

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



Институт **Энергетический институт**
Специальность **140205 Электроэнергетические системы и сети**
Кафедра **Электрических сетей и электротехники**

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Реконструкция открытого распределительного устройства 220/110 кВ ТЭЦ

УДК 621.316.1:621.311.22-044.922

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Лиханов Максим Юрьевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Ю.А. Амелькович	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	А.В. Прохоров	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

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



Институт **Энергетический институт**
 Специальность **140205 Электроэнергетические системы и сети**
 Кафедра **Электрических сетей и электротехники**

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ЭСиЭ ЭНИН
 А.В. Прохоров

 (Подпись)

 (Дата)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-9201	Лиханову Максиму Юрьевичу

Тема работы:

Реконструкция открытого распределительного устройства 220/110 кВ ТЭЦ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	12 мая 2016 №3505/с

Срок сдачи студентом выполненной работы	3 июня 2016
---	--------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
<p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Исходные данные к работе получены по материалам преддипломной практики. Объект исследования и проектирования: электрическая часть Северной ТЭЦ. Режим работы – непрерывный. Топливо – каменный уголь, мазут. Номинальная электрическая мощность станции 600 МВт.</i></p>

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>Введение</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Общая часть.</i> <i>2. Определение концепции реконструкции ОРУ.</i> <i>3. Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования.</i> <i>4. Молниезащита гибких токопроводов блоков генератор-трансформатор.</i> <i>5. Диагностика электрооборудования станций и подстанций неразрушающими методами контроля.</i> <i>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</i> <i>7. Социальная ответственность.</i> <p><i>Заключение.</i></p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><i>Электрическая схема ОРУ 110-220 кВ Северной ТЭЦ. 12 слайдов презентации.</i></p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p><i>Введение</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Общая часть.</i> <i>2. Определение концепции реконструкции ОРУ.</i> <i>3. Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования.</i> <i>4. Молниезащита гибких токопроводов блоков генератор-трансформатор.</i> <i>5. Диагностика электрооборудования станций и подстанций неразрушающими методами контроля.</i> 	<p>Доцент кафедры электрических сетей и электротехники А.В. Барская</p>
<p><i>6. Ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i></p>	<p>Доцент кафедры менеджмента Л.А. Коршунова</p>
<p><i>7. Социальная ответственность</i></p>	<p>Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности Ю.А. Амелькович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке: все разделы.</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>12 февраля 2016</p>
--	-------------------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
----------------------	-------------------	-----------------------	--------------------

З – 9201	Лиханов Максим Юрьевич		
-----------------	-------------------------------	--	--

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-9201	Лиханову Максиму Юрьевичу

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материалов и оборудования, стоимость электроэнергии, минимальная тарифная ставка оплаты труда.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы амортизации.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка отчислений в социальные фонды.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Планирование работ по проектированию и определению трудоемкости</i>
2. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет затрат на проектирование</i>
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет капиталовложений на оборудование и строительно-монтажные работы.</i>
4. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Расчет годовых эксплуатационных затрат.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. *Этапы и график разработки и внедрения ИР*

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. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Лиханов Максим Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-9201	Лиханов Максим Юрьевич

Институт		Кафедра	
Уровень образования		Направление/специальность	

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>1. <i>Описание рабочего места при производстве электромонтажных работ на ОРУ 110-220 кВ:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (поражение электрическим током, работы на высоте, механические травмы);</i> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (воздействие климатических условий, освещение, шумы, электромагнитные поля).</i>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>1. <i>Повышенная напряжённость электрического поля</i> 2. <i>Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны.</i> 3. <i>Шум.</i> 4. <i>Освещение. Расчёт системы искусственного освещения.</i></p> <p>1. <i>Поражение электрическим током.</i> 2. <i>Падение с высоты.</i> 3. <i>Механические травмы.</i></p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p><i>Анализ воздействия ТЭЦ на окружающую среду.</i> <i>Мероприятия по обеспечению снижения выбросов в атмосферу.</i> <i>Мероприятия по обеспечению снижения сбросов в гидросферу</i> <i>Мероприятия по обеспечению снижения выбросов в литосферу</i></p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p><i>Возможные ЧС на ТЭЦ.</i> <i>Причины возникновения ЧС.</i> <i>Повышение устойчивости работ при ЧС.</i> <i>Характерная ЧС – пожар.</i></p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p><i>Виды компенсаций, предусмотренные российским законодательством работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.</i> <i>Правила компоновки рабочего места на ГЩУ ТЭЦ.</i></p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Лиханов М.Ю.		

Реферат.

Выпускная квалификационная работа 130 страниц, 19 рисунков, 38 таблиц, 16 источников, графического материала 3 листа и 6 страниц приложений.

Ключевые слова: подстанция, блок генератор-трансформатор, собственные нужды, электрооборудование, расчет токов короткого замыкания, молниезащита.

Объектом проектирования и расчета трансформатор и сеть электроснабжения собственных нужд ТЭЦ.

Цель работы – повышения технического уровня и надежности, обеспечения соответствия современным требованиям и показателям качества оборудования открытого распределительного устройства 110/220 кВ ТЭЦ выработавшего свой ресурс.

В процессе разработки проекта выбрано силовое электрооборудование: трансформаторы, выключатели, разъединители, трансформаторы тока и соединительные шины. Рассчитана молниезащита блоков генератор-трансформатор, на территории ОРУ. Выполнено технико-экономическое обоснование проекта.

Рассмотрены вопросы производственной и пожарной техники безопасности, предложены меры по решению вопросов экологии, возникающие в связи с эксплуатацией станции.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftWord, представлена на диске (в конверте на обороте обложки).

					ФЮРА.14.0205.006 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Лиханов М.Ю.			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Барская А.В.						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>								
						ТПУ ИДО гр. 3-9201 ⁹		

THE SUMMARY.

Final qualifying work of 130 pages, 19 drawings, 38 tables, 16 sources, a graphic material 3 sheets and 6 pages of appendices.

Keywords : substation , power generator-transformer , auxiliaries , electrical equipment , the calculation of short circuit currents , lightning protection

The object of design and calculation of substation 110/220 kV TPP.

Purpose - to improve the technical level and reliability , ensure compliance with modern requirements and indicators of the quality of equipment of open distribution device 110/220 kV CHP overage .

Power equipment chosen in the project development process : transformers , switches, circuit breakers , current transformers and connecting bus. Designed lightning generator-transformer units , on the territory of ORU . The modern electrical diagnostic methods. Feasibility study of the project .

Questions of industrial and fire safety precautions are considered, measures under the decision of questions the ecology arising in connection with operation of station are offered.

The thesis is executed in text editor Microsoft Word, presented on a disk (in an envelope on the back of a cover).

Оглавление

Введение.....	
1. Общая часть.....	
1.1. Назначение ТЭЦ АО «ОТЭК»	
1.2. Описание оборудования ОРУ 220-110 кВ.....	
1.3. Основные технические данные и характеристики оборудования ОРУ..	
2. Определение концепции реконструкции.....	
2.1. Причины, цели и задачи проведения реконструкции.....	
2.2. Объёмы и обоснования реконструкции.....	
3. Расчёт токов короткого замыкания и выбор оборудования.....	
3.1. Выбор блочных трансформаторов 110/10,5 кВ.....	
3.2. Выбор трансформаторов собственных нужд 10,5/6,3 кВ.....	
3.3 Расчёт токов короткого замыкания.....	
3.4 Выбор выключателей	
3.4.1. Выбор выключателей блоков 110 кВ	
3.4.2. Выбор выключателей в отпайку трансформатора собственных нужд	
3.5. Выбор разъединителей	
3.5.1. Выбор разъединителя блока 110 кВ	
3.5.2. Выбор разъединителя в отпайку трансформатора собственных нужд	
3.6. Выбор ограничителей перенапряжения....	
3.7. Выбор трансформатора тока 110 кВюю	
3.8. Выбор шин и связей между элементами	
3.8.1. На напряжение 10,5 кВ...	
3.8.2. На напряжение 110 кВ...	
4. Молниезащита гибких токопроводов блоков генератор-трансформатор..	
4.1. Параметры молниеотводов.....	

					ФЮРА.14.0205.006 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лиханов М.Ю.</i>			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Барская А.В.</i>						
<i>Реценз.</i>					ТПУ ИДО гр. 3-920 ¹¹			
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>								

4.2. Расчёт зон защиты молниеотводов.....	
5. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций неразрушающими методами контроля.....	
5.1. Тепловые методы контроля.....	
5.2. Диагностика маслonaполненного оборудования	
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	
6.1. Планирование работ по проектированию.....	
6.2. Расчет затрат на проектирование.....	
6.3. Расчет капиталовложений на оборудование и строительно-монтажные работы..	
6.4. Расчёт эксплуатационных затрат по вариантам.....	
7. Социальная ответственность	
7.1. Введение	
7.2. Производственная безопасность	
7.2.1. Анализ вредных производственных факторов	
7.2.2. Анализ опасных производственных факторов	
7.3. Экологическая безопасность	
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	
7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	
Заключение	
Литература	
Приложение 1	
Приложение 2.....	
Приложение 3.....	
Приложение 4.....	

Введение

Основой развития любой отрасли промышленности, а в целом экономики страны является энергетика. Поэтому ее развитие в России идет достаточно быстрыми темпами. Особое значение для развития экономики имеет электроэнергетика, это обусловлено универсальностью ее использования, возможностью передачи на практически любые расстояния. В настоящее время параллельная работа электростанций на общую электрическую сеть, образующая энергосистему, не возможна без электрических сетей являющихся совокупностью подстанций и линий электропередач разных напряжений.

В данном проекте рассматривается вопрос модернизации открытого распределительного устройства ТЭЦ АО «ОТЭК», основные мощности которого введены в эксплуатацию в период 1953-1961гг. ТЭЦ задумывалась как основной источник обеспечения в большом объеме производством тепловой энергии в паре и горячей воде промышленных потребителей СХК и обеспечения жилого сектора г. Северска горячей водой.

С момента ввода в эксплуатацию оборудования электростанции прошло более 50 лет, на протяжении которых открытое распределительное устройство станции не подвергалось серьезной реконструкции и модернизации. Продление срока службы проводилось по средствам проведения своевременного капитального ремонта и технического освидетельствования.

В данном проекте будут рассмотрены вопросы модернизации распределительного устройства, а так же проанализировано и выбрано оборудование обеспечивающее соответствие современным требованиям.

					ФЮРА.14.0205.006 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лиханов М.Ю.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Барская А.В.</i>						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>								
						ТПУ ИДО гр. 3-9201 ¹³		

1. Общая часть

1.1. Назначение ТЭЦ АО «ОТЭК»

Акционерное общество "Объединённая теплоэнергетическая компания" - осуществляет управление неатомным теплоэнергетическим комплексом ГК "РОСАТОМ".

ТЭЦ расположена в пределах промплощадки «Сибирского химического комбината» и предназначена для покрытия тепловых и электрических нагрузок промышленных объектов комбината и г. Северска.

Установленная мощность ТЭЦ в 2015 году составляла 474 МВт, полезный отпуск электроэнергии 603,7 млн. кВт/ч, полезный отпуск тепловой энергии 1565,6 тыс.Гкал.

Выдача электрической мощности станции осуществляется на напряжениях 220 кВ (одна ВЛ–220 кВ Т-201), 110 кВ (девять ВЛ–110 кВ: ЛЭП–1, ЛЭП–2, А-100, ЛЭП–8, ЛЭП–12, ЛЭП–13, ЛЭП–14, ЛЭП–15, ЛЭП–16) 35 кВ (одна ВЛ-35 кВ «ГМЗ») и 10 кВ (шесть КЛ-10 кВ: по две КЛ с разных потребительских трансформаторов «Чернильшиково», «Арт. Скважина», «10 объект»).

Сегодня первоочередными задачами развития ТЭЦ АО «ОТЭК» являются уменьшение доли изношенного оборудования станции до 50-55 %, оптимизация численного состава персонала станции, реализация намеченных реконструкций и повышение экологической безопасности объекта.

					ФЮРА.14.0205.006 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Общая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Лиханов М.Ю.						
Руковод.		Барская А.В.						
Реценз.								
Н.Контр								
Утвердил								
						ТПУ ИДО гр. 3-9201 ¹⁴		

1.2.Описание оборудования ОРУ – 110-220 кВ ТЭЦ АО «ОТЭК»

Открытое распределительное устройство состоит из трансформаторов блоков (генератор - трансформатор), трансформаторов собственных нужд, потребительских трансформаторов, высоковольтных выключателей, сборочных шин, разъединителей, ограничителей перенапряжения (разрядников), заземляющих устройств, трансформаторов напряжения и воздушных линий (последние не входят в зоны балансовой принадлежности ТЭЦ). В общей сложности на I и II секции ОРУ-110-220 кВ установлены 17 блочных трансформаторов 110/10,5 кВ, автотрансформатор 220 кВ (ЛЭП Т-201) с вольтодобавочным трансформатором и высоковольтным выключателем 220 кВ, 14 отпаечных трансформаторов для питания собственных нужд, 3 резервных трансформатора собственных нужд, 4 потребительских трансформатора 38 высоковольтных выключателей 110 кВ, 11 высоковольтных выключателей 10,5 кВ отпаечных трансформаторов собственных нужд, расположенных в трансформаторных киосках на территории ОРУ.

На I секции ОРУ – 110-220 кВ установлены блочные трансформаторы типа ТДГ-31500/110 ,турбогенераторов ст.№1, 2, диспетчерские наименования С1ГТ и С2ГТ соответственно, с трансформаторами собственных нужд типа ТМ-7500/35, диспетчерские наименования Р1Т и Р2Т. Трансформатор С4ГТ типа ТДГ-60000/110 постоянно работает в режиме обратной трансформации на трансформатор собственных нужд Р4Т типа ТМ-7500/35, так как в 2012г. было принято решение о выводе из эксплуатации выработавших ресурсный срок турбогенераторов ст.№3, 4, 5. Трансформаторы С6ГТ, С7ГТ типа ТДГ-60000/110 работают по блочной схеме со своими генераторами и трансформаторами собственных нужд Р6Т и Р7Т типа ТДН-10000/35. Блочный трансформатор С8ГТ типа ТДГ-60000/110 работает в режиме обратной трансформации, так как в рамках реконструкции 2005 года по межправительственному соглашению был

демонтирован и не заменен на новый генератор данного блока. Со стороны 10.5 кВ С8ГТ запитаны трансформатор собственных нужд Р8Т типа ТМ-10000/35 и трансформатор В8Т типа ТДНС-16000/20У1 установленный по проекту реконструкции топливоподачи в 1987 году (реконструкция была заморожена в 1990 году).

От I и II системы шин осуществляется питание потребительских трансформаторов С1Т и С4Т типа ТДНГ-10000/110 и ТДН-16000/110 соответственно, снабжающих электроэнергией потребителей 10 кВ.

На I секции ОРУ резервирование распределительных устройств собственных нужд станции, класса напряжения 6,3 кВ, осуществляется от трансформатора Р0Т типа ТДНГ-10000/110. Питание данного трансформатора осуществляется от I системы шин, по нормальной схеме, и от II в случае вывода I в ремонт.

На II секции ОРУ – 110-220 кВ установлены два блочных трансформатора С9ГТ и С15ГТ типа ТДГ – 15000/110 и ТДН – 16000/110 работающие в блоке с турбогенератором ст.№9 и 15 соответственно. Работа блоков предусмотрена на III и IV систему шин. Со стороны низкого напряжения трансформатора С9ГТ (класс напряжения 10,5 кВ) предусмотрено присоединение С2Т для питания потребителей сублиматного завода АО «СХК».

Блок С10ГТ был частично реконструирован в рамках реконструкции 2005 года по межправительственному соглашению, установлен генератор типа ТФП-100-2/13,8УЗ, маломасляный выключатель ВМТ-110. Блочные трансформаторы С10ГТ работают на III и IV систему шин, выполнены двумя трансформаторами типа ТДГУ – 63000/110 включенные в параллельную работу, с низкой стороны к которым подключены трансформаторы собственных нужд Р9Т и Р10Т типа ТДН-10000/35.

Блоки С11ГТ, С14ГТ выполнены двумя трансформаторами работающими параллельно типа ТДГ – 60000/110. Трансформаторы блока С12ГТ отличаются по типу и мощности «а» ТДГУ – 63000/110, а «б» ТДГ –

60000/110. Блочные трансформаторы работают на III и IV систему шин, с низкой стороны генераторного напряжения (класс напряжения 10,5 кВ) подключены трансформаторы собственных нужд P11T P12T, P14T типа ТДН-10000/35.

Блок С13ГТ был реконструирован в 2010 году. Установлен генератор типа ТФ-110-2УЗ, блочный трансформатор типа ТДЦ-125000/110, элегазовый выключатель типа ВГТ-110, разъединители типа РГП-110/2000 УХЛ1. В 2015 году в связи с экономически нецелесообразным использованием турбогенератор переведён в консервацию (высокая арендная плата), блок работает по схеме обратной трансформации на трансформаторы собственных нужд P13T и В13T типа ТДНС-16000/20УХЛ1 и ТДНС-16000/20У1 соответственно.

От III и IV системы шин осуществляется питание потребительских трёхобмоточных трансформаторов С3Т и С5Т типа ТДТ-10000/110 и ТДТН-16000/110-76-У1 соответственно, снабжающих электроэнергией потребителей 10 и 35 кВ.

На II секции ОРУ резервирование распределительных устройств собственных нужд станции, класса напряжения 6,3 кВ, осуществляется от трансформатора P0T и В0T типа ТДНГ-10000/110 и ТДН-16000/110. Питание данных трансформаторов осуществляется от III и IV системы шин.

Для ограничения токов короткого замыкания между I и II секции ОРУ установлен реактор типа ТОРМ-100-650-16.

1.3. Основные технические данные и характеристики оборудования ОРУ.

Технические данные и характеристики занесем в таблицу 1.

Таблица 1. Технические данные и характеристики.

Станционный номер, №	Генератор блока	Трансформатор блока	Выключатель 110 кВ	Разъединитель	Трансформатор СН	Примечания
1	ТВ2-30-2	ТДГ-31500/110	МКП-110м	РЛДЗ-110	ТМ-7500/35	
2	ТВ2-30-2	ТДГ-31500/110	МКП-110м	РЛДЗ-110	ТМ-7500/35	
3	-	-	-	-	-	Генератор выведен из эксплуатации
4	-	ТДГ-60000/110	МКП-110м	РЛДЗ-110	ТМ-7500/35	Генератор выведен из эксплуатации
5	-	-	-	-	-	Генератор выведен из эксплуатации
6	ТВ2-50-2	ТДГ-60000/110	МКП-110м	РЛДЗ-110	ТДН-10000/35	
7	ТВ2-30-2	ТДГ-60000/110	МКП-110м	РЛДЗ-110	ТДН-10000/35	
8	-	ТДГ-60000/110	МКП-110м	РЛДЗ-110	ТМ-10000/35	Генератор

					ТДНС- 16000/20У1	выведен эксплуатации	из
9	T2-12-2	ТДГ16000/110	МКП-110м	РЛДЗ-110	-		
10	ТФП-100-2	а)ТДГУ-63000/110	ВМТ-110	РЛНД-110	ТДН-10000/35		
		б)ТДГУ-63000/110			ТДН-10000/35		
11	ТВ2-100-2	а)ТДГ-60000/110	МКП-110м	РЛНД-110	ТДН-10000/35		
		б)ТДГ-60000/110					
12	ТВ2-100-2	а)ТДГУ-63000/110	МКП-110м	РЛНД-110	ТДН-10000/35		
		б)ТДГ-60000/110					
13	ТФ-110-2У3	ТДЦ-125000/110	ВГТ-110	РГП-	ТДНС-	Генератор в «консервации»	
				110/2000	16000/20УХЛ1		
				УХЛ1	ТДНС-16000/20У1		
14	ТВ2-100-2	а) ТДГ-60000/110	У-110-8	РЛНД-110	ТДН-10000/35		
		б)ТДГ-60000/110					
15	T2-12-2	ТДН-16000/110	У-110-2000	РЛНД-110	-		

2 Определение концепции реконструкции

2.1 Причины, цели и задачи проведения реконструкции

Целью нашего проекта является реконструкция отдельных узлов и оборудования электростанции, в части открытого распределительного устройства, на базе опыта полученного во время прохождения преддипломной практики, а так же преодоление нарастающего технологического отставания, морального и физического старения основных фондов, повышения надежности и энергетической безопасности.

Обновление, приведение в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества, является важной частью в процессе эксплуатации любого электрооборудования. Поэтому для обеспечения непрерывности процесса производства распределения и передачи электроэнергии необходимо своевременно проводить мероприятия по «техническому перевооружению» распределительных устройств.

2.2 Объемы и обоснования реконструкции ОРУ

Первые трансформаторы, выключатели равно, как и сопутствующее оборудование, введены в эксплуатацию в 1953г. Остальное высоковольтное оборудование ОРУ смонтировано в период с 1953 – 1960гг.

В ходе проведения анализа состояния электрооборудования ОРУ – 110-220 кВ ТЭЦ АО «ОТЭК», а так же на основании полученных данных от экспертных организаций проводивших обследование оборудования ОРУ, нами были выявлены наиболее не надежные участки и единицы оборудования.

					ФЮРА.14.0205.006 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лиханов М.Ю.</i>			<i>Определение концепции реконструкции</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Барская А.В.</i>						20
<i>Реценз.</i>						ТПУ ИДО гр. 3-9201		
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>								

При проведении анализа состояния рассматривалось:

- общее состояние оборудования;
- условия его эксплуатации;
- проведение ремонтов;
- результаты испытаний и измерений;
- отчеты проведенных экспертиз оборудования ;
- количество отказов оборудования и их причины.

На основании полученных данных был составлен перечень оборудования подлежащего модернизации.

Ниже рассмотрим электрооборудование подлежащее реконструкции, его компоненты по причине износа, а так же несовместимости рабочих характеристик.

Замене подлежат:

- **Блок генератор – трансформатор №4 (в части ОРУ – 110 кВ):**
 - Блочный трансформатор на напряжение 110/10 кВ, мощностью 80 МВА;
 - Трансформатор СН 10,5/6,3 кВ;
 - Выключатель и разъединитель 110 кВ;
 - Выключатель и разъединитель 10,5 кВ;
 - Шины и связи между электрооборудованием 110 и 10,5 кВ
 - Молниезащита гибких токопроводов блока №4 ОРУ-110кВ.
- **Блок генератор – трансформатор №8 (в части ОРУ – 110 кВ):**
 - Блочный трансформатор на напряжение 110/10 кВ, мощностью 80 МВА;
 - Трансформатор СН 10,5/6,3 кВ;
 - Выключатель и разъединитель 110 кВ;
 - Выключатель и разъединитель 10,5 кВ;
 - Шины и связи между электрооборудованием 110 и 10,5 кВ

- Молниезащита гибких токопроводов блока №8 ОРУ-110кВ.
- **Блок генератор – трансформатор №12 (в части ОРУ – 110 кВ):**
- Блочный трансформатор на напряжение 110/10 кВ, мощностью 125 МВА;
- Трансформатор СН 10,5/6,3 кВ;
- Выключатель и разъединитель 110 кВ;
- Выключатель и разъединитель 10,5 кВ;
- Шины и связи между электрооборудованием 110 и 10,5 кВ
- Молниезащита гибких токопроводов блока №12 ОРУ-110кВ;

Для определения концепции выбора силового и коммутационного оборудования, а именно силовых трансформаторов, высоковольтных выключателей, разъединителей и т.д. 110 кВ необходимо методом сравнения характеристик оборудования выявить наиболее приемлемый, с учетом выявленных достоинств и недостатков, вариант для данного проекта.

