

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

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Проект реконструкции подстанции «Кривошеино» 110/10 кВ

УДК 621.311.4.001.6-044.922(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Кремешков Анатолий Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Готман В. И.	к. т. н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Производственная и экологическая безопасность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭсиЭ	Прохоров А. В.	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 Электронного обучения
Специальность 140205 Электроэнергетические системы и сети
Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ А. В. Прохоров
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломный проект

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-9201	Кремешкову Анатолию Евгеньевичу

Тема работы:

Реконструкция подстанции «Кривошеино» 110/10 кВ

Утверждена приказом директора (дата, номер)

12.05.2016, №3505/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

30.05.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Объектом исследования является подстанция «Кривошеино» 110/10 кВ.

Исходные данные: В основе расчетов баланса и режимов электропотребления лежат суточные графики нагрузки; материалы преддипломной практики.

<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>Анализ литературных источников по теме исследования; описание объекта, цели и постановка задач исследования; обоснование выбор коммутационной аппаратуры; выбор основной и резервной релейной защиты трансформаторов; технико-экономические расчёты; производственная и экологическая безопасность; анализ результатов выполненной работы.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Приложение А. Однолинейная схема ПС «Кривошеино» 110/10 кВ до реконструкции</p> <p>Приложение Б. Однолинейная схема ПС «Кривошеино» 110/10 кВ после реконструкции</p> <p>Приложение В. Однолинейная схема собственные нужды</p> <p>Приложение Г. Основные защиты трансформатора с применением блока микропроцессорной релейной защиты «Сириус-Т»</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Коршунова Л.А., доцент кафедры менеджмента</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Амелькович Ю.А., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Нет</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>15.02.2016</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭСиЭ	Готман В. И.	к.т.н., доцент		15.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Кремешков Анатолий Евгеньевич		15.02.2016

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-9201	Кремешкову Анатолию Евгеньевичу

Институт	ИнЭО	Кафедра	ЭСиЭ
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	ЭСиС

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Цели расчет показателей экономической эффективности проекта
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Расчет полных затрат
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Стоимость оборудования

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Расчет показателей для технико-экономического сравнения
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Затраты на установку оборудования
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Расчет удельных затрат
4. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет полных затрат
5. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Расчет эффективности инвестиций

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей)

Нет

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2016
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Коршунова Л.А.	к.т.н., доцент		15.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Кремешков Анатолий Евгеньевич		15.03.2016

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
З-9201	Кремешкову Анатолию Евгеньевичу

Институт	ИнЭО	Кафедра	ЭСиЭ
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	ЭСиС

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Объектом рассмотрения раздела является ПС 110/10 кВ «Кривошеино»
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p><i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) <p><i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, – молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, <p><i>профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i></p>	<p>Повышенная напряжённость электрического поля</p> <p>Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>Шум.</p> <p>Освещение. Расчёт системы искусственного освещения.</p> <p>Поражения электрическим током;</p> <p>Падение с высоты;</p> <p>Механические травмы;</p> <p>Молниезащита.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 	<p>Мероприятия по обеспечению снижения выбросов в атмосферу.</p> <p>Мероприятия по обеспечению снижения сбросов в гидросферу</p> <p>Мероприятия по обеспечению снижения выбросов в</p>

разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	литосферу
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>В условиях труда наиболее возможной чрезвычайной ситуацией является техногенная чрезвычайная ситуация - поражение электрическим током.</p> <p>Правила оказания доврачебной помощи при поражении электрическим током</p> <p>Повышение устойчивости при чрезвычайной ситуации</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>К правовым нормам относятся: соблюдение работодателем и рабочим законов и должностных инструкций.</p> <p>К организационным мероприятиям относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> - подготовка рабочего места; - допуск к работе; - проведение инструктажа (целевого, повторного, первичного, внепланового); надзор во время работы; - организация перерывов в работе и окончания работы.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	План помещения и размещения светильников; План эвакуации

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	24.03.2016
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Амелькович Ю.А.	к.т.н., доцент		24.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9201	Кремешков Анатолий Евгеньевич		24.03.2016

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

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

Форма представления работы:

дипломный проект

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.05.2016
--	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.16	<i>Анализ литературы, описание объекта, цели и постановка задач исследования.</i>	10
20.03.16	<i>Выбор основного оборудования на 110кВ</i>	20
23.03.16	<i>Выбор основного оборудования на 10кВ</i>	15
03.04.16	<i>Собственные нужды подстанции</i>	10
10.04.16	<i>Релейная защита и автоматика</i>	20
26.04.16	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
08.05.16	<i>Социальная ответственность</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭСиЭ	Готман В.И.	к. т. н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 135 страниц, 9 рисунков, 32 таблицы, 28 источников, 4 приложения.

Ключевые слова: подстанция, выключатель, электрооборудование, трансформатор, релейная защита, короткое замыкание, ток.

Объектом исследования является подстанция «Кривошеино» 110/10 кВ.

Цель работы – реконструкция подстанции с целью повышения надежности электроснабжения потребителей, для которых данная подстанция является единственным источником электрической энергии.

В процессе исследования проводились: выбор силовых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания, выбор коммутационной аппаратуры; выбор основной и резервной релейной защиты трансформаторов; расчет показателей экономической эффективности проекта. Рассмотрена система мероприятий по поддержанию здоровых и безопасных условий трудовой деятельности.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010 и графическом редакторе Microsoft Visio 2007.

					<i>ФЮРА. 140205.004 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>А.Е. Кремешков</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>В.И. Готман</i>					9	140
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201</i>		

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты

ГОСТ 14209-97 «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов» [10]

ГОСТ 687 – 78 «Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия». [11]

ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [12]

ГОСТ Р 22.0.02-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий» [17]

СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [18]

Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности" (утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314) [19]

Федеральный закон от 22 июля 2008 года №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [20]

					<i>ФЮРА. 140205.004 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>А.Е.Кремешков</i>			<i>Нормативные ссылки</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>В.И. Готман</i>					10	143
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201</i>		
<i>Консульт</i>								

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Подстанция: группа установок и оборудования, размещаемая в здании или на открытой площадке, предназначенная для преобразования параметров передаваемой электроэнергии или распределения её.

Короткое замыкание: соединение токоведущих частей разных фаз или потенциалов между собой или с корпусом оборудования, соединенного с землей, в сетях электроснабжения или в электроприемниках.

Ток короткого замыкания: непредусмотренное нормальными условиями работы замыкание через малое сопротивление токопроводящих частей, имеющих различную полярность (постоянный ток), подключенных к различным фазам (многофазный переменный ток) или имеющих различные потенциалы (замыкание на землю, заземленные предметы и нулевые провода).

Распределительные устройства: электроустановки, служащие для приёма и распределения электрической энергии.

Система сборных шин: комплект элементов, связывающих присоединения электрического распределительного устройства.

Сеть оперативного тока: электрическая сеть переменного или постоянного тока, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии, используемой в цепях управления, автоматики, защиты и сигнализации электростанции (подстанции).

					<i>ФЮРА. 140205.004 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Определения</i>		
<i>Разраб.</i>	<i>А.Е. Кремешков</i>						
<i>Руковод.</i>	<i>В.И. Готман</i>						
<i>Реценз.</i>							
<i>Консульт</i>							
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						<i>11</i>	<i>143</i>
					<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201</i>		

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва

АУОТ – аппарат управления оперативным током

БПН – блок питания подключаемый к трансформаторам напряжения

БМРЗ – блок микропроцессорной релейной защиты

ВКО – внутренний коэффициент окупаемости

ВЛ – воздушная линия электропередачи

ВН – высшее напряжение

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки

КЗ – короткозамыкатель

МТЗ – максимальная токовая защита

НН – низшее напряжение

НЧТС – чистая текущая стоимость нарастающим итогом

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПУ – общеподстанционный пункт управления

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный

ОД – отделитель

ПС – подстанция

РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой

РВС – разрядник вентильный стационарный

РЗА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

ТСН – трансформатор собственных нужд

ТТ – трансформатор тока

ЧТС – чистая текущая стоимость

					<i>ФЮРА. 140205.004 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>А.Е. Кремешков</i>			Обозначения и сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>В.И. Готман</i>					12	143
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201</i>		
<i>Консульт</i>								

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	15
1 Историческая справка развития электроэнергетики Томской области и ПС «Кривошеино» 110/10 кВ	17
2 Общая характеристика ПС «Кривошеино» 110/10 кВ	21
3 Обоснование реконструкции ПС «Кривошеино» 110/10 кВ	25
3.1 Расчет и построение суточных графиков электрических нагрузок подстанции	25
3.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	31
3.3 Расчет токов короткого замыкания	36
3.3.1 Причины возникновения и последствия КЗ	36
3.3.2 Назначение и порядок выполнения расчетов токов КЗ	37
3.3.3 Расчет токов короткого замыкания	38
4 Выбор коммутационной аппаратуры	45
4.1 Выбор основного электрооборудования и токоведущих частей	45
4.1.1 Выбор оборудования распределительного устройства высокого напряжения	45
4.1.2 Выбор оборудования распределительного устройства на 10 кВ	57
4.2 Собственные нужды подстанции	63
4.2.1. Проверка трансформаторов собственных нужд	63
4.2.2 Источник оперативного тока на подстанции	65
5 Релейная защита и автоматика	68
5.1 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением БМРЗ «Сириус-Т»	70
5.1.1 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора	73
5.1.2 Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ 1) защиты трансформатора	79

5.1.3	Расчёт уставок максимальной токовой защиты (МТЗ) трансформатора	2)	81
5.1.4	Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора	(МТЗ 3)	83
5.1.5	Газовая защита		86
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		87
6.1	Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости		87
6.2	Расчет затрат на проектирование		90
6.3	Экономическое обоснование целесообразности замены трансформаторов		93
7	Социальная ответственность		101
7.1	Производственная безопасность		102
7.1.1	Анализ вредных производственных факторов		102
7.1.2	Анализ опасных производственных факторов		111
7.2	Экологическая безопасность		119
7.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях		121
7.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности		123
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ		128
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ		129
	ПРИЛОЖЕНИЕ А		132
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б		133
	ПРИЛОЖЕНИЕ В		134
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г		135
	ДИСК		

ВВЕДЕНИЕ

Наличие электрической энергии для производства является одним из важных пунктов в развитии любой экономики. Также большое значение имеет она и для коммунально-бытовой сферы. Производство электрической энергии в месте ее потребления часто бывает затруднительным и не всегда возможным. Более эффективным считается централизованная генерация энергии в больших объемах, но в этих условиях возникает проблема транспортировки энергии. Большинство видов энергии: механическую, тепловую и т.д. передавать даже на небольшие расстояния проблематично. Электрическая энергия занимает особое место - ее легко преобразовать в любые другие виды энергии, кроме того, при передаче электрической энергии на высоких напряжениях, становится возможным транспортировать ее на большие расстояния с минимальными потерями, без значительного увеличения стоимости системы.

В настоящее время энергетика оказывает самое большое влияние на нашу жизнь. Ошибки в области энергетики имеют серьезные последствия. Электричество и тепло в домах, работа промышленности - все это требует затрат энергии. Основным энергетическим сырьем сегодняшнего дня являются топливные запасы угля, нефти и газа.

Итак, электрическая энергия - универсальная форма энергии, она генерируется на электростанциях и распределяется между потребителями посредством электрических сетей. Потребность в электроэнергии постоянно растет. Это означает, что особое внимание необходимо уделить реконструкции и модернизации как системы генерации электроэнергии, так и системы доставки и распределения электрической энергии между потребителями.

					<i>ФЮРА. 140205.004 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>А.Е. Кремешков</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>В.И. Готман</i>					15	135
						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201⁵</i>		

Правильно выбранная схема доставки электрической энергии до потребителей определяет надежность электроснабжения, предотвращает возможные внештатные ситуации и аварии. При проектировании или модернизации трансформаторных подстанций необходимо, чтобы выполнялось условие оптимального соотношения между технической необходимостью и экономической целесообразностью. Это позволяет добиться существенной экономии материалов и средств.

Сейчас начали применяться новые виды электротехнической аппаратуры: вакуумные и элегазовые выключатели, вместо масляных, микропроцессорные устройства релейной защиты, вместо релейно-ламповых и т.д. Эти устройства имеют более высокую стоимость, зато обеспечивают большую надежность, гибкость и в целом чаще всего оказываются более предпочтительными.

1 Историческая справка развития электроэнергетики Томской области и ПС «Кривошеино» 110/10 кВ

Электрическая энергия - базовый ресурс, без которого невозможно какое-либо развитие в любую историческую эпоху, и особенно, современную, индустриальную.

В 21-м веке Томская энергетика стремительно развивалась в соответствии с растущими потребностями в электроэнергии населения и экономики региона.

Ко дню образования компании Томская энергосистема имела свою более чем вековую историю: в ночь на 1 января 1896 года были зажжены первые за Уралом двенадцать электрических фонарей. Газета « Сибирский вестник» сообщала: «Первый опыт электрического освещения удался как нельзя лучше. Фонари, зажженные на Миллионной и Магистратской улицах и набережной реки Ушайки, эффективно освещали ночной мрак». Так скупые строки провинциальной газеты известили о начале « электрического» века в Сибири.

Его продолжение было сравнительно неторопливым, пока не началась Великая Отечественная война и в г. Томск были эвакуированы 38 промышленных предприятий и 15 крупных учреждений, для работы которых потребовалось большое дополнительное количество электроэнергии. И эта стратегически важная задача была решена за счет увеличения мощностей действующей Томской ЦЭС, строительства ГРЭС – 2, прокладки новых многокилометровых ЛЭП.

Вполне закономерно, что в связи с укрупнением и усложнением энергосистемы и необходимости централизованного руководства ею 15 мая

					<i>ФЮРА. 140205.004 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Историческая справка развития электроэнергетики Томской области и ПС «Кривошеино» 110/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>А.Е. Кремешков</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>В.И. Готман</i>					17	135
						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-92017</i>		

1952 года Приказом МЭС СССР № 59 было образовано Томское районное управление энергетического хозяйства «Томскэнерго». В его вошли, в том числе, и Томские городские электросети.

15 мая 1952 года принято считать днем рождения Томской энергетики в новейшей истории. С этого момента начинается эпоха наиболее активной электрификации Томской области.

Последовавшее во второй половине XX века бурное развитие нефтегазового комплекса потребовало от энергетиков опережающего строительства на севере области высоковольтных линий электропередач с подстанциями, что позволило перевести на надежное централизованное электроснабжение предприятия нефте – газового комплекса в городах Стрежевой , Кедровый , Колпашево, многие сельские районы и предприятия лесной отрасли. Были созданы основные электросетевые предприятия: Центральные, Северные и Восточные электрические сети.

Созданные в 1964 году Центральные электрические сети стали одним из крупнейших электросетевых предприятий Западной Сибири, обслуживающим пригородную зону г. Томска, 6 основных сельскохозяйственных районов области, значительное количество предприятий, в том числе крупных заводов областного центра.

С 1975 г. к энергосистеме были подключены 11 районов Томской области. Позже близ Томска построены подстанции: в 1981 г. – «Томская» (500кВ) и «Зональная» (220 кВ) – 1992 г., предназначенные для приема энергии из других регионов. Они, наряду с введенной ранее в эксплуатацию межсистемной подстанцией «Восточная», поныне остаются крупнейшими на территории области.

Важной вехой развития ЦЭС стало строительство ЛЭП-500 «Итат-Томск», осуществленное в 1986 г. в рекордно короткий срок. Линия связала энергосистемы Томска, Кузбасса и Красноярска. Сплошная электрификация области потребовала подготовки квалифицированных рабочих кадров и на базе ЦЭС создается Учебный комбинат.

К настоящему времени, протяженность ВЛ всех уровней напряжения по трассе составляет 7741,04 км, в том числе высоковольтных 35-110 кВ - 2170,76 км, сооружено трансформаторных подстанций 35-110 кВ – 75 шт., численность персонала на 01 апреля 2005 года – 690 человек. Для сравнения, когда образовались Центральные сети, в их составе было всего две подстанции 110 кВ – Восточная и Левобережная, на каждой – по одному трансформатору, и 12 подстанций – на 35 кВ.

Не менее разительные перемены претерпели за годы своего существования и Северные электрические сети. История Северных электросетей ведет свой отсчет с 1932 г., когда в г. Колпашево (север области) во временном помещении был установлен локомотив мощностью 75 кВт, работавший до 1947 г., и построено здание центральной базы. В 1947 г. смонтирован первый дизель мощностью 330 кВт. В 1960 г. образован Колпашевский энергорайон, переименованный в марте 1964 г. в Северные электрические сети.

В 70-е годы СЭС переживают второе рождение, вызванное масштабным освоением нефтяных и газовых месторождений Томской области и начавшимся интенсивным строительством ЛЭП-110-220 кВт и подстанций. В 1964 году были введены в строй Кетская ТЭС, подстанции Подгорная, Коломинские Гривы, подстанции в Колпашево, Чажемто, Парабели, Стрежевом, в 1973 году – ВЛ 220 кВ Мегион – Советско - Соснинская и установлена электрическая связь с Тюменской энергосистемой.

До 1992 года идет постоянное строительство энергообъектов. Всего построено 32 подстанции, около 3.3 тыс. км линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше. За это время предприятие местного значения превратилось в крупное межрайонное, от которого зависит бесперебойная работа нефтяных и газовых месторождений, лесной отрасли.

Протяженность ВЛ всех уровней напряжения по трассе составляет 3829,182 км, в том числе высоковольтных 35-110 кВ – 1485,152 км. Сооружено

подстанций 35-110 кВ - 24шт., 429 трансформаторных подстанций. Численность персонала на 01 апреля 2005 года - 430 человек.

История Восточных электросетей началась в 1948 году с того, что в деревянной пристройке к бане Асиновского колхоза для освещения жителей села Асино была пущена первая электростанция с генератором 50 кВа напряжением 230/127 В, работающим от локомобиля 25 мощностью л.с.

В 1956 году состоялся пуск новой городской электростанции с двумя генераторами по 320 кВа, локобилем «Баку-Вольф» мощностью 300 л.с. и новыми линиями электропередач.

18 февраля 1965 г. Асиновская горэлектростанция на основании приказа РЭУ «Томскэнерго» № 13 переименована в Восточные электрические сети (ВЭС). Восточные электрические сети обслуживают группу районов, в которых преобладают сельскохозяйственная отрасль, лесозаготовка, местная и деревообрабатывающая промышленность, железнодорожный транспорт. В настоящее время ВЭС представляют собой одно из крупнейших предприятий г. Асино, успешно выполняющее задачу по бесперебойному энергоснабжению пяти восточных районов Томской области.

Протяженность ВЛ всех уровней напряжения по трассе составляет 3346,7 км, в том числе высоковольтных 35-110 кВ – 1029 км. Сооружено трансформаторных подстанций 35-110кВ –26 шт . Численность персонала на 01 апреля 2005 года - 360 человек.

Год постройки подстанции «Кривошеино» 1969 г. После строительства подстанции в районе была создана единая энергосистема, т.е. все ВЛ были закольцованы. Практически, по линиям 10 кВ можно подать напряжение в любой населенный пункт Кривошеинского района, а также в соседние районы- Молчановский и Шегарский.

2 Общая характеристика ПС «Кривошеино» 110/10 кВ

Трансформаторные подстанции предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц при номинальных напряжениях.

