 = 1,557/_ -84,857 3xI_0 = 4,67/_ -
84,857

[ 182 : 178 : 0 ] [ вн Южная 1 - T1 ] I_a = -3,113/_ -84,857 I_1 = -1,557/_ -84,857
I_2 = -1,557/_ -84,857 3xI_0 = 0/_ 0

[ 182 : 183 : 0 ] [ T1 - T2 ] I_a = 0/_ 0 I_1 = 0/_ 0 I_2 = 0/_ 0 3xI_0 =
0/_ 0
|-----|

```

Рассчитаем ударные токи КЗ на РУВН, РУСН и РУНН:

Ударный ток КЗ на РУВН:

$$i_{y\partial} = I_{\Pi} \cdot \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} = 2,298 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,772 = 5,759 \text{ кА};$$

$I_{\Pi} = 2,298 \text{ кА};$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ на РУВН;

$$k_{y\partial} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3R_{\text{экв}}}{X_{\text{экв}}}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3 \cdot 0,822}{9,31}} = 1,772$$

–коэффициент ударного тока на РУВН,

где, $R_{\text{экв}} = 0,822 \text{ Ом}; X_{\text{экв}} = 9,31 \text{ Ом}$ (см. рисунок 6)

Ударный ток КЗ на РУНН:

$$i_{y\partial} = I_{\Pi} \cdot \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} = 7,914 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,773 = 19,844 \text{ кА};$$

$I_{\Pi} = 7,914 \text{ кА};$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ на РУНН;

$$k_{y\partial} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3R_{\text{экв}}}{X_{\text{экв}}}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3 \cdot 0,069}{0,784}} = 1,773$$

–коэффициент ударного тока на РУНН.

где, $R_{\text{экв}} = 0,069 \text{ Ом}; X_{\text{экв}} = 0,784 \text{ Ом}$ (см. рисунок 6)

Апериодическая составляющая тока к моменту времени $\tau = 0,04 + 0,01 = 0,5 \text{ с}$ определяется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{\Pi, \tau, \Gamma} e^{-\tau / Ta},$$

где,

Ta – затухающий экспонент аperiodической составляющей тока КЗ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов.

Для РУВН:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{\Pi} e^{-\tau / Ta} = \sqrt{2} \cdot 2,298 \cdot e^{-0,05 / 0,036} = 0,81 \text{ кА}.$$

$$Ta = \frac{X_{\text{экв}}}{2\pi f \cdot R_{\text{экв}}} = \frac{9,31}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,822} = 0,036 \text{ с}.$$

Для РУНН:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{II} e^{-t/Ta} = \sqrt{2} \cdot 7,914 \cdot e^{-0,05/0,036} = 2,8 \text{ кА.}$$

$$Ta = \frac{X_{\text{экв}}}{2\pi f \cdot R_{\text{экв}}} = \frac{0,784}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,069} = 0,036 \text{ с.}$$

3.4. Выбор электрических аппаратов и токопроводов

Выбор сборных шин на РУВН-110 кВ. В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений проверке по экономической плотности тока не подлежат. Сечение сборных шин принимается по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах.

Со стороны ВН принимают ток величиной:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{25,6^2 + 14,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,154 \text{ кА};$$

$$I_{\text{max}} = k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{норм}} = 1,4 \cdot I_{\text{норм}} = 1,4 \cdot 0,154 = 0,215 \text{ кА};$$

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки трансформаторов;

По табл. П 3.3 [Рожкова] принимаю ориентировочно провод АС-120/19, для которого

$$I_{\text{доп}} = 390 \text{ А} > I_{\text{max}} = 215 \text{ А};$$

Сечение провода $q = 120 \text{ мм}^2$, диаметр $d = 1,52 \text{ см}$, радиус $r_0 = 0,76 \text{ см}$. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между ними $D = 250 \text{ см}$. [Рожков]

Проверка на термическое действие тока к.з. не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка шин на электродинамическое действие тока к.з. (проверка на схлестывание) не производится, так как $I_{\text{по}}^3 = 16,14 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$

Проверка по условиям коронирования:

Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,368 \text{ кВ / см};$$

$m = 0,82$ – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода

Максимальное значение напряжённости электрического поля вокруг нерасщепленного провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{cp}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{\text{эк}}}} = \frac{0,354 \cdot 110 \cdot 1,05}{2 \cdot 0,76 \lg \frac{315}{5,513}} = 15,31 \text{ кВ / см};$$

$$r_{\text{эк}} = \sqrt{a \cdot r_0} = \sqrt{40 \cdot 0,76} = 5,514 \text{ см}$$

$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 250 = 315 \text{ см}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз.

Провода не будут коронировать, если $1,07E \leq 0,9E_0$.

$$1,07 \cdot E = 16,38 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot E_0 = 30,031 \text{ кВ/см},$$

Условия выполняется, в проводе короны не образуется, выбираем провод АС-120/19.

Таким же образом выбираем сборные шины для РУСН и занесем в таблицу 2.2.

Выбор сборные шины на РУНН 6 кВ. В КРУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках.

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току).

Со стороны НН принимают ток величиной:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{5,2^2 + 2,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 0,568 \text{ кА};$$

$$I_{\text{max}} = k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{норм}} = 1,4 \cdot I_{\text{норм}} = 1,4 \cdot 0,568 = 0,795 \text{ кА};$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, принимаем двух полосные шины $2 \times (60 \times 6) \text{ см}^2$ $I_{\text{доп.ном}} = 1350 \text{ А}$ [3, табл. ПЗ.4].

Проверка по условию нагрева в продолжительном режиме.

$$I_{\text{max}} = 795 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1669 \text{ А} – \text{провода проходят.}$$

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \sqrt{\frac{t_{\text{доп}} - t_{\text{воз}}}{t_{\text{доп}} - t_{\text{ном}}}} = 1350 \sqrt{\frac{70 - 1,2}{70 - 25}} = 1669 \text{ А};$$

Где,

$t_{доп} = 70^{\circ}\text{C}$ -допустимая температура нагрева продолжительного режима (по ПУЭ для шин принято $+70^{\circ}\text{C}$);

$t_{воз}$ - действительная температура воздуха (среднегодовая температура, $1,2^{\circ}\text{C}$);

$t_{ном} = 25^{\circ}\text{C}$ -номинальная температура.

Проверка шин на электродинамическую стойкость.

В большинстве конструкций шин механического резонанса не возникает. Поэтому ПУЭ не требуют их проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Выбор токоведущих частей от силовых трансформаторов до сборных шин 110 кВ. Связь силовых трансформаторов ТДТН-25000/110/35 с ОРУ 110 кВ выполняется гибким сталеалюминевым проводом АС.

Сечение выбирается по экономической плотности тока. При продолжительности использования максимальной нагрузки $T_{\max} = 7500$ часов экономически целесообразное плотность тока составляет $J_{э} = 1 \text{ А/мм}^2$ (по табл.

4.5 6). Тогда экономически целесообразное сечение:

$$q_{э} = \frac{I_{норм}}{J_{э} \cdot n} = \frac{154}{1 \cdot 2} = 77 \text{ мм}^2; \quad n - \text{количество цепей},$$

По [6, табл. 3.8] выбираю провод АС-95/16, для которого $I_{доп} = 330 \text{ А}$.

Проверка по условию нагрева в продолжительном режиме.

$$I_{\max} = 108 \text{ А} < I_{доп} = 330 \text{ А} - \text{провода проходят.}$$

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка провода на электродинамическое действие тока короткого замыкания (проверка на схлестывание) не производится, т. к. $I_{по} = 8,59 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$.

На наличии каронирования не проверяется т.к. проводников в фазе и их диаметр больше 70 мм^2 .

Окончательно принимаем провод АС-95/16 для токоведущих частей, идущих от силовых трансформаторов ТДТН-25000/110/35 до сборных шин 110 кВ.

