

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

Институт – Электронного обучения
Специальность – 140205 Электроэнергетические системы и сети
Кафедра электрических сетей и электротехники

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Проект реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Бакчар
УДК 621.311.4.001.6-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 - 9201	Шананин Александр Назарович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Фикс Н.П.	к. пед. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Коршунова Л.А.	к. тех. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Амелькович Ю.А.	к. тех. н. технических наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2016 г.

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

Институт – Электронного обучения
Специальность – 140205 Электроэнергетические системы и сети
Кафедра электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ А.В. Прохоров

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
В форме:

дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-9201	Шананину Александру Назаровичу

Тема работы:

Проект реконструкции подстанции 110/35/10 кВ Бакчар

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.05.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Однолинейная схема подстанции 110/35/10 кВ «Бакчар»; материалы преддипломной практики.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ литературных источников по теме исследования; описание объекта, цели и постановка задач исследования; обоснование необходимости реконструкции подстанции; расчёт электрических нагрузок и общей мощности подстанции; выбор и проверка оборудования и аппаратуры; технико-экономические расчёты; производственная и экологическая безопасность; анализ результатов выполненной работы.
Перечень графического материала	10 – 15 слайдов презентации; однолинейная схема подстанции 110/35/10 кВ «Бакчар» до реконструкции; однолинейная схема подстанции 110/35/10 кВ «Бакчар» после реконструкции.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Амелькович Ю.А.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Коршунова Л.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
нет.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.01.2016
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Фикс Н.П.	к. пед. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Шананин А.Н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3 - 9201	Шананину Александру Назаровичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	140205 Электроэнергетические системы и сети

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Цели и задачи сравнения экономической эффективности реконструкции.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Расчёт капиталовложений.
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Расчет затрат на проектирование
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Расчёт годовых эксплуатационных затрат.
<i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Годовые расходы на обслуживание и ремонт.
<i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	Расчёт потерь.
<i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	_____
<i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Показатели экономической эффективности.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
<i>График разработки и внедрения ИР Инвестиционный план. Бюджет ИП Основные показатели эффективности ИП Риски ИП</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Коршунова Л.А.	к. тех. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 - 9201	Шананин А.Н.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3 - 9201	Шананину Александру Назаровичу

Институт	Электронного обучения	Кафедра	Электрических сетей и электротехники
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	140205 Электроэнергетические системы и сети

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> – <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i> 	<p>Объект раздела: характеристика работ, операций, оборудования, условий выполнения рассматриваемого технологического процесса. Обеспечение безопасности для выявленных опасных факторов: нормативные требования, которым удовлетворяет принятое к использованию оборудование и инструмент. Технические устройства обеспечения этих требований, ссылки на НТД.</p>
<p>2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>Анализ законодательных и нормативных актов по теме.</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i> – <i>действие фактора на организм человека;</i> – <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i> – <i>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i> 	<p>Перечень опасных и вредных факторов при выполнении работ, источником которых является выбранное оборудование и технологический процесс. Обеспечение санитарно-гигиенических условий на рабочих местах и обеспечение требований нормативных документов к выявленным вредным факторам. Технические устройства обеспечения этих требований.</p>
<p>2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>механические опасности (источники, средства защиты);</i> – <i>термические опасности (источники, средства защиты);</i> – <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i> – <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i> 	<p>Обеспечение безопасности при аварийной ситуации. Организационные, технические мероприятия.</p>

<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Дать решения по обеспечению экологической безопасности окружающей среды, ссылки на НТД.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Поведение объекта в ЧС и меры, необходимые для повышения устойчивости при ЧС.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Нормативные документы.</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	нет

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Амелькович Ю.А.	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 - 9201	Шананин А.Н.		

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

Институт – Электронного обучения
Специальность – 140205 Электроэнергетические системы и сети
Уровень образования – специалист
Кафедра электрических сетей и электротехники
Период выполнения – весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

дипломный проект

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.05.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2016	<i>Анализ литературы, описание объекта, цели и постановка задач исследования.</i>	10
20.03.2016	<i>Описание существующей подстанции 110/35/10 кВ «Бакчар». Обоснование необходимости реконструкции подстанции.</i>	15
23.03.2016	<i>Расчёт электрических нагрузок и общей мощности подстанции. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.</i>	15
03.04.2016	<i>Расчёт токов короткого замыкания.</i>	10
10.04.2016	<i>Выбор и проверка электрооборудования и аппаратуры (коммутационных аппаратов распределительных устройств, измерительных трансформаторов тока, измерительных трансформаторов напряжения, ограничителей перенапряжения, высокочастотных заградителей, ошиновки распределительных устройств).</i>	15
24.04.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
01.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
10.05.2016	<i>Анализ эффективности реконструкции подстанции, заключение.</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Фикс Н.П.	к. пед. н.		

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 140 с., 20 рис., 40 табл., 22 источника, 4 прил.

Ключевые слова: подстанция, реконструкция, трансформатор, короткое замыкание, напряжение, выключатель.

Объектом исследования является действующая подстанция 110/35/10 кВ «Бакчар» Бакчарского РЭС ПАО «ТРК».

Цель работы – разработка проекта реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Бакчар» для повышения надёжности работы оборудования и качества электроэнергии.

В процессе исследования проводились расчеты токов короткого замыкания, выбор высоковольтного оборудования, анализ опасных и вредных факторов, проверялась экономическая эффективность.

В результате исследования можно сделать вывод, что реконструкция подстанции приведет к повышению надежности электроснабжения потребителей, повышению качества электроэнергии, улучшению технико-экономических показателей.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: установлено 2 силовых трансформатора мощностью 6300кВА (ТМТ-6300, ТМТН-6300), ОРУ-110 схема 5Н, высоковольтные выключатели 110кВ МКП-110, 35кВ-С-35, ВТ-35, 10кВ-ВМПЭ-10.

Степень внедрения: результаты проекта могут быть внедрены на подстанции 110/35/10 кВ «Бакчар».

					ФЮРА.140205.013 ПЗ			
<i>Изм</i>		<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Шананин А.Н.					8	140
<i>Руковод.</i>		Фикс Н.П.						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>						ТПУ ИнЭО гр. 3-9201		

Область применения: использование для реконструкции подстанции 110/35/10 кВ «Бакчар».

Экономическая эффективность/значимость работы: экономическая выгода заключается в снижении потерь электроэнергии в результате внедрения современных средств контроля и измерения. Значимость проекта – восстановление и улучшение технических и экономических показателей подстанции «Бакчар».

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

ABSTRACT

Final qualifying work 140p., 20 fig., 40tables, 22 sources, 4 attachments.

Keywords: substation, reconstruction, transformer, short circuit, voltage, circuit breaker.

Object of research: functioning substation 110/35/10 kV Bakchar.

Aim of work: a project development of 110/35/10 kV Bakchar Substation's reconstruction in order to improve the reliability of the equipment and power quality.

During the research calculations of short-circuit currents, selection of high-voltage equipment, analysis of harmful factors were carried out, the economic efficiency was verified.

As a result of research, the following statement can be concluded: reconstruction of the substation will increase the reliability of power supply to consumers; it will improve the quality of electricity and technical and economic indicators.

The degree of implementation (introduction): partly.

The practice area: using for the 110/35/10кV Bakchar substation's reconstruction.

Economic efficiency/value of work. The economic benefit of work is reduction of power losses, introduction of innovative means of control and measurement.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ			
<i>Изм</i>		<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Шананин А.Н.</i>				<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Фикс Н.П.</i>						10	141
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9201</i>		
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>								

Содержание

Введение.....	9
1 Сведения о подстанции и обоснование необходимости её реконструкции	9
1.1 Исходные данные для проектирования	12
1.2 Основные технические показатели реконструируемого объекта	11
1.3 Основные проектные решения	14
1.4 Природно-климатические характеристики района реконструкции.....	15
2 Электротехнические решения.....	18
2.1 Суточные графики нагрузок 2015 года.....	19
2.2 Построение годового графика нагрузки	22
2.3 Выбор силовых трансформаторов ПС «Бакчар»	26
2.4 Расчёт токов короткого замыкания.....	28
3 Выбор и проверка электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей подстанции.....	33
3.1 Выбор трансформаторов собственных нужд	33
3.2 Выбор выключателей высокого напряжения	34
3.3 Выбор разъединителей, отделителя и короткозамыкателя	41
3.4 Выбор ячеек РУ-10 кВ	42
3.4.1 Техническое обслуживание.....	45
3.4.2 Требования безопасности при обслуживании КРУ.....	46
3.5 Выбор измерительных трансформаторов.....	47
3.5.1 Трансформаторы тока.....	47
3.5.2 Трансформаторы напряжения.....	51
3.6 Выбор гибкого токопровода	54
3.7 Выбор шинпровода	57
3.8 Выбор изоляторов	59

ФЮРА.140205.013 ПЗ				
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>		Шананин А.Н.		
<i>Руковод.</i>		Фикс Н.П.		
<i>Реценз.</i>				
<i>Н.Контр</i>				
<i>Утвердил</i>				
Содержание			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
			11	Листов 140
ТПУ ИнЭО гр. 3-9201				

3.9	Выбор разрядников и ограничителей напряжения.....	60
4	Релейная защита и автоматика.....	61
4.1	Задачи при проектировании релейной защиты.....	62
4.2	Защиты силовых трансформаторов.....	66
4.2.1	Дифференциальная защита	67
4.2.2	Максимальная токовая защита	67
4.2.3	Газовая защита 2-ой ступени	68
4.2.4	Газовая защита устройства РПН трансформатора.....	68
4.2.5	Защиты трансформатора действующие на сигнал.....	69
4.3	Защита и автоматика линий 35 (10) кВ	69
4.4	Защита и автоматика сборных шин 35 (10) кВ	70
4.5	Регулирование напряжения под нагрузкой (РПН)	70
4.6	Телемеханизированная система графиков временного отключения.....	71
5	Расчёт молниезащиты.....	72
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... 78	
6.1	Планирование работ по проектированию и определению трудоёмкости. 78	
6.2	Расчёт затрат на проектирование	81
6.3	Расчёт капиталовложений на оборудование и строительные-монтажные работы.....	84
6.4	Расчёт эксплуатационных затрат по вариантам.....	90
7	Социальная ответственность	96
7.1	Введение	96
7.2	Промышленная безопасность	97
7.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	97
7.2.2	Влияние опасных и вредных производственных факторов на персонал	99
7.3	Расчет контура заземления подстанции.....	111
7.4	Экологическая безопасность.....	117
7.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	119
7.5.1	Пожарная безопасность	121
7.6	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	126

Заключение	129
Список использованных источников	130
Приложение А Суточные, почасовые нагрузки ПС 110/35/10 кВ «Бакчар»	132
Приложение Б Однолинейная схема подстанции 110/35/10 кВ «Бакчар» до реконструкции	138
Приложение В Однолинейная схема подстанции 110/35/10 кВ «Бакчар» после реконструкции	139
Приложение Г Зона защиты молниеотводами ОРУ-110 кВ подстанции 110/35/10 «Бакчар»	140

Введение

Приоритетными направлениями в последние годы становятся вопросы обеспечения надежного, бесперебойного и безопасного снабжения потребителей электроэнергией на всех уровнях напряжений. Для успешного решения этих вопросов, предприятия и компании, занимающиеся электроснабжением, проводят активную политику по модернизации сетей электроснабжения.

Реконструкция действующих электрических сетей – это изменение электрических параметров сетей (линий и подстанций) при сохранении (частично или полностью) строительной части объектов, а также установка дополнительных аппаратов и оборудования в этих же сетях для увеличения пропускной способности или надежности электроснабжения потребителей [9].

Необходимость реконструкции действующих электрических сетей возникает в связи с ростом электрических нагрузок после достижения расчетных нагрузок в результате расширения существующих и появления новых потребителей, присоединяемых к этим сетям, а также в связи с необходимостью повышения надёжности электроснабжения потребителей.

Реконструкция позволяет повышать пропускную способность действующих сетей, улучшать качество электроэнергии и надежности электроснабжения при минимальных затратах то есть позволяет рационально использовать выделяемые на электроснабжение потребителей материально-технические ресурсы, что является одной из основных задач при проектировании сетей.

Реконструкция подстанции (ПС) 110/35/10кВ «Бакчар» в первую очередь вызвана необходимостью: повышения надёжности схемы электроснабжения, изменения гибкости схемы, обеспечение бесперебойного и безопасного снабжения потребителей электроэнергией, физически и морально

					ФЮРА.140205.013 ПЗ			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Шананин А.Н.					14	140
Руковод.		Фикс Н.П.						
Реценз.								
Н.Контр								
Утвердил						ТПУ ИнЭО гр. 3-9201		

устаревшим состоянием оборудования, а также в связи с планируемым строительством предприятия по переработке руды в крупнейшем в России месторождении черного металла, находящегося в Бакчарском районе, расширением жилищного комплекса с. Бакчар, увеличение доли сельского хозяйства в районе и как следствие с увеличением потребляемой мощности.

Реконструкция позволит решить задачи: 1) повышения надёжности и качества электроснабжения потребителей; 2) безопасной эксплуатации основного и вспомогательного оборудования и сооружений путём внедрения передовых проектных решений, 3) предотвращения угроз для жизни и здоровья населения и сотрудников общества благодаря применению передовых методов эксплуатации, безопасных и удобных условий труда эксплуатационного персонала.

При реконструкции подстанции должны быть обеспечены: 1) хороший уровень технологических процессов и качества строительно – монтажных работ; 2) экономическая эффективность, обусловленная оптимальным объемом привлекаемых инвестиций и ресурсов, и снижением эксплуатационных затрат; 3) соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды; 4) ремонтпригодность применяемого оборудования и конструкций.

1 Сведения о подстанции и обоснование необходимости её реконструкции

1.1 Исходные данные для проектирования

В качестве исходных данных при разработке данного проекта использованы:

- техническое задание на разработку проекта реконструкции ПС 110/35/10 кВ «Бакчар» с установкой элегазовых выключателей 110 кВ взамен устаревших морально и физически выключателей МКП-110»;
- материалы, представленные Заказчиком в качестве исходных данных для проектирования.

В качестве основных нормативных и руководящих материалов использованы:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ, издание 6,7);
- СТО 56947007-29.240.10.028-2009. «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ». Москва. «Издательство НЦ ЭНАС». 2009;
- НПБ 110-03 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматической пожарной сигнализацией»;
- ПБ-01-03 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий»;
- СО 34.35.311-2004 «Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях»;
- СО 34.48.526 «Рекомендации по выбору и применению современных средств телемеханики с программируемой логикой при модернизации энергетических объектов»;
- РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»;

					ФЮРА.140205.013 ПЗ			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Сведения о подстанции и обоснование необходимости её реконструкции	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Шананин А.Н.						
Руковод.		Фикс Н.П.					16	140
Реценз.						ТПУ ИнЭО гр. 3-9201		
Н.Контр								
Утвердил								

- Правила технической эксплуатации электрических станций и электрических сетей Российской Федерации;
- Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе.

1.2 Основные технические показатели реконструируемого объекта

Подстанция «Бакчар» расположена в черте одноимённого села Бакчар Томской области и находится на балансе и в эксплуатации Бакчарского РЭС Производственного Отделения Центральные электрические сети филиала ОАО «МРСК - Сибири», ПАО «ТРК».

Подстанция двухтрансформаторная с мощностью силовых трансформаторов по 6300 кВ·А каждый, типа 1) ТМТН-6300/110/35/10 с регулированием напряжения под нагрузкой, 2) ТМТ-6300/110/35/10 с регулированием при помощи ПБВ на высокой и средней стороне.

Распределительное устройство 110 кВ – открытого исполнения 5Н, укомплектовано отделителем 3-х полюсным типа ОД-110М(на 2сек 110 кВ), разъединителями 3-х полюсными типа РНДЗ-16-110/630.

На напряжение 35кВ принята одна двухрядная секционированная выключателем на две секции система сборных шин – открытого исполнения. Коммутация отходящих ВЛ-35 кВ осуществляется выключателями типа С-35-630-10(В-35 Т-2, В-3588, СВ-35), ВТ-35(В-35 Т-1 и В-3587) и разъединителями типов РНДЗ-16-35/630 и РНДЗ-2-35/630.

На напряжение 10кВ принята одна двухрядная секционированная выключателем на две секции система сборных шин. Распределительное устройство 10кВ укомплектовывается ячейками КРУ-12 с выключателями ВМПЭ-10, устанавливаемыми в капитальном здании ЗРУ-10.

Панели управления, защиты, автоматики и сигнализации установлены на главном щите управления, панели щита собственных нужд, шкаф питания

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

оперативного тока (ШОТ) размещаются в здании ЗРУ-10. Релейная защита и автоматика на подстанции в основном выполнена на электромеханической базе.

Для питания потребителей собственных нужд подстанции предусматривается установка двух трансформаторов собственных нужд ТМ-160/10У1 10кВ мощностью по 160кВА, установленных на ОРУ-10кВ и подключенных к шинам 10кВ через ПК-10. Собственные нужды подстанции имеют АВР.

На подстанции используется как переменный, так и выпрямленный оперативный ток. Так же имеется АБ типа СК-8 (заменена в 2003г). Для распределения электроэнергии 0,4кВ предусматриваются три распределительных шкафа ШНВА, устанавливаемые в помещении ЗРУ.

Релейная защита и автоматика элементов подстанции выполнена в соответствии с ПУЭ и руководящими указаниями. На силовом трансформаторе предусматриваются следующие виды защит:

- продольная дифференциальная токовая защита;
- максимальная токовая защита(МТЗ);
- защита от перегрузок;
- газовая защита;
- защита от понижения уровня и перегрева масла.

На вводах и секционных выключателях 110, 35 и 10кВ предусматривается максимальная токовая защита (МТЗ).

На отходящих линиях 35 и 10кВ – токовая отсечка, МТЗ и токовая защита нулевой последовательности с выдержкой времени.

На подстанции предусматривается следующий объем автоматизации:

- автоматический ввод резервного питания (АВР) на секционных выключателях 35 и 10кВ;
- автоматическое повторное включение отходящих линий и шин 35 и 10кВ;
- регулирование напряжения силового трансформатора Т-2 под нагрузкой;
- резервирование отказа выключателей 10кВ (УРОВ).

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

На подстанции применяется автоматизированная система учета электроэнергии. Коммерческий учет электроэнергии выполняется на отходящих линиях 35 и 10 кВ и на вводах 110, 35 и 10 кВ.

Измерения тока и напряжения выполняются с помощью амперметров и вольтметров, устанавливаемых на панелях управления в помещении общеподстанционного пункта управления, также показания выводятся на компьютер диспетчера.

На подстанции предусмотрена звуковая и световая сигнализация, а также организация сигналов «авария» и «неисправность» на панели центральной сигнализации, устанавливаемой в помещении ЗРУ на пульте управления.

Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется при помощи отдельно стоящих молниеотводов на приемных порталах 110 кВ. Защита от волн перенапряжений, набегающих с ВЛ-110, предусматривается с помощью ограничителей перенапряжений ОПН-110. Защита нейтрали силового трансформатора предусматривается ограничителями перенапряжений ОПНН-110.

Для обеспечения безопасности работы персонала на подстанции предусматривается выполнение контура заземления с выравнивающей сеткой.

Кабельные линии на ОРУ-110 кВ проходят в наземных металлических кабельных лотках.

Все оборудование подстанции выбрано по номинальным параметрам, проверено на термическую и динамическую устойчивость к действию токов короткого замыкания.

1.3 Основные проектные решения

В соответствии с Техническим заданием проектной документацией предусматривается реконструкция открытого распределительного устройства 110 кВ (ОРУ-110 кВ) и установка блочно-модульного общеподстанционного

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

пункта управления (ОПУ) в здание ЗРУ-10 с установкой панелей защит и автоматики, шкафа оперативного постоянного тока.

Реконструкция ОРУ-110 кВ включает:

- Замена силового трансформатора Т-1 ТМТ-6300 на новый ТМТН-6300;
- Замену устаревших выключателей 110кВ МКП-110 на элегазовые баковые 110 кВ с фарфоровой изоляцией вводов типа ЗАР1DT-145/ЕК с номинальным током 630А в соответствии с Техническим заданием, со встроенными трансформаторами тока с коэффициентом трансформации 600/5.

- Коммутационные аппараты ячеек КРУ: маломасляные выключатели ВМПЭ-10/630 (вводные на секциях; секционный, отходящие фидера). Трансформаторы тока в ячейках КРУ: типов ТВЛМ-10 (ячейка ввода на секции, ячейки фидеров). ТН типа НАМИ-10–66 совместно с ОПН-10ф в отдельных ячейках на всех 2 секциях РУ 10 кВ. Ячейки К-Х11 выработали свой срок службы, поэтому будут заменены на новые КРУ полной заводской комплектации.

- прокладку новых контрольных кабелей, силовых кабелей для обогрева шкафов зажимов оборудования по ОРУ-110 кВ в железобетонных лотках (типа УБК-1А, УБК-2А, УБК-5), устанавливаемых на уплотненный грунт;

Реконструкция ОПУ включает:

- установку шкафов управления, защиты ВЛ 110 кВ, автоматики шинных ТН 110 кВ на базе микропроцессорной техники;

- для питания микропроцессорных устройств и организации на подстанции постоянного оперативного тока устанавливаются шкафы оперативного тока с двумя зарядно-выпрямительными устройствами, подключаемые к разным секциям шин собственных нужд подстанции и одной аккумуляторной батареей.

1.4 Природно – климатические характеристики района реконструкции

Земельный участок под реконструкцию расположен на территории существующей подстанции.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Рельеф участка спокойный, без существенных уклонов. Архитектурно – планировочные решения генерального плана продиктованы месторасположением существующих строений и основного оборудования в пределах ограждения подстанции. Данные занесем в таблицу 1.