По сложности схемы по высокой стороне подстанции можно разделить на три группы:

- подстанции без выключателей на стороне высшего напряжения (упрощенные схемы) для экономии с использованием короткозамыкателей и отделителей;

- подстанции с малым числом выключателей на питающих линиях без сборных шин на стороне высшего напряжения;

- подстанции с одной или несколькими системами сборных шин.

ПС 110/10 кВ «Кривошеино» является подстанцией с простой схемой с двумя рабочими системами сборных шин без обходной системы шин.

По назначению подстанции подразделяются на:

- системные (входят в состав энергосистемы и предназначены для организации питающей электрической сети крупных энергетических районов);

- потребительские (предназначены для питания энергией отдельных территории, промышленных районов или отдельных предприятий).

ПС 110/10 кВ «Кривошеино» является подстанцией как системной (транзит ПС Володино-110 до ПС Коломенские гривны осуществляется через СВ-110), так и потребительской (обеспечивает электроэнергией Кривошеинский район).

					<i>ФЮРА. 140205.004 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Общая характеристика ПС «Кривошеино» 110/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>А.Е. Кремешков</i>					<i>21</i>	<i>135</i>
<i>Руковод.</i>		<i>В.И. Готман</i>				<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-920Р1</i>		

Потребительские подстанции делятся на 4 вида:

- Районные подстанции входят в состав энергосистемы и предназначены для питания районов;

- Главные понизительные подстанции (ГПП) - получают питание от районных подстанций напряжением $U=110, 220, 330$ кВ. Обеспечивают потребителей напряжением $U=6, 10, 35$ кВ. к этому виду относится и данная ПС 110/10 кВ «Кривошеино».

- Трансформаторная подстанция цеховая - происходит преобразование напряжения с 6 кВ на 0,4 кВ;

- Подстанция глубокого ввода (ПГВ). Глубоким вводом называется система питания, при которой энергия подводится, как можно ближе к потребителю для уменьшения ступеней трансформации и снижение потерь мощности.

По способу присоединения подстанции подразделяются на следующие виды:

- Тупиковые подстанции, получают питание по радиальным линиям (электроснабжение бурильных установок);

- Подстанции на ответвлениях (отпаечные подстанции)

- Проходная подстанция, включается в рассечку линии передачи или 2-х линий с односторонним или двусторонним питанием

- Узловые подстанции, к которым подходят две и более линии электропередач. Такие подстанции относятся к системным подстанциям, могут исполнять роль районных подстанций.

По количеству трансформаторов подстанции подразделяются на:

однотрансформаторные;

двухтрансформаторные.

Для узловых подстанций могут использоваться трёх или четырёх трансформаторные подстанции.

Способы управления подстанции:

- Полностью автоматизированные, без обслуживающего персонала;

- Автоматизированные подстанции с дежурным персоналом на дому;
- Автоматизированные подстанции с постоянным присутствием обслуживающего персонала.

ПС 110/10 кВ «Кривошеино» по способу присоединения является проходной подстанцией с транзитной мощностью 12,35 МВт, по количеству трансформаторов – двухтрансформаторной, по способу управления - автоматизированной с постоянным присутствием ДЭМа.

Максимальная нагрузка подстанции в зимний период составляет 2643 кВА согласно графику (рис. 3.1) и транзитная нагрузка 12500 кВА. Подстанция запитана по двум одноцепным ВЛ 110 кВ С-24 и С-25 длиной 28,8 и 25,55 км соответственно. От нее запитывается жилищно-коммунальный сектор, социальные и учебные объекты.

Целью ВКР является реконструкция подстанции для повышения надёжности электроснабжения потребителей, для которых данная подстанция является единственным источником электроэнергии.

В задачи ВКР входят – замена трансформаторов меньшими по мощности, замена отделителя и короткозамыкателя на стороне 110 кВ элегазовым выключателем, установка новых трансформаторов тока с меньшим коэффициентом трансформации, выбор современного КРУН-10 кВ с вакуумными выключателями и современными устройствами релейной защиты и автоматики, модернизация системы оперативного тока.

При реконструкции подстанции необходимо руководствоваться директивными и другими нормативными документами, в частности Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (РД 34.20-501.95), Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00, Федеральным законом от 22 июля 2008 года №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Нормативно технического проектирования подстанции (НТПП).

На подстанции «Кривошеино» 110/10 кВ исходно было установлено следующее основное оборудование выпуска шестидесятых годов:

а) ОРУ 110 кВ:

– линейные разъединители ЛР-110 (РЛНД-2-110/600 с приводом ПРК);

– шинные разъединители ШР-110 (РЛНД-16-110/600 с приводом ПРК);

– отделители ОД-110/600;

– короткозамыкатели КЗ-110/600;

– масляный выключатель В-110 (ВМТ-110Б-25-12,5);

– разрядники РВС-110;

б) КРУН 10 кВ :

– шкафы К-49;

– выключатели ВМГ-10-20/630;

– разрядник РВО-10;

в) два силовых трансформатора ТДН-16000-110-У1.

г) На подстанции имеется молниезащита, заземляющее устройство и освещение.

Территория подстанции огорожена сплошным забором, высота которого составляет 2,5 м.

3 Обоснование реконструкции ПС «Кривошеино» 110/10 кВ

3.1 Расчет и построение суточных графиков электрических нагрузок подстанции

В основе расчетов баланса и режимов электропотребления лежат суточные графики нагрузки. Суточные графики показывают изменение нагрузок в течение суток. Их строят по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии через каждый час либо каждые полчаса (для выявления получасового максимума нагрузки). Известно, что графики нагрузки отдельных потребителей отличаются по форме вследствие специфики режима потребления электроэнергии, например, многосменные промышленные предприятия, тяговая нагрузка, коммунально-бытовая. При суммировании графиков нагрузки отдельных потребителей эти особенности усредняются, формируя обобщенный график нагрузки центра питания, энергосистемы. В соответствии с ними устанавливаются режимы работы генерирующих станций. Качество графика нагрузки определяется возможностью энергосистемы обеспечить этот график.

Данные о нагрузках подстанции «Кривошеино» 110/10 кВ составлены по ведомостям контрольных замеров токов и напряжений за летний и зимний периоды.

Таблица 3.1 – Данные летних замеров на ПС «Кривошеино»

Время, ч	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$I_{\text{сумм}}, \text{А}$	108	89	86	105	98	94	105	120	128	134	125	128
$U, \text{кВ}$	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,8	10,8	10,7	10,7	10,6	10,5	10,5

					<i>ФЮРА. 140205.004 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>А.Е. Кремешков</i>				<i>Обоснование реконструкции ПС «Кривошеино» 110/10 кВ</i>		
<i>Руковод.</i>	<i>В.И. Готман</i>						
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						25	135
					<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-92045</i>		

Продолжение таблицы 3.1

Время, ч	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
I _{сумм} , А	127	129	132	132	127	126	123	135	135	132	133	120
U, кВ	10,6	10,6	10,7	10,6	10,6	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6

Таблица 3.2 – Данные зимних замеров на ПС «Кривошеино»

Время, ч	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I _{сумм} , А	181	173	168	161	159	165	180	202	216	216	215	210
U, кВ	10,8	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,8	10,7	10,7	10,7	10,7

Продолжение таблицы 3.2

Время, ч	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
I _{сумм} , А	196	202	200	201	213	216	247	243	244	222	214	196
U, кВ	10,7	10,7	10,8	10,8	10,8	10,8	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,8

Где I_{сумм} – суммарная нагрузка по всем фидерам 10 кВ. Более подробная информация о нагрузках по фидерам дана в приложении А.

Для построения суточных графиков электрических нагрузок необходимо произвести расчет полной и активной мощностей.

Расчет полной мощности летнего периода для времени 0:00

$$S = U \cdot I_{сумм}; \quad S = 10,7 \cdot 108 = 1156 \text{ кВА} \quad (3.1)$$

Расчет активной мощности летнего периода для времени 0:00

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad (3.2)$$

Каждый фидер имеет свое значение косинуса, это означает что необходимо найти средневзвешенное значение косинуса нагрузки в целом

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{\sum I_n \cdot \cos \varphi_n}{I_{сумм}} \quad (3.3)$$

Где I_n – значение нагрузки n-го фидера

cosφ_n – значение косинуса n-го фидера

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{17 \cdot 0,909 + 11 \cdot 0,834 + 3 \cdot 0,927 + 4 \cdot 0,969 + 7 \cdot 0,864 + 4 \cdot 0,722 + 15 \cdot 0,742}{108} + \frac{12 \cdot 0,751 + 35 \cdot 0,888}{108} = 0,847$$

$$P = S \cdot \cos \varphi_{cp}; \quad P = 1156 \cdot 0,847 = 978 \text{ кВт} \quad (3.4)$$

Остальные расчеты производятся аналогично

Таблица 3.3 – Полная и активная мощность за летний период

Время, ч	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
S, кВА	1156	952	920	1123	1049	1015	1134	1284	1370	1420	1313	1344
P, кВт	978	806	776	958	891	861	970	1094	1171	1211	1126	1153

Продолжение таблицы 3.3

Время, ч	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
S, кВА	1346	1367	1412	1399	1346	1348	1316	1444	1431	1399	1410	1272
P, кВт	1147	1168	1200	1191	1143	1150	1113	1229	1217	1191	1198	1081

Таблица 3.4 – Полная и активная мощность за зимний период

Время, ч	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
S, кВА	1955	1886	1831	1755	1733	1799	1962	2182	2311	2311	2301	2247
P, кВт	1652	1590	1543	1482	1462	1516	1656	1841	1961	1960	1952	1911

Продолжение таблицы 3.4

Время, ч	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
S, кВА	2097	2161	2160	2171	2300	2333	2643	2600	2611	2375	2290	2117
P, кВт	1778	1834	1836	1848	1956	1985	2239	2199	2209	2013	1945	1791

По данным расчетов строим графики полной и активной мощностей

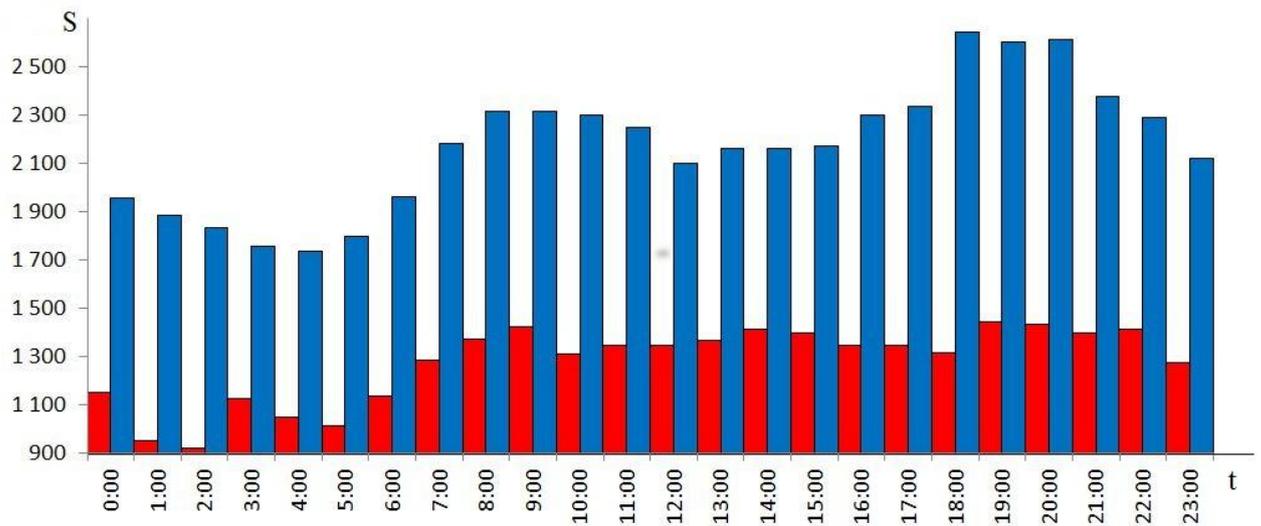


Рисунок 3.1 - График полной мощности

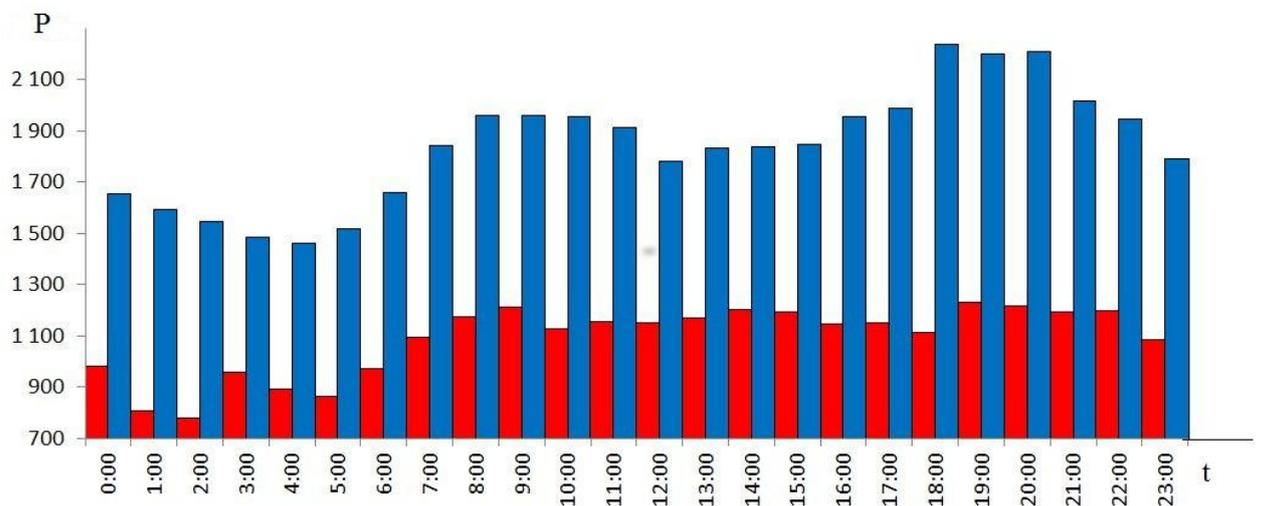


Рисунок 3.2 - График активной мощности

Где синим цветом указано значение мощности в зимний период, а красным цветом- в летний.

Годовое потребление активной энергии:

$$W = P_з \cdot n_з + P_л \cdot n_л \quad (3.5)$$

Где $n_з$ и $n_л$ – число зимних и летних дней в году, равное 200 и 165 дней соответственно.

$P_з$ и $P_л$ – суточное потребление активной мощности в зимний и летний период соответственно.

$$P_3 = \sum P_{i3} \cdot \Delta t_i, \quad (3.6)$$

$$P_{\text{л}} = \sum P_{i\text{л}} \cdot \Delta t_i \quad (3.7)$$

P_{i3} и $P_{i\text{л}}$ - значение активной мощности в i -й час

$$P_3 = 1652 + 1590 + \dots + 1945 + 1791 = 44161 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{л}} = 978 + 806 + \dots + 1198 + 1081 = 26022 \text{ кВт}$$

Тогда годовое потребление активной энергии составит

$$W = 44161 \cdot 200 + 26022 \cdot 165 = 1,313 \cdot 10^7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Среднее значение активной мощности:

$$P_{\text{cp}} = \frac{W}{8760} = \frac{1,313 \cdot 10^7}{8760} = 1498 \text{ кВт}$$

Среднее значение полной мощности:

$$S_{\text{cp}} = \frac{P_{\text{cp}}}{\cos \varphi_{\text{cp}}} = \frac{1498}{0,847} = 1769 \text{ кВА}$$

Годовое число часов использования активной мощности:

$$T_{\text{max}} = \frac{W}{P_{\text{max}}}; \quad T_{\text{max}} = \frac{1,313 \cdot 10^7}{2239} = 5864 \text{ ч} \quad (3.8)$$

Основными требованиями при выборе числа и мощности трансформаторов являются: надежность электроснабжения потребителей (учет категории приемников электроэнергии в отношении требуемой надежности), а также минимум приведенных затрат на трансформаторы с учетом динамики роста электрических нагрузок.

Мощность силовых трансформаторов в нормальных условиях должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии данного узла.

Мощность силовых трансформаторов также выбирают с учетом экономически целесообразного режима работы и соответствующего обеспечения резервирования питания потребителей при отключении одного трансформатора и того, что нагрузка трансформаторов в нормальных и

послеаварийных режимах не должна (по нагреву) вызывать сокращения естественного срока его службы.

Необходимость обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей при изменяющейся нагрузке требует применения на подстанциях 35 кВ и выше трансформаторов со встроенными устройствами для автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). [12]

На ПС «Кривошеино» изначально было установлено два трансформатора. Как видно сроки службы обоих трансформаторов истекли, поэтому они подлежат замене. Необходимо исследовать режимы работы трансформаторов и определить максимальную нагрузку подстанции. Анализ полученных данных позволит сделать вывод о загрузке силовых трансформаторов. Если коэффициент загрузки окажется не высоким ($K_3 \leq 0,5$), то возникнет необходимость замены трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности. Также необходимо учесть стабильность режимов работы трансформаторов и перспективы увеличения нагрузки.

Строим суточный график нагрузок трансформаторов на основе расчета зимних замеров, которые приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Полная мощность за зимний период

Время,ч	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
S, кВА	1955	1886	1831	1755	1733	1799	1962	2182	2311	2311	2301	2247

Продолжение таблицы 3.5

Время,ч	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
S, кВА	2097	2161	2160	2171	2300	2333	2643	2600	2611	2375	2290	2117

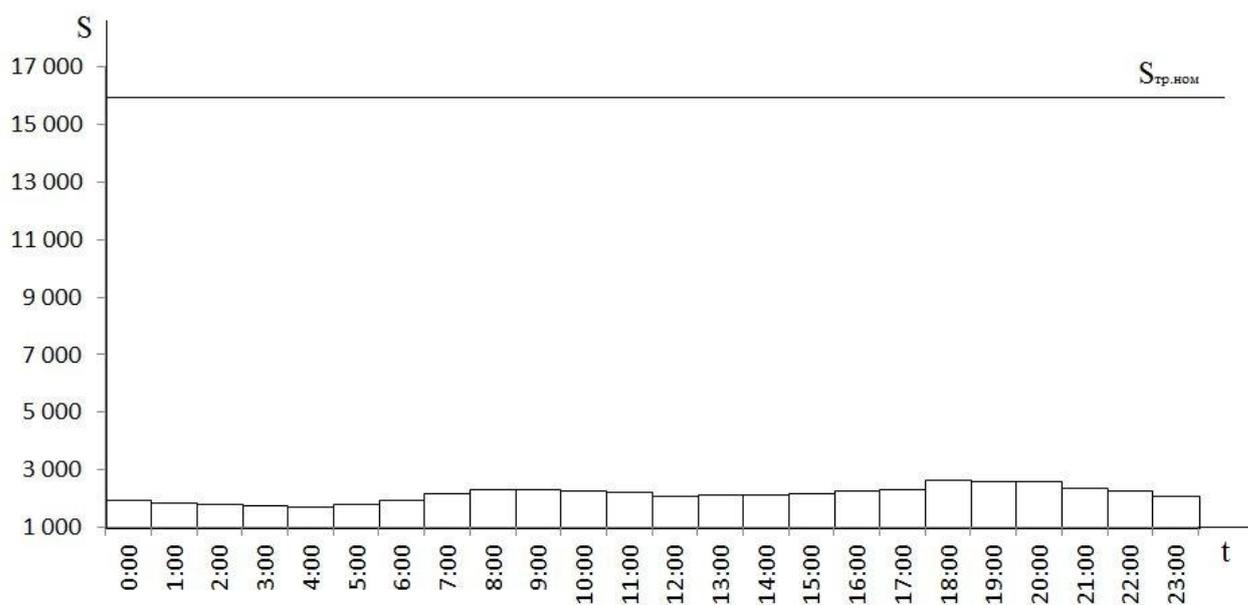


Рисунок 3.3 – Суточный график нагрузок трансформаторов

Рассчитываем коэффициент загрузки трансформатора:

$$K_3 = \frac{S_{\max}}{S_{TP}} ; \quad K_3 = \frac{2643}{16000} = 0,165 \quad (3.9)$$

Вывод:

В течении суток трансформатор работает с загрузкой $K_3 < 0,5$, а это означает что возникает необходимость замены трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности. Для выбора необходимой мощности трансформатора воспользуемся зимним суточным графиком нагрузки, что будет выполнено в разделе 3.2 РПЗ.