Таким же образом выбираем провод для токоведущих частей, идущий от силового трансформатора до сборных шин 35 кВ, а также соединение трансформатора с КРУ 6-10 кВ и занесем в таблицу 2.2

Таблица 10 – Параметры гибких шин и токопроводов

Описание цепей	Каталожные параметры				
	Тип шины или проводника	$q_{ном}, мм^2$	$d, см$	$I_{max}, А$	$I_{доп}, А$
СШ РУВН- 110 кВ	АС-120/19	120	1,52	215	390
СШ РУСН-35 кВ	АС-240/32	240	2,16	502	610
СШ РУНН-6кВ	Двух полосная прямоугольная	2х60х6	-	795	1669
СШ РУВН-Т	АС-95/16	95	1,35	215	330
СШ РУСН-Т	АС-120/19	120	1,52	502	390
СШ РУНН-Т	2хАС-150/24	150	1,71	795	2х450

3.4.2 Выбор электрических аппаратов

Выбор выключателей и разъединителей.

Выключатели выбираются:

1. По напряжению установки.
2. По длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном};$
3. По отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию $I_{n,\tau} \leq I_{отк,ном}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2}\beta_{ном}I_{отк,ном} / 100,$

где $i_{a,ном}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ; апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = \tau_{з, \min} + \tau_{с, в};$$

здесь $\tau_{з, \min} = 0,01с$ – минимальное время действия релейной защиты;

$\tau_{с, в}$ – собственное время отключения выключателя.

$\beta_{\text{норм}}$ – допустимое содержание апериодической составляющей тока в токе отключения в %, которое определяется по кривой:

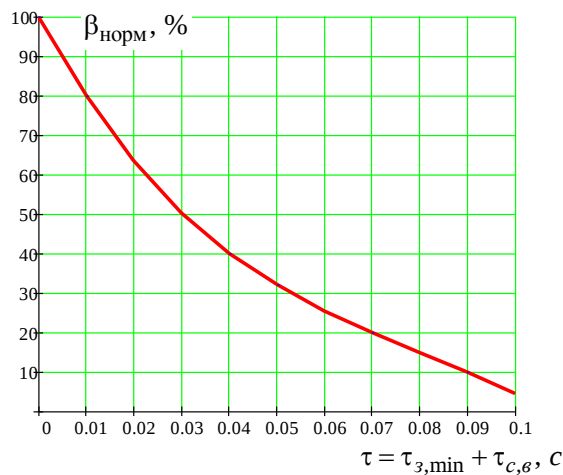


Рисунок 4 - Зависимость $\beta_{\text{норм}} = f(\tau)$

По выключающей способности проверка производится по условию

$$i_y \leq i_{вкл};$$

Где,

i_y - ударный ток в цепи выключателя;

$i_{вкл}$ - наибольший ток включения (по каталогу).

$i_{вкл} = 1,8\sqrt{2}I_{вкл}$, где $k_y = 1,8$ - ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

$$I_{n,0} \leq I_{вкл},$$

$I_{n,0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей) по каталогу.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{n,0} \leq I_{дин}; \quad i_y \leq i_{дин},$$

Где, $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

$B_K = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$ – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу,

Значения периодической и апериодической составляющих тока короткого замыкания берем из табл. 2.1

Таблица 10.1. Выключатели и разъединители на шинах РУВН-110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ЯЭ-110Л-23(13)УХЛ1	Разъединитель РНДЗ-110/630 УХЛ1
$U_{ном}=110$ кВ	$U_{ном}=110$ кВ	$U_{ном}=110$ кВ
$I_{max}=0,215$ кА	$I_{ном}=1250$ А	$I_{ном}=630$ А
$I_{пт}=4,32$ кА	$I_{отк ном}=40$ кА	-
$\tau_{отк}$ – время отключение с приводом, с	0,07	-
$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot 4,32 + 2,28 = 8,39$ кА;	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_n / 100) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,25) = 70,7$ кА;	-
$I_{п0}=4,27$ кА	$I_{дин}=40$ кА	-

Продолжение таблицы 10.1

$i_y=8,65 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=100 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$
$i_{a,\tau}=2,28$	$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2}\beta_{\text{ном}} I_{\text{отк,ном}} / 100 = -$ $= \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 40 / 100 = 14,14$	
$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 4,27^2 \cdot (0,036 + 0,07) = 1,932 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 10.2 Выключатели и разъединители на шинах РУСН-35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВВС-35П-20/1600УХЛ1	Разъединитель РНДЗ-35/1000 УХЛ1
$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}}=0,502 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}}=1600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}}=5,7 \text{ кА}$	$I_{\text{отк ном}}=20 \text{ кА}$	-
$\tau_{\text{отк}}$ – время отключение с приводом, с	0,075	-
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,7 + 3,98 = 12,1 \text{ кА};$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} \cdot (1 + \beta_n / 100) = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot (1 + 0,25) = 44,19 \text{ кА};$	-
$I_{\text{п0}}=5,7 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=25 \text{ кА}$	-
$i_y=13,82 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=64 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=63 \text{ кА}$
$i_{a,\tau}=3,98$	$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2}\beta_{\text{ном}} I_{\text{отк,ном}} / 100 = -$ $= \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 25 / 100 = 8,83$	
$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 5,7^2 \cdot (0,036 + 0,075) = 3,61 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 10.3. Выключатели и разъединители на шинах РУНН-6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭ-6-40/1600УЗ	Разъединитель РВФ-6/630 II УЗ
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}}=0,795 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}}=1600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}}=11,7 \text{ кА}$	$I_{\text{отк ном}}=40 \text{ кА}$	-

Продолжение таблицы 10.2

$\tau_{отк}$ – время отключение с приводом, с	0,075	-
$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 11, + 3,98 = 28,8$	$\sqrt{24} \cdot I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_n / 100) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,25) = 70,7 \text{ кА};$	-
$I_{п0}=5,7 \text{ кА}$	$I_{дин}=40 \text{ кА}$	-
$i_y=13,82 \text{ кА}$	$i_{дин}=128 \text{ кА}$	$i_{дин}=41 \text{ кА}$
$B_K=I_{по}^2 \cdot (t_{отк}+T_a)=11,7^2 \cdot (0,036+0,075)=15,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 16^2 \cdot 4 = 1024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.4.3 Выбор измерительных аппаратов

Выбор трансформаторов тока. Трансформаторы тока выбирают:

1. по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
2. по току $I_{ном} \leq I_{1ном}; I_{max} \leq I_{1ном}$;
3. по конструкции и классу точности;
4. по электродинамической стойкости $i_y \leq i_{дин}$;
5. по термической стойкости $B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер}$;
6. по вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2ном}$.

Выберем одинаковый тип трансформатора тока для присоединения измерительных приборов в цепи силового трансформатора.

Выбираем трансформатор тока типа ТФЗМБ-1У1. Определяем нагрузку по фазам, для этого сведем в таблицы сравнения расчетных и каталожных данных, а также отобразим в таблице 2.3.3.1 вторичную нагрузку трансформатора тока.

Таблица 10.4. – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		Фазы		
		А	В	С
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	САЗ-И680	2,5	-	2,5
Амперметр регистрирующий	Н-344	-	10	-
Ваттметр регистрирующий	Н-348	10	-	10
Итого		11,5	10	11,5

Таблица 10.5. – Выбор трансформатора тока в цепи силового трансформатора

Расчетные данные	Каталожные данные ТФЗМ110Б-1У1
$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$
$I_{max}=215 \text{ А}$	$I_{ном}=300 \text{ А}$
$i_{уд}=209,157 \text{ кА}$	Не проверяются
$B_K = I_{н0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 1,932 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$	-
$Z_2 = 0,853 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{11,5}{5^2} = 0,46 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} = 1,2 - 0,46 = 0,74 \text{ Ом,}$$

В качестве соединительных проводов принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина 20 м. Обмотки трансформаторов тока соединены в полную звезду. Поэтому $l_{расч} = l$.

Определяем сечение провода:

$$q_{пров} = \frac{\rho_{ал} l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{0,74} = 0,78 \text{ мм}^2,$$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил $q_{кат} = 5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности.

Тогда полная вторичная нагрузка:

$$Z_2 = r_{np} + \frac{\rho_{ал} \cdot I_{расч}}{q_{кат}} = 0,74 + \frac{0,0283 \cdot 20}{5} = 0,853 \text{ Ом.}$$

Выбранная марка трансформатора тока проходит по всем условиям загрузки вторичной цепи. Трансформатор тока будет работать в заданном классе точности. Для РУ будем выбрать такие же ТТ как и в цепи трансформатора. Трансформаторы тока в других цепях выбираются из условий нормального режима.

