

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

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

<b>Тема работы</b>
<b>Проект реконструкции подстанции 110/6 кВ Опорная-6</b>
УДК 621.311.4.001.6-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГС1	Жидовленков Анатолий Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Фикс Н.П.	Доцент к.пед.н		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Гусельников М.Э.	Доцент к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2016 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Направление ООП: 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль: Электроэнергетические системы и сети

Кафедра, институт: кафедра электрических сетей и электротехники, Институт электронного обучения

<b>Результат обучения</b>	
<b>Профессиональные компетенции</b>	
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчёта и анализа электрических устройств, объектов и систем.
Р 2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетики и электротехники, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
Р 3	Уметь проектировать электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники, интерпретировать данные и делать выводы.
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики и электротехники.
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической и электротехнической отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
<b>Универсальные компетенции</b>	
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетики и электротехники
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчётов и обмена технической информацией в областях электроэнергетики и электротехники.
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетики и электротехники.
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетики и электротехники с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетики и электротехники.

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

---

Институт Электронного обучения  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Кафедра Электрические сети и электротехника

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой ЭСиЭ  
\_\_\_\_\_  
Прохоров А.В.  
(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А2ГС1	Жидовленкову Анатолию Николаевичу

Тема работы:

**Проект реконструкции подстанции 110/6 кВ Опорная-6**

Утверждена приказом

№ 1029/с от 12.02.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2016

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b> (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.).	Однолинейная схема подстанции 110/6 кВ Опорная-6; параметры оборудования.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Поиск источников по теме исследования; аналитический обзор источников по теме исследования; описание объекта, цели и постановка задач ис-

<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>	следования; обоснование необходимости реконструкции подстанции; расчёт электрических нагрузок и общей мощности подстанции; выбор числа и мощности силовых трансформаторов; расчёт токов короткого замыкания; выбор и проверка оборудования и аппаратуры; технико-экономические расчёты; производственная и экологическая безопасность; анализ результатов и перспектив выполненного исследования, заключение.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Однолинейная схема подстанции 110/6 кВ Опорная-6 до реконструкции; однолинейная схема подстанции 110/6 кВ Опорная-6 после реконструкции; результаты выполненного исследования.

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент кафедры менеджмента Коршунова Л.А
Социальная ответственность	Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности Гусельников М.Э.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**нет

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	18.02.2016
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Фикс Н. П.	Доцент к. пед. н.		18.02.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-5A2ГС1	Жидовленков Анатолий Николаевич		18.02.2016

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

Институт Электронного обучения

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования – Бакалавриат

Кафедра Электрические сети и электротехника

Период выполнения – Весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**

**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:		10.06.2016
<b>Дата контроля</b>	<b>Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)</b>	<b>Максимальный балл раздела</b>
29.02.2016	<i>Поиск источников по теме исследования; аналитический обзор источников по теме исследования.</i>	15
07.03.2016	<i>Описание объекта, цели и постановка задач исследования; обоснование необходимости реконструкции подстанции.</i>	10
15.03.2016	<i>Расчёт электрических нагрузок и общей мощности подстанции; выбор числа и мощности силовых трансформаторов.</i>	30
13.04.2016	<i>Расчёт токов короткого замыкания; выбор и проверка оборудования и аппаратуры.</i>	30
20.04.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	5
27.04.2016	<i>Социальная ответственность</i>	5
04.05.2016	<i>Анализ результатов и перспектив выполненного исследования, заключение</i>	5

Составил преподаватель:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент кафедры электрических сетей и электротехники	Фикс Н.П.	Доцент к.пед.н.		18.02.2016

**СОГЛАСОВАНО:**

<b>Зав. кафедрой</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Электрических сетей и электротехники	Прохоров А.В.	Доцент к. т. н.		18.02.2016

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-5A2ГС1	Жидовленков Анатолий Николаевич

<b>Институт</b>	Энергетический	<b>Кафедра</b>	Электроэнергетических систем
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Электроэнергетика и Электротехника

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

<i>1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ):материальнотехнических,энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- стоимость материалов и оборудования; - квалификация исполнителей; - трудоёмкость работы.
<i>2.Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- нормы амортизации;
<i>3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	- отчисления в социальные фонды 30%;

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1.Оценка коммерческого потенциала инженерных решений(ИР)</i>	-оценка снижения эксплуатационных издержекот установки новых выключателей, снижение потерь продукции
<i>2.Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	- планирование выполнения проекта
<i>3.составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	- расчёт затрат на проектирование, определение стоимости проекта; -расчёт капитальных вложений и эксплуатационных издержек в реконструкцию подстанции
<i>4.Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	- определение технико-экономической эффективности реконструкции подстанции

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

*1.График выполнения проектных работ*

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Коршунова Л. А.	Доцент к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-5A2ГС1	Жидовленков Анатолий Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b> 3-5A2ГС1		<b>ФИО</b> Жидовленкову Анатолию Николаевичу	
<b>Институт</b>	<b>Электронного обучения</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Электрические сети и электротехника</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i></li> <li>– <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i></li> <li>– <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></li> <li>– <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i></li> </ul>	<p>-Предмет исследования – подстанция ОП-6 Новокузнецкого металлургического комбината.</p> <p>Данная ПС по степени опасности поражения электрическим током относится к особо опасным помещениям</p> <p>-вредные проявления (сильные электромагнитные поля, повышенный уровень шума на рабочем месте, повышенная температура воздуха на рабочем месте)</p> <p>-опасные проявления (; опасные уровни напряжения в электрических цепях, замыкание которых может пройти через тело человека).</p>
2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i>	ПУЭ, ПТЭЭП, МПОТЭЭ

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i></li> <li>– <i>действие фактора на организм человека;</i></li> <li>– <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i></li> <li>– <i>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– В данном разделе будет рассмотрена:</li> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>
---	---

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита– источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Данная глава посвящается изучению:</li> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита– источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>			
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>			
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>			
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>			
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>				
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>				
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	<p>18.02.2016</p>			
<p><b>Задание выдал консультант:</b></p>				
<p><b>Должность</b></p>	<p><b>ФИО</b></p>	<p><b>Ученая степень, звание</b></p>	<p><b>Подпись</b></p>	<p><b>Дата</b></p>
<p>Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности</p>	<p>Гусельников М.Э.</p>	<p>Доцент к.т.н.</p>		
<p><b>Задание принял к исполнению студент:</b></p>				
<p><b>Группа</b></p>	<p><b>ФИО</b></p>	<p><b>Подпись</b></p>	<p><b>Дата</b></p>	
<p>3-5А2ГС1</p>	<p>Жидовленков Анатолий Николаевич</p>		<p>18.02.2016</p>	



## Referat

Reconstruction of substation 110/6 кВ ОП-6. The degree project on a speciality «the Electric equipment and an electroeconomy of the enterprises, the organizations and establishments» (140610). – Novokuznetsk, 2013. – 93с. Tab. 16, silt. 13, sources 30.

In the course of performance of the degree project questions of modernization of an electric equipment of substation have been considered and corresponding calculations are carried out. The basic calculations concerned questions of electric loadings, calculation of currents of short circuit in the basic points of the scheme of substation. On the basis above the resulted calculations the electric equipment meeting modern requirements of reliability has been chosen. Calculations and a choice of relay base of the transformer on modern element base are made. Are resulted calculation technical – economic indicators and an electric equipment time of recovery of outlay. Also safety issues and ecology are considered at substation and requirement operation to quality of the electric power.

As a result of the offered actions for electric equipment modernization increase of reliability of work of an electric equipment, reduction of refusals of an electric equipment, reduction kapitalozatrat on operation of the given electric equipment is expected.

					<i>ФЮРА.140400.00 ПЗ</i>			
		№	Подп.П					
Разраб.		<i>Жидовленков А.Н.</i>			<i>REFERAT</i>	Лит.	ЛистЛи	ЛистовЛи
Руков.		<i>Фикс Н.П.</i>					10	
					<i>ТПУ ЭНИИ Гр. 3-5А2ГС1</i>			

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	13
1 Обоснование необходимости реконструкции подстанции	14
1.1 Технологическая характеристика объекта	14
1.2 Анализ существующего положения и обоснования реконструкции	20
2 Расчетная часть	21
2.1 Расчет электрических нагрузок и выбор высоковольтного оборудования	21
2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	24
2.3 Расчет токов короткого замыкания	26
2.4 Выбор оборудования на стороне 6кВ	37
2.5 Выбор изоляторов	41
2.6 Выбор выключателя	42
2.7 Выбор трансформатора тока	44
2.8 Выбор трансформатора напряжения	47
2.9 Выбор оборудования на стороне 110 кв	48
3 Выбор устройств релейной защиты и автоматики, специальные вопросы	54
3.1 Релейная защита	54
3.1.1 Релейная защита основных элементов	56
3.1.2 Расчет МТЗ с пуском по напряжению	57
3.1.3 Расчет защиты от перенагрузки	59
3.1.4 Газовая защита трансформаторов	60
3.1.5 Защита от перегруза	62
3.1.6 Защита от перегрева масла	62
3.1.7 Обдувка трансформаторов	62
3.2 Оперативный ток	63
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность ресурсосбережение	64
4.1 Введение	64
4.2 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости проектных работ.	64
4.3 Расчёт затрат на проектирование	65
4.3.1 Расчёт заработной платы	65
4.3.2 Расчет отчислений на социальные нужды	66
4.3.3 Материальные затраты	66
4.3.4 Амортизационные	67

					<i>ФЮРА.140400.00 ПЗ</i>		
		№ докум.	Подп.				
Разраб.	Жидовленкова А.Н.				<i>СОДЕРЖАНИЕ</i>		Лит.
Руков.	Фикс Н.П.						Лист
							Листов
							11
							ТПУ ЭНИН Гр. 3-5А2ГС1

4.3.5 Прочие расходы	68
4.3.6 Накладные расходы	68
4.3.7 Составление смет на проектирован	68
4.4 Экономическое обоснование реконструкции подстанции	69
4.4.1 Расчет сметной стоимости реконструкции	70
4.4.2 Расчет капитальных вложений в реконструкцию	70
4.4.3 Расчет годовых издержек при работе старого оборудования	72
4.4.4 Расчет годовых издержек при работе нового оборудования	75
4.4.5 Расчет экономического эффекта от модернизации	77
5 Социальная ответственность	78
5.1 Введение к разделу 5	78
5.2 Производственная безопасность	78
5.2.1 Анализ условий труда на опрной подстанции	78
5.2.2 Анализ опасности поражения током в различных электрических сетях	79
5.2.3 Анализ биологического воздействия электрического поля	80
5.3 Защитное заземление	80
5.3.1 Исходные данные	80
5.3.2 Расчёт защитного заземления	82
6.1 Экологическая безопасность	84
6.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
6.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
Заключение	88
Список использованных источников	89
Приложения А	91
Приложения Б	92
Приложения В	93

## Введение

В нашей стране энергетика обеспечивает надежное электроснабжение всех потребителей Российской Федерации.

Основными потребителями электрической энергии являются: различные отрасли промышленности, транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйство городов и поселков.

Электроэнергия широко используется во всех отраслях промышленности, особенно для электропривода различных механизмов, для электротехнических установок (электротермических и электросварочных), а так же для электролиза, электроискровой и электрозвуковой обработки материалов и т.д.

Для обеспечения подачи электроэнергии в необходимом количестве и соответствующего качества от энергосистем к промышленным объектам, установкам, устройствам и механизмам служат системы электроснабжения промышленных предприятий, состоящие из сетей напряжением 1 кВ и выше, трансформаторных, преобразовательных и распределительных подстанций.

Электроустановки потребителей электроэнергии имеют свои специфические особенности, к ним предъявляются определенные требования: надежность питания, качество электроэнергии, резервирование и защита отдельных элементов и другие. При проектировании, сооружении и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий необходимо правильно, определять электрические нагрузки, выбирать тип, число и мощность трансформаторных подстанций, виды их защиты, системы компенсации реактивной мощности и способы регулирования напряжения. Это должно решаться с учетом совершенствования технологических процессов производства, роста мощности отдельных электроприемников и особенностей каждого предприятия, повышения качества и эффективности их работы.

					<i>ФЮРА.140400.00 ПЗ</i>			
		№ докум.	Подп.			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Жидовленков А.Н.					13	
Руков.		Фикс Н.П.						
					<i>ВВЕДЕНИЕ</i>			
					<i>ТПУ ЭНИИ Гр. 3-5А2ГС1</i>			

# 1 Обоснование необходимости реконструкции подстанции

## 1.1 Технологическая характеристика объекта

Подстанция 110/6кВ Опорная-6 предназначена для электроснабжения непечных электропотребителей электросталеплавильного цеха №2 и его отделений. Для этого на подстанции Опорной-6 110/6 кВ были установлены силовые трансформаторы 110/6 кВ 2\*25 МВА, сооружено ЗРУ-110 и КРУ-6 на четыре секции.

Электроснабжение подстанции 110/6 Кв Опорной-6 предусматривается по двухцепной ВЛ-110 кВ с шин главной понизительной подстанции 220/110 кВ КМК-1. На стороне 110 кВ подстанции Опорной-6 принята схема блоков «линия-трансформатор» с разъединителем и короткозамыкателем в цепи трансформатора. На стороне 6 кВ принята одинарная секционированная масляными выключателями на четыре секции система сборных шин.

В нормальном режиме трансформаторы работают отдельно. На секционных выключателях предусматривается АВР. Принципиальная однолинейная схема подстанции 110/6 Опорная-6 к данному диплому прилагается.

Максимальная электрическая нагрузка электроприёмников комплекса составляет 31,4 МВт при коэффициенте реактивной мощности 0,48.

Вся высоковольтная аппаратура выбрана по номинальным параметрам тока и напряжения с последующей проверкой на динамическую и термическую устойчивость к токам короткого замыкания в месте установки аппаратуры.

Ток трехполюсного короткого замыкания составляет:

шины 110 кВ-17,8 кА

шины 6 кВ-11,2 кА

					<i>ФЮРА.140400.00 ПЗ</i>			
		№ докум.	Подп.		<i>ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХО- ДИМОСТИ РЕКОНСТРУК- ЦИИ ПОДСТАНЦИИ</i>	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Жидовленкова А.Н.						14	
Руков.	Фикс Н.П.							
						<i>ТПУ ЭНИИ Гр. 3-5А2ГС1</i>		1/1

Для электроснабжения нагрузки 31,4 МВт на подстанции 110/6кВ Опорная-6 устанавливаются:

- два трансформатора ТРДН-25000/110 мощностью 25000 кВА, напряжением 110/6 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой;
- заземлители ЗОН-110М-ПУ1 с приводом ПРН-11;
- разрядники РВС-35, РВС-15.

В закрытое распределительное устройство ЗРУ-110 кВ устанавливаются:

- разъединители РНДЗ-2-110/1000У1 с приводом ПР-У1;
- короткозамыкатели КЗ-110У1;
- разрядники РВС-110М.

Электрооборудование ЗРУ-110 кВ принято с нормальной изоляцией.

Распределительное устройство КРУ-6 кВ комплектуется из шкафов КРУ-6-20У3 производства Хмельницкого завода трансформаторных подстанций.

В шкафах КРУ-6-20У3 устанавливаются масляные выключатели типа:

- ВМПЭ-10-3200-31,5У3 на вводах 6 кВ от силовых трансформаторов;
- ВМПЭ-10-1600-20У3 на секционных связях между секциями шин 6 кВ;
- ВМПЭ-10-1000-20У3 и ВМПЭ-10-630-20У3 на отходящих линиях.