3.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Силовой трансформатор является одним из важных элементов систем электроснабжения и используется во всех отраслях экономики, включая промышленность, жилищно-коммунальное и сельское хозяйство, отдельные учреждения, организации, фирмы. Правильный выбор вида и мощности трансформаторов во многом определяет надежность электроснабжения различных потребителей и экономичность работы.

Большое распространение получили трехфазные трансформаторы, так как расход активных материалов и стоимость на 20-25 % меньше и потери в них на 12-15 % ниже, чем в группе трех однофазных трансформаторов аналогичной суммарной мощности.

В основе вопроса рационального построения схемы электроснабжения является правильность выбора числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции. Трансформаторы в нормальных условиях должны обеспечить питание всех электроприемников обслуживаемого района.

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из расчетной нагрузки потребителя электроэнергии, темпа роста нагрузок, числа часов использования максимума, стоимости электроэнергии, допустимой перегрузки трансформаторов.

В соответствии с ГОСТом 14209-97 [10] на подстанциях 35-750 кВ всегда следует выбирать трехфазные трансформаторы (автотрансформаторы) и только в исключительных случаях возможно использование группы из однофазных или группы из двух трехфазных трансформаторов половинной мощности.

Как правило, на подстанциях 35-750 кВ всех категорий предусматривают установку двух трансформаторов, мощность каждого из них выбирается не более 70% максимальной нагрузки подстанции.

Для правильного выбора номинальной мощности трансформатора необходимо располагать суточным графиком зимнего периода, отражающим как максимальную, так и среднесуточную активную нагрузки данной подстанции, а также продолжительность максимума нагрузки. В данном случае используется суточный график нагрузки за зимний период, приведенный на рис. 3. Максимальная нагрузка при этом составляет $S_{\text{макс}} = 2643 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Рассчитываем ориентировочную мощность одного трансформатора по формуле [8] :

$$S_{\text{т.расч}} \leq (0,65 - 0,7) \cdot S_{\text{макс}} \quad (3.10)$$

$$S_{m.расч} \leq 0,7 \cdot 2643 = 1850 \text{кВ} \cdot \text{А}$$

Стандартная ближайшая меньшая мощность $S_{Т.НОМ} = 1800 \text{кВ} \cdot \text{А}$

Намечаем к установке два трансформатора ТМН-2500/110, $S_{ном.т} = 2500 \text{кВ} \cdot \text{А}$, в связи с возможным дальнейшим увеличением нагрузок.

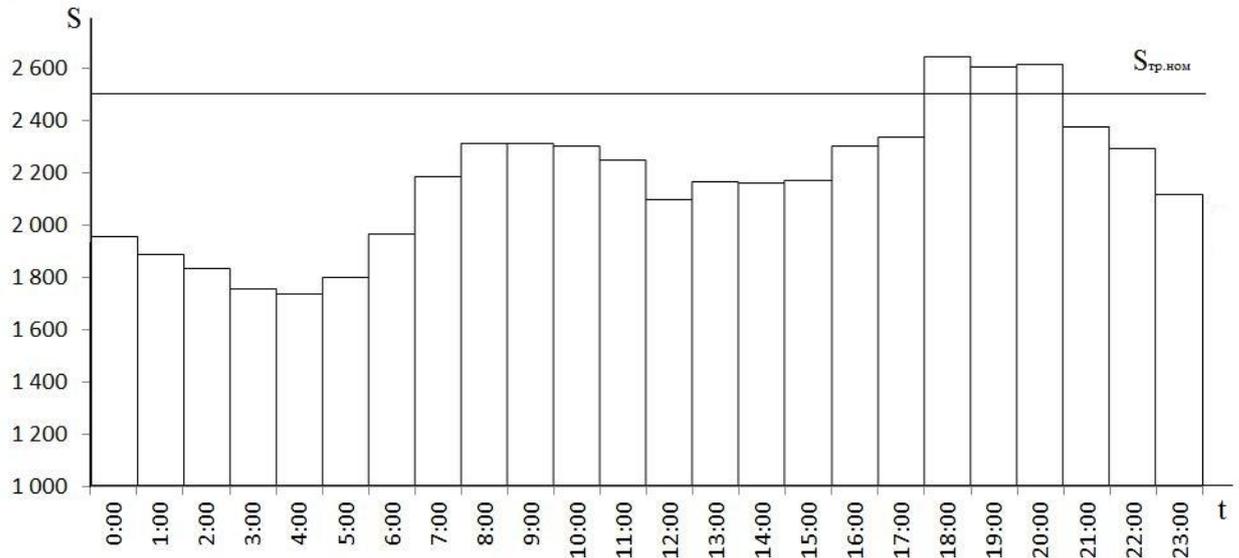


Рисунок 3.4 - Зимний график нагрузки

При рассмотрении графика нагрузок, очевидно, что данный трансформатор по систематической нагрузке проходит, так как перегрузка трансформатора составила три часа, что согласно [8] допускается перегрузка 4 часа.

Проверяем трансформатор на аварийную перегрузку.

Коэффициент начальной нагрузки K_1 определяется по формуле:

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}} \quad (3.11)$$

где S_1, S_2, \dots, S_m - значения нагрузки в интервалах $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$.

$$K_1 = \frac{1}{2500} \cdot \sqrt{\frac{1955^2 + 1886^2 + 1831^2 + 1755^2 + 1733^2 + 1799^2 + 1962^2 + 2182^2 + 2311^2 \cdot 2}{23}} \times$$

$$\times \sqrt{\frac{2301^2 + 2247^2 + 2097^2 + 2161^2 + 2160^2 + 2171^2 + 2300^2 + 2333^2 + 2643^2 + 2600^2}{23}} \times$$

$$\times \sqrt{\frac{2611^2 + 2375^2 + 2290^2 + 2117^2}{23}} = 0,894$$

Коэффициент перегрузки K_2 определяется по формуле:

$$K_2' = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{(S_1')^2 \cdot \Delta h_1 + (S_2')^2 \cdot \Delta h_2 + \dots + (S_m')^2 \cdot \Delta h_m}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_m}}, \quad (3.12)$$

где S_1', S_2', \dots, S_m' - значения перегрузки в интервалах $\Delta h_1, \Delta h_2, \dots, \Delta h_m$.

$$K_2' = \frac{1}{2500} \cdot \sqrt{\frac{2643^2 + 2600^2 + 2611^2}{3}} = 1,047.$$

Пользуясь таблицами, приведенными в [8], определяем допустимую норму аварийных перегрузок K_2 и ее продолжительность h . Для трансформаторов с системой охлаждения М и среднегодовой температурой $t^{\circ}=10^{\circ}\text{C}$, $h=24$ ч.

Так как
$$K_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном.т}}; K_{max} = \frac{2643}{2500} = 1,057 \quad (3.13)$$

и $K_2' = 1,047 > 0,9 \cdot K_{max} = 0,9 \cdot 1,057 = 0,951$, то примем $K_2 = K_2' = 1,047$.

Следовательно, трансформатор ТМН-2500/110 проходит как по систематическим, так и по аварийным перегрузкам.

Паспортные данные трансформатора ТМН-2500/110 представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Паспортные данные трансформатора ТМН-2500/110 [8]

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования U _{нн}	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10×1,5% -8×1,5%	110	11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508, 2	37,5

Трансформатор ТМН-2500/110 (силовой трехфазный двухобмоточный трансформатор мощностью 2500 кВА напряжением 110 кВ) выпускается ОАО «БЭЗ» (Открытое Акционерное Общество «Белоозерский Энергомеханический Завод»).

ТМН-2500/110- силовой масляный трехфазный двухобмоточный трансформатор общего назначения с регулированием напряжения под нагрузкой, с системой охлаждения вида «М» – естественной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла.

Конструкция трансформатора. Трансформатор состоит из разъемного бака. Внутри бака расположена активная часть с обмотками и отводами. На баке имеются необходимые элементы для присоединения и установки вводов, расширителя, устройства РПН, системы охлаждения, измерительной и контрольной аппаратуры.

Активная часть представляет из себя трехстержневой магнитопровод, набранный из листов холоднокатаной рулонной электротехнической стали. Прессовка стержней осуществляется бандажами из стеклоленты, прессовка ярм - ярмовыми балками, стянутыми стальными полубандажами. Магнитная система заземляется через ярмовые балки на бак трансформатора.

Обмотки трансформатора на стержнях расположены концентрически в следующем порядке(начиная от стержня): обмотка низкого напряжения (НН), обмотка высокого напряжения (ВН). В качестве изоляции между обмотками и фазами используется трансформаторное масло, которое также служит и для охлаждения обмоток.

Вывод:

Таким образом, на подстанции производим замену имеющихся трансформаторов на меньшие по мощности ТМН-2500/110, что вполне удовлетворяет потребляемой нагрузкой подстанции.

3.3 Расчет токов короткого замыкания

Для правильного выбора коммутационной аппаратуры (разъединителей, трансформаторов тока, устройств релейной защиты и автоматики, и пр.) необходимо произвести расчет токов короткого замыкания.

3.3.1 Причины возникновения и последствия коротких замыканий

Причины возникновения коротких замыканий весьма многообразны [7]. Выделим те, которые имеют наибольшую вероятность:

- Механическое повреждение воздушных линий, опор, вызванное ветровыми нагрузками или гололедными явлениями.
- Нарушение изоляции электрооборудования, вызванное ее естественным старением или термическим разрушением.
- Перекрытие изоляции вследствие прямых ударов молнии в провода воздушных линий или открытые распределительные устройства.
- Ошибочные действия персонала подстанции или проведении оперативных переключений.
- Перекрытие токоведущих частей животными и птицами.

Уменьшение количества КЗ в электрических системах напрямую связано с повышением качества электрооборудования, его монтажа и соблюдения правил технической эксплуатации электроустановок.

Прямым следствием коротких замыканий является снижение напряжения в узлах и увеличение токов. Этими двумя факторами в конечном итоге определяются многочисленные последствия режима КЗ. Выделим из них наиболее тяжелые и значимые:

- Системная авария, вызванная нарушением устойчивости энергосистемы. Это наиболее опасное последствие КЗ, которое может привести к разделению системы на автономные части, прекращению

энергоснабжения ответственных электроприемников и влечет за собой значительный технико-экономический ущерб.

- Термическое повреждение электрооборудования, связанное с его недопустимым перегревом токами КЗ.
- Механическое повреждение электрооборудования, вызываемое воздействием больших электромагнитных сил между токоведущими частями.
- Ухудшение устойчивой работы электроприемников.
- Неблагоприятное воздействие на близлежащие линии связи и сигнализации.

3.3.2 Назначение и порядок выполнения расчетов токов КЗ

Короткие замыкания оказывают неблагоприятное воздействие на электрооборудование и энергосистему в целом. Для предотвращения или уменьшения этого воздействия их необходимо учитывать как на стадии проектирования, так и эксплуатации энергосистем. Отметим наиболее типовые задачи, в решении которых необходимо учитывать режимы КЗ:

- Анализ и оценка динамической устойчивости работы энергосистемы, разработка технических и режимных мероприятий для ее повышения.
- Выбор аппаратов и проводников и их проверка по условиям термической и электродинамической стойкости.
- Проектирование и настройка устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА).
- Определение числа заземленных нейтралей трансформаторов и их размещение в электрической системе.
- Выбор конструкции шинопроводов на большие рабочие токи.

– Определение условий работы потребителей в аварийных режимах.

– Проектирование защитных заземлений; выбор характеристик разрядников для защиты от перенапряжений

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в следующем порядке:

– Составление расчетной схемы рассматриваемой электроустановки, намечают расчетные точки КЗ;

– На основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения, все сопротивления на которой нумеруются;

– Определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в именованных единицах и указываются на схеме замещения; обозначаются расчетные точки КЗ;

– Путем постепенного преобразования относительно расчетной точки КЗ, схема замещения приводится к наиболее простому виду, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующаяся определенными значениями эквивалентной ЭДС $E''_{ЭКВ}$ и ударного коэффициента $k_{уд}$, были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением;

– По закону Ома определяется начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п0}$, ударный ток $i_{уд}$, периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени t ($I_{пт}, i_{ат}$).

3.3.3 Расчет токов короткого замыкания

Произведем расчет трехфазного тока короткого замыкания и определим периодическую составляющую последнего тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Токи рассчитываются со стороны высшего и низшего напряжения

подстанции. При расчётах токов КЗ в данном случае принимаются допущения [7]:

- пренебрежение ветвью намагничивания трансформаторов;
- отсутствие насыщения магнитных систем, т. е. постоянство сопротивлений элементов схемы замещения;
- пренебрежение емкостными проводимостями линий;
- пренебрежение активными сопротивлениями;
- пренебрежение сдвигом векторов ЭДС по фазе;
- сопротивление места КЗ считается равным нулю;
- расчётные напряжения каждой ступени принимаются на 5% выше номинального напряжения сети;
- напряжение источников питания остаются неизменным;

На рис. 3.5 и 3.6 приведены расчетная схема и схема замещения ПС «Кривошеино».

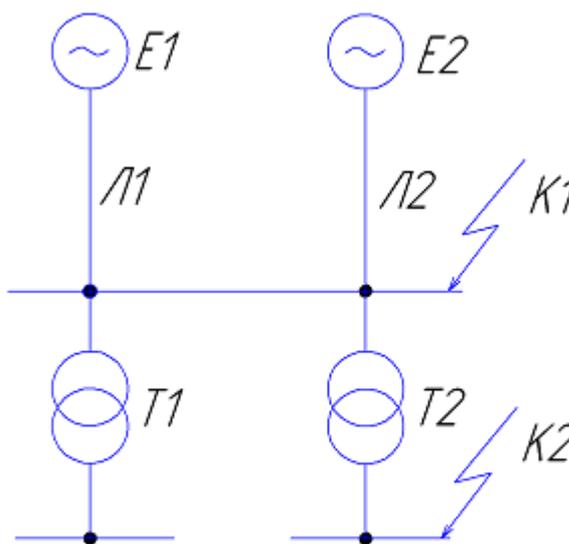


Рисунок 3.5 – Расчетная схема ПС

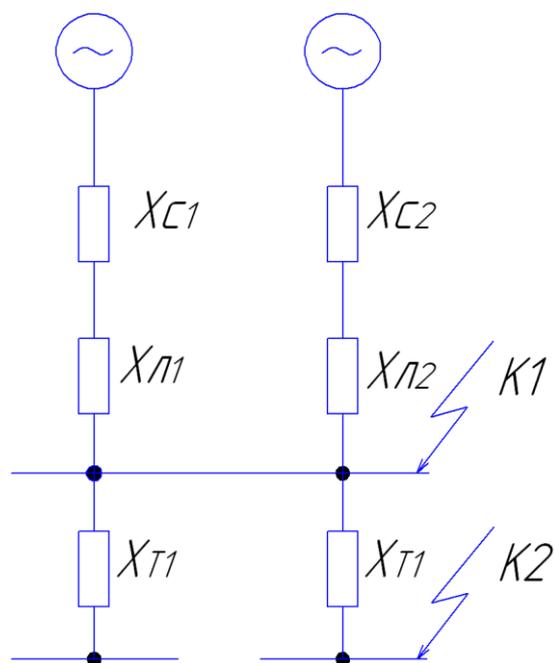


Рисунок 3.6 – Схема замещения ПС

Исходные данные для расчета:

T1: трансформатор ТМН-2500/110: $S_{\text{ном}}=2,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $u_k = 10,5\%$.

T2: трансформатор ТМН-2500/110: $S_{\text{ном}}=2,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $u_k = 10,5\%$.

L1: одноцепная ВЛ с проводом АС-185/29: $x_0=0,413 \text{ Ом/км}$, $L=28,8 \text{ км}$.

L2: одноцепная ВЛ с проводом АС-185/29: $x_0=0,413 \text{ Ом/км}$, $L=25,55 \text{ км}$.

Определим параметры схемы замещения при приближенном приведении в относительных единицах.

Рассчитаем токи короткого замыкания в максимальном режиме.

Токи КЗ в максимальном режиме (взято из документации ПС «Кривошеино»):

- на 1 секции шин 110 кВ: $I_{\text{КЗ}}^{\text{max}}=3480 \text{ А}$;

- на 2 секции шин 110 кВ: $I_{\text{КЗ}}^{\text{max}}=3970 \text{ А}$.

Принимаем базисную мощность $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, за базисное напряжение принимаем среднее номинальное напряжение $U_B = 115 \text{ кВ}$.

Сопротивление систем в относительных единицах

$$X_c = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}} \cdot U_B}; \quad (3.14)$$

$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,480 \cdot 115} = 1,443 \text{ о.е.};$$

$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,970 \cdot 115} = 1,265 \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушных линий

$$X_{л} = x_0 \cdot l_{вл} \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (3.15)$$

$$X_{л1} = 0,413 \cdot 28,8 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,899 \text{ о.е.};$$

$$X_{л2} = 0,413 \cdot 25,55 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,798 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{u_{кз} \cdot S_B}{100\% \cdot S_{НОМ.Т}}, \quad (3.16)$$

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 2,5} = 42 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление систем и линий

$$\frac{1}{X_{ЭКВ.}} = \frac{1}{X_{c1} + X_{л1}} + \frac{1}{X_{c2} + X_{л2}}; \quad (3.17)$$

$$\frac{1}{X_{ЭКВ.}} = \frac{1}{1,443 + 0,899} + \frac{1}{1,265 + 0,798} = 0,912$$

$$X_{ЭКВ.} = \frac{1}{0,912} = 1,097$$

Базисный ток

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \quad (3.18)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1 (шины 110 кВ).

Ток короткого замыкания в точке К1 (периодическая составляющая $I_{Пт}$ принимается неизменной в течение всего процесса замыкания и равной ее начальному значению $I_{П,0}$)

$$I_{K1} = I_{П.0} = I_{П.т} = \frac{E_{ЭКВ.} \cdot I_B}{X_{ЭКВ.}}; \quad (3.19)$$

$$I_{K1} = I_{П.0} = I_{П.т} = \frac{1 \cdot 5020}{1,097} = 4578 \text{ А.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K1}, \quad (3.20)$$

где $k_y = 1,8$ - ударный коэффициент.

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4578 = 10410 \text{ А.}$$

Апериодическая составляющая тока к.з.