Таблица 1 – Природно-климатические характеристики района реконструкции

№ п/п	Наименование характеристики	Характеристика
1	Район строительства	Томская область, с. Бакчар
2	Климатический район и подрайон	IV
3	Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С	-37
4	Среднесуточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	8,8
5	Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	80
6	Количество осадков за ноябрь-март, мм	79
7	Преобладающее направление ветра, за декабрь - февраль	Юго-западное
8	Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$, м/с	5
9	Средняя максимальная температура воздуха наиболее тёплого месяца, °С	25
10	Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее тёплого месяца, °С	8
11	Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее тёплого месяца, %	68
12	Количество осадков за апрель-октябрь, мм	296
13	Преобладающее направление ветра, за июнь - август	Северо-западное
14	Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	3,7
15	Район по ветровому давлению	III
16	Район по толщине стенки гололёда	III (20 мм)
17	Район по средней продолжительности гроз в часах	от 40 до 60
18	Район по пляске проводов	С умеренной пляской проводов

Данные приведены согласно СНиП 23-01-99 Строительная климатология с изменениями от 1 января 2003 г., СНиП II-3-79. Строительная теплотехника, ПУЭ (7-е издание). Для подъезда к подстанции имеется автодорога.

Для отвода поверхностных вод используется естественный уклон площадки.

Проектом предусмотрено благоустройство реконструируемой части территории ОРУ-110 кВ с засыпкой щебнем толщиной 200мм площадки, на которой устанавливается основное оборудование. Перед засыпкой необходимо снять верхний (толщиной 200мм) плодородный слой земли и перенести его за территорию подстанции.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

2 Электротехнические решения

При проектировании системы электроснабжения первым этапом является определение электрических нагрузок. По данным электрических нагрузок проверяют или выбирают электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери электроэнергии и мощности. От точной оценки возможных нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения. В случае излишнего увеличения расчётных электрических нагрузок увеличиваются капитальные затраты, что приводит к неполному использованию дефицитного оборудования и проводникового материала. Эксплуатационные расходы и надёжность работы электрооборудования также зависят от правильности выбора нагрузок. Если в расчётах будут занижены электрические нагрузки, то величина потерь электроэнергии в электрической системе возрастает, что в конечном итоге приведёт к быстрому износу оборудования и увеличению эксплуатационных расходов.

Электрические нагрузки потребителей определяют выбор всех элементов системы электроснабжения: линий электропередачи, трансформаторных подстанций, питательных и распределительных сетей. Поэтому правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором при реконструкции и эксплуатации электрических сетей.

Для определения нагрузок использованы данные ведомостей зимних и летних замеров нагрузок в контрольные дни 2015 года (Приложение А, Таблица А.1, А.2).

Основные формулы:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi;$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2};$$

где: S – Полная мощность, МВА;

					ФЮРА.140205.013 ПЗ					
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Электротехнические решения					
Разраб.	Шананин А.Н.							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.	Фикс Н.П.								23	140
Реценз.								ТПУ ИнЭО гр. 3-9201		
Н.Контр										
Утвердил										

P – Активная мощность, МВт;

Q - Реактивная мощность, МВАр;

tgφ - Коэффициент мощности.

Определение нагрузок на НН, МВт:

$$P_{HH} = I_{HH} \cdot U_{HH} \cdot \sqrt{3};$$

Определение нагрузок на СН, МВт:

$$P_{CH} = I_{CH} \cdot U_{CH} \cdot \sqrt{3};$$

Определение нагрузок на ВН, МВт:

$$P_{BH} = I_{BH} \cdot U_{BH} \cdot \sqrt{3};$$

Результаты расчетов приведены в таблицах А.5 – А.12 приложения А.

2.1 Суточные графики нагрузок 2015 года

На рисунках 2 – 6 показаны зимние и летние суточные графики нагрузки активной и полной мощности по сторонам ВН, СН, НН для наглядного представления значения мощности в зимний и летний период.

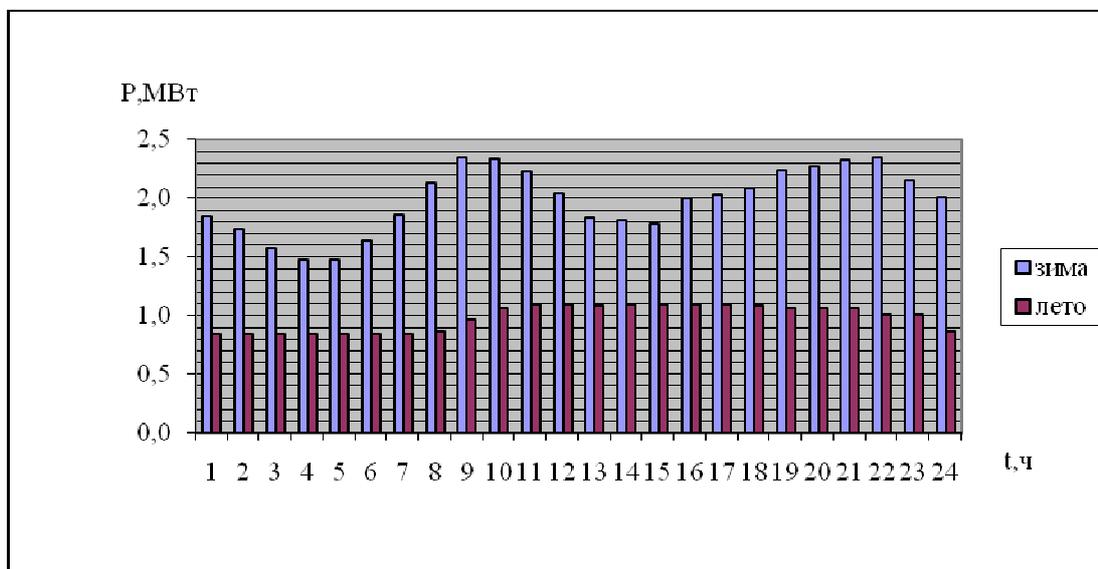


Рисунок 1 – Суммарный зимний и летний суточный графики активной мощности НН.

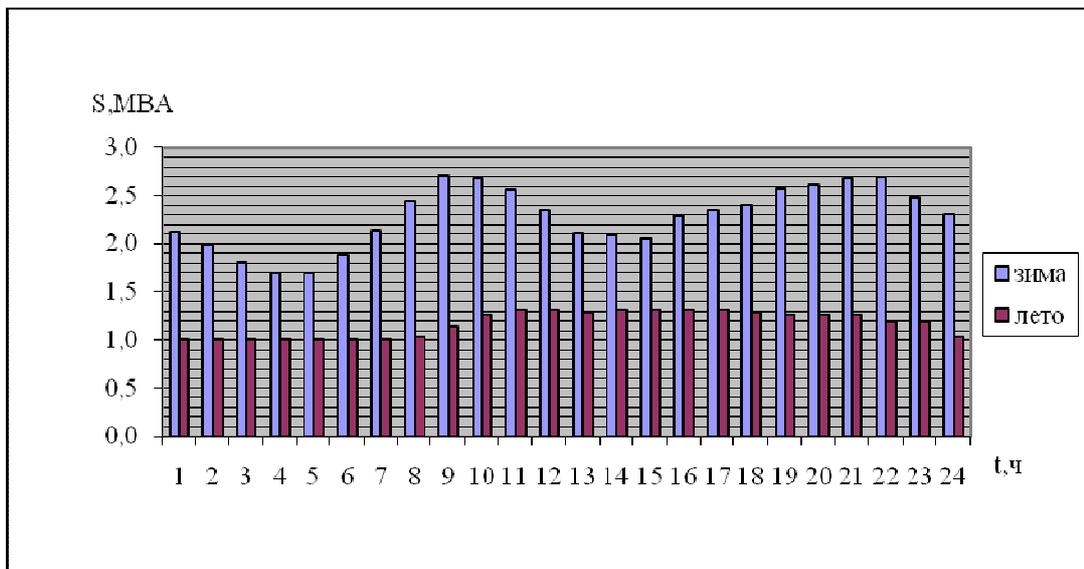


Рисунок 2 – Суммарный зимний и летний суточный графики
полной мощности НН

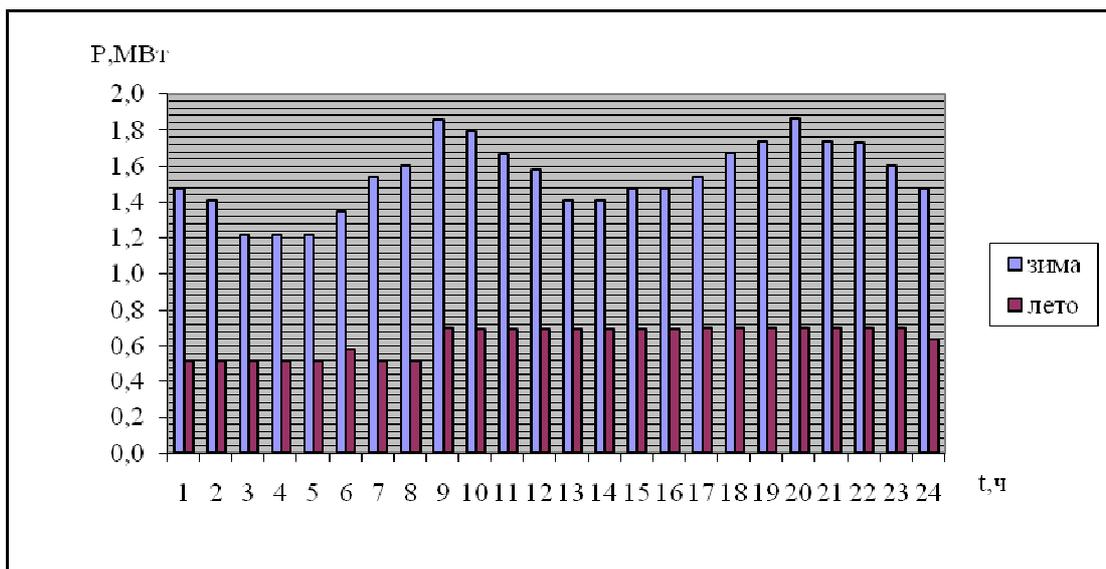


Рисунок 3 – Суммарный зимний и летний суточный графики
активной мощности СН

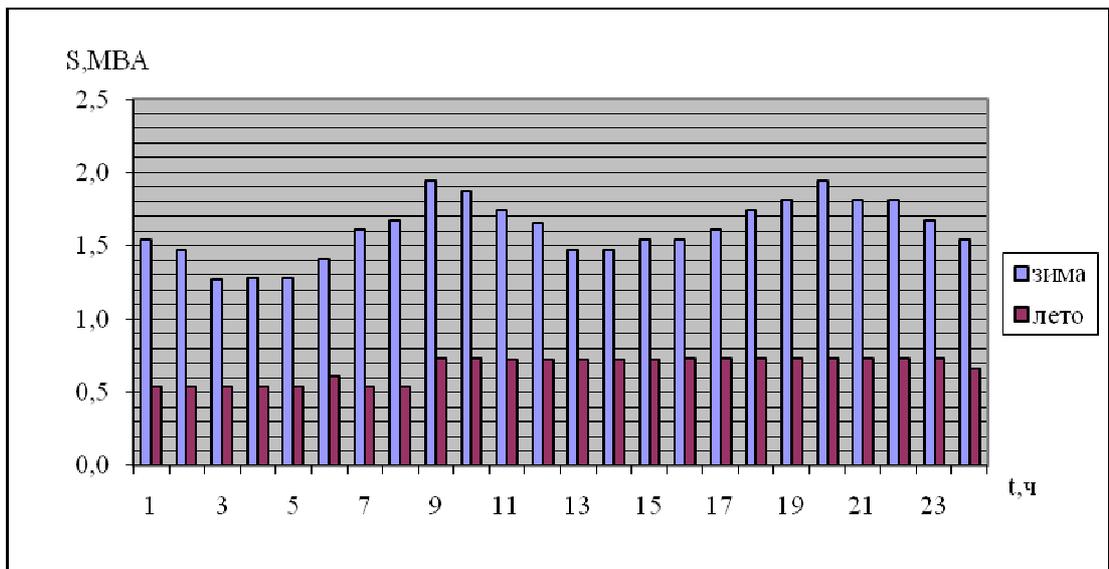


Рисунок 4 – Суммарный зимний и летний суточный графики
полной мощности СН

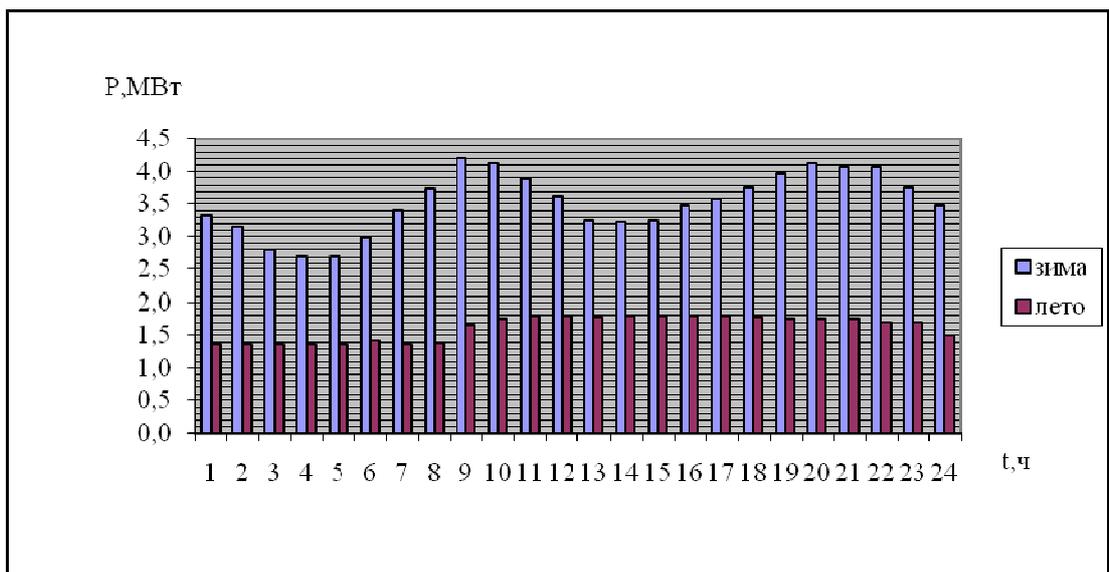


Рисунок 5 – Суммарный зимний и летний суточный графики
активной мощности ВН

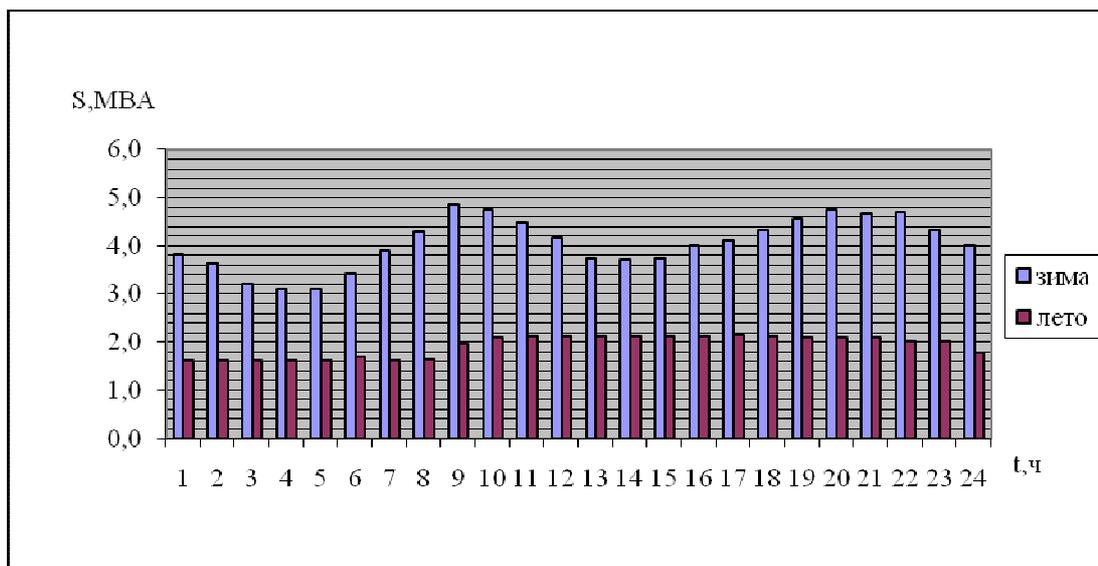


Рисунок 6 – Суммарный зимний и летний суточный графики полной мощности ВН

На графике видно, что при значительном понижении температуры с некоторым запаздыванием, возрастает потребление, при повышении температуры потребление постепенно снижается.

Следует отметить, что влияния температуры на потребление зависит от условий работы отопительной системы, а также от самой величины температуры. При снижении температуры ниже некоторого порога ее влияние на электропотребление снижается (при температуре около 0°C жители домов начинают использовать электрообогреватели). При повышении температуры выше некоторого порога влияния становится отрицательным, что свидетельствует об увеличении электропотребления при повышении температуры вследствие включения приборов кондиционирования и охлаждения воздуха (в особо жаркие летние дни). А течении суток по графику видно, что увеличение потребления электроэнергии происходит с утра когда все собираются на работу, и в вечернее время когда все находятся дома, причем в зимнее время это заметно больше, т.к. необходимо больше энергии для разогрева пищи и обогрева жилья.

2.2 Построение годового графика нагрузки

Построение годового графика нагрузки по продолжительности производится на основании графиков за летние и зимние сутки. При построении годового графика по оси ординат откладываются нагрузки, кВт, по оси абсцисс - часы года от 0 до 8760. Нагрузки на графике располагаются в порядке убывания от P_{\max} до P_{\min} .

Продолжительность потребления нагрузки T_i определяется по формуле:

$$T_i = t_i \cdot N$$

где: t_i – длительность ступеней суточных графиков; N – количество календарных дней: $N_{\text{зим}} = 200$ дней, $N_{\text{лет}} = 165$ дней [16].

Результаты расчетов сводим в таблицы 2 – 4.

Годовые графики нагрузки по продолжительности представлены на рисунках 7 – 9.

Таблица 2 – Данные для построения годового графика нагрузки по продолжительности на НН 2015 г.

P, МВт	t, ч	N, дни	T, ч
2,4	1	200	200
2,3	4	200	800
2,2	3	200	600
2,1	2	200	400
2,0	4	200	800
1,9	1	200	200
1,8	4	200	800
1,7	1	200	200
1,6	2	200	400
1,5	2	200	400
1,1	12	165	1980
1,0	3	165	495
0,9	9	165	1485

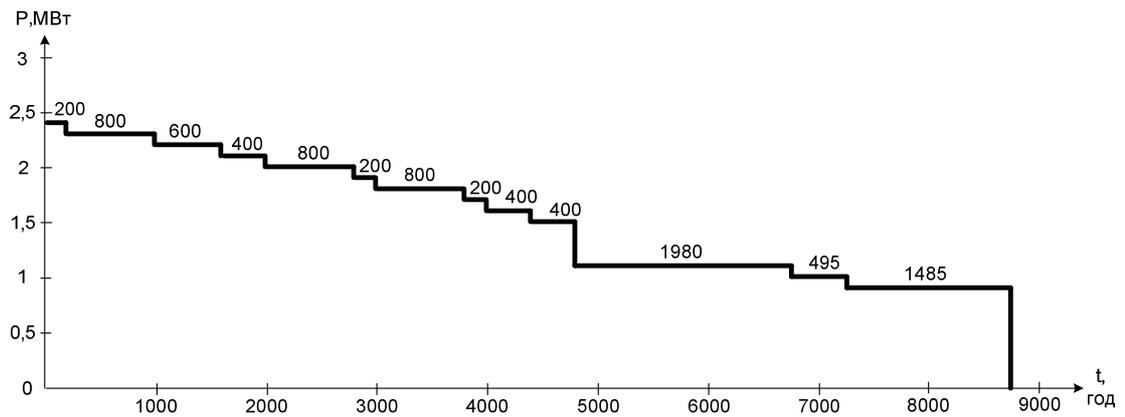


Рисунок 7 – Годовой график по продолжительности НН 2015 г.

Таблица 3 – Данные для построения годового графика нагрузки по продолжительности на СН 2015 г.

P, МВт	t, ч	N, дни	T, ч
1,9	2	200	400
1,8	1	200	200
1,7	5	200	1000
1,6	3	200	600
1,5	6	200	1200
1,4	4	200	800
1,2	3	200	600
0,7	16	165	2640
0,6	1	165	165
0,5	7	165	1155

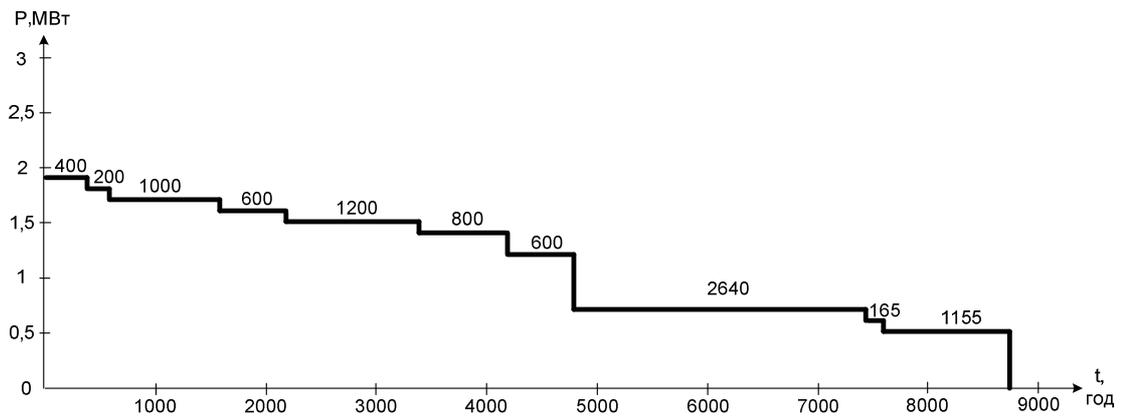


Рисунок 8 – Годовой график по продолжительности СН 2015 г.