В связи с предполагаемым изменением мощности механизмов реконструируемых котлов и турбогенераторов выполнен подсчет нагрузок и выбор мощности трансформаторов собственных нужд 10.5/6,3 кВ. Результаты расчетов показали, что необходимо выполнить замену трансформаторов собственных нужд «Р4Т», «Р8Т», «Р12Т», по условию физического износа. Так же предусмотрено реконструкция фундаментов и маслоборных ям блочных трансформаторов, трансформаторов собственных нужд.

3. Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования

3.1 Выбор блочных трансформаторов 110/10,5 кВ «С4ГТ», «С8ГТ», «С12ГТ»

Трансформаторы блоков размещаются на территории ОРУ–110 кВ. Новые трансформаторы, предусматриваемые для замены существующих, устанавливаются на те же места. При этом реконструируется также строительная часть (гравийные ямы, фундаменты трансформаторов и др.).

Для приведения в соответствие с ПУЭ и нормами пожарной безопасности предусматриваются новые огнестойкие перегородки между трансформаторами.

Выбор трансформатора блока "генератор-трансформатор" не имеет поперечных электрических связей и подключается непосредственно к РУ повышенного напряжения. Поэтому условия работы блочного трансформатора полностью определяются номинальной мощностью генератора. Номинальные напряжения обмоток уже заданы как напряжения генератора к напряжению систем шин. Так как трансформатор должен пропускать без перегрузки полную мощность генератора и напряжения его обмоток должны соответствовать, с одной стороны, напряжению ОРУ, а с другой - напряжению генератора, то блочный трансформатор выбираем исходя из этих условий.

При блочной компоновке регулирование напряжения на шинах ОРУ выполняется посредством системы возбуждения генераторов, поэтому трансформаторы блоков применяются без РПН.

На рисунке 1 представлена типовая, для рассматриваемых блоков схема.

					ФЮРА.14.0205.006 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лиханов М.Ю.			Расчёт токов короткого замыкания и выбор оборудования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Барская А.В.						23
Реценз.						ТПУ ИДО гр. 3-9262		
Н.Контр								
Утвердил								

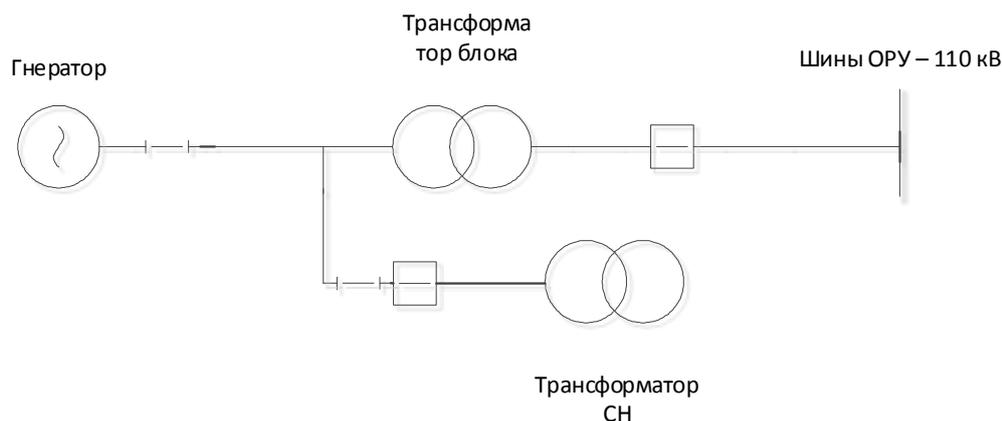


Рисунок 1- Схема блоков «С4ГТ», «С8ГТ», «С12ГТ»

Таблица 2. Паспортные данные, предполагаемо устанавливаемых генераторов блоков «С4ГТ», «С8ГТ», «С12ГТ»,

Станционный номер	Тип	Мощность, МВт	Напряжение, кВ	$\cos \varphi$	Частота, Гц
С4ГТ	ТФ-63-2УЗ	63	10,5	0,8	50
С8ГТ	ТФ-63-2УЗ	63	10,5	0,8	50
С12ГТ	ТФ-110-2УЗ	110	10,5	0,8	50

На рисунке 1. видно, что часть мощности вырабатываемой генератором расходуется на собственные нужды электростанции, а оставшаяся мощность уходит на систему шин. Блочный трансформатор должен обеспечивать выдачу мощности генератора в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора.

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{ном г}} - S_{\text{сн}}$$

На собственные нужды станции затрачивается, примерно 10% от мощности генератора.

$$S_{\text{г}} = P_{\text{г}} / \cos \varphi = 63 / 0,8 = 78,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{г}} = P_{\text{г}} / \cos \varphi = 110 / 0,8 = 137,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_{\text{расч}} = 78,5 - 7,85 = 70,65 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{расч}} = 137,5 - 13,75 = 123,75 \text{ МВА}$$

В соответствии с условиями приведенными выше, в блок «С4ГТ», «С8ГТ» с генераторами ст. №4, 8, типа ТФ-63-2У3, с учетом полной мощность (70,65 МВА) в обоих случаях, устанавливаем трансформаторы ТДЦ-80000/110 УХЛ1. Для блоков «С12ГТ», с ТФ-110-2У3 с учетом полной мощность (123,75 МВА), устанавливаем трансформатор ТДЦ-125000/110 У1. Паспортные данные выбранных трансформаторов ООО «Тольяттинский трансформатор» приведены в таблице 3.

Таблица 3. Паспортные данные трансформаторов.

Тип	$S_{\text{ном}}$, кВА	$U_{\text{ном вн}}$, кВ	$U_{\text{ном нн}}$, кВ	$P_{\text{хх}}$, кВт	$P_{\text{кз}}$, кВт	$U_{\text{к}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
ТДЦ-80000/110 У1	80000	110	10,5	40	310	11	0,23
ТДЦ-125000/110 У1	125000	110	10,5	85	420	11	0,35

Выбранные трансформаторы, с регулирование напряжения (ПБВ) на стороне ВН в диапазоне $\pm 2 \times 2,5$, предназначены для работы совместно с генератором.

Режим работы нейтрали высокого напряжения – глухое заземление.

Данный тип трансформатора разработан на современном техническом уровне с использованием новых конструктивных и технологических решений, современных комплектующих, а так же опыта передовых фирм.

3.2 Выбор трансформаторов собственных нужд 10,5/6,3 кВ блоков «С4ГТ», «С8ГТ», «С12ГТ»

Трансформаторы собственных нужд размещаются на территории ОРУ–110 кВ. Новые трансформаторы, предусматриваемые для замены существующих, устанавливаются на те же места. При этом реконструируется также строительная часть (гравийные ямы, фундаменты трансформаторов и др.).

Для приведения в соответствие с ПУЭ и нормами пожарной безопасности предусматриваются новые огнестойкие перегородки между трансформаторами.

В существующих помещениях отпаек трансформаторов собственных нужд «Р4Т», «Р8Т», «Р12Т», предусматривается полная замена оборудования (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, изоляторов) и токоведущих частей. Подлежат замене шинные мосты между трансформаторами и помещениями отпаек, в связи с возможным увеличением мощности по результатам расчетов.

Взаимное расположение трансформаторов, огнезащитных перегородок, помещений отпаек, конструктивное исполнение гравийной ямы в соответствии с ПУЭ 7 глава 4.2, Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий РД 153.-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95).

Выбор трансформатора собственных нужд 10,5/6,3 кВ блока «С4ГТ»

Номинальная мощность рабочих трансформаторов собственных нужд (ТСН) выбирается в соответствии с их расчетной нагрузкой, при этом перегрузка рабочих ТСН – недопустима.

Номинальная мощность рабочего ТСН:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{расч}};$$

Таблица 4. Расчет нагрузок и выбор трансформатора собственных нужд блока «С4ГТ».

№ п/п	Наименование токоприемника	Общие данные токоприемника				Расчет			Примечание
		Каталожная мощность	Cos φ	Количество		Активная мощность	Полная мощность		
				Присоедине но	Длительно работающих				
3	4	шт.	шт.	кВт	кВА	9			
1.	Дымосос	400	0,81	2	2	2	987	Д-5А, Д-5Б	
2.	Шаровая	400	0,84	2	2	2	952	ШМ-5А, ШМ-	

мельница								5Б
3.	Мельничный вентилятор	500	0,87	2	2	2	1149	МВ-5А, МВ-5Б
4.	Дутьевой вентилятор	400	0,85	2	2	2	941	ДВ-5А, МВ-5Б
5.	Питательный электронасос	2000	0,9	1	1	1	2222	ПЭН-4
6.	Сетевой насос Насос	680	0,88	1	1	1	772	СН-1А
7.	подпитки теплосети	250	0,88	1	1	1	284	НПТС-1Б
8.	Молотковая дробилка	250	0,82	1	1	1	304	МД-1Б
9.	Трансформато р СН 6,3/0,4 кВ	1000	1	1	1	1	1000	М6Т
Итого: $S_{расч}$, кВт							8611	

Исходя данных представленных в таблице 4, и результатов расчета выбираем трансформатор собственных нужд блока ст.№4 «Р4Т» 10,5/6,3 кВ типа ТДНС-10000/35У1. Паспортные данные приведены в таблице 5.

Таблица 5. Паспортные данные трансформатора собственных нужд «Р4Т».

Тип	$S_{НОМ}$, кВА	$U_{НОМ\ ВН}$, кВ	$U_{НОМ\ НН}$, кВ	$DP_{ХХ}$, кВт	$DP_{КЗ}$, кВт	U_k , %	$I_{ХХ}$, %
ТДНС- 10000/35У1	10000	10,5	6,3	12	60	8	0,75

Выбор трансформатора собственных нужд 10,5/6,3 кВ блока «С8ГТ»

Номинальная мощность рабочих трансформаторов собственных нужд (ТСН) выбирается в соответствии с их расчетной нагрузкой, при этом перегрузка рабочих ТСН – недопустима.

Номинальная мощность рабочего ТСН:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{расч}};$$

Таблица 6. Расчет нагрузок и выбор трансформатора собственных нужд блока «С8ГТ».

№ п/п	Наименование токоприемника	Общие данные токоприемника				Расчёт			Примечание
		Каталожная мощность	Cos φ	Количество		Активная мощность	Полная мощность		
				Присоединено	Длительно работающих				
а		кВт	о.е.	шт.	шт.	кВт	кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1.	Дымосос	500	0,81	2	2	1000	1234	Д-9А, Д-9Б	
2.	Шаровая мельница	400	0,8	2	2	800	1000	ШМ-9А, ШМ-9Б	
3.	Мельничный вентилятор	315	0,82	2	2	630	768	МВ-9А, МВ-9Б	
4.	Дутьевой вентилятор	315	0,87	2	2	630	724	ДВ-9А, МВ-9Б	
5.	Питательный электронасос	2000	0,9	1	1	2000	2222	ПЭН-7	
6.	Конденсатный насос бойлеров	160	0,89	1	1	160	179	КН(б)-2Б	
7.	Сетевой насос	630	0,88	1	1	630	772	СН-2В	
8.	Эжектирующий насос	630	0,9	1	1	630	700	ЭЖН-4	
9.	Трансформатор СН 6,3/0,4 кВ	560	1	1	1	560	560	М27Т	

10	Трансформатор	1000	1	1	1	1000	1000	M10T
	СН 6,3/0,4 кВ							
	Итого: $S_{расч}$, кВт						9159	

Исходя данных представленных в таблице 6, и результатов расчета выбираем трансформатор собственных нужд блока ст.№8 «Р8Т» 10,5/6,3 кВ типа ТДНС-10000/35У1. Паспортные данные приведены в таблице 7.

Таблица 7. Паспортные данные трансформатора собственных нужд «Р8Т».

Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном\ вн}$, кВ	$U_{ном\ нн}$, кВ	DP_{xx} , кВт	$DP_{кз}$, кВт	U_k , %	I_{xx} , %
ТДНС- 10000/35У1	10000	10,5	6,3	12	60	8	0,75

Выбор трансформатора собственных нужд 10,5/6,3 кВ блока «С12ГТ»

Номинальная мощность рабочих трансформаторов собственных нужд (ТСН) выбирается в соответствии с их расчетной нагрузкой, при этом перегрузка рабочих ТСН – недопустима.

Номинальная мощность рабочего ТСН:

$$S_{ном} \geq S_{расч};$$

Таблица 8. Расчет нагрузок и выбор трансформатора собственных нужд блока «С12ГТ».

№ п/п	Наименование токоприемника	Общие данные токоприемника				Расчёт		Примечание
		Каталожная мощность	Cos φ	Количество		Активная мощность	Полная мощность	
				Присоединено	Длительно работающих			
а		кВт	о.е.	шт.	шт.	кВт	кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Дымосос	320	0,81	2	2	640	790	Д-12А, Д-12Б
2.	Шаровая мельница	400	0,82	2	2	800	975	ШМ-12А, ШМ-12Б
3.	Мельничный вентилятор	250	0,77	2	2	500	649	МВ-12А, МВ-12Б
4.	Дутьевой вентилятор	200	0,76	2	2	400	526	ДВ-12А, МВ-12Б
5.	Дымосос	500	0,81	2	2	1000	1234	Д-13А, Д-13Б
6.	Шаровая мельница	400	0,88	2	2	800	909	ШМ-13А, ШМ-13Б
7.	Мельничный вентилятор	315	0,87	2	2	630	724	МВ-13А, МВ-13Б
8.	Дутьевой вентилятор	200	0,81	2	2	400	493	ДВ-13А, МВ-13Б
9	Питательный насос	2000	0,9	2	2	4000	4444	ПЭН-12, ПЭН-13
10	Эжектирующй насос	630	0,9	1	1	630	700	ЭЖН-6

11	Циркуляционн ый насос	820	0,82	1	1	1	1000	ЦН-3
12	Багерный насос	250	0,82	1	1	1	304	БН-2А
13	Насос подпитки теплосети	250	0,88	1	1	1	284	НПТС-1Ж
14	Трансформато р СН 6,3/0,4 кВ	630	1	1	1	630	630	М24Т
15	Трансформато р СН 6,3/0,4 кВ	560	1	1	1	560	560	М22Т
Итого: $S_{расч}$, кВт							14222	

Исходя данных представленных в таблице 8, и результатов расчета выбираем трансформатор собственных нужд блока ст.№12 «Р12Т» 10,5/6,3 кВ типа ТДНС-16000/35У1. Паспортные данные приведены в таблице 9.

Таблица 9. Паспортные данные трансформатора собственных нужд «Р12Т».

Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном\ вн}$, кВ	$U_{ном\ нн}$, кВ	$P_{хх}$, кВт	$P_{кз}$, кВт	U_k , %	$I_{хх}$, %
ТДНС- 16000/35У1	16000	10,5	6,3	17	85	10	0,7

3.3 Расчет токов короткого замыкания

В качестве расчетной схемы принимается нормальная эксплуатационная схема электростанции, при которой все источники тока короткого замыкания находятся в работе и несут номинальную нагрузку; синхронные генераторы имеют АРВ и устройство быстродействующей форсировки возбуждения.

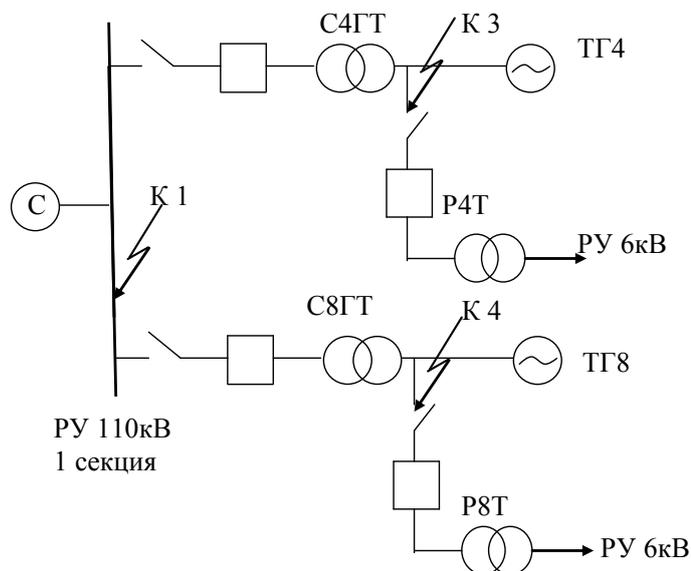
Расчет производится для точек к.з., расположенных на сборных шинах РУ ВН и на сборных шинах РУ собственных нужд (с.н.) станции при их питании от рабочего и резервного источников и в объеме, необходимом для выбора проводников и аппаратуры РУ высокого напряжения.

При расчете определяются:

- начальный периодический ток (для проверки проводников и аппаратуры на термическую стойкость);
- периодический аperiodический токи в момент размыкания контактов выключателя (для их проверки по отключающей способности);
- ударный ток (для проверки проводников и аппаратов на динамическую стойкость).

Основные исходные данные – это мощность и сопротивление систем 1 и 2 секций РУ 110 кВ ТЭЦ. $S_1=1140$ МВА, $S_2=1320$ МВА $X_C=0.199$ Ом

Составлена расчетная схема для выполнения расчета токов короткого замыкания блока генератор-трансформатор. Схема представлена на рисунке 2.



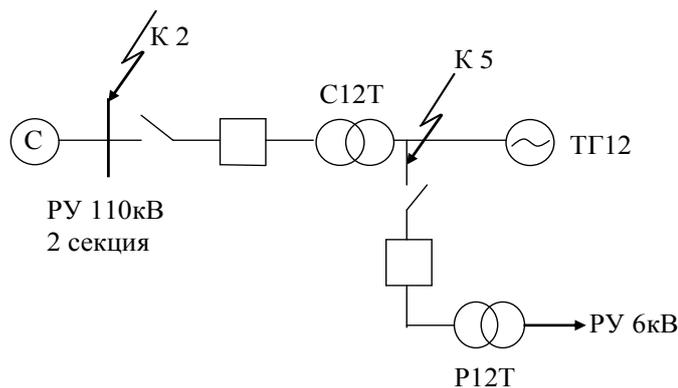


Рисунок. 2. Расчётная схема

Составление схемы замещения.

Схема замещения – это однолинейная схема, в которой все элементы (трансформаторы, линии) представлены в виде индуктивных сопротивлений (X), а система и генераторы в виде индуктивных сопротивлений и Э.Д.С (E).

Составляем схему замещения для блока генератор- трансформатор.

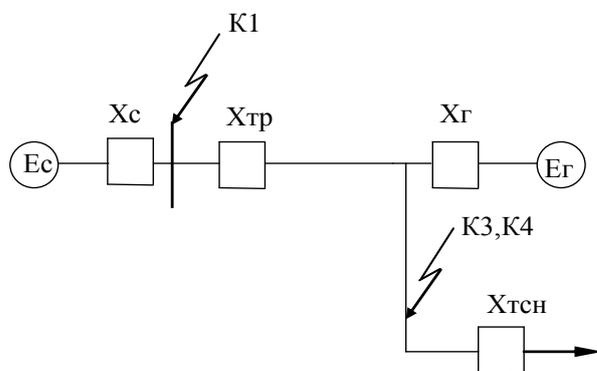


Рисунок.3. Схема замещения

Произведём расчёт токов короткого замыкания на шинах 110 кВ (точки K1 и K2), и цепи отпайки трансформатора собственных нужд(точки K3 K4 K5).

За базисное напряжение принимаем напряжение каждой ступени, в которой находится рассматриваемая точка КЗ:

$$U_{\text{баз1}}=115 \text{ кВ и } U_{\text{баз2}}=10,5$$

За базисную мощность принимаем:

$$S_{\text{баз}} = 500 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

Базисный ток:

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,513 \text{ кА}$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз2}}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 27,525 \text{ кА}$$

Для блоков «С4ГТ» и «С8ГТ».

Определяем сопротивления элементов схемы замещения в относительных единицах:

Система:

$$x_{*C} = \frac{x_{\text{сист}} \cdot S_{\text{баз}}}{S_{\text{ном.с}}} = \frac{0,199 \cdot 500}{1140} = 0,087$$

Принимаем $E_{*C}=1$.

Для синхронных генераторов:

$$x_{*Г} = \frac{x_d'' \cdot S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМ}}},$$

где x_d'' – относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление машины;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генератора (МВ·А).

$$x_{*Г} = \frac{0,13 \cdot 500}{78,75} = 0,825$$

ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = \sqrt{(U_0 \cdot \cos \varphi_0)^2 + (U_0 \cdot \sin \varphi_0 + \sqrt{3} \cdot I_0 \cdot x_d'')^2}$$

где $I_0 = I_{Н} = 4,33 \text{ кА}$ - номинальный ток ТГ;

$U_0 = 10,5 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение ТГ.

$$E_{\Gamma} = \sqrt{(10,5 \cdot 0,8)^2 + (10,5 \cdot 0,6 + \sqrt{3} \cdot 4,33 \cdot 0,13)^2} = 11,09 \text{ кВ};$$

$$E_{*\Gamma} = E_{\Gamma} / U_{\text{баз}\Gamma} = 11,09 / 10,5 = 1,056$$

Для трансформаторов:

Блочный:

$$x_{*\Gamma} = \frac{U_K \cdot S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМ}} \cdot 100} = \frac{11 \cdot 500}{80 \cdot 100} = 0,687$$

где U_K – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВ·А).

Трансформатор собственных нужд:

$$x_{*\text{ТСН}} = \frac{U_K \cdot S_{\text{баз}}}{S_{\text{НОМ}} \cdot 100} = \frac{8 \cdot 500}{10 \cdot 100} = 4$$

Путём сворачивания приводим схему к результирующему сопротивлению.

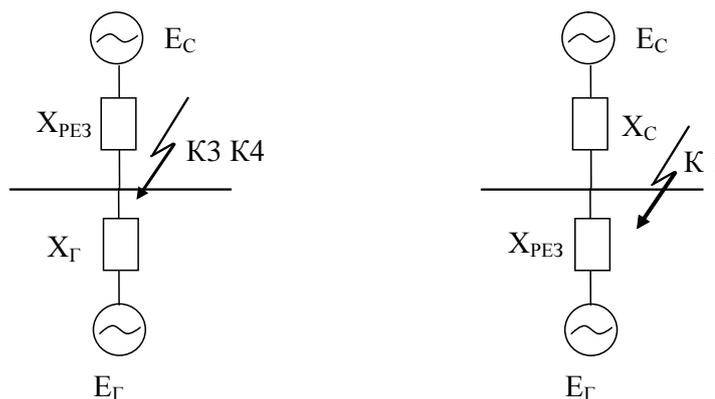


Рисунок 4 Упрощенная схема замещения.

Для точки К1:

$$x_{PE3} = x_{\Gamma} + x_{\Gamma} = 0,44 + 0,825 = 1,512$$

Для точек К3, К4:

$$x_{PE3} = x_{\Gamma} + x_C = 0,687 + 0,087 = 0,774$$

Для блока «С12ГТ».

Определяем сопротивления элементов схемы замещения в относительных единицах:

Система:

$$x_{*C} = \frac{x_{сист} \cdot S_{баз}}{S_{ном.с}} = \frac{0,199 \cdot 500}{1320} = 0,075$$

Принимаем $E_{*C}=1$.

Для синхронных генераторов:

$$x_{*Г} = \frac{x_d'' \cdot S_{баз}}{S_{НОМ}}$$

где x_d'' – относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление машины;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность генератора (МВ·А).

$$x_{*Г} = \frac{0,18 \cdot 500}{137,5} = 0,654$$

ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = \sqrt{(U_0 \cdot \cos \varphi_0)^2 + (U_0 \cdot \sin \varphi_0 + \sqrt{3} \cdot I_0 \cdot x_d'')^2}$$

где $I_0 = I_H = 7,56$ кА - номинальный ток ТГ;

$U_0 = 10,5$ кВ – номинальное напряжение ТГ.

$$E_{Г} = \sqrt{(10,5 \cdot 0,8)^2 + (10,5 \cdot 0,6 + \sqrt{3} \cdot 7,56 \cdot 0,18)^2} = 12,06 \text{ кВ};$$

$$E_{*Г} = E_{Г}/U_{баз Г} = 12,06/10,5 = 1,148$$

Для трансформаторов:

Блочный:

$$x_{*Т} = \frac{U_K \cdot S_{баз}}{S_{НОМ} \cdot 100} = \frac{11 \cdot 500}{125 \cdot 100} = 0,44$$

где U_K – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора (МВ·А).