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-t/T_a}; \quad (3.21)$$

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot 4578 \cdot e^{-0,045/0,02} = 682 \text{ А,}$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей, для установок напряжением выше 1000 В величина $T_a = 0,02$ с. [6]

Рабочий ток в утяжеленном режиме

$$I_{раб.ут} = 1,4 \cdot S_{н.т} / \sqrt{3} \cdot U_n; \quad (3.22)$$

$$I_{раб.ут} = 1,4 \cdot 2500 / \sqrt{3} \cdot 115 = 18 \text{ А.}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К2 (шины 10 кВ).

$$I_{K2} = I_{П.0} = I_{П.т} = \frac{E_{ЭКВ.} \cdot I_B}{X_{ЭКВ.} + X_{Т1}} \cdot k_{ТР}. \quad (3.23)$$

$$I_{K2} = I_{П.0} = I_{П.т} = \frac{1 \cdot 5020}{1,097 + 42} \cdot \frac{115}{11} = 1218$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К2

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K2}; \quad (3.24)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1218 = 2770 \text{ А.}$$

Апериодическая составляющая тока к.з.

$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-t/Ta}; \quad (3.25)$$
$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot 1218 \cdot e^{-0,045/0,02} = 182 \text{ А.}$$

Мощность трёхфазного к.з.

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{по}; \quad (3.26)$$
$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,218 = 23,2 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Рабочий ток в утяжеленном режиме

$$I_{\text{раб.ут}} = 1,4 \cdot 2500 / \sqrt{3} \cdot 11 = 184 \text{ А.}$$

Рассчитаем токи короткого замыкания в минимальном режиме.

Токи КЗ в минимальном режиме (взято из документации ПС «Кривошеино»):

- на 1 секции шин 110 кВ: $I_{K3}^{\min} = 3120 \text{ А}$;

- на 2 секции шин 110 кВ: $I_{K3}^{\min} = 2930 \text{ А}$.

Сопротивление систем в относительных единицах:

$$X_c = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_B} \quad (3.27)$$

$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,120 \cdot 115} = 1,609 \text{ о.е.}$$

$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 2,930 \cdot 115} = 1,713 \text{ о.е.}$$

Эквивалентное сопротивление систем и линий

$$\frac{1}{X_{\text{ЭКВ.}}} = \frac{1}{X_{c1} + X_{л1}} + \frac{1}{X_{c2} + X_{л2}} \quad (3.28)$$

$$\frac{1}{X_{\text{ЭКВ.}}} = \frac{1}{1,609 + 0,899} + \frac{1}{1,713 + 0,798} = 0,797 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ.}} = \frac{1}{0,797} = 1,255 \text{ о.е.}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1 (шины 110 кВ).

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1} = \frac{E_{\text{ЭКВ.}} \cdot I_B}{X_{\text{ЭКВ.}}} \quad (3.29)$$

$$I_{K1} = \frac{1 \cdot 5020}{1,255} = 4000 \text{ А}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К2 (шины 10 кВ).

Ток короткого замыкания в точке К2

$$I_{K2} = \frac{E_{\text{ЭКВ.}} \cdot I_B}{X_{\text{ЭКВ.}} + X_{T1}} \cdot k_{TP}. \quad (3.30)$$

$$I_{K2} = \frac{1 \cdot 5020}{1,255 + 42} \cdot \frac{115}{11} = 1213 \text{ А}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Расчет токов КЗ

Параметр	Максимальный режим		Минимальный режим	
	Точка К1	Точка К2	Точка К1	Точка К2
I_{K3}	4578 А	1218 А	4000 А	1213 А
$i_{уд}$	10410 А	2770 А	9097 А	2759 А
$i_{ат}$	682 А	182 А	596 А	181 А

Вывод:

Дополнительных устройств для снижения токов короткого замыкания не требуется, т. к. расчетные токи короткого замыкания на шинах ВН и НН подстанции получились значительно меньше допустимых. Выбранные в пункте выключатели способны отключить такой ток без дополнительных мер по снижению токов К.З. ($I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$ для ВН и $I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$ для НН).

4 Выбор коммутационной аппаратуры

4.1 Выбор основного электрооборудования и токоведущих частей

4.1.1 Выбор оборудования распределительного устройства высокого напряжения

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования [3]:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- легкость ревизии элементов конструкции выключателя;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{ном}$ и номинальное напряжение $U_{ном}$.

Общие требования к конструкциям и характеристикам выключателей устанавливаются стандартами: ГОСТ 687-78 «Выключатели переменного тока

					<i>ФЮРА. 140205.004 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>А.Е. Кремешков</i>			<i>Выбор коммутационной аппаратуры</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>В.И. Готман</i>					45	135
						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201⁴⁵</i>		

нагрузки на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия»; ГОСТ 18397-73 «Выключатели переменного тока на номинальное напряжение 6-220 кВ. Общие технические условия»; ГОСТ 12450-82 «Выключатели переменного тока высокого напряжения. Отключение ненагруженных линий». ГОСТ 8024-84 «Допустимые температуры нагрева токоведущих элементов, контактных соединений и контактов аппаратов и электротехнических устройств переменного тока на напряжение свыше 1000 В; ГОСТ 1516.1-75 «Нормы испытательных напряжений внешней и внутренней изоляции электрических аппаратов».

На ПС 110/10 кВ «Кривошеино» по С-24 силовой трансформатор подключен к линии через отделитель ОД-110/600 и короткозамыкатель КЗ-110/600. Данные аппараты предлагается заменить на элегазовый выключатель колонкового типа ВГТ-УЭТМ-110.

Выключатель ВГТ-УЭТМ-110 состоит из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и механически связанных друг с другом. Все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом. Принцип работы выключателей основан на гашении электрической дуги потоком элегаза (газовой смеси), который создается за счет перепада давления, обеспечиваемого автогенерацией, т.е. за счет тепловой энергии самой дуги. Включение выключателей осуществляется за счет энергии включающих пружин привода, а отключение – за счет энергии пружины отключающего устройства выключателя [5].

Колонковые выключатели:

- требуют относительно небольшого количества элегаза для заполнения, при этом обеспечивается утечка элегаза на уровне не более 0,5% в год, что достигается специально подобранными материалами для уплотнения и подтверждается многолетним опытом эксплуатации;

- имеют самосмазывающиеся приводные механизмы, надежную, простую дугогасительную камеру и испытанные на практике контактные

системы, которые обеспечивают бесперебойную работу силовых выключателей и продлевают срок службы – даже при высокой частоте коммутаций;

- удобны при транспортировке – они перевозятся в полностью собранном и испытанном состоянии или в виде собранных, испытанных на заводе и готовых к перевозке блоков, что снижает транспортные расходы, затраты на монтаж;

- предназначены для работы в диапазоне температур (-45/+40) °С.

По С-25 силовой трансформатор подключен к линии через выключатель типа ВМТ-110Б.

В основу конструкции выключателя ВМТ-110Б положено одноразрывное дугогасительное устройство (модуль) на напряжение 110 кВ. В выключателях ВМТ-110Б три полюса установлены на общей раме и управляются одним пружинным приводом ППрК-1400. Принцип работы выключателя основан на гашении электрической дуги потоком газомасляной смеси, образующейся в результате интенсивного разложения трансформаторного масла под действием высокой температуры дуги. Для надежной работы выключателя маслonaполненные колонны герметизированы и находятся под постоянным избыточным давлением газа, что обеспечивает также более высокий уровень электрической плотности внутренней изоляции вне зависимости от внешних условий.

Произведем проверку уже установленных и предложенного к установке выключателей по важнейшим параметрам (согласно [11]):

- напряжению $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;
- длительному току $I_{ном} \geq I_{ном.расч}$; $k_{не} I_{ном} \geq I_{прод.расч}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл.ном} \geq I_{пт} \quad (4.1)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ

$$i_{a.ном} = \sqrt{2}\beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат} \quad (4.2)$$

где $i_{a.ном}$ — номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ; $\beta_{ном}$ — нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, % ; $i_{ат}$ — аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ; τ — наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{зmin} + t_{с.в.} \quad (4.3)$$

где $t_{зmin} = 0,01$ с — минимальное время действия релейной защиты; $t_{с.в.}$ — собственное время отключения выключателя.

Если условие $I_{пт} \leq I_{откл.ном}$ соблюдается, а $i_{ат} \leq i_{a.ном}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ:

$$\sqrt{2}I_{откл.ном} (1 + \beta_{норм} / 100) \geq \sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \quad (4.4)$$

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}; I_{вкл} \geq I_{н0} \quad (4.5)$$

где $i_{вкл}$ — наибольший пик тока включения (по каталогу); $i_{уд}$ — ударный ток КЗ в цепи выключателя; $I_{вкл}$ — номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей); $I_{н0}$ — начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{н0} \quad (4.6)$$

где $i_{пр.скв}$ — наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу; $I_{пр.скв}$ — действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (4.7)$$

где $I_{тер}$ — ток термической стойкости по каталогу; $t_{тер}$ — длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с; B_k — тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля)

$$B_k = I_{n.0}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a), \quad (4.8)$$

где $t_{откл.}$ - максимальное время отключения повреждения на этом участке (включая действие релейной защиты).

Если $t_{откл.} \leq t_{тер}$, то условие проверки:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{отк} \geq B_k \quad (4.9)$$

Проверку вводных выключателей произведем исходя из тока проходящего через трансформатор в случае когда он работает на обе системы шин низшего напряжения (аварийный режим):

$$I_{\max} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2643}{\sqrt{3} \cdot 110} = 13,88 \text{ A};$$

Выбор секционного выключателя произведён исходя из того что, через секционный выключатель проходит $1/2$ нагрузки, а так же транзитная мощность.

$$I_{\max} = \frac{\frac{1}{2} S_{нагр} + S_{транзит.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot 2643 + 12350}{\sqrt{3} \cdot 110} = 71,84 \text{ A}$$

Приведем примеры расчетов (для выключателя ВМТ-110Б):

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

Расчет интеграла Джоуля B_k :

$$B_k = I_{n.0}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a); \quad (4.10)$$

$$B_k = 4,578^2 \cdot (0,045 + 0,05) = 1,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

где $t_{откл.}$ - максимальное время отключения повреждения на этом участке (включая действие релейной защиты).

Определяем номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 36 \cdot 25}{100} = 12,73 \text{ кА};$$

где $\beta_{норм}$ определено по каталожным данным [5]

Результаты проверки выключателей сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор выключателей на стороне 110кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВМТ-110Б-25/1250 УХЛ1	Каталожные данные выключателя ВГТ-УЭТМ-110-40/3150ХЛ1
1	2	3	4
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = I_{раб.утяж} = 13,88 \text{ А}$ $I_{max} = I_{раб.утяж} = 71,84 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$	$I_{нт} = 4,578 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{a.ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 0,682 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 12,73 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 20,57 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq I_{н0}$	$I_{н0} = 4,578 \text{ кА}$	$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 10,41 \text{ кА}$	$i_{дин} = 65 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 1,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 =$ $= 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, выбранные выключатели удовлетворяют всем требованиям приведённым в ГОСТ 687-78. [11]

На ПС 110/10 кВ «Кривошеино» установлены разъединители РЛНД-2-110/600 с приводом ПРК и РЛНД-16-110/600 с приводом ПРК

Разъединитель - аппарат высокого напряжения, служащий для коммутации (включения и отключения) без нагрузки участков электрической цепи, находящихся под напряжением или без него. Характерной особенностью разъединителей является наличие видимого разрыва цепи. Разъединителями

могут отключать токи холостого хода трансформаторов, зарядный ток воздушных линий и кабелей, а в некоторых случаях и небольшие токи нагрузки.

Разъединители, устанавливаемые в открытых распределительных устройствах, должны обладать соответствующей изоляцией и надежно выполнять свои функции в неблагоприятных условиях окружающей среды.

Общие условия выбора разъединителей:

1) Номинальное напряжение электроустановки меньше или равно номинальному напряжению разъединителя, т.е.:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.11)$$

2) Ток утяжеленного режима меньше или равен номинальному току разъединителя, т.е.:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (4.12)$$

3) Ударный ток меньше или равен току электродинамической стойкости, т.е.;

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (4.13)$$

4) Импульс квадратичного тока к.з. меньше или равен номинальному импульсу квадратичного тока:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}. \quad (4.14)$$

Результаты проверки разъединителей сведем в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Проверка разъединителей на стороне 110 кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные разъединителя РЛНД-2-110/600	Каталожные данные разъединителя РЛНД-16-110/600
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 13,88 \text{ А}$ $I_{max} = 71,84 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_{yд}$	$i_{yд} = 10,41 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 4.2

$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 1,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 =$ $= 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 =$ $= 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
------------------------------------	--	--	--

Вывод: сравнивая расчётные и каталожные данные, видим, что разъединители выбраны правильно.

Измерительным трансформатором тока называют трансформатор, предназначенный для преобразования тока до значения, удобного для измерения, и выполненный так, что вторичный ток, увеличенный в $K_{ном}$ раз, соответствует с требуемой точностью первичному току как по модулю, так и по фазе. Множитель $K_{ном}$ представляет собой номинальный коэффициент трансформации трансформатора тока.

Применение трансформаторов тока обеспечивает безопасность при работе с измерительными приборами и реле, поскольку цепи высшего и низшего напряжений разделены: позволяет унифицировать конструкции измерительных приборов для номинального вторичного тока 5 А (реже 1 или 2.5 А), что упрощает их производство и снижает стоимость [4].

В зависимости от предъявляемых требований выпускаются трансформаторы тока с классами точности 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Трансформаторы тока класса 0,2 применяются для присоединения точных лабораторных приборов, класса 0,5 - для присоединения счетчиков денежного расчета, класса 1 - для всех технических измерительных приборов, классов 3 и 10 - для релейной защиты.

Погрешность трансформатора тока зависит от вторичной нагрузки (сопротивление приборов, проводов, контактов) и от кратности первичного тока по отношению к номинальному. Увеличения нагрузки и кратности тока приводят к увеличению погрешности.

Условия выбора трансформаторов тока [3]:

1) Номинальное напряжение электроустановки $U_{уст.}$ меньше или равно номинальному напряжению $U_{ном.}$ выключателя, т.е.:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.15)$$

2) Ток утяжеленного режима меньше или равен номинальному току выключателя, т.е.

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (4.16)$$

3) Ударный ток к.з. меньше или равен амплитудному значению тока электродинамической стойкости, т.е.

$$i_{y\partial} \leq i_{дин}, \quad (4.17)$$

$$i_{y\partial} \leq k_{дин} \sqrt{2} I_{ном}; \quad (4.18)$$

4) Импульс квадратичного тока меньше или равен номинальному импульсу квадратичного тока, определяемого квадратом тока термической стойкости и временем его протекания:

$$B_k \leq (k_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_{терм}; \quad (4.19)$$

5) Проверка по классу точности:

$$r_2 = Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (4.20)$$

Пример расчета приведем для трансформаторов тока, установленных на вводах 110 кВ.

Приборы, установленные во вторичной цепи трансформаторов тока приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик	СЭТ-4ТМ	0,1	0,1	0,1
Итого:		1,1	3,6	4,1

Общее сопротивление приборов (для самой нагруженной фазы А):

$$r_{приб} = S_{приб} / I_2^2 = 1,1 / 5^2 = 0,044 \text{ Ом};$$

Для установленных трансформаторов тока ТФНД-110 в классе 0,5 $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$.

Сопротивление контактов $r_{кон}=0,1$ Ом, тогда допустимое сопротивление соединительных проводов :

$$Z_{np} = Z_{2ном} - Z_{приб} - r_{кон} = 1,2 - 0,044 - 0,1 = 1,056 \text{ Ом} ;$$

Принимая ориентировочную длину соединительных проводов с алюминиевыми жилами 75 м (трансформаторы тока соединены в полную звезду, поэтому $l_{расч}=l$), рассчитаем требуемое сечение:

$$q = \rho \cdot l_{расч} / r_{np} = 0,0283 \cdot 75 / 1,056 = 2 \text{ мм}^2$$

Значит имеющийся контрольный кабель с жилами сечением 4 мм² удовлетворяет требованиям;

Тогда сопротивление проводов:

$$r_{np} = \rho \cdot l_{расч} / q = 0,0283 \cdot 75 / 4 = 0,53 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 = Z_{np} + Z_{приб} + r_{кон} = 0,53 + 0,044 + 0,1 = 0,674 \text{ Ом}$$

Результаты проверки разъединителей сведем в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Проверка трансформаторов тока 110кВ

Расчётные данные	Данные ТФЗМ-110-У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 13,88 \text{ А}$ $I_{max} = 71,84 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_{y\phi} = 10,41 \text{ кА}$	$I_{дин} = 126 \text{ кА}$
$B_k = 1,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,674 \text{ Ом}$	$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$

Таким образом, установленные трансформаторы тока проверку проходят.

Однако рабочий ток намного меньше номинального тока трансформаторов, что вызывает дополнительные погрешности измерения.

Заменим имеющиеся трансформаторы тока на другие, с меньшим номинальным током.

Примем к установке элегазовый трансформатор тока типа ТГФ-110.

Конструкция трансформаторов устойчива к воздействию окружающей среды, а высокий класс точности измерительной обмотки (0,5S и 0,2S) позволяет использовать их для коммерческого учета электроэнергии и в АСКУЭ.

Трансформаторы тока выпускаются с шестью и более вторичными обмотками, комплектуются опорными изоляторами, как отечественного, так и зарубежного производства.

Особенностью конструкции является:

- наличие защитной мембраны, исключающей взрыв при пробое изоляции внутри трансформатора
- высокая врыво- и пожаробезопасность, т.к. элегаз не поддерживает горение;
- обслуживание в эксплуатации, которое сводится к мониторингу давления элегаза в трансформаторе;
- отсутствие необходимости контроля качества элегаза методом взятия проб;
- правильно выбранные и изготовленные уплотнения гарантирующие эксплуатацию трансформатора без подпитки элегазом в течение 20 лет.

Выбор трансформатора тока 110 кВ на замену сведем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор трансформаторов тока 110кВ на замену [11]

Расчётные данные	Данные ТГФ-110
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 13,88 \text{ А}$ $I_{max} = 71,84 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$i_{y\theta} = 10,41 \text{ кА}$	$I_{дин} = 150 \text{ кА}$
$B_k = 1,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,674 \text{ Ом}$	$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$

Значит выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям.

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Первичная обмотка трансформатора напряжения включена на напряжение сети U_1 , а ко вторичной обмотке (напряжение U_2) присоединены параллельно катушки измерительных приборов и реле. Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, мал.

В зависимости от номинальной погрешности различают классы точности 0,2; 0,5; 1; 3.

Суммарное потребление обмоток измерительных приборов и реле, подключенных ко вторичной обмотке трансформатора напряжения, не должно превышать номинальную мощность трансформатора напряжения, так как в противном случае это приведет к увеличению погрешностей.

В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток.

Трансформаторы напряжения выбираются: согласно [1]

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$,

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

Таблица 4.6 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110кВ

Наименование прибора	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А	Cosφ	Потребляемая мощность		
			Вт	Вар	В·А
Вольтметр Э762	9	1	9	0	9
Ваттметр Д585	10	1	10	0	10
Счетчик СЭТ-4ТМ	1,5	0,53	0,8	1,27	1,5
Итого по ТН:	-	-	19,8	1,27	19,8

Нагрузка приборов определяется по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \times \cos \phi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \times \sin \phi_{\text{приб}})^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (4.21)$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения $S_{2\Sigma} = 19,8$ В·А.