Таблица 4 – Данные для построения годового графика нагрузки по продолжительности на ВН 2015 г.

P, МВт	t, ч	N, дни	T, ч
4,2	1	200	200
4,1	4	200	800
4,0	1	200	200
3,9	1	200	200
3,8	2	200	400
3,7	1	200	200
3,6	2	200	400
3,5	2	200	400
3,4	1	200	200
3,3	3	200	600
3,2	2	200	400
3,0	1	200	200
2,8	1	200	200
2,7	2	200	400
1,8	12	165	1980
1,7	3	165	495
1,5	1	165	165
1,4	8	165	1320

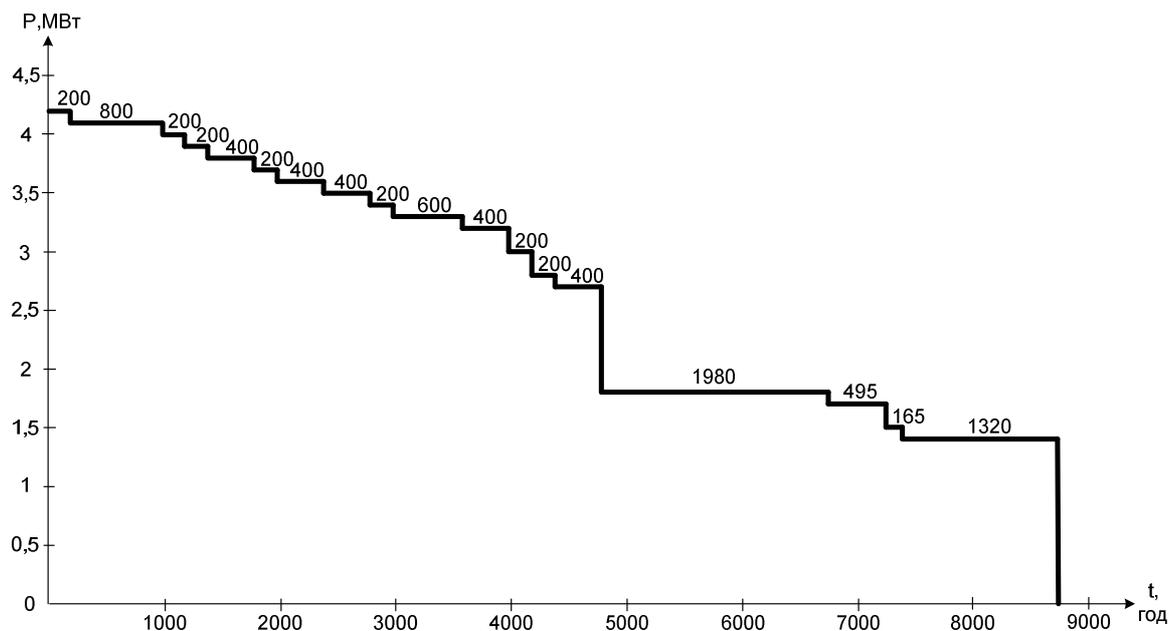


Рисунок 9 – Годовой график по продолжительности ВН 2015 г.

2.3 Выбор силовых трансформаторов ПС «Бакчар»

Исходные данные.

Мощности нагрузок 35 и 10 кВ:

$$\sum P = 4210,10 \text{ кВт};$$

$$\sum Q = 2399,75 \text{ кВАр.}$$

Найдем полную мощность нагрузки:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{4210,10^2 + 2399,75^2} = 4846 \text{ кВА.}$$

Для питания потребителей I, II категорий количество трансформаторов должно быть не менее двух [2], а их мощность определяется из соотношения:

$$S_{Tr} > \frac{S_p}{n \cdot k_3},$$

где n — количество трансформаторов,

S_p — расчетная мощность трансформатора,

k_3 — рекомендованный коэффициент загрузки трансформатора 0,7.

Длительная аварийная перегрузка для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ, и Ц допускается на 40% больше номинальной мощности

трансформатора в течении пяти суток, но не более 6 часов в сутки, если коэффициент начальной нагрузки k_1 не превышает 0,93 [2].

Определяем мощность трансформатора.

$$S_p = 4846 \text{ кВА};$$

$$S_{Tp} > \frac{S_p}{n \cdot k_3} = \frac{4846}{2 \cdot 0,7} = 3461,4 \text{ кВА}.$$

На подстанции установлено два силовых трансформатора мощностью по 6300 (кВ·А).

Коэффициент заполнения суточного графика нагрузки в аварийном режиме, т.е. при выходе из работы одного трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_p}{1,4 \cdot S_{Tp}} = \frac{4846}{1,4 \cdot 6300} = 0,549.$$

При отключении одного из трансформаторов оставшийся в работе, с учетом допустимой ПУЭ 40 % аварийной перегрузки, сможет пропустить мощность

$$1,4 \cdot S_{ном} = 1,4 \cdot 6300 = 8820 \text{ кВА},$$

т.е. всю потребляемую потребителями мощность.

При нормальном режиме работы трансформаторы нагружены в период максимума:

$$K_3 = \frac{4846 \cdot 100}{2 \cdot 6300} = 38,46\%.$$

т.е. трансформаторы работают в нормальном режиме.

На подстанции «Бакчар» установлены 2 трансформатора 1)ТМН-6300/110/35/10 и 2)ТМТН-6300/110/35/10. Даже с учётом ожидаемого увеличения нагрузок в ближайшие несколько лет вследствие увеличения объемов капитального строительства мощности данных трансформаторов вполне хватит, на данный момент можно сказать, что они недогружены, но с учетом того, что Т-1 1964г. предполагается заменить его на новый, аналогичный Т-2, т.е ТМТН-6300. Параметры занесем в таблицу 5.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Таблица 5 – Параметры трансформатора ТМТН 6300/110

$S_{НОМ}$, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{СН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$U_{В-С}$, %	$U_{В-Н}$, %	$U_{С-Н}$, %	I_x , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт
10	115	38,5	11	10,5	17	6	1,1	76	23

2.4 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо – и эффективно – заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах [11].

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего короткое замыкание проходит через переходное сопротивление, например через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникают короткие металлические замыкания без переходного сопротивления [22].

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные короткие замыкания. В трехфазных сетях с глухо – и эффективно – заземленными нейтралью дополнительно могут возникнуть также одно – и двухфазные короткие замыкания на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей) [11].

КЗ, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов короткого замыкания приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ					33

течение заданного расчетного времени нагрев токами короткого замыкания, т.е. должны быть термически стойкими [11].

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдержать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т.е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращение повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок. К мерам, уменьшающим опасность развития аварий, относится также правильный выбор аппаратов по условиям КЗ, применение токоограничивающих устройств, выбор рациональной схемы сети и т.п. [22].

Короткое замыкание сопровождается переходным процессом, при котором значение токов и напряжений, а также характер их изменения во времени зависят от соотношения мощностей и сопротивлений источника питания (генератор, система) и цепи, в которой произошло повреждение. С учетом этого все возможные случаи КЗ можно условно разделить на две группы, а именно: КЗ в цепях, питающихся от шин неизменного напряжения (энергосистемы); КЗ вблизи генератора ограниченной мощности.

Основные допущения, принятые при расчете токов короткого замыкания:

- рассчитывается трехфазное короткое замыкание, т.к. оно симметричное, а токи максимальные;
- расчетное место короткого замыкания выбирают так, чтобы ток короткого замыкания, протекающий через выбираемый аппарат, был максимально возможным;
- все источники, от которых может получать питание место короткого замыка-

ния, работают параллельно и их ЭДС совпадают по фазе;

– активным сопротивлением можно пренебречь, если оно более, чем в три раза меньше индуктивного;

– сопротивление короткого замыкания считают равным нулю, т.е. рассматривается металлическое короткое замыкание;

– сопротивлением коммутационных аппаратов, источников, кабельных перемычек пренебрегают, т.к. оно мало;

– величина напряжения при расчете токов берется на 5% больше номинала [22].

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения и на её основе схему замещения. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток короткого замыкания [9]. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток КЗ.

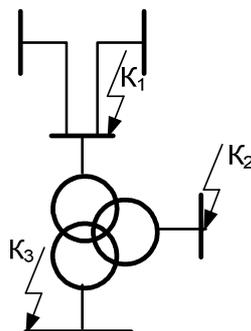


Рисунок 10 – Однолинейная расчетная схема сети

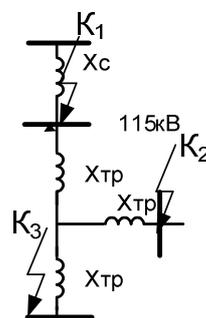


Рисунок 11 – Упрощенная однолинейная схема замещения сети

Расчет токов КЗ ведем в относительных единицах. Для этого все расчетные данные приводятся к базисному напряжению и базисной мощности:

$U_{\delta 1} = 115 \text{ кВ}$; $U_{\delta 2} = 37 \text{ кВ}$; $U_{\delta 3} = 10,5 \text{ кВ}$; $S_{\delta} = 100 \text{ мВА}$; базисные сопротивления в

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

о.е. определяются:

Сопротивление системы:

$$x_C = \frac{U_C^2 \cdot S_{\bar{o}}}{S_{K3} \cdot U_{\bar{o}1}^2} = \frac{126^2 \cdot 100}{2000 \cdot 115^2} = 0,06 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{Tp} = \frac{U_{K\%} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{ном.Тр}} = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 10} = 1,05 \text{ о.е.}$$

Базисная величина тока рассчитывается из соотношения мощности для трёхфазной цепи:

$$I_{\bar{o}1} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА};$$

$$I_{\bar{o}2} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{\bar{o}3} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА};$$

Для точки К1:

Сопротивление короткого замыкания:

$$x_{\Sigma K3} = x_C = 0,06 \text{ о.е.}$$

Тогда действующее значение тока к.з.

$$I_k = \frac{I_{\bar{o}1}}{x_{\Sigma K3}} = \frac{0,5}{0,06} = 8,3 \text{ кА.}$$

Ударный ток к.з.:

$$i_y = I_k \cdot \sqrt{2} \cdot k_y = 8,3 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 21,1 \text{ кА};$$

для точки К2:

$$x_{\Sigma K3} = x_{\Sigma K31} + x_{Tp} + x_{Tp} = 0,06 + 1,05 + 1,05 = 2,16 \text{ о.е.};$$

$$I_k = \frac{I_{\bar{o}2}}{x_{\Sigma K3}} = \frac{1,56}{2,16} = 0,722 \text{ кА};$$

$$i_y = I_k \cdot \sqrt{2} \cdot k_y = 0,722 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 1,84 \text{ кА.}$$

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

для точки КЗ:

$$x_{\Sigma КЗ} = x_{\Sigma КЗ1} + x_{Tp} + x_{Tp} = 0,06 + 1,05 + 1,05 = 2,16 \text{ о.е.};$$

$$I_k = \frac{I_{б3}}{x_{\Sigma КЗ}} = \frac{5,5}{2,16} = 2,55 \text{ кА};$$

$$i_y = I_k \cdot \sqrt{2} \cdot k_y = 2,55 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 6,49 \text{ кА}.$$

Расчетные значения токов к.з. сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчетные значения токов к.з.

Расчетные точки		К1	К2	К3
Токи КЗ	I_k , кА	8,3	0,722	2,55
	i_y , кА	21,1	1,84	6,49

3 Выбор и проверка электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей подстанции

При выборе аппаратов и проводников для первичных цепей электроустановок должны учитываться:

- прочность изоляции, необходимая для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- допустимый нагрев токами в длительных режимах;
- стойкость в режиме короткого замыкания;
- технико-экономическая целесообразность;
- достаточная механическая прочность.

Выбор аппаратуры высокого напряжения сводится к сравнению расчетных данных с каталожными данными.

Составим таблицы сравнения полученных расчетных и допустимых величин. Для обеспечения надежной работы расчетные величины должны быть меньше допустимых.

3.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд предназначены для питания собственных нужд подстанции – оперативных цепей, систем связи, телемеханики, охлаждения трансформаторов в летнее время, обогрева выключателей и приводов в зимнее время, аварийного освещения, вентиляции, систем питания выпрямителей аккумуляторных батарей и т.д. Надежность системы электроснабжения собственных нужд подстанций определяет надежность работы подстанции в целом, а значит и надежность электроснабжения потребителей. В качестве источников энергии для них используются понижающие транс

					ФЮРА.140205.013 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Шананин А.Н.				Выбор и проверка электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей подстанции	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Фикс Н.П.						38	140
Реценз.								
Н.Контр								
Утвердил								
						ТПУ ИнЭО гр. 3-9201		

форматоры 10/0,4кВ [10].

При измерениях было установлено, что потребление на собственные нужды составляет в среднем около $S_{cp} = 62$ кВА.

Определим мощность трансформаторов собственных нужд [16]:

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_{cp}}{0,7 \cdot n} = \frac{62}{0,7 \cdot 2} = 44,28 \text{ кВА.}$$

На данный момент на подстанции «Бакчар» установлено два трансформатора собственных нужд ТМ-160/10, с $S_H = 160$ кВА. Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме [16]:

$$k_3 = \frac{S_{cp}}{S_H \cdot n} = \frac{62}{160 \cdot 2} = 0,19.$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме [16]:

$$k_3^{ав} = \frac{S_{cp}}{S_H} = \frac{62}{160} = 0,38,$$

т.е. трансформаторы собственных нужд не испытывают перегрузок при любом режиме работы.

Таким образом, трансформаторы собственных нужд на подстанции «Бакчар» в замене не нуждаются.

3.2 Выбор выключателей высокого напряжения

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах [10].

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах. Наиболее тяжёлой и ответственной операцией является отключение токов короткого замыкания.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

- 1) надёжное отключение токов любой величины от десятков ампер до номинального тока отключения;
- 2) быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- 3) пригодность для автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- 4) возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ;
- 5) удобство ревизии и осмотра контактов и механической части;
- 6) взрывобезопасность - и пожаробезопасность;
- 7) удобство транспортировки и обслуживания.

Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток I_H и номинальное напряжение U_H .

Выбор выключателей производится [10]:

– по напряжению

$$U_{уст} \leq U_H;$$

– по длительному току

$$I_{расч} \leq I_H;$$

по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{пт} \leq I_{откл.н},$$

где $I_{пт}$ - действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов; $I_{откл.н}$ – номинальный ток отключения, кА.

Затем проверяется способность выключателя отключить асимметричный ток короткого замыкания, т. е. полный ток короткого замыкания с учётом апериодической составляющей:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{от}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \beta_n),$$

где $i_{\alpha\tau}$ - аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов; β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе короткого замыкания; τ - наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов,

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в},$$

где $t_{з.мин} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

На электродинамическую устойчивость выключатель проверяется по предельному сквозному току короткого замыкания [10]:

$$I'' \leq I_{пр.скв};$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.скв},$$

где I'' - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя;

$I_{пр.скв}$ – действующее значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по справочнику);

$i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

$i_{пр.скв}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по справочнику).

На термическую устойчивость выключатель проверяется по тепловому импульсу [10]:

$$B_K \leq I_m^2 \cdot t_m;$$

$$B_K = I''^2 (t_{откл.} + T_\alpha),$$

где B_K – тепловой импульс по расчёту;

I_m – предельный ток термической устойчивости по каталогу;

t_m – длительность протекания тока термической устойчивости, с.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Проверка выключателей по параметрам восстанавливаемого напряжения обычно не проводится [10].

Рассмотрим выбор высоковольтного выключателя для установки на ОРУ 110 кВ взамен устаревших МКП-110. В соответствии с Техническим заданием выбираем Элегазовый баковый выключатель 110 кВ с фарфоровой изоляцией вводов типа ЗАР1DT-145/ЕК с номинальным током 630А, со встроенными трансформаторами тока с коэффициентом трансформации 600/5, и проведём его проверку.



Рисунок 12 -Элегазовый баковый выключатель 110 кВ с фарфоровой изоляцией вводов типа ЗАР1DT-145/ЕК.

Баковый Элегазовый выключатель типа ЗАР1DT-145/ЕК, производится компанией "Евроконтракт" по лицензии фирмы "Siemens AG". Производимые выключатели полностью соответствуют российским и мировым стандартам и имеют ряд особенностей [17]:

- минимальные требования по обслуживанию, сводящиеся только к внешним осмотрам (гарантийный срок 5 лет, первое техническое обслуживание через 12 лет, первый средний ремонт через 25 лет, срок службы до 40 лет);
- простота и исключительная надежность пружинного привода (ресурс десять тысяч операций включение-отключение с произвольной паузой);
- герметичность выключателя, обеспеченная строгим соблюдением технологии сборки и применением системы персонифицированного контроля на предприятии;
- долговечная конструкция главных контактов, обеспечивающая большой коммутационный ресурс за счёт применения автокомпрессионного принципа гашения дуги и использования современных материалов;
- низкие перенапряжения при отключении индуктивных токов (достигается за счет оптимального гашения дуги при переходе тока через нуль);
- высокая электрическая прочность изоляции даже при атмосферном давлении;
- низкий уровень шума (для срабатывания требуется небольшая механическая энергия);
- простая и быстрая установка и ввод в эксплуатацию (каждый выключатель после сборки испытывается и отправляется на место установки в виде нескольких укрупненных узлов);
- встроенные трансформаторы тока [20].

Максимальный рабочий ток на шинах 110 кВ равен:

$$I_{расч} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} \text{ (А)},$$

$$I_{расч} = \frac{4,846 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 25,43 \text{ А.}$$

По напряжению:

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} = U_H = 110 \text{ кВ.}$$

По длительному току:

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$I_{расч} = 25,43 \text{ А} < I_H = 630 \text{ А.}$$

По току отключения:

$$I_{нт} = 8,3 \text{ кА} < I_{откл.н} = 20 \text{ кА.}$$

На способность выключателя отключить асимметричный ток КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) = (\sqrt{2} \cdot 8,3 + 2,395) \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \beta_H) = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,30) \text{ кА};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-\tau/T_\alpha} = \sqrt{2} \cdot 8,3 \cdot e^{-(0,01+0,03)/0,025}.$$

На электродинамическую стойкость:

$$I'' = 8,3 \text{ кА} < I_{пр.скв} = 20 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 21,1 \text{ кА} < i_{пр.скв} = 65 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость:

$$B_K = I''^2 (t_{откл.} + T_\alpha) = 8,3^2 \cdot (2,5 + 0,03) \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_m^2 \cdot t_m = 20^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таким образом, выключатель удовлетворяет условиям. Данные расчетов сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты выбора выключателя на стороне 110 кВ

Элегазовый баковый выключатель 110 кВ с фарфоровой изоляцией вводов типа ЗАР1DT-145/ЕК		
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 25,43 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{откл.н}$	$I_{нт} = 8,3 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 20 \text{ кА}$
$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_H)$	$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) = 14,13 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_H) = 36,8 \text{ кА}$
$I'' \leq I_{пр.скв}$	$I'' = 8,3 \text{ кА}$	$I_{пр.скв.} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{уд} = 21,1 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 65 \text{ кА}$
$B_K \leq I_m^2 t_m$	$B_K = 174,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Произведём проверку выключателей 35 кВ. На вводах (В-35 Т-2), на отходящих линиях (В3588) и в качестве секционного везде применяются выключатели одного типа С-35-630-10 с приводом типа ПЭ-11У3.

Максимальный рабочий ток на стороне 35 кВ равен:

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$I_{расч} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} \text{ (A)},$$

$$I_{расч} = \frac{2,139 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 35,28 \text{ A.}$$

По напряжению:

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} = U_H = 35 \text{ кВ.}$$

По длительному току:

$$I_{расч} = 35,28 \text{ A} < I_H = 630 \text{ A.}$$

По току отключения:

$$I_{нт} = 0,722 \text{ кА} < I_{откл.н} = 10 \text{ кА.}$$

На способность выключателя отключить асимметричный ток КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) = (\sqrt{2} \cdot 0,722 + 0,052) \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} \cdot (1 + \beta_H) = \sqrt{2} \cdot 10 \cdot (1 + 0,25) \text{ кА};$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-\tau/T_\alpha} = \sqrt{2} \cdot 0,722 \cdot e^{-(0,01+0,05)/0,02}.$$

На электродинамическую стойкость:

$$I'' = 0,722 \text{ кА} < I_{пр.скв} = 10 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 1,84 \text{ кА} < i_{пр.скв} = 26 \text{ кА.}$$

На термическую стойкость:

$$B_K = I''^2 (t_{откл.} + T_\alpha) = 0,722^2 \cdot (3,5 + 0,02) \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_m^2 \cdot t_m = 10^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таким образом, выключатели удовлетворяют условиям и в замене не нуждаются. Данные расчетов сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты выбора выключателей на стороне 35 кВ

Масляный баковый выключатель 35 кВ типа С-35-630-10		
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_H$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_H$	$I_{расч} = 35,28 \text{ A}$	$I_H = 630 \text{ A}$
$I_{нт} \leq I_{откл.н}$	$I_{нт} = 0,722 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 10 \text{ кА}$
$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_H)$	$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) = 1,07 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_H) = 17,68 \text{ кА}$
$I'' \leq I_{пр.скв}$	$I'' = 0,722 \text{ кА}$	$I_{пр.скв.} = 10 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{уд} = 1,84 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 26 \text{ кА}$
$B_K \leq I_m^2 t_m$	$B_K = 1,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Аналогично проведём проверку выключателей на стороне 10 кВ. Результаты выбора выключателей сведём в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты проверки выключателей на стороне 10 кВ до реконструкции

ВМПЭ-10-20/630		
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 47,9 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$I_{н\tau} \leq I_{откл.н}$	$I_{н\tau} = 2,55 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 20 \text{ кА}$
$(\sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n)$	$(\sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{ат}) = 3,61 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n) = 33,94 \text{ кА}$
$I'' \leq I_{пр.скв}$	$I'' = 2,55 \text{ кА}$	$I_{пр.скв.} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{уд} = 6,49 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 22,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Как видно из таблицы, все выключатели на стороне 10 кВ удовлетворяют условиям выбора, но из-за их морального и физического износа заменим их на КРУ серии К-26 полного заводского исполнения.