Таблица 10.6 – Выбор трансформаторов тока

Напряжение установк $U_{уст}, кВ$	$I_{МАХ}, кА$	Тип	$U_{НОМ}, кВ$	$I_{НОМ}, А$
110	0,215	ТФЗМ110Б-1УХЛ1	110	300
35	0,502	ТФЗМ35Б-1УХЛ1	35	600
6	0,795	ТПЛК-10	6	800

Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают:

1. по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
2. классу точности;
3. по конструкции и схеме соединения обмоток;
4. по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{2НОМ}$.

Где, $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_2 = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}$$

Выбираем трансформатор напряжения для СШ РУВН типа НКФ-110-83У1 класс точности 0,5.

Таблица 10.7 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр (сш)	Э-335							
Ваттметр	Д-335	2	1	1	0	1	2	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Датчик активной мощности	Е-829	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик реактивной мощности	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
		10	-	1	0	1	10	9,7
Итого							21	9.7

$$\text{Вторичная нагрузка } S_2 = \sqrt{21^2 + 9,7^2} = 23,13 \text{ ВА}$$

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил $q_{\text{кат}} = 5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности.

Выбранная марка трансформатора напряжения проходит по всем условиям загрузки вторичной цепи. Трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности.

Таблица 10.8 – Выбор трансформаторов напряжения

Ступень напряжения, кВ	Тип ТН	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$S_{\text{max}}, \text{В} \cdot \text{А}$
110	НКФ-110-83ХЛ1	110	400
35	ЗОМ-1/35-72ХЛ1	35	200
6	НТМК-6-71У3	6	75

В третьем разделе были произведены выбор оборудования: силовые трансформаторы, коммутационные и измерительные аппараты. Произведен расчет токов КЗ в программном комплексе Rastr.Kz с целью проверки коммутационных аппаратов.

IV Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является технико-экономическое обоснование проектирования ПС 110/35кВ «Южная». Реализация данного проекта позволяет обеспечить надежность электроснабжения потребителей, а также увеличить отпускаемую мощность потребителям золоторудного комбината «Кумтор».

Для этого необходимо выполнить следующие задачи:

- Планирование работ для проектирования ПС 110/35 кВ «Южная»;
- Формирование бюджета затрат на проектирование;
- Выбор поставщиков трансформаторов;
- Расчет затрат на оборудование и монтаж;
- Определение эффективности проекта;

4.1 Структура работ в рамках проектирования

Планирование комплекса работ для их осуществления производится в следующем порядке:

- Определение структуры работ в рамках проекта;
- Определение участников каждой работы;
- Установление продолжительности работ;
- Построение графика проведения проектирования;

Для осуществления проекта создается рабочая группа, куда могут входить научные сотрудники, инженеры, техники, количество групп может измениться. По всем запланированным работам назначается соответствующая должность для исполнителей.

В этом разделе компонуется перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования.

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
Создание тех. задания	1	Формирование и установление тех. задания	Руководитель	5	6
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	3	4
	3	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	5	8
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Анализ и описание структурной схемы ПС	Инженер	4	6
	5	Характеристика автотрансформаторов	Инженер	5	7
	6	Описание и расчет продолжительных режимов	Инженер	5	7
	7	Расчет токов КЗ	Инженер	4	6
	8	Выбор и расчет релейной защиты	Инженер	5	8
Разработка технической документации и проектирование	11	Разработка принципиальной схемы ПС	Руководитель /Инженер	6	8

4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты – основная часть стоимости разработки, поэтому определение трудоемкости каждой из работ участников проектирования предоставляется значимым фактором.

Трудоемкость выполнения проектирования оценивается экспертным путем и оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, потому что

зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{\min i} + 2 \cdot t_{\max i}}{5}, \text{ где}$$

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел. - дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы чел.-дн.

Рассчитаем ожидаемое значение трудоемкости, чел.-дн.:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 6}{5} = 4.2$$

Далее определяем продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi}

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

Где: T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Рассчитаем продолжительность каждой работы, раб. дн.:

$$T_{pi} = \frac{4.2}{2} = 2.1$$

4.3 Разработка графика проведения научного исследования

Трудоемкость – это количество времени, затрачиваемого на производство единицы качественной продукции.

Трудовые затраты – это основная часть стоимости разработки, поэтому определение трудоемкости каждой из работ участников научного исследования является важным моментом.

Коэффициент календарности определяем по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}; \quad k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 52 - 14} = 1,22$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Для определения календарных дней выполнения работы необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{\text{ки}} = T_{\text{ри}} \cdot k_{\text{кал}}; \quad T_{\text{ки}} = 2,1 \cdot 1,22 = 2,562 \text{ дня}$$

где $T_{\text{ки}}$ – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

$T_{\text{ри}}$ – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности

На основе таблицы 1 строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках проектирования с разбивкой по месяцам, за период времени выполнения выпускной квалификационной работы, приведённый в таблице 2.

Таблица 2 – Временные показатели проекта

Название работы	Трудоемкость работ						Исполни- тели		Длит-ность в раб.дн T_{pi}		Длит-сть в календ. дн T_{ki}	
	$t_{min},$ <i>чел – дни</i>		$t_{max},$ <i>чел – дни</i>		$t_{ожет},$ <i>чел – дни</i>							
	Руковод-ль	Инженер	Руковод-ль	Инженер	Руковод-ль	Инженер	Руковод-ль	Инженер	Руковод-ль	Инженер	Руковод-ль	Инженер
Подбор кадров	2		6		4.2		+	-	2.1		2	
Разработка задания (Инициатива)	1	1	2	2	1	1	+	+	0.5	0.5	1	1
Сбор и изучение информации	3	6	4	8	3,4	6,4	+	+	1,7	3,2	2	8
Анализ полученной информации		2		4		2,8	-	+		1,4		2
Проектирования ПС		8		10		8,8	-	+		8,8		11
Соц.ответ-сть и эконо-я эффективность	4	5	5	7	4,4	5,8	+	+	2,2	2,9	3	3
Анализ и проверка выбранного оборудования		6		8		6,8		+		6,8		15
Доработка схем	1	2	2	3	1,4	2,4	+	+	0,46	0,8	1	1
Выводы и предложения по работе над проектом	1	3	2	4	1,4	3,4	+	+	0,7	1,7	1	4
Оформление отчета	9	10	12	14	8,4	11,6	+	+	3,2	5,8	5	13
Выполнение графической части		15		17	15,8	15,8	-	+		7,9		20
Итого	24	58	37	77	42,4	64,8	8	10	10,21	39,8	16	73

№ работ	Вид работ	Исполнители	$T_{кп}$, кал. дн	Продолжительность выполнения работ								
				март			апрель			май		
				5	10	30	1	15	31	1	15	31
1	Подбор кадров	Руководитель	3	■								
2	Разработка задания (Инициатива)	Руководитель.Инженер	2	■	■							
3	Сбор и изучение информации	Руководитель.Инженер	10		■	■						
4	Проектирование ПС	Инженер	10			■						
5	Соц. ответственность	Руководитель.Инженер	4			■	■					
6	Анализ оборудования	Инженер	9				■	■				
7	Доработка схем	Руководитель.Инженер	3				■	■				
8	Выводы и предложения по проделанной работе	Руководитель.Инженер	5					■	■			
9	Оформление отчета по проделанной работе	Руководитель.Инженер	13					■	■	■		
10	Выполн. графической части	Инженер	20							■	■	■
11	Согласование проекта	Руководитель	3									■

Рисунок 1 – Календарный план-график проектирования

■ - Руководитель, ■ - Инженер

В итоге на данном этапе работы был спланирован поэтапный график выполнения проекта, для которого были определены сроки выполнения каждой стадии работ. Построен график Ганта, который показывает следование выполнения этапов дипломного проектирования, исходя из отведенных сроков.

4.4 Бюджет затрат на проектирование

При подсчете бюджета проектирования должно быть обеспечено полное отражение всех видов расходов, которые связаны с выполнением работы. Рассчитанные затраты будут отражать минимальную величину бюджета проектирования.

В процессе формирования бюджета проектирования, используется следующая группировка затрат по статьям:

- Амортизация
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;

- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- стоимость оборудования.

4.4.1 Расчет затрат на амортизацию

Для расчетов режимов (нормальной, аварийной и ремонтной) и проектирование подстанции, необходимо специальное расчетное ПО: RastrWin3, Visio, AutoCad.

Средний срок полезного использования ПО составляет не менее 2 года, а компьютера 5 лет. На расчетные работы приходится 25 дней.