На силовых трансформаторах предусмотрены следующие виды защит:

- продольная дифференциальная защита с действием на отключение выключателей 6 кВ и на включение короткозамыкателя на стороне 110 кВ (выполнена на трех реле ДЗТ-11);

- газовая защита трансформатора и РПН с действием на сигнал (первая ступень) и на отключение выключателей 6 кВ и включение короткозамыкателя на стороне 110 кВ (вторая ступень);

- максимальная токовая защита на стороне 110 кВ с выдержкой времени, действующая на включение короткозамыкателя при коротких замыканиях в силовом трансформаторе и на шинах 6 кВ, и на отключение выключателей 6 кВ;

- защита от перегрузки на вводах 6 и 110 кВ с действием на сигнал;

- защита от понижения уровня масла и перегрева масла трансформатора с действием на сигнал.

На секционных выключателях 6 кВ предусмотрена максимальная токовая защита с действием на отключение.

Предусмотрено ускорение защиты при включении выключателя на короткое замыкание.

На отходящих линиях 6 кВ к распределительным подстанциям предусматриваются:

- максимальная токовая защита с выдержкой времени с действием на отключение;

- защита от замыканий на землю с действием на сигнал.

На отходящей линии 6 кВ к силовым трансформаторам 6/0,4 кВ:

- токовая отсечка мгновенного действия на отключение;

- защита от замыканий на землю с действием на сигнал.

На отходящей линии 6 кВ к двигателям дымососов и аспирационных выбросов газоочистки:

- токовая отсечка без выдержки времени;

- защита от перегрузки с выдержкой времени;

- защита минимального напряжения;

- защита от замыканий на землю.

Все защиты действуют на отключение.

Автоматика.

На подстанции 110/6 Опорная-6 предусматривается следующий объем автоматики:

- автоматическое повторное включение АПВ вводных выключателей 6 кВ силового трансформатора;

- автоматическое включение устройства охлаждения силовых трансформаторов;

- автоматическое включение обогрева приводов короткозамыкателей 110 кВ;

- автоматическое регулирование коэффициента трансформации силового трансформатора;
- автоматический ввод резерва АВР секционных выключателей 6 кВ;
- автоматическая частотная разгрузка АЧР на отходящих линиях 6 кВ с последующим частотным автоматическим повторным включением ЧАПВ после восстановления частоты.

Управление, сигнализация и блокировка.

Управление вводными и секционными выключателями 6 кВ предусмотрено с щита управления. Управление выключателями 6 кВ производится при помощи ключей управления, установленных на фасадах шкафов КРУ-2-6-20УЗ.

Все разъединители имеют ручное управление. Предусмотрены следующие виды сигнализации:

- световая сигнализация положения выключателей;
- световая и звуковая сигнализация аварийного отключения выключателей;
- звуковая предупреждающая сигнализация о ненормальном состоянии (перегрузка и перегрев трансформаторов, первая ступень газовой защиты, «земля» на шинах 6 кВ и т. п.).

Действие сигнализации положения предупредительной и аварийной сигнализации предусматривается только в период нахождения обслуживающего персонала на подстанции 110/6кВ Опорная-6. Предусмотрена передача аварийных и предупреждающих сигналов в существующий диспетчерский пункт электроснабжения завода, находящийся на подстанции ОП-3. Фиксация сигнала, до прибытия обслуживающего персонала на подстанцию, производится сигнальным реле, включенными в индивидуальные цепи аварийной и предупреждающей сигнализации. Проектом предусматривается электромагнитная блокировка разъединителей и выключателей для исключения возможности следующих операций:

- включение заземляющих ножей на участке цепей, находящихся под напряжением;

- включения и отключения разъединителей под нагрузкой.

Измерение и учет электроэнергии

Измерение тока предусматривается:

- на вводах 6 кВ силового трансформатора;
- в цепи секционных выключателей 6 кВ;
- на отходящих линиях 6 кВ.

Измерение напряжения предусматривается на каждой секции шин 6 кВ.

Учет активной и реактивной энергии предусматривается:

- на вводах 6 кВ силового трансформатора;
- на всех отходящих линиях 6 кВ. Коммерческий учет электроэнергии предусмотрен на стороне 110 кВ подстанции 220/110 кВ КМК-1 при помощи автоматизированной системы учета и контроля электроэнергии типа ИИСЭ-1-48, установленной на п/ст КМК-1. Контрольный учет электроэнергии предусмотрен на вводах 6 кВ п/ст ОП-6 с помощью системы ИИСЭ-1-48, установленной в ОПУ п/ст ОП-9.

Телемеханика.

Проектом предусмотрена возможность телемеханизации подстанции в следующем объеме:

а) Телесигнализация:

- положения вводных выключателей 6 кВ силового трансформатора;
- положения секционных выключателей 6 кВ;
- работа газовой защиты;
- перегрузка и перегрев силового трансформатора;
- «земля» в сети 6 кВ;
- действие устройств автоматики;
- аварийное отключение выключателей 6 кВ.

б) Телеуправление:

- вводными выключателями 6 кВ;

- секционными выключателями 6 кВ.

в) Телеизмерение по вызову:

- тока на стороне 6 и 110 кВ силового трансформатора и в цепи секционного выключателя;

- напряжения на шинах 6 кВ;

- активной мощности на вводах 6 кВ трансформатора.

Собственные нужды переменного тока.

Потребители собственных нужд п/ст ОП-6 (электрическое освещение, вентиляция) получают от трансформаторов собственных нужд типа ТМ-400/6 мощностью 400 кВА, питающихся от I и II секций 6 кВ п/ст ОП-6.

Электроосвещение.

В проекте электроосвещения выполнено освещение ЗРУ-110 кВ, КРУ-6 кВ и камер силовых трансформаторов.

Предусмотрены следующие виды освещения:

- рабочее;

- аварийное;

- ремонтное.

Заземление и молниезащита.

Внутренний контур заземления ЗРУ-110 кВ, КРУ-6 кВ и камер силовых трансформаторов выполнен стальной полосой 4\*40 мм, проложенной по стене на отметке +0,5 м от уровня пола.

В ЗРУ-110 кВ вдоль осей электрооборудования проложена стальная полоса 4\*40 мм по «черному полу».

Защита п/ст 110/6кВ Опорная-6 от прямых ударов молнии выполнена с помощью мол-ниеприемной сетки, размещенной под слоем гидроизоляции на крыше. Защита подстанционного электрооборудования от волн перенапряжения, набегающих с ВЛ-110 кВ, выполнена с помощью вентильных разрядников РВС-110М.

## **1.2 Анализ существующего положения и обоснование реконструкции 110/6кВ Опорная-6.**

На момент модернизации электрооборудование установленное на подстанции физически и морально устарело. Данное оборудование было установлено при строительстве подстанции, т.е. 1980 году. При эксплуатации электрооборудования участились частые отказы, вызывая тем самым нарушение электроснабжения потребителей и соответственно увеличению убытков предприятия в целом.

При выполнении модернизации необходимо учитывать некоторые особенности электрооборудования:

- так как установлены маломасляные выключатели 6 кВ, что крайне пожароопасно и не безопасно с экологической точки, так же необходимо содержать не прикосновенный запас трансформаторного масла для пополнения выключателей. При замене следует отказаться от применения масляных выключателей в пользу вакуумных или элегазовых выключателей;

- установленные выключатели типа ВМПЭ-10 отработали свой ресурс, для ремонта данных выключателей заводы-изготовители почти не выпускают запасных частей, что влечет за собой не возможность оперативного ремонта;

- релейная защита присоединений на подстанции выполнена на электромагнитной базе, механический износ реле и их контактов в течении эксплуатации снижает их надежность и вызывает отказы релейной защиты в последнее время, при модернизации электромагнитную базу рекомендуется заменить на современную микропроцессорную защиту.

Задачи модернизации:

- рассчитать электрические нагрузки;
- проверить установленные автотрансформаторы по перегрузке;
- рассчитать токи короткого замыкания в основных точках;
- выбрать электрооборудование;
- рассчитать экономический эффект от модернизации;

## 2 Расчет электрических нагрузок и выбор высоковольтного оборудования

### 2.1 Расчет электрических нагрузок 110/6кВ Опорная-6

Электрические нагрузки систем электроснабжения определяют для выбора числа и мощности силовых трансформаторов, выбора и проверки токоведущих элементов по условию допустимого нагрева, расчета потерь и колебаний напряжения и выбора защиты.

Под максимальной расчетной нагрузкой понимают наибольшее значение нагрузки элементов системы электроснабжения (СЭС), усредненное на интервале времени, за которое температура этих элементов достигает установившегося значения –  $P_{max}$  – активная нагрузка,  $Q_{max}$  – реактивная нагрузка,  $S_{max}$  – полная нагрузка. Максимальная нагрузка принимается за расчетную.

Расчетная нагрузка на шинах 6кВ подстанции 110/6кВ Оорная-6 рассчитывается суммированием расчетных нагрузок отдельных потребителей с учетом коэффициента совмещения максимумов  $K_{\Sigma} = 0,9$ .

Определим расчетные нагрузки

$$Q_{max} = P_{max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1)$$

$$S_{max} = \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2} = P_{max} / \cos \varphi \quad (2)$$

Расчет нагрузок на шинах 6кВ подстанции 110/кВ Опорная-6 приведен в таблице 1.

					<i>ФЮРА.140400.00 ПЗ</i>		
		№	Подп.П				
Разраб.	<i>Жидовленков А.Н.</i>			<i>РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ВЫБОР ВЫ- СОКОВОЛЬТНОГО</i>	Лит.	Лист.	Листов
Руков.	<i>Фикс Н.П.</i>					21	
					<i>ТПУ ЭНИН Гр. 3-5А2ГС1</i>		

Таблица 1 – Расчет электрических нагрузок.

Наименование	Cosφ/tgφ	Расчетная нагрузка		
		P <sub>max</sub> , кВт	Q <sub>max</sub> , квар	S <sub>max</sub> , кВ·А
1 секция шин				
1. РП-607, ввод 1	0,9/0,48	742	356,2	823
2. РП-604, ввод 1	0,9/0,48	1325	636	1469,7
3. ШП-3	0,85/0,59	741,7	437,6	861,1
4. Дымосос №2	0,9/0,48	900	432	998,3
5. Дымосос №3	0,9/0,48	900	432	998,3
6. РП-61, ввод 1	0,9/0,48	3710	1780,8	4115
7. ТП-6А-1Т	0,94/0,36	860	309,6	914
8.ТСН №1	0,89/0,52	360	187,2	405,8
Итого по 1 секции шин		9538,7	4571,4	10577,5
2 секция шин				
1. РП-607, ввод 2	0,9/0,48	742	356,2	823
2. РП-604, ввод 2	0,9/0,48	1325	636	1469,7
3. ШП-4	0,85/0,59	741,7	437,6	861,1

Продолжение таблицы 1.

Наименование	Cosφ/tgφ	Расчетная нагрузка		
		P <sub>max</sub> , кВт	Q <sub>max</sub> , квар	S <sub>max</sub> , кВ·А
4. Дымосос №1	0,9/0,48	900	432	998,3
5. Дымосос №4	0,9/0,48	900	432	998,3
6. РП-61, ввод 2	0,9/0,48	4100	1968	4547,8
7. ТП-6А-2Т	0,94/0,36	860	309,6	914
8. ТСН №2	0,89/0,52	360	187,2	405,8
Итого по 2 секции шин		9928,7	4758,6	11010,1
3 секция шин				
1. РП-63, ввод 1	0,95/0,31	865	268,1	905,6
2. Дымосос №5	0,9/0,48	900	432	998,3
3. ШП-1	0,85/0,59	1283	757	1489,7
4. РП-610, ввод 1	0,9/0,48	900	432	998,3
5. РП-611, ввод 1	0,95/0,31	480	148,8	502,5
6. РП-604, ввод 3	0,9/0,48	1025	492	1137
7. ТП-6001, ввод 1	0,85/0,59	706	416,5	819,7
Итого по 3 секции шин		6159	2946,4	6827,5
4 секция шин				
1. РП-63, ввод 2	0,95/0,31	865	268,1	905,6
2. Дымосос №6	0,9/0,48	900	432	998,3

Продолжение таблицы 1.

Наименование	Cosφ/tgφ	Расчетная нагрузка		
		P <sub>max</sub> , кВт	Q <sub>max</sub> , квар	S <sub>max</sub> , кВ·А
3. ШП-2	0,85/0,59	1283	757	1489,7
4. РП-610, ввод 2	0,9/0,48	900	432	998,3
5. РП-611, ввод 2	0,95/0,31	100	31	104,7
6. РП-604, ввод 4	0,9/0,48	1025	492	1137
7. ТП-6001, ввод 2	0,85/0,59	706	416, 5	819,7
Итого по 4 секции шин		5779	282 8,6	6434,1
Итого по ОП-6		3140 5,4	151 05	348 49,1
Всего с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки, K <sub>Σ</sub> =0,9		2826 4,9	135 94,5	313 64,2

## 2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

При выборе числа трансформаторов следует иметь в виду, что сооружение однитрансформаторных подстанций не всегда обеспечивает наименьшие затраты. Если по условиям резервирования питания потребителей необходима установка более чем одного трансформатора, то нужно стремиться к тому, чтобы число трансформаторов на подстанции не превышало двух. Силовой трансформатор выбираем по справочной литературе [5] [10] [13].

Наиболее распространенный метод расчета мощности силового трансформатора – расчет с учетом послеаварийной перегрузки. допускают в

послеаварийном режиме перегрузку силового трансформатора на 40% больше номинальной мощности трансформатора в течении пяти суток, но не более 6 часов в сутки, при условии, что до аварии трансформатор был загружен не более, чем на 75 %, а приемники третьей категории в послеаварийном режиме отключены.

На понизительных подстанциях имеющих потребителей I-ой и II-ой категории надежности должно быть установлено два силовых трансформатора.

Выбор мощности силового трансформатора производим из условия

$$S_T \geq S_{\text{расч}} / n, \quad (3)$$

где  $S_{\text{тр}}$  – номинальная мощность трансформатора (расчетная), кВА;

$S_{\text{расч}}$  – расчетная мощность нагрузки с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки (таблица 1);

$n$  – количество трансформаторов;

$$S_T \geq 31364,2 / 2 = 15682,1 \text{ кВА}$$

Выбираем мощность трансформатора  $S_{\text{тр}} = 25000 \text{ кВА}$

Выбранный трансформатор проверим по загрузке в нормальном режиме

$$K_3 = S_{\text{расч}} / n \cdot S_{\text{тр}} \quad (4)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки.

$$K_3 = 31364,2 / 2 \cdot 25000 = 0.63$$

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

$$1,4 \cdot S_{\text{тр}} = 1,4 \cdot 25000 = 35000 \text{ кВА},$$

т.е. всю потребляемую потребителями мощность. К установке на подстанции принимаем два трехфазных, двухобмоточных трансформатора с расщепленной обмоткой, с дутьем, с естественным масляным охлаждением: типа ТРДН – 25000/110.