Выбираем трансформатор напряжения НКФ-110-58 со следующими параметрами:

- 1) $U_{\text{ном}} = 110$ кВ;
- 2) номинальное напряжение обмотки:
 - первичной – $110000/\sqrt{3}$ В;
 - основной вторичной – $100/\sqrt{3}$ В;
 - дополнительной вторичной – 100 В;
- 3) номинальная мощность в классе точности 0,5 $S_{\text{ном}} = 400$ В·А.
- 4) предельная мощность 2000 В·А.

4.1.2 Выбор оборудования распределительного устройства на 10 кВ

В связи с модернизацией подстанции предусмотрена замена существующих масляных выключателей на вакуумные, электромеханические реле на блоки микропроцессорной релейной защиты. Поэтому принято решение установить новый КРУН-10 кВ серии К-59 производства ОАО «Электроцит», укомплектованный современным оборудованием.

Проведем проверку шинного моста 10 кВ от силового трансформатора до ввода в КРУН.

Шинный мост 10кВ выполнен гибкими проводами.

Выбор сечения шин проводится по длительно допустимому току из условия нагрева для максимальных нагрузок утяжелённого режима.

Максимальное значение тока нагрузки

$$I_{\max} = \frac{2643}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 145,5 \text{ А.}$$

Сечение выбираем по экономической плотности тока.

$J_{\rho} = 1,1 \text{ А} / \text{мм}^2$ при $T_{\max} = 3000-5000 \text{ ч}$ для неизолированных шин и проводов из алюминия [1]. По формулам:

$$I_n = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 137,63 \text{ А;}$$

$$q_{\rho} = \frac{137,63}{1,1} = 125,12 \text{ мм}^2.$$

Существующий шинный мост выполнен проводом марки АС-300/48 имеет $I_{\text{доп}} = 690 \text{ А}$. [9]

Проверяем провод по допустимому току

$$I_{\text{нагр. max}} < I_{\text{доп}} ; \quad 125,12 \text{ А} < 680 \text{ А.} \quad (4.22)$$

Проверка на сжигание не выполняется, так как ток трехфазного короткого замыкания $I_{\text{к.з.}}^{(3)} = 1,218 \text{ кА} < 50 \text{ кА}$.

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

Выберем выключатели на стороне 10 кВ. Для этого достаточно провести проверку вводных выключателей, т.к. по ним протекает наибольший ток. Выбор осуществляем исходя из условия:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\max}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{2643}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 145,5 \text{ А}$$

Методика выбора аналогична, как для выключателей 110кВ.

Принимаем к установке выключатель марки ВВУ-СЭЩ-Э(П)3-10У2. Это выключатель общего назначения для сетей с частыми коммутациями, предназначен для работы в КСО и комплектных распределительных устройствах (КРУ) типа СЭЩ К-59 и др. внутренней установки на класс напряжения 10 кВ трехфазного переменного тока частоты 50 Гц.

Он предназначен для коммутации высоковольтных цепей трехфазного переменного тока в номинальном режиме работы установки, а также для автоматического отключения этих цепей при коротких замыканиях и перегрузках, возникающих при аварийных режимах.

Принцип работы выключателя основан на гашении электрической дуги в вакууме, возникающей при размыкании контактов. Электрическая дуга, благодаря выбранной форме дугогасительных контактов, направляется в стороны от центра. Ввиду высокой электрической прочности вакуумного промежутка и отсутствия среды, поддерживающей горение дуги, электрическая дуга распадается и гаснет.

Оперативное включение производится за счет тягового усилия взведенной пружины включения привода. Оперативное отключение производится цилиндрической пружиной, установленной на выключателе и срабатывающей при воздействии электромагнита отключения или электромагнита дистанционной защиты.

Выбор выключателей представлен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Выбор выключателей на стороне 10кВ [1]

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВВУ-СЭЩ-Э(П)3-10У2
$U_{ном} \geq U_c$	$U_c = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 145,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$	$I_{пт} = 1,218 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 4.7

$i_{a.ном} \geq i_{a\tau}$	$i_{a\tau} = 0,884 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 11,31 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{y\delta}$	$i_{y\delta} = 2,77 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 0,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Расчет апериодической составляющей тока короткого замыкания (по методике, изложенной в [6]):

Расчет ведется по формулам:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 1218 \cdot e^{-0,04/0,06} = 0,884 \text{ А};$$

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с.}$$

Расчет интеграла Джоуля B_k :

$$B_k = 1,218^2 \cdot (0,04 + 0,06) = 0,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Определяем номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для $\beta_{норм} = 40\%$ (из каталожных данных выключателя):

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 20}{100} = 11,31 \text{ кА.}$$

Таким образом, видно, что выбранный выключатель удовлетворяет всем требованиям.

Выберем трансформаторы тока в КРУН-10 кВ. Выбор трансформаторов производим аналогично ТТ на стороне 110 кВ.

Примем к установке трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЦ-10 производства ЗАО «Самара Электроцит». Они обеспечивают передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления, и предназначены для использования в цепях коммерческого учета электроэнергии, релейной защиты и автоматики в электрических установках

переменного тока на класс напряжения до 10 кВ. Межповерочный интервал таких трансформаторов тока составляет не более 8 лет.

Приборы, установленные во вторичной цепи трансформаторов тока приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-365	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик	СЭТ-4ТМ	0,1	0,1	0,1
Итого:		1,1	3,6	4,1

Общее сопротивление приборов (для самой нагруженной фазы А):

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2 = 1,1 / 5^2 = 0,044 \text{ Ом}; \quad (4.23)$$

Для установленных трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10 в классе 0,5 $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$.

Сопротивление контактов $r_{\text{кон}} = 0,1 \text{ Ом}$, тогда допустимое сопротивление соединительных проводов :

$$Z_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - Z_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 1,2 - 0,044 - 0,1 = 1,056 \text{ Ом}; \quad (4.24)$$

Принимая ориентировочную длину соединительных проводов с алюминиевыми жилами 10 м (трансформаторы тока соединены в неполную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$), рассчитаем требуемое сечение:

$$q = \rho \cdot l_{\text{расч}} / r_{\text{пр}} = 0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 / 1,056 = 0,29 \text{ мм}^2 \quad (4.25)$$

Принимаем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением 2,5 мм²;

Тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = \rho \cdot l_{\text{расч}} / q = 0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 / 2,5 = 0,12 \text{ Ом}.$$

$$Z_2 = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{приб}} + r_{\text{кон}} = 0,12 + 0,044 + 0,1 = 0,26 \text{ Ом}$$

Таблица 4.9 – Проверка трансформаторов тока 10кВ

Расчётные данные	Данные ТОЛ-СЭЩ-10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 145,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$i_{уд} = 2,77 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 0,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,26 \text{ Ом}$	$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$

Значит, выбранные трансформаторы тока проверку проходят.

Произведем выбор трансформаторов напряжения.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения приведена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10кВ

Наименование прибора	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А	Cosφ	Потребляемая мощность		
			Вт	Вар	В·А
Вольтметр Э762	9	1	9	0	9
Ваттметр Д585	10	1	10	0	10
Счетчик «СЭТ-4ТМ»	1,5	0,53	0,8	1,27	1,5
Итого по ТН:	-	-	19,8	1,27	19,8

Вторичная нагрузка трансформатора:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (4.26)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{19,8^2 + 1,27^2} = 19,8 \text{ В·А.}$$

Выбираем трансформатор напряжения НТМИ-10-66 со следующими параметрами:

- 1) $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$;
- 2) номинальное напряжение обмотки:
 - первичной – 10000 В;
 - основной вторичной – 100 В;

- дополнительной вторичной – 100 / 3 В;

3) номинальная мощность в классе точности 0,5 $S_{ном} = 120 \text{ В}\cdot\text{А}$.

4) предельная мощность 960 В·А.

Выбранный трансформатор напряжения НТМИ-10-66 удовлетворяет всем условиям.

4.2 Собственные нужды подстанции

Приемниками энергии системы собственных нужд (СН) на ПС 110/10 кВ «Кривошеино» являются: устройства обогрева выключателей 110 кВ и шкафов с установленными в них электрическими аппаратами и приборами на территории ОРУ (как пример: шкафы приводов выключателей); электрическое отопление и освещение в КРУН-10 кВ и ОПУ; система пожарной сигнализации, система телеметрии, подогрев релейных шкафов и высоковольтных отсеков ячеек в КРУН-10 кВ, система оперативного тока подстанции. Наиболее ответственными приемниками электроэнергии системы СН являются привода выключателей по 110 кВ, выключатели в КРУН-10 кВ, приборы релейной защиты.

Для электроснабжения потребителей системы СН подстанций предусмотрены трансформаторы ТМ-100-10/0,4. Они присоединены к выводам низшего напряжения главных трансформаторов - на участках между трансформатором и выключателем. Такая схема подключения позволяет исключить пропажу питания СН при повреждениях в КРУН-10 кВ.

4.2.1. Проверка трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учётом коэффициента загрузки и одновременности, при этом отдельно учитывается летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Согласно методике выбора трансформаторов СН, изложенной в [3], нагрузка СН подстанции определяется по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (4.27)$$

где k_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. В ориентировочных расчётах можно принять $k_c = 0,8$.

Мощность трансформаторов выбирается из условия:

$$S_m \geq \frac{S_{расч}}{k_n}, \quad (4.28)$$

k_n - коэффициент допустимой аварийной перегрузки, согласно [1] принимаем равным 1,4.

В таблице 4.11 приведены нагрузка собственных нужд подстанции.

Таблица 4.11 - Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos \phi$	$tg \phi$	Нагрузка	
	Единицы, кВт х кол-во	Всего, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВАр
Подогрев выключателей	0,5х26	13	1	0	13	0
Подогрев приводов	1х3	3	1	0	3	0
Завод пружин приводов выключателей 110 кВ	2х3	6	0,85	0,62	6	3,72
Привод РПН	2х2	4	0,85	0,62	4	2,48
Обогрев РПН	0,5х2	1	1	0	1	0
Подогрев шкафов КРУН	0,6х16	9,6	1	0	9,6	0
Освещение КРУН-10 кВ	0,02х11	0,22	1	0	0,22	0
Обогрев КРУН-10 кВ	1х2	2	1	0	2	0
Освещение ОРУ-110кВ	1х3	3	0,8	0,75	3	2,25
Освещение ОПУ	0,04х27	1,08			1,08	0

Продолжение таблицы 4.11

Обогрев ОПУ	1x10	10			10	0
Система оперативного тока		10			10	0
Система телеметрии		3			3	0
Итого					65,9	8,45

Расчётная нагрузка при $k_c = 0,8$:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{65,9^2 + 8,45^2} = 53,15 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Так как к установке предполагается два трансформатора собственных нужд:

$$S_m \geq \frac{S_{расч}}{k_n} = \frac{53,15}{1,4} = 38 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Значит, существующий трансформатор СН проверку проходит.

4.2.2 Источник оперативного тока на подстанции

Для питания цепей управления коммутационных аппаратов, релейной защиты, автоматики и сигнализации применяют оперативный ток. Основным требованием, которое предъявляется к источникам оперативного тока, является готовность их к действию в любых условиях, в том числе и во время КЗ, когда напряжение на шинах подстанции может снизиться до нуля.

Источниками оперативного тока на ПС 110/10 кВ «Кривошеино» являются: БПНС-2 (блок питания стабилизированным напряжением) и БПН-1002 (блок питания подключаемый к трансформаторам напряжения)

БПНС-2 предназначен для питания выпрямленным стабилизированным напряжением постоянного тока аппаратуры релейной защиты, сигнализации и управления на номинальное напряжение 110, 220В. БПНС-2 работает как самостоятельный источник стабилизированного напряжения, допускает

параллельную работу со стороны выпрямленного напряжения с аналогичными устройствами. Блок обеспечивает защиту от перегрузки и токов короткого замыкания на стороне выпрямленного напряжения. Стабилизатор напряжения серии БПНС-2 дополнительно обеспечивает: АВР по входному переменному напряжению; отключение внешних цепей на стороне выпрямленного напряжения.

БПН-1002 подключаются ко вторичной обмотке трансформатора напряжения соответственно. Установленные в блоке выпрямители питают оперативные цепи оперативным током. Напряжение 100 В к блокам питания БПН-1002 приходит от TV1-110кВ, к блоку питания БПН-2 от TV2-110кВ.

Недостатком существующей системы оперативного тока на ПС 110/10 кВ «Кривошеино» является низкая выходная мощность питающих устройств и отсутствие источника аварийного питания. Например при отсутствии напряжения на одной секции шин 110 кВ и КЗ на другой секции напряжение в оперативных цепях может упасть ниже допустимого уровня. Это приведет к отказу работы релейной защиты и, как следствие, возможному повреждению силового высоковольтного оборудования.

Поэтому предлагается установить на подстанции аппарат управления оперативным током АУОТ-20-220-УХЛ4 (АУОТ) в комплекте с аккумуляторной батареей. Максимальная выходная мощность АУОТа составляет 10 кВт.

Аппарат предназначен:

- для бесперебойного питания потребителей стабилизированным напряжением стандарта 220В;
- для заряда аккумуляторных батарей, подключаемых отдельно или в буферном режиме с нагрузкой;
- для обеспечения подзаряда аккумуляторных батарей, подключаемых отдельно или в буферном режиме;
- для контроля состояния аккумуляторных батарей.

Электрическая схема устройства обеспечивает:

- контроль тока аккумуляторной батареи, контроль напряжения на аккумуляторной батарее;
- контроль выходного напряжения и тока;
- световую индикацию включенного положения автоматических выключателей фидеров;
- автоматический контроль сопротивления цепей оперативного тока с индикацией об аварийном снижении сопротивления изоляции;
- защиту аккумуляторной батареи от коротких замыканий;
- селективную защиту отходящих фидеров от короткого замыкания;
- ограничение тока ПЗУ;
- автоматическое отключение модуля при возникновении неисправности и включение резервного выпрямительного модуля.

АУОТ-М-40-220-УХЛ4 комплектуется необслуживаемыми свинцово-кислотными герметичными (технология «dryfit» с желеобразным электролитом) аккумуляторами Sonnenschein типа А500 стандартной ёмкостью 65-85А/ч в количестве 17 шт.

Шкаф АУОТ-М состоит из двух силовых блоков, преобразующих переменное трехфазное напряжение от двух независимых вводов (3×380В) питающей сети в постоянное выходное напряжение 150÷250 В. В случае пропадания, либо снижения ниже допустимого входного напряжения на «основном» силовом вводе, а так же в случае выхода из строя основного силового блока автоматически запускается «резервный» силовой блок. При пропадании напряжения на обоих силовых вводах, питание оперативных цепей осуществляется от аккумуляторной батареи, подключённой к выходу силовых блоков. При появлении любого из входных напряжений, соответствующий силовой блок автоматически возобновляет работу, обеспечивая установленные до исчезновения питания выходные параметры. Таким образом, реализована функция аварийного восстановления резерва (АВР) Во время переключения выходное напряжение поддерживается аккумуляторной батареей.

5 Релейная защита и автоматика

В процессе эксплуатации электрических сетей и электроустановок возникают повреждения и аномальные режимы работы, приводящие к резкому увеличению тока и понижению напряжения в элементах системы электроснабжения. Особенно опасны короткие замыкания.

В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящей к разрушению электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей. Так как при КЗ к месту повреждения притекают большие токи, то возможен перегрев неповрежденных токоведущих частей, что вызывает развитие аварии.

Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, возможно, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты, отключающей выключатели.

При отключении выключателей электрическая дуга в месте повреждения гаснет, прохождение тока КЗ прекращается и восстанавливается напряжение на неповрежденной части сети.

При нарушении нормального режима работы иногда нет необходимости в отключении электрооборудования, а достаточно дать предупредительный сигнал обслуживающему персоналу на подстанции; при его отсутствии - оборудование автоматически отключается, но обязательно с выдержкой времени.

					<i>ФЮРА. 140205.004 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>А.Е. Кремешков</i>			<i>Релейная защита и автоматика</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>В.И. Готман</i>					68	135
					<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201⁶⁸</i>			

Одним из основных видов аномальных режимов являются перегрузки, представляющие серьезную опасность для изоляции электродвигателей, трансформаторов и генераторов. Защита от перегрузок осуществляется с выдержкой времени большим, чем у защит от КЗ. Защита от перегрузок в сетях не предусматривается, так как в правильно спроектированной сети перегрузки маловероятны.

Таким образом, релейной защитой называют защиту электрических установок от возможных повреждений и аномальных режимов работы, осуществляемую посредством автоматических устройств. Основным назначением РЗ являются выявление места повреждения и быстрое автоматическое отключение выключателем поврежденного участка или оборудования, а также обнаружение нарушения нормального режима работы с последующей подачей предупредительного сигнала обслуживающему персоналу или отключением оборудования с выдержкой времени.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите:

– Селективность

Селективностью или избирательностью защиты называется способность защиты отключать при КЗ только поврежденный участок сети;

– Быстрота действия

Отключение КЗ должно производиться с возможно большей быстротой для ограничения размеров разрушения оборудования, повышения эффективности автоматического повторного включения линий и сборных шин, уменьшения продолжительности снижения напряжения у потребителей и сохранения устойчивости параллельной работы генераторов, электростанций и энергосистемы в целом. Последнее из перечисленных условий является главным;

– Чувствительность

Для того чтобы защита реагировала на отклонения от нормального режима, которые возникают при КЗ (увеличение тока, снижение напряжения

и т. п.), она должна обладать определенной чувствительностью в пределах установленной зоны ее действия.

Чувствительность защиты принято характеризовать коэффициентом чувствительности $k_{\text{ч}}$. Для защит, реагирующих на ток КЗ,

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (5.1)$$

где $I_{\text{к.мин}}$ - минимальный ток КЗ;

$I_{\text{с.з}}$ - наименьший ток, при котором защита начинает работать (ток срабатывания защиты);

– Надежность

Требование надежности состоит в том, что защита должна безотказно работать при КЗ, в пределах установленной для нее зоны и не должна работать неправильно в режимах, при которых ее работа не предусматривается. [23]

5.1 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением БМРЗ «Сириус-Т»

Для защиты трансформатора принято к установке микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т».

Блок микропроцессорной релейной защиты (БМРЗ) «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ. Содержит подменную МТЗ ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Устройство предназначено для установки на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанции и подстанций 35-220 кВ.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и

быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала [13].

Реализованные в устройстве алгоритмы функций защиты и автоматики, а также схемы подключения устройства разработаны по требованиям к отечественным системам РЗА в сотрудничестве с представителями энергосистем и проектных институтов, что обеспечивает совместимость с аппаратурой, выполненной на различной элементной базе, а также облегчает внедрение новой техники проектировщикам и эксплуатационному персоналу.

Необходимо выбрать параметры настройки устройства БМРЗ для защиты трансформатора ТМН-2500/110, со схемой соединения обмоток Y/Δ .
11:

- на стороне высшего напряжения – звезда;
- на стороне низшего напряжения – треугольник.

Паспортные данные трансформатора:

- номинальная мощность трансформатора – 2,5 МВ·А
- номинальное напряжение – 110 кВ/11 кВ.
- диапазон регулирования РПН + 10·1,5%; -8·1,5%;.

Максимальная нагрузка трансформатора – $S_{\text{нагр.мах}} = 2643 \text{ кВ}\cdot\text{А}$.

Максимальное время защит линий, отходящих от шин НН трансформатора $t_{\text{мах}} = 2 \text{ с}$.