Таблица 3 – Стоимость ПО

№ п/п	Наименование программного обеспечения	Количество шт,	Цена шт. оборудования, руб.
1.	RastrWin3	1	73 300
2.	Компьютер	1	40 000
Итого:			113300

$$A_{rastr} = \frac{\text{стоимость} \cdot N_{\text{дней использования}}}{\text{срок службы} \cdot 365}$$

$$A_{rastr} = \frac{73300 \cdot 25}{2 \cdot 366} = 2503.4$$

$$A_{комп} = \frac{40000 \cdot 25}{5 \cdot 366} = 910.74$$

4.4.2 Заработная плата

В настоящий подраздел включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников.

Данный этап включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проектирования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп},$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом КР доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}};$$

Где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Все расчеты по вышеперечисленному приведено в таблице 4 .

Таблица 4 – Расчет основной зарплаты

Показатели заработной платы	Руководитель	Инженер
Заработная плата по тарифной ставке, ($З_{ТС}$), руб.	26300	17000
Премияльный коэффициент ($k_{пр}$)	0,3	
Коэффициент доплат и надбавок ($k_{д}$)	0,3	
Районный коэффициент ($k_{р}$)	1,3	
Месячная заработная плата ($З_{м}$), руб.	57 407	35 360
Среднедневная заработная плата работника ($З_{дн}$), руб.	2397	1476
Продолжительность выполнения проекта ($T_{р}$)	11	39,8
Основная заработная плата, начисленная за выполнения данного проекта ($З_{осн}$), руб.	26 367	58 745
Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{доп}$)	0,13	
Дополнит. зарплата ($З_{доп}$)	3428	7637
Итого, руб.	29795	66382

Итого предусматривается финансирование в размере 96 177 тыс.руб.

4.4.3 Отчисления на социальные нужды

Данные расходы включают обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам.

Затраты на социальные нужды рассчитываются по формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп})$$

Где, $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Для учреждений ставка отчислений во внебюджетные фонды составляет 30%.

Таблица 5 – Отчисления во внебюджетные фонды

Наименование зарплаты	Руководитель	Инженер.
Основная заработная плата, руб	26367	58745
Дополнительная заработная плата, руб	3428	7634
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого:	8 938	19 913

4.4.4 Накладные расходы

Данная статья расходов учитывает прочие затраты в процессе проектирования печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Затраты на накладные расходы рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = \Sigma Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{нр}} = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}} + Z_{\text{амор}}) \cdot 0,16;$$

$$Z_{\text{накл}} = (85112 + 11065 + 28851 + 3415) \cdot 0,16 = 20\,550 \text{ тыс.руб.},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Таблица 6 – Затраты на проектирование

Наименование статьи	Сумма, руб.	%
Амортизация программного обеспечения и ПК	3415	0,22
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	85 112	57,12
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	11 065	11,1
Отчисления во внебюджетные фонды	28 851	22,4
Накладные расходы	20 550	13,79
Бюджет затрат проектирования	148 993	100

В ходе расчета, бюджет составил 148 993 тыс.руб. Так же были рассчитаны заработные платы для инженера и для руководителя и амортизация на ПК.

4.5 Анализ конкурентных технических решений

Предварительный анализ конкурирующих товаров, существующих на рынке, обязательно надо проводить систематически, так как технология с каждым днем развивается и не стоит на месте. Суть анализа в том, что, он помогает понять и вносить новые идеи в проект, дабы успешнее достойно конкурировать с другими.

Уместно осуществлять данное исследование с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 10. Следовательно необходимо взять не менее двух-трех конкурирующих разработок. Так как в работе рассматривается проектирование подстанции, то необходимо сравнить разные конкурирующие трансформаторные компании. Чтобы сравнить, взято продукции местного исполнения, а именно «Завод Айнур», «Орэми» и «Трасформер».

Анализ конкурентных технических решений:

$$K = \sum B_i \cdot B_i ,$$

Где, Конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 7 – Сравнение поставщиков

Критерии оценки	Оценки	Оценка			Конкурентоспособность		
		Завод Айнур	Орэ-ми	Транс-формер	$K_{3д}$	K_o	K_T
Максимальное значение	1	10	10	10	1	0,9	1
Критерии ресурсоэффективности							
Повышение производительности труда	0,25	10	8	9	0,9	0,7	0,8
Удобство в эксплуатации	0,20	10	7	7	0,9	0,6	0,6
Помехоустойчивость	0,22	7	5	6	0,8	0,5	0,6
Энергоэкономичность	0,18	9	5	7	0,8	0,5	0,6
Надежность	0,26	10	8	10	0,9	0,7	0,9
Степень гула	0,25	7	5	6	0,6	0,4	0,5
Электробезопасность	0,25	9	8	8	0,8	0,7	0,7
Представляемые возможности	0,28	9	5	5	0,8	0,4	0,4
Простота эксплуатации	0,30	10	8	9	0,9	0,7	0,8
Оценка эффективности							
Конкурентоспособность	0,01	10	7	8	0,9	0,8	0,8
Стоимость	0,05	9	8	7	0,8	0,7	0,6
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	10	6	8	0,9	0,5	0,7
Сервис	0,05	10	9	9	0,9	0,8	0,8
Итог	1						

По итогам расчетов представленных в таблице 10, считается эффективным оборудования фирмы «Завод Айнур».

4.6 Расчет капитальных затрат на строительство подстанции

Капитальные вложения – это финансовые инвестиции в расширение производства и в его составляющие, которые в будущем будут приносить доход. Совокупность капитальный вложений образует капиталобразующие инвестиции.

Стоимость необходимого оборудования сведены в таблицу 9.

Таблица 8 – Расчет стоимости строительства ПС Южная 110/35/10 кВ.

№	Общая характеристика района	ПС «Южная»			
1.1	Месторасположение ПС	П.п Кумтор			
1.2	Класс напряжение, кВ	110/35/6			
1.3	Рельеф площадки	Равнинный			
1.4	Грунты	Болотистый			
2	Технические показатели ПС				
2.1	Мощность	10 МВА			
2.2	Тип и количество трансформаторов	2хТДТН-10000/110			
2.3	Главная схема электрических соединений на стороне ВН	4Н (Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий)			
2.4	На стороне СН	Одна секционированная выключателями, система шин			
2.5	КРУНН-6кВ	Одна секционированная выключателями, система шин			
2.6	Установка КУ		2шт 10 МВАр		-
2.7	Количество выключателей на стороне ВН, СН	ВН-3 СН-6			

Таблица 9 – Расчет затрат на строительство ПС Южная

1	Затраты на оборудования	Стоимость/тыс.руб
2	Стоимость ПС по базисным показателям с учетом территориального коэффициента (Ктер.)	22 659
3	ОРУ(Элегаз)-110 кВ на ВН ОРУ-35 кВ на СН	34663,5 29700
4	КРУНН – 6 кВ	1440
5	КУ-6кВ	7041
6	Затраты по отводу земельного участка под строительство ПС 9руб/м2	121500
7	Затраты на демонтаж оборудования и конструкций ПС	247,6
8	Стоимость строительства ПС (с учетом затрат, сопутствующих строительству 22,23 %)	18876,58
9	Бюджет затрат проектирования	148, 993
10	Итого по ПС	2 36275,68

4.7 Определение экономической эффективности проекта

Экономический эффект характеризуется выраженной в стоимостных показателях экономией живого общественного труда. Конечные оценки результатов проекта в зависимости от поставленных целей в качестве критерия эффективности принимается один из видов эффекта, а остальные используются в качестве дополнительных характеристик.

Для оценки общей экономической эффективности инноваций согласно «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов» в качестве основных показателей рекомендуются:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- срок окупаемости;

– индексы доходности затрат и инвестиций и др.

Продолжительность строительства ПС:

$$T = T_{nc, \max}, = 2 \text{ года}$$

Расчётный период: 15 лет.

