

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

Институт ИнЭО

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Анализ мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей подстанции 35/6 кВ Рудничная

УДК 621.31.031:621.311.4-192

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГС1	Лопоха Виталий Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Е.О. Кулешова	к.ф.м.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	М.Э. Гусельников	к.т.н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2016 г.

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

---

Институт ИнЭО

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А2ГС1	Лопоха Виталию Викторовичу

Тема работы:

Анализ мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей  
подстанции 35/6 кВ Рудничная

Утверждена приказом директора (дата, номер)

12.02.2016, 1029/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

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

Объектом исследования является электроснабжение потребителей подстанции "Рудничная" г. Таштагол. Исходные данные к работе: данные о нагрузках исследуемой подстанции, данные о параметрах питающей ЛЭП, существующее электрооборудование подстанции.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p>(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).</p>	<p>Анализ источников по теме исследования; описание объекта, цели и постановка задач исследования; расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов электрических сетей "Рудничная" подстанция с вводом их в допустимую область по напряжению; анализ результатов выполненной работы; анализ и выбор мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии; анализ режимов с учётом принятых мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии; заключение по работе.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Схема исследуемой подстанции .</p>

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p>(с указанием разделов)</p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент Л.А. Коршунова</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент М.Э. Гусельников</p>

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент кафедры электрических сетей и электротехники</p>	<p>Е.О. Кулешова</p>	<p>к.ф.м.н., доцент</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-5A2ГC1</p>	<p>Лопоха Виталий Викторович</p>		

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

Институт ИнЭО

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 выпускная квалификационная работа
--

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела/ вид работы	Максимальный балл раздела
06.03.2016	<i>Общие сведения о Таштагольском месторождении (анализ литературы, описание объекта, цели и постановка задач исследования)</i>	10
20.03.2016	<i>Расчёт и анализ режима максимальных нагрузок</i>	5
23.03.2016	<i>Расчёт и анализ режима минимальных нагрузок</i>	5
03.04.2016	<i>Расчёт и анализ послеаварийных режимов</i>	5
24.04.2016	<i>Анализ и выбор мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии</i>	15
08.05.2016	<i>Анализ режимов с учётом принятых мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии</i>	20
15.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	20
22.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Е.О Кулешова.	к.ф.м.н., доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

И. о. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических сетей и электротехники	А.В. Прохоров	к. т. н.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-5А2ГС1	Лопоха Виталию Викторовичу

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</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. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Предметом исследования является подстанция "Рудничная".</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредные проявления (сильные электромагнитные поля, вибрация, повышенный уровень шума на рабочем месте;;</li> <li>– опасные проявления (опасные уровни напряжения в электрических цепях, замыкание которых может пройти через тело человека; наличие агрессивных и легковоспламеняющихся жидкостей). Возможность воспламенения трансформаторного масла (циалитовой установки).</li> <li>– Негативное воздействие на окружающую природную среду (негативное влияние электромагнитных полей на организм человека, гибель птиц на линиях электропередач и в открытых распределительных устройствах подстанций). В процессе эксплуатации электроустановок возможно загрязнение окружающей среды вредными веществами. Это может быть: электролит, трансформаторное масло и другие нефтепродукты, бытовые отходы и другие вредные вещества.</li> <li>– чрезвычайные ситуации: пожар, взрыв, стихийное бедствие (ураган, землетрясение и т.д. ).</li> </ul>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p style="text-align: center;">СНиП 3.05.06-85, ГОСТ 12.0.003-74, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой</li> </ul>	<p>Вибрация приводит к уменьшению работоспособности и появлению «вибрационной болезни».</p> <p>Шум создает значительную нагрузку на нервную систему человека, оказывая на него психологическое воздействие.</p>

<p><i>размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>При воздействии постоянного электромагнитного поля на рабочего, со временем будет наблюдаться нарушение сердечно-сосудистого ритма и замедление частоты биения сердца, изменения состава крови.</p> <p>Повышенная температура воздуха на рабочем месте приводит к утомляемости, головокружению, снижения концентрации.</p>
<p><i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i></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>– Электробезопасность (трансформаторы, токоведущие части, и другое электрооборудование). Средства защиты – диэлектрические перчатки, резиновые коврики, указатели напряжения, диэлектрические галоши и т.д.</li> <li>– Пожаровзрывобезопасность (возгорание и взрыв масла в трансформаторах). Средства защиты – огнетушители, песок, войлок, пожарные топоры, ведра и т.д.</li> </ul>
<p><i>3. Охрана окружающей среды:</i></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>Подстанции в нормальном режиме эксплуатации слабо загрязняют окружающую природную среду.</p> <p>Наиболее существенно ПС влияют на орнитофауну. Нарушения устойчивости поверхностного слоя почвы в тундре, лесотундре, полупустынях, горных районах, развития эрозионных и оползневых процессов, ограничения использования земли в охранной зоне.</p>
<p><i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></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>При аварии на подстанции возможны:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Возникновение пожара;</li> <li>– Взрыв трансформатора;</li> <li>– Поражение электрическим током.</li> <li>– Стихийное бедствие (ураган, землетрясение).</li> </ul> <p>При авариях должны отключаться элементы электроснабжения во избежание поломки и расстройства технологического оборудования.</p>
<p><i>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> </ul>	<p>СНиП 3.05.06-85, ГОСТ 12.0.003-74, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусельников М.Э.	к.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2ГС1	Лопоха Виталий Викторович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-5А2ГС1	Лопоха Виталию Викторовичу

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Электрические сети и электротехника</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- стоимость материалов и оборудования; - квалификация исполнителей; - трудоёмкость работы.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы амортизации</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	- отчисления в социальные фонды; - плата за 1 кВт*ч ; - нормативный коэффициент экономической эффективности

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

1 <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ</i>	
2 <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	- планирование выполнения проекта
3 <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	- расчёт затрат на проектирование, определение стоимости проекта; - расчёт капитальных вложений и эксплуатационных издержек
4 <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	- технико-экономическое сопоставление вариантов установки трансформаторов различной мощности

**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 Лидия Афанасьевна	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-5А2ГС1	Лопоха Виталий Викторович		



**Результаты обучения**  
**профессиональные и общекультурные компетенции**  
**по основной образовательной программе подготовки бакалавров**  
**13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»,**  
**профиль «Электроэнергетические системы и сети»**

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

Код результата	Результат обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
		международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 8</b>	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в области электрических сетей энергосистем.	Требования ФГОС (ОК-5, ОПК-1, ПК-2), <i>CDIO Syllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 9</b>	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 10</b>	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-5, ОК-6), <i>CDIO Syllabus</i> (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 11</b>	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетических систем и сетей с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-8, ОК-9, ПК-3, ПК-4, ПК-10), <i>CDIO Syllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Р 12</b>	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.	Требования ФГОС (ОК-7, ОК-8), <i>CDIO Syllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 92 с., 3 рисунков , 32 таблиц, 18 источник, 7 приложений.

Ключевые слова: расчет и анализ режимов, месторождение руды, воздушная линия, подстанция, трансформатор.

Объектом исследования является схема электрической сетей 35/6 кВ Таштагольского месторождения руды.

Исходными данными для выполнения работы являются: схема электрической сети подстанции «Рудничная», параметры оборудования.

Цель работы – разработка мероприятий по повышению надежности внешнего электроснабжения подстанции «Рудничная».

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word XP и представлена на диске (в конверте на обороте обложки).

## Содержание

Реферат	11
Термины и определения	15
Введение	16
1 Общие сведения о Таштагольском месторождении	18
1.1 Краткая история развития рудника	18
1.2 Горно-геологическая характеристика месторождения	19
1.3 Нагрузки подстанции «Рудничная»	22
1.3.1 Система разработки	22
1.3.2 Горные работы	24
1.3.3 Система вентиляции	26
1.3.4 Система водоотлива	27
1.3.5 Характеристика подъемов	29
1.3.6 Комплекс подземного дробления	32
1.3.7 Рудничный транспорт	33
1.3.8 Поверхностный комплекс	35
1.3.8.1 Компрессорная	35
1.3.8.2 ДОФ	37
1.3.8.3 Ремонтно-механическая мастерская	38
1.3.8.4 Автотранспортный цех	40
2 Электроснабжение рудника	41
2.1 Перечень подстанций	43
2.2 Перечень трансформаторов подключенных к подстанции «Рудничная»	45
3 Анализ режимов работы энергосети 6 кВ	48
3.1 Описание энергосети	48
3.2 Подготовка исходных данных для «Mustang»	48
3.2.1 Составление схемы замещения	48
3.2.2 Расчёт элементов схемы замещения	49

3.2.2.1 Воздушные и кабельные линии электропередач:	49
3.2.2.2 Двухобмоточные трансформаторы ТДНС-16000/35	55
3.3 Расчёт режимов работы энергосети шахтного комплекса	55
3.3.1 Режим 1. Максимальный режим с перекосом нагрузки на Т-1	55
3.3.2 Режим 2. Послеаварийный максимальный режим с перекосом нагрузки на Т-1.	60
3.3.3 Режим 3. Запуск насоса с ЭД 800 кВт со 1СШ на ЦПП (гор.350). Нормальный максимальный режим с перекосом нагрузки на Т-1	62
3.3.4 Режим 4. Аварийное отключение Т-2	63
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	66
4.1 Описание	66
4.2 Планирование работ по проектированию и определение трудоемкости	66
4.3 Расчет затрат на проектирование	68
4.3.1 Расходные материалы	69
4.3.2 Расчет заработной платы и отчислений в социальные фонды	69
4.3.3 Амортизационные отчисления	70
4.3.4 Прочие расходы	71
4.4 Техничко-экономическое сопоставление двух вариантов мощности трансформаторов подстанции	72
5 Социальная ответственность	80
5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	80
5.2 Вредные вещества	80
5.3 Техника безопасности	81
5.4 Производственная санитария	82
5.5 Электромагнитные поля	83
5.6 Шум	85
5.7 Пожарная безопасность	85

5.8 Охрана окружающей среды	87
5.9 Чрезвычайные ситуации	88
Заключение	90
Список используемых источников	91
Приложение А. Подстанция 35/6 кВ «Рудничная». Схема электрическая принципиальная однолинейная.	
Приложение Б. Расчет режима при номинальном коэффициенте трансформации (узлы)	
Приложение В. Расчет режима при номинальном коэффициенте трансформации (ветви)	
Приложение Г. Режим повышения коэффициента трансформации переключением РПН (узлы)	
Приложение Д. Режим повышения коэффициента трансформации переключением РПН (ветви)	
Приложение Е. Режим с генерацией реактивной мощности синхронными двигателями (узлы)	
Приложение Ж. Режим с генерацией реактивной мощности синхронными двигателями (ветви)	

## Термины и определения

(ВЛ) Воздушная линия электропередачи– устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изолирующих конструкций и арматуры к опорам, несущим конструкциям, кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т. п.).

(ЭС) Энергосистема– это технический объект, включающий электростанции, приемники электрической энергии и электрические сети, которые соединены между собой и связаны общностью режима.

(ПС) Подстанция– электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств.

Трансформатор – это статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток на каком-либо магнитопроводе и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока без изменения частоты системы переменного тока.

(РПН)Регулирование под нагрузкой – устройство регулирования напряжения трансформатора, изменяет число витков обмотки трансформатора. Применяется для поддержания нормального уровня напряжения у потребителей электроэнергии.

## **Введение**

Электроэнергетика –одна из важнейших отраслей инфраструктуры любой страны, занимающаяся выработкой, транспортировкой, а также распределением между потребителями электрической энергии.

Электроэнергетика является основой правильного, нормального функционирования всех отраслей экономики государства, начиная с сельского хозяйства, и заканчивая приборо- и ракетостроением. От её состояния и работы зависит положение страны на мировом рынке различных отраслей, экономический подъём страны, господство в тех или иных отраслях промышленного сектора экономики, оборонно-промышленного комплекса, медицины и так далее. В конце концов, уровень электроэнергетики определяет уровень жизни населения граждан. Поэтому составляющие электроэнергетического комплекса должны находиться в должном состоянии. Все элементы системы функционально связаны единством генерации, передачи и потребления электрической энергии. При расчётах и анализе режимов электрических систем принимается во внимание то, что они должны отвечать определённым требованиям.

Характеристики установившихся режимов электрических систем определяются несколькими показателями. Это и генерируемая мощность, мощность, полученная потребителями, это и загруженность линий, трансформаторов, а также схемы соединений электрических сетей и т.д.