3.3 Выбор разъединителей, отделителя и короткозамыкателя

Выбор разъединителей и отделителей производится [10]:

- по напряжению;
- по току;
- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической устойчивости;
- по термической устойчивости.

Результаты выбора сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Результаты выбора разъединителей, отделителя и короткозамыкателя

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Разъединители: РНДЗ-16-110/630, РНДЗ-2-110/630		
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 25,43 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{уд} = 21,1 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$

- 3) полная взрыво – и пожаробезопасность и возможность работы в агрессивных средах;
- 4) широкий диапазон температур, в котором возможна работа вакуумной дугогасительной камеры;
- 5) повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам вследствие малой массы и компактной конструкции аппарата;
- 6) произвольное рабочее положение и малые габариты, что позволяет создавать различные компоновки распределительных устройств (РУ);
- 7) бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные малыми выделениями энергии в дуге и отсутствие выброса масла, газов при отключении КЗ;
- 8) отсутствие загрязнений окружающей среды;
- 9) высокая надёжность и безопасность эксплуатации, сокращение времени на монтаж, безопасный доступ к любому элементу РУ-10.

К недостаткам относится повышенный уровень коммутационных перенапряжений, что требуют применения специальных технических средств и высокая цена [18].

КРУ установленное в РУ-10 кВ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50Гц напряжением 10 кВ.

В КРУ имеется быстродействующая дуговая защита, выполненная на контактной системе, установленной в высоковольтных отсеках, причем, при коротком замыкании в цепях сборных шин КРУ, с возможностью выполнения АПВ. Устанавливать будем КРУ серии К-26 в таблице 11. приведены технические характеристики КРУ серии К-26.

Таблица 11 – Технические характеристики КРУ серии К-26

Наименование параметра	КРУ серии К-26
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток главных цепей ячеек КРУ, А	1000
Номинальный ток отключения встроенного выключателя, кА	20

Ток электродинамической стойкости сборных шин и главных цепей шкафов КРУ с выключателем, кА	52
Ток термической стойкости при времени протекания 3с, кА	31,5
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	Нормальная изоляция
Вид изоляции	Воздушная
Климатич. исполнение и категория размещения	У1
Наличие изоляции токоведущих частей	С неизолированными шинами
Условия обслуживания	С двухсторонним обслуживанием
Наличие дверей в отсеке выдвижного элемента ячейки	Ячейки без дверей
Наличие теплоизоляции в КРУ	Исполнение У1: с частичной теплоизоляцией
Вид управления	Местное, дистанционное

Проведём проверку выключателей на стороне 10 кВ. Результаты выбора выключателей сведём в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты выбора выключателей на стороне 10 кВ после реконструкции

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
ВБМ-10-20/1000 (для вводных и межсекционного выключателей)		
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 156,28$ А	$I_n = 1000$ А
$I_{нт} \leq I_{откл.н}$	$I_{нт} = 2,55$ кА	$I_{откл.н} = 20$ кА
$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n)$	$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) = 3,68$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n) = 42,43$ кА
$I'' \leq I_{пр.скв}$	$I'' = 2,55$ кА	$I_{пр.скв.} = 20$ кА
$i_{yd} \leq i_{пр.скв}$	$i_{yd} = 6,49$ кА	$i_{пр.скв} = 51$ кА
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 22,8$ кА ² · с	$I_m^2 t_m = 1200$ кА ² · с
ВБЧ-СЭ-10-20/630 (на присоединение отходящих ВЛ-10 кВ)		
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 36,6$ А	$I_n = 630$ А
$I_{нт} \leq I_{откл.н}$	$I_{нт} = 2,55$ кА	$I_{откл.н} = 20$ кА
$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n)$	$(\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}) = 3,68$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.н} (1 + \beta_n) = 42,43$ кА
$I'' \leq I_{пр.скв}$	$I'' = 2,55$ кА	$I_{пр.скв.} = 20$ кА
$i_{yd} \leq i_{пр.скв}$	$i_{yd} = 6,49$ кА	$i_{пр.скв} = 51$ кА
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 22,8$ кА ² · с	$I_m^2 t_m = 1200$ кА ² · с
Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные



Рисунок 13 – КРУ К-26



Рисунок 14 – ВМ 10-20/1000



Рисунок 15 – ВЧ-СЭ-10-20/630

3.4.1 Техническое обслуживание

В оперативное обслуживание КРУ входят:

- Периодические осмотры, проводимые не реже одного раза в смену;
- Внеочередные осмотры, проводимые после отключений коротких замыканий, неблагоприятных погоде (сильном тумане, мокром снеге, гололеде и т.п.);
- Ведение заданного режима работы по схеме, нагрузке, напряжению, температуре воздуха;
- Производство необходимых оперативных переключений: плановых, внеплановых, аварийных и с целью допуска к работам ремонтных и специализированных бригад;
- Снятие показаний электрических приборов и электросчетчиков;

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

– Уход за низковольтными электрическими аппаратами и аппаратами вспомогательных цепей;

– Производство небольших по объему ремонтно-эксплуатационных работ (ремонт цепей освещения, устройств обогрева, аппаратуры блокировки, небольшие покрасочные работы на оборудовании и ограждениях, уборка помещений);

– Ликвидация небольших аварийных повреждений.

Во время периодических осмотров КРУ следует проверить:

- санитарное состояние помещений;
- состояние выключателей по механическим указателям на приводах;
- состояние клеммных рядов – зажимов, переходов вторичной цепей на дверце, гибкой связи, штепсельного разъема;
- обогрев помещений (в зимнее время);
- показания измерительных приборов, характеризующих нагрузку, напряжение, состояние электрооборудования КРУ. При обнаружении дефектов, способных привести к аварии, необходимо принимать срочные меры по их устранению.

3.4.2 Требования безопасности при обслуживании КРУ

Ячейки КРУ оборудованы стационарными перегородками. В конструкции КРУ серии К-26 предусмотрены следующие меры, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

– всё находящееся под высоким напряжением оборудование размещено внутри ячеек со сплошной металлической оболочкой, и при нормальной эксплуатации недоступно для прикосновения;

– высоковольтные выключатели и их приводы, а также некоторые виды другого электрооборудования установлены на выдвигаемых элементах (выкатных тележках), что позволяет производить ревизию и ремонт выключателей и

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

оборудования вне ячеек, вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением;

– при выкатывании выдвигаемых элементов в ремонтное положение, доступ к остающимся под напряжением токоведущим частям перекрывается автоматически действующими металлическими шторками. Предусмотрена возможность запираания шторок при их закрытом положении висячими замками;

– для наблюдения за состоянием встроенного в ячейки оборудования, без снятия напряжения с главных цепей дверные проёмы задних стенок снабжены предохранительными заземляющими ножами, что позволяет отказаться от установки переносных заземлений (за исключением заземлений отсоединённых силовых кабелей);

– ячейки КРУ оборудованы системой электромеханической блокировки.

На ПС «Бакчар» 110/35/10 в состав КРУ серии К-12 входят: маломасляные выключатели серии ВМПЭ-10-20/630 со встроенным электромагнитным приводом (ПЭ-11, П-14), трансформаторы тока (ТВЛМ-10), трансформаторы напряжения (НАМИ-10–66), разрядники(РВО-10), заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и проходные изоляторы.

3.5 Выбор измерительных трансформаторов

3.5.1 Трансформаторы тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [10]. Первичная обмотка трансформатора тока включается последовательно в цепь с измеряемым переменным током, а во вторичную включаются измерительные приборы. Ток, протекающий по вторичной обмотке трансформатора тока, пропорционален току, протекающему в его первичной обмотке [10].

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

К трансформаторам тока предъявляются высокие требования по точности. Как правило, трансформатор тока выполняют с двумя и более группами вторичных обмоток: одна используется для подключения устройств защиты, другая, более точная – для подключения средств учёта и измерения.

Выбор ТТ при проектировании РУ заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки и сопоставлении её с номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость. Класс точности намечают в соответствии с назначением трансформатора тока: класс точности 0,5 – применяем для присоединения счётчиков денежного расчёта; класса 1 – для всех технических измерительных приборов; класса 3 и 10 – для релейной защиты [11].

В отличие от трансформатора напряжения, у трансформатора тока режим холостого хода является аварийным. Поэтому трансформатор тока нельзя включать в линию без подсоединённого к нему измерительного прибора. В случае необходимости отключения измерительного прибора от вторичной обмотки трансформатора тока, её обязательно нужно закортить [10].

Контроль режима работы подстанции осуществляем с помощью контрольно-измерительных приборов: вольтметра, ваттметра, варметра, счётчиков активной и реактивной энергии. Выбор и сравнение трансформаторов тока приведён в табл. 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка трансформаторов тока

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Трансформаторы тока встроенные: SB 0,8		
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 25,43$ А	$I_n = 600/5$ А
$i_{уд} \leq i_{нр.скв}$	$i_{уд} = 21,1$ кА	$i_{нр.скв} = 100$ кА
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 174,3$ кА ² ·с	$I_m^2 t_m = 10000$ кА ² ·с
Трансформаторы тока: GSR 540		
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ
$I_{расч} \leq I_n$	$I_{расч} = 25,43$ А	$I_n = 600/5$ А
$i_{уд} \leq i_{нр.скв}$	$i_{уд} = 21,1$ кА	$i_{нр.скв} = 60$ кА

$B_{\kappa} \leq I_m^2 t_m$	$B_{\kappa} = 174,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформаторы тока: ТФН-35		
$U_{\text{уст}} \leq U_n$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{расч}} \leq I_n$	$I_{\text{расч}} = 35,28 \text{ А}$	$I_n = 75 / 5 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр.ска}}$	$i_{\text{уд}} = 1,84 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.ска}} = 15 \text{ кА}$
$B_{\kappa} \leq I_m^2 t_m$	$B_{\kappa} = 1,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Трансформаторы тока: ТВЛМ-10		
$U_{\text{уст}} \leq U_n$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{расч}} \leq I_n$	$I_{\text{расч}} = 156,28 \text{ А}$	$I_n = 100 / 5 - 600 / 5 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нр.ска}}$	$i_{\text{уд}} = 6,49 \text{ кА}$	$i_{\text{нр.ска}} = 35,2 - 100 \text{ кА}$
$B_{\kappa} \leq I_m^2 t_m$	$B_{\kappa} = 22,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 t_m = 119 - 1587 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Контроль над режимами работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. В зависимости от характера объекта и структуры его управления объём контроля, и место установки контрольно – измерительной аппаратуры могут быть различными. В ходе развития автоматизации учёта и контроля режимов работы энергосистем появляются новые требования в отношении установки приборов.

Для учёта электроэнергии, протекающей по линиям 110 кВ, на вводах 110 кВ силовых трансформаторов предусмотрено применение многофункционального измерительного прибора «Мир С-03» (всего по проекту 4 прибора) с классом точности по активной/реактивной энергии 0,5S/0,5.

Счетчики устанавливаются в помещении в специальных шкафах учёта (в ОПУ). По проекту – два шкафа учёта с установкой в них по два счетчика.

В цепях учёта установлены испытательные клеммные коробки до счетчика.

С устанавливаемого измерительного прибора могут сниматься следующие сигналы:

- телеуправление проектируемым выключателем 110 кВ;
- телесигнализацию положения проектируемого выключателя 110 кВ;

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ					54

– телеизмерение активной, реактивной мощности на секционном выключателе 110 кВ от многофункционально токоизмерительного прибора.

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам на примере цепи СН трансформатора (табл. 14).

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э365	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	Д365	1,5	-	1,5
Счётчик активной энергии	СА4У-И670	2,5	2,5	2,5
Счётчик реактивной энергии	СР4У-И670	2,5	2,5	2,5
Итого:		6,6	5,1	6,6

Наибольшая нагрузка приходится на трансформаторы тока фаз А и С – 6,6А.

Общее сопротивление приборов [16]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,6}{25} = 0,264 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление соединительных проводов из алюминия $S = 2,5 \text{ мм}^2$, длиной $l = 40 \text{ м}$:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}} \cdot \sqrt{3}}{S},$$

где ρ - удельное сопротивление, Ом/м·мм²;

$$\rho = 0,0283 \text{ Ом/м·мм}^2;$$

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина провода;

S – сечение провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 40 \cdot \sqrt{3}}{2,5} = 0,784 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$.

– по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$;

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А;

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб})^2 + (\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб})^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

В соответствии с техническим заданием для ОРУ 110 кВ выбираем антирезонансные трансформаторы напряжения типа НАМИ-110 с 3-мя вторичными обмотками, две из которых используются для подключения устройств релейной защиты и автоматики, а третья вторичная обмотка – дополнительная, для подключения цепей учета. Подсчёт нагрузки для трансформатора напряжения типа НАМИ-110 производим в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения НАМИ-110

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, В·А	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Количество приборов	ΣS
Многофункциональный измерительный прибор (счетчик) РЗиА	«Мир С-03»	8	1	0,8	4	32
		5	1	1	1	5

Рассмотрим выбор трансформатора на $U=110$ кВ:

$$2000 \text{ ВА} > \sqrt{(32 \cdot 1 + 5 \cdot 1)^2 + (32 \cdot 0,8 + 5 \cdot 0)^2} = 45 \text{ ВА.}$$

Аналогично проведём проверку трансформаторов напряжения в цепи СН и НН подстанции. Данные расчетов сведём в таблицу 17-18.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения в цепи СН

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, В·А	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Количество приборов	ΣS
Вольтметр	Э365	0,1	1	0	2	0,2
Ваттметр	Д365	1,5	1	0	2	3
Счётчик актив. энергии	СА4У-И670	2,5	0,38	0,92	5	12,5
Счётчик реактив. энергии	СР4У-И670	2,5	0,38	0,92	5	12,5
РЗиА		5	1	0	1	5

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения в цепи НН

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, В·А	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Количество приборов	ΣS
Вольтметр	Э365	0,1	1	0	2	0,2
Счётчик актив. энергии	СА4У-И670	2,5	0,38	0,92	12	30
Счётчик реактив. энергии	СР4У-И670	2,5	0,38	0,92	12	30
УРЗиА		5	1	0	1	5

Выбор трансформаторов напряжения сведём в табл. 19.

Таблица 19– Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Тип ТН	$S_{2\Sigma}$, В·А ,	$S_{ном}$, В·А ,
НАМИ-110	45	2000
ЗНОМ-35	29	150
НТМИ-10	62	200

Таким образом, выбор трансформаторов напряжения произведён правильно, и они будут работать без погрешностей в выбранном классе точности.

3.6 Выбор гибкого токопровода

Выберем токопровод, по которому электроэнергия передается от трансформатора 110/35/10 кВ в РУ – 10 кВ.

Сечение токопровода выбираем по экономической плотности тока (материал – алюминий) [16]:

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ					58

$$g_{э} = \frac{I_{норм}}{J_{эк}}$$

где: $J_{эк}$ – экономическая плотность тока (для зоны Западной Сибири) $J_{эк} = 1,3 \text{ А/мм}^2$; при $T_{max} = 1000 - 3000 \text{ ч}$.

$I_{норм}$ – рабочий ток нормального режима.

$$I_{норм} = \frac{I_{расч}}{2},$$

где, $I_{расч}$ – расчетное значение тока.

$$I_{расч} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 156,28 \text{ А},$$

$$I_{норм} = \frac{156,28}{2} = 78,14 \text{ А},$$

$$g_{э} = \frac{78,14}{1,3} = 60,11 \text{ мм}^2.$$

На данный момент на подстанции находится в эксплуатации токопровод марки АС-150, проведём его проверку.

Проверяем токопровод по максимальной, длительной нагрузке:

$$I_{max} \leq I_{дон},$$

где, I_{max} – максимальный рабочий ток токопровода.

$$I_{max} = I_{расч.} = 156,28 \text{ А}.$$

$$I_{дон} = I_m \cdot k_1 \cdot k_5,$$

где: $I_m = 450 \text{ А}$ – максимальное допустимое значение тока для проводника по ПУЭ;

$k_1 = 1$ – коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды;

$k_5 = 1,05$ – коэффициент, учитывающий фактическое рабочее напряжение.

$$I_{дон} = I_m \cdot k_1 \cdot k_5 = 450 \cdot 1 \cdot 1,05 = 472,5 \text{ А},$$

таким образом

$$I_{max} = 156,28 < I_{дон} = 472,5 \text{ А}.$$

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Проверка токопровода, выполненного голыми проводами на ОРУ, на термическую стойкость не проводится [16].

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_{\kappa}^{(3)} \geq 20$ кА, в нашем случае $I_{\kappa}^{(3)} = 2,55$ кА, соответственно проверку не проводим [16].

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше [16].

Аналогично проведём проверку токопровода марки АС-150, по которому электроэнергия передается от трансформатора 110/35/10 кВ в РУ – 35 кВ.

$$I_{\max} = I_{\text{расч.}} = 35,28 \text{ А,}$$

$$I_{\max} = 35,28 < I_{\text{дон}} = 472,5 \text{ А.}$$

Проверка токопровода, выполненного голыми проводами на ОРУ, на термическую стойкость не проводится [16].

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_{\kappa}^{(3)} \geq 20$ кА, в данном случае $I_{\kappa}^{(3)} = 0,722$ кА, соответственно проверку не проводим.

Производится проверка выполнения условия короностойкости по формуле:

$$1,07E \leq 0,9E_0.$$

Определяется начальная критическая напряжённость электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,84}} \right) = 32,95 \text{ кВ/см.}$$

где: $m=0,82$ – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода для многопроволочных проводов; $r_0 = \frac{1}{2} d_0 = \frac{1}{2} \cdot 1,68 = 0,84$ см. – радиус провода.

Напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода определяется по выражению

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 38,5}{0,84 \cdot \lg \frac{378}{0,84}} = 6,115 \text{ кВ/см.}$$

где: $U=38,5$ кВ – линейное напряжение, кВ; D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см. При горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378$ см., где $D = 300$ см. - расстояние между соседними фазами.

$$1,07E = 1,07 \cdot 6,115 = 6,543 \text{ кВ/см} < 0,9E_0 = 0,9 \cdot 32,95 = 29,66 \text{ кВ/см.}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка гибких токопроводов

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
U=10 кВ		
$g_3 = \frac{I_{норм}}{J_{эк}}$ $I_{max} \leq I_{доп}$	$I_{норм} = 78,14 \text{ А,}$ $g_3 = 60,11 \text{ мм}^2.$ $I_{max} = 156,28 \text{ А.}$	АС-150/19 $S = 150 \text{ мм}^2.$ $I_{доп} = 472,5 \text{ А.}$
U=35 кВ		
$g_3 = \frac{I_{норм}}{J_{эк}}$ $I_{max} \leq I_{доп}$ $1,07E \leq 0,9E_0.$	$I_{норм} = 78,14 \text{ А,}$ $g_3 = 60,11 \text{ мм}^2.$ $I_{max} = 35,28 \text{ А.}$ $1,07E = 6,543 \text{ кВ/см.}$	АС-150/19 $S = 150 \text{ мм}^2.$ $I_{доп} = 472,5 \text{ А.}$ $0,9E_0 = 29,66 \text{ кВ/см.}$

Таким образом, оставляем в эксплуатации гибкий токопровод АС-150 для соединения выводов трансформаторов с шинами РУ-10 кВ и РУ-35 кВ.

3.7 Выбор шинпровода

Сборные шины по экономической плотности не выбираются, сечение сборных шин производят по [16]:

- по наибольшему току в цепи сборных шин;
- на термическую стойкость;
- на электродинамическую прочность.

Выбираем шинопровод для РУ-10 кВ.

Наибольший ток в цепи сборных шин:

$$I_{\max} = 156,28 \text{ А.}$$

На подстанции в эксплуатации находятся алюминиевые шины размером 100×10 мм. с $I_{\text{доп}} = 870 \text{ А}$.

Проверка по наибольшему току:

$$I_{\max} = 156,28 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 870 \text{ А.}$$

Проверка сборных шин на термическую стойкость.

Минимальное сечение шинопровода по условию термической стойкости:

$$g_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T},$$

где: $B_k = 22,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - тепловой импульс,

$C_T = 82$ - коэффициент для шин из алюминия.

$$g_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{22,8}}{82} 58,32 \text{ мм}^2 < 100 \times 10 \text{ мм}^2$$

По электродинамической стойкости шины выбирают исходя из условия:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}},$$

где: σ - напряжение в материале шин;

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W},$$

где: M - максимальный изгибающий момент, Н · м ;

W - момент сопротивления сечения шин, м^3 .

$$M = \frac{F \cdot l^2}{\xi},$$

где: F - сила взаимодействия между проводниками при протекании по ним ударного тока к.з. , Н;

$l = 1_m$ - расстояние между изоляторами,

$\xi = 10$.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$F = \sqrt{3} \cdot i_{y\partial}^2 \cdot 10^6 \frac{l}{a} \cdot 10^{-7} \cdot K_{\phi},$$

где: $a = 0,3$ м – расстояние между фазами;

$K_{\phi} = 1$ - коэффициент формы;

$i_{y\partial} = 6,49$ кА – ударный ток короткого замыкания.