Таблица 2 – Каталожные данные трансформатора, взятые из справочника По методике [5]

Тип трансформатора	$S_{\text{ном.т.}}$ , кВ·А	$U_{1\text{ном.}}$ , кВ	$U_{2\text{ном.}}$ , кВ	$x_x$ , %	$U_{\text{к.з.}}$ , %	$\Delta P_{\text{xx}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{к.з.}}$ , кВт
ТРДН – 25000/110	25000	115	6,3	0,5	10,5	31,5	120

Структурное обозначение силовых трансформаторов:

Т – трехфазный;

Р – расщепленная вторичная обмотка;

Д – система охлаждения с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла;

Н – наличие устройства РПН (регулирование напряжения под нагрузкой).

Выбор трансформаторов мощностью 25000 кВ·А обусловлен мощностью потребителей подстанции 110/6кВ Опорная-6. Установленные трансформаторы обеспечивают надежность электроснабжения и замены не требуют.

### 2.3 Расчет токов короткого замыкания 110/6кВ Опорная-6.

Коротким замыканием (КЗ) называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы,

электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или с землей, при этом токи в аппаратах и проводниках, примыкающих к месту электрического соединения (точке КЗ), резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного (нормального) режима.

К основным причинам возникновения коротких замыканий следует отнести:

- нарушение изоляции электрического оборудования, вызванное вследствие старения изоляционных материалов;
- недостаточно тщательный уход за оборудованием;
- механические повреждения изоляции (например, повреждение кабеля при выполнении земляных работ);
- ошибочные действия обслуживающего персонала с высоковольтными выключателями и разъединителями;
- попадание на неизолированные токоведущие части животных.

Наряду с КЗ случайного характера в системе происходят также преднамеренные КЗ, вызываемые действиями установленных короткозамыкателей понижающих подстанций; эти подстанции создают преднамеренные КЗ с целью быстрых отключений ранее возникших повреждений.

Выбор расчетных точек производится на основе анализа схемы электроснабжения с целью нахождения наиболее неблагоприятных условий повреждений, определяющих выбор аппаратов и проводников.

Как правило, расчетными точками являются:

- выводы высшего напряжения понижающих трансформаторов;
- участки между выводами низшего напряжения трансформаторов и реакторами;
- сборные шины распределительных устройств;
- выводы электроприемников;
- выводы выключателей отходящих линий.

Если источником питания является мощное энергетическое объединение, заданное результирующим сопротивлением, током КЗ или мощностью, то

можно считать, что такое объединение является энергосистемой, удаленной от шин потребителя на заданное результирующее сопротивление.

Расчет токов короткого замыкания производим в относительных единицах, приведенных к базисным условиям. В качестве базовых величин принимаются базовая (базисная) мощность  $S_б$  и базовое (базисное) напряжение  $U_б$ . За базисную мощность принимается мощность короткого замыкания на входе системы электроснабжения (СЭС).

Для основной ступени, для которой производится расчет используя методику [10] токов короткого замыкания принимается  $U_б = U_{ср}$ . Среднее значение напряжения ступени электрической цепи  $U_б$  берется на 5 % выше номинального напряжения сети.

Тогда базисные токи и сопротивления на основной ступени определяются по выражениям (МВ·А; кВ; кА; Ом):

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (5)$$

$$X_б = \frac{U_б}{\sqrt{3} \cdot I_б} = \frac{U_{ср} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_б} = \frac{U_{ср}^2}{S_б} \quad (6)$$

Мощность короткого замыкания определится по выражениям:

$$S_к = \frac{S_б}{X_{*рез}} = \frac{S_б}{Z_{*рез}} \quad (7)$$

$$S_к = \sqrt{3} \cdot U_б \cdot I_к \quad (8)$$

Составляем расчетную схему и намечаем на ней точки короткого замыкания (рисунок 2)

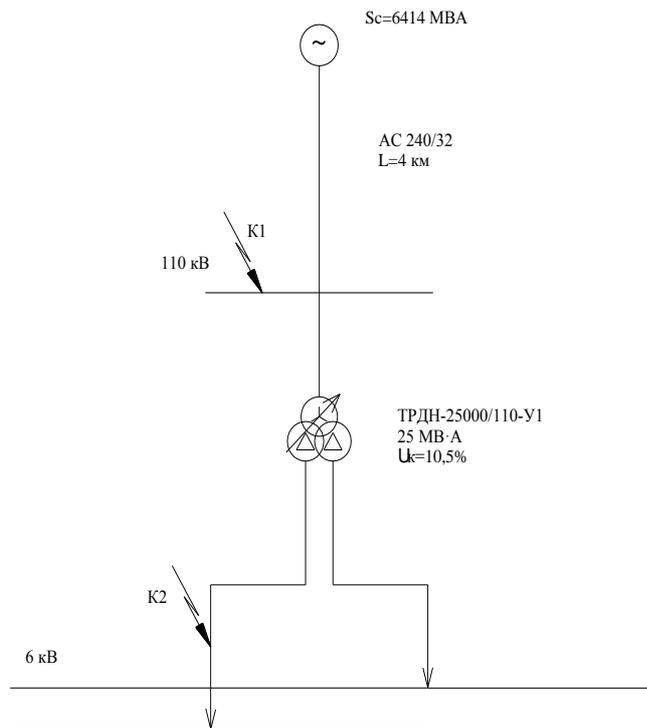


Рисунок 1. - Расчетная схема коротких замыканий в сетях выше 1 кВ.  
По расчетной схеме составляем схему замещения (рисунок 2)

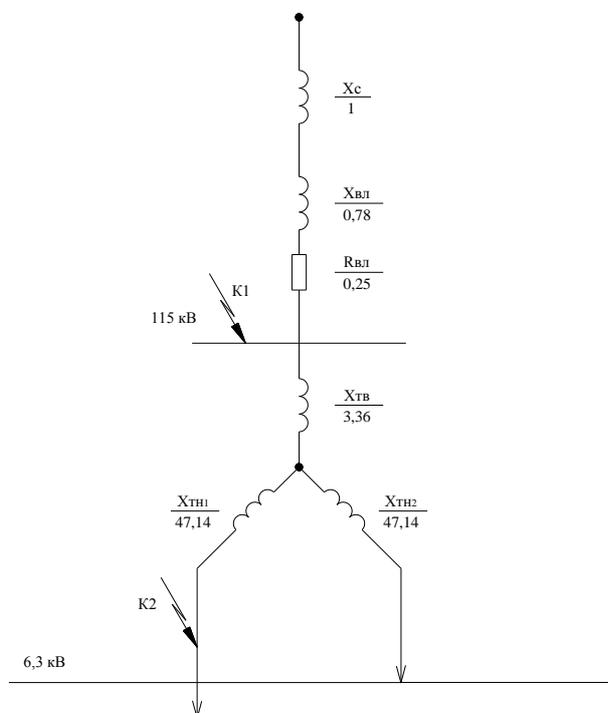


Рисунок 2. - Схема замещения для расчета токов КЗ в сетях выше 1 кВ.  
Принимаем базисные условия и определяем базисный ток:

$$S_{\text{б}} = S_{\text{с}} = 6414 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$U_{\text{б.1}} = U_{\text{ср.1}} = 115 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{б.2}} = U_{\text{ср.2}} = 6,3 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{б.1}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б.1}}} \quad (9)$$

$$I_{\text{б.1}} = \frac{6414}{\sqrt{3} \cdot 115} = 32,2 \text{ кА}$$

$$I_{\text{б.2}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б.2}}} \quad (10)$$

$$I_{\text{б.2}} = \frac{6414}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 588 \text{ кА}$$

Определяем сопротивления элементов цепи КЗ в относительных единицах, приведенных к базисным условиям:

1) Энергосистема:

$$X_{\text{с}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{с}}} \quad (11)$$

$$X_{\text{с}} = \frac{6414}{6414} = 1$$

2) воздушная линия (ВЛ):

$$X_{*ВЛ} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{ср.ВЛ}^2} \quad (12)$$

где  $X_0 = 0,4$  Ом/км - удельное реактивное сопротивление;

$L = 4$  км – длина линии.

$$X_{*ВЛ} = 0,4 \cdot 4 \cdot \frac{6414}{115^2} = 0,78$$

Находим активное сопротивление кабеля в именованных единицах (удельная проводимость для алюминия  $\gamma = 32 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \times \text{мм}^2}$ ):

$$R_{ВЛ} = \frac{L}{\gamma \cdot S} \quad (13)$$

$$R_{ВЛ} = \frac{4000}{32 \cdot 240} = 0,52 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление в относительных единицах равно:

$$R_{*ВЛ} = R_{ВЛ} \cdot \frac{S_6}{U_{ср.ВЛ}^2} \quad (14)$$

$$R_{*ВЛ} = 0,52 \cdot \frac{6414}{115^2} = 0,25$$

3) трансформатор  $K_p = 3,5$ :

$$X_{*ТВ} = \frac{u_{кв}^{\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ.Т}} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \quad (15)$$

$$X_{*ТВ} = \frac{10,5 \cdot 6414}{100 \cdot 25} \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) = 3,36$$

$$X_{*ТН1} = X_{*ТН2} = \frac{u_{КВ}^{\%} \cdot S_{\delta} \cdot K_p}{100 \cdot S_{НОМ.Т} \cdot 2} \quad (16)$$

$$X_{*ТН1} = X_{*ТН2} = \frac{10,5 \cdot 6414 \cdot 3,5}{100 \cdot 25 \cdot 2} = 47,14$$

Находим активное и индуктивное результирующие сопротивления для точки К<sub>1</sub>:

$$R_{*рез1} = R_{*ВЛ} = 0,25 \quad (17)$$

$$X_{*рез1} = X_{*С} + X_{*ВЛ} \quad (18)$$

$$X_{*рез1} = 1 + 0,78 = 1,78$$

Находим полное результирующее сопротивление Z<sub>\*рез1</sub>:

$$Z_{*рез1} = \sqrt{X_{*рез}^2 + R_{*рез1}^2} \quad (19)$$

$$Z_{*рез1} = \sqrt{1,78^2 + 0,25^2} = 1,8$$

Ток короткого замыкания для точки К<sub>1</sub>:

$$I_{К1} = I_{\infty} = I_0 = I_{\tau} = \frac{I_{\delta 1}}{Z_{*рез.1}} \quad (20)$$

где  $I_0$  – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для момента времени  $t = 0$  с, кА;

$I_\tau$  – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для момента времени  $t = \tau$  с, кА;

$I_\infty$  – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для момента времени  $t = \infty$  с, кА.

$$I_{K1} = I_\infty = I_0 = I_\tau = \frac{32,2}{1,8} = 17,8 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания для точки  $K_1$  равна:

$$S_{K1} = \frac{S_6}{Z_{*PE31}} \quad (21)$$

$$S_{K1} = \frac{6414}{1,8} = 3563,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\frac{X_{*PE31}}{R_{*PE31}} = \frac{1,78}{0,25} = 7,12$$

т.к.  $7,12 > 5$ , то ударный коэффициент определяется по приближенной формуле

$$T_a = \frac{X_{*PE31}}{314 \cdot R_{*PE31}} \quad (22)$$

$$T_a = \frac{1,78}{314 \cdot 0,25} = 0,0227 \text{ с}$$

$$k_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (23)$$

$$k_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0227}} = 1,644$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot k_{y1} \cdot I_{K1} \quad (24)$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot 1,644 \cdot 17,8 = 41,38 \text{ кА}$$

$$k_{\infty 1} = \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} \quad (25)$$

$$k_{\infty 1} = \sqrt{1 + 2 \cdot (1,644 - 1)^2} = 1,35$$

$$I_{y1} = k_{\infty 1} \cdot I_{K1} \quad (26)$$

$$I_{y1} = 1,35 \cdot 17,8 = 24 \text{ кА}$$

Находим результирующие активное и индуктивное сопротивления для точки  $K_2$ :

$$R_{*рез2} = R_{*рез1} = 0,25 \quad (27)$$

$$X_{*рез2} = X_{*рез1} + X_{*ТВ} + X_{*ТН2} \quad (28)$$

$$X_{*рез2} = 1,78 + 3,36 + 47,14 = 52,28$$

Полное результирующее сопротивление  $Z_{*рез2}$  равно:

$$Z_{*рез2} = \sqrt{X_{*рез2}^2 + R_{*рез2}^2} \quad (29)$$

$$Z_{*рез2} = \sqrt{52,28^2 + 0,25^2} = 52,28$$

Ток короткого замыкания для точки  $K_2$  равен:

$$I_{к2} = I_{\infty} = I_0 = I_{\tau} = \frac{I_{6.2}}{Z_{*рез2}} \quad (30)$$

$$I_{к2} = I_{\infty} = I_0 = I_{\tau} = \frac{588}{52,28} = 11,2 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания для точки  $K_2$  равна:

$$S_{к2} = \frac{S_6}{Z_{*рез2}} \quad (31)$$

$$S_{к2} = \frac{6414}{52,28} = 122,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Определяем ударный ток в точке  $K_2$  с учетом активного сопротивления трансформатора:

$$R_{*тр} = \frac{X_{*тр}}{40} \quad (32)$$

$$R_{*тр} = \frac{3,36 + 47,14}{40} = 1,26$$

$$\frac{X_{*PE32}}{R_{*PE32} + R_{*TP}} = \frac{52,28}{0,25 + 1,26} = 34,6 \quad (33)$$

$$T_a = \frac{X_{*PE32}}{314 \cdot (R_{*PE32} + R_{TP})} \quad (34)$$

$$T_a = \frac{52,28}{314 \cdot (0,25 + 1,26)} = 0,1103 \text{ с}$$

$$k_{y2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (35)$$

$$k_{y2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,1103}} = 1,91$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot k_{y2} \cdot I_{K2} \quad (36)$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot 1,91 \cdot 11,2 = 30,25 \text{ кА}$$

$$k_{\infty 2} = \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y2} - 1)^2} \quad (37)$$

$$k_{\infty 2} = \sqrt{1 + 2 \cdot (1,91 - 1)^2} = 1,63$$

$$I_{y2} = k_{\infty 2} \cdot I_{K2} \quad (38)$$

$$I_{y2} = 1,63 \cdot 11,2 = 18,25 \text{ кА}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчетные величины коротких замыканий

Точка короткого замыкания	Базисное напряжение, $U_б$ , кВ	Ток короткого замыкания, $I_k$ , кА	Мощность короткого замыкания, $S_{кз}$ , МВ·А	Токи ударный, $i_y$ , кА	Наибольшее действующее значение тока КЗ, $I_y$ , кА
K <sub>1</sub>	115	17,8	3563,33	41,38	24
K <sub>2</sub>	6,3	11,2	122,7	30,25	18,25

#### 2.4 Выбор высоковольтного оборудования на стороне 6кВ

Выбираем шины по условию нагрева:

$$I_{дл.доп.} \geq I_{м.р.} \quad (39)$$

Определяем максимальный расчётный ток:

$$I_{м.р.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}^2} \quad (40)$$

$$I_{м.р.} = \frac{31364,2}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2874,3 \text{ А}$$

Согласно методике [1] выбираем ближайший больший длительно-допустимый ток:

$$I_{дл.доп.} = 3500 \text{ А} \geq I_{м.р.} = 2874,3 \text{ А}$$

Согласно методике [1] выбираем сечение алюминиевых шин:

Выбираем шины коробчатого сечения,

$$q=1010 \text{ мм}^2$$

Проверяем выбранное сечение шин на термоустойчивость к токам короткого замыкания:

$$q \geq q_{\min} \quad (41)$$

Определяем кратность токов короткого замыкания:

$$\beta'' = \frac{I_0}{I_\infty} \quad (42)$$

где  $\beta''$  - кратность токов короткого замыкания.

$$\beta'' = \frac{11,2}{11,2} = 1$$

Определяем аperiodическую составляющую приведённого времени короткого замыкания:

$$t_{\text{п.а.}} = 0,005(\beta'')^2 \quad (43)$$

где  $t_{\text{п.а.}}$  – аperiodическая составляющая приведённого времени короткого замыкания, с.

$$t_{\text{п.а.}} = 0,005 \cdot 1^2 = 0,005 \text{ с}$$

Определяем время короткого замыкания:

$$t_{\text{к.з.}} = t_{\text{о.в.}} + t_{\text{с.з.}} \quad (44)$$

где  $t_{\text{к.з.}}$  – время короткого замыкания, с;

$t_{\text{о.в.}}$  – время отключения выключателя, с;

$t_{\text{с.з.}}$  – время срабатывания защиты, с.

$$t_{\text{к.з.}} = 0,1 + 1 = 1,1 \text{ с}$$

Определяем периодическую составляющую приведённого времени короткого замыкания:

$$t_{\text{п.п.}} = 0,9 \text{ с}$$

Определяем приведённое время короткого замыкания:

$$t_{\text{п.}} = t_{\text{п.а.}} + t_{\text{п.п.}} \quad (45)$$

где  $t_{\text{п.}}$  – приведённое время короткого замыкания, с.

$$t_{п.} = 0,005 + 0,9 = 0,905 \text{ с}$$

Определяем минимальное сечение алюминиевых шин:

$$q_{\min} = \alpha \cdot I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{п.}}, \quad (46)$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение алюминиевых шин,  $\text{мм}^2$ ;

$\alpha$  – температурный коэффициент, зависящий от проводникового материала.

$$q_{\min} = 11 \cdot 11,2 \cdot \sqrt{0,905} = 117,2 \text{ мм}^2$$

Проверяем выбранное сечение шин на термоустойчивость к токам короткого замыкания:

$$q = 1010 \text{ мм}^2 \geq q_{\min} = 117,2 \text{ мм}^2$$

Условие проверки на термоустойчивость выполняется.