На всех стадиях проектирования и эксплуатации сетей приходится выполнять расчёты режимов их работы. Цель расчёта – это проверка выполнения технических условий исследуемой сети, т.е. сравнение токов (потоков мощности) в ветвях и напряжений в узлах с допустимыми (нормированными) значениями. Эффективность работы энергосистемы характеризуют значения потерь активной и реактивной мощностей в рассматриваемых режимах работы, а также значения потерь электроэнергии за год. На основании расчётов режимов электрической сети проверяется допустимость параметров режима для отдельных элементов электросети, выбираются уставки релейной защиты, устройств автоматики и т.п.

Передача электроэнергии от электростанций до потребителей невозможна без потерь мощности. Так, при транспортировке электроэнергии её часть расходуется на нагрев проводников, на собственные нужды подстанции, на холостой ход трансформаторов и т.д.

Целью данной выпускной квалификационной работы является моделирование и анализ режимов подстанции «Рудничная», а также разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

## **1 Общие сведения о Таштагольском месторождении**

### **1.1 Краткая история развития рудника**

Таштагольское рудоуправление на данный момент входит в состав ОАО «Евразруда», Таштагольское месторождение магнетитовых руд было открыто в 1929 году охотником Скворцовым. Разведка проводилась с 1931 по 1936 год (первая разведка). По данным разведки 1931-1936 года, запасы по категориям А+В+С1+С2 были утверждены ГКЗ в количестве 33,4 млн. т. Месторождение представлялось не глубинным, на глубине 350-400 м от поверхности (т.е. на отметке +200 м) ожидалась выклинка рудных тел. И действительно, выклинка отдельных рудных тел (р.т.3,4,8,4а) имела место. Однако дальнейшая разведка показала, что месторождение глубинное. Рудная зона уходит на Северо-Запад под реку Кондома и на глубине 600-900 м от поверхности имеет 2 крыла, располагаясь подковообразно.

Строительство рудника началось с марта 1939 года в составе жилья, механического цеха, ТЭЦ, компрессорной, подземных горных работ – Северный и Южный стволы, штольни горизонтов +450м и +503м.

Рудник был введен в эксплуатацию 3 июля 1941 года с проектной производительностью в 1,6 млн. т. сырой руды в год. В этот год было добыто 124 тыс. т. руды и пройдено 1369 погонных метров горных выработок. Добыча руды велась открытым способом.

Строительство постоянного технологического комплекса рудника было приостановлено войной, поэтому ДОФ и 3-я и 4-я турбины ТЭЦ были введены в 1945-46 годах, а ряд объектов (жилье по Генплану, водопровод, канализация, гараж) строились уже в 50-е и 60-е годы.

Добыча руды подземным способом началась с 1944 года, хотя до 1950 года продолжалась открытая разработка месторождения.

Исходя из меняющейся геологической оценки месторождения, за время работы рудник претерпел ряд реконструкций, а именно:

1-я реконструкция (по проекту 1944 г.). Реконструкция предусматривала строительство ствола шахты "Капитальная" и "Юго-

Западного" квершлага. Предусматривалась производительность рудника по подземным работам в 1,5 млн. т. руды в год.

2-я частичная реконструкция с целью отработки гор. +210 до +140м. Была вызвана простиранием рудного тела на Северо-Запад. Предусматривала строительство новой компрессорной, подстанции, штольни "Западная" и ствола "Западного". Реконструкция выполнялась по проекту 1956 года. Проектная производительность рудоуправления определена в 2 млн. т. руды в год.

3-я реконструкция была вызвана простиранием на Северо-Запад и на глубину - 400м. Рудные тела прослеживались под промплощадкой рудника (старая промплощадка, станция Таштагол и под рекой Кондома). Запасы руды, случаях оставления охранных целиков под вышеназванные объекты, составили бы в целиках 30-50 % от имеющихся на балансе.

Проектным заданием на реконструкцию Таштагольского рудоуправления, выполненным СФ институтом Гипроруда в 1958 году, была определена проектная производительность в 3 млн. т. сырой руды в год. Предусматривалось полное обновление вскрытия месторождения и строительство нового поверхностного комплекса (ДОФ, котельная, мехцех, гараж), развитие путевого хозяйства станции Таштагол Кемеровской железной дороги. В соответствии с проектом 1958 года, горный комплекс реконструкции выполнен и в 1967 году проектная мощность по горным возможностям доведена до 3 млн. т. Пройдены ствол "Новокапитальный", оборудованный двумя скипами емкостью 25 т. каждый, вентиляционные стволы "Северный" и "Южный".

## **1.2 Горно-геологическая характеристика месторождения**

Таштагольское железорудное месторождение приурочено к контакту ольбитизированной сиенитовой интрузии с толщей вулканогенно-осадочных пород, содержащих прослой и линзы известняков: Восточного (эксплуатируемого), Юго-Восточного, Западного, Северо-Западного и Глубокого.

Рудная зона прослежена на глубину 1,5 км от поверхности без признаков выклинивания.

На Восточном участке наиболее крупном и сложном по строению, рудные тела образованы за счет замещения магнетитом преимущественно останцев вулканогенно-осадочных карбонатных пород руды магнетитовые.

Таблица 1 — Среднекачественный состав железных руд Таштагольского месторождения

Компоненты	Среднее по месторождению без участка Глубокого, %	Участок Глубокий, %
Железо валовое	44,9	48,2
Кремнезем	14,47	9,2
Глинозем	4,39	2,55
Сера	0,59	3,86
Цинк	0,026	0,01
Свинец	0,03	0,01
Мышьяк	0,003	Нет данных
Кобальт	0,006	Нет данных
Медь	0,025	0,07

По форме рудные тела представляют собой линзообразные столбы и пластообразные залежи непостоянной формы. Простираение рудной зоны составляет 800-1200 м, истинная мощность рудной зоны изменяется от 40 до 120 м, а ее видимая мощность достигает 200 м и более. Падение зоны крутое восточное (80-90). Все рудные тела и боковые породы разбиты густой сетью безамплитудных и малоамплитудных трещин отдельности и кливажа. Кроме того, на Восточном участке проходит диагональный разлом с вертикальной амплитудой по падению более 120м, являющийся условной границей между рудными телами.

Минимальная мощность рудных тел - 5м, максимальная – 80 м, средняя - 40 м. Средняя рудная мощность - 50 м. Средняя площадь рудного горизонта - 60 тыс.м<sup>2</sup>, Действующая площадь одного горизонта – 37 тыс. м<sup>2</sup>.

Восточный участок на Севере переходит в Северо-Западный, который, в свою очередь переходит в Западный участок. Юго-Восточный участок является южным продолжением Восточного участка.

Объемный вес руд изменяется в зависимости от содержания железа и колеблется от 3,02 до 4,68 т/м<sup>3</sup>, составляя в среднем по месторождению 3,85 т/м<sup>3</sup>, по разрабатываемому Восточному участку 4,0 т/м<sup>3</sup>. Коэффициент разрыхления руды изменяется от 1,55 до 1,73. Коэффициент крепости пород изменяется от 8-10 у сланцевых, до 13-16 у скарнов. Объемный вес пород от 2,2 до 3,01 т/м<sup>3</sup>, в среднем 2,73 т/м<sup>3</sup>. Породы представлены сиенитами, диоритами, скарнами, сланцами, туфосланцами, известняками и др.

В целом по месторождению с учетом глубоких горизонтов, выявленных горно-геологической разведкой, запасы руды определяются в величину более 1 миллиарда тонн. Однако расположение запасов либо под существующей промплощадкой, рекой Кондома, жильем, либо на очень большой глубине, создали ситуацию, когда свободных запасов осталось на 10-15 лет.

## 1.3 Нагрузки подстанции «Рудничная»

### 1.3.1 Система разработки

В настоящее время применяются следующие системы разработки:

1. Система этажно-принудительного обрушения с отбойкой руды на компенсационные камеры эллипсоидной формы с вибровыпуском руды.

2. Система этажно-принудительного обрушения с отбойкой руды на зажатую среду с вибровыпуском руды.

3. Система этажно-камерного обрушения – до 1970 года эта система была основной на руднике; в настоящее время применяется редко – при отработке торцов рудных тел.

Система этажно-принудительного обрушения с отбойкой руды на компенсационные камеры эллипсоидной формы с вибровыпуском руды является сегодня на рудоуправлении основной. Данной системой добывается более 80 % годовой добычи. Сущность системы заключается в том, что рудное тело в пределах этажа разбивается на блоки шириной 27м, длиной равной мощности рудной зоны, высота блока - 70м.

Таблица 2 — Технические характеристики ВДПУ-4ТМ

Параметры и измерения	Величины
Производительность, т/час.	Не менее 300
Тип вибратора	Инерционный
Количество вибраторов, шт	2
Общая возмущающая сила, Н	Не менее 9000
Частота колебаний, н/мин	Не более 1500
Направление возмущающей силы к горизонту	Безразлично
Монтажный угол, град.	15-20
Тип привода	Электрический
Управление	Дистанционное

Продолжение таблицы 2

Параметры и измерения		Величины
Электропривод		АИПС180М4У3
Габаритные размеры:	Длина, мм	6015
	Ширина, мм.	1250
	Высота, мм.	620
	Масса, кг.	не более 4500

Таблица 3 — Краткая техническая характеристика электродвигателя АИПС180М4У3

Параметр	Величина
Мощность, кВт	22
Скорость вращения, об/мин	1410
КПД, %	0,085
Коэффициент мощности, $\cos(\phi)$	0,88
Номинальный ток, А	43
Масса, кг	200

Выпуск руды установками ВДПУ-4ТМ равномерно-последовательно в соответствии с разработанной планограммой выпуска руды для блока. Характерной особенностью данной системы является эллипсоидная форма компенсационных камер, что позволяет избежать проявлений горного давления в динамической форме в массиве вблизи компенсационных камер. После монтажа установок ВДПУ-4ТМ, завершения бурения скважин на горизонте подсечки начинается производство технологических массовых взрывов. В первые 2-3 взрыва образуется подсечное пространство. Затем за 4-5 взрывов образуются компенсационные камеры. После образования компенсационных камер производится обустройство блока нисходящими,

восходящими, горизонтальными пучками скважин с последующим производством массового взрыва по спецпроекту.

### 1.3.2 Горные работы

Подготовительные работы на откаточном горизонте начинаются с проходки ортов через 27-30 метров вкост простирания рудных тел, в которых через 9 метров одна от другой проходят камеры под установку ВДПУ – 4ТМ. Одновременно на верхнем горизонте проходят буровые выработки. Проходка подготовительных нарезных и вентиляционных выработок на шахте производится двумя проходческими участками.

При проходке выработок применяются следующие машины и комплексы:

А. На откаточных выработках:

- твердосплавные коронки для вращательно-ударного и вращательного способов проходки;
- породопогрузочные машины 1 ППН – 5;

Б. При проходке отдельных забоев:

- перфораторы ПР – 27;

В. На нарезных выработках:

- буровые каретки;
- перфораторы ПТ – 38;
- скреперные лебедки 30ЛС – 2СМА;
- породопогрузочные машины 1 ППН – 5.

Таблица 4 — Техническая характеристика 30ЛС – 2СМА

Параметры	Значение
Среднее тяговое усилие, кгс	2800
Средняя скорость навивки каната, м/с	1,3
Установ. мощность, кВт	30
Диаметр каната, мм	15
Масса с эл.двигателем, кг	1305



Продолжение таблицы 4

Параметры	Значение
Габариты, мм:	
Длина	2000
Ширина	880
Высота	770

Таблица 5 — Техническая характеристика 1 ППН – 5.

Параметры	Значение
Производительность, м <sup>3</sup> /мин	1,25
Емкость ковша, м <sup>3</sup>	0,32
Фронт погрузки, мм	4000
Размер кусков, мм	400
Коэффициент крепости	16
Ширина колеи, мм	750
Жесткая база, мм	1100
Скорость перемещения, м/с	
Вперед	0,73
Назад	0,57
Ширина ленты транспортера, мм	650
Скорость движения ленты, м/с	1,3
Напряжение питающей сети, В	380
Мощность двигателя, кВт	
Привод машины	14
Привод транспортера	7,5
Исполнение эл.оборудования	РВ
Масса, кг	9000

### 1.3.3 Система вентиляции

Схема вентиляции шахты – фланговая, способ проветривания – нагнетательно-всасывающий (рисунок 1).