Пусть шины расположены друг к другу узкими сторонами:

$$b = 10 \text{ мм} = 10 \cdot 10^{-3} \text{ м},$$

$$h = 100 \text{ мм} = 10 \cdot 10^{-2} \text{ м},$$

$$F = \sqrt{3} \cdot 6,49^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{0,3} \cdot 10^{-7} \cdot 1 = 24,3 \text{ Н},$$

$$M = \frac{24,3 \cdot 1}{10} = 2,43 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

$$W = \frac{hb}{6},$$

$$W = \frac{(6 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{6} = 3,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

$$\sigma_{\text{расч.}} = \frac{2,43}{3,6 \cdot 10^{-6}} = 0,7 \text{ мПа}.$$

Наибольшее допустимое при изгибе напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ не должно превышать для алюминия 70 мПа.

$$\sigma_{\text{расч.}} = 0,7 \text{ мПа} \leq \sigma_{\text{доп.}} = 70 \text{ мПа}.$$

Шины механически прочны.

Таким образом, алюминиевые шины прямоугольного сечения 100×10 мм. удовлетворяют необходимым условиям.

3.8 Выбор изоляторов

Изоляторы предназначены для крепления шин и их безопасного обслуживания. В распределительных устройствах шины крепятся на опорных,

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

проходных и подвесных изоляторах. Жёсткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

Род установки

$$U_{ном.} \geq U_{ном.уст.}$$

Допустимая механическая нагрузка:

$$F_{расч} < 0,6F_{разр} = F_{доп}$$

Расчетная нагрузка на изолятор определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i^2 \cdot y \cdot d}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{6490^2}{0,3} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 24,3 \text{ кН},$$

где l – расстояние между изоляторами в пролете, $l=1\text{м}$;

a – расстояние между фазами, $a=0,3 \text{ м}$.

Выбираем изолятор для внутренней установки ИОР-10-42,5УХЛЗ:

$$U_{ном.} = 10\text{кВ} = U_{ном.уст.} = 10\text{кВ},$$

$$0,6F_{разр} = 0,6 \cdot 42,5 = 25,5 \text{ кН} > F_{расч} = 24,3 \text{ кН}.$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условиям.

Выбираем проходной изолятор ИП-10/5000-42,5У2:

$$U_{ном.} = 10\text{кВ} = U_{ном.уст.} = 10\text{кВ}$$

$$I_{max} = 156,28 \text{ А} < I_{доп} = 5000 \text{ А}.$$

Проверяем изолятор на механическую прочность:

Для проходных изоляторов:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i^2 \cdot y \cdot d}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{6490^2}{0,3} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 12,15 \text{ кН}$$

$$0,6F_{разр} = 0,6 \cdot 42,5 = 25,5 \text{ кН} > F_{расч} = 12,15 \text{ кН}.$$

3.9 Выбор разрядников и ограничителей напряжения

Электрооборудование подстанции может оказаться под повышенным напряжением, по сравнению с номинальным при грозе и коммутационных перенапряжениях. Для защиты (ограничения) линейной изоляции от атмосфер-

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

ных и коммутационных перенапряжений применяют вентильные разрядники. Создание новых высоконелинейных резисторов на базе оксидно-цинковых материалов позволило разработать ограничители перенапряжений (ОПН), выполняющих ту же функцию, что и вентильные разрядники. Ограничитель представляет собой высоконелинейный резистор, состоящий из соединённых последовательно дисков оксидно-цинковых варисторов, в герметичной полимерной изоляционной крышке. В отличие от вентильных разрядников ОПН не имеют искровых промежутков и присоединяются непосредственно к линии или защищаемому объекту. ОПН выпускаются на широкую гамму напряжений – от 0,4 кВ до 500 кВ. Номинальное напряжение $U_{ном}$ должно быть равно номинальному напряжению сети $U_{ном}$ сети, а расстояние до защищаемого объекта выбирается в зависимости от номинального напряжения сети, схемы установки и типа ОПН в соответствии с ПУЭ (п.4.2) [8].

Выбираем ОПН для класса напряжения:

- 110 кВ – ОПНп-110/73/10/2УХЛ1;
- 35 кВ – ОПНп-35/40,5/10/2УХЛ1;
- 10 кВ – ОПНп-10/12,7/10/400 УХЛ1.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

4 Релейная защита и автоматика

В процессе эксплуатации систем электроснабжения возникают повреждения отдельных ее элементов. Наиболее опасным и частым видом повреждений является короткое замыкание между фазами электрооборудования и однофазные короткие замыкания на землю в сетях с большими токами замыкания на землю. В электрических машинах и трансформаторах наряду с междуфазными короткими замыканиями и замыканиями на землю имеют место витковые замыкания. Вследствие возникновения короткого замыкания нарушается нормальная работа системы электроснабжения, что создает ущерб для промышленного предприятия.

При протекании тока короткого замыкания элементы системы электроснабжения подвергаются термическому и динамическому воздействию. Для уменьшения размеров повреждения и предотвращения аварии устанавливают совокупность автоматических устройств, называемых релейной защитой и обеспечивающих с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента или сети [7].

Релейная защита предназначена для обеспечения надёжной, устойчивой бесперебойной работы энергосистемы. Релейная защита должна срабатывать при повреждениях в защищаемой зоне и не должна срабатывать при повреждениях вне защищаемой зоны, а также при отсутствии повреждений [7].

Требования к устройствам релейной защиты и автоматики:

- селективность (выборность);
- быстродействие;
- чувствительность;
- надёжность;
- резервирование

					ФЮРА.140205.013 ПЗ			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Шананин А.Н.			Релейная защита и автоматика	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Фикс Н.П.					66	140
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО гр. 3-9201</i>		
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>								

Под селективностью понимается действие защиты, при котором отключается только поврежденный участок, а все остальные участки остаются в работе.

Быстродействие релейной защите необходимо для ограничения размеров повреждения защищаемого элемента электрической дугой, уменьшение продолжительности снижения напряжения. К быстродействующим относятся защиты, которые срабатывают в течение 0,1 сек. после КЗ [7].

Чувствительность защиты – это способность защиты реагировать на повреждения в ранней стадии нарушение нормального режима работы [7].

Надёжность работы защиты заключается в том, чтобы она обеспечивала безотказное действие во всех случаях, на которые она рассчитана.

Резервирование защиты состоит в том, что в случае несрабатывания защиты данного участка поврежденный участок должна отключить следующая по направлению к источнику питания защита.

По способам обеспечения селективности защиты разделяются на две группы:

- защиты, с абсолютной селективностью которые работают только при коротком замыкании на защищаемом участке;
- защиты с относительной селективностью, те защиты, которые, работают как при коротком замыкании на защищаемом участке, так и при нарушениях на смежных присоединениях [7].

Однако одной релейной защиты бывает недостаточно для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения. Поэтому дополнительно предусматривают устройство автоматического включения резерва (АВР) и устройство автоматического повторного включения (АПВ).

4.1 Задачи при проектировании релейной защиты

Все вновь устанавливаемые на подстанцию 110/35/10 кВ «Бакчар» устройства РЗА выполнены на микропроцессорных терминалах. Питание вновь

По логике входных/выходных дискретных сигналов терминалы МП защит и автоматики совместимы с существующими традиционными электромеханическими устройствами. Это позволяет проводить поэтапную замену существующих устройств РЗА и работать с устройствами защиты, автоматики, ПА, временно остающимся в рамках присоединения. Это обусловлено, прежде всего, выделением пускового комплекса при проведении реконструкции устройств РЗА. Для реализации этого условия в терминалах МП защит и автоматики имеется необходимое число модулей дискретных входов (выходов).

Взаимодействие терминалов МП защит и автоматики между собой (ускорение отдельных видов защит, УРОВ, запрет АПВ, опережающее действие и т.д.) выполнено с использованием входных и выходных сигналов, выведенных на ряд клеммных зажимов шкафа.

Выходные цепи реле микропроцессорных устройств обеспечивают коммутацию цепей оперативного тока с номинальным напряжением 220 В.

Средний срок службы шкафа составляет не менее 20 лет при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию с заменой, при необходимости, материалов и комплектующих, имеющих меньший срок службы.

В шкафу в соответствии с ГОСТ Р 51321.1-2000 (МЭК 60439-1-92) обеспечивается непрерывность цепи защитного заземления. При этом электрическое сопротивление, измеренное между болтом для заземления шкафа и любой заземляемой металлической частью, не превышает 0,1 Ом.

На металлоконструкции шкафа предусмотрен заземляющий болт, который должен использоваться только для присоединения к заземляющему контуру.

Выполнение этого требования по заземлению является обязательным.

МП устройства защиты и автоматики обеспечивают:

– просмотр параметров настройки и задание логики работы и уставок защит и автоматики, факторов пуска осциллографа в диалоговом режиме со встроенного дисплея терминала, с переносного компьютера и по сети SCADA с

										Лист
										70
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ					

рабочих станций системы управления с защитой от несанкционированного доступа;

- сигнализацию срабатывания каждой защиты с идентификацией ступени, а так же сигнализацию срабатывания каждого устройства автоматики;

- регистрацию (осциллографирование) аварийных и предаварийных процессов защищаемой электрической сети;

- сохранение всех параметров настройки в отдельном файле настройки, возможность экспорта/импорта файлов настройки, параметров из файла/в файл в диалоговом режиме с обеспечением защиты от несанкционированного доступа;

- полную самодиагностику внутренних цепей с выдачей диагностического сигнала «готовность» или «нет готовности». Отсутствие готовности сопровождается выдачей предупредительного сигнала с одновременной расшифровкой причины неисправности;

- вывод из МП защиты необходимого объема информации для анализа правильности действия защиты и для создания координированных систем контроля и управления.

Факт срабатывания каждой из защит формирует аварийный сигнал.

Предупредительный сигнал формируют следующие события:

- факт выявления неисправности терминала при проведении самодиагностики;

- факт появления любого сбоя в работе защит;

- факт исчезновения напряжения питания.

4.2 Защиты силовых трансформаторов

Для защиты понижающих трансформаторов, установленных в сетях напряжением 6 кВ и выше, должны предусматриваться устройства релейной защиты от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах, однофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах, витковых замыка-

ний в обмотках, токов в обмотках при внешних коротких замыканиях и перегрузках, понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах и в маслонаполненных вводах трансформаторов.

4.2.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита трансформатора действует без выдержки времени при двух и трёх фазных коротких замыканиях внутри силового трансформатора, на шинных мостах 35 кВ и 10 кВ до трансформаторов тока выключателей вводов 35 кВ и 10 кВ, а также при всех видах КЗ на шинах 110 кВ до трансформаторов тока 110 кВ. Принцип действия диф. защиты основан на сравнении величин и направлений токов одноимённых фаз всех сторон трансформатора в дифференциальном реле. В нормальном режиме и при внешних коротких замыканиях в реле диф. защиты протекает только ток небаланса недостаточный для срабатывания защиты, а при КЗ в зоне действия диф. защиты ток резко возрастает и приводит к отключению трансформатора [7].

Дифференциальная продольная защита является основной быстродействующей защитой трансформатора.

Дифференциальная продольная защита выполнена в 3-х фазном, 2-х релейном исполнении на реле ДЗТ-11.

4.2.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) действует с выдержкой времени при двух и трёх фазных КЗ внутри силового трансформатора, на шинных мостах 35 кВ и 10 кВ (в случае отказа в работе основных защит – дифференциальной и газовой защиты 2-ой ступени), а также резервирует защиты вводов 10 и 35 кВ [7].

										Лист
										72
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ					

Принимаем для защиты трансформатора два реле типа РТ-40/20 в 3-х фазном, 2-х релейном исполнении. Реле времени РВ-01 с пределами уставок от 0,1 до 10 секунд.

4.2.3 Газовая защита 2-ой ступени

Газовая защита 2-ой ступени действует без выдержки времени при всех внутренних повреждениях, сопровождающихся интенсивным газообразованием, а также при опасном снижении уровня масла в баке трансформатора. Газовая защита не действует при коротких замыканиях на выводах трансформатора.

При интенсивном газообразовании, имеющем место при значительных повреждениях, бурно расширяющиеся газы создают сильное давление, под влиянием которого масло в кожухе трансформатора приходит в движение, перемещаясь в сторону расширителя.

Образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора. Эти признаки используются для выполнения специальной защиты при помощи газовых реле, реагирующих на появление газа и движение масла. Газовое реле устанавливается в трубе, соединяющей кожух трансформатора с расширителем так, чтобы через него проходили газ, поток масла, устремляющийся в расширитель при повреждениях в трансформаторе [7].

4.2.4 Газовая защита устройства РПН трансформатора

Газовая защита устройства РПН трансформатора действует без выдержки времени при повреждениях переключающего устройства, сопровождающихся бурным перетоком масла в расширитель. Реагирующим органом является струйное реле, которое не имеет сигнального элемента и не срабатывает при уходе масла и заполнении реле воздухом.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

4.2.5 Защиты трансформатора действующие на сигнал

Газовая защита 1-ой ступени действует с выдержкой времени на сигнал при повреждениях трансформатора, вызывающих медленное газообразование, или при снижении уровня масла до газового реле.

Защита от понижения уровня масла действует с выдержкой времени на сигнал при снижении уровня масла в расширителях РПН и трансформатора ниже реле уровня масла.

Защита от перегрева масла в трансформаторе действует с выдержкой времени на сигнал при повреждениях трансформатора, сопровождающихся повышением температуры верхних слоёв масла выше нормированных пределов.

Защита от перегруза трансформатора действует на сигнал посредством токового реле при токах нагрузки выше номинальных по сторонам 110 и 10 кВ. Ток срабатывания защиты согласно карте уставок. Токовое реле устанавливается в одной фазе, поскольку перегрузка трансформатора возникает одновременно во всех трёх фазах.

4.3 Защита и автоматика линий 35 (10) кВ

На линиях 35 кВ выполнена двухступенчатая максимальная токовая защита. МТЗ 2-ой ступени с большей выдержкой срабатывает при междуфазных КЗ на всей ВЛ-35 кВ, а также резервирует сторону 10 кВ силовых трансформаторов, питающихся по этой ВЛ. МТЗ 1-ой ступени с меньшей выдержкой срабатывает при междуфазных КЗ на ВЛ-35 кВ, а также на сборных шинах 35 кВ подстанций, питающихся по этой ВЛ.

Токовая отсечка действует без выдержки времени при КЗ в начале ВЛ-35 кВ.

Автоматическое повторное включение (АПВ), двукратное, действует на включение выключателя при его аварийном отключении.

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ				74

На линиях 10 кВ выполнена МТЗ действующая с выдержкой времени на отключение выключателя при двух- и трёхфазных КЗ на всей ВЛ-10 кВ.

Токовая отсечка на ВЛ-10 кВ без выдержки времени действует на отключение выключателя при двух- и трёхфазных КЗ в начале линии.

АПВ однократное, действует с выдержкой времени на включение выключателя линии 10 кВ при его аварийном отключении.

Для защиты ВЛ-35 кВ установлены реле тока РТ-40/6 с пределами уставок от 1 до 6 А и реле времени РВ-114 с пределами уставок 0,5-10 секунд.

Для защиты ВЛ-10 кВ установлены реле тока РТ-40/10 с пределами уставок от 2,5 до 10 А и реле времени РВ-114 с пределами уставок 0,5-10 секунд.

4.4 Защита и автоматика сборных шин 35 (10) кВ

Защита ошиновки 35(10) кВ действует без выдержки времени на отключение ввода 35 (10) кВ при КЗ на всех участках шин от трансформаторов тока линейных выключателей до трансформаторов тока ввода 35 (10) кВ, и резервирует защиты ВЛ-35 (10) кВ.

Автоматическое повторное включение (АПВ), однократное, действует с выдержкой времени на включение выключателя при его аварийном отключении. АПВ не работает при отключении ввода 35 (10) кВ от ключа управления или от защит силового трансформатора.

4.5 Регулирование напряжения под нагрузкой (РПН)

РПН предназначено для поддержания заданного уровня напряжения в сети 35 кВ и 10 кВ подстанции. Предусмотрена возможность автоматического, дистанционного и местного управления РПН. Контроль напряжения осуществляется по стороне 10 кВ.

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ					75

4.6 Телемеханизированная система графиков временного отключения

На вводах 10, 35 кВ и отходящих фидерах 10, 35 кВ смонтирована телемеханизированная система графиков временного отключения (ГВО). Основное назначение, дистанционное отключение, включение этих присоединений.

Выбор режима управления: «Местное» или «Дистанционно» производится с разрешения диспетчера. При установке ключа режима управления в положение «Дистанционно» переключение ведётся с диспетчерского пункта. На мониторе высвечивается положение «Дистанционно», отключение или включение привода невозможно ключом управления выключателя.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

5 Расчёт молниезащиты

Безаварийная работа электроустановок обеспечивается выполнением комплекса организационных и технических мероприятий. Важное место среди них занимает защита объектов от прямого и косвенного воздействия грозовых разрядов. В настоящее время проблема молниезащиты и защиты от перенапряжений приобретает всё большую актуальность в связи с тем, что в электрических сетях возрастает количество потребителей, чувствительных к импульсам перенапряжений и электромагнитным помехам. Безупречная работа молниезащиты достигается при детальной проработке и реализации систем внешней и внутренней защиты. Малейшее отклонение в координации этих систем может стать причиной возникновения опасных перенапряжений и электромагнитных помех, приводящих к сбою в работе оборудования или выходу его из строя [7].

Напряжение, длительное приложение которого безопасно для электрооборудования, называется наибольшим рабочим напряжением сети $U_{\text{наиб.раб.}}$. Повышения напряжения сверх $U_{\text{наиб.раб.}}$ называются перенапряжениями. Грозовые перенапряжения возникают при ударе молнии в электроустановку (перенапряжения прямого удара) или вблизи неё в землю (индуцированные).

Защита от перенапряжений включает в себя комплекс мероприятий, ограничивающих перенапряжения при грозе, коммутациях и повреждениях до уровня, безопасного для работы электрической изоляции и чувствительных к электромагнитным помехам потребителей. В комплекс входит установка молниеотводов и создание внутренней системы защиты объекта от электромагнитных помех правильным выполнением заземления, выбором защитных устройств и мест их установки. С целью обеспечения надёжной

					ФЮРА.140205.013 ПЗ		
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Расчёт молниезащиты		
Разраб.	Шананин А.Н.						
Руковод.	Фикс Н.П.						
Реценз.							
Н.Контр							
Утвердил							
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						77	140
					ТПУ ИнЭО гр. 3-9201		

защиты электроустановок все элементы внешней молниезащиты согласуются с внутренними.

Интенсивность грозовой деятельности характеризуется числом грозовых часов n или грозовых дней n' в году ($n \approx 1,5n'$) [8]. Для Томской области этот показатель равен $n = 40 \div 60$ часов в год.

Число ударов молнии в 1 км^2 поверхности земли составляет в среднем 0,067 за один грозовой час.

Число ударов молнии в отдельно стоящий молниеотвод высотой h , м, равно [7]:

$$N = 1,5\pi nh^2 \cdot 10^{-6}.$$

Открытое распределительное устройство (ОРУ) напряжением 110 кВ должно быть защищено от прямых ударов молнии по ПУЭ. Существующая система молниезащиты ПС «Бакчар» выполнена стержневыми молниеотводами, установленными на порталах.

При установке нового оборудования часть нового оборудования остается незащищенной от ударов молнии, в связи, с чем проектом предусмотрена установка на вновь устанавливаемом портале дополнительного молниеотвода и перерасчет системы молниезащиты подстанции.

Защита от прямых ударов молнии ОРУ – 110 кВ осуществляется стержневыми молниеотводами, как правило, на их конструкциях. В соответствии с ПУЭ места присоединения молниеотводов находятся не ближе 15м от места присоединения трансформаторов к заземляющему контуру. Защитное действие молниеотвода характеризуется его зоной защиты, которая представляет собой пространство, не поражаемое прямыми ударами молний. Сооружение считается защищенным, когда все его части находятся в пределах зоны защиты молниеотводов. Зона защиты многократных стержневых молниеотводов равной высоты определяется как зона защиты попарно взятых соседних стержневых молниеотводов [7].

Рассчитать молниезащиту – это значит определить тип защиты, её зону, параметры и ожидаемое количество поражений объекта молнией в год.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

По типу защиты молниезащита на ПС «Бакчар» будет выполнена многократной стержневой.

1. Выбор высоты молниеотводов. Открытое распределительное устройство 110 кВ подстанции «Бакчар» имеет следующие габаритные размеры: высота наиболее высокого объекта h_x составляет 11 м, длина $a = 31$ м, ширина $b = 28$ м. Расстояние между ближними молниеотводами $l_1 = l_2 = 18$ м, между удалёнными - $l_3 = 22$ м. Предельное расстояние между молниеотводами определяется по соотношению [7]:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2 + l_3^2} = \sqrt{18^2 + 18^2 + 22^2} = 33,6 \text{ м.}$$

Для молниеотводов высотой $h \leq 30$ м условие защиты всей площади имеет вид: $L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a$. Из этого соотношения превышение высоты молниеотводов h_a над высотой защищаемого объекта h_x должно составлять:

$$h_a \geq \frac{L}{8} = \frac{33,6}{8} = 4,2 \text{ м.}$$

Полная высота молниеотвода: подстанции:

$$h = h_x + h_a = 11 + 4,2 = 15,2 \text{ м.}$$

Молниеотводы данной высоты должны обеспечить защиту всей площади ОРУ подстанции от прямых ударов молнии.

2. Определение границ зоны защиты. Для многократных стержневых молниеотводов зона защиты строится посредством попарно взятых соседних стержневых молниеотводов [7].

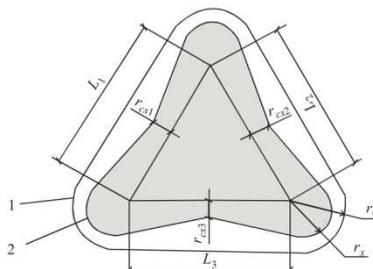


Рисунок 16 – Зона защиты (в плане) многократного стержневого молниеотвода:

1 – граница зоны защиты на уровне земли; 2 -тоже на уровне h_x .