Трансформатор собственных нужд:

$$x_{*ТСН} = \frac{U_K \cdot S_{баз}}{S_{НОМ} \cdot 100} = \frac{10 \cdot 500}{16 \cdot 100} = 3,125$$

Путём сворачивания приводим схему к результирующему сопротивлению.

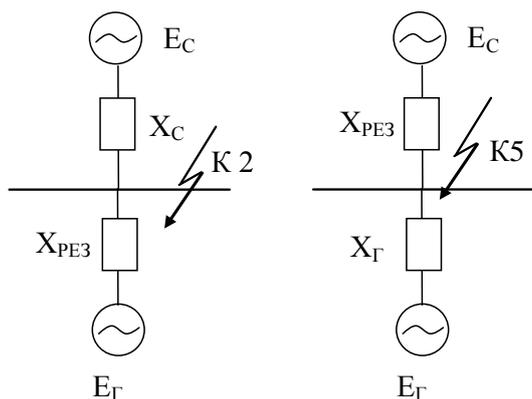


Рисунок 5 Упрощённая схема замещения.

Для точки К2:

$$x_{PE3} = x_T + x_T = 0,44 + 0,654 = 1,098$$

Для точки К5:

$$x_{PE3} = x_T + x_C = 0,44 + 0,075 = 0,515$$

Аналогично для всех точек КЗ, указанных на схеме, показанным выше способом находим необходимые в расчетах величины токов КЗ. Результаты расчётов приведены в таблице 10

Таблица 10.

Результаты расчёта токов КЗ

Точка КЗ Параметры	К1		К2		К3 К4		К5	
	С	G	С	G	С	G	С	G
$S_{баз}$	500							
$U_{ср}, \text{кВ}$	115		115		10,5		10,5	
E''	1	1,056	1	1,148	1	1,056	1	1,148
X_{PE3}^*	0,087	1,512	0,075	1,098	0,774	0,825	0,515	0,654
$I_{\sigma}, \text{кА}$	2,513		2,513		27,525		17,525	
$I_{по} = \frac{E''}{x_{PE3}} \cdot I_{\sigma}, \text{кА}$	28,885	1,755	33,506	2,627	35,56	35,232	53,44	48,316
$S_{источника}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	1140	78,75	1320	125	1140	78,75	1320	125
$I'_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{(КЗ)}}, \text{кА}$	5,73	0,395	6,63	0,628	62,7	4,33	72,6	6,875
$I_{по}/I'_{ном}$	5,04	4,44	5,05	4,18	0,567	8,13	0,73	7,02

$\tau=t_{p3}+t_{cb}, c$	0,01+0,035=0,04 5		0,01+0,035=0,04 5		0,01+0,12=0,1 3		0,01+0,12=0,1 3	
y_{τ}	0,89	0,91	0,89	0,9	1	0,7	1	0,73
$I_{пт} = y_{\tau} \cdot I_{n0}, kA$	25,707	1,597	29,82	2,364	35,56	24,662	53,44	35,27
$I_{пт\Sigma}, kA$	27,304		32,184		60,222		88,71	
$T_a, сек$	0,02		0,02		0,15		0,15	
K_y	1,61		1,61		1,96		1,96	
$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_y, kA$	65,686	3,996	76,289	5,981	98,567	97,658	148,13	133,92
e^{-t/T_a}	0,105		0,105		0,42		0,42	
$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-t/T_a}, kA$	4,289	0,26	4,975	0,39	21,12	20,926	31,741	28,698
$W_k, kA^2 \cdot c$	54,23	0,2	72,971	0,448	354,03	657,88	799,63	653,64

3.4 Выбор выключателей

3.4.1 Выбор выключателей 110 кВ блоков «С4ГТ», «С8ГТ», «С12ГТ»

Выключатель- это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи в различных режимах работы. Выключатели должны надежно отключать токи нормального режима и режима КЗ, а также малые индуктивные и емкостные токи без появления при этом опасных коммутационных перенапряжений.

Технические параметры, характеризующие высоковольтный выключатель:

- 1) номинальное напряжение;
- 2) номинальный ток;
- 3) номинальный ток отключения;
- 4) допустимое (нормированное) относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения для момента расхождения контактов;
- 5) номинальный ток включения - это ток который выключатель способен включить без приваривания контактов;
- 6) ток термической стойкости при заданной длительности протекания этого

тока (3-4 с);

7) токи электродинамической стойкости, которые могут быть действующем значением или наибольшим (пиковым) значением;

8) собственное время отключения выключателя - это интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента начала расхождения контактов;

9) полное время отключения $t_{откл}$ - это интервал времени от подачи команды до момента погасания дуги.

Для выбора выключателей проведем анализ производимых в России выключателей. Для анализа предлагается наиболее технологичные, надежные и современные виды выключателей: элегазовый и вакуумный выключатели.

Рассмотрим их технические характеристики, принципы действия, а так же достоинства и недостатки. Проанализируем и выберем наиболее приемлемый.

Выполнение повышенных требований к выключателям возможно при использовании в распределительных устройствах подстанций современных элегазовых и вакуумных выключателей (ВВ). В настоящее время выключатели с вакуумными и элегазовыми дугогасящими устройствами (ДУ) вытесняют масляные, электромагнитные и воздушные выключатели. Дело в том, что ДУ вакуумных и элегазовых выключателей не требуют ремонта по крайней мере в течение 20 лет, в то время как в масляных выключателях масло при отключениях загрязняется частицами свободного углерода и, кроме того, изоляционные свойства масла снижаются из-за попадания в него влаги и воздуха. Это приводит к необходимости смены масла не реже 1 раза в 4 года. Дугогасящие устройства воздушных выключателей примерно в эти же сроки требуют очистки. Кроме того, у изношенных воздушных выключателей имеются утечки сжатого воздуха из ДУ, что исключает возможность нормального оперирования. Дугогасящие устройства вакуумных и элегазовых выключателей заключены в герметичные оболочки, и их

внутренняя изоляция не подвергается воздействию внешней среды. Электрическая дуга при отключениях в вакууме или в элегазе также практически не снижает свойств дугогасящей и изолирующей среды.

Нормативными документами ФСК ЕЭС и Холдинга МРСК закреплено решение о преимущественном применении при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и замене оборудования подстанций напряжением 330—750 кВ элегазовых выключателей, а на подстанциях напряжением 6, 10, 20, 35 кВ — вакуумных выключателей. В классе напряжения 110—220 кВ сегодня на вновь вводимых в эксплуатацию подстанциях, как правило, в отсутствие каких-либо альтернативных вариантов предлагается применять элегазовые выключатели, которые при всех своих достоинствах имеют и ряд следующих проблемных моментов.

Физические особенности применения в высоковольтных выключателях элегаза (гексафторида серы — SF₆) в качестве изолирующей и дугогасящей среды подразумевают необходимость поддержания в ДУ повышенного давления (1,5—2,5 атм.) для обеспечения требуемого уровня коммутационной способности и электрической прочности межконтактного промежутка. В процессе длительной эксплуатации выключателя возможны утечки элегаза. При этом давление в дугогасящей камере снижается. В вакуумных выключателях современные технологии изготовления вакуумных дугогасительных камер (ВДК) доведены до уровня, который гарантирует необходимый вакуум на протяжении всего срока службы ВДК 25-40 лет.

Давление в ДУ элегазовых выключателей может также снижаться при значительных колебаниях температуры окружающей среды. В случае падения давления ниже заданных пределов критической величины, которая определяется индивидуально для различных типов ДУ, существует опасность пробоя элегазового промежутка или отказа выключателя в момент выполнения коммутации. Для предотвращения такого рода отказов

необходимы наличие в элегазовом выключателе контроля рабочего давления в дугогасящей камере с помощью манометра и своевременная подкачка элегаза до заданных пределов. Кроме того, при интеграции элегазовых выключателей в систему цифровой подстанции стоимость организации передачи информации о давлении элегаза сопоставима со стоимостью самого выключателя. Вакуумный же выключатель может эксплуатироваться в диапазоне изменения температур от +50 до -60°С, при этом датчик контроля состояния вакуума устанавливать в ВДК не требуется.

Например, известен случай блокировки цепей управления 59 элегазовых баковых выключателей 110—500 кВ производства ряда европейских компаний при температуре окружающего воздуха -41°С в Тюменской области в 2006 году из-за несовершенства конструкции, недостаточной мощности, низкой надежности обогревающих устройств баков и недостатков системы контроля давления (плотности) элегаза. Поэтому при выборе выключателей для регионов с холодным климатом предпочтение следует отдавать либо выключателям, заполненным газовой смесью, не требующей подогрева, либо необходимы: установка дополнительной теплоизоляции баков, дополнительный обогрев импульсных газовых трубок, увеличение мощности подогревателей. Все это усложняет и удорожает конструкцию элегазовых выключателей и увеличивает расход электроэнергии на собственные нужды, а значит, делает элегазовые выключатели энергонеэффективными. Следует также отметить и относительно высокую стоимость производства, очистки и утилизации элегаза.

Несмотря на доказанную практикой эксплуатации безвредность элегазовых выключателей при нормальных режимах работы, тем не менее, экологические проблемы остро возникают при ремонте и утилизации отработавших нормативный ресурс выключателей. Дело в том, что некоторые продукты разложения элегаза весьма токсичны и могут наносить

вред человеку и окружающей среде. В таблице 11 приведена степень опасности продуктов разложения элегаза.

Таблица 11. Степень опасности продуктов разложения элегаза SF₆

Продукты разложения элегаза	Степень токсичности	Запах	Степень содержания в аппарате	Срок жизни после выброса в атмосферу	Опасность для здоровья человека
CF ₄	—	нет	средняя	неизвестен	нет
(HF) ₂	средняя	резкий	низкая	неизвестен	низкая
S ₂ O ₂	средняя	едкий	средняя	неизвестен	(запах)
SiF ₄	высокая	едкий	высокая	минуты	высокая
WF ₆	высокая	резкий	средняя	минуты	(первые минуты после выброса)
SOF ₂	высокая	сероводород	средняя	от минут до часов	относительно высокая
CuF ₂ , AlF ₃	средняя	едкий	высокая	—	при вдыхании и попадании на кожу
S ₂ F ₁₀	очень высокая	неизвестен	очень низкая	часы	низкая

Преимущества вакуумных выключателей перед элегазовыми выключателями:

1. Стабильность выключателя. Стабильное состояние контактной группы в вакууме сохраняется на протяжении всего срока эксплуатации, а диэлектрические свойства элегаза снижаются (из-за накопления продуктов разложения в коммутационной камере при нарастании числа коммутаций).

2. Высокий коммутационный ресурс. Коммутационный ресурс вакуумного выключателя – 10000 циклов при номинальных токах, что в два раза выше, чем у элегазовых аппаратов. Вакуумный выключатель не

нуждаются в техническом обслуживании до истечения 10000 коммутационных циклов.

3. Удобство сборки. Минимальные сроки монтажа. минимальные затраты на монтаж.

4. Экологическая безопасность. Вакуумный выключатель являются экологически чистыми и не требуют дополнительных затрат на утилизацию, как элегазовые выключатели.

5. Надежность. Надежность вакуумного выключателей выше, чем элегазового (дугогасительная часть содержит меньше подвижных деталей).

6. Температурный режим эксплуатации. Возможность эксплуатации в условиях низких температур (до минус 60С) без дополнительного обогрева, что, в свою очередь, необходимо для элегазовых выключателей.

Выбор и проверка выключателей осуществляется по следующим условиям:

– по напряжению установки;

$$U_{ном} \geq U_{уст}$$

– по длительному току;

$$I_{ном} \geq I_{max}$$

– на симметричный ток отключения;

$$I_{отк.ном.} \geq I_{нт}$$

– на отключение апериодической составляющей тока к.з.

$$i_{a.ном.} \geq i_{ат}$$

– отключающая способность по полному току;

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_n / 100) \geq$$

β_n % – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключенном токе;

$$\geq \sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат}$$

– на электродинамическую стойкость;

$$I_{дин} \geq I_{но}$$

– на электродинамическую стойкость;

$$i_{дин} \geq i_y$$

– на термическую стойкость.

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k$$

Исходя из полученных, при расчетах токов короткого замыкания, данных, представленных в таблице 10, Во всех трех ячейках ОРУ–110 кВ

вместо баковых выключателей МКП-110 (блоки генератор-трансформатор ст.№№4 и8), У-110-2000-50 (блок генератор-трансформатор ст.№12) предусматриваются вакуумные выключатели ВРС-110-40/3150УХЛ1 с пружинным приводом ППрК-2400, предназначенный для установки в районах с умеренно-холодным климатом.

В связи с невозможностью перегрузки блочного трансформатора ток максимального режима равен току нормального режима:

$$\text{Для С4ГТ и С8ГТ } I_{\max} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 402,11 \text{ А.}$$

$$\text{Для С12ГТ } I_{\max} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656,16 \text{ А}$$

Таблица 12. Выбор выключателей блоков.

Расчетные данные С4ГТ и С8ГТ	Расчетные данные С12ГТ	Данные выключателя ВРС-110-40/3150 УХЛ1
$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\max}=402,11 \text{ А}$	$I_{\max}=656,16 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=3150 \text{ А}$
$I_{\text{пр}} = 27,3 \text{ кА}$	$I_{\text{пр}} = 32,18 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном.}}=40 \text{ кА}$
$i_{\text{ар}} = 4,549 \text{ кА}$	$i_{\text{ар}} = 5,375 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном.}}=\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{отк.ном.}}/100=\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40/100=22,63 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пр}}+i_{\text{ар}}=43,16 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пр}}+i_{\text{ар}}=50,88 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном.}} \cdot (1+\beta_{\text{н}}/100)=\sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1+40/100)=79,196 \text{ кА}$
$I_{\text{по}}=30,64 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}=36,13 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=40 \text{ кА}$
$i_{\text{у}}=69,682 \text{ кА}$	$i_{\text{у}}=82,27 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к}}=54,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=73,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм.}}=40^2 \cdot 3=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.4.2 Выбор выключателя в отпайку трансформатора собственных нужд «Р4Т», «Р8Т», «Р12Т».

Масляных горшковый генераторный выключателей типа МГГ-229, отработавшие 60 лет, оказались очень надёжным в эксплуатации

оборудованием, но в связи с моральным и физическим износом, вместо них будет установлен маломасляный генераторный выключатель типа МГУ-20, который является современным аналогом МГГ-229. Исходя из полученных, при расчетах токов короткого замыкания, данных, представленных в таблице 10, во всех трех отпайках–10 кВ будет установлен МГУ-20-105/6300. При такой замене оборудования не требуются дополнительные затраты на адаптацию, выключатель устанавливается на прежнее место. Так же отсутствует необходимость в обучении обслуживающего персонала.

В связи с невозможностью перегрузки трансформатора собственных нужд ток максимального режима равен току нормального режима:

$$\text{Для Р4Т и Р8Т } I_{\max} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,36 \text{ А.}$$

$$\text{Для Р12Т } I_{\max} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 923,78 \text{ А}$$

Таблица 13. Выбор выключателей трансформатора собственных нужд.

Расчетные данные С4ГТ и С8ГТ	Расчетные данные С12ГТ	Данные выключателя МГУ-20-105/6300 УХЛ1
$U_{\text{уст}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\max}=577,36 \text{ А}$	$I_{\max}=923,78 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=6300 \text{ А}$
$I_{\text{пр}} = 60,2 \text{ кА}$	$I_{\text{пр}} = 88,71 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном.}}=90 \text{ кА}$
$i_{\text{ар}} = 42,04 \text{ кА}$	$i_{\text{ар}} = 60,44 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном.}}=\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{отк.ном.}}/100=\sqrt{2} \cdot 90 \cdot 90/100=114,55 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пр}}+i_{\text{ар}}=125,17 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{пр}}+i_{\text{ар}}=185,89 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном.}} \cdot (1+\beta_{\text{н}}/100)=\sqrt{2} \cdot 90 \cdot (1+90/100)=304,409 \text{ кА}$
$I_{\text{по}}=70,79 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}=101,75 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=105 \text{ кА}$
$i_{\text{y}}=196,225 \text{ кА}$	$i_{\text{y}}=282,05 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 300 \text{ кА}$
$B_{\text{к}}=1011 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=1453 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм.}}=105^2 \cdot 3=33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.5 Выбор разъединителей

3.5.1 Выбор разъединителей 110 кВ блоков «С4ГТ», «С8ГТ»,

«С12ГТ»

Назначение разъединителей

Разъединители используются для обеспечения видимого отключения, которое визуально показывает, что выведенное из работы оборудование отключено от напряжения.

Требования предъявляемые к разъединителям:

- 1) они должны гарантировать четко видимый разрыв цепи;
- 2) конструкция разъединителей должна предусматривать механизм жесткого закрепления ножей в любом рабочем положении. Также, они должны иметь специальные ограничивающие угол поворота упоры;
- 3) должны обеспечивать надежную работу при любых самых сложных погодных условиях;
- 4) опорные элементы изоляторов и изоляционные тяги должны быть рассчитаны на соответствующие выполняемым операциям механические нагрузки;
- 5) основные ножи разъединителей должны быть оборудованы блокировкой с ножами заземляющего устройства.

Так как конструкция разъединителей не предусматривает наличия дугогасительных устройств, следовательно работа их должна осуществляться при полном обесточивании или находящихся, под напряжением без нагрузки, а в некоторых случаях даже и без него.

Учитывают место его установки, предусматривают заземляющие ножи. Выбор производится по напряжению сети, длительному току, электродинамической и термической стойкости. Выбор по отключающей способности не производится, так как разъединители не предусмотрены для отключения токов КЗ.

Выбор и проверка разъединителей производится по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по длительному току;
- на электродинамическую стойкость;
- на термическую стойкость.

$$U_{ном} \geq U_{уст}$$

$$I_{ном} \geq I_{max}$$

$$i_{дин} \geq i_y$$

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k$$

Исходя из полученных, при расчетах токов короткого замыкания, данных, представленных в таблице 10, Во всех трех ячейках ОРУ–110 кВ вместо установленных разъединителей РЛНЗ – 110 (блоки генератор-трансформатор ст.№№4. 8, 12) предусматриваются разъединители типа РГП-110/2000 УХЛ1.

Таблица 14. Выбор разъединителей блоков.

Расчетные данные С4ГТ и С8ГТ	Расчетные данные С12ГТ	Данные разъединителя РГП-110/2000 УХЛ1
$U_{уст}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max}=402,11$ А	$I_{max}=656,16$ А	$I_{ном}=2000$ А
$i_y=69,682$ кА	$i_y=82,27$ кА	$i_{дин} = 102$ кА
$B_k=54,43$ кА ² ·с	$B_k=73,42$ кА ² ·с	$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.}=40^2 \cdot 3=4800$ кА ² ·с

3.5.2 Выбор разъединителя в отпайку трансформатора собственных нужд «Р4Т», «Р8Т», «Р12Т».

Исходя из полученных, при расчетах токов короткого замыкания, данных, представленных в таблице 10, Во всех трех ячейках отпайках 10 кВ вместо установленных разъединителей РВЗ – 20 (отпайки трансформаторов собственных нужд ст.№№4. 8, 12) предусматриваются разъединители типа РВРЗ-20/8000 М .

Таблица 15. Выбор разъединителя собственных нужд..

Расчетные данные С4ГТ и С8ГТ	Расчетные данные С12ГТ	Данные разъединителя РВРЗ-20/8000 М
$U_{уст}=10$ кВ	$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном} = 20$ кВ

$I_{\max}=577 \text{ A}$	$I_{\max}=923 \text{ A}$	$I_{\text{НОМ}}=8000 \text{ A}$
$i_y=196 \text{ кА}$	$i_y=282 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 315 \text{ кА}$
$B_k=1011 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=1453 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм.}}=125^2 \cdot 4=62500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.6 Выбор ограничителей перенапряжения.

В ОПН используются варисторы на основе оксидно-цинковых материалов. В отличие от вентильных разрядников, имеющих набор последовательно соединенных искровых промежутков и полупроводникового резистора, выполняющего функцию варистора. ОПН не содержит искровых промежутков, а содержит только варистор, представляющий собой поликристаллическую комбинацию оксида цинка с небольшим добавлением оксидов других металлов. Под воздействием импульсных перенапряжений кристаллы ZnO выстраиваются в цепочки, и сопротивление ОПН резко снижается, и он пропускает номинальный разрядный ток, ограничивая перенапряжение на защищаемом оборудовании (ОПН включается параллельно защищаемому оборудованию). Сочетание хорошей проводимости кристаллов ZnO с большим сопротивлением межкристаллических участков определяет высокую нелинейность ВАХ варистора, что обеспечивает практически мгновенный переход ОПН в проводящее состояние и позволяет исключить искровые промежутки. Для выбора типа ОПН необходимо знать амплитуду ожидаемых импульсов разрядного тока, допустимое внутреннее перенапряжение изоляции электрооборудования и сопротивление заземляющего устройства.

ОПН целесообразно подключать на вводах сборных шин, отходящих присоединений и непосредственно у электроприёмника. Схема соединения - с выведенным на землю нулем. ОПН является основным средством защиты электрооборудования станции и сетей от коммутационных и грозовых

перенапряжений. Колонка резисторов ОПН опрессовывается в оболочку из атмосферостойкого полимера, который обеспечивает требуемые механические и изоляционные свойства ограничителя. Некоторые ОПН дополнительно покрываются оболочкой из силиконовой резины, что благоприятно сказывается при высоком уровне атмосферных загрязнений.

При выборе ОПН решают следующие задачи:

- 1) необходимо ограничить коммутационные и грозовые перенапряжения до значений, при которых обеспечивается надежная работа изоляции электроустановки;
- 2) кратность ограничения перенапряжения имеет значение 1,75 для коммутационных перенапряжений и 2-2,5 для атмосферных перенапряжений.
- 3) ОПН должен быть взрывобезопасен при протекании токов КЗ в результате внутренних перенапряжений;
- 4) ОПН должен соответствовать механическим и климатическим условиям эксплуатации.

В сетях работающих с изолированной нейтралью или с компенсацией ёмкостного тока замыкания на землю и допускающих неограниченно длительного протекания однофазного тока КЗ на землю должно выполняться следующее условие выбора ОПН по напряжению:

$$U_{н.р.} \geq U_{н.р.об.}$$

где $U_{н.р.}$ - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН;

$U_{н.р.об.}$ - наибольшее рабочее напряжение защищаемого оборудования.

Выбор ОПН по номинальному разрядному току производится в случае установки его для защиты от грозовых перенапряжений.

В большинстве случаев номинальный разрядный ток принимают равным 5 кА. Разрядный ток - 10 кА принимают в следующих случаях:

- 1) в районах с интенсивной грозовой активностью (более 50 грозовых часов в год);

2) схема грозозащиты двигателя и генератора, присоединенных к воздушной линии;

3) в районах с высокой степенью промышленных загрязнений;

4) схемы грозозащиты, к которой предъявляются повышенные требования надежности.

Ток срабатывания взрывопредохранительного устройства для сброса давления должен быть не менее чем на 10% больше значения двухфазного или трехфазного наибольшего из них тока КЗ в месте установки ограничителя.

Во всех случаях для повышения надежности выбирают ограничители с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением ($U_{нрo}$) не менее, чем на 2-5% выше наибольшего уровня напряжения сети в точке установки ОПН ($U_{нс}$). Исходя из этого условия, для установки выбираем ОПН-110/73-10 (II).