Выполняем проверку шин на электродинамическую устойчивость к токам короткого замыкания:

$$\sigma_{\text{доп.}} \geq \sigma_{\text{расч.}} \quad (47)$$

где  $\sigma_{\text{доп.}}$  – допустимое механическое напряжение в материале шин, МПа;

$\sigma_{\text{расч.}}$  – расчётное механическое напряжение, возникающее в шине, при коротком замыкании, МПа.

Определяем расчётную силу, действующую на изгиб шины в результате электродинамического воздействия:

$$F_{\text{расч.}} = 0,176 \cdot i_y^2 \cdot \frac{1}{a} \quad (48)$$

где  $F_{\text{расч.}}$  – расчётная сила, действующая на изгиб шины в результате электродинамического взаимодействия, Н;

$l$  – длина пролёта, м;

$a$  – расстояние между шинами соседних фаз, м.

$$F_{\text{расч.}} = 0,176 \cdot 30,25^2 \cdot \frac{1}{0,45} = 357,9 \text{ Н}$$

Определяем момент сопротивления шины,  $\text{м}^3$ .

$$W = 2,22 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

Определяем расчётное механическое напряжение, возникающее в шине, при коротком замыкании:

$$\sigma_{\text{расч.}} = \frac{F_{\text{расч.}} \cdot l}{10 \cdot W} \quad (49)$$

$$\sigma_{\text{расч.}} = \frac{357,9 \cdot 1}{10 \cdot 2,22 \cdot 10^{-5}} = 16,22 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{доп.}} = 70 \text{ МПа} \geq \sigma_{\text{расч.}} = 16,22 \text{ МПа}$$

Условие на электродинамическую устойчивость к токам короткого замыкания выполняется.

Выбираем сечение  $q = 1010 \text{ мм}^2$ .

## 2.5 Выбор изоляторов

Опорные изоляторы выбираем по номинальному напряжению:

Используя методику [10]

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}} \quad (50)$$

$$U_{\text{ном.}} = 6 \text{ кВ} \geq U_{\text{уст.}} = 6 \text{ кВ}$$

Выбранные изоляторы проверяем на электродинамическую устойчивость к токам короткого замыкания:

$$F_{\text{доп.}} \geq F_{\text{расч.}} \quad (51)$$

где  $F_{\text{доп.}}$  – дополнительная сила, кН;

$F_{\text{расч.}}$  – расчётная сила на изгиб, кН.

Определяем разрушающую силу.

$F_{\text{разр.}} = 3,75 \text{ кН}$

Определяем дополнительную силу:

$$F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр.}} \quad (52)$$

$$F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot 3,75 = 2,25 \text{ кН}$$

Выбираем опорный изолятор типа ИО-6-3,75 УЗ.

ИО – изолятор опорный;

6 – номинальное напряжение;

3,75 – разрушающая сила на изгиб.

Таблица 4 – Выбор изоляторов

Тип аппарата	Условие выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
ИО-6-3,75 УЗ	$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}}$	$U_{\text{ном.}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.}} = 6 \text{ кВ}$
	$F_{\text{доп.}} \geq F_{\text{расч.}}$	$F_{\text{разр.}} = 3,75 \text{ кН}$	$F_{\text{доп.}} = 2,25 \text{ кН}$

## 2.6 Выбор выключателя

Расчет производим по методике [2] выбираем выключатель по номинальному току:

$$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{м.р.}} \quad (53)$$

Определяем номинальный ток:

$$I_{\text{ном.}} = 3150 \text{ А} \geq I_{\text{м.р.}} = 2874,3 \text{ А}$$

Выбираем выключатель по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}} \quad (54)$$

Определяем номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{уст.}} = 6 \text{ кВ}$$

Выбранный выключатель проверяем на термостойчивость к токам короткого замыкания:

$$I_{\text{ном.т.с.}} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\text{п.}}}{t_{\text{т.с.}}}} \quad (55)$$

где  $I_{\text{ном.т.с.}}$  – номинальный ток срабатывания, кА;

$t_{\text{т.с.}}$  – время срабатывания, с.

Определяем номинальный ток срабатывания:

$$31,5 \text{ кА} \geq 11,2 \text{ кА} \cdot \sqrt{\frac{0,905}{3}} = 6,2 \text{ кА}$$

Условие проверки на термостойчивость к токам короткого замыкания выполняется.

Выбранный выключатель проверяем на термодинамическую устойчивость к токам короткого замыкания:

$$i_{\text{м.}} \geq i_{\text{у.}} \quad (56)$$

где  $i_{\text{м.}}$  – максимальный пиковый ток, кА.

$i_{\text{м.}} = 80 \text{ кА};$

$i_{\text{у.}} = 30,25 \text{ кА}.$

$$80 \text{ кА} \geq 30,25 \text{ кА}$$

Условие проверки на термодинамическую устойчивость к токам короткого замыкания выполняется.

Выбранный выключатель проверяем на электродинамическую устойчивость к токам короткого замыкания:

$$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq I_{\tau} \quad (57)$$

где  $I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}$  – номинальный ток отключения, кА.

$$\begin{aligned} I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} &= 31,5 \text{ кА}; \\ I_{\tau} &= 11,2 \text{ кА}. \end{aligned}$$

$$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} = 31,5 \text{ кА} \geq I_{\tau} = 11,2 \text{ кА}$$

Условие проверки на электродинамическую устойчивость к токам короткого замыкания выполняется.

Определяем номинальную мощность отключения выключателя:

$$S_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.}} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \quad (58)$$

где  $S_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}$  – номинальная мощность отключения выключателя, МВ·А.

$$S_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 31,5 = 572,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Выбранный выключатель проверяем на отключающую способность по мощности:

$$S_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq S_{\tau} \quad (59)$$

$$\begin{aligned} S_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} &= 572,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ S_{\tau} &= 122,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

$$S_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} = 572,9 \text{ МВ} \cdot \text{А} \geq S_{\tau} = 122,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Условие проверки на отключающую способность по мощности выполняется.

Выбираем выключатель по справочной литературе [5] ВВЭ-10-31,5/3150 УЗ.

Таблица 5 – Выбор выключателя

Тип аппарата	Условие выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
ВВЭ-10-31,5/3150 У3	$I_{\text{НОМ.}} \geq I_{\text{М.р.}}$	$I_{\text{НОМ.}}=3150 \text{ А}$	$I_{\text{М.р.}}=2694,3 \text{ А}$
	$U_{\text{НОМ.}} \geq U_{\text{уст.}}$	$U_{\text{НОМ.}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.}}=6 \text{ кВ}$
	$I_{\text{НОМ.Т.с.}} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\text{П.}}}{t_{\text{Т.с.}}}}$	$I_{\text{НОМ.Т.с.}}=31,5 \text{ кА}$	–
	$i_{\text{М.}} \geq i_{\text{У.}}$	$i_{\text{М.}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{У.}}=30,25 \text{ кА}$
	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq I_{\tau}$	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}=31,5 \text{ кА}$	$I_{\tau}=11,2 \text{ кА}$
$S_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} \geq S_{\tau}$	$S_{\text{НОМ.ОТКЛ.}}=572,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{\tau}=122,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	

## 2.7 Выбор трансформатора тока

Выбираем трансформатор тока расчет производим по методике [2]:

$$I_{\text{НОМ.}} \geq I_{\text{М.р.}} \quad (60)$$

$$I_{\text{НОМ.}} = 3000 \text{ А} \geq I_{\text{М.р.}} = 2874,3 \text{ А}$$

Выбираем трансформатор тока по номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ.}} \geq U_{\text{уст.}} \quad (61)$$

$$U_{\text{НОМ.}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{уст.}} = 6 \text{ кВ}$$

Выбранный трансформатор тока проверяем на термоустойчивость к токам короткого замыкания:

$$K_{\text{Т.с.}} \geq \frac{I_{\infty}}{I_{\text{НОМ.}}} \cdot \sqrt{\frac{t_{\text{П.}}}{t_{\text{Т.с.}}}} \quad (62)$$

где  $I_{\text{НОМ.}}$  – номинальный ток первичной цепи, кА;

$K_{\text{Т.с.}}$  – коэффициент термической стойкости.

Определяем коэффициент термической стойкости,

$$K_{\text{Т.с.}}=35.$$

$$35 \geq \frac{11,2}{3} \cdot \sqrt{\frac{0,905}{3}} = 2,05$$

Условие проверки на термостойкость к токам короткого замыкания выполняется.

Выбранный трансформатор тока проверяем на электродинамическую устойчивость к токам короткого замыкания:

$$\sqrt{2} \cdot K_{\text{дин.}} \geq \frac{i_{\text{у.}}}{I_{\text{ном.1}}} \quad (63)$$

где  $K_{\text{дин.}}$  – коэффициент электродинамической стойкости.  
 Определяем коэффициент электродинамической стойкости,  
 $K_{\text{дин.}}=45$ .

$$\sqrt{2} \cdot 45 \geq \frac{30,25}{3}$$

$$63,6 \geq 10,1$$

Условие проверки на электродинамическую устойчивость к токам короткого замыкания выполняется.

Таблица 6 – Расчёт мощности приборов

Наименование и тип прибора	Фаза А
Амперметр Э-378	0,1
Счётчик активной энергии СЭТ-4ТМ	2,5
Итого	2,6

Для обеспечения требуемого класса точности измерительных приборов трансформатор тока необходимо проверить по допустимой вторичной нагрузке:

$$Z_{2\text{доп}} \geq Z_2 \quad (64)$$

где  $Z_{2\text{доп.}}$  – допустимая вторичная нагрузка, Ом;  
 $Z_2$  – величина полного сопротивления потребителей вторичной цепи.  
 Определяем сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (65)$$

где  $R_{\text{приб.}}$  – сопротивление приборов, Ом;  
 $S_{\text{приб.}}$  – полная мощность приборов, кВ·А;  
 $I_{2\text{ном.}}^2$  – номинальный ток вторичной обмотки, А.

$$R_{\text{приб.}} = \frac{2,6}{5^2} = 0,104 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление соединительных проводов:

$$R_{\text{пров.}} = \rho \cdot \frac{l}{q} \quad (66)$$

где  $R_{\text{пров.}}$  – сопротивление соединительных проводов, Ом;  
 $\rho$  – удельное сопротивление,  $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ ;  
 $q$  – сечение соединительных проводов,  $\text{мм}^2$ .

$$R_{\text{пров.}} = 0,029 \cdot \frac{10}{4} = 0,0725 \text{ Ом}$$

Определяем вторичную нагрузку:

$$Z_2 = R_{\text{приб.}} + R_{\text{пров.}} + R_{\text{конт.}} \quad (67)$$

где  $R_{\text{конт.}}$  – сопротивление контактов, Ом.

$$Z_2 = 0,104 + 0,0725 + 0,01 = 0,1865 \text{ Ом}$$

Выполняем проверку по допустимой вторичной нагрузке:

$$Z_{2\text{доп}} = 0,8 \text{ Ом} \geq Z_2 = 0,1865 \text{ Ом}$$

Условие проверки по допустимой вторичной нагрузке выполняется.  
Выбираем трансформатор тока ТШЛ-10 УЗ

Таблица 7 – Выбор трансформатора тока

Тип аппарата	Условие выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
ТШЛ-10 УЗ	$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{м.р.}}$	$I_{\text{ном.}}=3000 \text{ А}$	$I_{\text{м.р.}}=2874,3 \text{ А}$
	$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}}$	$U_{\text{ном.}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.}}=6 \text{ кВ}$
	$K_{\text{т.с.}} \geq \frac{I_{\infty}}{I_{\text{ном.}}} \cdot \sqrt{\frac{t_{\text{п.}}}{t_{\text{т.с.}}}}$	$K_{\text{т.с.}}=35$	$I_{\text{ном.}}=3000 \text{ А};$ $t_{\text{п.}}=0,905 \text{ с}$
	$\sqrt{2} \cdot K_{\text{дин.}} \geq \frac{i_{\text{у.}}}{I_{\text{ном.1}}}$	$K_{\text{дин.}}=45$	$i_{\text{у.}}=30,25 \text{ кА}$
	$Z_{2\text{ддоп}} \geq Z_2$	$Z_{2\text{доп.}}=0,8 \text{ Ом}$	$Z_2=0,1865 \text{ Ом}$

## 2.8 Выбор трансформатора напряжения

Выбираем трансформатор напряжения по справочной литературе [3] номинальному напряжению :

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}} \quad (68)$$

Определяем номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном.}} = 6 \text{ кВ} \geq U_{\text{уст.}} = 6 \text{ кВ}$$

Таблица 8 – Расчёт мощности измерительных приборов

Наименование и тип прибора	Фаза А
Вольтметр Э-335	2
Вольтметр Д-335	3
Счётчик активной энергии	4
Счётчик реактивной энергии	6
Итого	15

Для обеспечения требуемого класса точности измерительных приборов выполняем проверку по допустимой вторичной нагрузке:

$$S_{2 \text{ доп}} \geq S_{\text{приб.}} \quad (69)$$

Определяем допустимую вторичную нагрузку.

$$S_{2 \text{ доп.}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

$$S_{2 \text{ доп}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А} \geq S_{\text{приб.}} = 15 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Условие проверки по допустимой вторичной нагрузке выполняется.