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Высота вершины конуса стержневого молниеотвода h_0 и радиусы защиты на уровне земли r_0 и на высоте защищаемого объекта r_x определяются как для одиночного стержневого молниеотвода [7]:

$$h_0 = 0,92 h = 0,92 \cdot 15,2 = 13,98 \text{ м};$$

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) \cdot 2 = 1,5\left(h - \frac{h_x}{0,92}\right) \cdot 2 = 1,5 \cdot \left(15,2 - \frac{11}{0,92}\right) \cdot 2 = 9,73 \text{ м};$$

$$r_0 = 1,5h = 1,5 \cdot 15,2 = 22,8 \text{ м}.$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h) = 13,98 - 0,14 \cdot (18 - 15,2) = 13,58 \text{ м};$$

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h) = 13,98 - 0,14 \cdot (18 - 15,2) = 13,58 \text{ м};$$

$$h_{\min 3} = h_{c3} = h_0 - 0,14 \cdot (l_3 - h) = 13,98 - 0,14 \cdot (22 - 15,2) = 13,01 \text{ м}.$$

Ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне земли составляет:

$$r_c = r_0 = 1,5h = 1,5 \cdot 15,2 = 22,8 \text{ м},$$

на уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} = 22,8 \cdot \frac{13,58 - 11}{13,58} = 4,33 \text{ м};$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}} = 22,8 \cdot \frac{13,58 - 11}{13,58} = 4,33 \text{ м};$$

$$r_{cx3} = r_0 \cdot \frac{h_{c3} - h_x}{h_{c3}} = 22,8 \cdot \frac{13,01 - 11}{13,01} = 3,52 \text{ м}.$$

3. Определение надёжности защиты подстанции от прямых ударов молнии. Число ударов молнии в подстанцию в год определяется по соотношению:

$$N = 0,06n(a + 10h)(b + 10h) \cdot 10^{-6};$$

$$N = 0,06 \cdot 50 \cdot (31 + 10 \cdot 15,2) \cdot (28 + 10 \cdot 15,2) \cdot 10^{-6} = 0,099.$$

Число отключений подстанции по соотношению $\gamma = N \cdot \psi_n \cdot \psi_i \cdot \psi_g$ составит:

$$\gamma = N \cdot \psi_n \cdot \psi_i \cdot \psi_g = 0,099 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,70 = 0,47 \cdot 10^{-4},$$

где, $\psi_n = 10^{-3}$ - вероятность прорыва молнии сквозь зону защиты молниеотводов,
 $\psi_i = 0,68$ - вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии,
 $\psi_g = 0,70$ - вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу.

Показатель грозоупорности составит:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{0,47 \cdot 10^{-4}} = 2,1 \cdot 10^4 \text{ лет.}$$

Фактически m ещё больше, так как зона молниезащиты построена с запасом.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью раздела является расчет сравнительной экономической эффективности капитальных вложений на реконструкцию подстанции и сопоставления разрабатываемых проектных вариантов. Рассмотрим два варианта:

- 1) установим силовой трансформатор типа ТМТ-6300/110/35/10
- 2) установим силовой трансформатор типа ТМТН-6300/110/35/10

6.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости

Для выполнения работ по проектированию формируется группа, которую возглавляет руководитель, в состав могут входить инженеры-проектировщики, ведущие инженеры, и другие инженерно-технические специальности, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе мы составляем перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования, производим распределение работ.

Для расчета основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ, который отразим в таблице 23.

Наиболее ответственной частью экономических расчётов является расчёт трудоёмкости работ, так как трудовые затраты составляют основную часть стоимости научно-исследовательских, опытно-конструкторских и проектных работ. Удельный вес заработной платы в общей сметной стоимости работ составляет 35-65%, а иногда и более [14].

					ФЮРА.140205.013 ПЗ			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.	Шананин А.Н..				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.	Фикс Н.П.						82	140
Консульт.	Коршунова Л.А					ТПУ ИнЭО гр. 3-9201		
Н.Контр								
Утвердил								

Для определения трудоемкости выполнения проекта сначала составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены.

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

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

где, t_{max} , – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дней;

t_{min} , – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дней;

$t_{н.в.}$ – наиболее возможная, по мнению экспертов, продолжительность работы (реалистическая оценка), человеко-дней. Данные сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Описание графика выполнения работ

Сотрудник	Количество дней	Обозначение на графике
Руководитель	90	
Ведущий инженер	90	
Инженер	90	

Таблица 22 –Этапы и график выполнения работ

№ этапа	Наименование работы	Потребная численность, чел.	Продолжительность работы				График выполнения работ, дни													
			t_{min}	$t_{н.в.}$	t_{max}	$t_{ож}$	1 - 6	7 - 11	12 - 18	19 - 23	24 - 28	29 - 33	34 - 38	39 - 46	47 - 50	51 - 54	55 - 67	68 - 83	84 - 90	
0-1	Разработка задания	Руководитель Ведущий инженер Инженер	5	6	7	6	■													
1-2	Подбор кадров	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5		■												
2-3	Сбор и изучение литературы	Руководитель Ведущий инженер Инженер	7	8	9	8			■											
3-4	Анализ полученной информации	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5				■										
4-5	Выбор варианта реконструкции	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5					■									
5-6	Выбор оборудования	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5						■								
6 - 7	Расчет токов КЗ и релейной защиты	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5							■							
7-8	Окончательный расчет варианта	Руководитель Ведущий инженер Инженер	7	8	9	8								■						
8-9	Доработка	Руководитель Ведущий инженер Инженер	3	4	3	4									■					
9-10	Выводы и предложения по проделанной работе	Руководитель Ведущий инженер Инженер	3	4	3	4										■				
10-11	Оформление отчета по проделанной работе	Руководитель Ведущий инженер Инженер	12	13	14	13											■			
11-12	Выполнение графической части	Руководитель Ведущий инженер Инженер	15	16	17	15												■		
12-13	Проверка и сдача проекта	Руководитель Ведущий инженер Инженер	5	6	7	5													■	
Итого			77	90	92	90														

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$ЗП_{рук} = ((27000 \cdot 1,16 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 165471 \text{ руб.}$$

$$ЗП_{вед.инж} = ((21000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 128700 \text{ руб.}$$

$$ЗП_{инж} = ((15000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 91928 \text{ руб.}$$

Расчёты сводим в таблицу 24.

Таблица 24 – Заработная плата исполнителей

Исполнители	Разряд по оплате труда	Оклад, руб.	Время занятости, дней.	Заработная плата, руб.
Руководитель	3	27000	90	165471
Ведущий инженер	2	21000	90	128700
Инженер	2	15000	90	91928
Итого:				386100

Фонд заработной платы $I_{зн} = \sum ЗП_{исп} = 386100$ руб.

3. Размер отчислений в социальные фонды составляет 30% от ФЗП.

Сумма отчислений в социальные фонды составляет:

$$I_{с.н.} = I_{зн} \cdot 0,30 = 386100 \cdot 0,30 = 115830 \text{ руб.}$$

4. Амортизационные отчисления считаем по следующей формуле. Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений по формуле [14]:

$$I_{ам} = \frac{T_u}{T_{кал}} \cdot H_a \cdot \Phi_n,$$

где Φ_n - первоначальная стоимость оборудования, руб.;

H_a - норма амортизации, %;

T_u - количество дней использования оборудования;

$T_{кал}$ - количество календарных дней в году.

$$I_{ам} \text{ (компьютер)} = (90/365) \cdot 0,2 \cdot 40000 = 1972,603 \text{ руб.}$$

$$I_{ам} \text{ (принтер)} = (8/365) \cdot 0,2 \cdot 5000 = 21,91781 \text{ руб.}$$

$$I_{ам} \text{ (стол)} = (90/365) \cdot 0,1 \cdot 12000 = 295,8904 \text{ руб.}$$

$$I_{ам} \text{ (стул)} = (90/365) \cdot 0,1 \cdot 4000 = 98,63 \text{ руб.}$$

Данные сведем в таблицу 25.

Таблица 25 – Амортизационные отчисления

Наименование	Количество, шт.	Тслужбы, лет	Φ_n , руб.	H_a , %	T_u , дней	$I_{ам}$, руб.
Компьютер	2	12	40000	0,2	90	1972
Принтер	1	12	5000	0,2	8	21
Стол	3	25	12000	0,1	90	295
Стул	3	10	4000	0,1	90	98
	Итого:					2389

Амортизационные отчисления составляют $I_{ам} = 2389$ руб

5. Прочие расходы:

$$I_{пр} = 0,1 \cdot (ЗП + I_m + I_{ам} + I_{сн});$$

$$I_{пр} = 0,1 \cdot (386100 + 1240 + 2389 + 115830) = 51729 \text{ руб}$$

6. Накладные расходы принимаем 160% от ФЗП:

$$I_{н.р.} = 1,6 \cdot I_{зн} = 1,6 \cdot 386100 = 617760 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$C_{пр} = I_m + I_{зн} + I_{сн} + I_{ам} + I_{пр} + I_{н.р.};$$

$$C_{пр} = 1240 + 386100 + 115830 + 2389 + 51729 + 617760 = 1201222 \text{ руб}$$

Принимаем рентабельность 20% от прибыли:

$$P_б = 0,2 \cdot C_{пр} = 0,2 \cdot 1201222 = 240244 \text{ руб}$$

Цена (стоимость) проекта:

$$Ц_{пр} = C_{пр} + P_б = 1201222 + 240244 = 1441467 \text{ руб}$$

Смета затрат представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, руб.
Материальные затраты	I_m	1240
Заработная плата	$I_{зн}$	395125
Отчисления на социальные нужды	$I_{сн}$	118537
Амортизационные отчисления	$I_{ам}$	2389

Прочие расходы	I_{np}	51729
Накладные расходы	$I_{н.р.}$	632201
Себестоимость проекта	C_{np}	1201222
Прибыль	$П_{б}$	240244
Стоимость проекта	$Ц_{np}$	1441467

6.3 Расчёт капиталовложений на оборудование и строительномонтажные работы

Целью является расчет капитальных вложений на проект реконструкции подстанции «Бакчар» 110/35/10 кВ. Реконструкция позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, сократить расходы на собственные нужды и затраты на ремонт.

Надежность электроснабжения потребителей обеспечивается:

- двумя силовыми взаиморезервируемыми трансформаторами с питанием от двух независимых источников;
- заменой выключателей 110 кВ на более надежные;
- установкой шкафа постоянного оперативного тока ШОТ;
- заменой устройств РЗА на электромеханической элементной базе на микропроцессорные устройства РЗА.

Капитальные вложения K включают затраты на основные фонды и оборотные средства. Так как оборотные средства в системе электроснабжения невелики (1 – 2%), то ими можно пренебречь.

Основные фонды включают стоимость оборудования, затраты на установку, монтаж, наладку и пробный пуск оборудования и аппаратуры, затраты на транспортировку.

При расчете затрат на оборудование, строительномонтажные работы и т.д. учитывались существующие цены на март 2015 года. При реконструкции подстанции предусматривается замена масляных выключателей МКП-110 на современные элегазовые. Монтаж и пуско-наладочные работы элегазовых

выключателей 110 кВ марки ЗАР1DT-145/ЕК выполнены компанией производителем (шефмонтаж). Строительно-монтажные работы выполнены по сметам ОАО «МРСК Сибири – ПАО ТРК». Результаты расчета сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – Расчет капиталовложений на оборудование

Наименование и техническая характеристика оборудования и материалов	Тип, марка	Производитель, поставщик	Цена за 1 ед. с НДС, руб.	Единица измерения	Количество	Сумма, руб.
Электрооборудование						
Трансформатор силовой	ТМТН-6300/110/35/10	«Тольятинский трансформатор»	2125300	шт	1	2125300
Выключатель элегазовый 110 кВ	ЗАР1DT-145/ЕК	Компания «Евроконтракт», по лицензии фирмы «SiemensAG»,	2634906	шт.	3	7904720,00
Шкаф привода выключателя	ШМЗЛ - 02	Компания «Прогресс Электро», г. Санкт-Петербург	7300	шт.	3	21800,00
Шкаф зажимов	ШЗВ-120	Компания «Прогресс Электро», г. Санкт-Петербург	5300	шт.	3	15790,00
Шкаф обогрева	ШОВ-4	Компания «Прогресс Электро», г. Санкт-Петербург	5800	шт.	3	17328,00
Блок трансформаторов напряжения в составе:						
Трансформатор напряжения 110 кВ	НАМИ-110	ЗАО «Группа СВЭЛ», г. Екатеринбург	180000,00	шт.	6	1080000,00
Шкаф зажимов трансформатора напряжения	ШЗН1А	Компания «Прогресс Электро»,	17000,00	шт.	2	34000,00

		г. Санкт-Петербург				
Трансформатор тока 110 кВ	GSR 540	ЗАО «Группа «СВЭЛ», г. Екатеринбург	10350,00	шт.	6	621000,00
ОПУ блочно-модульного типа	ОПУ-БМ	ЗАО ГК «Электрощит», г. Самара	84000,00	шт. модулей	2	1680000,00
Кабельные изделия, провода и ошиновки						
Комплект жёсткой ошиновки с литыми шинодержателями и	По схеме 110-4Н	ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки	20000,00	шт.	2	4000000,00
Провод сталеалюминевый	АС 120/19	ООО "Компания ЭНЕРГОСКЛАД", г. Новосибирск	96,70	м.	90	8703,00
Изоляторы и арматура для воздушных ЛЭП						
Зажим аппаратный	A2A-120	«Уралэлектротехника», г. Екатеринбург	158,00	шт.	6	948,00
Зажим аппаратный	A4A-120	«Уралэлектротехника», г. Екатеринбург	276,00	шт.	6	1656,00
Изолятор стеклянный	ПСВ-120	«Уралэлектротехника», г. Екатеринбург	567,00	шт.	48	27216,00
Серьга	СР-7-16	«Уралэлектротехника», г. Екатеринбург	63,60	шт.	6	381,60
Узел крепления гирлянды	КГП-7	«Уралэлектротехника», г. Екатеринбург	94,80	шт.	6	568,80
Ушко двухлапчатое укороченное	У2К-7-16	«Уралэлектротехника», г. Екатеринбург	161,00	шт.	6	966,00
Звено промежуточное трёхлапчатое	ПРТ-7/16-2	«Уралэлектротехника», г. Екатеринбург	135,00	шт.	6	810,00
Зажим натяжной прессуемый	НС-120-3	Уралэлектротехника», г. Екатеринбург	98,80	шт.	6	592,80

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
-----	------	----------	---------	------

ФЮРА.140205.013 ПЗ

Лист

90

Наименование и техническая характеристика оборудования и материалов	Тип, марка	Производитель, поставщик	Цена за 1 ед. с НДС, руб.	Единица измерения	Количество	Сумма, руб.
Железобетонные изделия						
Лоток кабельный	УБК-1А	ООО «ЖБИ-100», г. Томск	1908,00	шт.	16	30528,00
Лоток кабельный	УБК-2А	ООО «ЖБИ-100», г. Томск	1272,00	шт.	2	2544,00
Плита	УБК-5	ООО «ЖБИ-100», г. Томск	537,00	шт.	68	36516,00
Блок фундаментный	ФБС 24-6-6	ООО «ЖБИ-100», г. Томск	3202,00	шт.	9	28818,00
Лежень железобетонный	ЛЖ-28	ООО «ЖБИ-100», г. Томск	9250,00	шт.	4	37000,00
Лежень железобетонный	ЛЖ-16	ООО «ЖБИ-100», г. Томск	7100,00	шт.	2	14200,00
Брус	Б10	ООО «ЖБИ-100», г. Томск	480,00	шт.	34	16320,00
Брус	Б5	ООО «ЖБИ-100», г. Томск	380,00	шт.	4	1520,00
Железобетонные сваи со сплошным квадратным сечением по ГОСТ 19804-91	С-2-30*30 (16)-12	ООО «ЖБИ-100», г. Томск	8005,00	шт.	4	32020,00
Стойка	УСО-3А	ООО «ЖБИ-100», г. Томск	5833,00	шт.	4	23332,00
Прокат чёрных металлов						
Полоса стальная	4×95-В-Ш-2ГОСТ103-Ст3кп ОСТ14-2-208-8	ООО "Томскметаллоопторг",	98,00	м.	75	7350,00

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
-----	------	----------	---------	------

ФЮРА.140205.013 ПЗ

Лист

91

		г. Томск				
Полоса стальная	5×30-В-III-2ГОСТ103- Ст3кп ОСТ14-2-208-8	ООО "Томскметаллоо пторг", г. Томск	39,50	м.	95	3752, 50
Сталь круглая	22-В-ГОСТ5290-06 Ст3кп ОСТ14-2-208-87	ООО "Томскметаллоо пторг", г. Томск	74,00	м.	8	592,0 0
Перфопрофиль зетовый	Пз60×40×40(L2	ООО "Томскметаллоо пторг", г. Томск	301,0 0	шт.	2	602,0 0
Двутавр	20Б1 СТО АСЧМ 20-93 с255 ГОСТ 27772-88	ООО "Томскметаллоо пторг", г. Томск	942,0 0	м.	30	2772 0,00
Швеллер	27П ГОСТ 8240-9	ООО "Томскметаллоо пторг", г. Томск	1000, 00	м.	13	1300 0,00

Наименование и техническая характеристика оборудования и материалов	Тип, марка	Производитель, поставщик	Цена за 1 ед. с НДС, руб.	Един ица измер ения	Кол ичес тво	Сумм а, руб.
---	---------------	-----------------------------	--	------------------------------	--------------------	--------------------

Материалы

Песок крупнозернистый	Модуль крупности 3-3,5	ОАО «КарьерТОМСК », г. Томск	320,0 0	м ³	5,5	1760, 00
Щебень гравийный	Фракция 5-20	ОАО «КарьерТОМСК », г. Томск	1260, 00	м ³	15,2	19152 ,00
Эмаль ГОСТ 6465-76	ПФ-115	«Стройпарк» г. Томск	85,00	кг.	40	3400, 00
Грунтовка ГОСТ 25129-82	ГФ-021	«Стройпарк» г.Томск	87,00	кг.	40	3480, 00
Металлорукав 75мм.	D-75	«Стройпарк» г.Томск	331,0 0	м.	50	16550 ,00

Металлоконструкции

Площадка	ПО-110(1)	ООО	13800	шт.	1	13800
----------	-----------	-----	-------	-----	---	-------

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
-----	------	----------	---------	------

ФЮРА.140205.013 ПЗ

Лист

92

Эксплуатационные затраты определяются из следующей формулы:

$$I = I_{ам} + I_{обсл} + I_{пот}$$

где $I_{ам}$ - ежегодные амортизационные отчисления, руб.;

$I_{обсл}$ - годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, руб.;

$I_{пот}$ - стоимость годовых потерь электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления – это собственный источник финансирования обновления основных производственных фондов, величина которого зависит от двух факторов: стоимости имеющихся основных производственных фондов и норм амортизационных отчислений [14].

Ежегодные амортизационные отчисления:

$$I_{ам} = P_a \cdot K,$$

где P_a - норма амортизационных отчислений, % (для оборудования ПС $P_a = 6,4\%$);

1Вариант

$$I_{ам} = 0,064 \cdot 37600804 = 2406451 \text{ руб.}$$

2Вариант

$$I_{ам} = 0,064 \cdot 35288875 = 2258488 \text{ руб.}$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования $I_{обсл}$ включают в себя зарплату ремонтного и обслуживающего персонала и затраты на материалы необходимые для ремонта и обслуживания электрооборудования [14]:

$$I_{обсл} = P_{обсл} \cdot K \quad (5.6)$$

где $P_{обсл}$ – норма затрат на обслуживание, % (для силового электрооборудования $P_{ам} = 2\%$).

1Вариант

$$I_{обсл.} = 0,02 \cdot 37600804 = 752016 \text{ руб / год}$$

2Вариант

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

$$I_{обсл.} = 0,02 \cdot 35288875 = 705777 \text{ руб/год}$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах сравниваемых вариантов определяем по формулам:

$$\Delta P_T = \Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} \cdot \beta^2, \text{ кВт} \quad (5.10)$$

Расчет потерь в трансформаторах сведем в таблицу 28.

Таблица 28 – Расчет потерь в трансформаторах

№ варианта	Количество и технические данные авто-трансформатора	Коэффициент загрузки β	Потери активной мощности ΔP	Потери реактивной мощности ΔQ
1	ТМТ-6300/110/35/10 кВ $S_H = 6300 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ $\Delta P_{XX} = 28,6 \text{ кВт}$ $\Delta P_{K3} = 55 \text{ кВт}$ $I_{XX} \% = 3,5 \%$ $U_{K3} \% = 10,6 \%$ $S_{расч} = 4846 \text{ кВ}\cdot\text{А}$	$\beta = 0,38$	83,74 кВт	2875 квар
2	ТМТН-6300/110/35/10 кВ $S_H = 6300 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ $\Delta P_{XX} = 14 \text{ кВт}$ $\Delta P_{K3} = 56,4 \text{ кВт}$ $I_{XX} \% = 0,95 \%$ $U_{K3} \% = 11,3 \%$ $S_{расч} = 4846 \text{ кВ}\cdot\text{А}$	$\beta = 0,38$	70,54 кВт	1726,2 квар

1) Вариант

$$28,6 + 55 \cdot 0,38^2 = 83,74 \text{ кВт}$$

2) Вариант

$$14 + 56,4 \cdot 0,38^2 = 70,5 \text{ кВт}$$

β – коэффициент загрузки трансформатора.

$I_{XX} \%$ - ток холостого хода, %.

$U_K \%$ - напряжение короткого замыкания, %.

Стоимость годовых потерь активной электроэнергии для первого и второго варианта:

$$I_{ном} = \Delta P_T \cdot T_T \cdot \tau \quad (5.9)$$

1) Вариант

$$I_{\text{ном}} = 83,74 \cdot 8760 \cdot 2,05 = 1503802 \text{ руб/год}$$

2) Вариант

$$I_{\text{ном}} = 70,5 \cdot 8760 \cdot 2,05 = 1266039 \text{ руб/год}$$

где ΔP - среднегодовые потери активной мощности, кВт;

T_{Γ} – годовое время включения электроустановки $T_{\Gamma} = 8760$ ч/год.