При выборе ОПН для защиты разземляемой нейтрали трансформаторов 110-220 кВ можно считать, что на ОПН нейтрали длительно может воздействовать напряжение частотой 50 Гц не более $U_{фн} = U_{нр}/1,73$. Исходя из этого условия, для установки выбираем ОПНН-П1-110/60-10 (III).

3.7 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока (ТТ) предназначены для уменьшения первичного тока до значений удобных для измерения, а так же для отделения цепей измерения и автоматики от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном. тт}$$

- по току

$$I_{max} \leq I_{1 ном} , I_{ном} \leq I_{1 ном}$$

- по конструкции и классу точности

- по электродинамической стойкости $i_y \leq \sqrt{2} k_{\text{дин}} I_{1 \text{ ном}}$

- по вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}$

Электродинамическая стойкость шинных ТТ определяется устойчивостью самих шин, поэтому шинные ТТ по этому условию не проверяются.

Выбор трансформаторов тока в цепи линии связи с системой.

Вторичная нагрузка и перечень приборов, присоединяемых к трансформатору тока дана в таблице 16.

Таблица 16 Вторичная нагрузка трансформатора тока

Приборы	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-379	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-И675	2,5	-	2,5
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	2,5	-	2,5
Итого		6,5	0,5	6,5

Принимается к установке трансформатор тока типа ТФМ-110-II-Y1 с фарфоровой изоляцией, с обмотками звеньев типа, маслonaполненный.

$$S_{2н} = I_{2н}^2 \cdot z_{2н} = 5^2 \cdot 1,2 = 30 \text{ ВА.}$$

где:

$z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$ - номинальное сопротивление в данном классе точности.

Определяем сопротивление проводов:

$$Z_{\text{пров}} = Z_{2н} - r_{\text{приб.}} - Z_{\text{к}} = Z_{2н} - S_{\text{пр}} / I_{2н}^2 - Z_{\text{к}} = 1,2 - 6,5 / 5^2 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом;}$$

длина соединительных проводов с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$)

равна:

$$l_{\text{расч}} = 100 \text{ м,}$$

тогда, сечение соединительных проводов:

$$q = \rho \cdot l_{\text{расч}} / Z_{\text{пров}} = 0,0283 \cdot 100 / 0,84 = 3,37 \text{ мм}^2;$$

Принимаем кабель АКВРГ с жилами 4 мм^2 , тогда $R_{\text{пр}}$ определим как:

$$Z_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,707 \text{ Ом}$$

Тогда вторичная нагрузка определится как:

$$Z_2 = R_{\text{пр}} + R_{\text{приб.}} + R_{\text{к}} = 0,707 + 0,26 + 0,1 = 1,067 \text{ Ом.}$$

$Z_2 < Z_{2 \text{ ном}}$; трансформатор тока принимается к установке.

Сравнение расчетных и каталожных данных трансформатора тока приведены в таблице 3.17

Таблица 17 Сравнение расчетных и каталожных данных трансформатора тока

Расчетные данные С4ГТ, С8ГТ	Расчетные данные С12ГТ	Каталожные данные ТФМ-110-II-Y1	
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном. тт}}$
$I_{\text{max}} = 402 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 656 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600/1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{1 \text{ ном}}$
$i_{\text{y}} = 69,68 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 82,27 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 126 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$
Класс точности 0,5	Класс точности 0,5	Класс точности 0,5	Не ниже 0,5
$S_2 = 6,5 \text{ ВА}$	$S_2 = 6,5 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}} = 30 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$
$Z_2 = 1,067$	$Z_2 = 1,067$	$Z_{2 \text{ ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 < Z_{2 \text{ ном}}$
$B_{\text{к}} = 54,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 73,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 68^2 \cdot 3 = 13872 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}}$

На генераторном напряжении 10,5 кВ устанавливается трансформаторы тока типа ТШ-20-10000/5, встроенный в токопровод ГРТЕ-10-8550-250.

3.8 Выбор шин и связей между элементами.

3.8.1 На напряжение 10,5 кВ

От выводов генератора до фасадной стены главного корпуса токоведущие части, выполняется пофазно-экранированным токопроводом типа ГРТЕ-10-8550-250.

Проверка выбранного токопровода приведена в таблице 18.

Таблица 18. Расчетные и каталожные данные

Расчетные данные С4ГТ, С8ГТ	Расчетные данные С12ГТ	Каталожные данные токопровода ГРТЕ-10-8550-250	Условия выбора
$U_{уст}=10,5$ кВ	$U_{уст}=10,5$ кВ	$U_{ном}=10,5$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_r=4330$ А	$I_r=7560$ А	$I_{ном}=5140/8550$ А	$I_r \leq I_{ном}$
$i_y=97,7$ кА	$i_y=133,9$ кА	$I_{дин}=250$ кА	$i_y \leq i_{дин}$

Комплектация токопровода ГРТЕ-10-8550-250:

- трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-10,
- встроенный трансформатор тока типа ТШ-20-10000/5,
- тип опорного изолятора ОФР-20-375с.

Токоведущие части РУ-10,5 кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами коробчатого сечения.

Для С4ГТ, С8ГТ.

Выбор производится по допустимому току:

$$I_{max}=P_{ген}/(\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi \cdot 0,95)=63000/(\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8 \cdot 0,95)=4558 \text{ А.}$$

Предварительно принимаются шины алюминиевые, коробчатого сечения - 2(150×65×7) мм, сечением 1785 мм², $I_{доп}=5650$ А.

Таким образом, условие:

$$I_{max}=4558 \leq I_{доп}=5650 \text{ А} - \text{соблюдается.}$$

Сборные шины проверяются на термическую стойкость:

суммарный ток $I_{п0}=70,79$ кА, тогда:

$$V_k=I_{п0}^2 \cdot (t_{отк}+T_a)=70,79^2 \cdot (4 + 0,185)=20972 \text{ кА}^2\text{с,}$$

где:

$$t_{отк}=4 \text{ с. } T_a=0,185 - \text{ для сборных шин 10 кВ.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min}=1000 \cdot \sqrt{V_k} / c = 1000 \cdot \sqrt{20972} / 90 = 1609,04 \text{ мм}^2$$

следовательно, условие

$$q_{min}=1609 \text{ мм}^2 \leq q_{ш}=1785 \text{ мм}^2 - \text{соблюдается.}$$

Проверка сборных шин на механическую прочность.

Шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчет производится без учета колебательного процесса в механической конструкции. Принимаем, что швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления для С4ГТ, С8ГТ $W_{y0-y0} = 167 \text{ см}^3$. При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчетная формула имеет вид:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{2,2 \cdot 10^{-8} \cdot i_y^2 \cdot l^2}{c \cdot W_{y0-y0}} \text{ МПа};$$

Где c – расстояние между шинами

Ударный ток $I_y = 196225 \text{ А}$, тогда

$$\text{условие: } \sigma_{\text{расч}} = \frac{2,2 \cdot 10^{-8} \cdot i_y^2 \cdot l^2}{c \cdot W_{y0-y0}} = \frac{2,2 \cdot 10^{-8} \cdot 196225^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 167} = 25,36 \text{ МПа};$$

$\sigma_{\text{расч}} = 25,36 \leq \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$, - выполняется, выбранные шины проходят по условию механической прочности.

Для С12ГТ

Выбор производится по допустимому току:

$$I_{\text{max}} = P_{\text{ген}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi \cdot 0,95) = 110000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8 \cdot 0,95) = 7958 \text{ А}.$$

Предварительно принимаются шины алюминиевые, коробчатого сечения:

$$- 2(200 \times 90 \times 12) \text{ мм, сечением } 4040 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}} = 8830 \text{ А}$$

Таким образом, условие:

$$I_{\text{max}} = 7958 \leq I_{\text{доп}} = 8830 \text{ А} - \text{соблюдается.}$$

Сборные шины проверяются на термическую стойкость:

суммарный ток $I_{\text{п0}} = 101,75 \text{ кА}$, тогда:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 101,75^2 \cdot (4 + 0,185) = 43328 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = 1000 \cdot \sqrt{B_k} / c = 1000 \cdot \sqrt{43328} / 90 = 2312,84 \text{ мм}^2$$

следовательно, условие

$$q_{\text{min}} = 2312 \text{ мм}^2 \leq q_{\text{ш}} = 4040 \text{ мм}^2 - \text{соблюдается.}$$

Проверка сборных шин на механическую прочность.

Шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчет производится без учета колебательного процесса в механической конструкции. Принимаем, что швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления для С12ГТ $W_{y0-y0} = 228 \text{ см}^3$ При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчетная формула имеет вид:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{2,2 \cdot 10^{-8} \cdot i_y^2 \cdot l^2}{c \cdot W_{y0-y0}} \text{ МПа};$$

Где c – расстояние между шинами

Ударный ток $I_y = 282050 \text{ А}$, тогда условие: $\sigma_{\text{расч}} =$

$$\frac{2,2 \cdot 10^{-8} \cdot i_y^2 \cdot l^2}{c \cdot W_{y0-y0}} = \frac{2,2 \cdot 10^{-8} \cdot 282050^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 228} = 38,38 \text{ МПа};$$

$\sigma_{\text{расч}} = 38,38 \text{ МПа} \leq \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$, - выполняется, выбранные шины проходят по условию механической прочности.

Выбираем опорные изоляторы.

Проверяем изоляторы на механическую прочность. $F_{\text{расч}} = k_h * F_u > 0,6 * F_{\text{разр}}$

Для С4ГТ, С8ГТ:

$$F_u = 1,62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \frac{1,62 \cdot 196225^2 \cdot 1}{0,8} \cdot 10^{-7} = 7094,2$$

где $a = 0,8 \text{ м}$ - принято расстояние между фазами

$l = 1 \text{ м}$ – расстояние между изоляторами.

Выбираем изоляторы опорно стержневые типа ИОС-20-2000УХЛ1.

Максимальная сила, действующая на изгиб, Н: $F_{\text{разр}} = 20000 \text{ Н}$, высота изолятора $H_{\text{из}} = 360 \text{ мм}$.

Поправка на высоту коробчатых шин:

$$K_h = \frac{H_{\text{из}} + c + \frac{h}{2}}{H_{\text{из}}} = \frac{360 + 7 + \frac{150}{2}}{360} = 1,22$$

$$F_{\text{расч}} = k_h F_u = 1,22 * 7094,2 = 8655 \text{ Н} < 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 * 20000 = 12000 \text{ Н}$$

Таким образом, изолятор ИОС-20-2000УХЛ1 проходит по механической прочности.

Для С12ГТ:

$$F_u = 1.62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} = \frac{1.62 \cdot 282050^2 \cdot 1}{0,8} \cdot 10^{-7} = 8905,6$$

где $a=0.8$ м - принято расстояние между фазами

$l=1$ м – расстояние между изоляторами.

Выбираем изоляторы опорно стержневые типа ИОС-20-2000УХЛ1. Максимальная сила, действующая на изгиб, Н: $F_{разр}=20000$ Н, высота изолятора $H_{уз}=360$ мм.

Поправка на высоту коробчатых шин:

$$K_h = \frac{H_{уз} + c + \frac{h}{2}}{H_{уз}} = \frac{360 + 12 + \frac{200}{2}}{360} = 1.31$$

$$F_{расч} = k_h F_u = 1.31 * 8905,6 = 11666,3 \text{ Н} < 0,6 F_{разр} = 0,6 * 20000 = 12000 \text{ Н}$$

Таким образом, изолятор ИОС-20-2000УХЛ1 проходит по механической прочности.

Выбираем проходной изолятор

Проверяем изолятор на механическую прочность:

Для С4ГТ, С8ГТ выбираем ИП-10-5000-42,5 $U_{ном}=10$ кВ,
 $I_{ном}=5000\text{А} > I_{max}=4558$ А; $F_{разр}=42500$ Н.

$$F_{расч} = 0,5 F_u = 1.22 * 7094,2 = 3547 \text{ Н} < 0,6 F_{разр} = 0,6 * 42500 = 25500 \text{ Н}$$

Для С12ГТ выбираем ИП-10-10000-42,5 $U_{ном}=10$ кВ,
 $I_{ном}=10000\text{А} > I_{max}=7958$ А; $F_{разр}=42500$ Н.

$$F_{расч} = 0,5 F_u = 0,5 * 8905,6 = 4403 \text{ Н} < 0,6 F_{разр} = 0,6 * 20000 = 12000 \text{ Н}$$

Выбор числа и марки проводов в гибком токопроводе от фасадной стены главного корпуса до жестких шин 10,5 кв на подстанции, со стрелой провеса $h=1,2$ м.

Для С4ГТ, С8ГТ

Выбираем сечение по экономической плотности тока $J_э=1\text{А/мм}^2$ (табл. 4.5), мм^2 :

$$q_э = I_{\text{норм}} / j_{\text{эк}} = 4330 / 1 = 4330 \text{ мм}^2$$

где - $J_э = 1 \text{ А/мм}^2$ экономическая плотность тока

$$I_{\text{норм}} = 4330 \text{ А ток статора}$$

Принимаем два несущих провода АС-500/64, тогда сечение алюминиевых проводов должно быть, мм²:

$$q_a = q_э - q_{\text{АС}} = 4330 - 2 \cdot 500 = 3330 \text{ мм}^2$$

Число проводов А-500

$$n = \frac{3330}{500} = 6.06$$

Принимаем токопровод $2 \times \text{АС-500/64} + 6 \times \text{А-500}$ диаметром $d = 160 \text{ мм}$, расстояние между фазами $D = 3 \text{ м}$.

Проверяем по допустимому току:

$$I_{\text{доп}} = 2 \cdot 946 + 6 \cdot 980 = 7770 \text{ А} > I_{\text{max}} = 4558 \text{ А}.$$

Пучок гибких неизолированных проводов имеет большую поверхность охлаждения, поэтому проверка на термическую стойкость не производится.

Проверяем токопровод по условиям схлестывания.

Сила взаимодействия между фазами, Н/м:

$$f = \frac{1.5 \cdot I_{\text{н0}}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1.5 \cdot 70792^2}{3} \cdot 10^{-7} = 245$$

Сила тяжести 1 м токопровода (с учетом массы колец 1,6 кг, массы 1 м провода АС-500/64 1,85 кг, провода А-500 1,38 кг) определяется, Н/м:

$$g = 9,8 (2 \cdot 1,85 + 6 \cdot 1,38 + 1,6) = 133.$$

Принимая время действия релейной защиты (дифференциальной) $t_з = 0,1 \text{ с}$, находим, с:

$$t_{\text{эк}} = 0,1 + 0,05 = 0,15$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{1,2}}{0,15} = 7,3$$

По диаграмме для значения $f/g = 245/133 = 1,84$ находим $b/h = 0,85$, откуда $b = 0,85 \cdot 1,2 = 1,02 \text{ м}$.

Допустимое отклонение фазы, м:

$$b_{доп} = \frac{D-d-a_{доп}}{2} = \frac{3-0,16-0,2}{2} = 1,32$$

Схлестывания не произойдет, так как $b < b_{доп}$.

Проверяем гибкий токопровод по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Усилие на каждый провод, Н/м:

$$f_u = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{но}^{(3)2}}{d} = \frac{8-1}{8^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{70792^2}{0.16} = 685,3$$

Удельная нагрузка на каждый провод от взаимодействия при КЗ, МПа/м:

$$y_k = \frac{f_u}{q} = \frac{685,3}{500} = 1,37$$

Удельная нагрузка на провод А-500 от собственного веса, МПа/м:

$$y_1 = \frac{9,8 \cdot m}{q} = \frac{9,8 \cdot 1,38}{500} = 0,027$$

Принимая максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме, $T_{ф, max} = 100 \cdot 10^3$ Н, определяем, МПа:

$$\sigma_{max} = \frac{T_{ф, max}}{n \cdot q} = \frac{100 \cdot 10^3}{8 \cdot 500} = 25$$

Определяем допустимое расстояние между распорками внутри фазы, м:

$$l_p = k \cdot \sigma_{max} \cdot 10^3 \sqrt{\frac{(k-1) \cdot \sigma_{max} \cdot 24 \cdot \beta}{(y_k + k \cdot y_1) \cdot (y_k + k \cdot y_1)}}$$

Где k – 1,8 коэффициент допустимого увеличения механического напряжения в проводе при КЗ; β – коэффициент упругого удлинения материала провода (для алюминия $\beta = 159 \cdot 10^{-13}$ м²/Н)

$$l_p = 1,8 \cdot 25 \cdot 10^3 \sqrt{\frac{(1,8-1) \cdot 25 \cdot 24 \cdot 159 \cdot 10^{-13}}{(1,37 + 1,8 \cdot 0,027) \cdot (1,37 + 1,8 \cdot 0,027)}} = 2,77$$

Таким образом, в токопроводе необходима установка внутрифазных распорок на расстоянии не более 2,77 м друг от друга.

Для С12ГТ

Выбираем сечение по экономической плотности тока $J_э=1 \text{ А/мм}^2$, мм^2 :

$$q_э = I_{\text{норм}} / j_{\text{эк}} = 7560 / 1 = 7560 \text{ мм}^2$$

где - $J_э = 1 \text{ А/мм}^2$ экономическая плотность тока

$$I_{\text{норм}} = 7560 \text{ А ток статора}$$

Принимаем два несущих провода АС-500/64, тогда сечение алюминиевых проводов должно быть, мм^2 :

$$q_a = q_э - q_{\text{АС}} = 7560 - 2 \cdot 500 = 6560 \text{ мм}^2$$

Число проводов А-500

$$n = \frac{6560}{500} = 13.12$$

Принимаем токопровод $2 \times \text{АС-500/64} + 13 \times \text{А-500}$ диаметром

$d = 240 \text{ мм}$, расстояние между фазами $D = 3 \text{ м}$.

Проверяем по допустимому току:

$$I_{\text{доп}} = 2 \cdot 946 + 13 \cdot 980 = 14632 \text{ А} > I_{\text{max}} = 7958 \text{ А}.$$

Пучок гибких неизолированных проводов имеет большую поверхность охлаждения, поэтому проверка на термическую стойкость не производится.

Проверяем токопровод по условиям схлестывания.

Сила взаимодействия между фазами, Н/м:

$$f = \frac{1.5 \cdot I_{\text{н0}}^{(3)2}}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1.5 \cdot 101750^2}{3} \cdot 10^{-7} = 510$$

Сила тяжести 1 м токопровода (с учетом массы колец 1,6 кг, массы 1 м провода АС-500/64 1,85 кг, провода А-500 1,38 кг) определяется, Н/м:

$$g = 9,8 (2 \cdot 1,85 + 13 \cdot 1,38 + 1,6) = 212.$$

Принимая время действия релейной защиты (дифференциальной) $t_з = 0,1 \text{ с}$, находим, с:

$$t_{\text{эк}} = 0,1 + 0,05 = 0,15$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{1.2}}{0.15} = 7.3$$

По диаграмме для значения $f/g = 510/212=2,4$ находим $b/h=0,95$, откуда $b = 0,95 \cdot 1,2 = 1,14$ м.

Допустимое отклонение фазы, м:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D-d-a_{\text{доп}}}{2} = \frac{3-0,24-0,2}{2} = 1,28$$

Схлестывания не произойдет, так как $b < b_{\text{доп}}$.

Проверяем гибкий токопровод по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Усилие на каждый провод, Н/м:

$$f_u = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{\text{но}}^{(3)2}}{d} = \frac{15-1}{15^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{101750^2}{0,24} = 536,6$$

Удельная нагрузка на каждый провод от взаимодействия при КЗ, МПа/м:

$$y_k = \frac{f_u}{q} = \frac{536,6}{500} = 1,07$$

Удельная нагрузка на провод А-500 от собственного веса, МПа/м:

$$y_1 = \frac{9,8 \cdot m}{q} = \frac{9,8 \cdot 1,38}{500} = 0,027$$

Принимая максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме, $T_{\phi, \text{max}} = 100 \cdot 10^3$ Н, определяем, МПа:

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{T_{\phi, \text{max}}}{n \cdot q} = \frac{100 \cdot 10^3}{15 \cdot 500} = 23,3$$

Определяем допустимое расстояние между распорками внутри фазы, м:

$$l_p = k \cdot \sigma_{\text{max}} \cdot 10^3 \sqrt{\frac{(k-1) \cdot \sigma_{\text{max}} \cdot 24 \cdot \beta}{(y_k + k \cdot y_1) \cdot (y_k + k \cdot y_1)}}$$

Где $k = 1,8$ коэффициент допустимого увеличения механического напряжения в проводе при КЗ; β – коэффициент упругого удлинения материала провода (для алюминия $\beta = 159 \cdot 10^{-13}$ м²/Н)

$$l_p = 1,8 \cdot 23,3 \cdot 10^3 \sqrt{\frac{(1,8-1) \cdot 23,3 \cdot 24 \cdot 159 \cdot 10^{-13}}{(1,07 + 1,8 \cdot 0,027) \cdot (1,07 + 1,8 \cdot 0,027)}} = 1,37$$

Таким образом, в токопроводе необходима установка внутрифазных распорок на расстоянии не более 1,37 м друг от друга.

3.8.2. На напряжение 110 кВ

Выбор гибких токопроводов от выводов трансформатора 110 кВ до сборных шин.

Токоведущие части от выводов трансформатора 110 кВ до сборных шин выполняется гибкими токопроводами.

Их сечение выбирается по экономической плотности тока $J_3 = 1 \text{ А/мм}^2$

В связи с невозможностью перегрузки блочного трансформатора ток максимального режима равен току нормального режима:

$$\text{Для С4ГТ и С8ГТ } I_{\max} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 402,11 \text{ А.}$$

$$q_3 = I_{\text{норм}} / j_{\text{эк}} = 402/1 = 402 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АС-400/18, допустимый ток 830 А

Проверка по допустимому току:

$$I_{\max} = 410 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 830 \text{ А.}$$

$$\text{Для С12ГТ } I_{\max} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656,16 \text{ А}$$

$$q_3 = I_{\text{норм}} / j_{\text{эк}} = 656/1 = 656 \text{ мм}^2.$$

Принимаем 2 провода АС-330/27, допустимый ток $2 \times 730 = 1460 \text{ А}$

Проверка по допустимому току:

$$I_{\max} = 656 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1460 \text{ А.}$$

Проверка на термическое действие токов КЗ не производим, т.к. применены голые провода на открытом воздухе.

Проверка на корону не производится, т.к. провод имеет сечение больше 70 мм^2 .

4. Молниезащита гибких токопроводов блоков генератор-трансформатор.

По результатам проведения контроля молниеприемных устройств (испытаний и измерений), а так же проверки коррозионного состояния заземлителей и молниеприемников, мы пришли к выводу о необходимости замены существующих частей заземляющего устройства ячеек ОРУ – 110 кВ № 14, 27, 46.

4.1 Параметры молниеотводов:

Таблица 19. Сводная таблица существующих параметров молниеотводов.

Молниеотвод	Высота, h, (м)	Параметры зоны защиты		Радиус зоны защиты на высоте:		
		$h_0 = 0.92 \cdot h$ (м)	$r_0 = 1.5 \cdot h$, (м)	$h_x = 11м$	$h_x = 8м$	$h_x = 7м$
М-А19, М-А39	30	27,6	45	27		
М-А70 (новый)	26	23,9	39	21		
М-1	23	21,2	34,5	16,5		
М-2, М-10 (новый)	20	18,4	30	12		18,5
М-3, М-4, М-5, М-6, М-7, М-8, М-9, М-11, М-12, М-13, М-14, М-15	18,5	17	27,8	9,8	14,7	

					ФЮРА.14.0205.006 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лиханов М.Ю.			Молниезащита гибких токопроводов блоков генератор-трансформатор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Барская А.В.						63
Реценз.						ТПУ ИДО гр. 3-9201		
Н.Контр								
Утвердил								

4.2 Расчет зон защиты молниеотводов

Рассмотрим зону защиты существующих молниеотводов в районе гибких связей блока №4 и ячейки ОРУ-110кВ №14:

Размеры зоны защиты от взаимодействия молниеотводов М-А19 и М-1 на высоте $h_x = 11\text{ м}$ при расстоянии между ними $L = 47,8\text{ м}$:

- для М-А19: $h_{c1} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 27.6 - 0.14 \cdot (40,7 - 30) = 25.1\text{ м}$;
- для М-1: $h_{c2} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 21.2 - 0.14 \cdot (47.8 - 23) = 17.7\text{ м}$;
- $r_c = (r_{01} + r_{02}) / 2 = (45 + 34.5) / 2 = 39.75\text{ м}$;
- $h_c = (h_{c1} + h_{c2}) / 2 = (25.1 + 17.7) / 2 = 21.4\text{ м}$;
- $r_{cx} = r_c \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 39.8 \cdot (21.4 - 11) / 21.4 = 19.3\text{ м}$.