Выбираем трансформатор напряжения НТМИ-6-66 У3

Таблица 9 – Выбор трансформатора напряжения

Тип аппарата	Условие выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
НТМИ-6-66 У3	$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}}$	$U_{\text{ном.}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.}} = 6 \text{ кВ}$
	$S_{2 \text{ доп}} \geq S_{\text{приб.}}$	$S_{2 \text{ доп.}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{\text{приб.}} = 15 \text{ В} \cdot \text{А}$

## 2.9 Выбор оборудования на стороне 110кВ

Питающая линия предназначена для связи подстанции (распределительного пункта) с источником питания.

В зависимости от величины номинального напряжения линия может быть воздушной или кабельной. Выбор производим по методике [2].

Существуют следующие рекомендации:

- воздушные линии электропередач применяют на напряжение на 35 кВ и выше;
- кабельные линии применяют на напряжение до 10 кВ включительно.

В качестве питающей линии выбираем воздушную линию электропередач на 110 кВ.

Выбираем сечение воздушной линии электропередач по нагреву.

Условие выбора по нагреву:

$$I_{\text{дл.доп.}} \geq I_{\text{м.р.}} \quad (70)$$

где  $I_{\text{дл.доп.}}$  – длительно-допустимый ток, А;

$I_{\text{м.р.}}$  - максимальный расчётный ток, А.

Определяем максимальный расчётный ток подстанции по высокой стороне:

$$I_{\text{м.р.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ.Т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.}}} \quad (71)$$

$$I_{\text{м.р.}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А}$$

По справочной таблице выбираем длительно-допустимый ток 210 А и провод АС – 70 сечением 70 мм<sup>2</sup>.

Выбираем сечение воздушной линии электропередач по экономической плотности тока.

Условие выбора по экономической плотности тока:

$$q_{\text{ЭК.}} = \frac{I_{\text{р.}}}{i_{\text{ЭК.}}} \quad (72)$$

где  $q_{\text{ЭК.}}$  – сечение воздушной линии электропередач по экономической плотности тока, мм<sup>2</sup>;

$I_{\text{р.}}$  – расчётный ток, А;

$i_{\text{ЭК.}}$  - экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Экономическая плотность тока для воздушной линии электропередач составляет 1 А/мм<sup>2</sup>.

Определяем расчётный ток трансформатора:

$$I_{p.т} = \frac{S_{ном.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (73)$$

$$I_{p.} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ A}$$

Определяем сечение воздушной линии электропередач по экономической плотности тока:

$$q_{эк.} = \frac{131}{1} = 131 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод сечением  $120 \text{ мм}^2$ .

С учётом этих двух условий выбираем наибольшее сечение  $120 \text{ мм}^2$  и далее выполняем проверки.

Выполняем проверку по допустимым потерям напряжения.

Определяем активное сопротивление линии:

$$R_o = \frac{0,029 \cdot 1000}{q} \quad (74)$$

где  $R_o$  – активное сопротивление линии, Ом/км.

$$R_o = \frac{0,029 \cdot 1000}{120} = 0,24 \text{ Ом/км}$$

Определяем коэффициент мощности подстанции:

$$\cos \varphi = \frac{P_p}{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}} \quad (75)$$

где  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности подстанции.

$$\cos \varphi = \frac{28264,9}{\sqrt{28264,9^2 + 13595,5^2}} = 0,9$$

Определяем допустимые потери напряжения:

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{м.п.}} (R_o \cdot L \cdot \cos \varphi + X_o \cdot L \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{ном.}}} \cdot 100 \quad (76)$$

где  $\Delta U_{\text{ном.}}$  – допустимые потери напряжения, %;

$l$  – длина воздушной линии электропередач, км;

$X_o$  – индуктивное сопротивление линии, Ом/км.

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 183,7 \cdot (0,24 \cdot 4 \cdot 0,9 + 0,4 \cdot 4 \cdot 0,53)}{110000} \cdot 100 = 0,5\%$$

Так как  $0,5\% < 5\%$ , то условие выполняется.

Выполняем проверку по допустимым потерям активной мощности на явление «короны». Согласно справочной литературе [1] при:

$$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ};$$

$$q_{\text{min}} = 70 \text{ мм}^2;$$

Условие выполняется.

Выполняем проверку на механическую прочность. Согласно справочной литературе [1] с учётом климатической зоны:

$$q > q_{\text{min}};$$

$$q_{\min} = 35 \text{ мм}^2;$$

$$120 > 35.$$

Условие выполняется.

Для питания данной подстанции принимаем трёхфазную линию электропередач АС – 120.

Выбираем разъединитель по номинальному току:

$$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{м.р.}} \quad (77)$$

Определяем номинальный ток:

$$I_{\text{ном.}} = 1000 \text{ А} \geq I_{\text{м.р.}} = 183,7 \text{ А}$$

Выбираем разъединитель по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{уст.}} \quad (78)$$

Определяем номинальное напряжение:

$$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ} \geq U_{\text{уст.}} = 110 \text{ кВ}$$

Выбранный разъединитель проверяем на термоустойчивость к токам короткого замыкания:

$$I_{\text{ном.т.с.}} \geq I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{\text{п.}}}{t_{\text{т.с.}}}} \quad (79)$$

где  $I_{\text{ном.т.с.}}$  – номинальный ток срабатывания, кА;

$t_{\text{т.с.}}$  – время срабатывания, с.

Определяем номинальный ток срабатывания:

$$31,5 \text{ кА} \geq 17,8 \text{ кА} \cdot \sqrt{\frac{0,905}{4}} = 8,5 \text{ кА}$$

Условие проверки на термоустойчивость к токам короткого замыкания выполняется.

Выбранный разъединитель проверяем на термодинамическую устойчивость к токам короткого замыкания:

$$i_{м.} \geq i_{у.} \quad (80)$$

где  $i_{м.}$  – максимальный пиковый ток, кА.  
 Определяем максимальный пиковый ток.

$$i_{м.} = 80 \text{ кА};$$

$$i_{у.} = 41,38 \text{ кА}.$$

$$80 \text{ кА} \geq 41,38 \text{ кА}$$

Условие проверки на термодинамическую устойчивость к токам короткого замыкания выполняется. Выбор производим по методике [1]

Выбираем разъединитель РНД-110/1000 У1.

Таблица 10 – Выбор разъединителя

Тип аппарата	Условие выбора	Каталожные данные	Расчётные данные
РНД-110/1000 У1	$I_{ном.} \geq I_{м.р.}$	$I_{ном.} = 1000 \text{ А}$	$I_{м.р.} = 183,7 \text{ А}$
	$U_{ном.} \geq U_{уст.}$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст.} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{ном.т.с.} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{п.}}{t_{т.с.}}}$	$I_{ном.т.с.} = 31,5 \text{ кА}$ $t_{т.с.} = 4 \text{ с}$	–
	$i_{м.} \geq i_{у.}$	$i_{м.} = 80 \text{ кА}$	$i_{у.} = 41,38 \text{ кА}$

### 3 Выбор устройств релейной защиты и автоматики, специальные вопросы

#### 3.1 Релейная защита

Релейная защита предназначена для того, чтобы среагировать на аварийный или аномальный режим работы, а затем подействовать на отключение повреждённого участка или на сигнал оперативного персонала.

Релейная защита должна удовлетворять следующим требованиям:

- чувствительность – это способность релейной защиты реагировать на самые незначительные повреждения в защищаемой зоне;
- селективность – избирательность действия, т.е. способность релейной защиты действовать на отключение выключателя ближайшего к месту повреждения;
- быстродействие. Чем выше напряжение электрической сети, тем меньше время срабатывания защиты. Быстродействие и селективность иногда вступают в противоречия. Предпочтение отдаётся селективности;
- надёжность;
- резервирование.

Для отдельных элементов используют, как правило, несколько защит. Релейная защита данной подстанции выполнена на микропроцессорных блоках SPAC-800.

Микропроцессорные терминалы (контроллеры) релейной защиты и автоматики являются принципиально новым поколением устройств релейной защиты и автоматики. Это миникомпьютеры, приспособленные и запрограммированные для решения задач релейной защиты и автоматики, управления приводами коммутационных аппаратов, измерения

				<i>ФЮРА.140400.00 ПЗ</i>			
		№ докум.	Подп.				
Разраб.	<i>Жидовленков А.Н.</i>			<i>Выбор устройств релейной защиты и автоматики, специальные вопросы</i>	Лит.	Лист	Листов
Руков.	<i>Фис. Н.П.</i>					54	54
					<i>ТПУ ЭНИН Гр. 3-5А2ГС1</i>		

текущих действующих значений электрических параметров сети, регистрации мгновенных значений в течении некоторого времени (осциллографирование).

Они обладают преимуществами по сравнению с электронными (аналоговыми и электромеханическими средствами релейной защиты и автоматики (РЗА)):

- многофункциональность и универсальность;
- более совершенные и сложные алгоритмы при значительно меньших размерах и высокой надёжности;
- постоянная самодиагностика с сигнализацией неисправного модуля или блока;
- значительно большая информационная отдача о функциональном состоянии и поведении РЗА;
- меньшее количество проверок и обслуживания во время эксплуатации.

Комплектные устройства защиты, управления и автоматики распределительных сетей серии SPAC-800 (терминалы) выполнены на микропроцессорной элементной базе и предназначены для защиты и автоматики присоединений комплектных распределительных устройств. Терминалы выполняют функции местного или дистанционного управления, защиты, измерения, сигнализации, а так же необходимые блокировки.

Терминалы серии SPAC-800 выполнены в виде алюминиевой двухъярусной 19'' кассеты европейского стандарта. На задней стороне кассеты располагаются следующие блоки:

- блок входных трансформаторов;
- измерительные блоки;
- блок управления;
- блоки приёма входных сигналов;
- блоки выходов;
- блок питания.

Терминалы серии SPAC-800 осуществляют индикацию текущих и аварийных значений токов, уставок и сработавших каналов на цифровом дисплее. В памяти сохраняются параметры пяти последних аварийных событий.

Расчёт уставок защит ведётся обычным способом, при условии, что  $K_B=0,95$ ,  $K_H=1,15$

### **3.1.1 Релейная защита основных элементов**

Расчет производили по методике [16]

Защита силовых трансформаторов 110/6 кВ Опорная-6. На силовых трансформаторах предусмотрены следующие виды защит:

- продольная дифференциальная защита с действием на отключение выключателей 6 кВ;
- газовая защита трансформатора и РПН с действием на сигнал (первая ступень) и на отключение выключателей 6 кВ (вторая ступень);
- МТЗ на стороне 110 кВ с пуском по напряжению, действующая на отключение выключателей 6 кВ;
- защита от перегрузки на вводах 6 кВ и 110 кВ с действием на сигнал;
- защита от понижения уровня масла и перегрева масла трансформатора с действием на сигнал.

#### **Защита секционных выключателей**

На секционных выключателях 6 кВ предусмотрена МТЗ с действием на отключение. Предусмотрено ускорение защиты при включении выключателя на короткое замыкание.

#### **Защита отходящих линий 6 кВ**

На отходящих линиях 6 кВ к распределительным подстанциям предусматриваются:

- МТЗ с выдержкой времени с действием на отключение;
- защита от замыканий на землю с действием на сигнал.

На отходящей линии 6 кВ к силовым трансформаторам 6/0,4 кВ:

- токовая отсечка мгновенного действия с действием на отключение;
- защита от замыканий на землю с действием на сигнал.

На отходящей линии 6 кВ к двигателям дымососов и аспирационных выбросов газоочистки:

- токовая отсечка без выдержки времени;
- защита от перегрузки с выдержкой времени;
- защита минимального напряжения;
- защита от замыканий на землю.

Все защиты действуют на отключение.

### 3.1.2 Расчёт МТЗ с пуском по напряжению

Расчет производим по справочной литературе [3]

Определяем максимальный рабочий ток трансформатора:

$$I_{\text{р.т.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_1} \quad (81)$$

где  $I_{\text{раб.макс.}}$  – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

$$I_{\text{р.т.}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А}$$

Определяем ток срабатывания МТЗ с пуском по минимальному напряжению:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{н.}}}{K_{\text{в.}}} \cdot I_{\text{р.т.}} \quad (82)$$

где  $I_{с.з.}$  – ток срабатывания МТЗ с пуском по минимальному напряжению,  
А;

$K_{н.}$  – коэффициент надёжности,  $K_{н.}=1,15$ ;

$K_{в.}$  – коэффициент возврата,  $K_{в.}=0,95$ .

$$I_{с.з.} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 183,7 = 222,4 \text{ А}$$

Определяем коэффициент трансформации:

$$K_{т.} = \frac{I_{н\text{ом.}1}}{I_{н\text{ом.}2}} \quad (83)$$

где  $K_{т.}$  – коэффициент трансформации;

$I_{н\text{ом.}1}$  – ток в первичной цепи, А;

$I_{н\text{ом.}2}$  – ток во вторичной цепи, А.

$$K_{т.} = \frac{150}{5} = 30$$

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх.} \cdot I_{с.з.}}{K_{т.}} \quad (84)$$

где  $I_{с.р.}$  – ток срабатывания реле, А;

$K_{сх.}$  – коэффициент схемы,  $K_{сх.}=1$ .

$$I_{с.р.} = \frac{1 \cdot 222,4}{30} = 7,4 \text{ А}$$

Определяем остаточное напряжение:

$$U_{ост.} = 0,7 \cdot U_{н\text{ом.}} \quad (85)$$

где  $U_{ост.}$  – остаточное напряжение, В.

$$U_{ост.} = 0,7 \cdot 110000 = 77000 \text{ В}$$

Определяем напряжения срабатывания защиты:

$$U_{с.з.} = \frac{U_{ост.}}{K_{Н.} \cdot K_{В.}} \quad (86)$$

где  $U_{с.з.}$  – напряжение срабатывания защиты, В.

$$U_{с.з.} = \frac{77000}{1,15 \cdot 0,95} = 70481 \text{ В}$$

Определяем напряжение срабатывания реле:

$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з.}}{K_U} \quad (87)$$

где  $U_{с.р.}$  – напряжение срабатывания реле, В;  
 $K_U$  – коэффициент трансформации.

$$U_{с.р.} = \frac{70481}{110000/100} = 64 \text{ В}$$

### 3.1.3 Расчёт защиты от перегруза

Расчеты производим по справочной литературе [5]

Определяем номинальный ток трансформатора:

$$I_{НОМ.Т.} = \frac{S_{НОМ.Т.}}{\sqrt{3} \cdot U_1} \quad (88)$$

где  $I_{НОМ.Т.}$  – номинальный ток трансформатора, А.

$$I_{НОМ.Т.} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ А}$$

Определяем ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{Н.}}{K_{В.}} \cdot I_{НОМ.Т.} \quad (89)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 131,2 = 158,8 \text{ А}$$

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх.} \cdot I_{с.з.}}{K_T} \quad (90)$$

$$I_{с.р.} = \frac{1 \cdot 158,8}{30} = 5,3 \text{ А}$$

### 3.1.4 Газовая защита трансформаторов

Повреждения внутри трансформаторов сопровождаются выделением газообразных продуктов, появляющихся вследствие разложения изолирующих материалов (масло, дерево, изоляция обмоток) под действием электродуги, разряда, нагрева, контактов.

Интенсивность выделения газа зависит от размера и характера повреждения. Образование газов при повреждениях внутри трансформатора используется для осуществления газовой защиты, основным элементом которой является газовое реле. Внутри газового реле расположены два поплавка, жестко закреплённых на осях. С наружной стороны поплавков укреплены стеклянные колбочки, в которые впаяны герконы.