В центральной части лежачего бока месторождения у ствола «Ново-капитальный», смонтирована вентиляционно-калориферная установка, подающая свежий воздух в шахту в объёме 240-315 м<sup>3</sup>/сек. В эксплуатации находится один вентилятор ВОД-40 с резервным электродвигателем. Регулирование производительности вентилятора регулируется поворотом лопаток рабочего колеса и закрылков направляющего аппарата. Реверсирование осуществляется реверсом двигателя.

Площадь подогрева калориферной установки 8200 м<sup>2</sup>. Подогрев воздуха, подаваемого в шахту, осуществляется в холодные периоды (зимой, весной и осенью).

Свежий воздух поступает в шахту по стволу «Ново-капитальный» на все горизонты и по квершлагам и штрекам распределяется по крыльям шахты.

Отработанный воздух на горизонтах ±0 м, -70 м, -140 м, -210 м, -280 м поступает по Северному и Южному квершлагам к стволам «Северный» и «Южный», затем выдается на поверхность. С горизонта -350 м отработанный воздух выдается только по стволу «Северный».

Вентиляционная установка ствола «Северный» оборудована двумя вентиляторами ВОД-30, ствола «Южный» – двумя вентиляторами ВОКД-2.4.

Регулирование производительности вентиляторов ВОД-30 и ВОКД-2.4 осуществляется поворотом лопастей рабочих колес и закрылков направляющего аппарата. Реверсирование струи производится с помощью обводных каналов. Количество воздуха выдаваемого из шахты по стволу «Северный» и «Южный» составляет 110-120 м<sup>3</sup>/с.

Таблица 6 — Производительность вентиляторных установок на стволах

Вентиляционная установка	Объём воздуха, м <sup>3</sup> /с
«Северная»	175
«Южная»	147
«Ново-капитальная» (ВКУ)	315

Проветривание подготовительных и нарезных забоев осуществляется вентиляторами местного проветривания СВМ-6, СВМ-5, ВМ-6м, ВМ-5, эжекторами типа УНП-200. Для подачи воздуха в забои подготовительных выработок используются вентиляционные рукава диаметром 400 - 600 мм.

Таблица 7 — Краткая техническая характеристика ВМ – 6М

Параметр	Величина
Скорость вращения, об/мин	2950
Промышленность, м <sup>3</sup> /мин	140...480
Мощность эл. двигателя, кВт	24
Сечение проветриваемых выработок, не более, м <sup>2</sup>	16
Длина проветриваемых выработок, не более, м	600
Масса, кг	350

#### 1.3.4 Система водоотлива

Среднегодовой приток в шахту составляет 400-480 м<sup>3</sup>/ч. Приток в весенний период составляет 460-480 м<sup>3</sup>/ч.

Колебание водопритока в шахту связано с вовлечением в добычу блоков бывшего охранного целика под ДОФ и проведением выработок нагор. -350 м.

Главные водоотливные установки располагаются у ствола "Северный" на гор. -350 м. и на гор. +70м.

В настоящее время: вода с гор. -350 м по трубам поступает нагор. +70 м, а дальше - на поверхность к очистным сооружениям.

Установки оснащены семью насосами ЦНС-300-480 (гор -350) и ЦНС-300-600 (гор +70). Сбор воды в водосборники с вышележащих горизонтов осуществляется по системе водосточных канав и дренажных скважин для перепуска воды с вышележащих горизонтов. Диаметр скважин в зависимости от водопритока составляет 105-220 мм. На поверхность с водосборников гор. -350 м вода выдается по трубопроводам, проложенным по стволу "Северный"

Для управления насосами применена схема автоматизации УАВ.

Таблица 8 — Техническая характеристика насосов

Насос	Характеристика насоса		Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт
	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м		
ЦНС 300-480	300	480	ВАО-560М/4	630
ЦНС 300-600	300	600	ВАО-630М/4	800

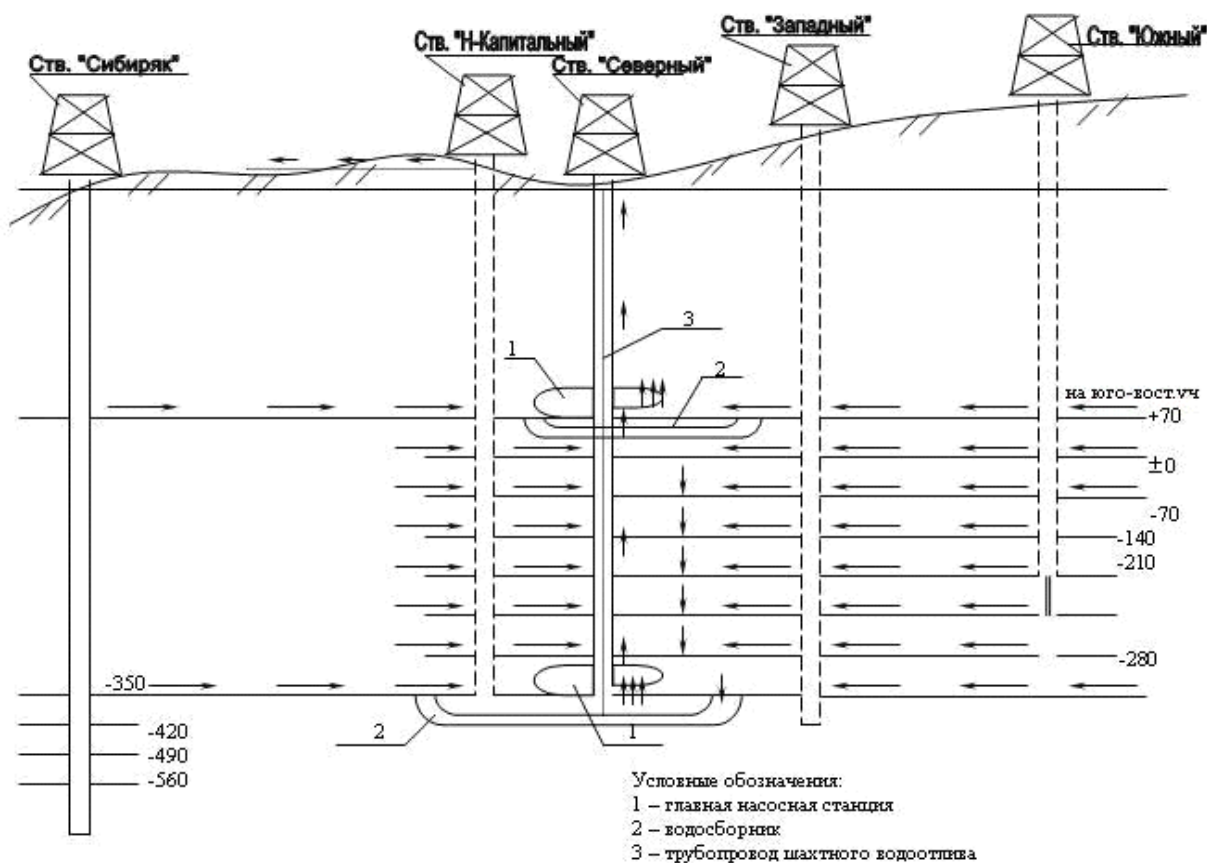


Рисунок 2 - Схема водоотлива шахтных вод на Таштагольском руднике

### 1.3.5 Характеристика подъемов

На руднике находятся в эксплуатации четыре ствола, оборудованные подъемными установками: "Новокапитальный", "Западный", "Северный", "Южный". "Северный", "Южный". Оборудованы одноклетьевыми подъемными установками с противовесом. "Западный" ствол клетевой предназначен для подъема-спуска руды с горизонта -350м на горизонт -280м "Новокапитальный" ствол скипо-клетевой, используется для выдачи руды на поверхность и производства вспомогательных операций.

Таблица 9 — Скиповая подъемная установка ствола «Ново-Капитальный»

Оборудование	Характеристики
Подъемная машина	БЦК - 8 / 5x2,7
Электродвигатель	ПБК - 380x125
Высота подъема скипа	810 м
Длина струны каната от шкива до дозаторной	885 м
Канат	диаметр 63 мм
Подъемные сосуды	2 скипа типа СО - 11,2-18,8 емкостью 11 м каждый
Проводники скипового подъема	металлические коробчатого типа сечением 200 м
Электродвигатель постоянного тока ПБК - 380x125	
Мощность	3200 кВт
Скорость	30 об / мин
Напряжение	860 В
Генератор П21-40-17К	
Мощность	3600 кВт
Скорость	500 об / мин
Напряжение	860 В
Синхронный двигатель СДНЗ-17-76-12	
Мощность	4000 кВт
Скорость	500 об / мин
Напряжение	6000 В

Таблица 10 — Клетевая подъемная установка ствола «Ново-Капитальный»

Оборудование	Характеристики
Подъёмная машина	БЦК – 8 / 5х2,7 (без редуктора)
Высота подъема	804 м
Длина струны каната от шкива до гор. – 350 м	856 м
Канат	диаметр 61,5 мм
Подъемный сосуд	клеть типа 1КО 4,5 – 19 с противовесом под вагонетки емкостью 4 м. <sup>3</sup>
Проводники	Металлические рельсовые из рельс Р-50

Таблица 11 — Подземная подъемная установка ствола «Западного» гор - 210 м

Оборудование	Характеристики
Подъемная машина	ПМ 2х6х2,4 с редуктором ЦО – 22
электродвигатель АКН -17-28- 16УЗ	
Мощность	1500 кВт
Скорость	365 об / мин
Напряжение	6000 В

Таблица 12 — Подъемные машины стволов «Северный» и «Южный»

Подъемная машина	ЦР 6х3,2 / 0,5 с редуктором ЦО - 22
электродвигатель АКН -17-46-20	
Мощность	1250 кВт
Напряжение	6000 В
Скорость	295 об / мин

Стволы «Северный» и «Южный» имеют по одной клетки. На всех подъемных машинах связь из клетки с машинистом подъемной установки (двухсторонняя кодовая) осуществляется аппаратурой «Радуга».

### 1.3.6 Комплекс подземного дробления

На руднике находятся три комплекса подземного дробления ствола "Новокапитальный": на гор. -70м, -210м и -280м. Комплексы по оснащению одинаковы.

Руда из очистных забоев поступает в рудодворы ствола "Новокапитальный", на горизонтах, где через опрокиды ОКЭ-2-4 попадает в приемные бункера и далее в щековые дробилки типа ЩДП-12х15, проходя через которые дробится до крупности 300мм.

После дробилок рудная масса по емкостным восстающим опускается в дозаторную на гор. -350м, где грузится в скипы и выдается на поверхность, на гор. +450м. Для перепуска не дробленной руды с гор. -140м, предусмотрен рудоперепуск, оборудованный круговым опрокидывателем и пластинчатым питателем типа 1-18-90. На гор. +450м руда грузится секторами в вагоны ВГ-9 и электровозами транспортируется на ДОФ.

Таблица 13 — Технические данные ЩДП - 12х15

Параметры	Значение
Размеры приемного отверстия, мм	
Ширина	1200
Длина	1500
Макс размер загружаемых кусков, мм	1000
Ширина разгр. щели, мм	150



Продолжение таблицы 13

Параметры	Значение
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	280
Частота вращения эксцентр. вала, мин-1	150
Угол захвата, град	24
Мощность эл. Двигателя, кВт	160
Масса без эл. оборудования, т	145

### 1.3.7 Рудничный транспорт

Основным подземным транспортом для откатки руды является контактный электровоз К-14М и вагонетки с глухим кузовом ВГ-9, емкостью 9 м<sup>3</sup>. Для откатки породы используют опрокидные вагонетки УВБ – 2,5 и электровозы К-10.

Таблица 14 — Характеристика транспортных средств

Наименование	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кгвес, кг	Емкость, м	База, мм
Эл.воз К-14М	6000	1350	1650	14000	-	1700
Эл. воз К- 10	5200	1350	1650	10000	-	1220
Вагон ВГ-9	7850	1350	1550	7921	9,0	4000
Вагон УВБ-2,5	3150	1320	1400	2423	2,5	1000

Таблица 15 — Техническая характеристика электровозов

Параметры	К-14М	К-10
Напряжение сети, В	250	250
Тяговое усилие часового механизма, кгс	2400	1700
Скорость часового режима, км/ч	12,8	12,2
Мощность двигателей, кВт	45x2	33x2
Длительный ток эл. двигателя, А	180	120
Масса, кг	14 000	10 000
Ширина колеи, мм	750	750

Для питания контактной сети применяется тяговая подстанция ВТПЕ–500/275 м.