Размеры зоны защиты от взаимодействия молниеотводов М-А19 и М-2 на высоте $h_x = 11\text{ м}$ при расстоянии между ними $L = 69\text{ м}$:

- для М-А19: $h_{c1} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 27.6 - 0.14 \cdot (69 - 30) = 22.14\text{ м}$;
- для М-2: $h_{c2} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (69 - 18.5) = 11.54\text{ м}$;
- $r_c = (r_{01} + r_{02}) / 2 = (45 + 30) / 2 = 37.5\text{ м}$;
- $h_c = (h_{c1} + h_{c2}) / 2 = (22.14 + 11.54) / 2 = 16.84\text{ м}$;
- $r_{cx} = r_c \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 37.5 \cdot (16.84 - 11) / 16.84 = 13\text{ м}$.

Размеры зоны защиты от взаимодействия молниеотводов М-1 и М-2 на высоте $h_x = 11\text{ м}$ при расстоянии между ними $L = 54\text{ м}$:

- для М-1: $h_{c1} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 21.2 - 0.14 \cdot (54 - 23) = 16.82\text{ м}$;
- для М-2: $h_{c2} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 18.4 - 0.14 \cdot (54 - 20) = 13.64\text{ м}$;
- $r_c = (r_{01} + r_{02}) / 2 = (34,5 + 30) / 2 = 32.25\text{ м}$;
- $h_c = (h_{c1} + h_{c2}) / 2 = (16.82 + 13.64) / 2 = 15.23\text{ м}$;
- $r_{cx} = r_c \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 32.25 \cdot (15.23 - 11) / 15.23 = 9.0\text{ м}$.

Размеры зоны защиты от взаимодействия молниеотводов М-2 и М-4 на высоте $h_x = 11\text{ м}$ при расстоянии между ними $L = 36.43\text{ м}$:

- для М-2: $h_{c1} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 18.4 - 0.14 \cdot (36.43 - 20) = 16.1\text{ м}$;
- для М-4: $h_{c2} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (36.43 - 18.5) = 14.5\text{ м}$;
- $r_c = (r_{01} + r_{02}) / 2 = (30 + 27.8) / 2 = 29.0\text{ м}$;
- $h_c = (h_{c1} + h_{c2}) / 2 = (16.1 + 14.5) / 2 = 15.3\text{ м}$;
- $r_{cx} = r_c \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 29 \cdot (15.3 - 11) / 15.3 = 8.0\text{ м}$.

Размеры зоны защиты от взаимодействия молниеотводов М-1 и М-5 на высоте $h_x = 11\text{м}$ при расстоянии между ними $L = 44\text{м}$:

- для М-1: $h_{c1} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 21.2 - 0.14 \cdot (44 - 23) = 18.22\text{м}$;
- для М-5: $h_{c2} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (44 - 18.5) = 13.43\text{м}$;
- $r_c = (r_{01} + r_{02}) / 2 = (18.22 + 13.43) / 2 = 15.8\text{м}$;
- $h_c = (h_{c1} + h_{c2}) / 2 = (34.5 + 27.8) / 2 = 31\text{м}$;
- $r_{cx} = r_c \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 31 \cdot (15.8 - 11) / 15.8 = 9.4\text{м}$.

Размеры зоны защиты от взаимодействия молниеотводов М-4 и М-5 на высоте $h_x = 11\text{м}$ при расстоянии между ними $L = 31.4\text{м}$:

- для М-4 и М-5: $h_c = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (31.4 - 18.5) = 15.2\text{м}$;
- $r_c = (r_{01} + r_{02}) / 2 = (30 + 27.8) / 2 = 29.0\text{м}$;
- $r_{cx} = r_c \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 27.8 \cdot (15.2 - 11) / 15.2 = 7.6\text{м}$.

Вывод: в результате взаимодействия существующих молниеотводов М-А19, М-1, М-2, М-4, М-5 на высоте $h_x = 11\text{м}$ обеспечивается молниезащита гибких токопроводов т. г. №4, трансформаторов «С4ГТ» и «Р4Т», здания отпайки «Р4Т» и здания возбуждения, а также всего оборудования ячейки ОРУ-110кВ №14.

Рассмотрим зону защиты существующих молниеотводов в районе гибких связей блока №8 и ячейки ОРУ-110кВ №27:

Размеры зоны защиты на высоте $h_x = 11\text{м}$ от взаимодействия молниеотводов М-А39 и М-6 при расстоянии между ними $L = 70.2\text{м}$:

- для М-А39: $h_{c1} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 27.6 - 0.14 \cdot (70.2 - 30) = 22\text{м}$;
- для М-6: $h_{c2} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (70.2 - 18.5) = 10\text{м}$;
- $r_c = (r_{01} + r_{02}) / 2 = (45 + 27.8) / 2 = 36.4\text{м}$;
- $h_c = (h_{c1} + h_{c2}) / 2 = (22 + 10) / 2 = 16\text{м}$;
- $r_{cx} = r_c \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 36.4 \cdot (16 - 11) / 16 = 11.4\text{м}$.

Размеры зоны защиты на высоте $h_x = 11\text{м}$ от взаимодействия молниеотводов М-А19 и М-2 аналогичны предыдущим, т.к. расстояние между ними $L = 69\text{м}$.

Из группы четырех равновысоких молниеотводов проверим взаимодействие между

М-8 и М-9 на высоте $h_x = 11 м$, расстояние между которыми $L = 24.5 м$:

- для М-8 и М-9: $h_c = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (24.5 - 18.5) = 16.2 м$;

- $r_{cx} = r_0 \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 27.8 \cdot (16.2 - 11) / 16.2 = 8.9 м$,

а также для М-6 и М-9 при $L = 32.5 м$:

- $h_c = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (32.5 - 18.5) = 15 м$;

- $r_{cx} = r_0 \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 27.8 \cdot (15 - 11) / 15 = 7.4 м$.

Для защиты порталов и ошиновки II рабочей системы шин определим размеры зоны взаимодействия между М-8 и М-9 на высоте $h_x = 8 м$:

- $h_c = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (24.5 - 18.5) = 16 м$;

- $r_{cx} = r_0 \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 27.8 \cdot (16 - 8) / 16 = 13.8 м$.

Вывод: в результате взаимодействия существующих молниеотводов М-А39, М-6, М-7, М-8, М-9 обеспечивается молниезащита гибких токопроводов т. г. №8, трансформаторов «С8ГТ» и «Р8Т», здания отпайки «Р8Т» и здания возбуждения, а также всего оборудования ячейки ОРУ-110кВ №27.

Рассмотрим зону защиты существующих и новых молниеотводов в районе гибких связей блока №12 и ячейки ОРУ-110кВ №46:

Размеры зоны защиты на высоте $h_x = 11 м$ от взаимодействия молниеотводов М-А70 и М-10 при расстоянии между ними $L = 46 м$:

- для М-А70: $h_{c1} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 23.9 - 0.14 \cdot (46 - 26) = 21.1 м$;

- для М-10: $h_{c2} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 18.4 - 0.14 \cdot (46 - 20) = 14.8 м$;

- $r_c = (r_{01} + r_{02}) / 2 = (39 + 30) / 2 = 34.5 м$;

- $h_c = (h_{c1} + h_{c2}) / 2 = (21.1 + 14.8) / 2 = 18 м$;

- $r_{cx} = r_c \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 34.5 \cdot (18 - 11) / 18 = 13.4 м$.

Размеры зоны защиты на высоте $h_x = 11 м$ от взаимодействия молниеотводов М-1 и

М-4 при расстоянии между ними $L = 35 м$:

- для М-1: $h_{c1} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 18.4 - 0.14 \cdot (35 - 20) = 16.3 м$;

- для М-4: $h_{c2} = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (35 - 18.5) = 14.7 м$;

- $r_c = (r_{01} + r_{02}) / 2 = (30 + 37.8) / 2 = 29 \text{ м}$;
- $h_c = (h_{c1} + h_{c2}) / 2 = (16.3 + 14.4) / 2 = 15.5 \text{ м}$;
- $r_{cx} = r_c \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 29 \cdot (15.5 - 11) / 15.5 = 8.4 \text{ м}$.

Размеры зоны защиты на высоте $h_x = 11 \text{ м}$ от взаимодействия молниеотводов М-10 и М-3 аналогичны предыдущим, т.к. расстояние между ними $L = 34.8 \text{ м}$.

Из группы четырех равновысоких молниеотводов проверим взаимодействие между М-11 и М-14 на высоте $h_x = 11 \text{ м}$, расстояние между которыми $L = 40 \text{ м}$:

- для М-11 и М-14: $h_c = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (40 - 18.5) = 14 \text{ м}$;
 - $r_{cx} = r_0 \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 27.8 \cdot (14 - 11) / 14 = 6 \text{ м}$,
- а также для М-12 и М-14 при $L = 27 \text{ м}$:

- $h_c = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (27 - 18.5) = 15.8 \text{ м}$;
- $r_{cx} = r_0 \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 27.8 \cdot (15.8 - 11) / 15.5 = 8.4 \text{ м}$.

Размеры зоны защиты на высоте $h_x = 11 \text{ м}$ от взаимодействия молниеотводов М-13 и М-15 при расстоянии между ними $L = 34.3 \text{ м}$:

- для М-13 и М-15: $h_c = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (34.3 - 18.5) = 14.8 \text{ м}$;
- $r_{cx} = r_0 \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 27.8 \cdot (14.8 - 11) / 14.8 = 7.1 \text{ м}$,

Размеры зоны защиты на высоте $h_x = 11 \text{ м}$ от взаимодействия молниеотводов М-14 и М-15 при расстоянии между ними $L = 28.6 \text{ м}$:

- для М-14 и М-15: $h_c = h_0 - 0.14 \cdot (L - h) = 17 - 0.14 \cdot (28.6 - 18.5) = 15.6 \text{ м}$;
- $r_{cx} = r_0 \cdot \left(\frac{h_c - h_x}{h_c} \right) = 27.8 \cdot (15.6 - 11) / 15.6 = 8.2 \text{ м}$,

Вывод: в результате взаимодействия новых молниеотводов М-А70, М-10 и существующих молниеотводов М-6, М-7, М-8, М-9 обеспечивается молниезащита гибких токопроводов т. г. №12, трансформаторов «С12ГТ» и «Р12Т», здания отпайки «Р12Т» и здания возбуждения, а также всего оборудования ячейки ОРУ-110кВ №46.

Выполненные расчеты молниезащиты показали, что молниезащита гибких токопроводов и ячеек ОРУ-110кВ блоков №№ 4, 8, 12 обеспечивается с учетом установки новых молниеотводов М-А70 и М-10.

5. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций неразрушающими методами контроля.

На сегодняшний день экономическое состояние энергетики России вынуждает принимать меры по увеличению сроков эксплуатации различного электротехнического оборудования. Решение задачи по оценке технического состояния электротехнического оборудования электрических сетей в значительной мере связано с внедрением эффективных методов инструментального контроля и технической диагностики. Кроме того, оно необходимо и обязательно для безопасной и надежной работы электрооборудования.

Техническое диагностирование— это аппарат мероприятий, который позволяет изучать и устанавливать признаки неисправности оборудования, устанавливать методы и средства, при помощи которых дается заключение о наличии неисправности. Другими словами, техническая диагностика позволяет дать оценку состояния исследуемого объекта. Такая диагностика направлена в основном на поиск и анализ внутренних причин неисправности оборудования.

Основной целью технической диагностики являются в первую очередь распознавание состояния технической системы в условиях ограниченной информации, и как следствие, повышение надежности и оценка остаточного ресурса системы (оборудования).

К результатам диагностики можно отнести:

1. Определение состояния диагностируемого оборудования (оценка состояния оборудования);

2. Выявление вида дефекта, его масштабы, место расположения, причин появления, что служит основой для принятия решения о последующей эксплуатации оборудования (выводе в ремонт, дополнительном обследовании, продолжении эксплуатации и т. п.) или о полной замене оборудования;

3. Прогноз о сроках последующей эксплуатации — оценка остаточного ресурса работы электрооборудования.

Следовательно, можно сделать вывод, что для предупреждения образования дефектов (или выявления на ранних стадиях образования) и поддержания эксплуатационной надежности оборудования необходимо применять контроль оборудования в виде системы диагностики.

5.1. Тепловые методы контроля

Тепловые методы контроля (ТМК) основаны на измерении, оценке и анализе температуры контролируемых объектов. Главным условием применения диагностики с помощью тепловых МНК является наличие в диагностируемом объекте тепловых потоков.

Температура — самое универсальное отражение состояния любого оборудования. При практически любом, отличном от нормального режиме работы оборудования изменение температуры является самым первым показателем, указывающим на неисправное состояние. Температурные реакции при разных режимах работы в силу своей универсальности возникают на всех этапах эксплуатации электротехнического оборудования .

					ФЮРА.14.0205.006 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лиханов М.Ю.			Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций неразрушающими методами контроля	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Барская А.В.						69
Реценз.						ТПУ ИДО гр. 3-9201		
Н.Контр								
Утвердил								

Инфракрасная диагностика является наиболее перспективным и эффективным направлением развития в диагностике электрооборудования. Она обладает рядом достоинств и преимуществ по сравнению с традиционными методами испытаний, а именно:

- 1) достоверность, объективность и точность получаемых сведений;
- 2) безопасность персонала при проведении обследования оборудования;
- 3) отсутствие необходимости отключения оборудования;
- 4) отсутствие необходимости подготовки рабочего места;
- 5) большой объем выполняемых работ за единицу времени;
- 6) возможность определения дефектов на ранней стадии развития;
- 7) диагностика большинства типов подстанционного электрооборудования;
- 8) малые трудозатраты на производство измерений на единицу оборудования.

Применение ТМК основано на том, что наличие практически всех видов дефектов оборудования вызывает изменение температуры дефектных элементов и, как следствие, изменение интенсивности инфракрасного. Тепловые методы контроля (ИК) излучения, которое может быть зарегистрировано тепловизионными приборами .

ТМК для диагностики электротехнического оборудования на электрических станциях и подстанциях может использоваться для следующих видов оборудования:

- 1) силовых трансформаторов и их высоковольтных вводов;
- 2) коммутационного оборудования: силовых выключателей, разъединителей;
- 3) измерительных трансформаторов: трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН);
- 4) разрядников и ограничителей перенапряжения (ОПН);

- 5) ошиновки распределительных устройств (РУ);
- 6) изоляторов;
- 7) контактных соединений;
- 8) генераторов (лобовых частей и активной стали);
- 9) линий электропередачи (ЛЭП) и их конструктивных элементов (например, опоры ЛЭП) и т. д.

ТМК для высоковольтного оборудования как один из современных методов исследования и контроля был введен в «Объем и нормы испытаний электрооборудования РД 34.45–51.300–97» в 1998 году, хотя во многих энергосистемах применялся намного раньше.

Основные приборы для обследования оборудования ТМК.

Для проведения обследования электрооборудования ТМК используется тепловизионный измерительный прибор (тепловизор). Согласно ГОСТ Р 8.619–2006, тепловизор — оптико-электронный прибор, предназначенный для бесконтактного (дистанционного) наблюдения, измерения и регистрации пространственного / пространственно-временного распределения радиационной температуры объектов, находящихся в поле зрения прибора, путем формирования временной последовательности термограмм и определения температуры поверхности объекта по известным коэффициентам излучения и параметрам съемки (температура окружающей среды, пропускание атмосферы, дистанция наблюдения и т. п.). Иначе говоря, тепловизор — это своего рода телекамера, снимающая объекты в ИК-излучении, позволяющая в реальном времени получить картину распределения теплоты (разницы температур) на поверхности.

Тепловизоры бывают различных модификаций, но принцип работы и конструкции у них примерно одинаковы. Диапазон измеряемых температур, в зависимости от марки и типа тепловизора, может быть от -40 до $+2000$ °С.

Принцип работы тепловизора основан том, что все физические тела нагреты неравномерно, вследствие чего складывается картина распределения

ИК-излучения. Другими словами, действие всех тепловизоров основано на фиксации температурной разницы «объект/фон» и на преобразовании полученной информации в изображение (термограмму), видимое глазом. Термограмма, согласно ГОСТ Р 8.619–2006, — это многоэлементное двухмерное изображение, каждому элементу которого приписывается цвет / или градация одного цвета / градация яркости экрана, определяемые в соответствии с условной температурной шкалой. То есть температурные поля объектов рассматриваются в виде цветового изображения, где градации цвета соответствуют градации температур.

Все цвета на термограммах достаточно условны и не соответствуют реальным цветам. ИК-термограммы визуализируются в одной из цветовых. Связь палитры цветов с температурой на термограмме задается самим оператором, т. е. тепловые изображения являются псевдоцветовыми. Выбор цветовой палитры термограммы зависит от диапазона используемых температур. Изменение цветовой палитры применяют для увеличения контраста и эффективности визуального восприятия (информативности) термограммы. Число и виды палитр зависят от производителя тепловизора.

Основные составляющие (элементы) термограммы:

1. Температурная шкала — определяет соотношение между цветовой гаммой участка термограммы и его температурой;
2. Зона аномального нагрева (характеризуется цветовой гаммой из верхней части температурной шкалы) — элемент оборудования, имеющий повышенную температуру;
3. Линия температурного среза (профиль) — линия, проходящая через зону аномального нагрева и узел, аналогичный дефектному;
4. Температурный график — график, отображающий распределение температуры вдоль линии температурного среза, т. е. по оси X — порядковые номера точек по длине линии, а по оси Y — значения температуры в этих точках термограммы.

Также для бесконтактного измерения температуры используют пирометры, принцип действия которых основан на измерении мощности теплового излучения объекта измерения преимущественно в инфракрасном диапазоне .

Диапазон измеряемых температур, в зависимости от марки и типа пирометра, может быть от –100 до +3000 °С.

Принципиальное отличие тепловизоров от пирометров заключается в том, что пирометры измеряют температуру в конкретной точке (до 1 см), а тепловизоры анализируют весь объект целиком, показывая всю разность и колебания температур в любой его точке. При анализе результатов ИК-диагностики необходимо учитывать конструкции диагностируемого оборудования, способы, условия и продолжительность эксплуатации, технологию изготовления и ряд других факторов. В табл. 20 рассмотрены основные виды электрооборудования на подстанциях и типы дефектов, выявляемые с помощью ИК-диагностики.

Таблица 20 Виды дефектов оборудования на подстанциях, выявляемых с помощью ИК-диагностики

Оборудование электростанций и сетей	Выявляемые неисправности
Генераторы	Межлистовые замыкания статора. Ухудшение паек обмоток. Оценка теплового состояния щеточноаппарата. Нарушение работы систем охлаждения статоров. Проверка элементов системы возбуждения
Трансформаторы	Очаги возникновения магнитных полей рассеивания. Образование застойных зон в баках трансформаторов за счет шламообразования, разбухания или смещения изоляции обмоток, неисправности масляной системы. Дефекты вводов. Оценка эффективности работы систем охлаждения

Коммутационная аппаратура	Перегрев контактов токоведущих шин, рабочих и дугогасительных камер. Состояние внутрибаковой изоляции. Дефекты вводов, делительных конденсаторов. Трещины опоростержневых изоляторов
Маслонаполненные трансформаторы тока	Перегревы наружных и внутренних контактных соединений. Ухудшение состояния внутренней изоляции обмоток
Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений	Нарушение герметизации элементов. Обрыв шунтирующих сопротивлений. Неправильная комплектация элементов
Конденсаторы	Пробой секций элементов
Линейные ВЧ заградители	Перегревы контактных соединений
КРУ, КРУН, токопроводы	Перегревы контактных соединений выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, кабелей, токоведущих шин и т. п.
Кабельное хозяйство электростанций	Перегревы силовых кабелей, оценка пожароопасности кабелей

В настоящее время тепловизионный контроль электрооборудования и воздушных линий электропередачи предусмотрен РД 34.45–51.300–97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

При тепловизионном контроле электрооборудования и ВЛ следует применять тепловизоры с разрешающей способностью не хуже $0,1^{\circ}\text{C}$ предпочтительно в спектральном диапазоне 8-12 μm .

Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости от условий их работы и конструкции может осуществляться: по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры), избыточной температуре, коэффициенту дефектности, динамике изменения температуры во времени, с изменением нагрузки, путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками и т.п.

Предельные значения температуры нагрева и ее превышения приведены в табл. 21.

Таблица 21. Допустимые температуры нагрева

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
1. Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части:		
не изолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами	120	80
изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93:		
У	90	50
А	100	60
Е	120	80
В	130	90
F	155	115
Н	180	140
2. Контакты из меди и медных сплавов:		
- без покрытий, в воздухе/в изоляционном масле	75/80	35/40
- с накладными серебряными пластинами, в воздухе/в изоляционном масле	120/90	80/50
- с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле	105/90	65/50
- с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм	120	80
- с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле	90/90	50/50
3. Контакты металлокерамические вольфрамо- и молибденосодержащие в изоляционном масле: на основе меди/на основе серебра	85/90	45/50
4. Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей:		
- без покрытия	90	50

- с покрытием оловом, серебром или никелем	105	65
5. Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов:		
- без покрытия, в воздухе/в изоляционном масле	90/100	50/60
- с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле	105/100	65/60
- с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле	115/100	75/60
6. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше:		
соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий/с покрытием оловом		
- с разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами	75/95	35/55
- с разборным соединением (нажатие болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя	90/105	50/65
металлические части, используемые как пружины		
- из меди	75	35
- из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов	105	65
7. Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных аппаратов	90	50
8. Встроенные трансформаторы тока:		
- обмотки	-	10
- магнитопроводы	-	15
9. Болтовое соединение токоведущих выводов съемных вводов в масле/в воздухе	-	85/65
10. Соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди, ее сплавов и медесодержащих композиций без покрытия серебром при работе на воздухе/в масле:		
- с нажатием болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения	-	40/25
- с нажатием пружинами и самоочищающиеся в процессе переключения	-	35/20
- с нажатием пружинами и не самоочищающиеся в процессе переключения	-	20/10
11. Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме длительного/аварийном при наличии изоляции:		
- из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена	70/80	-
- из вулканизирующегося полиэтилена	90/130	-
- из резины	65/-	-

- из резины повышенной теплостойкости	90/-	-
- с пропитанной бумажной изоляцией при вязкой/обедненной пропитке и номинальном напряжении, кВ:		
1 и 3	80/80	-
6	65/75	-
10	60/-	-
20	55/-	-
35	50/-	-
12. Коллекторы и контактные кольца, незащищенные и защищенные при изоляции классов нагревостойкости:		
А/Е/В	-	60/70/80
F/Н	-	90/100
13. Подшипники скольжения/качения	80/100	-

Принимается следующая периодичность проведения тепловизионного контроля.

Генераторы – при испытаниях сталистатора.