При слабом газообразовании пузырьки газа скапливаются в верхней части, опрокидывается, герконы замыкают контакты, газовая защита работает на сигнал. При внутреннем повреждении трансформатора персонал подстанции может судить о характере повреждения и причинах действия газовой защиты по анализу газа в газовом реле.

Если газ в реле без запаха и цвета и не горит, это означает, что в трансформаторе имеется воздух.

Если газ горит, то это указывает на внутреннее повреждение трансформатора.

Характер повреждения в трансформаторе можно определить также по цвету газа приведенному в таблице 11.

Таблица 11 – Цвет газа и характер повреждения трансформатора

Цвет газа	Повреждение
Бело – серый	Бумаги или электрокартона
Желтый	дерева
Черный	масла

Если не выявлено никаких признаков ненормальной работы и газ, скопившийся в реле, бесцветный, то трансформатор может быть оставлен в работе. Если обнаружены газы, то должны быть приняты меры к немедленной разгрузки и отключению трансформатора, а до отключения установлен тщательный надзор за трансформатором.

При наличии газа нужно быстро проверить его количество и цвет горючесть и при необходимости химический состав.

Применение для отбора проб газа стеклянных колб мензурок пробирок запрещается.

Отбор производится с помощью резиновых баллонов ёмкостью 100 – 150 мм<sup>3</sup>. Допускается применение резиновых камер имеющих стеклянную вставку для определения цвета газа.

Проверка газа на горючесть путём поднесения открытого огня к крану запрещается.

При выявлении признаков повреждения трансформатора если причины не установлены и проверить свойства газа невозможно без отключения трансформаторов, следует с разрешения мастера смены ЦСиП разгрузить и отключить трансформатор. При понижении уровня масла, вследствие понижения температуры окружающего воздуха, нужно перевести газовую защиту на сигнал и сообщить мастеру смены ЦСиП. Включение трансформатора в работу производить только после осмотра и устранения выявленных ненормальностей.

Если будет установлено, что причиной отключения трансформатора от газовой защиты является выделение воздуха или ложное срабатывание, то с разрешения мастера смены ЦСиП необходимо трансформатор включить в работу. При этом газовую защиту вывести.

Если произошло отключение трансформатора от газовой защиты, а дифференциальная защита не работала, допускается одно повторное включение трансформатора без видимых признаков повреждения трансформатора.

### **3.1.5 Защита от перегруза**

Защита установлена со стороны 110 кВ трансформатора. При токе больше 120% номинального тока трансформатора защита действует на сигнал. Возвращается в исходное положение при 105 % номинального тока трансформатора.

### **3.1.6 Защита от перегрева масла**

Выполнена с действием на сигнал, защита работает при температуре верхних слоёв масла 95 °С.

При понижении уровня масла в расширителе срабатывают РУМ (реле уровня масла), установленные на расширителе трансформатора и на РПН (то есть два реле, подключенные параллельно). Реле уровня масла срабатывает при уровне масла в расширителях ниже допустимого уровня, то есть ниже – 45 °С по стрелочному указателю.

### **3.1.7 Обдувка трансформаторов**

Обдувка трансформатора и ТРДН – 25000 МВА включается автоматически и ручным способом. Шкафы обдувки установлены у силовых трансформаторов. Режим обдувки трансформатора устанавливается универсальным ключом, вмонтированным в шкафу обдувки, периодически устанавливается на положение ручное или автоматическое. Автоматическое включение обдувки осу-

ществляется через термосигнализатор ТС–110 при достижении температуры верхних слоёв масла в трансформаторе +55 °С и токе 100 % нагрузки. Отключение обдувки происходит при снижении температуры в трансформаторе до +45 °С. При достижении температуры в трансформаторе +95 °С работает предупредительная сигнализация. Перегрев масла в трансформаторе фиксируется blinkерами, установленными на панели “Защита трансформаторов”.

Питание обдувки трансформаторов осуществляется переменным током 380 В через автомат. Включается со щита СН. Исправность обдувки трансформаторов проверяется дежурным персоналом при приемке смены путём опробования ручным способом.

### **3.2 Оперативный ток подстанции 110/6кВ Опорная-6**

Для питания цепей релейной защиты применяют источники оперативного тока. В качестве источников оперативного тока служат аккумуляторные батареи напряжением 110-220 В, а на небольших подстанциях 24-48 В, преимуществом которых является независимый и устойчивый уровень напряжения. К основным недостаткам систем оперативного тока относятся следующее:

- удорожание стоимости подстанции за счёт аккумуляторной батареи и сооружения для неё специального отапливаемого помещения;
- необходимость ухода за батареями;
- наличие разветвлённой сети постоянного тока, затруднительность отыскания в ней замыканий на землю, возможность ложных отключений из-за появления обходных цепей, двойных замыканий на землю.

Область применения постоянного оперативного тока – электростанции и подстанции с выключателями, оборудованными мощными электромагнитными приводами и со сложными щитами.

В качестве источников оперативного переменного тока служат трансформаторы собственных нужд подстанций, трансформаторы тока и напряжения, предварительно заряженные конденсаторы. Источниками выпрямленного тока являются специальные блоки питания

## 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1 Введение

Расчеты производим используя литературу [13]

В первом разделе данной части работы определим затраты на выполнения данного проекта подстанции 110/6кВ Опорная-6, рассчитаем себестоимость, общую стоимости проекта представим в смете затрат.

Во втором разделе технико-экономическую эффективность замены старых масляных выключателей 6кВ на новые современные вакуумные выключатели. Эффективность проекта можно оценить по объему экономии средств на амортизацию и эксплуатацию, а также от сокращения потерь выпускаемой продукции при установке нового оборудования.

### 4.2 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости работ

Для расчета основной заработной платы сотрудников отдела проектирования составляем график выполнения проектных работ (см. приложение Б). Для оценки объема работ и трудоёмкости выполнения проекта, составляем перечень основных этапов работ, которые должны быть выполнены для подготовки проекта. При составлении графика учитываем, что работы для каждого сотрудника следуют друг за другом строго последовательно. Для определения ожидаемого значения продолжительности работ  $t_{ож.}$  применим вариант, основанный на использовании двух оценок:  $t_{max}$ ,  $t_{min}$ .

$$t_{ож.} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5},$$

					<i>ФЮРА.140400.00 ПЗ</i>		
		№ докум.	Подп.				
Разраб.	Жидовленков А.Н.			<i>Финансовый менеджмент</i>	Лит.	Лист	Листов
Руков.	Фикс Н.П.					64	
					<i>ТПУ ЭНИН Гр. 3-5А2ГС1</i>		

где  $t_{min}$  – кратчайшая продолжительность данной работы;

$t_{max}$  – самая длительная продолжительность работы.

По графику работ определим трудозатраты для каждого работника:

Таблица 12 – Трудозатраты на выполнение проектных работ

Работник	Кол-во дней
Руководитель	9
Ведущий инженер	23
Инженер	66

### 4.3 Расчет затрат на проектирование

Определим затраты, за счёт которых образуется себестоимость проекта. К таким затратам можно отнести:

1. Оплата труда (зарботная плата разработчикам проекта);
2. Отчисления на социальные нужды (единый социальный налог);
3. Материальные затраты (приобретение расходных материалов, по большей части канцелярские принадлежности);
4. Амортизация основных фондов (износ мебели, оргтехники);
5. Прочие затраты;
6. Накладные расходы.

#### 4.3.1 Расчет заработной платы

Расчёт заработной платы:

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

где:  $O$  – оклад;  $k_1$  - коэффициент за отпуск (1,16 - для руководителя, 1,1 – для ведущего инженера, 1,08 – для инженера);  $k_2$  - районный коэффициент (1,3); 21 - количество рабочих дней в месяце;  $X$  - количество рабочих дней затраченных на проект (Таблица 4.1.).

Для руководителя: Оклад – 26000 руб.

$$Зn_{Рук} = \frac{26000 \cdot 1,16 \cdot 1,3}{21} \cdot 9 = 16803 \text{ руб}$$

Для ведущего инженера: Оклад – 21000 руб.

$$Зn_{Вед.инж} = \frac{21000 \cdot 1,1 \cdot 1,3}{21} \cdot 23 = 32890 \text{ руб}$$

Для инженера: Оклад – 17000 руб.

$$Зn_{Инж} = \frac{17000 \cdot 1,08 \cdot 1,3}{21} \cdot 66 = 76403 \text{ руб}$$

Итого фонд заработной платы ФЗП =  $\sum Зп = 16803 + 32890 + 76403 = 126096$  руб.

#### **4.3.2 Расчёт отчислений на социальные нужды**

Размер отчислений на социальные нужды (единый социальный налог) составляет 30% от ФЗП.

Сумма начислений на социальные нужды составляет:

$$И_{сн} = \sum Зп \cdot 0,3 = 126096 \cdot 0,3 = 37829 \text{ руб.}$$

#### **4.3.3 Материальные затраты**

К материальным затратам или расходным материалам относятся: бумага, картриджи для принтера, плоттера, канцелярские принадлежности, носители информации и др.

Таблица 13 – Материальные затраты

Материал	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, руб	Итого, руб
Печатная бумага А4	Пачка	1	170	170
Печатная бумага А3	Лист	10	10	100
CD650 Мб	шт.	2	80	160
Канц. товары	набор	3	400	1200
				1630

#### 4.3.4 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления образуются за счёт износа имеющихся основных средств производства. Амортизационные отчисления считаем по следующей формуле:

$$I_{AM} = \frac{T_{и}}{T} \cdot N_a \cdot \Phi_{п}$$

где  $\Phi_{п}$  - первоначальная стоимость оборудования;  $N_a$  - норма амортизации;  $T_{и}$  - количество дней использования оборудования;  $T$  – количество календарных дней в году.

По графику выполнения проектных работ общая продолжительность проектирования составляет  $T_{и} = 71$  день

Таблица 14 – Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	$\Phi_{п}$ , руб	$N_a$ , %	$I_{ам}$ , руб
Компьютер	3	50000	20	6329
МФУ	1	30000	20	1266
Стол	3	10000	10	844
Стул	3	6000	10	380
Итого $I_{ам}$				8818

Амортизационные затраты составляют  $I_{ам} = 8818$  рубля.

#### **4.3.5 Прочие расходы.**

Прочие неучтенные прямые затраты включают в себя все расходы связанные с не предусмотренными в предыдущих статьях, платежи по страхованию, оплата услуг связи, представительские расходы, затраты на ремонт и прочее. Принимаем размер прочих затрат как 15% от суммы всех ранее рассчитанных расходов.

$$I_{пр} = 0,15 \cdot (I_{ФЗП} + I_{СН} + I_{АМ} + I_{МЗ}) = 0,15 \cdot (126096 + 37829 + 1630 + 8818) = 26156 \text{ руб}$$

#### **4.3.6 Накладные расходы**

Принимаем 200% от ФЗП и включают в себя затраты на хозяйственное обслуживание помещения, обеспечение нормальных условий труда, оплату за энергоносители и другие косвенные затраты.

$$I_{накл} = 2 \cdot I_{ФЗП} = 2 \cdot 126096 = 252192 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$I = \sum I = 126096 + 37829 + 1630 + 8818 + 26156 + 252192 = 452721 \text{ руб}$$

#### **4.3.7 Составление сметы затрат на проектирование**

Принимаем рентабельность 20%, тогда прибыль:

$$Pr = 0,2 \cdot I = 0,2 \cdot 452721 = 90544 \text{ руб}$$

Стоимость проекта:

$$C_{пр} = Pr + I = 90544 + 452721 = 543265 \text{ руб}$$

Смета затрат на проектирование представлена в таблице

Таблица 15 – Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Заработная плата	И <sub>фзп</sub>	126096
Отчисления в социальные фонды	И <sub>сн</sub>	37829
Материальные затраты	И <sub>м</sub>	1630
Амортизация	И <sub>ам</sub>	8818
Прочие расходы	И <sub>пр</sub>	26156
Накладные расходы	И <sub>накл</sub>	252152
Себестоимость проекта	И	452721
Прибыль	Пр	90544
Стоимость проекта	Ц <sub>пр</sub>	543265

#### 4.4 Экономическое обоснование реконструкции подстанции

Реконструкция – преобразование основных средств, оборудования, техники и технологии на предприятии с целью повышения уровня и качества выпускаемой продукции, освоения выпуска новых изделий. В энергетике главной целью реконструкции является повышение надёжности электроснабжения, сокращения периодичности и продолжительности обслуживания и ремонтов.

В разделе рассмотрена реконструкция опорной подстанции 110/6 кВ. На подстанции в РУ-6 кВ установлены устаревшие морально и физически маломасляные выключатели типа ВМПЭ и УРЗА на электромеханической основе. Конечно, желательно заменить выключатели вместе с УРЗА на более современное оборудование, но для того требуются существенные капитальные вложения. К тому же, в виду экономического кризиса и высокой стоимости доллара США и Евро, установка новых микропроцессорных устройств РЗА сейчас нецелесообразно. Это связано с тем, что даже отечественные комплексы

типа «Сириус» по большей части собираются из импортных комплектующих. Вакуумные выключатели на выкатных элементах для любой серии КРУ-6/10 кВ российской промышленностью представлены достаточно широко и собираются полностью из отечественных комплектующих, ничем не уступающих зарубежным аналогам.

Поэтому в процессе реконструкции планируется произвести замену всех выкатных элементов с масляными выключателями на выкатные элементы с вакуумными выключателями типа ВВЭ-10.

#### **4.4.1 Расчет сметной стоимости реконструкции**

Для проведения реконструкции необходимо выполнить следующий комплекс мероприятий:

1. Разместить заказ на изготовление, а заводу-изготовителю поставить выкатные элементы с вакуумными выключателями типа ВВЭ-10:

- ячейки вводов 6 кВ с  $I_{ном} = 3150$  А,  $I_{откл.КЗ} - 31,5$  кА – 4 шт;

- ячейки секционного выключателя с  $I_{ном} = 1600$  А,  $I_{откл.КЗ} - 31,5$  кА – 2

шт

- ячеек отходящих линий по числу присоединений плюс три выкатных элемента в резерв с  $I_{ном} = 630$  А,  $I_{откл.КЗ} - 31,5$  кА – 32 шт

2. выполнить проект реконструкции подстанции;

3. произвести пуско-наладочный комплекс работ по распайке соединительных разъемов, предварительной механической регулировке выкатных элементов, опробыванию работы на резервных ячейках, произвести переналадку цепей включения и отключения в шкафу РЗА каждой из ячеек.