Передаваемая по линии мощность и потери активной мощности (из расчета режима максимальных нагрузок в ПК RastrWin):

$$P_{\max} = 89,382 \text{ MBm}, \Delta P_{\max} = 0,637 \text{ MBm}$$

Среднее время использования наибольшей нагрузки:

$$T_{\max \text{ ср. в}} = 7500 \text{ ч}$$

Количество передаваемой за год энергии:

$$W_{\text{год. ПС}} = P_{\max \text{ ПС}} \cdot T_{\max},$$

$$W_{\text{год. ПС}} = 89382 \cdot 7500 = 670365 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Время максимальных потерь:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 7500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 6692 \text{ ч}$$

Годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{год ПС}} = \Delta P_{\max \text{ ПС}} \cdot \tau = 0,637 \cdot 6692 = 4262520 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

Таблица 10 – Исходные значения

Показатель	Значения
Ставка дисконтирования, о.е.	0,13
Передаваемая электроэнергия, тыс МВт·ч	670365
Потери электроэнергии, тыс МВт*ч	4262.52
Норма отчислений на амортизацию, о.е.	0,033
Норма отчислений на ремонт и обслуживание, о.е.	0,047
Тариф и стоимость потерь, руб. за кВт·ч	0,8
Тариф на транспортировку ээ, руб. за кВт·ч	0,16
Налоговая ставка, о.е.	0,12

Эксплуатационные издержки

Произведем расчет ежегодных амортизационных отчислений на третий год расчетного периода:

$$I_{ам} = H_{ам} \cdot K_n$$

$$I_{ам} = 0,033 \cdot 236275,68 = 77970,9 \text{ тыс.руб}$$

Вычислим ежегодные издержки на обслуживание и ремонт ПС

$$I_{об.рем.} = H_{об.рем.} \cdot K_{пр}$$

$$I_{об.рем.} = 0,047 \cdot 288416,5 = 13555,5 \text{ тыс.руб}$$

Определим издержки, связанные с передачей и распределением электроэнергии в год:

$$I_{ном} = \Delta W \cdot t$$

$$I_{ном} = 4262,52 \cdot 0,8 = 3410 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные эксплуатационные издержки за 3 год расчетного периода:

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об.рем.} + I_{ном}$$

$$I_{экс} = 77970,9 + 13555,5 + 3410 = 94936,4 \text{ тыс.руб}$$

Доход от операционной деятельности

Рассчитаем прибыль за третий год эксплуатации:

$$П_{\phi} = \tau \cdot W_{\max} - I_{экс}$$

$$П_{\phi} = 0,8 \cdot 670365 - 94936,4 = 441355,6 \text{ тыс.руб}$$

Определим чистую прибыль от строительства. Вычислим налог для 3 года:

$$H = \alpha_{np} \cdot П_{\phi}$$

$$H = 0,12 \cdot 441355,6 = 52962,6 \text{ тыс.руб}$$

С учетом налога на прибыль, рассчитаем чистую прибыль от строительства ПС:

$$П_{ч} = П_{\phi} - H$$

$$П_{ч} = 441355,6 - 52962,6 = 388393 \text{ тыс.руб}$$

Доход от реализации проекта составляет:

$$Д = П_{ч} + I_{ам}$$

$$Д = 388393 + 77970,9 = 466363,9 \text{ тыс.руб}$$

Вычислим дисконтированный доход, который получит предприятие на 3-й год расчетного периода, шаг дисконтирования принимаем равным $n = 1$:

$$ДД = \frac{Д}{(1 + E)^n} = \frac{466363,9}{(1 + 0,13)^3} = 323213,5 \text{ тыс.руб}$$

Определим приведенные капитальные вложения с учетом того, что их необходимо распределить по годам строительства равномерно и привести к году окончания строительства и начала эксплуатации сети.

$$K_{np1} = K_1 \cdot (1 + E)^{3-1}$$

$$K_{np1} = 118063.19 \cdot (1 + 0,13)^2 = 150754,88 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{np2} = K_{np1} + K_1(1 + E)^{3-2}$$

$$K_{np2} = 150754,88 + 118063.19(1 + 0,13) = 288416,5 \text{ тыс.руб.}$$

Остальные результаты расчёта приведены в приложении 10

Построим график изменения чистого дисконтированного дохода по годам расчетного периода и определяем графически срок окупаемости проекта:

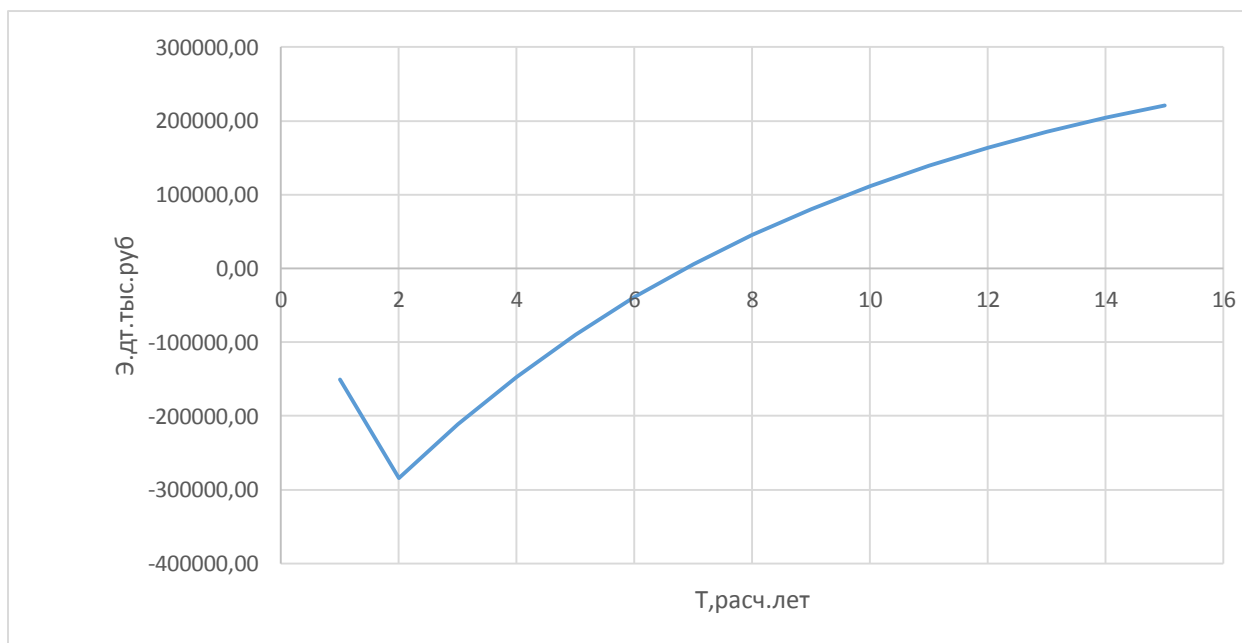


Рисунок 2 – График изменения чистого дисконтированного дохода по годам расчетного периода

Основными оценочными показателями являются срок окупаемости, индекс рентабельности и IRR (внутренняя норма доходности).

Определим $T_{ок}$ из графика зависимости ЧДД от расчетного периода. Исходное значение $T_{ок}$ находится на пересечении данной зависимости с осью абсцисс. Получаем $T_{ок}$ примерно 7 лет.

Период окупаемости проекта получился меньше расчетного периода, следовательно, проект считается экономически эффективным.

Определим так же индекс рентабельности, который показывает эффективную норму доходности для данного проекта на рисунке 3.