Электрооборудование распределительных устройств на напряжение:

- 35 кВ и ниже - 1 раз в 3 года
- 110-220 кВ - 1 раз в 2 года
- 300-750 кВ - ежегодно

Распределительные устройства (РУ) всех напряжений при усиленном загрязнении электрооборудования - ежегодно.

Внеочередной ИК-контроль электрооборудования РУ всех напряжений проводится после стихийных воздействий (значительные ветровые нагрузки, КЗ на шинах РУ, землетрясения, сильный гололед и т.п.).

Воздушные линии электропередачи - проверка всех видов контактных соединений проводов:

- вновь вводимые в эксплуатацию ВЛ - в первый год ввода их в эксплуатацию;
- ВЛ, находящиеся в эксплуатации 25 лет и более, при отбраковке 5% контактных соединений - ежегодно, при отбраковке менее 5% контактных соединений - не реже 1 раза в 3 года;

- ВЛ, работающие с предельными токовыми нагрузками, или питающие ответственных потребителей, или работающие в условиях повышенных загрязнений атмосферы, больших ветровых и гололедных нагрузках - ежегодно;

- остальные ВЛ - не реже 1 раза в 6 лет.

5.2. Диагностика маслонаполненного оборудования

Сегодня на подстанциях используется достаточное количество маслонаполненного оборудования. Маслонаполненное оборудование — это такое оборудование, в котором в качестве дугогасительной, изолирующей и охлаждающей среды используется масло. На сегодняшний день на подстанциях применяют и эксплуатируют маслонаполненное оборудование следующих видов:

- 1) силовые трансформаторы;
- 2) измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- 3) шунтирующие реакторы;
- 4) выключатели;
- 5) высоковольтные вводы;
- 6) маслонаполненные кабельные линии.

Стоит подчеркнуть, что немалая доля маслонаполненного оборудования, эксплуатируемого сегодня, используется на пределе своих возможностей — свыше своего нормативного срока эксплуатации. И наряду с другими частями оборудования масло также подвергнуто старению.

Состоянию масла уделяется особое внимание, так как под воздействием электрических и магнитных полей происходит изменение его первоначального молекулярного состава, а также, вследствие эксплуатации, возможно изменение его объема. Что в свою очередь может представлять

опасность как для работы оборудования на подстанции, так и для обслуживающего персонала.

Поэтому правильная и своевременная диагностика масла — залог надежной работы маслonaполненного оборудования.

Масло — очищенная фракция нефти, получаемая при перегонке, кипящая при температуре от 300 до 400 °С. В зависимости от происхождения нефти оно обладает различными свойствами, и эти отличительные свойства исходного сырья и способов получения отражаются на свойствах масла. Масло в энергетической области считается наиболее распространенным жидким диэлектриком .

Кроме нефтяных трансформаторных масел возможно изготовление синтетических жидких диэлектриков на основе хлорированных углеводородов и кремнийорганических жидкостей . К основным типам масла российского производства, наиболее часто используемым для маслonaполненного оборудования, можно отнести следующие: ТКп (ТУ 38.101890–81), Т-1500У (ТУ 38.401–58–107–97), ТСО (ГОСТ 10121–76), ГК (ТУ 38.1011025–85), ВГ (ТУ 38.401978–98), АГК (ТУ 38.1011271–89), МВТ (ТУ 38.401927–92).

Состояние масла характеризуется его показателями качества. Основные показатели качества трансформаторного масла приведены в п. 1.8.36 ПУЭ.

В табл. 22 приведены наиболее часто используемые на сегодняшний день показатели качества трансформаторного масла.

Таблица 22 Показатели качества трансформаторного масла

Показатель качества масла	Выявляемые неисправности
Электрическая прочность	Межлистовые замыкания железа
Кислотное число	Очаги возникновения магнитных полей рассеивания.
	Оценка эффективности работы систем

	охлаждения
Содержание водорастворимых кислот	Перегрев контактов токоведущих шин, рабочих и дугогасительных камер. Состояние внутрибаковой изоляции
Температура вспышки в закрытом тигле	Перегревы наружных и внутренних контактных соединений. Ухудшение состояния внутренней изоляции обмоток
Наличие механических примесей	Нарушение герметизации элементов. Обрыв шунтирующих сопротивлений
Цвет масла	Пробой секций элементов
Тангенс угла диэлектрических потерь масла	Перегревы контактных соединений
Общее газосодержание масла	Перегревы контактных соединений выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, кабелей, токоведущих шин и т. п.
Наличие растворенного шлама	Перегревы силовых кабелей, оценка пожароопасности кабелей

В масле содержится около 70 % информации о состоянии оборудования.

В среднем для маслonaполненного оборудования периодичность обследования и объем испытаний оборудования составляют 1 раз в два (в четыре) года.

Электрическая прочность, характеризуемая пробивным напряжением в стандартном разряднике или соответствующей напряженностью электрического поля, меняется при увлажнении и загрязнении масла и поэтому может служить диагностическим признаком. При снижении

температуры избыток воды выделяется в виде эмульсии, которая вызывает снижение пробивного напряжения, особенно при наличии загрязнений.

Информацию о наличии увлажнения масла может также дать его $\text{tg } \delta$, однако лишь при больших количествах влаги. Это можно объяснить малым влиянием на $\text{tg } \delta$ масла растворенной в нем воды; резкий рост $\text{tg } \delta$ масла происходит при возникновении эмульсии.

В изоляционных конструкциях основной объем влаги находится в твердой изоляции. Между ней и маслом, а в негерметизированных конструкциях еще и между маслом и воздухом, постоянно происходит влагообмен. При стабильном температурном режиме наступает равновесное состояние, и тогда по влагосодержанию масла можно оценить влагосодержание твердой изоляции.

Под влиянием электрического поля, температуры и окислителей масло начинает окисляться с образованием кислот и сложных эфиров, на более поздней стадии старения — с образованием шлама.

Последующее отложение шлама на бумажной изоляции не только ухудшает охлаждение, но и может привести к пробое изоляции, поскольку шлам никогда не отлагается равномерно.

Диэлектрические потери в масле определяются в основном его проводимостью и растут по мере накопления в масле продуктов старения и загрязнений. Начальные значения $\text{tg } \delta$ свежего масла зависят от его состава и степени очистки. Зависимость $\text{tg } \delta$ от температуры — логарифмическая.

Старение масла определяется окислительными процессами, воздействием электрического поля и присутствием конструкционных материалов (металлы, лаки, целлюлоза). В результате старения ухудшаются изоляционные характеристики масла и выпадает осадок, который затрудняет теплообмен и ускоряет старение целлюлозной изоляции. Значительную роль в ускорении старения масла играют повышенная рабочая температура и наличие кислорода (в негерметизированных конструкциях).

Необходимость контроля за изменением состава масла в процессе эксплуатации трансформаторов ставит вопрос о выборе такого аналитического метода, который смог бы обеспечить надежное качественное и количественное определение содержащихся в трансформаторном масле соединений. В наибольшей степени этим требованиям отвечает хроматография, представляющая собой комплексный метод, объединивший стадию разделения сложных смесей на отдельные компоненты и стадию их количественного определения. По результатам этих анализов проводится оценка состояния маслonaполненного оборудования.

Испытания изоляционного масла проводятся в лабораториях, для чего у оборудования отбираются пробы масла.

Методы определения их основных характеристик, как правило, регламентируются государственными стандартами. Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, позволяет выявить дефекты, например, трансформатора на ранней стадии их развития, предполагаемый характер дефекта и степень имеющегося повреждения. Состояние трансформатора оценивается сопоставлением полученных при анализе количественных данных с граничными значениями концентрации газов и по скорости роста концентрации газов в масле. Этот анализ для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше должен осуществляться не реже 1 раза в 6 месяцев.

Хроматографический анализ трансформаторных масел включает:

- 1) определение содержания растворенных в масле газов;
- 2) определение содержания антиокислительной присадки — ионов и др.;
- 3) определение влагосодержания;
- 4) определение содержания азота и кислорода и т. д.

По результатам этих анализов проводится оценка состояния маслonaполненного оборудования. Определение электрической прочности

масла (ГОСТ 6581–75) проводится в специальном сосуде с нормированными размерами электродов при приложении напряжения промышленной частоты.

Диэлектрические потери в масле измеряются мостовой схемой при напряженности переменного электрического поля, равной 1 кВ/мм (ГОСТ 6581–75). Измерение производится при помещении пробы в специальную трехэлектродную (экранированную) измерительную ячейку (сосуд). Значение $\text{tg } \delta$ определяется при температурах 20 и 90 °С (для некоторых масел при 70 °С). Обычно сосуд помещают в термостат, однако это значительно увеличивает время, затрачиваемое на испытания. Более удобен сосуд со встроенным нагревателем.

Количественная оценка содержания механических примесей производится путем фильтрования пробы с последующим взвешиванием осадка (ГОСТ 6370–83).

Применяют два метода определения количества воды, растворенной в масле. Метод, регламентированный ГОСТ 7822–75, основан на взаимодействии гидрида кальция с растворенной водой. Массовая доля воды определяется по объему выделившегося водорода. Этот метод сложен; результаты не всегда воспроизводимы. Предпочтительней кулонометрический метод (ГОСТ 24614–81), основанный на реакции между водой и реактивом Фишера. Реакция идет при прохождении тока между электродами в специальном аппарате. Чувствительность метода — $2 \cdot 10^{-6}$ (по массе).

Кислотное число измеряется количеством гидроокисеткалия (в миллиграммах), затраченного для нейтрализации кислых соединений, извлеченных из масла раствором этилового спирта (ГОСТ 5985–79).

Температурой вспышки называется самая низкая температура масла, при которой в условиях испытаний образуется смесь паров и газов с воздухом, способная вспыхивать от открытого пламени (ГОСТ 6356–75).

Нагревание масла производится в закрытом тигле с перемешиванием; испытание смеси — через определенные интервалы времени.

Малый внутренний объем (вводов) оборудования при значении даже незначительного повреждения способствует быстрому росту концентрации сопровождающих их газов. В этом случае появление газов в масле жестко связано с нарушением целостности изоляции вводов. Общее газосодержание масла определяют путем извлечения газа из пробы масла, помещенной в вакуумированный сосуд. Более удобный и точный метод — хроматографический (с вакуумным выделением газа). При этом дополнительно могут быть получены данные о содержании кислорода, который определяет окислительные процессы в масле.

К типичным газам, образующимся из минерального масла и целлюлозы (бумаги и картона) в трансформаторах, относятся:

- водород (H_2);
- метан (CH_4);
- этан (C_2H_6);
- этилен (C_2H_4);
- ацетилен (C_2H_2);
- угарный газ (CO);
- углекислый газ (CO_2).

Дополнительно всегда присутствуют кислород и азот, а их концентрация изменяется в зависимости от герметичности корпуса трансформатора. Кроме того, также могут выделяться такие газы, как пропан, бутан, бутен и другие, но их исследование в диагностических целях не получило широкого распространения. Концентрация различных газов предоставляет информацию о типе зарождающейся неисправности, а также о серьезности повреждения, как представлено в табл. 23.

Таблица 23 - Взаимосвязь основных газов и наиболее характерных видов дефектов.

водород (H ₂)	Дефекты электрического характера: частичные разряды, искровые и дуговые разряды
метан (CH ₄)	Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур (400-600)°С или нагрев масла и бумажно-масляной изоляции, сопровождающийся разрядами;
этан (C ₂ H ₆)	Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур (300-400)°С;
этилен (C ₂ H ₄)	Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции выше 600°С
ацетилен (C ₂ H ₂)	Дефекты электрического характера: электрическая дуга, искрение
угарный газ (CO)	Дефекты термического характера: старение и увлажнение масла и/или твердой изоляции;
углекислый газ (CO ₂)	Дефекты термического характера: старение и увлажнение масла и/или твердой изоляции; нагрев твердой изоляции

Таблица 24 - Дефекты трансформаторов, определяемые с помощью хроматографического анализа.

Наименование дефектов	Основные газы	Характерные газы
Перегревы токоведущих соединений	C ₂ H ₄ - в случае нагрева масла и бумажно-масляной изоляции	H ₂ , CH ₄ и C ₂ H ₆
-нагрев и выгорание контактов переключающих устройств;		
-ослабление и нагрев места крепления электростатического экрана;		
-обрыв электростатического экрана;		

Наименование дефектов	Основные газы	Характерные газы
-ослабление винтов компенсаторов отводов НН; -ослабление и нагрев контактных соединений отвода НН и шпильки проходного изолятора; -лопнувшая пайка элементов обмотки: замыкание параллельных и элементарных проводников обмотки и др	выше 600°C	
Перегревы элементов конструкции остова.		
-неудовлетворительная изоляция листов электротехнической стали; -нарушение изоляции стяжных шпилек или накладок, ярмовых балок с образованием короткозамкнутого контура; -общий нагрев и недопустимый местный нагрев от магнитных полей рассеяния в ярмовых балках, бандажах, прессующих кольцах и винтах; -неправильное заземление магнитопровода; -нарушение изоляции амортизаторов и шипов поддона реактора, домкратов и прессующих колец при распрессовке и др.	C_2H_2 - в случае перегрева масла, вызванного дуговым разрядом.	
Частичные разряды	H_2	CH_4 и C_2H_2 с малым содержанием
Искровые и дуговые разряды	H_2 или C_2H_2	CH_4 и C_2H_4 с любым содержанием
Ускоренное старение и/или увлажнение твердой изоляции	CO и CO_2	
Перегрев твердой изоляции	CO_2	

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 два силовых трансформатора типа ТДЦ-63000/110
- 2) установим силовой трансформатор типа ТДЦ-125000/110

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 26.

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.

					<i>ФЮРА.14.0205.006 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лиханов М.Ю.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Коршунова Л.А.</i>						87
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИДО гр. 3-9201</i>		
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>								

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_{min} – кратчайшая продолжительность данной работы (оптимистическая оценка);

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

t_{max} – самая длительная продолжительность работы.

Таблица 25 – Описание графика выполнения работ

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

Таблица 26 – Этапы выполнения работ и график выполнения работ

№ этап	Наименование работы	Потребная численность, чел.	Продолжительность работ				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 технического задания на реконструкцию	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	Определение объема реконструкции	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5												
4-5	Расчёты токов короткого замыкания	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5												
5-6	Выбор силового электрооборудования	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5												
6-7	Выбор коммутационного и защитного электрооборудования	Руководитель Ведущий инженер Инженер	4	5	6	5												
7-	Расчёт	Руководитель	7	8	9	8												

6.2 Расчет затрат на проектирование

Затраты, образующие себестоимость продукции группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам:

1. материальные затраты;
2. оплата труда;
3. отчисления в социальные фонды;
4. амортизация основных фондов;
5. прочие затраты;
6. накладные расходы.

1. Материальные затраты включают в себя:

расходные материалы (бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов), сведенные в приведенную ниже таблицу 27.

Таблица 27 - Материальные затраты

Материал	Единица измерения	Кол-во	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.
Бумага для печати	Пачка	1	250	250
USB-флеш-накопитель	Шт.	1	350	350
Канцелярские товары (набор)	Шт.	3	50	150
Заправка картриджей	Шт.	2	250	500
<i>Итого: I_М =</i>				1250 руб.

2. Расчет заработной платы.

$$ЗП = ((ЗП_T \cdot k_{н.о.} \cdot k_{с.р.}) / 21) \cdot T_M \text{ руб.}$$

где $ЗП_T$ – тарифный фонд заработной платы (оклад);

$k_{н.о.} = 1,1$ – коэффициент за неиспользованный отпуск инженеров;

$k_{н.о.} = 1,16$ – коэффициент за неиспользованный отпуск руководителя;

$k_{с.р.} = 1,3$ – районный коэффициент;

$T_M = 90$ – число дней работы.

$$ЗП_{\text{рук}} = ((30000 \cdot 1,16 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 193885 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{\text{вед. инженер}} = ((24000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 147085 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{\text{инженер}} = ((20000 \cdot 1,1 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 122571 \text{ руб.},$$

Сводим расчеты в таблицу 28

Таблица 28 - Заработная плата исполнителей.

Исполнители	Группа	Оклад р.	Время занятости дней	Зп, руб.
Руководитель	3	30000	90	193885
Ведущий инженер	2	24000	90	147085
инженер	2	20000	90	122571
Итого				463541

Фонд заработной платы $I_{\text{зп}} = \sum ЗП_{\text{исп}}$,

$$I_{\text{зп}} = 463541 \text{ р.}$$

3. Размер отчислений на социальные нужды составляет 30% от ФЗП.

Сумма начислений на социальные нужды составляет:

$$I_{\text{сн}} = 463541 \cdot 0,3 = 139062 \text{ руб.}$$

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

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{и}}}{T_{\text{кал}}} \cdot N_{\text{а}} \cdot \Phi_{\text{п}}$$

где $\Phi_{\text{п}}$ - первоначальная стоимость оборудования;

$N_{\text{а}}$ - норма амортизации;

$T_{\text{и}}$ - количество дней использования оборудования;

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

$$I_{\text{ам комп}} = (85/365) \cdot 0,2 \cdot 90000 = 4191$$

$$I_{\text{ам принт}} = (40/365) \cdot 0,2 \cdot 8000 = 175$$

$$I_{\text{ам стол}} = (85/365) \cdot 0,1 \cdot 15000 = 349$$

$$I_{\text{ам стул}} = (85/365) \cdot 0,1 \cdot 9000 = 209$$

Сводим расчеты в таблицу 29

Таблица 29 - Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	Ф _п , р	Н _а , %	Т _{идней}	И _{амр}
Компьютер	3Шт.	90000	0,2	56	4191
Принтер	1Шт.	8000	0,2	40	175
Стол	3 Шт.	15000	0,1	56	349
Стул	3 Шт.	9000	0,1	56	209
Итого					4924

Амортизационные затраты составляют $I_{\text{ам}} = 4924$ рубля.

5. Прочие расходы :

$$I_{\text{пр}} = 0,1(I_{\text{зп}} + I_{\text{м}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{сн}})$$

$$I_{\text{пр}} = 0,1(463541 + 1250 + 4924 + 139062) = 60877 \text{ руб.}$$

6. Накладные расходы принимаем 200% от ФЗП:

$$I_{\text{нр}} = 2 \cdot I_{\text{зп}}$$

$$I_{\text{нр}} = 2 \cdot 463541 = 927082 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$I_{\text{п}} = I_{\text{м}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{сн}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{нр}}$$

$$I_{\text{п}} = 463541 + 1250 + 4924 + 139062 + 60877 + 927082 = 1596736 \text{ р.}$$

Принимаем рентабельность 20%, прибыль:

$$П_{\text{б}} = I_{\text{п}} \cdot 0,2$$

$$П_{\text{б}} = 1596736 \cdot 0,2 = 319347 \text{ р.}$$

Стоимость проекта:

$$Ц_{\text{п}} = I_{\text{п}} + П_{\text{б}}$$

$$Ц_{\text{п}} = 1596736 + 319347 = 1916083 \text{ руб}$$

Смета затрат представлена в таблице 30

Таблица 30 - Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Материальные затраты	I_m	1250
Заработная плата	$I_{зп}$	494213
Амортизация	$I_{ам}$	4979
Отчисления на социальные нужды	$I_{сн}$	148264
Прочие расходы	$I_{пр}$	64798
Накладные расходы	$I_{нр}$	988426
Себестоимость проекта	$I_{п}$	1701200
Прибыль	$П_б$	340240
Стоимость проекта	$Ц_п$	2041440

6.3 Расчёт капиталовложений на оборудование и строительномонтажные работы.

Целью является расчет капитальных вложений на проект реконструкции подстанции ТЭЦ 110/220 кВ. Реконструкция позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, сократить расходы на собственные нужды и затраты на ремонт.

Надежность электроснабжения потребителей обеспечивается реконструкцией блока генератор-трансформатор в объеме:

- замена силовых блочных трансформаторов на более современные;
- заменой выключателей 110 кВ на более надежные;
- заменой разъединителя 110 кВ

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, строительные-монтажные работы и т.д. учитывались существующие цены на 2015 года. При реконструкции подстанции предусматривается замена масляных выключателей МКП-110 на современные вакуумные. Монтаж и пуско-наладочные работы вакуумных выключателей 110 кВ марки ВРС-110/3150 выполнены компанией производителем (шефмонтаж). Строительно-монтажные работы выполнены по сметам ЗАО «МСУ-74».

Выбор блочного трансформатора осуществляется методом сравнения двух вариантов:

1- два трансформатора ТДЦ-63000/110.

2- один трансформатор ТДЦ-125000/110.

1)Общую стоимость материалов и оборудования примем исходя из смет:

Таблица 31 - Расчет капиталовложений на трансформаторы

Наименования оборудования	Количество, шт.	Цена за 1 ед. с НДС	Производитель, поставщик	Сумма
Трансформатор ТДЦ-63000/110	2	18000000	Тольяттинский трансформатор (г. Тольятти)	36000000
Трансформатор ТДЦ-125000/110	1	32000000	Тольяттинский трансформатор (г. Тольятти)	32000000

1 Вариант

$K_{\text{мат}}=36000000$ рублей

2 Вариант

$K_{\text{мат}}=32000000$ рублей

2)Затраты на строительные-монтажные работы примем из соотношения 100/30, т.е. 30%:

1 Вариант

$K_{\text{монт}}=0,3 \cdot K_{\text{мат}}=0,3 \cdot 36000000=10800000$ рубля

2 Вариант

$$K_{\text{монт}}=0,3 \cdot K_{\text{мат}}=0,3 \cdot 32000000=9600000 \text{ рубля}$$

3) Капитальные затраты составляют:

1 Вариант

$$K_{\text{кап}}=K_{\text{мат}}+K_{\text{раб}}+K_{\text{проект}}=36000000+10800000+2041440=48841440$$

рубля

2 Вариант

$$K_{\text{кап}}=K_{\text{мат}}+K_{\text{раб}}+K_{\text{проект}}=32000000+9600000+2041440=43641440$$

рубля

6.4 Расчет эксплуатационных затрат по вариантам.

Эксплуатационные затраты определяются из следующей формулы:

$$I = I_a + I_{po} + I_z$$

где I_a — ежегодные амортизационные отчисления, руб.

I_{po} — годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования, руб.

I_z — 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.

Ежегодные амортизационные отчисления:

$$I_{ам} = P_a \cdot K,$$

где P_a — норма амортизационных отчислений, % (для оборудования ПС

$P_a = 6,4\%$);

1 Вариант

$$I_{ам} = 0,064 \cdot 48841440 = 3125852 \text{ руб.}$$

2 Вариант

$$I_{ам} = 0,064 \cdot 43641440 = 2793052 \text{ руб.}$$

Годовые расходы на обслуживание и текущий ремонт электрооборудования $C_{ро}$ включают в себя зарплату ремонтного и обслуживающего персонала и затраты на материалы необходимые для ремонта и обслуживания электрооборудования:

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

где $P_{обсл}$ — норма затрат на обслуживание, % (для силового электрооборудования $P_{обсл} = 3 \%$).

1 Вариант

$$I_{обсл.} = 0,03 \cdot 48841440 = 1465243 \text{ рубля}$$

2 Вариант

$$I_{обсл.} = 0,03 \cdot 43641440 = 1309243 \text{ руб.}$$

К техническим потерям электроэнергии, обусловленным физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей относятся потери в трансформаторах подстанции.