Таблица 16 — Техническая характеристика ВТПЕ-500/275

Наименование параметра	В-ТПЕ 500/275
Номинальный ток на выходе, А	500
Номинальная мощность, кВт	137,5
Номинальное напряжение питающей сети, В	230
Номинальная частота питающей сети, Гц	50
Номинальная мощность преобразовательного трансформатора, кВА	160
Режим работы	длительный
Способ охлаждения	естественный воздушный

Продолжение таблицы 16

Наименование параметра	В-ТПЕ 500/275
Схема выпрямления	трехфазная мостовая
Напряжение питания цепей собственных нужд (трехфазное, переменное), В	230
Цикличность прерывания нагрузки, сек. не более	0,2
Время паузы в питании нагрузки, сек. не более	0,01
Уставка сопротивления срабатывания при сосредоточенной утечке, кОм	61,2
Уставка сопротивления срабатывания блокировочного реле, кОм	3,250,8
Уставка сопротивления выключения блокировочного реле должна превышать уставку сопротивления	200,5
Срабатывания на, %	
Время автоматического повторного включения сети после исчезновения утечки, сек. не более	1,0
Степень защиты выпрямителя по ГОСТ 14254-80 силового отсека	1P22
Отсека системы управления и защиты	1P54
Габаритные размеры выпрямителя, мм	800/1800/600
Масса выпрямителя, кг	320

### **1.3.8 Поверхностный комплекс**

#### **1.3.8.1 Компрессорная**

В настоящее время находится в эксплуатации компрессорная на промплощадке в районе здания преобразовательных агрегатов подъемных установок ствола "Сибиряк".

Расчетный расход сжатого воздуха для эксплуатационных нужд и горно-капитальных работ с учетом изношенности оборудования и потерь в сети составляет 720м<sup>3</sup>/мин. Исходя из этого, в новой компрессорной станции предусмотрена установка 4-х центробежных компрессоров типа ЦТК-275/9 с синхронным электродвигателем типа СТДМ-1600-23 УХЛ4. Компрессорная станция рассчитана на получение осушенного сжатого воздуха абсолютным давлением 0,85 МПа, температурой 40С, влагосодержанием 0,66 г/м<sup>3</sup>, относительной влажностью 13%.

Таблица 17 — Основные технические данные электрического трехфазного турбодвигателя типа СТДМ-1600-23УХЛ4.

Наименование параметров	Значение
Номинальная мощность, кВт	1600
Номинальная мощность, кВт	1850
Номинальное напряжение, В	6000
Номинальный ток статора, А	178
КПД, %	97
Отношение ном.пуск. момента к ном. вращающ. моменту	2,16
Отношение начальн. пускового тока к номинальному току	6,5
Частота вращения, об/мин	3000

Максимально-длительная производительность компрессорной станции при одном агрегате, находящимся в ремонте или резерве, составляет 825м<sup>3</sup>/мин. В машинном зале компрессорной станции предусмотрена возможность установки еще двух таких же компрессоров.

Сжатый воздух от компрессорной, расположенной на поверхности, подается в шахту по трубопроводу диаметром 426 мм, проложенному по стволу "Сибиряк" и далее по горизонту -350 м до Западной промплощадки.

Для доставки сжатого воздуха к потребителям используются уже имеющиеся сети эксплуатируемых горизонтах, также прокладываются новые сети к вовлекаемым в обработку новым участкам.

### **1.3.8.2 ДОФ**

Первичное обогащение и обработка руд Таштагольского месторождения в настоящее время осуществляется на действующей дробильно-обогатительной фабрике, которая сдана в эксплуатацию в 1984 году. Производительность фабрики 3 млн. т. в год. Проектом предусмотрена возможность ее расширения до 6 млн. т в год.

Годовой продукцией фабрики является:

1. Доменный концентрат крупностью 50-26 мм;
2. Промпродукт крупностью 50-0 мм;
3. Хвосты двух фракций (50-16 мм и 16-0 мм).

Доменный концентрат используют для доменной плавки на КМК и Запсибе, промпродукт направляется на Абагурскую обогатительную фабрику для глубокого обогащения. Хвосты мелких фракций будут использованы для закладки отработанного пространства. Хвосты крупных фракций по своим физико-механическим свойствам являются хорошим строительным материалом и могут быть использованы для строительных целей.

Режим работы дробилки принят следующий: 305 дней в году, 3 смены по 8 часов с часовым перерывом между смен.

В состав действующей ДОФ входят следующие здания и сооружения:

1. Приёмный бункер.

Что касается бункеров породы, то будет демонтировано как оборудование так и бункер. На освободившейся площадке будет установлена дробилка для додраблевания промпродуктов от перечистки хвостов 1-ой стадии сепарации.

2. Корпус дробления и обогащения.

В существующем корпусе осуществляется дробление руды до крупности 50-0мм, разделение на классы и сухая магнитная сепарация. Для дробления установлено две дробилки типа КСДТ-2200 с разгрузочной щелью 20мм.

Перед дробилками для предварительного отсева мелочи установлены грохота. Обогащению подвергается руда крупностью 50-16мм. Для разделения на классы установлены инерционные грохота ГИТ-42Н. В качестве обогатительного оборудования 1-й стадии установлены электромагнитные сепараторы ЭБС-80/170 на аглоруду и ПБС 90/150 на доменный концентрат.

### 3. Дробилки среднего дробления.

По данным УЗТМ, производительность дробилок КСДТ-2200 при щели 36 мм составляет 270м<sup>3</sup>/ч.

Для Таштагольского месторождения она составит 594т/ч. Годовая производительность дробилки 3,45млн. т/год.

### 4. Сепараторы.

Выход фракции 50-16 мм составляет 55% для руд Юго-Восточного участка. Выход фракции 16-0 мм составляет 45% для руд Восточного, Западного и Северно-Западного участка и 42% для руд Юго-Восточного участка. В настоящее время на фабрике установлено по восемь сепараторов ЭБС 80/170 на фракции 50-16 мм и 16-0 мм.

Погрузка руды в вагоны МПС со склада ДОФ осуществляется экскаваторами ЭКГ-5; ЭКГ-4,6Б.

### **1.3.8.3 Ремонтно-механическая мастерская**

Отсутствие централизованной базы является наиболее существенным недостатком ремонтного хозяйства горнорудных предприятий, из-за чего рудники вынуждены своими силами выполнять все виды ремонтных работ, а также изготавливать значительный объем запасных частей.

Основу ремонтной базы рудников Горной Шории составляют электромеханические цеха, включающие в себя:

- отделения для изготовления, упрочнения и восстановления запасных частей. Они оснащены универсальным металлорежущим, термическим и сварочным оборудованием.
- участки ремонта горного оборудования и электрических машин.

Ремонтно-механическая мастерская предназначена для:

- производства текущих ремонтов горного и обогащенного оборудования в полном объеме и 80 % от общего объема капитальных ремонтов всего технологического оборудования Таштагольского рудника и изготовления запасных частей для выполнения данных ремонтов в полном объеме;
- производства капитальных ремонтов, изготовления запасных частей сменного и нестандартизированного оборудования;
- выполнения средних, текущих и капитальных ремонтов электрооборудования.

В составе РММ предусмотрены: разборочно-сборочное, механическое, кузнечное, термическое, электроремонтное, пропиточно-сушильное отделения, отделение металлоконструкций, инструментальное, масляное хозяйство и другие помещения вспомогательного и бытового назначения. Мастерская оснащена металлорежущими станками, кузнечно-прессовым, сварочно-наладочным и другим вспомогательным оборудованием и инвентарем.

#### **1.3.8.4 Автотранспортный цех**

Гараж предназначен для технического обслуживания, текущего ремонта и хранения автомашин и бульдозеров.

В составе гаража предусмотрены:

1. главный корпус;
2. открытая стоянка машин с воздухообогревом;
3. стоянка для тракторов;
4. топливозаправочный пункт;
5. очистные сооружения.

Текущий ремонт и техническое обслуживание осуществляется на 5-и тупиковых постах, из которых два оборудованы гидравлическими двухплунжерными подъемниками, и на одной проездной канаве, оборудованной гидравлическим передвижным канавным подъемником. Кроме того, один пост предусмотрен для ремонта бульдозеров.

Слесарно-механические, агрегатные, кузнечно-сварочные, ремонтные работы, а также работы по ремонту аккумуляторов, приборов питания и электрооборудования производятся на специализированных участках, оснащенных соответствующим оборудованием.



## 2 Электроснабжение рудника

В настоящее время на руднике находится в эксплуатации подстанция 35/6 кВ "Рудничная" с двумя трансформаторами по 16 000 кВА на существующей промплощадке, обеспечивающая нужды шахты.

Питание подстанция «Рудничная» 35/6 кВ получает от подстанции 110/35/6 кВ "Таштагольская" по двухцепной воздушной линии ВЛ-35кВ, выполненной на металлических опорах с проводом АС – 150. Протяженность ВЛ-35 кВ составляет 4200 м.

От подстанции 35/6 кВ "Рудничная" получают питание существующие потребители Западной промплощадки, переведенные с подстанции 35/6 кВ "Компрессорная", такие как подъемные и вентиляционные установки стволов "Северный», "Южный" и "Новокапитальный", а также закладочный комплекс и подземные подстанции.

Горизонты питаются от подстанции "Рудничная" через следующие кабели :

1. От ячейки № 22 "Рудничная" до ячейки ЦПП гор - 210м № 24 4ААШВ 3\*150 L=50м+450м + 4ЦААПлНУ 3\*150 L=480м+240м + 4ААШВ 3\*120 L=230м.

2. От ячейки № 18 "Рудничная" до ячейки ЦПП гор - 210м №7 4ААШВ 3\*150 L=50м+450м + 4ЦААПлНУ 3\*150 L=480м+240м + 4ААШВ 3\*120 L=270м.

3. От ячейки № 30 «Рудничная» до ячейки ЦПП гор +70м № 2ААШВ 3\*150 L=450м + 2ЦААП 3\*120 L=400м + 2ААШВ 3\*150 L=85м

4. От ячейки № 8 «Рудничная» до ячейки ЦПП гор +70м №2 2ААШВ 3\*150 L=450м + 2ЦААП 3\*120 L=400м + 2ААШВ 3\*150 L=100м

5. От ячейки №9 «Рудничная» до ТСШВ-250/6/0,4 гор +450м ААШВ 3\*120 L=350м

На линии от ячеек №22 и №18 установлен реактор РБА – 1000. Взамен старой компрессорной, эксплуатация которой прекращена в декабре 2000

года запущена в работу новая компрессорная, расположившаяся на новой промплощадке у ствола "Сибиряк". Новая компрессорная получает питание от подстанции 110/35/6 кВ "Таштагольская".

При разработке проекта застройки 3-го и 4-го микрорайонов города Таштагол в Усть-Шалыме предусматривается сооружение подстанции 35/6 кВ с 2-мя трансформаторами по 16000 кВА.

Предусматривается перевод на подстанцию существующих эл. нагрузок города, а также питание вновь проектируемых потребителей 3-го и 4-го микрорайонов города новых очистных сооружений и канализации, водозабора с водоочистой станцией и котельной города.

Распределение электроэнергии на промплощадке, а также в черте города осуществляется как по воздушным, так и по кабельным линиям 6 кВ. Кроме того, от подстанции 110/35/6 кВ напряжение получают потребители золотодобывающего прииска в поселке Спасск, а в перспективе - подстанция 35/6 кВ "Белка" на Белкинском месторождении фосфоритов.