4. Утилизировать старые выкатные элементы

#### **4.4.2 Расчет капитальных вложений в реконструкцию**

Капитальные вложения в реконструкцию складываются из следующих статей затрат:

- приобретение оборудование;
- проект реконструкции РУ-6 кВ - 2 % от стоимости оборудования;
- транспортные расходы – 3,5 % от стоимости оборудования;
- заготовительно-складские расходы - 1 % от стоимости оборудования;
- установка и монтаж - 5 % от стоимости оборудования;
- пуско-наладочные работы - 15 % от стоимости оборудования.
- затраты на демонтаж старого оборудования – 1 % от стоимости оборудования;

Расчёт капитальных вложений представим в таблице:

Таблица 16 – Расчет капитальных вложений

№ п/п	Наименование	Кол-во	Цена за ед, руб	Сумма, руб
1	Выкатной элемент с вакуумным выключателем типа ВВЭ-10-31,5/3150 У3	4	318 730	1274920
2	Выкатной элемент с вакуумным выключателем типа ВВЭ-10-31,5/1600 У3	2	152 360	304 720
3	Выкатной элемент с вакуумным выключателем типа ВВЭ-10-31,5/630 У3	32	149 470	4783040
5	<b>Итого оборудование:</b>			6362680
6	Проект реконструкции РУ-6 кВ		2% от п.5	127 254
7	Транспортные расходы		3,5% от п.5	222 694
8	Заготовительно-складские расходы		1% от п.5	63 627
9	Установка и монтаж		5% от п.5	318 134
10	Пуско-наладочные работы		15% от п.5	954 402
11	Демонтаж старого оборудования		1% от п.5	63 627
12	<b>Итого капиталовложений:</b>			8112417

Утилизация старого оборудования проводится следующим образом: оборудование разбирается на части, сортируется и сдается по направлениям. При этом прибыль от утилизации будет практически нулевой или вовсе могут возникнуть дополнительные затраты, т.к. затраты на разборку и сортировку сопоставимы со стоимостью полученного лома.

#### **4.4.3 Расчет годовых издержек при работе старого оборудования**

Установленное оборудование, подлежащее замене, уже давно выработало свой срок эксплуатации, капитальный ремонт выкатных элементов производился частично, по мере выхода из строя. В настоящее время его балансовая стоимость практически нулевая. Однако амортизационные отчисления рассчитываются от его начальной стоимости. В настоящее время отсутствуют источники информации о стоимости заменяемого оборудования на время его монтажа на подстанции с достоверным приведением его стоимости к настоящему времени. Можно считать, что на момент установки это оборудование считалось современным и его стоимость была сопоставима со стоимостью устанавливаемого оборудования. Принимаем стоимость старого оборудования равной 80% от рассчитанных капитальных вложений в таблице 4.5.

$$\text{Т.е. } K_{\text{ст}} = 0,8 \cdot 8112417 = 6489934 \text{ руб}$$

#### Определяем амортизационные отчисления

$$C_{\text{ам}} = K_{\text{ст}} \cdot \frac{H_A}{100}$$

где  $H_A$  - норма амортизационных отчислений, %

Нормативный срок службы маломасляного выключателя типа ВМПЭ до капитального ремонта составляет 15 лет. За этот срок выключатель проходит дополнительно три средних ремонта. Стоимость указанных восстановительных работ ориентировочно равна стоимости самого выключателя, поэтому норму

амортизационных отчислений для такого выключателя можно принять как  $1/15$   
= 6,6 %

$$C_{AM} = 6489934 \cdot \frac{6,6}{100} = 428336 \text{ руб}$$

### Определяем затраты на ремонт и обслуживание

Исследования показали, что для выключателей, находящихся в эксплуатации более 70 %-ного их нормативного срока службы, расходы на ремонт и обслуживание существенно возрастают и в среднем составляют 25–30 % от их стоимости[1]. Поэтому при определении укрупненным методом расчетов используем зависимость:

$$C_{PO} = K_{CT} \cdot \frac{H_{PO}}{100}$$

где  $H_{PO}$  - норматив расходов на ремонт и обслуживание старых выключателей, %

Т.к. выключатели уже выработали свой нормативный срок эксплуатации, то принимаем  $H_{PO} = 30$  %

$$C_{PO} = 6489934 \cdot \frac{30}{100} = 1946980 \text{ руб}$$

### Определяем потери из-за недоотпуска продукции

Отключение одного из потребителей проектируемой подстанции практически всегда приводит к нарушению технологического цикла электросталеплавильного цеха №2 и его отделений. Если незамедлительно восстановить электроснабжение, то обслуживающий персонал цеха восстанавливает технологический цикл производства без потерь. В ином случае длительные (более 10-15 минут) перерывы в электроснабжении приводят к недоотпуску продукции.

В настоящее время всегда имеется один-два исправных резервных выкатных элемента для оперативной замены и включения при производстве плановых ремонтах оборудования, однако при замене выкатных элементов достаточно часты случаи, когда для вкатывания резервного выкатного элемента необходима подрегулировка механизмов фиксации и блокировки, что приводит к недопустимой длительности простоя и недоотпуску, браку продукции. Брак при таких нарушениях цикла производства направляется на повторную обработку до достижения товарного качества. Это требует дополнительных материальных, энергетических затрат

Согласно статистике аварийных отключений из-за отказа масляных выключателей и превышения длительности восстановления электроснабжения при проведении плановых ремонтов, простои со средней длительностью 1 час случаются с периодичностью 1 раз в три месяца

Потери из-за недоотпуска продукции определяются по формуле:

$$P_n = t_{пр} \cdot n \cdot P \cdot (Ц - C/c) \cdot k_{доп}$$

где  $t_{пр} = 1$  час – время простоя;

$n = 4$  – количество простоев за год;

$P = 110$  тн – часовая производительность цеха;

$Ц = 35000$  руб – цена тонны продукции;

$C_c = 28000$  руб – себестоимость тонны продукции.

$K_{доп} = 1,3$  – коэффициент, учитывающий дополнительные затраты на восстановление технологического цикла

$$P_n = 1 \cdot 4 \cdot 110 \cdot (35000 - 28000) \cdot 1,3 = 4004 \text{ тыс.руб}$$

Определяем годовые издержки с учетом потерь продукции

$$I_{с.} = C_{AM} + C_{PO} + P_n = 428,336 + 1946,98 + 4004 = 6379,316 \text{ тыс. Руб}$$

#### 4.4.4 Расчет годовых издержек при работе нового оборудования

Вновь устанавливаемое оборудование отвечает всем современным требованиям по надёжности, вакуумные выключатели практически не требуют обслуживания (текущий ремонт 1 раз в год, ежемесячный осмотр через смотровые стёкла без отключения, когда масляному выключателю требуется 4 раза в год отключение и осмотр всех соединений и механизмов). В процессе наладки все ячейки проходят настройку под один выкатной элемент, что любой выключатель вкатывается в ячейку с минимальным усилием. Капитальный и средний ремонт таким выключателям вовсе не требуется – завод гарантирует безотказную работу до 25 лет, если выключатель не выработал 25000 отключений или 10 отключений токов короткого замыкания.

Определяем амортизационные отчисления:

$$C_{AM} = K_{ст.} \cdot \frac{H_A}{100},$$

где  $H_A$  - норма амортизационных отчислений, %

Нормативный срок службы маломасляного выключателя типа ВВЭ до замены составляет 25 лет. За этот срок выключателю как правило требуется только замена дугогасительных камер и ремонт механической части. Стоимость указанных восстановительных работ ориентировочно равна половине стоимости самого выключателя, поэтому норму амортизационных отчислений для такого выключателя можно принять как  $1/(25 \cdot 2) = 2\%$

$$C_{AM} = 8112417 \cdot \frac{2}{100} = 162248 \text{ руб}$$

Определяем затраты на ремонт и обслуживание

При упрощенной системе расчетов, как показали аналитические исследования реальных расходов, затраты на содержание и обслуживание новых вакуумных выключателей составляют 2%. Поэтому при определении укрупненным методом расчетов используем зависимость:

$$C_{PO} = K_{CT} \cdot \frac{H_{PO}}{100},$$

где  $H_{PO}=2\%$  - норматив расходов на ремонт и обслуживание новых вакуумных выключателей, %

$$C_{PO} = 8112417 \cdot \frac{2}{100} = 162248 \text{ руб}$$

Используя резервные выкатные элементы с вакуумные выключатели, принимая во внимание полную отладку ячеек, можно считать, что перерывы в электроснабжении потребителей практически исключено. Принимаем частоту отказов новых выключателей  $\omega_{вв} = 0,01$  раз/год. Таким образом, вероятность перерыва электроснабжения недопустимой длительности для электросталеплавильного цеха №2 и его отделений при питании нагрузок от 29 выключателей составит  $\omega = 0,29$  раз/год.

Потери из-за недоотпуска продукции определяются по формуле:

$$P_n = t_{пр} \cdot n \cdot P \cdot (Ц - C/c) \cdot k_{дон}$$

где  $t_{пр} = 1$  час – время простоя;

$n = 0,29$  – количество простоев за год;

$P = 110$  тн – часовая производительность цеха;

$Ц = 35000$  руб – цена тонны продукции;

$C_c = 28000$  руб – себестоимость тонны продукции.

$K_{дон} = 1,3$  – коэффициент, учитывающий дополнительные затраты на восстановление технологического цикла

$$P_n = 1 \cdot 0,29 \cdot 110 \cdot (35000 - 28000) \cdot 1,3 = 290 \text{ тыс.руб}$$

Определяем годовые издержки с учетом потерь продукции

$$I_{с.} = C_{AM} + C_{PO} + П_{II} = 162,248 + 162,248 + 290 = 614,496 \text{ тыс. руб}$$

#### **4.4.5 Расчет экономического эффекта от модернизации**

Из вышеприведённых расчётов можно сделать вывод, что капитальные вложения в замену выкатных элементов в размере 8112,417 тыс. руб. сократят ежегодные издержки с 6379,316 тыс.руб до 614,496 тыс.руб, т.е на  $6379,316 - 614,496 = 5764,823$  тыс. руб.

Отсюда даже без предварительных расчётов видно, что сокращение издержек за год более чем наполовину восполняют капитальные вложения в реконструкцию, т.е. срок окупаемости будет менее 2-х лет. При таком малом оценочном сроке окупаемости можно не учитывать изменение стоимости денежных средств со временем.

Определим более точно срок окупаемости:

$T = K/\Delta I = 8112,417/5764,823 = 1,407$  года, т.е. капитальные вложения окупятся менее чем за полтора года.

На основании вышеизложенного можно считать проект реконструкции крайне эффективным. Следует отметить, что было бы целесообразно после окупаемости данного проекта выводить сэкономленные средства для проведения модернизации УРЗА подстанции.

## 5 Социальная ответственность

### 5.1 Введение

Промплощадка Новокузнецкого металлургического комбината шириной 2 км и длиной 5 км с террасным расположением цехов находится на северо-западной окраине города у подножия Старцевых гор на левом берегу реки Томи. Климат района континентальный, с продолжительной морозной зимой и коротким, но жарким летом. Средняя годовая температура воздуха в Новокузнецке составляет 0,7°С. Самым холодным месяцем является январь (минус 17,8°С), самым тёплым – июль (18,5°С). Ветровой режим города обусловлен с одной стороны общими циркуляционными особенностями района, с другой стороны – особенностями рельефа. Роза ветров, таким образом, втянута в направлении юго-запад северо-восток.

### 5.2. Производственная безопасность

#### 5.2.1 Анализ условий труда на опорной подстанции 110/6кВ

#### Опорная-6. Анализ возможных опасностей при работе под напряжением

При работах под напряжением основными опасностями для персонала являются воздействие на работающих интенсивного электрического поля и возможность поражения электрическим током. Опасность поражения током существует для человека, работающего как на изолирующем устройстве, то есть находящегося под потенциалом провода, так и для работающего на опоре. Используем справочную литературу [5]

Возможные причины поражения током человека следующие:

- 1 Недостаточная электрическая прочность устройства, изолирующего

					<i>ФЮРА.140400.00 ПЗ</i>			
		№ докум.	Подп.					
Разраб.	Жидовленков А.Н.				<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТ- СТВЕННОСТЬ</b>	Лит.	Лист	Листов
Руков.	Фикс Н.П.						78	
Консульт-						<i>ТПУ ЭНИН Гр. 3-5А2ГС1</i>		

1. человека от земли или вспомогательных изолирующих приспособлений (тяг, захватов и т.п.), вследствие чего изоляция их может быть перекрыта напряжением провода относительно земли;

2. недостаточная электрическая прочность изоляции провода линии на месте работы людей, вследствие чего она может быть перекрыта напряжением провода относительно земли;

3. приближение человека, работающего с изолирующего устройства, к телу опоры (или работающего с опоры – к проводу) на расстояние, при котором произойдёт пробой воздушного промежутка между человеком и опорой (или проводом).

Для устранения указанных причин несчастных случаев необходимо, чтобы изоляция устройств, изолирующих человека от земли, и вспомогательных изолирующих приспособлений, а также изоляция проводов линий на месте работы людей и воздушный промежуток между человеком и частями линии, имеющими иной потенциал, обладали в период работы разрядными напряжениями, превышающими возможное напряжение проводов линии относительно земли в данном месте.

### **5.2.2 Анализ опасности поражения током в различных электрических сетях**

Все случаи поражения человека током в результате электрического удара являются следствием его прикосновения не менее чем к двум точкам электрической цепи, между которыми существует некоторое напряжение. Опасность такого прикосновения, оцениваемая, как известно, значением тока, проходящего через тело человека  $I_h$ , или напряжением, под которым оказывается человек, то есть напряжением прикосновения  $U_{пр}$ , зависит от ряда факторов: схемы включения человека в электрическую цепь, напряжения сети, схемы самой сети, режима её нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, а также от значения ёмкости токоведущих частей относительно земли и т. п.

Таким образом, указанная опасность не является однозначной: в одних случаях включение человеком в цепь будет сопровождаться прохождением

через него малых токов и окажется неопасным, в других – токи могут достигать больших значений, способных вызвать смертельное поражение человека.

### **5.2.3 Анализ биологического воздействия электрического поля**

В процессе эксплуатации электроэнергетических установок отмечается ухудшение состояния здоровья персонала, обслуживающего эти установки. Работаящие жалуются на повышенную утомляемость, вялость, головные боли, плохой сон, боли в сердце и т. п. Специальные наблюдения и исследования установили, что фактором, влияющим на здоровье, является электромагнитное поле, возникающее вокруг токоведущих частей действующих электроустановок.

Электромагнитное поле можно рассматривать как состоящее из двух полей: электрического и магнитного. На основании наблюдений был сделан вывод, что отрицательное действие на организм человека электромагнитного поля в электроустановках промышленной частоты обусловлено электрическим полем; магнитное же поле оказывает незначительное биологическое действие, и в практических условиях им можно пренебречь. Механизм биологического действия электрического поля на организм человека изучен не достаточно. Предполагается, что нарушение регуляции физиологических функций организма обусловлено воздействием поля на различные отделы нервной системы.

Гигиенические нормы времени пребывания без средств защиты в электрическом поле электроустановок промышленной частоты установлены действующими правилами, в зависимости от напряжённости поля в зоне, где будет находиться человек.

## **5.3 Защитное заземление**

### **5.3.1 Исходные данные:**

а) подстанция имеет два трансформатора 110/6-6 кВ с глухозаземлённой нейтралью со стороны 110 кВ. Для питания собственных нужд имеется два трансформатора 6/0,4 кВ с заземлённой нейтралью со стороны низшего напряжения. Распределительные устройства 110 и 6 кВ закрытого типа, силовые трансформаторы ТРДН-25000 находятся на открытой части подстанции.