Стоимость годовых потерь активной электроэнергии в трансформаторе:

$$C_э = \Delta P \cdot \tau$$

где ΔP - среднегодовые потери активной мощности, кВт;

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

Потери в трансформаторе:

$$\Delta P_m = \Delta P_x \cdot T + \Delta P_k \cdot \tau,$$

где ΔP_x — активные потери холостого хода, кВт;

T — время работы трансформатора, ч, $T=8500$ ч;

ΔP_k — активные потери к.з., кВт;

τ — время максимальных потерь. $\tau=6000$

1 Вариант:

ТДЦ 63000/110:

$$\Delta P_x = 35 \text{ кВт}, \Delta P_k = 245 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_m = 2 \cdot (35 \cdot 8500 + 245 \cdot 6000) = 3535000 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$C_9 = 3535000 \cdot 2,05 = 7246750 \text{ руб.}$$

2 Вариант:

ТДЦ 125000/110

$$\Delta P_x = 85 \text{ кВт}, \Delta P_k = 420 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_m = (85 \cdot 8500 + 420 \cdot 6000) = 3242500 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$C_9 = 3242500 \cdot 2,05 = 6647125 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты — сумма текущих затрат, учитываемых в себестоимости продукции, и единовременных капитальных вложений, сопоставимость которых с текущими затратами достигается путем умножения их на нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений представляет собой минимальную норму эффективности капитальных вложений, ниже которой они, при прочих равных условиях, нецелесообразны. Методикой (основными положениями) определения экономической эффективности использования новой техники, изобретений и рационализаторских предложений нормативный коэффициент эффективности принят $r_n = 0,15$.

Приведенные затраты, руб.

$$Z = r_n \cdot K + И$$

1 Вариант

$$Z_1 = 0,15 \cdot 48841440 + 11837845 = 19164061 \text{ руб.}$$

2 Вариант

$$Z_2 = 0,15 \cdot 43641440 + 10749420 = 17295636 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов приведенных затрат сводим в таблицу 32

Таблица 32 – Приведенные затраты, руб

№	$Z = p_n * K + I$	p_n	К	$I = I_{ам} + I_{обсл} + I_{пот}$			
				И	$I_{ам}$	$I_{обсл}$	$I_{пот}$
1	19164061	0,15	48841440	11837845	3125852	1465243	7246750
2	17295636	0,15	43641440	10749420	2793052	1309243	6647125

В результате произведенных расчетов оптимальным по экономическим показателям является вариант 2, характеризующийся минимальными приведенными затратами (на 10% ниже приведенных затрат по варианту 1). Следовательно, принимаем вариант с установкой трансформатора ТДЦ-125000/110-У1.

7.1. Введение

Целью данного раздела является анализ вредных и опасных факторов, влияющих на работу электротехнического персонала обслуживающего электрооборудование ТЭЦ и мер защиты от них.

Социальная ответственность предприятия является одним из важнейших социально-экономических, санитарно-гигиенических и экологических мероприятий, направленных на обеспечение условий труда.

Под социальной ответственностью понимается система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, реабилитационные и иные мероприятия.

Приведенное общее понятие социальной ответственности позволяет судить о ней как о многоуровневой системе мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий трудовой деятельности, осуществляемых государственными органами, органами местного самоуправления, работодателями и самими работниками.

					ФЮРА.14.0205.006 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лиханов М.Ю.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Амелькович Ю.А.</i>						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>								
						102 ТПУ ИДО гр. 3-9201		

7.2 Производственная безопасность

7.2.1 Анализ вредных производственных факторов

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

В процессе обслуживания электрооборудования ТЭЦ электромонтер подвергается следующим вредным производственным факторам:

1) Повышенная напряженность электрического поля. В процессе профилактических и наладочных работ на подстанции электротехнический персонал подвергается воздействию электрического поля, что может неблагоприятно сказаться на состоянии здоровья. Длительное воздействие электрического поля на организм человека может вызвать нарушение функционального состояния нервной и сердечно-сосудистой систем. Это выражается в повышенной утомляемости, снижении качества выполнения рабочих операций, болях в области сердца, изменении кровяного давления и пульса.

Источником электрических полей на подстанции являются токоведущие части действующих электроустановок, находящиеся под напряжением (линии электропередач, трансформаторы, сборные системы шин и др.).

Различают следующие виды воздействия электрического поля на человека:

- непосредственное (прямое) воздействие, проявляющиеся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

- косвенное воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов или при прикосновении человека, изолированного от земли, к заземленным конструкциям.

Кроме того, электрическое поле может стать причиной воспламенения или взрыва паров горючих материалов и смесей в результате возникновения электрических разрядов при прикосновении предметов и людей с машинами и механизмами.

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

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

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

К организационным мероприятиям следует отнести: проведение периодических медицинских осмотров; проведение инструктажей, в том числе и непосредственно перед началом работ; применение средств индивидуальной защиты.

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

2) Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны. Работа на ТЭЦ осуществляется как внутри производственных помещений, так и на открытом воздухе.

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

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

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

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

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

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

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

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

В ходе выполнения работ предусмотрены следующие перерывы в работе: обеденный перерыв, продолжительностью один час; перерыв на

обогрев (не более чем через 2 часа пребывания на открытой территории в зимний период).

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период 8-часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности.

Таблица 33 - Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

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

Таблица 34 - Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха выше допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч
	Па - Пб
32,5	-

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч	
	Па - Пб	
32,0	-	
31,5	1	
31,0	2	
30,5	2,5	
30,0	3	
29,5	4	
29,0	5	
28,5	5,5	
28,0	6	
27,5	7	
21,0	8	
26,5	-	
26,0	-	

Таблица 35 - Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха ниже допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч	
	Па	Пб
6	-	-
7	-	-
8	-	1
9	-	2
10	1	3
11	2	4
12	3	5
13	4	6
14	5	7
15	6	8
16	7	-
17	8	-

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч	
	Па	Пб
18	-	-
19	-	-
20	-	-

Таблица 36 - Классы условий труда по показателю температуры воздуха, °С (нижняя граница) для неотапливаемых помещений применительно к категории работ Па-Пб

Климатический регион (пояс)	Класс условий труда					
	Допустимый	Вредный				Опасный (экстрем.)
		2	3.1	3.2	3.3	
II (III)	$\frac{-17,2}{-20,9}$	$\frac{-18,8}{-23,6}$	$\frac{-21,4}{-27,6}$	$\frac{-23,6}{-30,6}$	$\frac{-26,5}{-33,6}$	$\frac{< 26,5}{< -33,6}$

В числителе - температура воздуха при отсутствии регламентированных перерывов на обогрев; в знаменателе - при регламентированных перерывах на обогрев (не более чем через 2 часа пребывания на открытой территории).

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

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

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

- применение средств индивидуальной защиты в соответствии с ГОСТ 29335-92 "Костюмы мужские для защиты от пониженных температур. Технические условия" и МР Минздрава России N 11-0/279-09 от 25 октября

2001 г. "Методические рекомендации по расчету теплоизоляции комплекта индивидуальных средств защиты работающих, от охлаждения.

3) Шум - это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, возникающих при механических колебаниях в твердых, жидких и газообразных средах. Шум отрицательно влияет на организм человека, и в первую очередь на его центральную нервную и сердечно-сосудистую системы, приводит к появлению профессиональных заболеваний. Источниками производственного шума являются машины и оборудование, в данном случае трансформаторы. Допустимый уровень шумов регламентируется ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» и СНиП 11-12-77 «Нормы проектирования. Допустимый уровень звукового давления на рабочих местах в производственных помещениях. Строительные нормы и правила СНиП 11-12-17 предусматривают защиту от шума строительными акустическими методами, при этом для снижения уровня шума предусматриваются следующие меры:

- установка в помещениях *звукопоглощающих конструкций* и экранов;
- звукоизоляция ограждающих конструкций;
- уплотнение по периметру притворов окон, дверей, ворот;
- звукоизоляция мест пересечения ограждающих конструкций с инженерными конструкциями;
- устройство звукоизолированных кабин наблюдения и дистанционного управления технологическим процессом;
- укрытия в кожухи источников шума.

В таблице 37 представлены результаты замеров шума на рабочих местах, а также их превышение над допустимыми уровнями звукового давления.

Таблица 37 - Результаты замера шума на рабочих местах

Место замера	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц.									Уровень звука, дБ
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	

Турбинный цех	74	89	84	80	81	82	72	64	60	71
Превышение					3	7				
Допустимые уровни звукового давления, дБ ГОСТ 12.1.005-88	107	94	87	82	78	75	73	71	70	80

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

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

Лица, у которых между двумя медицинскими осмотрами ухудшается слух или ухудшилось общее состояние организма, должны быть переведены на работу в нешумных цехах.

4) Освещение

Для обеспечения нормативной освещённости необходимо использовать совмещённое освещение, при котором естественное дополняется искусственным. Естественное освещение является боковым (осуществляется через световые проёмы в наружных стенах), а искусственное – общим. В условиях недостаточной освещённости в утреннее и вечернее время используется искусственное освещение. Для искусственного освещения применяют люминесцентные лампы, которые имеют высокую световую отдачу и продолжительный срок службы.

Естественное освещение оказывает благоприятное воздействие на человека, поэтому все помещения в соответствии с санитарными нормами должны иметь естественное освещение, т.е. освещение помещений светом неба проникающим через световые проёмы в наружных конструкциях, рекомендуется СНиП 23-05-95.

К современному производственному освещению предъявляют высокие требования гигиенического и технико-экономического характера.

Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое воздействие на рабочих, содействует повышению производительности труда.

Нормирование освещенности производится в соответствии со СНиП 23–05-95 «Естественное и искусственное освещение».

Основные требования к рабочему освещению:

- освещенность на рабочем месте должна соответствовать характеру зрительных работ;
- необходимо обеспечить достаточно равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства;
- на рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени;
- в поле зрения должна отсутствовать прямая и отраженная бликоность - повышенная яркость светящихся поверхностей;
- величина освещенности должна быть постоянной во времени;
- следует выбирать необходимый спектральный состав света;
- следует выбирать оптимальную направленность светового потока;
- все элементы осветительных установок должны быть достаточно долговечны, электробезопасны, а также не должны быть причиной возникновения пожара или взрыва;
- установка должна быть удобной и простой в эксплуатации, отвечать требованиям эстетики.

Расчет системы искусственного освещения.

Порядок расчета:

1. Выбор системы освещения (общая, местная, комбинированная).
2. Выбор типа светильников.
3. Определение количества светильников.
4. Определение мощности источников света.

Выбираем общую или комбинированную систему освещения. При этом следует учитывать, что комбинированная система экономичнее, но в

гигиеническом отношении предпочтительнее система общего освещения, так как она позволяет создать более благоприятное распределение яркостей в поле зрения. Поэтому для данного помещения выбираем систему общего равномерного освещения. Выбор типа светильников осуществляется, исходя из требований экономичности безопасности эксплуатации, удобства обслуживания и требуемой точности выполняемой работы.

В качестве светильников используем светильники типа ОД-2-80 с лампами ЛД. Люминесцентные лампы имеют большую светоотдачу и обладают большим сроком службы.

Для расчета общего равномерного освещения применяем метод коэффициента использования.

Размеры помещения:

- высота - 4,5 м.
- ширина - 9,0 м.
- длина – 9,0 м.

Площадь помещения составляет 81,0 м².

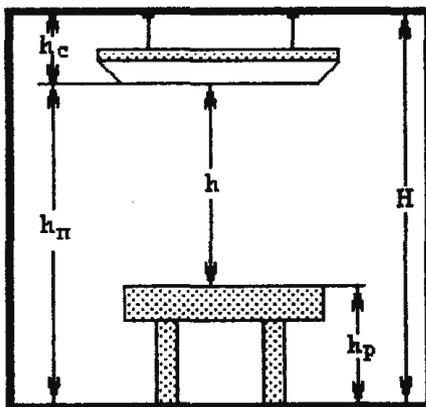


Рисунок 6 - Схема подвеса светильников над рабочей поверхностью.

H - высота помещения;

h - высота подвеса над рабочей поверхностью;

h_c - свес светильника;

h_n - высота подвеса над полом;

h_p - высота рабочей поверхности.

Свес светильника рекомендуется делать равным от 0,5 до 2,0 м. Причём $h_c=0,7$ м и высоту рабочей поверхности $h_p=0,8$ м, определим высоту подвеса светильника над рабочей поверхностью:

$$h = H - h_c - h_p = 4.5 - 0.7 - 0.8 = 3.0(\text{м}).$$

Произведем разметку расположения светильников. Расстояние между светильниками определяется:

$$L/h = 1.4, \text{ отсюда } L = 1.4 \cdot h = 1.4 \cdot 3.0 = 4.2(\text{м}).$$

Расстояние от крайних рядов светильников до стен рекомендуется делать:

$$\left(\frac{2}{3} \right) L = \left(\frac{2}{3} \right) 4.2 = 2.8 \text{ м.}$$

Чертим план помещения и производим на нем расстановку светильников (рис. 6.5). Устанавливаем светильники по длине через 1.78 м, отступив от стенок 1.0 м. Устанавливаем светильники по ширине через 5 м, отступив от стенок 2 м. В результате разметки определим, что для освещения данного помещения необходимо установить 10 светильников.

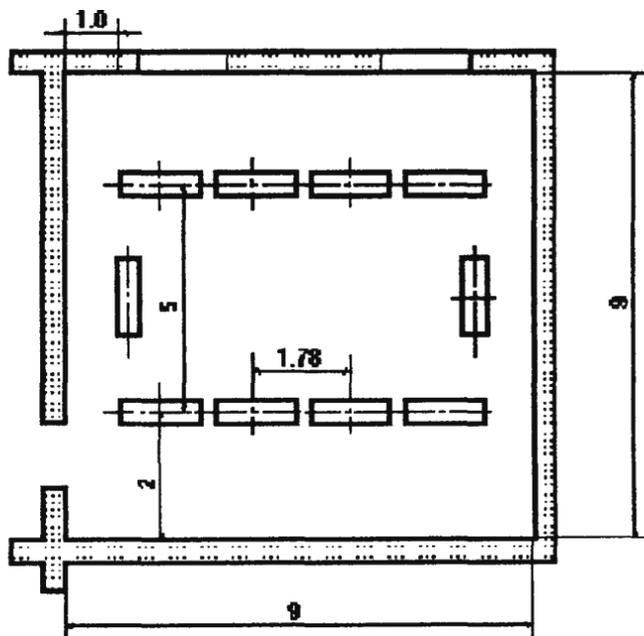


Рисунок 7 - Размещение светильников на плане помещения.

Определение мощности ламп произведем методом коэффициента использования. Величину необходимого светового потока определяем с

учетом света, отражённого стенами и потолком. Определим индекс помещения i по формуле:

$$i = \frac{S}{(A+B) \cdot h} = \frac{81}{(9+9) \cdot 3} = 1.5$$

где S - площадь помещения, (м^2);

h - расчётная высота подвеса светильника, (м);

A и B стороны помещения, (м).

Затем, найдя коэффициенты отражения стен ($\rho_c=70$) и потолка ($\rho_n=50$) и используя значение индекса помещения ($i=1.5$) для светильника ОД определяем значение коэффициента использования: $\eta = 0.56$:

Расчётный световой поток определяется по формуле:

$$F = \frac{E_T \cdot k \cdot S \cdot Z}{n \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 1.5 \cdot 81 \cdot 1}{20 \cdot 0.56} = 3255 (\text{Лм}),$$

где E_T - освещенность по норме, принимаем $E_T=300$ Лк, согласно СНиП 23-05-95. Разряд зрительной работы – Б, подразряд – 1 (таблица – 4, [8]);

k - коэффициент запаса (уменьшение потока за счет загрязнения светильника), равен 1.5;

S - площадь помещения (81м^2);

n - число ламп (20 штук);

$Z=1$.

По полученному потоку подбираем мощность лампы, для работы на напряжения 220 В. Наиболее подходящей является лампа ЛД мощностью 80 Вт, световой поток которой составляет 3440 Лм, что вполне соответствует необходимому уровню освещенности.

7.1.2 Анализ опасных производственных факторов.

При организации условий труда необходимо учитывать воздействие на работников опасных производственных факторов.

Опасным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на человека, работающего в определенных условиях, приводит к травме или к другому внезапному ухудшению здоровья.

В процессе обслуживания электрооборудования ТЭЦ электромонтер подвергается следующим опасным факторам:

1) Поражение электрическим током. В процессе профилактических и наладочных работ на ТЭЦ, электромонтер подвергается опасности поражения электрическим током, результатом которого могут стать электротравма, ожог или смерть. Цеха ТЭЦ и открытое распределительное устройство относится к категории «Помещения особо опасные» по поражению электрическим током.

Действующими правилами устройства электроустановок (ПУЭ) все помещения подразделены на следующие три категории по поражению электрическим током:

I. Помещения без повышенной опасности: сухие, с нормальной температурой воздуха, с токонепроводящими полами.

II. Помещения с повышенной опасностью: сырые с относительной влажностью воздуха (длительной) более 75%; жаркие с температурой воздуха, длительно превышающей +30°C; с полами из токопроводящих материалов; с большим количеством выделяющейся токопроводящей технологической пыли, оседающей на проводах и проникающей внутрь электроустановок; с размещением электроустановок с металлическими корпусами, имеющих соединение с землей, металлоконструкций зданий и технологического оборудования, допускающих одновременное соприкосновение с ними.

III. Помещения особо опасные: особо сырые с относительной влажностью воздуха, близкой к 100%, химически активной средой, одновременным наличием двух и более условий, свойственных помещениям с повышенной опасностью.

Среди основных причин, приводящих к поражению электрическим током, следует выделить следующие:

- случайное прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- появление напряжения на механических конструктивных частях электрооборудования (корпусе, кожухе и т.п.) в результате повреждения изоляции, коротких замыканий и других причин;

- появление напряжения на отключенных частях, на которых производится какая-либо работа (наладка, ремонт и т.д.) из-за ошибочного включения установки;

- возникновение шагового напряжения на поверхности земли в результате замыкания на землю.

В силу того, что возможность поражения электрическим током является наиболее опасным из производственных факторов при работе на подстанции, то методам и способам защиты от него уделяется особое внимание.

Обеспечение безопасности при работе с электроустановками и меры защиты от поражения электрическим током

Всю совокупность мер и способов защиты от поражения электрическим током можно разделить на организационные и технические.

К организационным мерам защиты от поражения электрическим током относят:

- назначение лиц, ответственных за организацию и безопасность производства работ;

- обучение персонала правилам производства работ и эксплуатации электротехнического оборудования;

- оформление наряда или распоряжения на производство работ;

- проведение инструктажей перед началом работ с электроустановками;

- организация надзора за проведением работ;

- установление рациональных режимов труда и отдыха;
- применение средств индивидуальной защиты, предупреждающих плакатов и знаков безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026-76;
- изолирование и ограждение токоведущих частей электрооборудования (ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00).

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.0.004 — 90, целью проведения инструктажа является сообщение работникам знаний, необходимых для правильного и безопасного выполнения ими своих профессиональных обязанностей, а также формирование у работников убеждения в объективной и абсолютной необходимости выполнения правил и норм безопасной жизнедеятельности в производственной среде.

Различают следующие виды инструктажа:

- вводный инструктаж;
- первичный инструктаж;
- периодический (повторный).

Одним из важнейших организационных мер защиты от поражения электрическим током является применение средств индивидуальной защиты. Они предназначены для защиты тела, органов дыхания, зрения, слуха, головы, лица и рук от травм и воздействия неблагоприятных производственных факторов.

Индивидуальные основные изолирующие электрозщитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановки, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей находящихся под напряжением до 1000 В - это диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, указатели напряжения.

Индивидуальные дополнительные электрозщитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение - усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они

должны применяться. Это диэлектрические галоши и ковры, переносные заземления, изолирующие подставки и накладки, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности. Применение предупреждающих плакатов и знаков безопасности. При работах в электроустановках существует опасность потери ориентировки работающими; для предотвращения этого следует предварительно обозначить специальными знаками (предупредительными плакатами) места, где могут производиться работы, и соседних участков установки, прикосновение и приближение к которым опасно.

К техническим мерам защиты от поражения электрическим током относят:

- электрическое разделение сети;
- компенсация токов замыкания на землю;
- выравнивание потенциала;
- применение защитного заземления, зануления; контроль и профилактика изоляции;
- защитное отключение.

Защитное заземление - преднамеренное электрическое соединение с землей или её эквивалентом механических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением (ГОСТ 12.1.030 - 81). Цель защитного заземления - устранение опасности поражения людей электрическим током при появлении напряжения на конструктивных частях электрооборудования.

Контроль изоляции - это измерение ее активного сопротивления с целью обнаружения дефектов и предупреждения замыканий на землю и коротких замыканий.

Зануление - преднамеренное электрическое соединение с нулевым защитным проводником металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением. Нулевой защитный проводник - это проводник, соединяющий зануляемые части с глухозаземлённой нейтральной точкой обмотки источника тока или её эквивалентом (ГОСТ 12.1.009-76).

Защитное отключение - быстродействующая защита, обеспечивающая автоматическое отключение электроустановки при возникновении в ней опасности поражения электрическим током. Устройства защитного отключения должны обеспечивать отключение неисправной электроустановки за время не более 0,2 с. (ГОСТ 12.1.019-79*).

Все операции производятся по инструкциям и правилам, изложенным в следующих документах: "Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей", "Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00" "Строительные нормы и правила СНиП Ш.А.П-70", "Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах (ПТБЭМ)".

Таким образом, применение как организационных, так и технических мероприятий позволяют минимизировать возможность поражения электрическим током при проведении работ на подстанции.

2) Падение с высоты. В процессе профилактических и наладочных работ, проводимых на подстанции, электромонтер подвергается опасности падения с высоты, результатом которого могут стать травма или смерть.

В соответствии с ПОТ Р М-012-2000, к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более.

Основным опасным производственным фактором при работе на высоте является расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола) и связанное с этим возможное падение работника или падение предметов на работника.

Из всех причин, падения работников с высоты, следует выделить основные:

а) технические - отсутствие ограждений, предохранительных поясов, недостаточная прочность и устойчивость лесов, настилов, люлек, лестниц;

б) технологические - недостатки в проектах производства работ, неправильная технология ведения работ;

в) психологические — потеря самообладания, нарушение координации движений, неосторожные действия, небрежное выполнение своей работы;

г) метеорологические - сильный ветер, низкая и высокая температуры воздуха, дождь, снег, туман, гололед.

Из числа всех работ, проводимых электромонтером на подстанции, около 30% составляют работы на высоте.

Так, при ремонте вводов трансформатора, высоковольтного выключателя, а также при работе на опорах ВЛ подходящих к подстанции, рабочая зона электромонтера будет находиться на высоте от 1,5 до 4 м, в зависимости от типа электрооборудования или опор.

В целях предотвращения несчастных случаев при работах производимых на высоте межотраслевые правила по охране труда (ПОТ Р М-012-2000) регламентируют ряд организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относят:

- обучение персонала правилам производства работ на высоте;
- проведение периодических медицинских осмотров;
- проведение инструктажей, в том числе и непосредственно перед началом работ;

- применение средств индивидуальной защиты, предупреждающих плакатов и знаков безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026-76;

- установка ограждений и обозначение, в установленном ПОТ Р М-012-2000 порядке, границ опасных зон.

- К средствам индивидуальной защиты от падения с высоты относятся:

а) предохранительные пояса, соответствующие требованиям ГОСТ Р 50849 - 96, ГОСТ 12.4.184 - 95;

б) предохранительные полуавтоматические верхолазные устройства типа ПВУ-2;

в) канаты страховочные, соответствующие требованиям ГОСТ 12.4.107-82;

г) каски строительные, соответствующие требованиям ГОСТ 12.4.087-84.

Средства индивидуальной защиты от падения с высоты как отечественные, так и приобретенные за рубежом, должны иметь сертификаты качества.

К техническим мероприятиям относят:

- применение защитного заземления, при работе на высоте с электрооборудованием;

- защитное отключение;

- использование технологической оснастки, испытанных лестниц, специальных лесов и подмостей.

3) Механические травмы, полученные в результате наличия острых кромок, заусенцев и шероховатостей на поверхности оборудования и инструмента.