## 2.1 Перечень подстанций

Таблица 18 — Перечень подземных потребителей подстанции «Рудничная»

№ п/п	Наименование подстанций	Количество и мощность трансформаторов	Примечание
1.	Подстанция 35/6 «Рудничная»	2x16000-35/6 2x630, 2x160	
2.	<u>Гор.+70м</u> УПП №23 – участковая подземная п/станция, совмещенная с тяговой (у Северного ствола, инв.№44825)	2x250 1x160	
3.	УПП №27 – участковая подземная п/станция, совмещенная с тяговой (Юго-Восточный участок)	1x250	
4.	<u>Гор.±0,00м</u> УПП №28 – участковая подземная п/станция, совмещенная с тяговой(у Южного ствола)	1x250	
5.	УПП №29– участковая подземная п/станция, совмещенная с тяговой (Юго- Восточный участок)	1x200	
6.	Временная п/станция	1x250, 2x160	
7	Гор.-70м УПП №31	1x320; 1x400	
8.	УПП №30– участковая подземная п/станция, совмещенная с тяговой (Юго- Восточный участок)	1x250 1x160	
9.	УПП № (камера новой техники)	1x250	

Продолжение таблицы 18

10.	<u>Гор.-140м</u> УПП – Бункер (существующая п/ст – оборудовать одним тяговым агрегатом)	1x250	
11.	ПУПП (северный треугольник)	1x250	
12.	<u>Гор.-210м</u> ЦПП ((существующая п/ст – оборудовать одним тяговым агрегатом)	2x250 1x400	
13.	ЦПП (существующая п/ст)	3x250; 4x160	
14.	ПУПП (северо-западный участок)	1x250	
15.	<u>Гор.-280м</u> УПП №17 (существующая п/ст)	2x400	
16.	УПП №18 (существующая п/ст)	2x250; 3x160	
17.	ПУПП №1	1x160	
18.	ПУПП №2	1x250	
19.	<u>Гор.-350м</u> ЦПП №16 (существующая п/ст у Северного ствола)	2x400	
20.	ПУПП (штольневой гор.+450)	1x250	

## 2.2 Перечень трансформаторов подключенных к подстанции «Рудничная»

Таблица 19 — Перечень подключенных трансформаторов к подстанции

Производство, цех, номер подстанции	Тип трансформатора	Кол-во трансформаторов	Суммарная мощность кВА	Напряжение,кВ высшее/ низшее
<b>У по ОЭ</b>				
ПС "Рудничная"	ТДНС – 16000	2	32000	35/6
	ТМ – 100	2	200	35/0,4
	ТСП–160	2	320	6/0,23
КТП-630 ПС"Рудничная"	ТМЗ – 630	2	1260	6/0,4
ТП "Склад ВМ"	ТМ – 100	1	100	6/0,4
МТП "Базисный склад"	ТМ – 250	1	250	6/0,4
<b>Шахта (поверхность)</b>				
ПС "Закладочный комплекс"	ТМ – 630	2	1260	6/0,4
ПС ПУ "Ново-Капитальная"	ТМ – 1000	2	2000	6/0,4
ПС ВКУ "Ново-Капитальная"	ТМ – 160	2	320	6/0,4

Продолжение таблицы 19

ПС ВУ "Северная"	ТМ – 100	2	200	6/0,4
ПС ВУ "Южная"	ТМ – 160	1	160	6/0,4
	ТМ – 100	1	100	6/0,4
<b>Шахта (подземка)</b>				
ПУПП гор. + 450 м.	ТСШВ–250	1	250	6/0,4
УПП №23 гор. + 70м.	ТСВ–250	2	500	6/0,4
	ТСП–160	1	160	6/0,23
УПП № 28 гор. ± 0 м.	ТСП –160	1	160	6/0,23
	ТСШВ–250	1	250	6/0,4
УПП № 29 гор. ± 0м.	ТКШТ–200	1	200	6/0,23
	ТСШВ – 250	1	250	6/0,4
УПП гор. ± 0 м. (временная)	ТСШВ – 250	1	250	6/0,4
	ТСП–160	2	320	6/0,23
УПП № 30 гор. – 70 м.	ТСВП –250	1	250	6/0,4
	ТСП – 160	1	160	6/0,23
УПП гор. – 70 м.	ТСШВ–250	1	250	6/0,4
УПП № 31 гор. – 70 м.	ТКШВП–320	1	320	6/0,4
	ТСВ–400	1	400	6/0,4
РП гор. –140 м.	ТСШВ–250	1	250	6/0,4
ЦПП гор. – 210м.	ТСВ– 250	2	500	6/0,4
	ТСВ–400	1	400	6/0,4
УПП гор. – 210 м.	ТСШВ–250	3	750	6/0,4
	ТСП–160	4	640	6/0,23
УПП № 17 гор. –280 м.	ТСВ–400	2	800	6/0,4

Продолжение таблицы 19

УПП № 18 гор. – 280 м.	ТСШВ–250	2	500	6/0,4
	ТСП–160	3	480	6/0,23
ПУПП гор. – 280 м. (5 орт)	ТСШВ–250	1	250	6/0,4
ПУПП гор. – 280 м. (31 орт)	ТСВП–160	1	160	6/0,4
УПП № 22 гор. – 320 м.	ТСШВ–250	2	500	6/0,4
	ТСП–160	3	480	6/0,23
ЦПП гор. – 350 м.	ТСВ–400	2	800	6/0,4
<b>Итого</b>		<b>63</b>	<b>41600</b>	

### **3 Анализ режимов работы энергосети 6 кВ**

#### **3.1 Описание энергосети**

Электроприемники Таштагольского железнорудного месторождения имеют разветвленную сеть электроснабжения. Соединения распределительных устройств 6 кВ и понижающих трансформаторов отдельных потребителей, центральных и укрупнённых питающих подстанций (ЦПП и УПП) выполнены алюминиевыми кабельными линиями, состоящими порой из двух-трёх кабелей различных марок. Питание УПП и ЦПП, как правило выполнено из нескольких параллельно проложенных линий. Линии питания разных секций проложены по различным кабельным трассам. Практически все распределительные устройства имеют по два и более источников питания, оборудованы устройствами АВР (автоматического ввода резерва).

Схема электрических соединений подстанции представлена в приложении А.

Схема электрических соединений шахты представлена в приложении Б.

Так, наземный комплекс электроприёмников составляют, как правило, достаточно мощные синхронные и асинхронные электродвигатели. Имеется и нагрузка бытового характера (комплексы бытового и технологического обслуживания шахты). Подземный комплекс в первую очередь включает в себя две насосные станции с асинхронными электродвигателями, комплекс электроустановок 0,4 и 0,22 кВ для обеспечения электроэнергией буровых, дробильных работ, освещения, транспорта, местной вентиляции и д.р.

#### **3.2 Подготовка исходных данных для «Mustang»**

##### **3.2.1 Составление схемы замещения**

Представим все электрические связи питания потребителей их комплексными сопротивлениями:

продольными - внутренние сопротивления линий и трансформаторов



поперечными – утечки холостого хода для трансформаторов и ёмкостная подпитка от кабельных линий

Линии связи синхронных и асинхронных электродвигателей представим в виде комплексных сопротивлений с практически нулевыми значениями.

Схема замещения представлена на рисунке 3.

### 3.2.2 Расчёт элементов схемы замещения.

Определим параметры элементов схемы замещения в именованных единицах

#### 3.2.2.1 Воздушные и кабельные линии электропередач:

Активное сопротивление ветви линии:

$$R_{i-j} = R_0 \cdot L / n$$

Реактивное сопротивление ветви линии:

$$X_{i-j} = X_0 \cdot L / 2$$

Поперечная проводимость ветви линии:

$$-B_{i-j} = -B_0 \cdot L \cdot n \quad , \text{где}$$

$R_0$  – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

$X_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

$B_0$  – удельная ёмкостная проводимость линии, мкСм/км;

$L$  – длина линии, км

$N$  – число параллельных ветвей

Для ВЛ-35 кВ АС-150  $R_0 = 0,199$  Ом/км;  $X_0 = 0,406$  Ом/км

Для трёхфазных кабельных линий в резиновой и полиэтиленовой изоляции:

3x70:  $R_0 = 0,443$  Ом/км;  $X_0 = 0,08$  Ом/км;  $B_0 = 1,27$  мкСм/км;

3x95:  $R_0 = 0,326$  Ом/км;  $X_0 = 0,078$  Ом/км;  $B_0 = 1,34$  мкСм/км;

3x120:  $R_0 = 0,258 \text{ Ом/км}$ ;  $X_0 = 0,076 \text{ Ом/км}$ ;  $B_0 = 1,46 \text{ мкСм/км}$ ;

3x150:  $R_0 = 0,206 \text{ Ом/км}$ ;  $X_0 = 0,074 \text{ Ом/км}$ ;  $B_0 = 1,62 \text{ мкСм/км}$ ;

3x185:  $R_0 = 0,167 \text{ Ом/км}$ ;  $X_0 = 0,073 \text{ Ом/км}$ ;  $B_0 = 1,69 \text{ мкСм/км}$ ;