Токи короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме работы энергосистемы на стороне 110 кВ (точка $K1$) и шинах 10 кВ (точка $K2$) при ведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Токи короткого замыкания для расчета уставок защит трансформатора

Расчёт токов КЗ	Режим энергосистемы	Ток КЗ
на стороне 110 кВ (К1)	Максимальный	$I_{K1MAX}^{(3)BH} = 4578A$
	Минимальный	$I_{K1MIN}^{(3)BH} = 4000A$
на стороне 10 кВ (К2)	Максимальный	$I_{K2MAX}^{(3)HH} = 1218A$
	Минимальный	$I_{K2MIN}^{(3)HH} = 1213A$

На рис. 5.1 показано место установки защиты трансформатора и точки повреждения, в которых необходимо знать токи КЗ для расчёта уставок защиты.

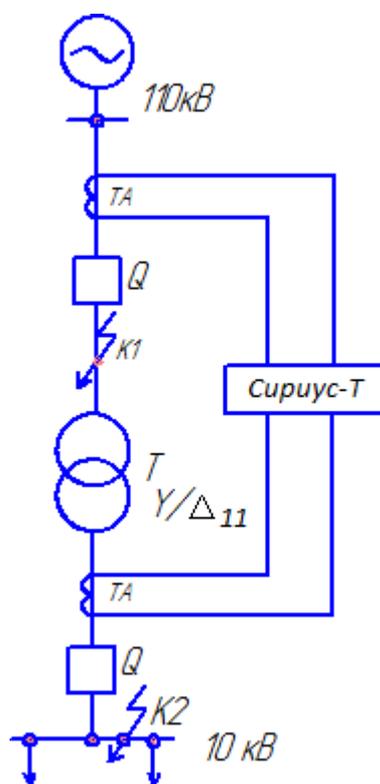


Рисунок 5.1 – Расположение точек КЗ для расчёта уставок защит трансформатора

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении

на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ в точке К2 к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T}, \quad (5.2)$$

где $I_{K2}^{(3)HH}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ (в точке К2);

k_T - коэффициент трансформации силового трансформатора равный отношению номинальных напряжений 110/11 кВ. Он приводит значение тока короткого замыкания, найденного на ступени напряжения 10 кВ, к ступени напряжения 110 кВ.

Ток трехфазного короткого замыкания в максимальном режиме на шинах 10 кВ (точка К2), приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K2MAX}^{(3)BH} = \frac{1218}{110/11} = 121,8A.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в минимальном режиме на шинах 10 кВ (точка К2), приведенный к стороне ВН трансформатора, равен:

$$I_{K2MIN}^{(3)BH} = \frac{1213}{110/11} = 121,3A.$$

5.1.1 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора выполнена с применением устройства «Сириус-Т». Для выбора его параметров, сначала необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, устанавливаемых на всех сторонах защищаемого трансформатора. Методика этого выбора приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Выбор трансформаторов тока на сторонах защищаемого трансформатора [23].

Наименование величины	Численное значение для сторон	
	ВН/115 кВ	НН/11кВ
Номинальный ток трансформатора ТМН-6300/110, А	$I_{НОМ}^{ВН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ1}}$ $I_{НОМ}^{ВН} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 13,14 А$	$I_{НОМ}^{НН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ2}}$ $I_{НОМ}^{НН} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 11} = 131,37 А$
Схема соединения обмоток силового трансформатора	Y	Δ
Схема соединения трансформаторов тока	Δ	Y
Коэффициент схемы ($K_{сх}$)	$\sqrt{3}$	1
Расчётный коэффициент трансформации трансформаторов тока	$K_{\Delta} = \frac{K_{сх} \cdot I_{НОМ}^{ВН}}{5}$ $K_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot 13,14}{5} = \frac{22,73}{5}$	$K_{Y} = \frac{K_{сх} \cdot I_{НОМ}^{НН}}{5}$ $K_{Y} = \frac{1 \cdot 131,37}{5} = \frac{131,37}{5}$
Принятый коэффициент трансформации трансформаторов тока	$K_{ТТ.ВН} = \frac{50}{5}$	$K_{ТТ.НН} = \frac{200}{5}$

При выборе тока срабатывания защиты необходимо обеспечить не действие защиты в двух режимах работы защищаемого трансформатора:

- при включении трансформатора только со стороны источника питания, когда в момент включения в питающей обмотке трансформатора появляются значительные броски тока намагничивания.

Для отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора устройство снабжено фильтрами тока по второй гармонике. Рекомендуемая производителем уставка срабатывания - 15% от составляющей первой гармонике дифференциального тока.

- при трехфазных К.З. вне зоны действия защиты (повреждение на шинах низшего напряжения), когда через трансформатор проходит

максимальный сквозной ток внешнего короткого замыкания. Это обеспечивается использованием тормозной характеристики у устройства.

Тормозная характеристика имеет постоянный коэффициент торможения.

Он выбирается исходя из условия отстройки от токов небаланса при внешнем КЗ и предельных условиях:

- погрешность трансформаторов тока: 10%;
 - диапазон регулирования РПН трансформатором: 15%;
- погрешность за счет неточного выравнивания токов в плечах защиты: 5%.
Итого: $K_{ТОРМ} = 1,5 \cdot (0,10 + 0,15 + 0,05) = 0,45$.

В БМРЗ «Сириус-Т» есть возможность выставить $K_{ТОРМ}$ в пределах от 10 до 100%. Для тормозной характеристики чувствительной ступени дифференциальной защиты выберем уставку 50%.

Ток начала торможения выбирается из соображений недействия торможения при номинальном токе нагрузки трансформатора. Так как трансформаторы тока стороны НН выбираются по номинальному току силового трансформатора, поэтому при токах нагрузки, меньших номинальных, в реле будет протекать вторичный ток менее 5 А. Для обеспечения не действия торможения от токов нагрузки можно принять ток начала торможения равный $I_{ТОРМ} = 5,0$ А [23].

Рассчитываются уставки:

- определяются коэффициенты выравнивания по току для каждой из сторон.

Для стороны ВН, где трансформаторы тока собираются в треугольник, коэффициент выравнивания определяется по формуле:

$$K_{В1} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}} \quad (5.3)$$

где $I_{НОМ.ТТ.ВН}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока, установленного со стороны ВН трансформатора;

$I_{НОМ.ТР.ВН}$ - номинальный ток стороны ВН силового трансформатора.

$$K_{B1} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 13,14} = 2,2$$

Для стороны НН, где трансформаторы тока собраны в звезду, коэффициент выравнивания определяется по формуле:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}}; \quad (5.4)$$

где $I_{НОМ.ТТ.НН}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока установленного, со стороны НН трансформатора;

$I_{НОМ.ТР.НН}$ - номинальный ток стороны НН силового трансформатора.

$$K_{B2} = \frac{200}{131,37} = 1,52$$

- выбирается ток срабатывания дифзащиты и дифотсечки.

Выбирается уставка чувствительной ступени дифзащиты в долях номинального тока трансформатора:

$$I_{\bullet CP}^{ДТ} = 0,5 - 1,0 \text{ (в долях от номинального тока трансформатора) [23].}$$

Для трансформатора мощностью 2,5 МВ·А уставку чувствительной ступени дифзащиты в долях номинального тока трансформатора примем

$$I_{\bullet CP}^{ДТ} = 1,0$$

После выбора коэффициентов выравнивания уставки по току определяются по формулам:

$$I_{УСТ} = \frac{5 \cdot I_{\bullet CP}^{ДТ}}{K_{B1}}, \quad (5.5)$$

где 5 – номинальный вторичный ток трансформатора тока;

$I_{\bullet CP}^{ДТ}$ - уставка дифзащиты в долях номинального тока трансформатора

(принимается равным 0,5÷1,0);

K_B - коэффициент выравнивания по току.

$$I_{уст.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{2,2} = 2,27 А.$$

$$I_{уст.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,52} = 3,29 А.$$

В БМРЗ «Сириус» дискретность уставок по току для дифференциальной защиты составляет 0,01 А. [13] Это позволяет выставить непосредственно расчетные значения уставок, что несомненно сказывается на точности и надежности срабатывания.

Действительный ток срабатывания чувствительной ступени дифференциальной защиты будет равен:

$$I_{сз.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{уст.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}}, \quad (5.6)$$

где $I_{уст.ВН}^{ДТ}$ - ток установки срабатывания защиты на стороне ВН;

$K_{ТТ.ВН}$ - коэффициент трансформатора тока на стороне ВН;

$K_{СХ.ВН}$ - коэффициент схемы на стороне ВН.

$$I_{сз.ВН}^{ДТ} = \frac{2,27 \cdot 50 / 5}{\sqrt{3}} = 13,12 А.$$

Проверим коэффициент чувствительности защиты при КЗ на стороне НН (в точке К2) при отсутствии торможения по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ.min}^{(2)}}{I_{ср}}, \quad (5.7)$$

где $I_{КЗ.min}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного КЗ в точке К1;

$I_{ср}$ - ток срабатывания реле.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К2 найдем ток двухфазного КЗ по формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (5.8)$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 121,3 = 104,92 А.$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{104,92}{13,12} = 8 > 2$$

Отсюда следует, что чувствительная ступень дифференциальной защиты устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Грубая ступень дифотсечки отстраивается от броска тока намагничивания по величине установки тока срабатывания. Для средних условий ее ток срабатывания должен быть равен $(5 \div 6) \cdot I_{\text{ном. т-ра}}$ [23].

Грубая ступень дифференциальной отсечки не отстраивается по времени от броска тока намагничивания трансформатора и должна быть отстроена по току. Можно принять уставку по току равной $6 \cdot I_{\text{ном. т-ра}}$ - при напряжении 110 кВ.

Поэтому уставка грубой ступени дифотсечки в долях номинального тока трансформатора выбирается равной: $I_{\bullet\text{CP}}^{\text{ДТ}} = 6,0$.

Вторичный ток срабатывания определяется по ранее приведенной формуле:

$$I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДО}} = \frac{5 \cdot I_{\bullet\text{CP}}^{\text{ДТ}}}{K_{B_1}}; \quad (5.9)$$

$$I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДО}} = \frac{5 \cdot 6,0}{2,2} = 13,64 \text{ А.}$$

Т.о. принимаем уставку $I_{\text{УСТ.ВН}}^{\text{ДО}} = 13,64 \text{ А.}$

$$I_{\text{УСТ.НН}}^{\text{ДО}} = \frac{5 \cdot I_{\bullet\text{CP}}^{\text{ДО}}}{K_{B_2}}; \quad (5.10)$$

$$I_{\text{УСТ.НН}}^{\text{ДО}} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,52} = 19,74 \text{ А.}$$

Т.о. принимаем уставку $I_{\text{УСТ.НН}}^{\text{ДО}} = 19,74 \text{ А.}$

Действительный ток срабатывания грубой ступени дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДО} = \frac{13,64 \cdot 50 / 5}{\sqrt{3}} = 78,84 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1).

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле:

$$I_{K1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4000 = 3460 \text{ А.}$$

$$k_{\nu} = \frac{1768}{78,84} = 22,47.$$

Отсюда следует, что грубая ступень дифференциальной отсечки устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

Выбор времени срабатывания дифзащиты и дифотсечки.

В первом приближении можно считать, что при токе срабатывания, равном 0,5 номинального тока трансформатора, выдержку времени необходимо установить порядка 0,20 с, а при токе срабатывания, равном номинальному - порядка 0,10 с.

Поэтому уставку выдержки времени срабатывания дифзащиты и дифотсечки примем, равную 0,10 с.

5.1.2 Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ 1) защиты трансформатора

Токовая отсечка в трехфазном исполнении от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания по формуле:

$$I_{ТО} \geq k_{ОТС} \cdot I_{КЗ.макс}^{(3)}, \quad (5.11)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, учитывает ошибку в определении токов, и необходимый запас, принимаем $k_{ОТС}=1,3$.

$I_{K3.max}^{(3)}$ - максимальное значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при трёхфазном КЗ на стороне низшего напряжения.

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 121,8 = 158,34 A.$$

Токовая отсечка выполняется по трехрелейной схеме с соединением трансформаторов тока в треугольник. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ 1) равен:

$$I_{CP.TO} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{CX}}{K_{TT.VH}}, \quad (5.12)$$

где I_{TO} - ток токовой отсечки;

$K_{TT.VH}$ - коэффициент трансформатора тока на стороне ВН;

K_{CX} - коэффициент схемы трансформатора тока на стороне ВН.

$$I_{CP.TO} \geq \frac{158,34 \cdot \sqrt{3}}{50/5} = 27,39 A.$$

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} = \frac{I_{CP.TO} \cdot K_{TT.VH}}{K_{CX}}, \quad (5.13)$$

$$I_{TO} = \frac{27,39 \cdot 50/5}{\sqrt{3}} = 158,32 A.$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ по формуле:

$$I_{K1min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4000 = 3464,1 A.$$

Проверим коэффициент чувствительности токовой отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3464,1}{158,32} = 21,88 > 1,2.$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ 1) с использованием устройства «Сириус-Т».

- выбирается время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана по формуле, то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается $t_{\text{Т0}} = 0,1$ с [23].

5.1.3 Расчёт уставок максимальной токовой защиты (МТЗ 2) трансформатора

При расчете максимально-токовой защиты следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле - $k_B = 0,95$; коэффициент запаса для отстройки тока нагрузки - $k_{\text{ОТС}} = 1,2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий - $k_C = 1,1$, согласно [13].

МТЗ защищает от всех видов между фазных коротких замыканий, для резервирования основных защит трансформатор устанавливается на стороне высшего напряжения и собирается по схеме треугольника. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме. Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{\text{НАГ.ВН}}^{\text{max}} = \frac{S_{\text{НАГ.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}}, \quad (5.14)$$

где $S_{\text{НАГ.ВН}}$ - максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{НОМ.ВН}}$ - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{\text{НАГ.ВН}}^{\text{max}} = \frac{2643}{\sqrt{3} \cdot 110} = 13,89 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется по формуле:

$$I_{MT3} \geq \frac{k_{OTC} \cdot k_{ЗАП}}{k_B} \cdot I_{НАГР.МАХ}, \quad (5.15)$$

где k_{OTC} - коэффициент отстройки защиты (1,1-1,2) согласно [13];

$k_{ЗАП}$ - коэффициент самозапуска;

k_B - коэффициент возврата МТЗ БМРЗ «Сириус-Т» $k_B = 0,95$ согласно [13];

$I_{НАГР.МАХ}$ - наибольшее значение тока нагрузки трансформатора.

Ток срабатывания МТЗ 2 равен:

$$I_{MT3} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 13,89 = 26,32 A.$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в треугольник. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ 2) равен:

$$I_{CP.MT3} \geq \frac{I_{MT3} \cdot K_{CX}}{K_{TT.BH}}, \quad (5.16)$$

$$I_{CP.MT3} \geq \frac{26,32 \cdot \sqrt{3}}{50 / 5} = 4,55 A.$$

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания МТЗ 2 по формуле:

$$I_{MT3} = \frac{I_{CP.MT3} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}}, \quad (5.17)$$

где $I_{CP.MT3}$ - ток срабатывания реле максимально - токовой защиты (МТЗ 2)

$$I_{MT3} = \frac{4,55 \cdot 50 / 5}{\sqrt{3}} = 26,3 A.$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне НН (в точке К2) по формуле.

$$k_{\eta} = \frac{104,92}{26,3} = 3,99 > 1,2.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ 2) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

- выбирается время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ 2) БМРЗ «Сириус-Т» по следующей формуле:

$$t_{МТЗ} = t_{max} + \Delta t, \quad (5.18)$$

где t_{max} - максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt - ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с [23].

Время срабатывания МТЗ 2 равно:

$$t_{МТЗ} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

5.1.4 Расчёт уставок защиты от перегрузки (МТЗ 3) трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал.

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{Т.ном}, \quad (5.19)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;
 k_B - коэффициент возврата токового реле БМРЗ «Сириус-Т» равен 0,95, согласно [13]:

$I_{Т.ном}$ - номинальный ток трансформатора в месте установки защиты от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки равен:

$$I_{ПЕР} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 13,14 = 14,52 \text{ А;}$$

Защита от перегрузки подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка и максимально-токовая защита со схемой соединения в треугольник. Поэтому ток срабатывания реле защиты от перегрузки (МТЗ 3) равен:

$$I_{CP.ПЕР} \geq \frac{I_{ПЕР} \cdot K_{CX}}{K_{ТТ.ВН}}, \quad (5.20)$$

$$I_{CP.ПЕР} \geq \frac{14,52 \cdot \sqrt{3}}{50 / 5} = 2,51 A.$$

Время срабатывания защиты от перегрузок МТЗ 3 равно:

$$t_{MT3} = 2,5 + 0,5 = 3 c.$$

Устройство «Сириус-Т» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики и выполняет следующие функции [13]:

Функции защиты, выполняемые устройством:

– Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);

– Двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН;

– Одна ступень МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле МТЗ-НН и на общие реле отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН;

– Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Функции автоматики и сигнализации, выполняемые устройством:

– Контроль состояния трансформатора по ряду входных дискретных сигналов;

- Выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого;
- Возможность подключения внешних защит, например, газовой защиты трансформатора;
- Контроль на «затягивание» команды на отключение;
- Контроль наличия питания терминала и его работоспособности;
- Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

Дополнительные сервисные функции:

- Стандартная схема включения независимо от группы соединения обмоток силового трансформатора (не требуются дополнительные ТТ);
- Внутренняя цифровая компенсация коэффициента трансформации и фазы ТТ;
- Коррекция погрешности, вносимой изменением положения РПН;
- Встроенный аварийный цифровой осциллограф всех токовых каналов (для анализа работы ДЗТ);
- Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН;
- Наличие программируемых реле с возможностью подключения к одной из выбранных точек функциональной схемы;
- Наличие аналогичных программно настраиваемых светодиодов на передней панели;
- Регистратор событий;
- Оперативный ввод или вывод некоторых функций с помощью тумблеров на передней панели устройства вместо традиционных накладок;
- Наличие двух независимых интерфейсов связи RS232C и токовой петли (RS485) для связи с компьютером.

5.1.5 Газовая защита

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах, преобразовательных агрегатах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители. В данном случае она применяется для защиты трансформатора.

Газовая защита получила широкое применение в качестве чувствительной при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканиях), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла, изоляционных материалов и образованию летучих газов.

Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газовыделении, происходящем при КЗ, - сигнал на отключение трансформатора. Помимо этого, газовая защита реагирует на понижение уровня масла в баке трансформатора.

Опасным внутренним повреждением является «пожар в стали» магнитопровода, возникающий при нарушении изоляции между листами стали сердечника, что ведёт к увеличению потерь на гистерезис и вихревые токи.

В качестве реагирующего органа ставится газовое реле типа ВФ-80/Q производства Германии. Установка скоростного элемента принимается 0,65 м/с. Он действует на сигнал и на отключение трансформатора через выходное реле БМРЗ «Сириус-Т». Отбор газа из корпуса реле производится через кран, размещенный на уровне наземного обслуживания.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

При реконструкции электрической подстанции 110/10 кВ «Кривошеино» главной причиной замены трансформаторов является истекший срок службы и малый коэффициент загрузки. Замена трансформаторов мощностью 16000 кВ·А на трансформаторы мощностью 2500 кВ·А приводит к увеличению коэффициента загрузки и уменьшению потерь мощности и электрической энергии.