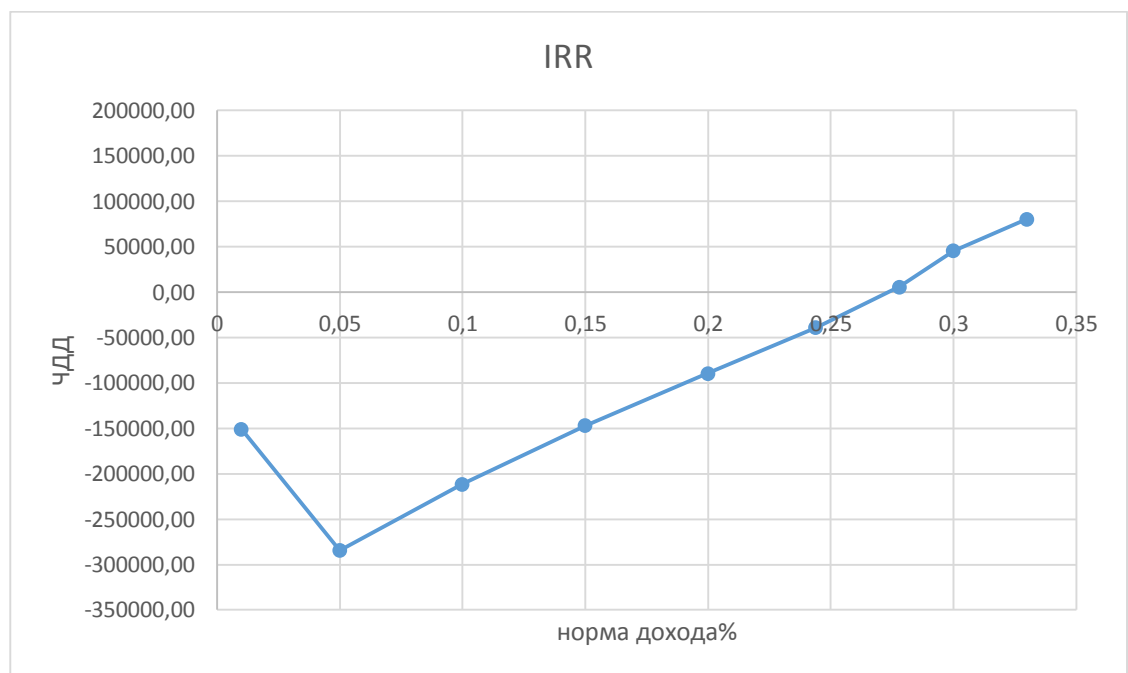


Рисунок 3 – Внутренняя норма доходности

Как видно из рисунка 3, норма доходности составила 0,2785%, при этой норме чистая текущая стоимость равняется нулю.

Индекс доходности PI составил 1,78 и чистая приведенная стоимость NPV 221008,85 тыс.руб. (см.приложение X).

Рассчитанные показатели свидетельствуют об эффективности строительства подстанции.

В данном разделе было сделано планирование проектных работ исполнителей. Общая длительность проектирования составила 89 дней.

Выбраны оборудование с лучшими техническими характеристиками, и выбрана отечественная компания “Завод Айнур”, в качестве поставщика трансформаторов.

Далее были рассчитаны затраты на проектирование, величина которых составила 148 993 руб. Общая величина капитальных вложений в строительство подстанции 2 362 756,8 рубля

По полученным данным проект окупается в течение 7 лет, индекс рентабельности проекта равен 1,78, внутренняя норма доходности составила 27,85%, чистая приведенная стоимость равна 221008,85 тыс.руб., что говорит об экономической эффективности строительства подстанции.

Также строительство подстанции даст положительный результат энергорайону Ыссык-Кульской области:

- повысит показатели качества электроэнергии;
- увеличит надежное электроснабжение;
- бесперебойную подачу электричества.

V Социальная ответственность

Аннотация

Представление понятия «Социальная ответственность» сформулировано в международном стандарте (МС) IC CSR-08260008000: 2011 «Социальная ответственность организации».

Социальная ответственность в общем случае определяется следующими факторами:

1. Производство продукции и оказание услуг надлежащего качества;
2. Удовлетворение интересов потребителей;
3. Соблюдение прав персонала на труд;
4. Выполнение требований к безопасности и гигиене труда, ресурсосбережению, охране окружающей среды и промышленной безопасности;
5. Участие в социальных мероприятиях и поддержке инициатив местного сообщества.

Введение

В данном разделе планируется провести анализ факторов производственной среды и принятие решений для улучшения условий труда. Для чего будут проанализированы вредные и опасные факторы производства: поражение электрическим током, повышенные уровни шума и электромагнитного излучения. Будут представлены правовые и организационные вопросы по обеспечению безопасности. А так же вопросы по предотвращению ЧС на предприятии, по воздействию объекта и охране окружающей среды.

Вредный производственный фактор — производственный фактор, воздействие которого на работника может привести к его заболеванию (неблагоприятный микроклимат, повышенный уровень шума, вибрации, плохое освещение, неблагоприятный аэроионный состав воздуха) [15].

Рассмотрим факторы производственной среды, воздействующие на работника оперативной службы подстанции.

Оперативным персоналом в дневное время выполняются функции контроля и обеспечения требуемого режима работы оборудования ПС в полном объеме. Далее, приведены вредные и опасные факторы, которым подвергается работник оперативной службы подстанции.

5.1.Производственная безопасность

5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать

объект исследования

Согласно номенклатуре, опасные и вредные факторы по ГОСТ 12.0.003-74 делятся на следующие группы:

- физические;
- химические;
- психофизиологические;
- биологические.

Перечень опасных и вредных факторов, влияющих на персонал в заданных условиях деятельности, представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1- Перечень опасных и вредных факторов технологии производства

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Осмотр щита управления, аккумуляторной батареи, всего оборудования ПС Слежение по измерительным приборам за состоянием и режимом работы оборудования Осуществление допуска ремонтного персонала, прием работ Проверка работоспособности сигнализации, связи, освещения	Повышенная температура; Повышенная напряженность труда в течение смены; Электромагнитные излучения; Повышенный уровень шума. Повышенный уровень шума Электролит в аккумуляторных батареях Влажность Скорость воздуха	Электрический ток. Получение травмы во время работы: Вращающиеся части механизмов	Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений СанПиН 2.2.4-548-96; Допустимые уровни шумов в производственных помещениях. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ; Гигиенические требования к персональным электронно- вычислительным машинам и организации работы, СанПиН 2.2.2/2.4.1340- 03; Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок

Эти факторы могут влиять на состояние здоровья, привести к травмоопасной или аварийной ситуации, поэтому следует установить эффективный контроль за соблюдением норм и требований, предъявленных к их параметрам.

5.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования

При работе на ПС на человека оказывает воздействие ряд опасных и вредных производственных факторов. Их воздействие и меры защиты регламентируются инструкциями по охране труда. Согласно нормативным документам на ПС имеют место многие опасные и вредные производственные факторы. В современных условиях наблюдается все возрастающий дефицит мест для размещения электроэнергетического оборудования высокого напряжения с точки зрения его отдаления от мест постоянного и непостоянного пребывания человека, которое может служить сильным источником электромагнитных полей (ЭМП), с другой - оперативный персонал, обслуживающий такое оборудование, подвержен большему влиянию ЭМП. Защита от ЭМП чаще всего производится путем экранирования помещений. В проблеме определения соответствия помещения нормам безопасности для работников подстанции наиболее сложной частью является оценка полей промышленной частоты и их соответствия нормам, которые определяются допустимыми уровнями по СанПиН 2.2.4.1191-03 и ГОСТ 12.1.002-84 [1, 2].

5.2.1.Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов (техника безопасности и производственная санитария)

Механические опасности

Основные последствия механических опасностей, источником которых могут быть: строительные и монтажные работы, обслуживание машин и установок, режущий и колющий инструмент, заусенцы, шероховатые поверхности, металлическая стружка, осколки хрупких материалов, трансформаторы, установки токов высокой частоты, индукционной сушики, СВЧ-установки, электроламповые генераторы, поверхности нагревательного оборудования :

- защемление или раздавливание;
- порезы;

- отрезание или разрубание;
- захват или наматывание;
- затягивание или задерживание;
- попадание под удар;
- местный укол или полное прокалывание;
- поверхностное повреждение наружных тканей под действием трения;

К средствам защиты работающих от механического травмирования (физического опасного фактора) относятся:

- ограждения (кожухи, козырьки, дверцы, экраны, щиты, барьеры и т. д.);
- предохранительные – блокировочные устройства (механические, электрические, электронные, пневматические, гидравлические и т. д.);
- тормозные устройства (рабочие, стояночные, экстренного торможения);
- сигнальные устройства (звуковые, световые), которые могут встраиваться в оборудование или быть составными элементами.
- сигнальные цвета и сигнальная разметка, знаки производственной безопасности.

5.1.3.Микроклимат

Значимым физическим фактором является микроклимат рабочей зоны (температура, влажность и скорость движения воздуха).

Температура, относительная влажность и скорость движения воздуха влияют на теплообмен и необходимо учитывать их комплексное воздействие. Нарушение теплообмена вызывает тепловую гипертермию, или перегрев. Оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха производственных помещений для работ, производимых сидя и не требующих систематического физического напряжения (категория Ia), приведены в таблице 5.2, в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 и СанПиН 2.2.4.548-96.