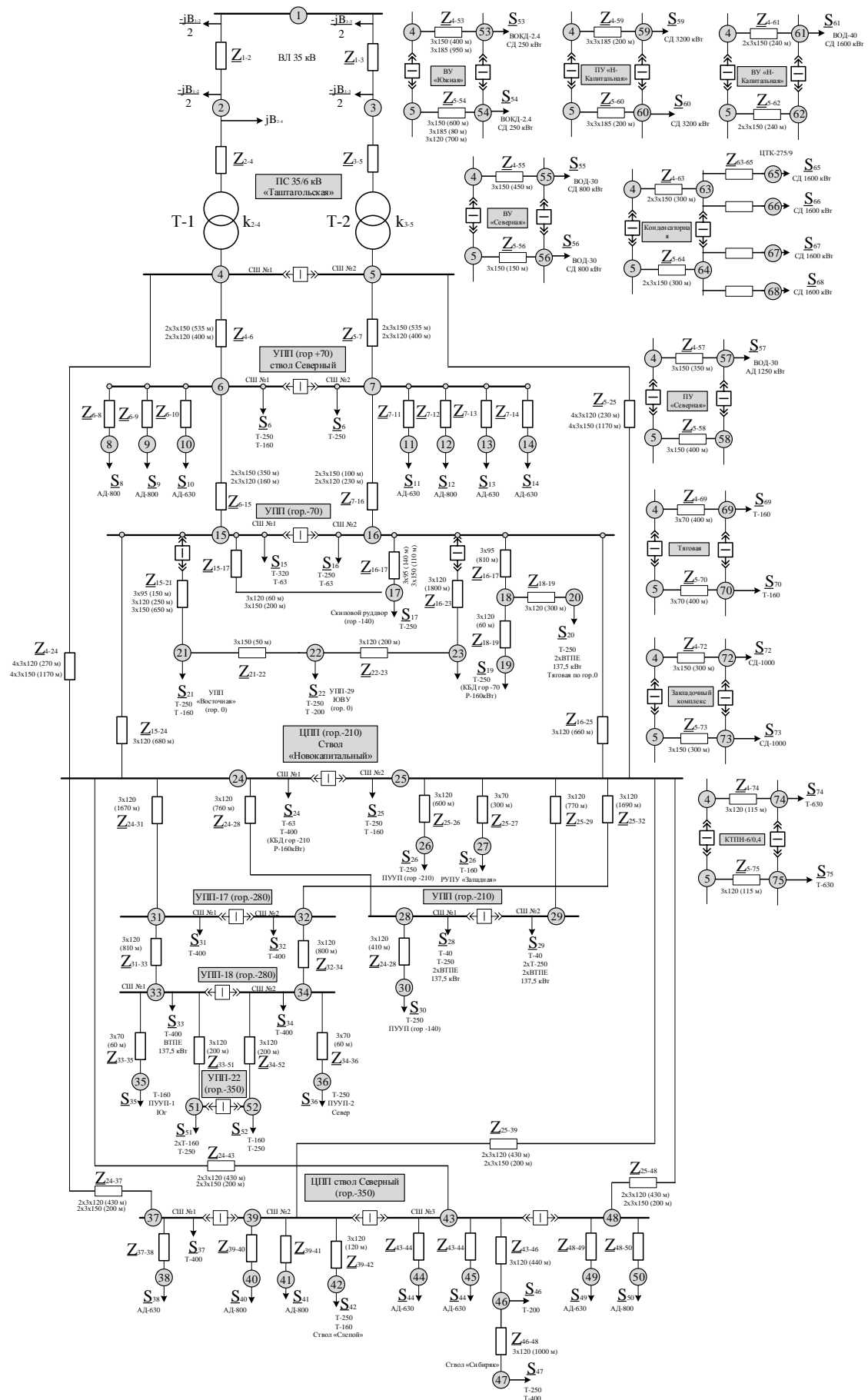


Рисунок 3 – Схема замещения

Расчёт параметров линий электропередач представим в таблице 20

Таблица 20 — Параметры линий электропередач

№ i	№ j	Цисло цепей	Тип	L, км	R <sub>уд</sub> , Ом/км	X <sub>уд</sub> , Ом/км	B <sub>уд</sub> , мксм/км	L, км	R <sub>i-j</sub> , Ом	X <sub>i-j</sub> , Ом	B <sub>i-j</sub> , мксм	I <sub>доп</sub> , А
1	2	1	АС-150	4,2	0,199	0,406		4,2	0,836	1,705	0,000	
1	3	1	АС-150	4,2	0,199	0,406		4,2	0,836	1,705	0,000	
2	4	1	ТДНС-16000/35					0	0,448	8,441	82,900	253/1539
3	5	1	ТДНС-16000/35					0	0,448	8,441	82,900	253/1539
4	6	2	КЛ 3x150	0,535	0,206	0,074	1,62	0,935	0,115	0,037	2,857	470
5	7	2	КЛ 3x150	0,535	0,206	0,074	1,62	0,935	0,115	0,037	2,857	470
			КЛ 3x120	0,4	0,258	0,076	1,62					
6	8	1						0	0,001	0,000	0,000	
6	9	1						0	0,001	0,000	0,000	
6	10	1						0	0,001	0,000	0,000	
7	11	1						0	0,001	0,000	0,000	
7	12	1						0	0,001	0,000	0,000	
7	13	1						0	0,001	0,000	0,000	
7	14	1						0	0,001	0,000	0,000	
6	15	2	КЛ 3x150	0,35	0,206	0,074	1,62	0,51	0,057	0,019	1,652	400
			КЛ 3x120	0,16	0,258	0,076	1,62					
7	16	2	КЛ 3x150	0,1	0,206	0,074	1,62	0,33	0,040	0,012	1,069	400
			КЛ 3x120	0,23	0,258	0,076	1,62					
15	21	1	КЛ 3x95	0,15	0,326	0,078	1,34	1,05	0,247	0,079	1,659	170
			КЛ 3x120	0,25	0,258	0,076	1,62					
			КЛ 3x150	0,65	0,206	0,074	1,62					
21	22	1	КЛ 3x150	0,05	0,206	0,074	1,62	0,05	0,010	0,004	0,081	235
22	23	1	КЛ 3x120	0,2	0,258	0,076	1,62	0,2	0,052	0,015	0,324	200
16	23	1	КЛ 3x120	1,8	0,258	0,076	1,62	1,8	0,464	0,137	2,916	200
16	18	1	КЛ 3x95	0,81	0,326	0,078	1,34	0,81	0,264	0,063	1,085	170
18	20	1	КЛ 3x120	0,3	0,258	0,076	1,62	0,3	0,077	0,023	0,486	200
18	19	1	КЛ 3x120	0,06	0,258	0,076	1,62	0,06	0,015	0,005	0,097	200
15	17	1	КЛ 3x120	0,06	0,258	0,076	1,62	0,26	0,057	0,019	0,421	200
			КЛ 3x150	0,2	0,206	0,074	1,62					
16	17	1	КЛ 3x95	0,14	0,326	0,078	1,34	0,25	0,068	0,019	0,366	170
			КЛ 3x150	0,11	0,206	0,074	1,62					
15	24	2	КЛ 3x120	0,68	0,258	0,076	1,62	0,68	0,088	0,026	2,203	400

Продолжение таблицы 20

№ i	№ j	Цисло цепей	Тип	L, км	Руд, Ом/км	Худ, Ом/км	Вуд, мксм/км	L, км	Ri-j, Ом	Xi-j, Ом	Bi-j, мксм	Идоп, А
16	25	2	КЛ 3x120	0,66	0,258	0,076	1,62	0,66	0,085	0,025	2,138	400
25	26	1	КЛ 3x120	0,6	0,258	0,076	1,62	0,6	0,155	0,046	0,972	200
25	27	1	КЛ 3x70	0,3	0,443	0,08	1,27	0,3	0,133	0,024	0,381	140
24	28	1	КЛ 3x120	0,76	0,258	0,076	1,62	0,76	0,196	0,058	1,231	200
25	29	1	КЛ 3x120	0,77	0,258	0,076	1,62	0,77	0,199	0,059	1,247	200
25	32	1	КЛ 3x120	1,69	0,258	0,076	1,62	1,69	0,436	0,128	2,738	200
24	31	1	КЛ 3x120	1,67	0,258	0,076	1,62	1,67	0,431	0,127	2,705	200
28	30	1	КЛ 3x120	0,41	0,258	0,076	1,62	0,41	0,106	0,031	0,664	200
31	33	1	КЛ 3x120	0,81	0,258	0,076	1,62	0,81	0,209	0,062	1,312	200
32	34	1	КЛ 3x120	0,8	0,258	0,076	1,62	0,8	0,206	0,061	1,296	200
33	35	1	КЛ 3x70	0,06	0,443	0,08	1,27	0,06	0,027	0,005	0,076	140
33	51	1	КЛ 3x120	0,2	0,258	0,076	1,62	0,2	0,052	0,015	0,324	200
34	52	1	КЛ 3x120	0,2	0,258	0,076	1,62	0,2	0,052	0,015	0,324	200
34	36	1	КЛ 3x70	0,06	0,443	0,08	1,27	0,06	0,027	0,005	0,076	140
4	24	4	КЛ 3x120	0,27	0,258	0,076	1,62	1,44	0,078	0,027	9,331	800
			КЛ 3x150	1,17	0,206	0,074	1,62					
5	25	4	КЛ 3x120	0,23	0,258	0,076	1,62	1,4	0,075	0,026	9,072	800
			КЛ 3x150	1,17	0,206	0,074	1,62					
24	37	2	КЛ 3x120	0,43	0,258	0,076	1,62	0,63	0,076	0,024	2,041	400
			КЛ 3x150	1,17	0,206	0,074	1,62					
24	43	2	КЛ 3x120	0,43	0,258	0,076	1,62	0,63	0,076	0,024	2,041	400
			КЛ 3x150	1,17	0,206	0,074	1,62					
25	39	2	КЛ 3x120	0,43	0,258	0,076	1,62	0,63	0,076	0,024	2,041	400
			КЛ 3x150	1,17	0,206	0,074	1,62					
25	48	2	КЛ 3x120	0,43	0,258	0,076	1,62	0,63	0,076	0,024	2,041	400
			КЛ 3x150	1,17	0,206	0,074	1,62					
37	38							0	0,001	0,000	0,000	
39	40							0	0,001	0,000	0,000	
39	41							0	0,001	0,000	0,000	
39	42	1	КЛ 3x120	0,12	0,258	0,076	1,62	0,12	0,031	0,009	0,194	200

Продолжение таблицы 20

№ i	№ j	Цисло цепей	Тип	L, км	Руд, Ом/км	Худ, Ом/км	Вуд, мксм/км	L, км	Ri-j, Ом	Xi-j, Ом	Bi-j, мксм	Идоп, А
43	44							0	0,001	0,000	0,000	
43	45							0	0,001	0,000	0,000	
43	46	1	КЛ 3x120	0,44	0,258	0,076	1,62	0,44	0,114	0,033	0,713	200
46	47	1	КЛ 3x120	1	0,258	0,076	1,62	1	0,258	0,076	1,620	200
48	49							0	0,001	0,000	0,000	
48	50							0	0,001	0,000	0,000	
4	53	1	КЛ 3x150	0,4	0,206	0,074	1,62	1,35	0,241	0,099	2,254	235
			КЛ 3x185	0,95	0,167	0,073	1,69					
5	54	1	КЛ 3x150	0,6	0,206	0,074	1,62	1,38	0,318	0,103	2,129	200
			КЛ 3x185	0,08	0,167	0,073	1,69					
			КЛ 3x120	0,7	0,258	0,076	1,46					
4	55	1	КЛ 3x150	0,45	0,206	0,074	1,62	0,45	0,093	0,033	0,729	235
5	56	1	КЛ 3x150	0,15	0,206	0,074	1,62	0,15	0,031	0,011	0,243	235
4	57	1	КЛ 3x150	0,35	0,206	0,074	1,62	0,35	0,072	0,026	0,567	235
5	58	1	КЛ 3x150	0,4	0,206	0,074	1,62	0,4	0,082	0,030	0,648	235
4	59	3	КЛ 3x185	0,2	0,167	0,073	1,69	0,2	0,011	0,005	1,014	270
5	60	3	КЛ 3x185	0,2	0,167	0,073	1,69	0,2	0,011	0,005	1,014	270
4	61	2	КЛ 3x150	0,24	0,206	0,074	1,62	0,24	0,025	0,009	0,778	235
5	62	2	КЛ 3x150	0,24	0,206	0,074	1,62	0,24	0,025	0,009	0,778	235
4	63	2	КЛ 3x150	0,3	0,206	0,074	1,62	0,3	0,031	0,011	0,972	235
5	64	2	КЛ 3x150	0,3	0,206	0,074	1,62	0,3	0,031	0,011	0,972	235
63	65							0	0,001	0,000	0,000	
63	66							0	0,001	0,000	0,000	
64	67							0	0,001	0,000	0,000	
64	68							0	0,001	0,000	0,000	
4	69	1	КЛ 3x70	0,4	0,443	0,08	1,27	0,4	0,177	0,032	0,508	140
5	70	1	КЛ 3x70	0,4	0,443	0,08	1,27	0,4	0,177	0,032	0,508	140
4	72	1	КЛ 3x150	0,3	0,206	0,074	1,62	0,3	0,062	0,022	0,486	235
5	73	1	КЛ 3x150	0,3	0,206	0,074	1,62	0,3	0,062	0,022	0,486	235
4	74	1	КЛ 3x120	0,115	0,258	0,076	1,46	0,115	0,030	0,009	0,168	200
5	75	1	КЛ 3x120	0,115	0,258	0,076	1,46	0,115	0,030	0,009	0,168	200

### 3.2.2.2 Двухобмоточные трансформаторы ТДНС-16000/35

Активное сопротивление обмоток трансформатора:

$$R_{i-j} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{номВН}^2}{S_{ном}^2} = \frac{85 \cdot 36,75^2}{16^2 \cdot 10^3} = 0,448, Ом$$

Реактивное сопротивление обмоток трансформатора:

$$X_{i-j} = \frac{U_K, \% \cdot U_{номВН}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10 \cdot 36,75^2}{100 \cdot 16} = 8,441, Ом$$

Поперечная проводимость трансформатора, обусловленная потерями холостого хода:

$$B_{i-j} = \frac{I_X, \% \cdot S_{номВН}}{100 \cdot U_{номВН}^2} = \frac{0,7 \cdot 16}{100 \cdot 36,75^2} = 82,928, мкСм$$

Номинальный коэффициент трансформации (нулевая отпайка регулятора):

$$k_{i-j} = \frac{U_{номВН}}{U_{номНН}} = \frac{36,75}{6,3} = 5,833, \text{ где}$$

$\Delta P_K$  – потери короткого замыкания, кВт;

$U_K$  – напряжение короткого замыкания, %;

$I_X$  % – ток холостого хода, %

$S_{ном}$  – номинальная полная мощность трансформатора, МВА

$U_{номВН}$ ,  $U_{номНН}$  – номинальные напряжения высокой и низкой сторон, кВ;

## 3.3 Расчёт режимов работы энергосети шахтного комплекса

### 3.3.1 Режим 1. Максимальный режим с перекосом нагрузки на Т-1

Расчет режима одного из максимальных режимов работы шахтного комплекса

Описание режима: В работе находится

- Основное шахтное оборудование с загрузкой от 0,5 до 0,7 от максимальной установленной мощности

- Насосная станция на горизонте +70: в работе три агрегата – один с 1СШ (630), два - с 2СШ (630, 800);
- Насосная станция на горизонте -350: в работе три агрегата – два с 1СШ (2x630), один - со 2СШ (800);
- Вентустановка «Южная» - В работе ВУ №1 с 1 СШ (250);
- Вентустановка «Северная» - В работе ВУ №2 со 2 СШ (800);
- Подъёмник «Северная» - В работе ПУ №1 с 1 СШ (1250);
- Подъёмник «Новокапитальная» - В работе ПУ №1 с 1 СШ (3200);
- Вентустановка «Новокапитальная» - В работе ВУ №1 с 1 СШ (1600);
- Конденсаторная – В работе два насоса (1 и 4), по одному на каждую секцию (2x1600)
- Закладочный комплекс – В работа СД №1 с 1 СШ (1000)

Расчет нагрузок режима представлен в таблице 21.

Таблица 21 — Расчёт нагрузок максимального режима.