б) территория подстанции занимает площадь  $S=2500 \text{ м}^2$ ;

в) заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением  $4 \times 40 \text{ мм}^2$  и вертикальных стержневых электродов длиной  $l_b=5 \text{ м}$  диаметром  $d=16 \text{ мм}$ ; глубина заложения электродов в землю  $t=0,7 \text{ м}$ ;

г) расчётное удельное сопротивление суглинистого грунта  $\rho=133 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;

д) в качестве естественных заземлителей предполагается использовать систему «трос – опоры» двухцепной подходящей к подстанции воздушной линии электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной последнего пролёта  $l_{тр}=26 \text{ м}$ ; линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением  $s=50 \text{ мм}^2$ ; расчётное сопротивление заземлителя одной опоры  $r_{оп}=12 \text{ Ом}$ ; число опор с тросом на линии больше 20; данные измерений сопротивления системы «трос – опоры» отсутствуют. Также в качестве естественных заземлителей используются железобетонные сваи фундаментов под зданием закрытой части подстанции ОП-6; площадь фундамента подстанции  $S_{ф}=1080 \text{ м}^2$ ;

е) время действия защиты –  $t_{з\text{ осн}}=0 \text{ с}$ ,  $t_{з\text{ рез}}=0 \text{ с}$ ; время срабатывания выключателя 110 кВ ГПП КМК-1  $t_b=0,08 \text{ с}$ . Для рабочих мест, где производятся оперативные переключения (разъединители с ручным приводом) напряжение прикосновения  $U_{пр.доп}=300 \text{ В}$ , см. [7], определяется по времени действия резервной защиты  $t_{з\text{ рез}}=0+0,25+0,08=0,33 \text{ с}$ . Для остальной территории напряжение прикосновения определяется по времени действия основной защиты  $U_{пр.доп}=400 \text{ В}$ , см. [7],  $t_{з\text{ осн}}=0+0,12+0,08=0,20 \text{ с}$ ;

е) расчётный ток замыкания на землю на стороне 110 кВ составляет  $I_3=6,81 \text{ кА}$ , на стороне 6 кВ –  $I_3=28 \text{ А}$ ;

ж) количество вертикальных электродов  $n_b=14 \text{ шт.}$

### 5.3.2 Расчёт защитного заземления

Составляем расчётную модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью  $S=2500 \text{ м}^2$

Длина стороны её равна, м:

$$\sqrt{S}=\sqrt{2500}=50\text{м}$$

Общая протяжённость горизонтальных заземлителей сетки, м:

$$L_{\Gamma}=19 \cdot 50=950 \text{ м.}$$

Количество ячеек по одной стороне модели, шт:

$$m=\frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}}-1=\frac{950}{2 \times 50}-1=8,5 \text{ Принимаем } m=9.$$

Уточняем длину полос в расчётной модели, м:

$$L_{\Gamma}=2\sqrt{S} \cdot (m+1)=2 \cdot 50 \cdot (9+1)=1000 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки, м:

$$b=\sqrt{S}/m=50/9=5,5 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура, шт:

$$n_{\text{в}}=14 \text{ шт.}$$

Расстояние между вертикальными электродами, м:

$$a=4\sqrt{S}/n_{\text{в}}=4 \cdot 50/14=14 \text{ м.}$$

Общая длина вертикальных заземлителей, м:

$$L_{\text{в}}=l_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}}=5 \cdot 14=70 \text{ м,}$$

где  $l_{\text{в}}$  – длина вертикального электрода, м.

Определяем общее сопротивление заземлителя, преобразованного в расчётную модель, Ом:

$$R_3=A \frac{P}{\sqrt{S}} + \frac{P}{L_{\Gamma}+L_{\text{в}}}, R_3=0,348 \times \frac{133}{50} + \frac{133}{1000+70}=1,05 \text{ Ом}$$

$$\text{где } A=0,444-0,84 \frac{l_{\text{в}}+t}{\sqrt{S}}=0,444-0,84 \frac{5+0,7}{50}=0,348$$

где  $t$  – глубина заложения заземлителя, м.

Определяем напряжение прикосновения, В:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3, U_{\text{пр}} = 0,17 \cdot 6810 \cdot 1,05 = 1216 \text{ В} > 300 \text{ В};$$

$$K_{\text{п}} = \frac{M \times \beta}{\left( \frac{\tau_B}{a} \times \frac{L_r}{\sqrt{S}} \right)^{0,45}} = \frac{0,5 \times 0,83}{\left( \frac{5}{14} \times \frac{1000}{50} \right)^{0,45}} = 0,17$$

где  $M$  – функция отношения  $\rho_1/\rho_2$ ; при  $\rho_1/\rho_2=1$ ;  $M=0,5$ ;

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \times \rho} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \times 133} = 0,83$$

Допустимое напряжение по условию напряжения прикосновения, В:

$$U_3 = U_{\text{пр}} / k_{\text{п}} = 1216 / 0,17 = 7153 \text{ В} > 5000 \text{ В}.$$

Определяем сопротивление заземлителя с учётом естественных заземлителей – системы трос – опора, Ом:

$$R_e = R_{\text{сто}} = \sqrt{\frac{0,15 \times r_{\text{оп}} \times l_{\text{тр}}}{s \times n_{\text{т}}}} = \sqrt{\frac{0,15 \times 12 \times 26}{50 \times 2}} = 0,68 \text{ Ом}$$

где  $r_{\text{оп}}$  – сопротивление заземляющего устройства опоры, Ом;

$l_{\text{тр}}$  – длина троса, км;  $s$  – сечение троса, мм<sup>2</sup>;  $n_{\text{т}}$  – количество тросов на опоре, шт.

$$R_3' = \frac{R_3 \times R_e}{R_3 + R_e} = \frac{1,05 \times 0,68}{1,05 + 0,68} = 0,41 \text{ Ом}$$

Определяем напряжение прикосновения с учётом естественных заземлителей – системы трос – опора, В:

$$U'_{\text{пр}} = k_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3' = 0,17 \cdot 6810 \cdot 0,41 = 475 \text{ В} > 300 \text{ В};$$

Допустимое напряжение по условию напряжения прикосновения с учётом естественных заземлителей – системы трос – опора, В:

$$U'_3 = U'_{\text{пр}} / k_{\text{п}} = 475 / 0,17 = 2794 \text{ В} < 5000 \text{ В}.$$

Сопротивление заземлителя с учётом фундаментов здания ОП-6, Ом:

$$R'_e = 0,5 \cdot \rho / \sqrt{S_{\text{ф}}} = 0,5 \cdot 133 / \sqrt{1080} = 2,02 \text{ Ом},$$

где  $S_{\text{ф}} = 1080 \text{ м}^2$  – площадь фундамента подстанции ОП-6.

$$R_3'' = \frac{R_3' \times R'_e}{R_3' + R'_e} = \frac{0,41 \times 2,02}{0,41 + 2,02} = 0,34 \text{ Ом}$$

Определяем напряжение прикосновения с учётом фундаментов здания ОП-6, В:

$$U''_{пр} = k_n \cdot I_3 \cdot R''_3 = 0,17 \cdot 6810 \cdot 0,34 = 394 \text{ В} > 300 \text{ В};$$

Допустимое напряжение по условию напряжения прикосновения с учётом фундаментов здания ОП-6, В:

$$U''_3 = U''_{пр} / k_n = 394 / 0,17 = 2318 \text{ В} < 5000 \text{ В}.$$

Определяем напряжение прикосновения с учётом подсыпки гравия, В:

$$\beta' = \frac{1000}{1000 + 1,5 \times \rho} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \times 5000} = 0,118$$

Удельное  
сопротивление  
гравия  $\rho = 5000 \text{ Ом}\cdot\text{м};$

$$K'_n = \frac{M \times \beta'}{\left(\frac{l_B}{a} \times \frac{L_r}{\sqrt{s}}\right)^{0,45}} = \frac{0,5 \times 0,118}{\left(\frac{5}{14} \times \frac{1000}{50}\right)^{0,45}} = 0,024$$

$$U'''_{пр} = k'_n \cdot I_3 \cdot R''_3 = 0,024 \cdot 6810 \cdot 0,34 = 56 \text{ В} < 300 \text{ В};$$

Допустимое напряжение по условию напряжения прикосновения с учётом подсыпки гравия, В:

$$U'''_3 = U'''_{пр} / k'_n = 56 / 0,024 = 2333 \text{ В} < 5000 \text{ В}.$$

С учётом использования фундаментов зданий ОП-6, естественных заземлителей – системы трос – опора и с учётом подсыпки гравия на площадке ОРУ-110 кВ ОП-6 напряжение прикосновения и напряжение на заземляющем устройстве соответствуют требованиям предъявляемым ПУЭ гл. 1.7.

$$U_{пр} < U_{пр, доп} 56 \text{ В} < 300 \text{ В}; \quad U_3 < U_{3, доп} 2333 \text{ В} < 5000 \text{ В};$$

Таким образом, искусственный заземлитель подстанции должен быть выполнен из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов сечением 4×40 мм, общей длиной не менее 1000 м и вертикальных стержневых диаметром 16 мм, длиной каждый 5 м в количестве не менее 14 шт., размещённых по периметру заземлителя по возможности равномерно. Глубина погружения электродов в землю 0,7 м. При этих условиях сопротивление  $R_3$  заземлителя в самое неблагоприятное время года не будет превышать 0,34 Ом.

## 6. 1. Экологическая безопасность

Границы санитарно–защитной зоны (СЗЗ) Новокузнецкого металлургического комбината в соответствии с СП 2.2.1.1312-03 располагаются на расстоянии одного километра от основных источников выбросов вредных веществ. На севере от завода граница СЗЗ не выходит за пределы золонакопителя и не захватывает жилых районов.

## **6. 2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

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

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

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

Вопросы пожарной безопасности проектируемой подстанции ОП-6

Согласно строительным нормам и правилам (СниП 11-90-81) подстанция ОП-6 по пожарной и взрывной опасности принадлежит к категориям Г (закрытое распределительное устройство с выключателями и аппаратурой и т. п.) и Д (помещения щитов управления подстанции и т. п.). По классу огнестойкости помещение здания подстанции выполнено из строительных конструкций I и II степени огнестойкости. Горючими

веществами и материалами на подстанции являются в основном органические материалы – бумага, ткани, резина, пластмассы, минеральное масло и др.

Для тушения пожара выключенного оборудования (маслонаполненных трансформаторов, кабельных линий, проложенных в тоннелях и др.) можно использовать воздушно – механическую пену, инертный газ, порошки и другие огнегасительные средства (накрывание очага горения кошмой, сухим песком и т. п.).

- не разрешается для тушения электрооборудования применять сильно загрязнённую воду. Запрещается тушение всеми видами пен с помощью ручных огнетушителей, т. к. пена и раствор пенообразователя в воде обладают повышенной электропроводностью;

- при пожаре силовой трансформатор должен быть отключен со стороны обеих обмоток, после чего немедленно следует приступить к его тушению любыми средствами (распылённой водой, воздушно – механической пеной, огнетушителями). Горючее минеральное масло не следует тушить компактной струёй во избежание увеличения площади пожара;

- при загорании кабелей, расположенных в туннелях, каналах и других помещениях, необходимо при наличии стационарной системы пожаротушения включить её в работу.

В качестве средств тушения на подстанции применяются:

- автоматическая станция пожаротушения кабельного подвала;
- пожарный гидрант (водопровод);
- ящики с песком;
- ручные углекислотные огнетушители типа ОУ-2, ОУ-5, углекислотно – бромэтиловый огнетушитель типа ОУБ-7, порошковый огнетушитель типа ОПС-10.

На подстанции предусмотрена система автоматической пожарной сигнализации, состоящей из извещателей – датчиков, устанавливаемых в защищаемых от пожара помещениях, приёмной станции (расположенной в поме-

щении пожарной команды), источников электропитания и электрической сети, связывающей извещатели с приёмной станцией.

Помимо автоматической пожарной сигнализации имеется сигнализация ручного действия типа ПКИЛ-7.

В случае пожара эвакуация людей обеспечивается через эвакуационные выходы.

### **6.3. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Организационные мероприятия:

- 1) обучение безопасным методам работы, инструктажи по ОТ и ТБ
- 2) организация производственного контроля

Технические мероприятия при компоновке рабочей зоны:

- 1) Основное и вспомогательное оборудование должно обеспечивать: удобство его обслуживания, наладки и ремонта, безопасность эксплуатации и ремонта, удобство и легкость управления и т.д.
- 2) Технологическая оснастка должна соответствовать требованиям технологии производства по своему составу и количеству.
- 3) Организационная оснастка призвана обеспечивать эффективное выполнение работником своих обязанностей.
- 4) Средствам освещения необходимо обеспечить достаточный уровень общего освещения.
- 5) Создание оптимального микроклимата в помещениях, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также интенсивности теплового излучения от нагретых поверхностей.

## Заключение

В результате бакалаврской работы произведена реконструкция современной защиты системы электроснабжения подстанции 110/6кВ Опорная-6.

В проекте сделан выбор системы и схемы электроснабжения опорной подстанции. Произведен выбор основного электрооборудования, рассчитаны нагрузки и выбраны питающие провода и ошиновка.

В проекте выполнен расчет токов короткого замыкания, произведен выбор защиты электрооборудования. Выбранные аппараты защиты соответствуют требованиям селективности, надежности, чувствительности и быстродействия.

В «Приложениях» даны чертежи расположения основного электрооборудования подстанции.

В «Экономической части» проекта рассчитаны затраты на реконструкцию и эксплуатацию системы электроснабжения опорной подстанции. Представлен раздел «Управление качеством». Рассмотрены вопросы охраны окружающей среды и электробезопасности в электроустановках.

					<i>ФЮРА.140400.00 ПЗ</i>			
		№ докум.	Подп.					
Разраб.		<i>Жидовленков А.Н.</i>				Лит.	Лист	Листов
Руков.		<i>Фикс Н.П.</i>					88	
					<i>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</i>			
								<i>ТПУ ЭНИН Гр. 3-5А2ГС1</i>

## Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго. - М.: «Энергоиздат», 1985. - 648 с.
2. Князевский,Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов. М.: “Высшая школа”, 1986.
3. Липкин. Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учеб. пособие для вузов. М.: «Высшая школа», 1981.
4. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, 2002
5. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. В 2-х кн./Под общ. ред. А.А. Фёдорова и Г.В. Сербиновского: Кн. 2. Технические сведения об оборудовании. М.: «Энергия», 1974. – 528 с.
6. Неклепаев,Б.Н., Крючков, И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: «Энергоатомиздат», 1989. – 608 с.
7. Грибов, В.Д.Экономика организации (предприятия).: учеб. пособие/ В.Д. Грибов, В.П. Грузинов, В.А. Кузьменко.
8. Чечевицына, Л. Н.Экономика предприятия.: учеб. пособие / Л. Н. Чечевицына.
9. Ящура А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования: Справочник. М: «Издательство НЦ ЭНАС», 2006. – 504 с.
10. Электрическая часть электростанций /Под ред. С. В. Усова., 1987.

					<i>ФЮРА.140400.00 ПЗ</i>		
		№ докум.	Подп.		<i>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ</i>		
Разраб.		<i>Жидовленков.А.Н</i>					
Руков.		<i>Фикс Н.П.</i>			89		
					<i>ТПУ ЭНИИ Гр. 3-5А2ГС1</i>		

11. В.А.Козлов Электроснабжение городов. Л: Энергоатомиздат Ленинградское отделение, 1988. – 264 с.
12. В.И.Готман. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах. – Томск: изд. ТПУ, 2013. – 117с
13. Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г. Технико-экономическое обоснование инновационного проекта. Методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. – Томск:изд. ТПУ, 2012. – 42 с
14. ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов». Введ. 01.07.83.
15. СО 153-34.20.187-2003. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.
16. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1998 – 800 с.: ил.

Приложение А. Схема до реконструкции подстанции 110/6кВ Опорная-6.