$\tau = 2,05$ руб. - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Результаты расчетов приведенных затрат сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Приведенные затраты, руб

№	$Z = p_n \cdot K + I$	p_n	К	И	И = И _{обсл} + И _{пот} + И _{ам}		
					И _{ам}	И _{обсл}	И _{пот}
1	10302389	0,15	37600804	4662269	2406451	752016	1503802
2	9523635	0,15	35288875	4230304	2258488	705777	1266039

Примечание: первая строка строка взята с технической документации, с учетом вложений на капитальный ремонт и обслуживание существующего оборудования по данным за 2015 год.

Приведенные затраты за 3 года, руб.

$$Z = p_n \cdot K + I \quad (5.12)$$

1 Вариант

$$Z_1 = 0,15 \cdot 37600804 + 4662269 = 10302389 \text{ руб.}$$

2 Вариант

$$Z_2 = 0,15 \cdot 35288875 + 4230304 = 9523635 \text{ руб.}$$

В результате произведенных расчетов оптимальным по экономическим показателям является вариант 2, характеризующийся минимальными приведенными затратами (на 8% ниже приведенных затрат по варианту 1). Следовательно, принимаем вариант с установкой трансформатора мощностью по 6.3 МВА типа ТМТН-6300/110/35/10 кВ

7 Социальная ответственность

7.1 Введение

Подстанция «Бакчар» 110/35/10 кВ. расположена на открытом участке местности, на безопасном расстоянии от жилых и производственных зданий. На подстанции установлены два трансформатора марки типа ТМТ-6300/110/35/10, ТМТН-6300/110/35/10 с регулированием напряжения под нагрузкой. Территория ПС ограждена забором высотой 2,5 метра, заземленным по всему контуру. Для защиты от перенапряжения на подстанции установлены ОПН. При авариях для сбора масла на каждом трансформаторах предусмотрена установка маслоприемных устройств с отводом масла в подземный маслосборник. Для защиты от ударов молнии выполнена молниезащита в виде трех отдельно стоящих одно-стержневых молниеотводов одинаковой высоты. Мероприятия, связанные с созданием безопасных условий труда осуществляются в плановом порядке.

На персонал, обслуживающий подстанцию «Бакчар» 110/35/10 кВ в процессе его трудовой деятельности могут воздействовать опасные (вызывающие травмы) и вредные (вызывающие заболевания) производственные факторы. Опасные и вредные производственные факторы ГОСТ 12.0.003-74 подразделяются на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизиологические. Уровни воздействия на работающих вредных производственных факторов нормированы предельно-допустимыми уровнями, значения которых указаны в соответствующих стандартах системы стандартов безопасности труда и санитарных правилах и нормах.

Предельно допустимое значение вредного произв. фактора (по ГОСТ 12.0.002-80) - это предельное значение величины вредного производственного фактора, воздействие которого при ежедневной продолжительности в течение

					ФЮРА.140205.013 ПЗ			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Шананин А.Н..				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Фикс Н.П.					97	140
Консульт.					Социальная ответственность			
Н.Контр								
Утвердил								
					ТПУ ИнЭО гр. 3-9201			

всего трудового стажа не приводит к снижению работоспособности и заболеванию как в период трудовой деятельности, так и к заболеванию в последующий период жизни, а также не оказывает неблагоприятного влияния на здоровье потомства.

7.2 Производственная безопасность

7.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ)

Опасным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях человека приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья. При эксплуатации подстанции «Бакчар» обслуживающий персонал подвергается воздействию следующих опасных и вредных факторов:

Опасные факторы:

- пожарная опасность;
- опасность поражения электрическим током;
- движущиеся машины и механизмы;

Вредные факторы:

- повышенный уровень электромагнитных полей;
- повышенный уровень статического электричества;
- отклонение освещенности;
- шумы и вибрации;
- микроклимат;
- повышенная запыленность и загазованность;

Для предотвращения влияния опасных факторов на персонал, обслуживающий подстанцию, предусматриваются следующие мероприятия:

- персонал должен действовать согласно ПТБ при работе в электроустановках;

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

- при невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электромагнитного поля необходимо применить экранирование рабочих мест: экраны над переходами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, съёмные экраны при ремонтных работах.

- установка заземляющего контура, заземление и зануление оборудования;

- соблюдение расстояний до токоведущих частей;

- выполнение организационно технических мероприятий для безопасного проведения работ.

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

К зонам постоянно действующих опасных факторов относятся:

- места вблизи от неизолированных токоведущих частей электроустановок;

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

К зонам потенциально опасных производственных факторов следует относить:

- участки территории вблизи строящегося сооружения;

- зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов.

Места временного или постоянного нахождения работников должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон постоянно действующих производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов - сигнальные ограждения и знаки безопасности [21].

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ					99

7.2.2 Влияние опасных и вредных производственных факторов на персонал

Поражения людей электрическим током

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работники не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

Согласно ПУЭ (см.п.1.1.13) в отношении опасности поражения людей электрическим током территория подстанции приравнивается к особо опасным помещениям.

При производстве работ на действующей подстанции необходимо соблюдать требования к защите людей от опасного и вредного воздействия электрического тока в соответствии со следующими нормативными документами:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ);
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- СНиП 12-03-99 «Безопасность труда в строительстве».

Персонал строительных организаций, выполняющий работы в действующих электроустановках относится к командированному персоналу.

Допуск к работе этого персонала производится в соответствии с требованиями глав XLVI и XLVII - Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

Строительно-монтажные работы с применением машин в охранной зоне действующей линии электропередачи и на ОРУ подстанции следует производить под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасность производства работ, при наличии письменного разрешения организации владельца линии и наряда-допуска, определяющего безопасные условия работ и

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

выдаваемого в соответствии с требованиями п.4.12 СНиП12-03-99 при выполнении требуемых мер безопасности [10].

Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и механических средств, обеспечивающих защиту людей от воздействия электрического тока, электрической дуги электромагнитного поля и статического электричества [10].

Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям применяются следующие способы и средства:

- защитные оболочки (трубы, лотки, броня кабелей);
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- изоляцию рабочего места;
- защитное отключение;
- предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности
- средства индивидуальной защиты.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы [10]:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциала;
- малое напряжение;
- контроль изоляции.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

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

Для защиты обслуживающего персонала от поражений электрическим током выше 1000 В в распоряжении персонала имеются следующие защитные средства:

а) основные:

- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- указатели напряжения для фазировки.

б) дополнительные:

- диэлектрические перчатки, боты, коврики;
- изолированные подставки, накладки;
- диэлектрические колпаки;
- переносные заземления;
- оградительные устройства;
- плакаты и знаки безопасности.

К работе в электроустановках допускаются лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью применительно к выполняемой работе с присвоением соответствующей квалификационной группы по технике безопасности и не имеющие медицинских противопоказаний [10].

Для обеспечения безопасности работ в электроустановках выполняется:

- отключение установки (части установки) от источника питания;
- проверка отсутствия напряжения;
- механическое запирающее устройство приводов коммутационных аппаратов, снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и другие меры, исключающие возможность ошибочной подачи напряжения к месту работы;

									Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ				102

- заземление отключенных токоведущих частей (наложение переносных заземлителей, включение заземляющих ножей);

- ограждение рабочего места или остающихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние.

При проведении работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением проводится выполнение работ по наряду не менее чем двумя лицами, с применением электрозащитных средств, с обеспечением безопасного расположения работающих и используемых механизмов и приспособлений [10].

Мероприятия на ПС:

- ОРУ ограждается забором, аппараты устанавливаются на металлических конструкциях высотой до токоведущих частей 3,2 м, ввод в ЗРУ выполняется на высоте 3,2 м;

- к обслуживанию электрооборудования допускается персонал с группой допуска не ниже IV группы;

- для аварийного слива масла предусмотрен бетонированный маслоприемник;

- в тёмное время суток на ПС предусматривается освещение двумя мачтовыми прожекторами и светильниками, установленными на здании закрытого распределительного устройства (ЗРУ) и на площадке молниеотвода;

- защитное заземление ПС выполняется искусственными заземлителями, соединёнными стальной полосой; сопротивление заземления не более 0,5 Ом;

- для молниезащиты на ПС устанавливаются три стержневых молниеотвода, обеспечивающие надёжную защиту от прямых ударов молнии и грозозащитные тросы на вводах ВЛ 110 кВ на расстоянии 0,5 км перед ПС, для защиты от перенапряжения оборудование защищено ограничителями перенапряжения нелинейными типа ОПН.;

- освещение запитывается от трансформаторов собственных нужд, предусматривается АВР;

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

- предусматриваются пожарный щит, ящики с песком, углекислотные огнетушители;

- для исключения ошибочных действий персонала при производстве оперативных переключений в распределительных устройствах подстанции предусмотрена электромагнитная блокировка;

- для работы под напряжением рабочие обеспечиваются средствами защиты (резиновыми перчатками, изолирующими штангами, диэлектрическими ботами, резиновыми ковриками, инструментом с изолирующими рукоятками).

При авариях, связанных с утечкой масла из трансформаторов, для сбора масла под каждым трансформатором устроен маслоприёмник, выступающий за габариты на 1,5 м. Маслоприёмник выполнен на полный объём масла содержащегося в трансформаторе – 13 тонн.

Движущиеся машины и механизмы

Зоны перемещения машин, оборудования или их частей относятся к зонам потенциально опасных производственных факторов. Размеры опасных зон устанавливаются согласно. Границы опасных зон вблизи движущихся частей машин и оборудования определяются в пределах 5 м.

При техническом обслуживании машин с электроприводом должны быть приняты меры, не допускающие случайной подачи напряжения.

Места временного или постоянного нахождения работников должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон должны быть установлены защитные ограждения, сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Конструкция производственного оборудования должна исключать на всех предусмотренных режимах работы нагрузки на детали и сборочные единицы, способные вызвать разрушения, представляющие опасность для работающих.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		104

Конструкция производственного оборудования должна исключать самопроизвольное ослабление или разъединение креплений сборочных единиц и деталей, а также исключать перемещение подвижных частей за пределы, предусмотренные конструкцией, если это может повлечь за собой создание опасной ситуации.

Повышенная напряженность электромагнитного поля

Вредное воздействие на работников подстанции оказывают электрические поля промышленной частоты (50 Гц). В ОРУ 110 кВ токоведущими частями создается переменное электромагнитное поле. Предельно-допустимые уровни (далее ПДУ) напряженности согласно СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях» представлены в таблице 30.

Таблица 30 – ПДУ напряженности магнитного поля, кА/м

Время воздействия за рабочий день, минуты	ПДУ напряженности, кА/м	
	Общее	Локальное
0-10	24 000	40 000
11-60	16 000	24 000
61-480	8 000	12 000

Электрическое поле неблагоприятно влияет на центральную нервную систему человека, вызывает учащенное сердцебиение, повышенное кровяное давление и температуру тела. Работоспособность человека падает. Он быстро утомляется. Воздействие на человека электрического поля зависит от его напряженности и длительности пребывания в зоне влияния.

Нормирование электромагнитных полей осуществляют по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного полей частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в нем и регламентируется СанПиН 2.2.4.1191-03, ГОСТ 12.1.002-84, а для электромагнитных полей радиочастот - в ГОСТ 12.1.006-84.

Холодный и летний период года - (t ниже $+10^{\circ}\text{C}$) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (23 Вт/м^2 и менее)

Категория работ: средней тяжести-Пб ($233-290$) Вт

Температура воздуха- $17,0-19,0^{\circ}\text{C}$

Относительная влажность воздуха – $60-40\%$

Скорость движения воздуха: Не более $0,2 \text{ м/с}$,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: $13-20^{\circ}\text{C}$,

Тёплый период года - (t $+10^{\circ}\text{C}$ и выше) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м^2)

Категория работ: средней тяжести -Пб ($233-290$) Вт

Температура воздуха- $19,0-21,0^{\circ}\text{C}$

Относительная влажность воздуха – $60-40\%$

Скорость движения воздуха: $0,2 \text{ м/с}$,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 3°C выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

Допустимые условия микроклимата

Холодный и летний период года - (t ниже $+10^{\circ}\text{C}$) на постоянных рабочих местах.

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (23 Вт/м^2 и менее).

Категория работ: средней тяжести-Пб ($233-290$) Вт

Температура воздуха- $15,0-22,0^{\circ}\text{C}$

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ					107

Относительная влажность воздуха – 15-75%

Скорость движения воздуха: 0,2-0,4 м/с,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: 14-23 °С,

Тёплый период года - ($t + 10^{\circ}\text{C}$ и выше) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризующиеся незначительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м²)

Категория работ: средней тяжести -Пб (233-290) Вт

Температура воздуха- 16,0-27,0 °С

Относительная влажность воздуха – 15-75%

Скорость движения воздуха: 0,2-0,5 м/с,

Температура воздуха вне постоянных рабочих мест: не более чем на 5 °С выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч. самого жаркого месяца.

В холодные и теплые периоды параметры микроклимата обеспечиваются:

- отоплением;
- естественная и искусственная вентиляция;
- системой кондиционирования воздуха;

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Состояние воздушной среды характеризуется уровнем запыленности или загазованности воздуха рабочей зоны. Выполнение различных производственных работ нередко сопровождается выделением в воздушную среду вредных веществ, которые могут вызвать профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья человека. Для воздуха рабочей зоны производственных помещений в соответствии с установлены предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК, используемых при

									Лист
									108
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ				

проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции.

Производственные помещения, в которых происходит выделение пыли, должны иметь гладкую поверхность стен, потолков, полов и регулярно очищаться от пыли.

Освещение

Рабочее и аварийное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории должно обеспечивать освещенность согласно ведомственным нормам и "Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий". СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения отличительными знаками или окраской.

Аварийное и рабочее освещение в нормальном режиме должно питаться от общего источника.

Присоединение к сети аварийного освещения переносных трансформаторов и других видов нагрузок, не относящихся к этому освещению, запрещается. Сеть аварийного отключения должна быть без штепсельных розеток. Питание сети освещения по схемам, отличных от проектных, запрещается.

Переносные ручные светильники ремонтного освещения должны питаться от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током – не выше 12 В.

Вилки 12-42 В не должны подходить к розеткам 127 и 220 В. Розетки должны иметь надписи с указанием напряжения.

Оперативно-ремонтный персонал даже при наличии аварийного освещения должен быть снабжен переносными электрическими фонарями.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

Очистку светильников должен выполнять по графику специально обученный персонал. Периодичность очистки должна быть установлена с учетом местных условий.

Осмотр и проверка осветительной сети должны проводиться в следующие сроки:

проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения – 2 раза в год;

измерение освещенности рабочих мест – при вводе в эксплуатацию и в дальнейшем по мере необходимости;

испытание изоляции стационарных трансформаторов 12-42 В – 1 раз в год, переносных трансформаторов и светильников 12-42 В – 2 раза в год.

Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного и рабочего освещения, испытание и измерение сопротивления изоляции должны проводиться при пуске в эксплуатацию, а в дальнейшем - по графику, утвержденному главным инженером энергопредприятия.

Нормирование естественного освещения согласно СНиП 23-05-95, по назначению помещений предусмотрены следующие уровни освещенности в помещениях:

- коридоры/коммуникации - 300 люкс;
- канцелярии - 500 люкс;
- производственные помещения – 500 - 600 люкс.

Шум

Шум на производстве наносит большой ущерб, вредно действуя на организм человека и снижая производительность труда.

На подстанции установлены трансформаторы типа ТДТН 40000 кВА. Уровень звука от трансформатора должен быть не более допустимого 75 дБА, согласно «СНиП 23-03-2003 защита от шума». Для снижения уровня звука до

									Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ					110

допустимого, проектом предусматривается у силовых трансформаторов установка шумозащитных перегородок.

Для измерения шума применяют шумометры, анализаторы и другие приборы. Все измерения производят в соответствии с ГОСТом 12.1050-86 и ГОСТом 23941-79.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ защита от шума, создаваемого на рабочих местах внутренними источниками, а также шума, проникающего извне, осуществляется следующими методами:

- уменьшение шума в источнике;
- предупреждение распространения шума;
- изоляция источника шума и поглощение шума;
- применение средств коллективной (ГОСТ 12.1.029-80) и индивидуальной (ГОСТ 12.14.051-87) защиты;
- рациональной планировкой и акустической обработкой рабочих мест.

Наиболее рациональной мерой является уменьшение шума в источнике или же изменение направления излучения.

Электромагнитный шум ослабляется уменьшением потока рассеяния, устранением близко расположенных магнитных материалов.

Снижение шума достигается следующими методами:

1. Звукоизоляция ограждающих конструкций.
2. Использование экранов и зеленых насаждений.
3. Применение глушителей аэродинамического шума, звукопоглощающей облицовки в газовоздушных трактах вентиляционных систем.

Вибрация

При эксплуатации тепловых пунктов источником вибрации являются включенные трансформаторы с электроприводами. Технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочие места, не имеющие источников вибрации –

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111

электрические агрегаты - называют общей вибрацией 3 категории. Общую вибрацию на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий категории относят к типу 3а.

Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологического типа "а" принимаются согласно таблице 32.

Таблица 32– Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Значения весовых коэффициентов			
	для виброускорения		для виброскорости	
	K_f	L_{kf}	K_v	L_{kv}
8	1,0	0	0,5	-6
16	1,0	0	1,0	0
31,5	0,5	-6	1,0	0
63	0,25	-12	1,0	0
125	0,125	-18	1,0	0
250	0,063	-24	1,0	0
500	0,0315	-30	1,0	0
1000	0,016	-36	1,0	0

7.3 Расчёт контура заземления подстанции

В целях защиты от поражения электрическим током обслуживающего персонала, предусматривают защитное заземление. Всё оборудование ПС заземляется при помощи проводников на общий контур заземления. В качестве контура заземления ПС используется как естественное (опоры, порталы) так и искусственное заземление. Размещение элементов искусственного заземления электроустановок проводится таким образом, чтобы было достигнуто равномерное распределение электрического потенциала на площади занятой ПС. С этой целью вдоль осей оборудования проложены выравнивающие проводники (полосы стали) на глубине 0,7 м и на расстоянии 0,8-1 м от фундаментов или оснований оборудования. Расстояние от границ заземлителя до забора электроустановки с внутренней стороны должно быть не менее 3

метров. В электроустановках с большими токами замыкания на землю сопротивление заземляющих устройств в любое время года должно быть не более 0,5 Ом [13].

Искусственные заземлители наиболее часто выполняют из вертикально забитых в грунт стальных труб и уголков длиной 2-3 м. Трубы применяют с внешним диаметром 35-50 мм, при толщине стенки не менее 4 мм. Забивают трубы и уголки в грунт так, чтобы верхний конец их располагался на 0,4-1,5 м ниже поверхности земли. Этим достигается меньшие колебания сопротивления заземления вследствие промерзания почвы зимой и уменьшения влажности летом.

Забитые в грунт трубы или уголки соединяют между собой стальными полосами, которые прокладывают в земле и приваривают к верхним концам труб или уголков. Такой сложный заземлитель, состоящий из ряда труб или уголков, соединенных параллельно стальными полосами является основным типом заземлителей на подстанциях.

В качестве контура заземления используется существующий контур заземления, присоединение вновь устанавливаемого оборудования планируется выполнить к действующему контуру заземления в соответствии с ПУЭ [2].

Расчёт заземления ПС сводится к определению числа вертикальных заземлителей и длины соединительной полосы. Считаем, что естественные заземлители отсутствуют. Расчёт производится в следующем порядке:

– определяется норма сопротивления заземления,
согласно ПУЭ $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$;

– определяется сопротивление одиночного заземлителя $R_{од.3}$ с учётом расчётного удельного сопротивления грунта $\rho_{расч} = \rho_{изм} \cdot k$.