№ узла	сш	Наименование	Суст, МВА	Руст, МВА	cos φ	Кз	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
1		Шины 35 кВ ПС-110							
2	1	1 СШ-35 ПС 35/6							
3	2	2 СШ-35 ПС 35/6							
4	1	1 СШ-6 ПС 35/6							
5	2	2 СШ-6 ПС 35/6							
6	1	1 СШ-6 УПП (+70)	0,41		0,9	0,5	0,205	0,185	0,089
7	2	2 СШ-6 УПП (+70)	0,25		0,9	0,5	0,125	0,113	0,054
8	1	АД-800		0,8	0,9	0	0,000	0,000	0,000
9	1	АД-800		0,8	0,9	0	0,000	0,000	0,000
10	1	АД-630		0,63	0,89	1	0,708	0,630	0,323
11	2	АД-630		0,63	0,89	0	0,000	0,000	0,000
12	2	АД-800		0,8	0,9	1	0,889	0,800	0,387
13	2	АД-630		0,63	0,89	1	0,708	0,630	0,323
14	2	АД-630		0,63	0,89	0	0,000	0,000	0,000
15	1	1 СШ-6 УПП (-70)	0,383		0,9	0,6	0,230	0,207	0,100
16	2	2 СШ-6 УПП (-70)	0,313		0,9	0,6	0,188	0,169	0,082
17	2	Скиповой рудствор (гор.-140)	0,25		0,9	0,7	0,175	0,158	0,076
18	2	Врезка							
19	2	КБД гор-70	0,25	0,16	0,85	0,5	0,219	0,186	0,115
20	2	Тяговая гор.0	0,25	0,1375	0,8	0,8	0,338	0,270	0,203



Продолжение таблицы 21

№ узла	сш	Наименование	Суст, МВА	Руст, МВА	cos φ	Кз	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
21	1	УПП Восточная	0,41		0,9	0,5	0,205	0,185	0,089
22	1	УПП-29 ЮВУ гор.0	0,45		0,9	0,5	0,225	0,203	0,098
23	1	УПП-30 ЮВУ гор-70	0,41		0,9	0,6	0,246	0,221	0,107
24	1	ЦПП (гор-210) ств. Н-Кап	0,463		0,9	0,7	0,324	0,292	0,141
25	2	ЦПП (гор-210) ств. Н-Кап	0,41		0,9	0,7	0,287	0,258	0,125
26	2	ПУУП гор-210	0,25		0,9	0,6	0,150	0,135	0,065
27	2	РУПУ Западная	0,16		0,9	0,6	0,096	0,086	0,042
28	1	УПП гор-210	0,04	0,1375	0,8	0,7	0,148	0,119	0,089
29	2	УПП гор-210	0,04	0,1375	0,8	0,7	0,148	0,119	0,089
30	1	ПУУП гор-140	0,25		0,9	0,6	0,150	0,135	0,065
31	1	УПП-17 гор-280	0,4		0,9	0,6	0,240	0,216	0,105
32	2	УПП-17 гор-280	0,4		0,9	0,6	0,240	0,216	0,105
33	1	УПП-18 гор-280	0,4	0,1375	0,85	0,7	0,393	0,334	0,207
34	2	УПП-18 гор-280	0,4		0,9	0,6	0,240	0,216	0,105
35	1	ПУУП-1 Юг	0,16		0,9	0,5	0,080	0,072	0,035
36	2	ПУУП-2 Север	0,25		0,9	0,6	0,150	0,135	0,065
37	1	ЦПП ств Северный 1	0,4		0,9	0,5	0,200	0,180	0,087
38	1	АД-630		0,63	0,89	1	0,708	0,630	0,323
39	2	ЦПП ств Северный 2							
40	2	АД-800		0,8	0,9	1	0,889	0,800	0,387
41	2	АД-800		0,8	0,9	0	0,000	0,000	0,000
42	2	Ствол Слепой	0,41		0,9	0,7	0,287	0,258	0,125
43	1	ЦПП ств Северный 3							
44	1	АД-630		0,63	0,89	1	0,708	0,630	0,323
45	1	АД-630		0,63	0,89	0	0,000	0,000	0,000
46	1	Ствол Сибиряк	0,2		0,9	0,65	0,130	0,117	0,057
47	1	Ствол Сибиряк	0,65		0,9	0,7	0,455	0,410	0,198
48	2	ЦПП ств Северный 4							
49	2	АД-630		0,63	0,89	0	0,000	0,000	0,000
50	2	АД-800		0,8	0,9	0	0,000	0,000	0,000
51	1	УПП-22 гор-350	0,57		0,9	0,6	0,342	0,308	0,149
52	2	УПП-22 гор-350	0,41		0,9	0,5	0,205	0,185	0,089
53	1	ВУ Южная СД-1		0,25	1	1	0,250	0,250	0,000
54	2	ВУ Южная СД-2		0,25	1	0	0,000	0,000	0,000
55	1	ВУ Северная СД-1		0,8	1	0	0,000	0,000	0,000
56	2	ВУ Северная СД-1		0,8	1	1	0,800	0,800	0,000
57	1	ПУ Северная АД		1,25	0,9	1	1,389	1,250	0,605
58	2	ПУ Северная							
59	1	ПУ Н-кап СД-1		3,2	1	1	3,200	3,200	0,000
60	2	ПУ Н-кап СД-2		3,2	1	0	0,000	0,000	0,000
61	1	ВУ Н-кап СД		1,6	1	1	1,600	1,600	0,000
62	2	ВУ Н-кап							

Продолжение таблицы 21

№ узла	сш	наименование	Суст, МВА	Руст, МВА	cos φ	Кз	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
63	1	Конденсаторная							
64	2	Конденсаторная							
65	1	Конд СД-1		1,6	1	0,9	1,440	1,440	0,000
66	1	Конд СД-2		1,6	1	0	0,000	0,000	0,000
67	2	Конд СД-3		1,6	1	0	0,000	0,000	0,000
68	2	Конд СД-4		1,6	1	0,9	1,440	1,440	0,000
69	1	Тяговая	0,16		0,85	0,7	0,112	0,095	0,059
70	2	Тяговая	0,16		0,85	0,7	0,112	0,095	0,059
72	1	Закл к-кС СД1		1	1	1	1,000	1,000	0,000
73	2	Закл к-кС СД2		1	1	0	0,000	0,000	0,000
74	1	КТПН-6/0,4 кВ	0,63		0,9	0,6	0,378	0,340	0,165
75	2	КТПН-6/0,4 кВ	0,63		0,9	0,6	0,378	0,340	0,165

Вносим данные по ветвям и узлам в программный комплекс «Mustang»

Напряжение на шинах 35 кВ питающей подстанции 110 кВ – 36 кВ – считается неизменным;

Напряжение на шинах 6 кВ потребителей необходимо поддерживать в допустимых отклонениях от 6 кВ  $\pm 5\%$  для нормального режима;  $\pm 10\%$  для послеаварийного.

Т.е. для нормального режима напряжение должно быть в диапазоне от 5,7 до 6,3 кВ.

Производим расчёт режима при номинальном коэффициенте трансформации трансформаторов силовой подстанции 35/6 кВ

Суммарная мощность нагрузок  $S_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + jQ_{\text{нагр}} = 21,658 + j6,075$ , МВА

Мощность с шин узла питания  $S_{\text{пит}} = P_{\text{пит}} + jQ_{\text{пит}} = 22,115 + j8,751$ , МВА

Потери мощности в сети  $\Delta S = \Delta P + j\Delta Q = (22,115 - 21,658) + j(8,751 - 6,075) = 0,457 + j2,676$ , МВА

Результаты расчётов представлены в приложениях Б и В

Расчёт режима показал, что напряжения в нагрузочных узлах находятся в допустимых пределах, а именно от 5,692 до 5,978,  $\Delta U\% = 5,13\%$ . При этом

потребители по первой секции шин имеют более низкие напряжения (1сш УПП-22 на гор. -350 U = 5,707 кВ. )

Оптимизируем режим по напряжению, повысив положение РПН силового трансформатора: Т-1 – на +2 отпайки (2x1,78%), Т-2 – на +1. Тогда  $k_{тр1} = 5,833 \cdot (1 - 2 \cdot 0,0178) = 5,625$ ;  $k_{тр2} = 5,833 \cdot (1 - 0,0178) = 5,729$ .

Расчёт режима на новых отпайках трансформаторов (см. приложения Г и Д) показал, что напряжения в нагрузочных узлах повысились и находятся в диапазоне от 5,916 до 6,086,  $\Delta U\% = 1,43\%$ .

Также отмечается незначительное уменьшение потерь  $\Delta S = 0,448 + j2,671$ , МВА.

Мощность, передаваемая трансформаторами подстанции 35/6 кВ:

$$T-1: S_{T1} = S_{2-4} = 14,575 + j5,435 = 15,555 \text{ МВА}$$

$$T-2: S_{T1} = S_{3-5} = 7,488 + j3,222 = 8,152 \text{ МВА}$$

В таком режиме силовой трансформатор Т-1 загружен практически под номинальную мощность. Токи в кабельных линиях энергосистемы не превышают допустимых значений.

Оптимизируем режим по потреблению реактивной мощности. Для этого повысим токи возбуждения синхронных электродвигателей (СД) конденсаторной, Вентиляционных и подъёмных установок («Северная», «Новокапитальная», «Южная», Закладочный комплекс), что приведет к выработке реактивной мощности электродвигателями.  $\cos \phi$  синхронных электродвигателей находится в диапазоне от 0,85 до 0,88. Чтобы не загружать системы возбуждения принимаем  $\cos \phi_{расч} = 0,93$

Расчет значений мощности нагрузок приведен в таблице 22

Таблица 22 — Расчет нагрузок с перевозбуждением СД

№ узла	сш	Наименование	Суст, МВА	Руст, МВА	cos φ	Кз	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
53	1	ВУ Южная СД-1		0,25	0,93	1	0,269	0,250	-0,099
56	2	ВУ Северная СД-1		0,8	0,93	1	0,860	0,800	-0,316
57	1	ПУ Северная АД		1,25	0,9	1	1,389	1,250	0,605
59	1	ПУ Н-кап СД-1		3,2	0,93	1	3,441	3,200	-1,265

## Продолжение таблицы 22

№ узла	сш	Наименование	Суст, МВА	Руст, МВА	cos φ	Кз	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
61	1	ВУ Н-кап СД		1,6	0,93	1	1,600	1,488	-0,588
65	1	Конд СД-1		1,6	0,93	0,9	1,548	1,440	-0,569
68	2	Конд СД-4		1,6	0,93	0,9	1,548	1,440	-0,569
72	1	Закл к-кс СД1		1	0,93	1	1,075	1,000	-0,395

Существенное снижение потребления реактивной мощности через Т-1

повысит напряжение на его вводах 6 кВ, поэтому поднимем положение РПН на одну отпайку вниз. Т.е. РПН Т-1,2 – «+1»

Производим расчёт режима.

Расчёт режима с генерацией реактивной мощности синхронными электродвигателями (см. приложения Е и Ж) показал, что напряжения в нагрузочных узлах находятся в диапазоне от 5,961 до 6,132,  $\Delta U\% = 2,2\%$ .

Суммарная мощность нагрузок  $S_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + jQ_{\text{нагр}} = 21,658 + j2,274$ , МВА

Мощность с шин узла питания  $S_{\text{пит}} = P_{\text{пит}} + jQ_{\text{пит}} = 22,074 + j4,714$ , МВА

Потери мощности в сети  $\Delta S = \Delta P + j\Delta Q = (22,074 - 21,658) + j(4,714 - 2,274) = 0,416 + j2,44$ , МВА

Мощность, передаваемая трансформаторами подстанции 35/6 кВ:

Т-1:  $S_{T1} = S_{2-4} = 14,549 + j2,319 = 14,733$  МВА

Т-2:  $S_{T1} = S_{3-5} = 7,525 + j2,384 = 7,893$  МВА

Как видно из расчетов, работа систем возбуждения электродвигателей в режиме перевозбуждения снижает потребляемую полную мощность из энергосистемы. Потери в линиях и трансформаторах снижаются, узловые напряжения становятся выше.

### 3.3.2 Режим 2. Послеаварийный максимальный режим с перекосом нагрузки на Т-1.

Предположим, в энергосистема находится в состоянии режима 1 и происходит аварийное отключение кабельной линии питания второго ввода УПП (гор +70) ствола Северного. По АВР включается секционный выключатель, отключается выключатель ввода №2.

Выполняем разрыв ветви 5-7, вводим связь нулевого сопротивления 6-7.