В процессе производства работ на подстанции электротехнический персонал подвержен опасности получить механическую травму, из-за наличия острых кромок, заусенцев и шероховатостей на поверхности оборудования и инструмента. Так, в процессе профилактических и наладочных работ гибкой ошиновки ОРУ, проводов воздушных линий и т.д. существует опасность получения механической травмы, из-за наличия на проводах заусенцев, острых кромок на траверсах опор открытых распределительных устройств. Кроме того, большая часть электрооборудования установленного на подстанции имеет острые кромки, что также создает опасность получения механической травмы.

К опасностям, механически воздействующим на организм человека, относятся разрушающиеся конструкции; острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности оборудования и инструмента и др. В зависимости от возможности предохранения человека в условиях взаимодействия его с потенциально опасными техническими объектами согласно ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» применяются два основных метода защиты персонала от механических опасностей: обеспечение недоступности к опасным действующим частям оборудования и применения приспособлений, непосредственно защищающих человека от опасного производственного фактора.

Первый метод состоит в пространственном или временном разделении рабочей зоны и опасной зоны. Кроме того, к данному методу относится все, что связано с конструктивными особенностями как самого оборудования, так и устройств, ограждающих и блокирующих опасные зоны (ГОСТ 12.2.003-91). Недоступность может быть обеспечена размещением опасных объектов на недосыгаемой высоте, а также под прикрытием или в трубах.

Ко второму методу относятся приспособления, с помощью которых обеспечивается безопасность взаимодействия с опасными частями оборудования, в том числе и дистанционное управление, а также устройства автоматически прекращающие работу агрегата или подачу энергии в систему и т.д. К средствам достижения безопасности относятся средства коллективной (ГОСТ 12.1029-80) и индивидуальной (ГОСТ 12.4051-87) защиты.

7.2. Экологическая безопасность

Анализ воздействия ТЭЦ на окружающую среду.

Сжигание топлива на ТЭЦ связано с образованием продуктов сгорания, содержащих летучую золу, частицы недогоревшего пылевидного

топлива, сернистый и сернистый ангидрид, оксиды азота и газообразные продукты неполного сгорания, а при сжигании мазута, кроме того, соединения ванадия, соли натрия, кокс и частицы сажи. В золе некоторых топлив имеется мышьяк, свободный диоксид кремния, свободный оксид кальция и др. Перевод с твердого топлива на газовое ведет к значительному удорожанию вырабатываемой энергии, не говоря уже о дефиците и того, и другого. Кроме того, это не решит проблемы загрязнения атмосферы. Перевод установок на жидкое топливо существенно уменьшает золообразование, но практически не влияет на выбросы окиси серы, так как мазуты, применяемые в качестве топлива, содержат более 2% серы. При сжигании газа в дымовых выбросах также содержится оксид серы, а содержание оксидов азота не меньше, чем при сжигании угля.

Так как не хватает качественного топлива, ТЭЦ работают на низкосортном. В процессе сгорания такого топлива образуются загрязняющие вещества, которые выводятся в атмосферу с дымом и попадают в почву с золой. Помимо того, что эти выбросы неблагоприятно влияют на окружающую среду, продукты сгорания вызывают выпадение кислотных осадков и парниковый эффект, который грозит нам засухами.

Одним из факторов воздействия угольных ТЭЦ на окружающую среду являются выбросы систем складирования топлива, его транспортировки, пылеприготовления и золоудаления. При транспортировке и складировании возможно не только пылевое загрязнение, но и выделение продуктов окисления топлива. Для золошлакоотвалов требуются значительные территории, которые долгое время не используются, и являются очагами накопления тяжелых металлов и повышенной радиоактивности, которые воздушным путем или же с водой попадают в биосферу.

Кроме того, происходит значительное тепловое загрязнение водоемов при сбрасывании в них теплой воды, что способствует цепным природным реакциям: зарастанию водоемов водорослями, нарушению кислородного баланса, что создает угрозу для жизни обитателей рек и озер.

Природоохранные мероприятия на ТЭЦ можно разделить на три основных направления: снижение выбросов примесей в атмосферу, снижение стоков в окружающие ТЭЦ водоемы и утилизация золоотвалов.

Мероприятия по обеспечению снижения выбросов в атмосферу:

С целью снижения содержания в выбросах в атмосферу оксидов азота, наиболее опасного для окружающей среды соединения, широко применяется ступенчатое сжигание топлива, внедряются схемы рециркуляции. Эти и другие технологические мероприятия позволяют сократить выбросы оксидов азота в 2-4 раза. Более эффективным, но значительно более дорогостоящим способом улучшения атмосферы в районе ТЭЦ является установка на трубах специальных электрофильтров.

Тепловые угольные электростанции являются основными поставщиками в атмосферу выбросов твердых частиц пыли размером от 10 до 100 мкм среднеомных и высокоомных в зависимости от сорта, влажности, технического состояния устройств приготавливающих пылеугольную горючую смесь. Так при сжигании твердого топлива только на одном блоке мощностью 500 МВт образуется примерно 500 м³ дымовых газов в секунду, содержащих до 20 г/м³ взвешенных частиц пыли. Это соответствует выбросам в атмосферу 360 тонн пыли в час или выбросы с учетом КПД 98%, 7,2 т /ч, за год выбросы с учетом КПД 98% будут составлять 57 000 тонн пыли в год. Поэтому улучшение степени пылеочистки в два раза это снижение выбросов до 28 500 т /год.

Наиболее широко распространение получили электрофильтры для санитарной очистки дымовых газов тепловых электростанций. Так, например, при сжигании твердого топлива только на одном блоке мощностью 500 МВт образуется примерно 500 м³ дымовых газов в секунду, содержащих до 20 г/м³ взвешенных частиц пыли. Это соответствует выбросам в атмосферу 360 тонн пыли в час.

Электрофильтры являются на сегодняшний день наиболее эффективным средством очистки газов благодаря ряду особенностей:

- в электрофильтрах достигается высокая степень очистки газа до 99,9%;
- электрофильтры имеют очень низкое динамическое сопротивление потоку газа;
- электрофильтры позволяют улавливать взвешенные частицы в широком диапазоне размеров (от долей микрон до десятков миллиметров);
- электрофильтры легко регенерируются;
- весь процесс очистки газов электрофильтрами легко поддается автоматизации.

Мероприятия по обеспечению снижения сбросов в гидросферу:

Значительно сложнее уменьшить объём стоков, сбрасываемых в водоёмы, окружающие ТЭЦ. Надёжность теплоснабжения городов во многом зависит от качества подготовки сетевой воды, которая поступает в теплотрассы и обогревает жилые кварталы. Чтобы уменьшить внутреннюю коррозию теплопроводов, химические цеха ТЭЦ вырабатывают специальную умягчённую подпиточную воду. Для снижения общей жёсткости исходная вода пропускается через натрий-катионитовые фильтры. Для эффективной работы фильтров необходимо регулярно проводить их регенерацию с помощью соли натрия. После этого процесса образуются десятки тысяч кубометров рассолов, которые разбавляются до неопасных концентраций и сбрасываются в поверхностные водотоки.

С помощью специалистов была разработана безотходная технология использования и утилизации природных глубоководных горизонтов для регенерации фильтров.

Необходимым условием для практического внедрения безотходной технологии это наличие под ТЭЦ горизонта высокоминерализованных вод с содержанием солей хлористого натрия в несколько десятков граммов на литр рассола, причём отделённого от пресных вышележащих горизонтов мощным

водоупором. По своему составу рассолы могли с успехом заменить использующуюся сухую соль.

Это не только позволило получить значительный экономический эффект за счёт отказа от покупки солей, но и уменьшить загрязнение поверхностных водотоков сбросовыми водами, оставшимися после регенерации. Для реализации этой технологии на ТЭЦ был введён полигон для получения естественных захоронения отработанных рассолов. Он состоит из 9-ти скважин. Две из них служат для откачивания из водоносного горизонта естественного рассола и закачивания в тот же горизонт отработанных после регенерации вод. Кроме того, существует целый комплекс скважин, с помощью которых осуществляется мониторинг состояния подземного бассейна на разных уровнях.

Расстояние между скважиной, откачивающей рассол, и скважиной, закачивающей под землю отработанные воды, составляет 400 м. По первому прогнозу фронт изменения состава водоносного горизонта, идущий от скважины, закачивающей в него отработанные воды, должен был дойти до скважины, откачивающей рассол, за 5 лет. Но в связи с тем, что в теплосетях были значительно сокращены потери сетевой воды, объём сбрасываемых отработанных рассолов резко сократился. И продолжительность работы полигона была увеличена вдвое.

Проведённая научно-исследовательскими организациями оценка воздействия добычи и возврата подземных вод на окружающую среду показала, что это не повлияет на вышележающие пресные воды. Во время регенерации фильтров происходит только замещение ионов натрия на ионы кальция и магния. Иными словами, состав возвращаемых под землю вод оказывается практически идентичным природному и не повлияет на перспективы использования в будущем недр для каких-либо других целей.

После того как водоносный горизонт между этими двумя скважинами будет полностью заполнен отработанными водами, для отбора естественного

рассола будут использоваться скважины, пробурённые в полуторакилометрах от первых.

Использование на ТЭЦ для отбора естественных рассолов и закачивания под землю отработанных в процессе регенерации вод доказывает высокую эффективность этого метода для уменьшения нагрузки на окружающую среду.

Мероприятия по снижению образования отходов:

В качестве варианта золоудаления предлагается сухой сбор и размещение золы с установкой модифицированных горелок с целью снижения выбросов оксида азота модернизацией системы контрольно-измерительных приборов и автоматики на ТЭЦ. Данный вариант позволяет получить наибольший эффект от привлеченных инвестиций.

Преимущества данного варианта:

- система сухого золоудаления дает наибольшие экологические выгоды при минимальной стоимости: значительное сокращение выбросов золы углей, улучшение рассеивания, сокращение приземной концентрации загрязняющих веществ, значительное сокращение выбросов оксида азота вследствие модификации горелок.

- возможность продажи золы, полученной при использовании системы сухого золоудаления. Если зола и шлак будут проданы, система сухого золоудаления будет экономически выгодна по сравнению с системой мокрого золоудаления,

- совершенствование контроля за работой котлов.

7.3. 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 распространенную 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).

Возможные ЧС на ТЭЦ:

- пожары, взрывы, угроза взрывов – самые распространённые ЧС в современном индивидуальном обществе наиболее часто встречающиеся и, как правило, с тяжёлыми социальными, экономическими последствиями.

- внезапное обрушение зданий, сооружений – подобного типа происшествия происходят не сами по себе, а инициируются какими – то побочными факторами: большое скопление людей на ограниченной площади, сильная вибрация, вызванная проходящими железнодорожными составами, чрезмерная нагрузка на верхние этажи зданий и т.д. Последствия их трудно предсказуемы. Обычно они приводят к большим человеческим жертвам.

- аварии на электроэнергетических системах и аварии в коммунальных системах жизнеобеспечения – редко сопровождаются гибелью людей. Однако они создают существенные затруднения в жизнедеятельности населения, особенно в холодное время года, могут служить причиной серьёзных нарушений и даже приостановки работы объектов сельского хозяйства и промышленности.

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.

Важнейшей задачей повышения устойчивости работы любого предприятия является надежная защита работающих.

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 электроэнергии должна поступать с двух направлений, а при питании с одного направления необходимо предусмотреть автономный (аварийный) источник, например, передвижную электростанцию

Характерной ЧС при эксплуатации электрооборудования является пожар. Причинами пожара могут быть аварийные режимы работы электрических изделий, сопровождаемые нагреванием проводов и аппаратов,

искрением и образованием электрической дуги: короткое замыкание, перегрузка проводов и аппаратов, большое переходное сопротивление.

Если электроустановка не находится под напряжением, то при наличии специального разрешения допустимо для тушения пожара применять огнетушители водного либо пенного типа (серии ОВП, ОХП, ОВ). Это разрешение дает диспетчер участка электросети, на котором произошла авария. Причина, по которой диспетчер должен дать разрешение – видимый обрыв кабельной линии, которая питает воспламенившееся электрооборудование. В остальных случаях нельзя использовать водные и пенные огнетушители для того, чтобы потушить электроприбор, особенно под напряжением. Если возгорание произошло на участке электросети с напряжением до 1000 В (к примеру, возгорание электрощита), то можно тушить проводку порошковым огнетушителем. Такие средства быстро сбивают пламя, т.к. слой инертного порошка предотвращает попадание кислорода к очагу возгорания электрооборудования. Особенно эффективны огнетушители серии ОП при тушении горячей изоляции в электроустановке. Следует также отметить, что порошковый тип изделий допускается использовать даже под напряжением, если оно не выше 1 кВ. Самыми эффективными для тушения электрооборудования и электроприборов считаются углекислотные огнетушители серии ОУ. Ликвидация пламени происходит за счет низкой температуры огне тушащего вещества, которое позволяет не только сбить огонь, но и остудить тлеющие участки изоляции. Из недостатков углекислоты можно отметить только вредоносное испарение этого вещества. Именно поэтому запрещается тушить электроустановки в закрытых помещениях.

По пожарной опасности помещения ЗРУ относятся к категории «В»(пожароопасные) - горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть при условии, что

помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б. ОРУ к категории «Вн»(пожароопасные) - установка относится к категории ВН, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие и (или) трудногорючие жидкости, твердые горючие и (или) трудногорючие вещества и (или) материалы (в том числе пыли и (или) волокна), вещества и (или) материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и (или) друг с другом гореть, и если не реализуются критерии, позволяющие отнести установку к категории АН или БН (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании указанных веществ и (или) материалов превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 м от наружной установки)

7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Виды компенсаций, предусмотренные российским законодательством работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда:

1. Сокращенная продолжительность рабочего времени, устанавливаемая для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (ст.92, 94 ТК).

2. Ежегодные дополнительные отпуска, которые устанавливаются работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (ст.117 ТК).

3. Оплата труда работников в повышенном размере, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда (ст.147 ТК).

4. Молоко или другие равноценные пищевые продукты, выдаваемые работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда бесплатно по установленным нормам (ст. 222 ТК).

5. Лечебно-профилактическое питание для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда бесплатно по установленным нормам (ст. 222 ТК).

6. Досрочное назначение трудовой пенсии для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, на работах в особых условиях труда (ст.27 и 28 Федерального закона “О трудовых пенсиях в Российской Федерации”).

Правила компоновки рабочего места на ГЩУ ТЭЦ

Число панелей выбирается в зависимости от числа генераторов, трансформаторов (блоков), числа отходящих ВЛ, схемы собственных нужд и т. п.

Щиты комплектуются из вертикальных панелей, пульт собирается из односкатных наклонных столов — панелей пульта. Наиболее рекомендуема и удобна в эксплуатации совмещенная конструкция щит—пульт (пульт—панель).

Ведущим специализированным предприятием в нашей стране, поставляющим энергетические щиты и пульта, является завод «Электропульт» в Ленинграде. Щиты и пульта изготавливаются свободно стоящими, ординарными или сдвоенными, либо прислонными из профильной стали и гнутых профилей листовой стали толщиной 2—4 мм. С боковых сторон щиты и пульта кантуются обрамлениями, на верхнем обрамлении пластмассовыми буквами указывается назначение каждой панели: генератор, трансформатор, линия и т. п.

Число панелей главного щита управления выбирается в зависимости от принятой электрической схемы. Удобная компоновка аппаратуры на панелях и наглядный монтаж проводов вторичных цепей на задней стороне панелей получается, если выбирать для каждого генератора или блока одну панель

щита пультом; для каждого повышающего трансформатора тоже желательно иметь отдельную панель (можно без пульта); остальные элементы схемы, как то: отходящие линии, междушинные и секционные выключатели, трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд и другие — комплектуются из расчета по два-три элемента на панель.

В средней части вертикальных панелей щита или на наклонной плоскости пульта монтируются накладными полосками так называемая мнемоническая схема. Мнемоническая схема — это упрощенное изображение однолинейной схемы станции с основными элементами: генераторами, трансформаторами, выключателями и т. д. Участки разных напряжений показываются разным цветом. В прежнее время применяли полоски разных металлов, различающихся натуральным цветом: латуни, красной меди, алюминия, вороненой стали и т. п. В настоящее время для мнемосхем применяется окраска металлических полосок или пластмассы разных цветов. В разрезах полосок схемы монтируются рукоятки ключей управления выключателями, индикаторы или лампы сигнализации положения разъединителей в местах, соответствующих положению их в однолинейной схеме. Рядом монтируются предусмотренные схемами вторичных устройств кнопки серводвигателей, сигнальные лампы, световые табло, устройства контроля исправности цепей, изоляции, предохранителей, аппаратура и приборы световой и звуковой аварийной и предупреждающей сигнализации.

В верхней части панелей в утопленном исполнении монтируются измерительные приборы прямоугольной или круглой формы (в последнее время применяются и узкопрофильные приборы). Постенкам (боковинам) и снизу задней стороны панелей располагаются ряды-сборки зажимов, служащие для перехода от контрольных кабелей к проводам коммутации панелей.

С боковых сторон щита управления устанавливаются колонки синхронизации — рабочая и резервная.

Панели генераторов и трансформаторов обычно располагаются в средней части щита, а отходящие линии, трансформаторы собственных нужд и

другие приспособления разносятся на края. При этом начертание мнемонической схемы должно быть подобно изображению исполнительной однолинейной схемы станции, которая, в свою очередь, выполняется подобной схеме расположения чеек распределительных устройств как в закрытых помещениях, так и на открытых площадках.

Релейные щиты собираются из вертикальных панелей. Располагать релейные щиты желательно вблизи главного щита управления, занимать во втором (иногда и в третьем) ряду, но можно и в соседнем помещении или даже в другом этаже. Каждая релейная панель имеет свое назначение. На релейных панелях генератора монтируются комплекты защит: максимальной, дифференциальных, от замыкания на землю и т. д. В нижней части панели размещается ряд блинкеров — указательных реле. По сторонам или снизу панелей также устанавливаются ряды-сборки зажимов для перехода от коммутации проводов панелей к системе жил контрольных кабелей. На специальных панелях релейного щита, боковинах или задней стороне главного щита устанавливаются суммирующие (счетчики) и самопишущие приборы, регистрирующие параметры оборудования станции. При компоновке релейных щитов в комплекте с главным щитом управления панели одного назначения, относящиеся к одному и тому же элементу схемы, монтируются друг против друга, при этом провода местных связей короче. Аналогично описанным выполняются конструкции и коммутация прочих щитов поста управления. У всех щитов в верхней части — за верхним обрамлением — располагаются шинки оперативного тока: «плюс» и «минус» ШУ, «плюс» и «минус» ШС, «плюс» ШМ, ШЗА, ШЗП.

Под помещением ГЩУ необходимо подщитовое помещение, служащее для разводки контрольных кабелей, кабелей оперативного тока, а иногда и кабелей собственных нужд. Потоки этих кабелей — тысячи жил — сходятся в подщитовое помещение по кабельным каналам, туннелям, галереям, шахтам из машинного зала от агрегатов, трансформаторов, из помещений ЗРУ, с площадок ОРУ, из всех помещений вспомогательных

служб, отовсюду, где установлено электрическое оборудование. В сечениях кабельных сооружений кабели располагаются на полу, на полках и подвесах в том порядке, какой получился при сборе их в эти сооружения. Прокладка кабелей в сооружениях осуществляется с учетом сокращения их длины, наименьшего числа пересечений, наиболее наглядного и удобного монтажа и замены кабелей. Таким образом, большое количество кабелей заводится в подщитовое помещение. В перекрытии между подщитовым помещением и помещением ГЩУ под всеми панелями и пультами щитов управления, между балками перекрытия предусматриваются многочисленные отверстия, через которые все кабели проводятся к рядам сборок зажимов. Порядок расположения зажимов в рядах сборок соответствует наиболее простой, удобной и наглядной коммутации проводов в пределах панелей щитов и пультов. Следовательно, на металлоконструкциях полках подщитового помещения должна быть выполнена такая разводка кабелей, чтобы каждый кабель был введен в отверстие перекрытия в определенном порядке и каждая жила была подключена к нужному зажиму в ряду сборки зажимов панели данного щита.

Заключение

В данном дипломном проекте решена задача по повышению технического совершенствования электрической части ТЭЦ АО «ОТЭК», используемой как основной источник обеспечения тепловой энергией, паром и горячей водой промышленных потребителей СХК и жилого сектора г. Северска. Данная реконструкция позволит привести в соответствие новым нормам и требованиям подстанцию 220/110 кВ, улучшить показатели качества и надёжности электрооборудования.

При выборе силового и коммутационного оборудования, а именно силовых трансформаторов, высоковольтных выключателей, разъединителей и т.д. 110 кВ методом сравнения характеристик оборудования был выявлен наиболее приемлемый, с учетом выявленных достоинств и недостатков, вариант для данного проекта.

Рассчитана молниезащита, подлежащих реконструкции, блоков генератор-трансформатор от машинного зала до систем шин, с учётом установки дополнительных молниеотводов.

Рассмотрены современные методы диагностики электрооборудования станции, позволяющие выявлять дефекты на ранних стадиях, а также продлевать межремонтный период электрооборудования.

Данный проект по своим возможностям удовлетворяет требованиям задания.

					ФЮРА.14.0205.006 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Лиханов М.Ю.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Барская А.В.					
Реценз.					Заключение		
Н.Контр							
Утвердил							
					ТПУ ИДО гр. 3-9201 ¹³⁶		

Список литературы:

1. Рожкова Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М: Энергоатомиздат, 1989 - 450 с.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы. - М: Энергоатомиздат, 1990 - 640 с.
3. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. - М: Энергоатомиздат, 1986 - 608 с.
4. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник. Том 3. Производство и распределение электрической энергии. 7-е изд. – М.: Энергоиздат, 1988 - 880 с.: ил.
5. Правила устройства электроустановок. - М: Энергоатомиздат, 2000 - 640 с.
6. Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. - Л: Энергоатомиздат, 1985 - 312 с.
7. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. - М: Энергоатомиздат, 1990 - 575 с.
8. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник. Том 3. - М: Энергоиздат, 1984 - 640 с.
9. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник. Том 2. - М: Энергоиздат, 1984 - 640 с.
10. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. - М: Энергоатомиздат, 1985 - 380 с.
11. Мотыгина С.А. Эксплуатация электрической части тепловых электростанций. - М: Энергия, 1979 - 586 с.
12. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

					ФЮРА.14.0205.006 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лиханов М.Ю.</i>			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Барская А.В.</i>						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н.Контр</i>								
<i>Утвердил</i>								
						ТПУ ИДО гр. 3-9201 ¹³⁷		

13. ГОСТ 12.1.016-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования.
14. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация. Общие требования.
15. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности.
16. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
17. ГОСТ 12.1.011-78. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
18. НПБ – 105 – 95 Определение категорий помещений по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: Энергоатомиздат, 1995.
19. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изм. и доп.). – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 192с.
20. СНИП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования. – М.: Стройиздат, 1996.
21. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
22. Техника безопасности при работе с инструментами и приспособлениями / О. П. Корнилович. — Москва: Энергоатомиздат, 1992. — 93 с.
23. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е изд., с изм. и доп.). – М.: Энергоатомиздат, 2000. - 91 с.
24. ГОСТ Р.22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях
25. Идельчик В.И. Электрические сети и системы. - М.: Энергоатомиздат, 1989 - 592 с.
26. ГОСТ Р ИСО 6385-2007. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

27. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
28. Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. Инновационный менеджмент (менеджмент инноваций): учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010.
29. Попов Ю.И., Яковенко О.В. Управление проектами: учеб. пособие. – М.: ИНФРА-М, 2008
30. Падалко Л.П., Пекеис Г.Б. Экономика энергетических систем. – Киев: Наукова дерика, 1994. – 307 с
31. Вавилов В. П., Александров А. Н. Инфракрасная термографическая диагностика в строительстве и энергетике. М. : НТФ «Энергопрогресс», 2003. С. 360.
32. Сви П. М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. М. : Энергоатомиздат, 1992. С. 240.