Грунт в районе ПС суглинок, $\rho_{изм} \approx 100 \text{ Ом/м}$ при влажности 10-12% к весу грунта, $k = 1,5$ при глубине заложения 0,7-3,7 м, тогда:

$$\rho_{расч} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом/м.}$$

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

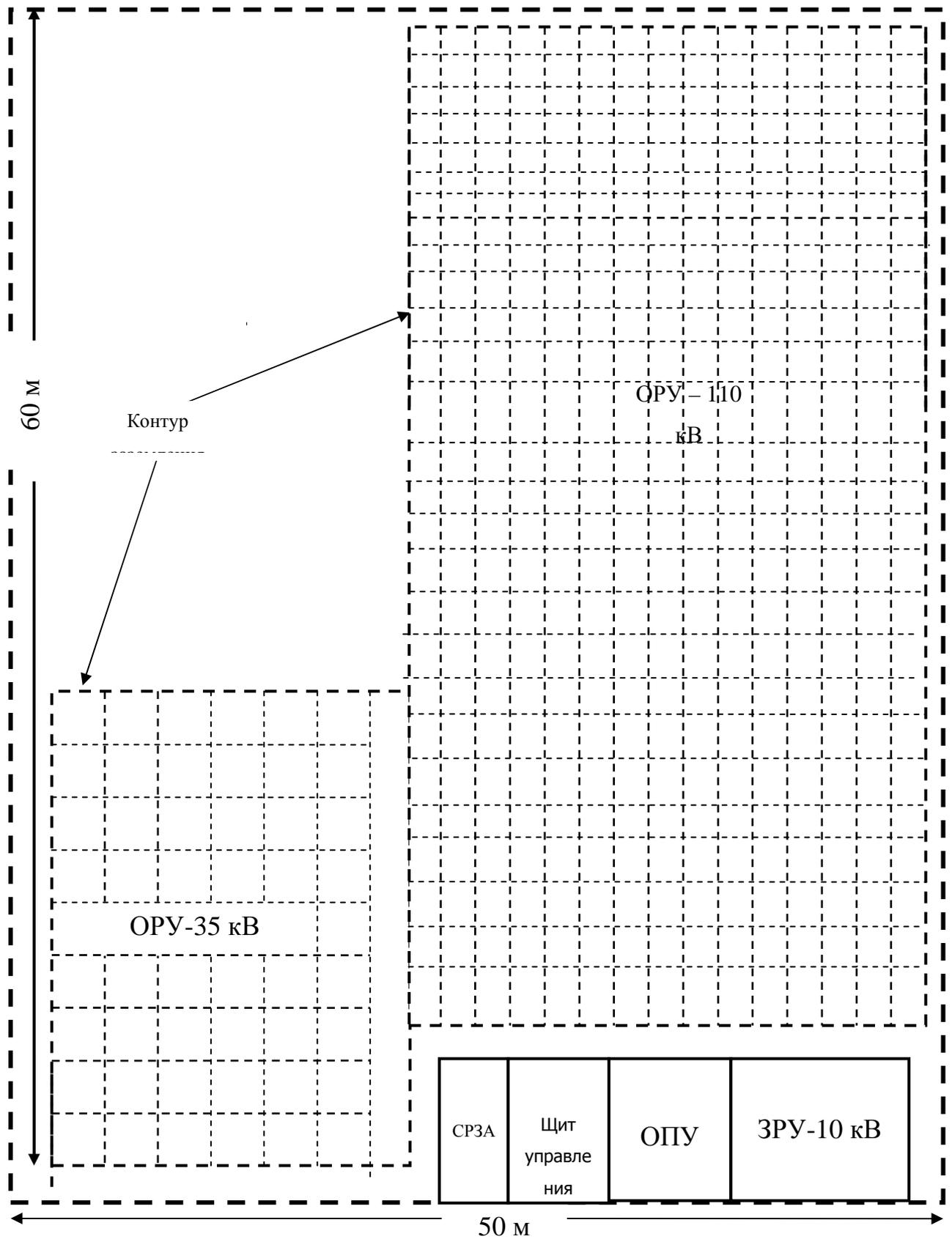


Рисунок19– План заземляющего устройства подстанции

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.140205.013 ПЗ

Лист

116

7.4 Экологическая безопасность

При разработке проекта были учтены требования законодательства об охране природы и основ земельного законодательства России.

Площадка подстанции размещена на продуктивных землях. С участка, изымаемого в постоянное пользование для строительства подстанции, предусматривается снятие плодородного слоя почвы с последующим использованием для озеленения площадки подстанции и защиты спланированной площади от эрозии, а излишки плодородного слоя почвы складироваться вблизи площадки в «кавальер», откосы которого укрепляются посевами дернообразующих трав или вывозятся в места, определяемые землепользователем и в дальнейшем используются для улучшения и восстановления земельных угодий.

После сооружения подстанции земельные участки, используемые при строительстве во временном пользовании, приводятся в прежнее состояние.

Проектируемая подстанция не имеет в нормальных условиях выделений, загрязняющих водоемы, почву и атмосферный воздух.

Для предохранения почвы от загрязнений сбросами масла, при аварии трансформаторов, предусмотрено сооружение закрытых маслосточков закрытого маслоуловителя. Водоотвод с площадки предусматривается открытой системой за счёт естественного уклона в сторону понижения рельефа местности. Территория подстанции благоустраивается, свободные от сооружений участки засеиваются многолетними травами.

Трасса линий электропередачи размещена с учётом рационального использования земельных угодий. Земля, отводимая в постоянное использование для установки опор, должна быть восстановлена путем освоения новых земель с учётом проведения на вновь осваиваемых землях мероприятий по их окультуриванию и повышению плодородия почв.

Твердые отходы такие как пластик, стекло, металлы утилизируются на специальный полигон.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

В период реконструкции подстанции:

- уровень загрязнения атмосферного воздуха от источника предприятия не превысит санитарных нормативов, даже с учетом существующего фона;
- строительство объекта не сопряжено с каким-либо существенным воздействием на геологическую среду и подземные воды, и таким образом, не приведет к отрицательным изменениям данных компонентов ОС;
- строительство проектируемого объекта не окажет негативного воздействия на состояние природных вод;
- строительство объекта не приведет к негативному воздействию на растительный и животный мир прилегающих к участку отвода территорий;
- основным источником шума в период строительства объекта будет являться работа строительной техники. Вклад в общий уровень шума будет крайне незначительным;
- при проведении строительных работ возведение и использование крупных источников загрязняющих веществ, могущих повлиять на ОС и здоровье населения - не планируется;
- основными источниками отходов, образующихся в данный период, будут являться строительные материалы. Преобладающим видом отходов будет – отходы битума, демонтированный песок. Остальные виды представлены только небольшим количеством. Все, образующиеся в результате реконструкции объекта, отходы запланировано временно хранить и утилизировать (по мере накопления) в соответствии с действующими санитарно – экологическими требованиями;
- реконструкция объекта не приведет к ухудшению современного состояния здоровья населения ближайших жилых зон.

Выводы.

Проведенный анализ свидетельствует об отсутствии сильного негативного воздействия на окружающую среду при реконструкции ПС 110/35/10 кВ «Бакчар».

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определённой территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р.22.0.02-94).

Основными причинами возникновения ЧС могут быть:

- 1) результат стихийных бедствий и особо опасных инфекций;
- 2) воздействие внешних природных факторов, приводящих к старению или коррозии металлов, конструкций, сооружений и снижение их физико-механических показателей;
- 3) проектно-производственные дефекты сооружений (ошибки при изысканиях и проектировании, плохое качество строительных материалов и конструкций, нарушения в технологии изготовления и строительства);
- 4) воздействия технологических процессов промышленного производства на материалы сооружений (нагрузки, высокие температуры, вибрация);
- 5) нарушение правил эксплуатации сооружений;
- 6) нарушение правил техники безопасности при ведении работ;
- 7) ошибки, связанные с низким уровнем профессиональной подготовки рабочих и их некомпетентностью и безответственностью.

Согласно ГОСТ Р22.8.01-96 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Ликвидация чрезвычайных ситуаций. Общие требования», Федеральным законом: «О защите населения от ЧС природного и техногенного характера»,

									Лист
									119
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ				

повышение устойчивости функционирования объектов в ЧС заключается в заблаговременной разработке и осуществлении комплекса инженерно-технических мероприятий, организационных и экономических, направленных:

- на предотвращение производственных аварий и катастроф; средств поражения, от вторичных факторов и стихийных бедствий;
- на создание условий для восстановления нарушенного производства в минимальные сроки;
- на обеспечение жизнедеятельности населения.

Надежная защита работающих является важнейшей задачей повышения устойчивости работы любого предприятия.

Важнейшим элементом подготовки к защите является обучение работающих умелому применению средств и способов защиты в условиях ЧС.

Здания и сооружения на предприятии необходимо размещать рассредоточено. Между зданиями должны быть противопожарные разрывы шириной не менее суммарной высоты двух соседних зданий.

Само оборудование должно располагаться под специальными устройствами в виде кожухов, шатров, зонтов, защищающих его от повреждения обломками разрушающихся конструкций. Кроме того, оборудование должно быть прочно закреплено на фундаменте болтами. Целесообразно также размещать наиболее ценное оборудование в отдельно стоящих зданиях павильонного типа.

Для повышения устойчивости систем электроснабжения электроэнергия должна поступать с двух направлений, а при питании с одного направления необходимо предусмотреть автономный (аварийный) источник, например, передвижную электростанцию.

При реконструкции ПС «Бакчар» 110/35/10 кВ, в связи с сохранением генплана, дополнительных мероприятий по гражданской обороне и ЧС не требуется.

Инженерно – технические мероприятия по предупреждению ЧС природного и техногенного характера предусматриваются:

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

- для предотвращения постороннего вмешательства в деятельность объекта используется существующее ограждение ПС;
- эвакуация людей с территории объекта предусматривается через существующие ворота и калитку, имеющие специальные замки, открывающиеся изнутри без ключа, а снаружи – только ключом;
- для въезда на ПС специальных машин и механизмов предусмотрены существующие ворота, обеспечивающие возможность подъезда к оборудованию.

7.5.1 Пожарная безопасность

Пожарная и взрывная безопасность – это система организационных и технических средств, направленных на профилактику и ликвидацию пожаров и взрывов, ограничение их последствий [18].

Пожары представляют большую опасность для людей и могут причинить огромный материальный ущерб. Основной причиной пожара в рассматриваемом помещении является неисправность электрооборудования, короткое замыкание, нагрев проводов и загорание изоляции, перезагрузка электрических сетей электропроводки, однако, пожар может возникнуть и при неосторожном обращении с огнем.

Пожарная безопасность может быть обеспечена мерами пожарной профилактики и активной пожарной защиты. Понятие пожарной профилактики включает в себя комплекс мероприятий, необходимых для предупреждения возникновения пожара или уменьшения его последствий. Под активной пожарной защитой понимаются меры, обеспечивающие успешную борьбу с возникающими пожарами или взрывоопасной ситуацией. На промышленных объектах проводятся противопожарные профилактические мероприятия как для предотвращения пожаров, так и для создания условий, затрудняющих распространение огня и облегчающих борьбу с ним в очаге ядерного поражения [18].

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		121

В соответствии с ФЗ РФ от 22.07.2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также с правилами и требованиями учтены требования и мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

В связи с тем, что ПС 110/35/10 кВ «Бакчар» относится к III группе по классификации пожароопасных зон (ПС с трансформаторами единичной мощности до 63 тыс. кВА или общей мощностью до 126 тыс. кВА) установка дополнительных средств пожаротушения на подстанции не требуется [18].

К первичным средствам пожаротушения относятся все виды переносных передвижных огнетушителей, оборудование пожарных кранов, ящики с песком, а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма).

В соответствии с «Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий» СО34.03.301-00, а также РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий», все кабели, предусмотренные проектом, принимаются с изоляцией, не распространяющей горение. При прокладке кабелей в кабельных лотках и при проходе кабелей через строительные конструкции зданий предусматриваются противопожарные уплотнения со степенью огнестойкости 0,75 часа.

На территории ОРУ следует периодически скашивать траву и удалять. Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

Первичные средства пожаротушения в дежурном помещении должны размещаться у входов. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте. В тамбуре вновь устанавливаемого ОПУ предусмотрена установка первичного средства пожаротушения – огнетушителя.

В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

										Лист
										122
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ					

Наличие в подстанциях маслонаполненных аппаратов и контактов в электрических цепях, где возможен нагрев или искрообразование, определяет особую пожароопасность. Поэтому в местах хранения или наличия масла категорически запрещается курение и применение открытого огня.

Надежная эксплуатация трансформаторов и их пожарная безопасность должны обеспечиваться:

- соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ;
- соблюдением норм качества масла, а особенно его изоляционных свойств и температурных режимов;
- содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирование и защиты оборудования;
- качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты;
- маслоприемные устройства под трансформатором, маслоотводы (или специальные дренажи) должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения;
- при образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм. или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки должна осуществляться замена гравия;
- бортовые ограждения масло приемных устройств должны выполняться по всему периметру гравийной засыпки без разрывов и высотой не менее 150 мм. над землей;
- на ОРУ аварийные емкости для приемки масла от трансформаторов должны проверяться не реже 2 раза в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара;
- горловина выхлопной трубы трансформатора не должна быть направлена на рядом (ближе 30 м.) установленное оборудование и сооружение, а также на пути прохода персонала;

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ					123

- при возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений и заземлен, если не отключился от действия релейной защиты, персонал должен вызвать пожарную команду и далее действовать по указаниям оперативных карточек пожаротушения;

- запрещается при пожаре на трансформаторе или масляном выключателе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

Монтажные и пусконаладочные работы следует проводить в строгом соответствии с Правилами пожарной безопасности ППБ01-03 «Правила пожарной безопасности Российской Федерации» и РД 153-34.0-03.301-00.

1. Установленный противопожарный режим на предприятии является обязательным для персонала подрядных, ремонтных, строительно-монтажных и наладочных организаций и должен строго выполняться, за что должностные лица этих организаций несут персональную ответственность.

2. Меры и контроль соблюдения пожарной безопасности на ремонтных и строительных площадках, а так же при монтажных и наладочных работах определяется руководством подстанции совместно с организацией, проводящей эти работы.

3. На весь период работ установить дежурство персонала, который должен быть хорошо проинструктирован о мерах, принимаемых при возникновении пожара.

4. Производство работ внутри зданий и сооружений с применением горючих веществ и материалов одновременно с другими строительно-монтажными работами, связанными с применением открытого огня (сварка и т.п.) не допускается.

5. Площадки должны быть выгорожены и на них установлены необходимые знаки безопасности по действующему стандарту.

6. Во время работ должны выполняться следующие мероприятия:

- обеспечены свободные проходы и проезды, пути эвакуации, а также подходы к средствам пожаротушения;

										Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.140205.013 ПЗ					124

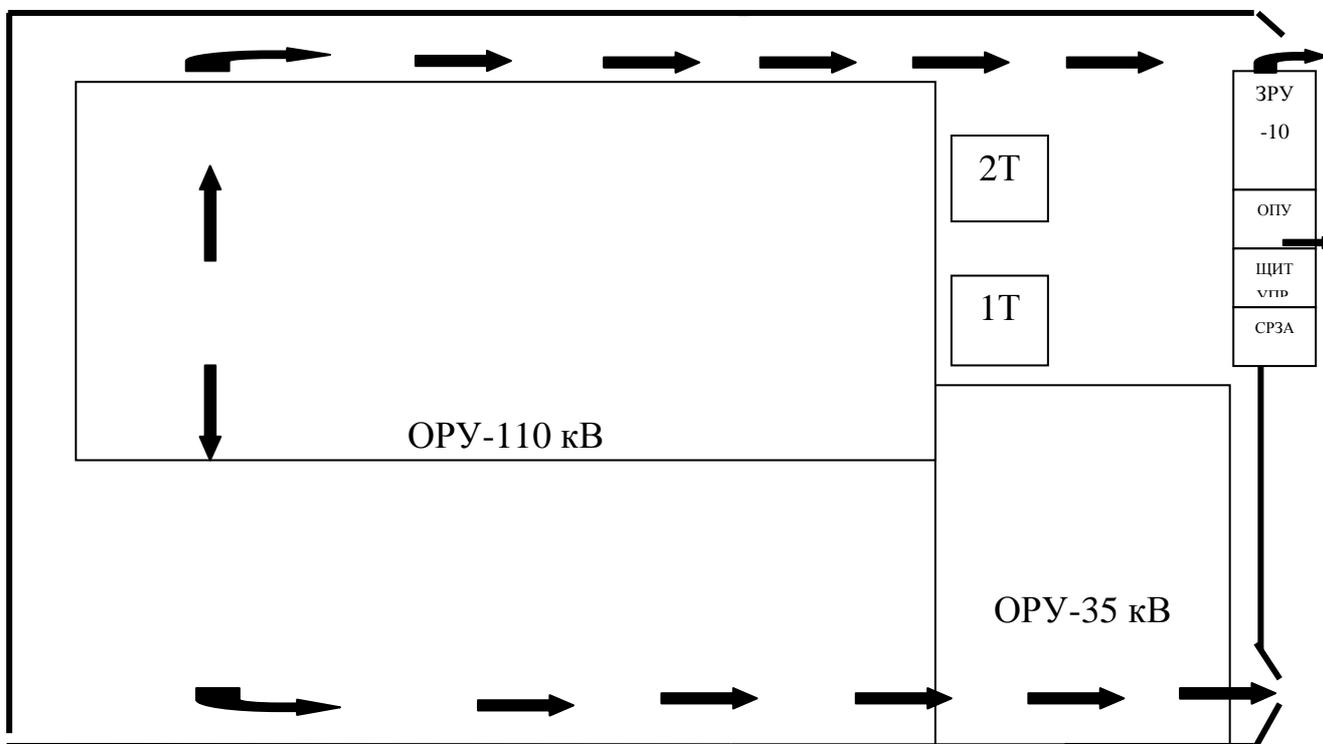
- пролитое масло и другие жидкости следует немедленно убирать;
- промасленные обтирочные материалы надо складывать в закрытые железные ящики, которые после окончания работы следует выносить (вывозить) для утилизации.

7. При установке оборудования детали и материалы должны размещаться на ремонтных площадках, чтобы не загромождать основные проходы и проезды транспорта, и подъезды к ним.

8. Сушка одежды и обуви должна производиться в специально приспособленных для этих целей помещениях, зданиях или сооружениях с центральным водяным отоплением либо с применением водяных калориферов.

9. Устройство сушилок в тамбурах и других помещениях, располагающихся у выходов из зданий, не допускается.

10. Оборудовать место работ дополнительным постом первичных средств пожаротушения и проверить их исправность, если в радиусе 20м отсутствует постоянный пост.



➡ - направление выхода (путь эвакуации).

Рисунок 20- План эвакуации персонала с территории подстанции

Помещения щитов управления, помещения релейной защиты и автоматики по «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (НПБ 105-03) относятся к "В" – категории производства и 4 степени огнестойкости.

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

Согласно РД 34.03.350-98 «Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС России» с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности» указаны в таблице 33.

Таблица 33– Перечень помещений и зданий энергетических объектов

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

«Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО « ЕЭС России», с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной безопасности».

7.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выпол

няемых в порядке текущей эксплуатации;

- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое рабочее место, окончания работы.

Ответственными за безопасность работ являются:

- а) лицо, выдающее наряд, отдающее распоряжение, утверждающий перечень работ выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- б) допускающий - ответственное лицо из оперативного персонала;
- в) ответственный руководитель работ (далее ответственный руководитель);
- г) производитель работ;
- д) наблюдающий;
- е) члены бригады.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения:

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

Заключение

В дипломной работе рассмотрен проект реконструкции подстанции «Бакчар» 110/35/10 кВ. Проект выполнен с учетом требований: ПУЭ, ПТЭ, СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» и других нормативных документов.

Произведён расчёт и анализ электрических нагрузок. Выбрана мощность силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и составлена схема электрических соединений подстанции.

Произведён расчёт токов короткого замыкания и на его основе, посредством проверки определённых условий, выбрано и проверено оборудование ПС на стороне 110, 35 и 10 кВ.

В качестве мероприятий по повышению надежности электроснабжения, проектной документацией предусматривается реконструкция открытого распределительного устройства 110 кВ и установка блочно-модульного общеподстанционного пункта управления с установкой панелей защит и автоматики, шкафа оперативного постоянного тока. Произведен выбор устройств релейной защиты и автоматики, выполнен расчёт молниезащиты подстанции.

В экономической части дипломного проекта выполнен расчёт сметной стоимости на приобретение оборудования подстанции, проведение строительно-монтажных работ, расчёт сетевого графика проектирования реконструкции подстанции.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены вопросы электробезопасности и пожарной безопасности при эксплуатации электрооборудования подстанции, охраны окружающей среды, производственной санитарии, защиты в чрезвычайных ситуациях; произведены расчеты защитного заземляющего устройства подстанции.

					ФЮРА.140205.013 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Шананин А.Н.						
Руковод.		Фикс Н.П.					129	140
Реценз.						ТПУ ИнЭО гр. 3-9201		
Н.Контр								
Утвердил								

Список использованных источников

1. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. - 2е издание. Изд-во НЦ ЭНАС, 2006г. – 352 с.
2. Правила устройства электроустановок. - 7 е издание, переработанное и дополненное - М.Энергия, 2003.-649 с.
3. Электротехнический справочник: в 3-х томах. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / под общей редакцией профессоров МЭИ (главный редактор И.Н. Орлов) [и др.]. – 7-е издание, исправленное и дополненное – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 712 с.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. / В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
5. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: в 2-х книгах. Книга 2. Проектно-расчетные сведения / под общей редакцией А.А. Фёдорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1973. – 520 с.
6. Хомутов, О.И. Электроснабжение промышленных предприятий: методические указания по дипломному проектированию. Часть 1. / О.И. Хомутов, А.Г. Порошенко. – Барнаул, 1982. 50 с.
7. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие/ А.В. Кабышев. – Томск: Издательство ТПУ, 2006. – 124 с.
8. Справочник по релейной защите / под общей редакцией М.А. Берковича. – М.: Энергоиздат, 1963. – 521с.
9. Гук, Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций: учебное пособие для вузов / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петров. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отделение, 1985. – 312 с.
10. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – Новосибирск: Норматика, 2014. – 96 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).
11. Техническая информация на выпускаемое оборудование

					ФЮРА.140205.013 ПЗ					
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Список использованных источников					
<i>Разраб.</i>	<i>Шананин А.Н.</i>							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Фикс Н.П.</i>								130	140
<i>Реценз.</i>								ТПУ ИнЭО гр. 3-9201		
<i>Н.Контр</i>										
<i>Утвердил</i>										

12. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
13. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / под общей редакцией С.С. Рокотяна – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 352 с.
14. Нейфельд, М.Р. Заземление, защитные меры электробезопасности. – М.: Энергия, 1971. – 312 с.
15. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
16. Неклепаев, Б.М. Проектирование электрической части станций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.М. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е издание, переработанное и дополненное – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
17. Электрооборудование электростанций и подстанций (примеры расчётов, задачи, справочные данные): Практикум для студентов образовательных учреждений среднего профессионального образования / Л.К. Карнеева, Л.Д. Рожкова. – Иваново: МЗЭТ ГОУ СПО ИЭК, 2006. – 224 с.
18. ВППБ 01-02-95 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (РД 153-34.0 – 03.301-00).
19. Техническая информация на выпускаемое оборудование заводоизготовителей
20. Информационная система www.ielektro.ru «Всё об электротехнике в одном месте».
- 20.Баковый элегазовый выключатель ЗАР1DT-145/ЕК
<http://forca.ru/vyklyuchateli/elegazovye/3ap1dt-145-ek.html>
- 21.МДС 12-27.2006. Методическое пособие по проведению обучения по охране труда руководящих работников и специалистов строительных организаций.
- 22.Каталог учебных материалов