Замена масляных выключателей на вакуумные на подстанции «Кривошеино» позволит снизить потери электроэнергии и повысить надежность электроснабжения производственных и сельскохозяйственных потребителей.

6.1 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости.

Для расчета основной заработной платы сотрудников составляем график выполнения работ таблица 6.1.2.

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

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

$$t_{о.ж.} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{н.в.} + t_{max}}{6} \quad (6.1)$$

где t_{min} – кратчайшая продолжительность данной работы

ФЮРА. 140205.004 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		А.Е. Кремешков		
Руковод.		В.И. Готман		
Консульт.		Л.А. Коришнуова		
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист
			87	Листов 135
			87 ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201	

(оптимистическая оценка);

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

t_{max} – самая длительная продолжительность работы.

Таблица 6.1.1 – Описание графика выполнения работ

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

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 6.2.1.

Таблица 6.2.1 - Материальные затраты

Материал	Единица измерения	Количество	Стоимость, руб.
Печатная бумага	Пачка	1	200
Флеш-накопитель	Шт.	2	300
Канц. товары	Шт.	6	110
Картридж	Шт.	1	500
ИТОГО			$I_M = 1110$

2. Расчет заработной платы.

$$ЗП_{рук} = ((26000 \cdot 1,16 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 173830 \text{ руб.},$$

где 26000- оклад

$T_M = 90$ - число дней работы

1,16- коэффициент за неиспользованный отпуск

1,3- районный коэффициент

$$ЗП_{вед. инженер} = ((24000 \cdot 1,08 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 160460 \text{ руб.},$$

$$ЗП_{инженер} = ((20000 \cdot 1,08 \cdot 1,3) / 21) \cdot 90 = 133715 \text{ руб.},$$

Сводим расчеты в таблицу 6.2.3

Таблица 6.2.3 - Заработная плата исполнителей.

Исполнители	Группа	Оклад руб.	Время занятости дней	Зп, руб.
Руководитель	3	26000	90	173830
Ведущий инженер	2	24000	90	160460
Инженер	2	20000	90	133715
Итого				468005

Фонд заработной платы

$$И_{ЗП} = \sum ЗП_{исп}, \quad (6.2)$$

$$И_{ЗП} = 173830 + 160460 + 133715 = 468005 \text{ р.}$$

3. Размер отчислений в социальный фонд составляет 30% от $И_{ЗП}$.
Сумма начислений на социальные нужды составляет:

$$И_{сн} = 468005 \cdot 0,30 = 121681,3 \text{ руб.}$$

4. Амортизационные отчисления.

Специальное оборудование учитывается в сметной стоимости в виде амортизационных отчислений по формуле:

$$И_{ам} = \frac{T_{и}}{T_{кал}} \cdot N_a \cdot \Phi_n \quad (6.2.1)$$

где Φ_n - первоначальная стоимость оборудования;

N_a - норма амортизации;

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

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

Таблица 6.2.2 - Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	Φ_n , р	N_a , %	$T_{и}$ дней	$И_{ам}$
Компьютер	3 Шт.	30000	0,2	60	2958
Принтер	1 Шт.	8000	0,2	10	44
Стол	3 Шт.	10000	0,1	75	615
Стул	3 Шт.	4000	0,1	75	246

Амортизационные отчисления составляют $I_{ам} = 3863$ рубля.

5. Прочие расходы :

$$I_{пр} = 0,1(ЗП + I_{м} + I_{ам} + I_{сн}) \quad (6.2.2)$$

$$I_{пр} = 0,1(468005 + 1110 + 3863 + 121681,3) = 59741 \text{ руб.}$$

6. Накладные расходы принимаем 200% от $I_{ЗП}$:

$$I_{Н} = 2 \cdot I_{ЗП} \quad (6.2.3)$$

$$I_{Н} = 2 \cdot 468005 = 936010 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$I_{п} = I_{п} + I_{ЗП} + I_{сн} + I_{ам} + I_{пр} + I_{Н} \quad (6.2.4)$$

$$I_{п} = 468005 + 1110 + 3863 + 121681,3 + 59741 + 936010 = 1590410 \text{ р.}$$

Принимаем рентабельность 20%, прибыль:

$$П_{б} = I_{п} \cdot 0,2 \quad (6.2.5)$$

$$П_{б} = 1590410 \cdot 0,2 = 318082 \text{ р.}$$

Стоимость проекта:

$$Ц_{п} = I_{п} + П_{б} \quad (6.2.6)$$

$$Ц_{п} = 1590410 + 318082 = 1\,908\,492 \text{ руб}$$

Смета затрат представлена в таблице 6.2.4

Таблица 6.2.4 - Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Материальные затраты	$I_{м}$	1110
Заработная плата	$I_{ЗП}$	468005
Амортизация	$I_{ам}$	3863
Отчисления в социальный фонд	$I_{сн}$	121681,3
Прочие расходы	$I_{пр}$	59741
Накладные расходы	$I_{Н}$	936010
Себестоимость проекта	$I_{п}$	1590410
Прибыль	$П_{б}$	318082
Стоимость проекта	$Ц_{п}$	1908492

6.3 Экономическое обоснование целесообразности замены трансформаторов

При реконструкции электрической подстанции 110/10 кВ «Кривошеино» главной причиной замены трансформаторов является истекший срок службы и малый коэффициент загрузки. Замена трансформаторов мощностью 16000 кВ·А на трансформаторы мощностью 2500 кВ·А приводит к увеличению коэффициента загрузки и уменьшению потерь мощности и электрической энергии.

Для сравнения принимаем два варианта:

1) два трансформатора мощностью по 2500 кВА ТМН – 2500/110. Стоимость одного трансформатора 1925000 руб. Цена двух трансформаторов составляет 3850000 руб.

2) два трансформатора мощностью по 16000 кВА ТДН-16000/110. Стоимость одного трансформатора 4630000 руб. Цена двух трансформаторов составляет 9260000 руб.

Замена масляных выключателей на вакуумные на подстанции «Кривошеино» позволит снизить потери электроэнергии и повысить надежность электроснабжения производственных и сельскохозяйственных потребителей.

Для обоснования предлагаемого решения необходимо рассчитать следующие показатели: капитальные вложения, эксплуатационные издержки, приведенные затраты, потери электроэнергии и их стоимость. [14]

Капитальные вложения определяем по формуле:

$$K=K_{ц}+K_{т}+K_{м}+K_{проект.} \quad (6.3.1)$$

где $K_{ц}$ – цена приобретения трансформатора, руб;

$K_{т}$ – расходу на доставку, руб;

$K_{м}$ – затраты на монтаж и пуско-наладочные работы, руб;

Расходы на доставку составляют 12% от стоимости оборудования:

$$K_T = K_{\text{ц}} \times 0,12 \quad (6.3.2)$$

$$K_{T2500} = 3850000 \times 0,12 = 4620000 \text{ руб}$$

$$K_{T16000} = 9260000 \times 0,12 = 1111000 \text{ руб}$$

$$K_{T_{\text{МВ}}} = 1238 \times 0,12 = 148,51 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{T_{\text{ВВ}}} = 1313 \times 0,12 = 157,56 \text{ тыс.руб.}$$

Цена на один масляный выключатель составляет 95,2 тыс.руб, их согласно схемы подстанции 13 штук соответственно цена на приобретение масляных выключателей будет:

$$K_{\text{ц}} = C \times N, \quad (6.3.2.1)$$

где С – цена одного масляного выключателя, руб;

N – число выключателей на подстанции, шт.

$$K_{\text{ц}} = 95,2 \times 13 = 1238 \text{ тыс.руб}$$

Цена на один вакуумный выключатель составляет 101 тыс.руб, их согласно схемы подстанции 13 штук соответственно цена на приобретение вакуумных выключателей будет:

$$K_{\text{ц}} = 101 \times 13 = 1313 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на монтаж и пуско-наладочные работы составляют (25% для тр., для масл. Выкл. 40%, для вак. Выкл. 20%) от стоимости оборудования:

$$K_M = K_{\text{ц}} \times 0,25(0,2) \quad (6.3.3)$$

$$K_{M2500} = 3850000 \times 0,25 = 962500 \text{ руб}$$

$$K_{M16000} = 9260000 \times 0,25 = 2315000 \text{ руб}$$

$$K_{M_{\text{МВ}}} = 1238 \times 0,4 = 495 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{M_{\text{ВВ}}} = 1313 \times 0,2 = 262,6 \text{ тыс. руб}$$

Определяем капитальные вложения по формуле (6.3.1):

$$K_{2500} = 3850000 + 4620000 + 962500 = 5274000 \text{ руб.}$$

$$K_{16000} = 9260000 + 1111000 + 2315000 = 12690000 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{МВ}} = 1238 + 148,51 + 495 = 1881,51 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{\text{ВВ}} = 1313,00 + 157,56 + 262,60 = 1733,16 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_1 = 12690000 + 1881510 = 14\ 571\ 510 \text{ руб.}$$

$$K_2 = 1908492 + 5274000 + 1733160 = 8\ 915\ 652 \text{ руб.}$$

Рассчитываем эксплуатационные затраты

$$Z_3 = Z_A + Z_P + Z_C + Z_{Пр}, \quad (6.3.4)$$

где Z_A – Амортизационные отчисления, руб;

Z_P – расходы на ремонт и техническое обслуживание, руб;

Z_C – стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах, руб;

$Z_{Пр}$ – прочие расходы, руб.

Расходы на амортизацию составляют 3 % от капитальных вложений:

Горизонт расчета принимаем по сроку службы оборудования, который составляет 30 лет.

$$Z_A = K \times 0,03 \quad (6.3.5)$$

$$Z_{A_{2500}} = 5274000 \times 0,03 = 184600 \text{ руб}$$

$$Z_{A_{16000}} = 12690000 \times 0,03 = 444000 \text{ руб}$$

$$Z_{A_{МВ}} = 1881 \times 0,03 = 65,84 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{A_{ВВ}} = 1733 \times 0,03 = 60,661 \text{ тыс.руб.}$$

Расходы на ремонт и техническое обслуживание составляют 2,9% (40% для масляного выключателя и 15% для вакуумного выключателя) от капитальных вложений:

$$Z_P = K \times 0,029 \quad (6.3.6)$$

$$Z_{P_{2500}} = 5274000 \times 0,029 = 153000 \text{ руб}$$

$$Z_{P_{16000}} = 12690000 \times 0,029 = 367900 \text{ руб}$$

$$Z_{P_{МВ}} = 1881 \times 0,4 = 752,5 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{P_{ВВ}} = 1733 \times 0,15 = 259,974 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие расходы составляют 1% от капитальных вложений:

$$Z_{Пр} = K \times 0,001 \quad (6.3.7)$$

$$Z_{Пр_{2500}} = 5274000 \times 0,01 = 52740 \text{ руб}$$

$$Z_{Пр_{16000}} = 12690000 \times 0,01 = 126900 \text{ руб}$$

$$Z_{Пр_{МВ}} = 1881 \times 0,001 = 1,881 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{Пр_{ВВ}} = 1733 \times 0,001 = 1,733 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах определяются по уравнению:

$$Q_{нэ} = n \cdot \Delta P_x \cdot T + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \beta^2 \cdot \tau, \quad (6.3.9)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

ΔP_x – потери холостого хода в трансформаторе, кВт;

T – время включения трансформатора, принимается равным 8760 часов в год;

β – коэффициент загрузки трансформатора.

n – число трансформаторов

τ – время наибольших потерь

Коэффициент загрузки определяется по выражению:

$$\beta = \frac{S}{S_{н.т}}, \quad (6.3.10)$$

где S – мощность, протекающая через трансформатор, кВ·А;

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Время наибольших потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760, \quad (6.3.11)$$

где $T_{нб}$ – время использования максимальной нагрузки, для трансформаторов электрической подстанции ПС 110/10 кВ «Кривошеино» составляет 2932 ч.

Время наибольших потерь составляет:

$$\tau = \left(0,124 + 2932 \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760 = 1525 \text{ ч.}$$

Таким образом определим потери мощности в трансформаторах:

$$Q_{нэ2500} = 2 \cdot 5,5 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 22 \cdot \left(\frac{884}{2500}\right)^2 \cdot 1525 = 98460 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

$$Q_{нэ16000} = 2 \cdot 18 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot \left(\frac{884}{16000}\right)^2 \cdot 1525 = 315600 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии:

$$З_c = Q_{пэ} \times T_{э}, \quad (6.3.12)$$

где $T_3=1,3$ руб - тариф на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями на территории Томской области, согласно [16]

$$Z_{C\ 2500}=98460 \times 1,3=128000 \text{ руб}$$

$$Z_{C\ 16000}=315600 \times 1,3=410200 \text{ руб}$$

Тогда эксплуатационные затраты будут:

$$Z_{э2500}=184,6+153+128+52,74=518,34 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{э16000}=444+367,9+410,2+126,9=1349 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{эМВ}=7,708+65,840+752,500+1,881=827,891 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{эВВ}=4,425+60,661+259,974+1,733=326,793 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитываем приведенные затраты.

Приведенные затраты отражают величину текущих и единовременных (капитальных) затрат и рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{прив.}}=K \times E_n + Z_э, \quad (6.3.8)$$

где $E_n=0,10$ коэффициент экономической эффективности капиталовложений [14];

$Z_э$ – эксплуатационные затраты, руб;

$$Z_{2500}=5274000 \times 0,1 + 518340 = 1046000 \text{ руб};$$

$$Z_{16000}=12690000 \times 0,1 + 1349000 = 2618000 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{прив.МВ}}=1881 \times 0,1 + 827,891 = 1016,991 \text{ тыс.руб}$$

$$Z_{\text{прив.ВВ}}=1733 \times 0,1 + 326,793 = 500,109 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 6.3.1.

Таблица 6.3.1 – Сравнение эксплуатационных затрат

Элементы эксплуатационных затрат	Варианты	
	Трансформатор мощностью 2500 кВА	Трансформатор мощностью 16000 кВА
Амортизационные отчисления, тыс.руб	184,6	444
Расходы на ремонт и техническое обслуживание, тыс.руб	153	367,9
Стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб/год	128	410,2
Прочие расходы, тыс.руб	52,74	126,9
Итого, тыс.руб.	518,34	1349

Результаты расчетов сводим в таблицу 6.3.2

Таблица 6.3.2 – Экономическое обоснование замены трансформаторов

Показатель	Вариант с	Вариант с
	трансформаторами мощностью 2500 кВА	трансформаторами мощностью 16000 кВА
Капитальные вложения, тыс. руб	5274	12690
Эксплуатационные издержки, тыс. руб	518,3	1349
Приведенные затраты тыс. руб/год	1046	2618

Так как в обоих вариантах работают по два трансформатора, то по условиям надежности электроснабжения варианты равноценные, поэтому выбираем вариант с наименьшими приведенными затратами.

Результаты расчетов сводим в таблицу 6.3.3

Таблица 6.3.3. - Экономическая эффективность замены масляного выключателя на вакуумный выключатель

Показатели	Значение	
	Масляный выключатель	Вакуумный выключатель
Капиталовложения, тыс. руб.	1881	1733
Эксплуатационные затраты, тыс.руб.	827,891	326,793
Приведенные затраты, тыс.руб.	1016,991	500,109

Выбираем вакуумный выключатель так как приведенные затраты получились меньше.

Сведем в таблицу 6.4.3 экономические показатели реконструкции подстанции:

Таблица 6.4.3 – Экономические показатели реконструкции

Показатели	Значение		
	Замена трансформаторов	Замена выключателей	Суммарное значение
Капиталовложения, тыс. руб.	5274	1733,16	7007,16
Эксплуатационные затраты, тыс. руб	518,3	326,793	845,093
Приведенные затраты ,тыс.руб	1046	500,109	1546,109

Вывод: В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение произведен расчет экономической эффективности данного проекта. Затраты на реализацию проекта составляют 7 007 160 рублей.

На протяжении всего срока службы проект будет приносить следующие эффекты:

1. Экономия электроэнергии.

2. Минимальные затраты на обслуживание.
3. Продлевается срок службы оборудования.
4. Снижается вероятность аварийных ситуаций.
5. Повышается производственная безопасность.

7 Социальная ответственность

Целью данного раздела является анализ вредных и опасных факторов влияющих на работу электротехнического персонала обслуживающего РУ ПС «Кривошеино» 110/10 кВ и разработка мер защиты от них, экологическая безопасность и разработка решений по обеспечению экологической безопасности. В разделе также рассматриваются вопросы безопасности в чрезвычайных ситуациях и мер по ликвидации её последствий, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Необходимо отметить что важным вопросом при рассмотрении социальной ответственности является соблюдение правил, норм, инструкций и других документов, утвержденных в установленном порядке.

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.

					<i>ФЮРА. 140205.004 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>А.Е.Кремешков</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>В.И. Готман</i>					<i>101</i>	<i>135</i>
<i>Реценз.</i>						<i>ТПУ ИнЭО, гр. 3-9201</i>		
<i>Консультант</i>		<i>Ю.А.Амелькович</i>						

7.1 Производственная безопасность

7.1.1 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 подстанций электромонтер подвергается вредным производственным факторам.

Под метеорологическими условиями производственной среды, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 понимают сочетание температуры, относительной влажности, скорости движения интенсивности теплового излучения.

Перечисленные параметры оказывают огромное влияние на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье и на надёжность работы средств вычислительной техники.

Помещение должно в первую очередь соответствовать количеству работающих и размещаемому в нём оборудованию и комплексу технических средств. В нём предусматривают соответствующие параметры температуры, освещения, чистоты воздуха. Для обеспечения нормальных условий труда санитарные нормы устанавливают на одного работающего площадь помещения выгороженного стенами или глухими перегородками не менее 6 м².

Одним из необходимых условий здорового и высокопроизводительного труда является обеспечение чистоты воздуха и нормальных метеорологических условий в помещении. В каждом производственном помещении содержатся вредные вещества, которые классифицируются согласно ГОСТ 12.1005 – 88; в данном случае мы имеем дело с углекислым газом (СО₂). Предельно допустимая норма содержания СО₂ в воздухе – 20 мг/м³. Проблему снижения содержания СО₂ в воздухе, можно решить, путем применения естественной и искусственной вентиляции помещения (можно установить кондиционеры), а также озеленение помещения.[18]

1) Микроклимат

Работа электромонтера 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.

Оптимальные условия микроклимата

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

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризуемые незначительными избытками явной теплоты ($23\text{Вт}/\text{м}^2$ и менее)

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

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

Относительная влажность воздуха – 60-40%

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

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

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

Характеристика производственных помещений:

-помещения, характеризуемые незначительными избытками явной теплоты (более $23\text{ Вт}/\text{м}^2$)

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

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

Относительная влажность воздуха – 60-40%

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

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

Допустимые условия микроклимата

Холодный и летний период года - (t ниже +10°C) на постоянных рабочих местах.

Характеристика производственных помещений:

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

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

Температура воздуха- 15,0-22,0 °С

Относительная влажность воздуха – 15-75%

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

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

Тёплый период года - (t +10°C и выше) на постоянных рабочих местах

Характеристика производственных помещений:

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

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

Температура воздуха- 16,0-27,0 °С

Относительная влажность воздуха – 15-75%

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

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

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

По Санитарным правилам и нормам СанПиН 2.2.4.548-96 температура наружных поверхностей технологического оборудования и ограждений на рабочем месте не должна превышать 45 °С.