Таблица 5.2-Нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха

Период года	Категория работы	Температура, С	Относительная влаж. воздуха, %	Скорость движения воздуха, не более м/с
Холодный	Ia	22-24	40-60	0,1
Теплый	Ia	23-25	40-60	0,1

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период 8-часовой рабочей смены. Они устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 Допустимые величины показателей микроклимата

Период года	Категория работы	Температура воздуха, °С	Относительная влаж. воздуха, %	Скорость движения воздуха, не более м/с
Холодный	Ia	20-25	15-75	0,1
Теплый	Ia	21-28	15-75	0,1-0,2

Для обеспечения установленных норм микроклиматических параметров и чистоты воздуха на рабочих местах и в помещениях применяют вентиляцию. Общеобменная вентиляция используется для обеспечения в помещениях соответствующего микроклимата. Периодически должен вестись контроль влажностью воздуха. В летнее время при высокой уличной температуре должны использоваться системы кондиционирования.

В холодное время года предусматривается система отопления. Для отопления помещений используются водяные системы центрального

отопления. При недостаточной эффективности центрального отопления должны быть использованы масляные электрические нагреватели.

Радиаторы должны устанавливаться в нишах, прикрытых деревянными или металлическими решетками. Применение таких решеток способствует также повышению электробезопасности в помещениях. При этом температура на поверхности нагревательных приборов не должна превышать 95 °С, чтобы исключить пригорание пыли.

5.1.3. Освещение

Освещение рабочего места – важнейший фактор создания нормальных условий труда. Освещению следует уделять особое внимание, так как при работе наибольшее напряжение получают глаза.

Освещение делится на естественное, искусственное и совмещенное. Совмещенное сочетает оба вида освещения.

На посту управления, где расположено рабочее место оператора, используется совмещенное освещение.

Для определения приемлемого уровня освещенности в помещении необходимо:

- определить требуемый для операторов уровень освещенности внешними источниками света;
- если требуемый уровень освещенности не приемлем для других операторов, работающих в данном помещении, надо найти способ сохранения требуемого контраста изображения другими средствами.
- Рекомендуемые соотношения яркостей в поле зрения следующие:
- между рабочими поверхностями не должно превышать 1:3 – 1:5;
- между рабочими поверхностями и поверхностями стен и оборудования

Освещённость на рабочем месте должна соответствовать характеру зрительной работы, который определяется наименьшим размером объекта различения, контрастом объекта с фоном и характеристикой фона.

Рабочие столы следует размещать таким образом, чтобы видеодисплейные терминалы были ориентированы боковой стороной к световым проемам, чтобы естественный свет падал преимущественно слева.

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк (СНиП 23-05-95, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03). Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк. Следует ограничивать прямую блескость от источников освещения, при этом яркость светящихся поверхностей (окна, светильники и др.), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м². Показатель ослепленности для источников общего искусственного освещения в производственных помещениях должен быть не более 20.

Согласно СНИП 23-05-95 нормы на освещение для оператора поста управления берутся для производственных помещений. Эти нормы представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 Нормы на освещение для оператора

Характер зрительной работы	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Искусственное освещение		Естественное освещение КЕО ϵ_n , % при боковом
			Освещенность при системе общего освещения, лк	Коэффициент пульсации, K_p , %	
Различение объектов высокой точности	Б	1	300	15	1,0

5.1.4 Шум

В производственных условиях имеют место шумы различной интенсивности и частотного спектра, которые генерируются источниками шумов.

Для исследуемого объекта (производство и пункт управления) основными источниками шумов являются производственное оборудование (внешние источники) и оборудование поста управления (внутренние источники).

ПДУ шума для объектов типа поста управления нормируются ГОСТ 12.1.003-83 и СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Значения ПДУ согласно этим документам представлены в таблице 5.5. (для постоянных шумов)

Таблица 5.5

Рабочие места	Уровни звукового давления (ДБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	663	1125	2250	5500	11000	22000	44000	88000	
ПУ	983	974	868	863	860	778	755	754	65

Для оценки соблюдения ПДУ шума необходим производственный контроль (измерения и оценка). В случае превышения уровней необходимы организационно- технические мероприятия по защите от действия шума (защита временем, расстоянием, экранирование источника, либо рабочей зоны, замена оборудования, использование СИЗ).

5.1.5 Электромагнитные излучения

Электромагнитным излучением называется излучение, прямо или косвенно вызывающее ионизацию среды. Контакт с электромагнитными излучениями представляет серьезную опасность для человека, по сравнению с другими вредными производственными факторами (повышенное зрительное напряжение, психологическая перегрузка, сохранение длительное время

неизменной рабочей позы). Источниками служат функциональные теле- и радиопередатчики, радиорелейные станции, радиолокационные станции, СВЧ-приборы, линии электропередач.

Нормы электромагнитных полей, создаваемых ПЭВМ приведены в таблице 5.6 и таблице 5.7, в соответствии с СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Таблица 5.6 Временные допустимые ЭМП, создаваемых ПЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

Таблица 5.7 Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		В/м

Для оценки соблюдения уровней необходим производственный контроль (измерения). В случае превышения уровней необходимы организационно- технические мероприятия (защита временем, расстоянием, экранирование источника, либо рабочей зоны, замена оборудования, использование СИЗ).

5.1.6 Электрический ток

Степень опасного воздействий на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;

- частоты электрического тока;
- пути прохождения тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- условий внешней среды.

Согласно ПУЭ пост управления №8 по степени опасности поражения электрическим током можно отнести к классу помещений без повышенной опасности.

Основными мероприятиями по защите от электропоражения по ГОСТ 12.1.013-78/1.3 и ГОСТ 12.1.155—85 являются:

- обеспечение недоступности токоведущих частей путем использования изоляции в корпусах оборудования;
- применение средств коллективной защиты от поражения электрическим током;
- защитного заземления;
- защитного зануления;
- защитного отключения;
- использование устройств бесперебойного питания.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Контроль выполнения требований электробезопасности должен проходить на следующих этапах:

- проектирование;
- реализация;
- эксплуатация.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ по ГОСТ 12.1.019-79*:

- назначение лиц, ответственных за организацию и безопасность производства работ;
- оформление наряда или распоряжения на производство работ;
- обучение;

- инструктаж;
- осуществление допуска к проведению работ;
- организация надзора за проведением работ;
- оформление окончания работы, перерывов в работе, переводов на другие рабочие места;
- установление рациональных режимов труда и отдыха.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Энергетика — один из источников неблагоприятного воздействия на окружающую среду и человека. Она влияет на атмосферу, гидросферу и на литосферу.

Трансформаторные подстанции оказывают влияние на образ жизни и распространение животных и растений, посредством выделения большого количества тепла и электромагнитного излучения. Воздушные линии электропередачи (ВЛ) и подстанции (ПС) в нормальном режиме эксплуатации слабо загрязняют окружающую природную среду. По специфическому воздействию на экологию электрические сети можно отнести к «мягко» влияющим производствам. Загрязнение водной, воздушной среды и почвы, как правило, происходит лишь во время строительства и частично при ремонтных работах. К специфическим воздействиям ВЛ и ПС относятся: электромагнитные поля, акустический шум, озон, окислы азота, электропоражение птиц, сажащихся на провода, изоляторы и конструкции опор. Особенно отрицательно воздействуют на живую природу (при определенных условиях) электрические (ЭП) и магнитные (МП) поля. Защитой от этих влияний является соблюдение предельно допустимых уровней (ПДУ) напряженности ЭП, определенных «Санитарными нормами и правилами защиты населения от воздействия ЭП, создаваемого ВЛ промышленной частоты».

Как гигиенические нормы эти ПДУ имеют смысл, но как экологические практически нет, поскольку не учитывают специфику конкретных биоценозов.

Оправданием повсеместного применения указанных ПДУ напряженности ЭП в качестве природоохранных являются экологически безопасная длительная эксплуатация большого числа ВЛ сверх- и ультравысокого напряжения. Однако влияние ПДУ на гидроценозы ничем не подтверждено, поскольку гидросфера – не среда обитания человека.

5.3.1 Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду

Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

На подстанциях устанавливают различные типы трансформаторов и каждый вид трансформаторов по-своему опасен для человека и окружающей среды и потому требует специального подхода к утилизации. Профессиональная утилизация силовых трансформаторов необходима в связи с тем, что они содержат охлаждающий диэлектрик совтол (полихлорбифенил - ПХБ) — пожароопасную и взрывоопасную, токсичную жидкость, опасную для здоровья человека и окружающей нас природы.