Таблица 7.1 – Интенсивность теплового излучения

Облучаемая поверхность тела, %	50 и более	25...50	Не более 50
Интенсивность теплового излучения, Вт/м ³ , не более	35	70	100

В холодные и теплые периоды параметры микроклимата обеспечиваются:

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

2) Шумы и мероприятия по их снижению и его нормирование

С физиологической точки зрения шум рассматривают как звук, мешающий разговорной речи и негативно влияющий на здоровье человека.

Шумы в рассматриваемом помещении возникают как от внутренних источников, так и от внешних раздражителей. К внутренним источникам мы относим двигатели, вычислительная техника, находящуюся в данном помещении. Для персонала, осуществляющего эксплуатацию распределительных устройств эквивалентный уровень шума не должен превышать 50 дБА. Согласно с СН 2.2.4/2.1.8.562-96, ГОСТ 12.1.003-83«ССБТ. Шум. Общие требования безопасности», в рабочем помещении электромонтера эта норма соблюдается.

Для измерения шума применяют шумомеры. Все измерения производят в соответствии с ГОСТ 12.1050-86 и ГОСТ 23941-79.

Наиболее перспективным способом снижения шума является использование малошумного оборудования, при этом вводится техническое

нормирование шума машин. В паспорте машины указывается шумовая характеристика.

В соответствии с ГОСТом 12.1003-83 защита от шума, создаваемую на рабочих местах внутренними и внешними источниками, осуществляется уменьшением шума в источнике, применением средств коллективной (ГОСТ 12.1029-80) и индивидуальной (ГОСТ 12.4.011-89) защиты.

Классификация средств коллективной защиты от шума представлена на рис. 7.2.



Рисунок 7.2 – Средства коллективной защиты от шума на пути его распространения

Средства индивидуальной защиты(СИЗ) – противошумы.

Противошумы по ГОСТ 12.4.011–89 [8] подразделяются на три типа:

- *наушники*, закрывающие ушную раковину. В зависимости от частоты они обеспечивают снижение шума на 7–47 дБ. Наиболее эффективно наушники обеспечивают защиту на высоких частотах;
- *вкладыши*, перекрывающие наружный слуховой канал (беруши). В зависимости от частоты они обеспечивают снижение уровня шума на 5–20 дБ. Их изготавливают из специального ультратонкого волокна, а также из резины или эбонита;

- *шлемы*, закрывающие часть головы и ушную раковину.

Применяют при очень высоких уровнях шума (более 120 дБ).

3) Освещение на рабочем месте электромонтера

О важности вопросов производственного освещения говорит тот факт, что условия деятельности электромонтера в системе «человек-машина» связаны явным преобладанием зрительной информации - до 90% общего объема.

Выполняемая работа относится к классу «точных». Для искусственного освещения СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» регламентирована наименьшая допустимая освещенность рабочих мест – 300 Лк, рекомендуемая – 400 Лк.[18]

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 бликозность - 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. [30]

Для обеспечения нормативной освещенности необходимо использовать совмещенное освещение, при котором естественное дополняется искусственным. Естественное освещение является боковым, а искусственное –

общим. В условиях недостаточной освещенности в утреннее и вечернее время используется искусственное освещение

Расчет системы искусственного освещения[24]

Порядок расчета:

- выбор системы освещения (общая, местная, комбинированная);
- выбор типа светильников;
- определение количества светильников;
- определение мощности источников света.

При выборе типа светильников следует учитывать светотехнические требования, экономические показатели, условия среды. Учитывая размеры помещения и коэффициенты отражения, выбираем светодиодные лампы ЛД 27-19W-1200 (длина 1212 мм, ширина 26 мм, потребляемая мощность 19 Вт). [19]

Размещение светильников в помещении определяется следующими размерами:

Высота помещения $H=2,2$ м; высоту рабочей поверхности над полом принимаем равной $h_p=0,75$ м.

Расчетная высота, высота светильника над рабочей поверхностью:

$$h = H - h_p; \quad (7.1)$$

$$h = 2,2 - 0,75 = 1,45 \text{ (м);}$$

Для создания благоприятных условий на рабочем месте, для борьбы со слепящим действием источников света введены требования ограничения наименьшей высоты светильников над полом. Для данных ламп это расстояние составляет 2,2 (м).

Расстояние между светильниками (максимальное) L определяется как:

$$L = \lambda \cdot h = 1,2 \cdot 1,45 = 1,74 \text{ м;} \quad (7.2)$$

Оптимальное расстояние между стеной и светильником:

$$L/3 = 1,74/3 = 0,58 \text{ м.} \quad (7.3)$$

Размещаем светильники в один ряд. В ряду установить 11 светодиодных ламп типа ЛД 27-19W-1200 (с длиной 1,21 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 1,159 м, расстояние до стены составит 0,58 м,

расстояние от ряда до стен по обеим сторонам 0,33 м. Изображаем в масштабе план помещения и размещения на нем светильников (рис. 7.3).

Находим индекс помещения:

$$I = S / h(A+B), \quad (7.4)$$

где S – площадь освещаемого помещения, м²;

$A=12,75$ м – длина помещения;

$B=1,87$ м – ширина помещения.

Тогда:

$$i = 23,84 / (1,45(12,75 + 1,87)) = 1,125$$

Определяем коэффициент использования светового потока: $\eta = 0,52$.

Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi = E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z / n \cdot \eta, \quad (7.4)$$

где E_n – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05-95. Л_к[18]; K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и прочее, т.е. отражающих поверхностей), (наличие в атмосфере цеха дыма, пыли);

Z – коэффициент неравномерности освещения. Для светодиодных ламп при расчётах берётся равным 1,1;

n – число светильников.

Определяем потребный световой поток лампы в каждом из рядов:

$$\Phi = \frac{300 \cdot 23,84 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{11 \cdot 0,52} = 2063 \text{ Лм}$$

Выбираем ближайшую стандартную лампу–ЛД 27-19W-1200 с потоком 2000 Лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд} - \Phi_{л.расч}}{\Phi_{л.станд}} \cdot 100\% \leq +20\% \quad (7.5)$$

Получаем:

$$-10\% \leq -3,165\% \leq +20\%$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 11 \cdot 19 = 209 \text{ Вт.}$$

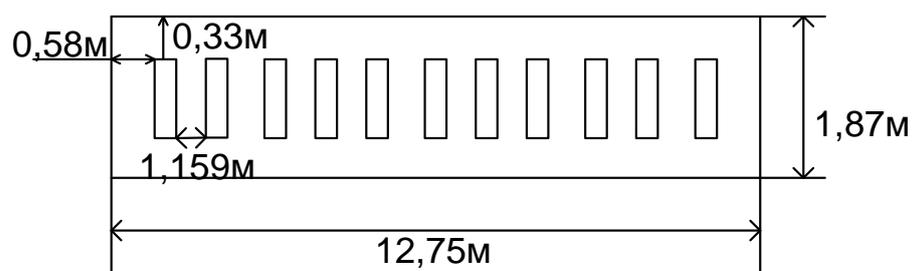


Рисунок 7.3 – План помещения и размещения светильников

4) Электромагнитные излучения

Нормируемыми параметрами электромагнитных полей являются напряжённости E и H . Предельно допустимая напряжённость электромагнитного поля на рабочих местах не должна превышать в течение рабочего дня по электрической и магнитной составляющей нормативов согласно ГОСТ 12.1.006-84, по продолжительности воздействия нормативов ГОСТ 12.1.002-75.

Оценка фактических значений электромагнитных излучений, при невозможности проведения измерений, может быть приведена по паспорту оборудования, либо по данным о характеристиках рентгеновского излучения, генерируемого электровакуумными приборами и установками.

Предельно допустимая напряженность электромагнитного поля на рабочих местах не должна превышать нормативов в течение рабочего дня по электрической составляющей согласно таблице 7.3

Таблица 7.3 – Напряжённость электромагнитного поля

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц-2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц-400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц-2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц-400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

Для защиты от излучений применяют защитные экраны и ограничивают время работы.[28]

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 РУ подстанций электромонтер подвергается следующим опасным факторам:

1) Поражение электрическим током. В процессе профилактических и наладочных работ на подстанции электромонтер подвергается опасности поражения электрическим током, результатом которого могут стать электротравма, ожог или смерть.

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.

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

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.

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 электрозащитные 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 электрозащитные 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 III.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

кромки, 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 недосягаемой 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.

Молниезащита подстанции «Кривошеино» 110/10 кВ

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией, влияющей на работу подстанции, является удар молнии.

Молния представляет собой электрический разряд в атмосфере между облаками и землей или между разноименными зарядами облаков.

Воздействие зарядов молнии могут быть двух видов:

- 1) молния поражает здание и установки (непосредственно удар молнии);
- 2) молния оказывает вторичное воздействие, объясняемое электростатической и электромагнитной индукцией.

Производственные, жилые и общественные здания и сооружения в зависимости от их конструктивных характеристик, назначения и значимости, вероятности возникновения взрыва или пожара, технологических особенностей, а также от интенсивности грозовой деятельности в районе их местонахождения подразделяют на три категории по устройству молниезащиты:

I. Производственные здания и сооружения со взрывоопасными помещениями классов В-1 и В-2 по ПУЭ (к данной категории относятся также здания электростанций и подстанций).

II. Другие здания и сооружения со взрывоопасными помещениями, не относимые к категории I.

III. Все остальные здания и сооружения, том числе пожароопасные помещения.

Здания и сооружения относящиеся к категории I, подлежат обязательной молниезащите; зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше.

Наиболее часто возникают линейные молнии, длительность которых составляет десятые доли секунды. Такие молнии наиболее опасны при прямом ударе. Так как молния основном они поражает предметы, имеющие большую

высоту, чем другие расположены по близости, по этому для защиты от нее используют молниеотводы, которые представляют собой возвышающиеся над защищаемым объектом металлические устройства, воспринимающие прямой удар молнии и отводящие молнии в землю.

Для III климатического района (Томская область) интенсивность грозовой деятельности в год составляет 20 — 40 ч при среднегодовом числе ударов молнии в 1 км земной поверхности равным 6. [23]

Подстанция «Кривошеино» 110/10кВ относится к первой категории по молниезащите. Для защиты объектов этой категории применяем стержневой молниеотвод.

7.2 Экологическая безопасность

При эксплуатации подстанции оказывается заметное воздействие на окружающую природную среду, загрязняя атмосферу, землю, воду вредными выбросами дымовых газов и сточными водами электростанций, сброса большого количества теплоты, расходуя значительное количество водных и земельных ресурсов, подвергая биосферу неблагоприятному воздействию радиации, связанной с эксплуатацией атомных станций, подстанций, электромагнитных полей линий электропередачи.

Строительство подстанции не предусматривает крупных строительных работ, в ходе которых было бы оказано заметное воздействие на окружающую среду.

Проектом предусмотрены определённые меры по сведению до минимума нагрузки на окружающую среду. При аварии трансформатора для предотвращения разлива масла по подстанции, предусматривается маслоприемная яма под трансформатором, система аварийных маслостоков и маслосборник.

Устанавливаемое оборудование полностью соответствует существующим международным стандартам в области экологии.

Использование данного оборудования не приведёт к загрязнению окружающей среды и электромагнитное излучение не превысит установленных предельно-допустимых норм.

Классификация твердых промышленных отходов.

Твердые промышленные отходы (ТПО) представляют собой, как правило, более или менее однородные продукты, которые не требуют предварительной сепарации по группам для их переработки.

Каждое производственное подразделение, как правило, характеризуется своим специфическим видом ТПО, представляющим собой смесь различных продуктов, образующихся в процессе производства тех или иных изделий или полупродуктов.

Классификация ТП по физико-химическим, биологическим, биохимическим и токсикологическим свойствам.

Итак, все твердые промышленные отходы (ТПО) следует подразделить на следующие группы:

- отходы металлоперерабатывающих производственных подразделений;
- отходы металлургических производственных подразделений;
- отходы стекольных и керамических производств;
- отходы при производстве полимерных материалов синтетической химии (в том числе отходы резины и резинотехнических изделий;
- отходы из природных полимерных материалов (отходы древесины, картона, целлюлозно-бумажные отходы, отходы фиброина, кератина, казеина, коллагена);
- отходы отопительных систем;
- волокнистые отходы;
- радиоактивные отходы.

Все ТПО, как уже отмечалось, не требуют сепарации и сразу могут подвергаться переработке для получения товарных продуктов и изделий. Вопросы переработки ТПО рассматриваются детально в последующих главах.

Следует отметить, что общее количество ТПО, перерабатываемых при высокой температуре (в отличие от обычного сжигания при низкой температуре в бытовых условиях, при которых вообще недопустима такая переработка синтетических полимерных материалов в виду возможного побочного образования ДО и ДПВ) не должна превышать значительных количеств. В виду возможного нарушения сохранения природной органики в почвенном слое и вообще в биосфере при возможной высокотемпературной переработке в большом масштабе.

Высокотемпературная переработка ТПО целесообразна только тогда, когда перерабатываются в первую очередь продукты содержащие галоиды (хлор-, бром-) или синтетические полимерные олигомерные или мономерные органические продукты неизвестные по химической природе или те, которые могут содержать галоиды даже в незначительных количествах опять же в виду возможности образования ДО и ДПВ в микроколичествах или даже в следах; а также объекты, содержащие паразитическую микрофлору и микрофауну. Эти галоидированные ДО и ДПВ или супертоксиканты, в отличие от простых диоксинов, скажем 1,4 диоксина и радиоактивных препаратов и объектов, могут образовываться при совместном сжигании некоторых видов тары из синтетических полимерных материалов и при тлении и плавлении (сами они не горят) галоидированных полиолефинов.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Различают чрезвычайные ситуации по характеру источника (природные, техногенные, биолого-социальные и военные) и по масштабам (локальные, местные, территориальные, региональные, федеральные и трансграничные). [17]

Основными причинами возникновения ЧС могут быть:

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

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 воспламенение произошло на участке электросети с напряжением до 1000 В (к примеру, возгорание электрошита), то можно тушить проводку порошковым огнетушителем. Такие средства быстро сбивают пламя, т.к. слой инертного порошка предотвращает попадание кислорода к очагу воспламенения 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 позволит 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

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ. Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое рабочее место, окончания работы.

Ответственными за безопасность работ являются:

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

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения.

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

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Правовые вопросы обеспечения безопасности

Существует Приказ Минздравсоцразвития России № 46н от 16 февраля 2009 г. «Об утверждении Перечня производств, профессий и должностей, работа в которых дает право на бесплатное получение лечебно-профилактического питания в связи с особо вредными условиями труда, рационов лечебно-профилактического питания, норм бесплатной выдачи витаминных препаратов и Правил бесплатной выдачи лечебно-профилактического питания». Некоторые должности, работа на которых является вредной, указываются и в трудовых договорах конкретных предприятий.

Согласно статье 57 ТК РФ в случае, если характер работы предусматривает наличие вредных или опасных условий труда, то в трудовом договоре обязательно должны быть указаны следующие сведения: специальности с указанием квалификации; конкретный вид поручаемой работы. При этом если с выполнением работ связано предоставление компенсаций и льгот или наличие ограничений, то их наименования должны соответствовать наименованиям, указанным в квалификационных справочниках.

- *режим рабочего времени, если он отличается от общих правил, установленных у данного работодателя;*

- условия оплаты труда, доплаты и надбавки за опасные условия труда с указанием их характеристик.

В соответствии со статьей 91 ТК РФ нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю.

Льготы для работников, занятых на вредном производстве

Статья 117 ТК РФ предусматривает право на ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск для работников, которые заняты на работах, связанных с неблагоприятным воздействием на здоровье человека вредных физических, и других факторов при работе на подстанции.

Минимальная продолжительность такого отпуска должна составлять семь календарных дней. Его конкретная продолжительность в зависимости от класса условий труда должна определяться соответствующими инструкциями указанными в трудовом договоре.

Дополнительный отпуск предоставляется работникам, если они в рабочем году фактически проработали во вредных и опасных условиях труда не менее 11 месяцев. Дополнительный отпуск можно совместить с поездкой в санаторий при заключении врача.

Если работник имеет право на получение дополнительного отпуска в связи с вредными условиями труда по нескольким основаниям, отпуск предоставляется по одному из этих оснований. Также работнику предоставляется бесплатный проезд по Российской Федерации один раз в 2 года с одним членом семьи, и половина стоимости ребенку.

Оплата труда работникам с вредными условиями труда

Статья 147 ТК РФ устанавливает, что оплата труда работников, занятых на работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками, установленными для различных видов работ с нормальными условиями труда, но не ниже размеров, установленных трудовым законодательством.

Постановлением Правительства РФ № 870 определен минимальный размер такого повышения – не менее 4% тарифной ставки (оклада) по

сравнению с нормальными условиями труда. Более конкретные нормы устанавливаются ведомственными нормативными актами, отраслевыми соглашениями, коллективными и трудовыми договорами.

Кроме того, среди льгот – регулярные медицинские осмотры, которые являются обязательными и периодическими.

Для занятых на подстанции законодательством предусмотрены и ежедневные осмотры, которые должны проводиться и в начале рабочего дня. К ним относятся: работы на высоте, верхолазные работы, работы связанные с применением легковоспламеняющихся материалов.

Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты утверждены Приказом Минздравсоцразвития РФ от 01.06.2009 № 290н. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, смывающими и обезвреживающими средствами предусмотрено статьей 212 ТК РФ, согласно которой эти средства должны быть предоставлены работодателем за его счет, а перед этим пройти обязательную сертификацию или декларирование соответствия.

Средства индивидуальной защиты выдаются по результатам аттестации рабочих мест по условиям труда. Этим же приказом установлены нормы и условия выдачи молока – 0,5 л за смену независимо от ее продолжительности. По желанию работника выдача молока и других равноценных продуктов может быть заменена компенсационной выплатой.

9 Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учебное пособие/А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – 248 с.

10 ГОСТ 14209-97 «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов»

11 ГОСТ 687 – 78 «Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия».

12 ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»

13 Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» / Руководство по эксплуатации, паспорт

14 Кожевников Н.Н. Экономика и управление в энергетике: Учеб. пособие для студ. Сред. Проф. Учеб. Заведений / Т.Ф. Басова, Н.Н. Кожевников, Э.Г. Леонова и др.; Под ред. Н.Н. Кожевникова. - М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 384 с.

15 Басова Т.Ф. Экономика и управление энергетическими предприятиями / Т.Ф. Басова, Е.И. Борисов, В.В. Бологова и др. – М.: Академия, 2004. – 432 с.

16 Приказ Департамента тарифного регулирования Томской области от 31.12.2013 г. №51/1040 «Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями на территории Томской области»

17 ГОСТ Р 22.0.02-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий»

18 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»

19 Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности" (утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314)

20 Федеральный закон от 22 июля 2008 года №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

21 Методическое пособие специалисту по охране труда. Выпуск № 1 Перечень и образцы документов по ОТ. Программы проведения инструктажей по ТБ и формы журналов.- Москва: Изд-во "Нела-Информ", 2004.- 140 с.

22 Приказ от 10.02.2014 г. №6/од «Об утверждении и введении в действие «Положения о выпускных квалификационных работах бакалавра, специалиста и магистра в Томском политехническом университете»

23 Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М. А. Шабад.- 4-е изд., перераб. и доп.- СПб.: ПЭИПК, 2003- 350 стр., ил.

24 Назаренко О.Б. Расчет искусственного освещения - Томск: Изд. ТПУ, 2005- 12 стр.

25 ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

26 СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

27 СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"

28 СанПиН 2.2.4.1191–03. Электромагнитные поля в производственных условиях.