Совтол - это охлаждающая субстанция, которая используется в трансформаторах, и которая является чрезвычайно опасной как для человека, так и для окружающей среды, благодаря высокому содержанию хлора. И ко всему прочему она относится к первому классу опасности. Длительное воздействие её паров на дыхательные пути человека может привести к хроническому отравлению хлором всего организма человека. Неоспоримым преимуществом совтола являются его полная негорючесть и прекрасные свойства как диэлектрика, которые сохраняются в течение всего срока работы электроприборов. Использование совтола в качестве замены применяемого трансформаторного масла дало возможность существенно снизить себестоимость строительства электрощитовых помещений, и также снизить затраты на эксплуатацию электроприборов.

Утилизация трансформаторов и конденсаторов с содержанием полихлорбифенилов требует наличия специального оборудования и сертификата. Утилизации требует не только трансформатор с совтолом, но и

металл, который имел контакт с совтолом, так как после этого он также является зараженным. ЦНИИМаш разработана схема утилизации (сжигания) совтола на высокотемпературной установке ВС-ТВ. Согласно технологической инструкции после слива совтола из трансформатора обмотки, магнитопровод (активное железо) и внутренности корпуса трансформатора должны промываться растворителем, который при этом загрязняется и также подлежит утилизации (сжиганию). Только после промывки обмотки и внутренних частей корпуса можно разбирать и сдавать на утилизацию черный и цветной металлический лом.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

В принципе, перечень возможных ЧС на объекте исследования может быть достаточно широк. Ограничиваясь местоположением объекта и условиями его эксплуатации, его можно представить следующим (ориентировочным) вариантом:

- наводнение;
- удар молнии;
- пожар на объекте;
- взрыв.

В этом разделе наиболее актуальным будет рассмотрение вида ЧС - пожар, определение категории помещения по пожаровзрывобезопасности в котором происходит управление технологическим процессом, то есть пост управления №8 и регламентирование мер противопожарной безопасности.

Рабочее место оператора поста управления, должно соответствовать требованиям ФЗ Технический регламент по ПБ и норм пожарной безопасности (НПБ 105-03) и удовлетворять требованиям по предотвращению и тушению пожара по ГОСТ 12.1.004-91 и СНиП 21-01-97.

По пожарной, взрывной, взрывопожарной опасности помещение (ПУ№8) относится к категории В – горючие и трудногорючие жидкости,

твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

Основным поражающим фактором пожара для помещений данной категории является наличие открытого огня и отравление ядовитыми продуктами сгорания оборудования.

5.4.1 Анализ причин, которые могут вызвать ЧС на производстве при внедрении объекта исследований

Пожар на ПС может возникнуть вследствие причин неэлектрического и электрического характера.

К причинам неэлектрического характера относятся халатное и неосторожное обращение с огнем (курение, оставление без присмотра нагревательных приборов).

К причинам электрического характера относятся:

- короткое замыкание;
- перегрузка проводов;
- большое переходное сопротивление;
- искрение;
- статическое электричество.

Режим короткого замыкания – появление в результате резкого возрастания силы тока, электрических искр, частиц расплавленного металла, электрической дуги, открытого огня, воспламенившейся изоляции.

Причины возникновения короткого замыкания:

- ошибки при проектировании.
- старение изоляции.
- увлажнение изоляции.
- механические перегрузки.

Пожарная опасность при перегрузках – чрезмерное нагревание отдельных элементов, которое может происходить при ошибках

проектирования в случае длительного прохождения тока, превышающего номинальное значение.

Пожарная опасность переходных сопротивлений – возможность воспламенения изоляции или других близлежащих горючих материалов от тепла, возникающего в месте аварийного сопротивления (в переходных клеммах, переключателях и др.).

5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Пожарная защита должна обеспечиваться применением средств пожаротушения, а также применением автоматических установок пожарной сигнализации.

Должны быть приняты следующие меры противопожарной безопасности:

- обеспечение эффективного удаления дыма, т.к. в помещениях, имеющих оргтехнику, содержится большое количество пластиковых веществ, выделяющих при горении летучие ядовитые вещества и едкий дым;
- обеспечение правильных путей эвакуации;
- наличие огнетушителей и пожарной сигнализации;
- соблюдение всех противопожарных требований к системам отопления и кондиционирования воздуха.

Для тушения пожаров на участке производства необходимо применять углекислотные (ОУ-5 или ОУ-10) и порошковые огнетушители (например, типа ОП-10), которые обладают высокой скоростью тушения, большим временем действия, возможностью тушения электроустановок, высокой эффективностью борьбы с огнем.

Помещение (ПУ№8) оборудовано пожарными извещателями, которые позволяют оповестить дежурный персонал о пожаре. В качестве пожарных извещателей в помещении устанавливаются дымовые фотоэлектрические извещатели типа ИДФ-1 или ДИП-1 [9].



Рисунок 7- план эвакуации

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства

Нормы трудового права – это правила трудовых отношений, установленные или санкционированные государством посредством законодательных актов.

Нормы трудового права регулируют любые отношения, связанные с использованием личного труда.

Формы их реализации разнообразны:

- собственно, трудовые отношения;

- организация труда и управление им;
- трудоустройство работников;
- социальное партнерство, коллективные отношения;
- содействие занятости безработных лиц;
- организация профессиональной подготовки и повышения квалификации;
- обеспечение мер по охране труда граждан;
- осуществление контроля и надзора за соблюдением законодательства;
- социальная и правовая защита работников, решение трудовых споров;
- деятельность профессиональных союзов;
- отношения взаимной материальной ответственности работника и работодателя;
- защита прав и интересов работодателей.

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки работники должны быть обучены, для получения допуска к самостоятельной работе, в специализированных центрах подготовки персонала, таких как: учебных комбинатах, учебно-тренировочных центрах и т.п.

Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

Организационные мероприятия описаны в межотраслевых правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок [21].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы был произведен расчет и анализ и проектирования ПС 110/35кВ «Южная» энергорайона Ыссык-Кульской области по перспективной схеме 2020 года. Так же произведен анализ существующего состояния энергорайона.

В первом разделе был выполнено описание существующей энергосистемы Кыргызстана. Приведены необходимые данные по характеристике оборудования, мощностям, и данные по ЛЭП и трансформаторов для дальнейшего расчета и анализа энергорайона

Во втором разделе был произведен расчет нормальной, ремонтной и послеаварийных режимов данного энергорайона. Даны рекомендации по устранению токовой перегрузки трансформаторов при аварийных режимах. Так же сделан анализ статической и динамической устойчивости энергорайона, в котором коэффициент запаса в нормальной режиме был не менее 20% и превышал 8% при аварийных режимах до и после присоединения новой подстанции 110/35/10 кВ «Южная». Полученные результаты позволяют сделать вывод надежной электроснабжение потребителей.

В третьем разделе были произведены выбор оборудования: силовые трансформаторы, коммутационные и измерительные аппараты. Произведен расчет токов КЗ в программном комплексе Rastr.Kz с целью проверки коммутационных аппаратов.

В четвертом разделе была определена стоимость всего используемого электрооборудования, составлен сводный сметный расчет, для эффективного капиталовложения. По полученному значению срок окупаемости проекта составляет 7 лет, из этого можно сделать вывод, что проект считается экономически эффективным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Издание НЦ ЭНАС, 2014. – 486 с.;
2. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987. -648с.: ил.
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М, Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985 - 352с.
5. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98СО 153-34.20.122-2006.
6. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ: Стандарт организации ОАО ФСК ЕЭС. - Введ. 2006-16-06. М. : Изд-во стандартов, 2006.- 60 с.
7. СП 131.13330.2012. Свод правил Строительная климатология. Актуализированная версия СНиП 23-01-99. – М.: Минрегион России, 2012 – 113 с.;
8. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения
9. Техничко-экономическое обоснование инновационного проекта: методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. Составители: Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 42 с.
10. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.124-2012
- 11.Письмо Минстроя России от 09.12.2016 г. № 41695-ХМ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ, индексах изменения сметной стоимости

проектных и изыскательских работ и иных индексах на I квартал 2016 года».

12. RastrWin3 [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/rastr/> свободный

13. Справочник по проектированию электрических сетей/под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

14. СТО 59012820.27.010.001. - 2013 Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО СО ЕЭС.

15. “ОАО НЭСК” Национальные электрические сети Кыргызстана [Электронный курс]: Режим доступа: <http://www.energo.kg/>