Производим расчёт режима (см. приложения 3.7 и 3.8)

Напряжения в нагрузочных узлах находятся в диапазоне от 5,893 до 6,115,  $\Delta U\% = 1,9\%$ .

Суммарная мощность нагрузок  $S_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + jQ_{\text{нагр}} = 21,658 + j2,274$ , МВА

Мощность с шин узла питания  $S_{\text{пит}} = P_{\text{пит}} + jQ_{\text{пит}} = 22,198 + j4,632$ , МВА

Потери мощности в сети  $\Delta S = \Delta P + j\Delta Q = 0,54 + j2,358$ , МВА

Мощность, передаваемая трансформаторами подстанции 35/6 кВ:

T-1:  $S_{T1} = S_{2-4} = 12,241 + j3,841 = 12,829$  МВА

T-2:  $S_{T2} = S_{3-5} = 9,957 + j0,79 = 9,988$  МВА

Анализируя полученные результаты, отметим, что нагрузка на трансформаторах перераспределилась, на T-1 снизилась, на T-2, соответственно, повысилась.

Это связано, с тем что включенная секционная связь обеспечила переток мощности к потребителям 1 СШ в размере 284 А. При этом значительно выросла нагрузка на кабельных линиях:

Ветвь – 7-16 ток линии вырос с 0,046 кА до 0,381 кА ( $I_{\text{доп}} = 400$  А).

Вектор активной мощности сменил своё направление

Ветвь – 5-25 ток линии вырос с 0,297 до 0,670 кА ( $I_{\text{доп}} = 800$  А).

Ветвь – 4-6 ток линии вырос с 0,186 до 0,207 кА, т.е. незначительно

Ветвь – 4-24 ток линии снизился с 0,358 до 0,338 кВ, т.е. незначительно

Ветвь – 15-24 ток линии вырос с 0,013 до 0,103 кА.

Ветвь – 16-25 ток линии вырос с 0,041 до 0,444 кА. Вектор активной мощности сменил своё направление ( $I_{\text{доп}} = 400$  А).

Ток в ветви 16-25 превышает допустимый на 44 А или на 11%. Для снижения тока в ветви можно включить секционный выключатель в ЦПП (гор -210) «Новокапитальный». Эта мера должна перевести часть перетока мощности на ветвь 15-24.

Производим расчёт режима

Напряжения в нагрузочных узлах находятся в диапазоне от 5,962 до 6,048,  $\Delta U\% = 0,8\%$ .

Суммарная мощность нагрузок  $S_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + jQ_{\text{нагр}} = 21,658 + j2,274$ ,  
МВА

Мощность с шин узла питания  $S_{\text{пит}} = P_{\text{пит}} + jQ_{\text{пит}} = 22,131 + j4,558$ , МВА

Потери мощности в сети  $\Delta S = \Delta P + j\Delta Q = 0,473 + j2,284$ , МВА

Мощность, передаваемая трансформаторами подстанции 35/6 кВ:

T-1:  $S_{T1} = S_{2-4} = 10,572 + j1,483 = 10,675$  МВА

T-2:  $S_{T1} = S_{3-5} = 11,464 + j2,88 = 11,82$  МВА

Анализируя полученные результаты, отметим, что нагрузка на трансформаторах ещё перераспределилась в сторону догрузки T-2

Это связано, с тем что дополнительно включенная секционная связь обеспечила переток мощности к потребителям 1 СШ в размере 380 А.

Ветвь – 4-6 ток линии вырос с 0,207 кА до 0,215 кА, т.е. незначительно

Ветвь – 5-25 ток линии вырос с 0,670 кА до 0,736 кВ ( $I_{\text{доп}} = 800$  А).

Ветвь – 16-25 ток линии вырос с 0,444 кА до 0,12. ( $I_{\text{доп}} = 400$  А).

Ветвь – 15-24 ток линии вырос с 0,103 кА до 0,114 кА ( $I_{\text{доп}} = 400$  А).

Ветвь – 4-24 ток линии снизился с 0,338 до 0,227 кВ

Токи в линиях не превышают допустимых значений, напряжения в нагрузочных узлах в допустимых пределах. Как видим, произведенная коммутация увеличила нагрузку на линию связи 5-25, но положительно сказалось на распределении потоков мощности.

### **3.3.3 Режим 3. Запуск насоса с ЭД 800 кВт со 1СШ на ЦПП (гор.350).**

#### **Нормальный максимальный режим с перекосом нагрузки на T-1**

Для моделирования этого режима включим в ветвь 39-41 (узел 41) нагрузку, соответствующую кратности пускового тока электродвигателя.

При кратности пускового тока 7, нагрузка ветви 39-41 будет выглядеть так:

$S_{39-41} = 7 \cdot (0,8 + j0,387) = 5,6 + j2,709$ , МВА

Производим расчёт режима

Напряжения в нагрузочных узлах находятся в диапазоне от 5,705 до 6,083,  $\Delta U\% = 4,92\%$ . Т.е. запуск мощного электродвигателя в столь удалённом узле нагрузки приводит к падению напряжения в сети, но не выходя из допуска для нормальных режимов.

### 3.3.4 Режим 4. Аварийное отключение Т-2

Предположим, в энергосистема находится в состоянии режима 1 и происходит аварийное отключение силового трансформатора Т-2. По АВР включается секционный выключатель 4-5, отключаются выключатели вводов Т-2.

Выполняем разрыв ветви 3-5, вводим связь нулевого сопротивления 4-5.

Производим расчёт режима

Перетоки в кабельных линиях сети 6 кВ не превышают допустимых значений

Напряжения в нагрузочных узлах существенно снизились, но находятся в допустимом диапазоне от 5,75 до 5,874,  $\Delta U\% = 4,2\%$ .

Мощность, передаваемая трансформатором Т-1 подстанции 35/6 кВ:

$$Т-1: S_{T1} = S_{2-4} = 22,998 + j5,965 = 22,792 \text{ МВА}$$

$$\text{Перегрузка трансформатора составила: } k_{\text{пер}} = S_{2-4} / S_{\text{номтр}} = 22,792 / 16 = 1,425$$

С такой перегрузкой трансформатор длительно работать не может, возможно срабатывание защит от перегрузки, поэтому системами автоматики или вручную необходимо отключить часть нагрузок.

Производим отключения:

Останов одного электродвигателя в конденсаторной (1600 кВт);

Снижение скорости подъёма подъёмной установки «Новокапитальная» (сброс нагрузки с 3200 кВт до 1600 кВт )

Отключение насоса с ЭД-800 кВт УПП (гор+70) (узел 12)

Отключение насоса с ЭД-800 кВт УПП (гор-350) (узел 40)

Снижение производительности вентиляторов до 70 %.

Общее снижение потребления электроэнергии потребителей 0,4, 0,22 кВт на 10 % от установленной мощности.

Расчёт нагрузок представлен в таблице 23

Таблица 23 — Расчёт нагрузок ограниченного режима

№ узла	сш	Наименование	Кз	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
6	1	1 СШ-6 УПП (+70)	0,4	0,164	0,148	0,071
7	2	2 СШ-6 УПП (+70)	0,4	0,100	0,090	0,044
10	1	АД-630	1	0,708	0,630	0,323
13	2	АД-630	1	0,708	0,630	0,323
15	1	1 СШ-6 УПП (-70)	0,5	0,192	0,172	0,083
16	2	2 СШ-6 УПП (-70)	0,5	0,157	0,141	0,068
17	2	Скиповой рудствор (гор.-140)	0,5	0,125	0,113	0,054
19	2	КБД гор-70	0,4	0,175	0,149	0,092
20	2	Тяговая гор.0	0,6	0,253	0,203	0,152
21	1	УПП Восточная	0,4	0,164	0,148	0,071
22	1	УПП-29 ЮВУ гор.0	0,4	0,180	0,162	0,078
23	1	УПП-30 ЮВУ гор-70	0,5	0,205	0,185	0,089
24	1	ЦПП (гор-210) ств. Н-Кап	0,5	0,232	0,208	0,101
25	2	ЦПП (гор-210) ств. Н-Кап	0,5	0,205	0,185	0,089
26	2	ПУУП гор-210	0,6	0,150	0,135	0,065
27	2	РУПУ Западная	0,6	0,096	0,086	0,042
28	1	УПП гор-210	0,5	0,106	0,085	0,064
29	2	УПП гор-210	0,4	0,085	0,068	0,051
30	1	ПУУП гор-140	0,5	0,125	0,113	0,054
31	1	УПП-17 гор-280	0,5	0,200	0,180	0,087
32	2	УПП-17 гор-280	0,5	0,200	0,180	0,087
33	1	УПП-18 гор-280	0,5	0,281	0,239	0,148
34	2	УПП-18 гор-280	0,5	0,200	0,180	0,087
35	1	ПУУП-1 Юг	0,5	0,080	0,072	0,035
36	2	ПУУП-2 Север	0,6	0,150	0,135	0,065
37	1	ЦПП ств Северный 1	0,5	0,200	0,180	0,087
38	1	АД-630	1	0,708	0,630	0,323
42	2	Ствол Слепой	0,6	0,246	0,221	0,107
44	1	АД-630	1	0,708	0,630	0,323
46	1	Ствол Сибиряк	0,65	0,130	0,117	0,057
47	1	Ствол Сибиряк	0,7	0,455	0,410	0,198
51	1	УПП-22 гор-350	0,6	0,342	0,308	0,149



Продолжение таблицы 23

№ узла	сш	Наименование	Кз	S, МВА	P, МВт	Q, МВАр
52	2	УПП-22 гор-350	0,5	0,205	0,185	0,089
53	1	ВУ Южная СД-1	0,7	0,188	0,175	-0,069
56	2	ВУ Северная СД-1	0,7	0,602	0,560	-0,221
57	1	ПУ Северная АД	1	1,389	1,250	0,605
59	1	ПУ Н-кап СД-1	0,5	1,720	1,600	-0,632
61	1	ВУ Н-кап СД	0,7	1,120	1,042	-0,412
68	2	Конд СД-4	1	1,720	1,600	-0,632
69	1	Тяговая	0,6	0,096	0,082	0,051
70	2	Тяговая	0,6	0,096	0,082	0,051
72	1	Закл к-кс СД1	0,5	0,538	0,500	-0,198
74	1	КТПН-6/0,4 кВ	0,6	0,378	0,340	0,165
75	2	КТПН-6/0,4 кВ	0,6	0,378	0,340	0,165

Производим расчёт режима

Мощность, передаваемая трансформатором Т-1 подстанции 35/6 кВ:

$$T-1: S_{T1} = S_{2-4} = 15,098 + j4,442 = 15,738 \text{ МВА}$$

Напряжения в нагрузочных узлах существенно снизились, но находятся в допустимом диапазоне от 5,856 до 5,964,  $\Delta U\% = 2,4\%$ .

Перетоки в кабельных линиях сети 6 кВ не превышают допустимых значений

По результатам расчётов можно сделать вывод, что существующая сеть электроснабжения шахты достаточно надёжна, некоторые, особо важные потребители имеют до четырех источников. Напряжения в любом узле подключения нагрузки в рассмотренных режимах находится в нормальных пределах, если положения отпайки РПН обоих трансформаторов – «+1».

## **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Описание**

В данной части проекта выполним расчёт сметы затрат на разработку электрической части проекта переоборудования подстанции 35/6 кВ "Рудничная", а также выполним технико-экономическое сопоставление двух вариантов переоборудования подстанции (замена трансформаторов) с равной степенью надёжности:

1 вариант – на подстанции устанавливаются выбранные проектом силовые трансформаторы мощностью 16 МВА;

2 вариант – на подстанции устанавливаются силовые трансформаторы большей мощности, например 25 МВА.

Безусловно, второй вариант установки более мощных трансформаторов в перспективе позволит подключать вновь вводимые производственные мощности без дополнительных капитальных вложений, но программа развития Таштагольской шахты не подразумевает в ближайшие 10-15 лет увеличения подключаемых к подстанции нагрузок. Также, в связи с большей номинальной мощностью, потери электроэнергии в трансформаторах могут оказаться ниже, чем по варианту 1.

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

Для расчета основной заработной платы сотрудников отдела проектирования составляем график выполнения работ (приложение 2). Для определения трудоемкости выполнения проекта сначала составим перечень основных этапов и видов работ, которые должны быть выполнены. Этап представляем в хронологическом порядке, т.е. после выполнения  $i$ -го этапа следует  $i+1$  этап работ. Для определения ожидаемого значения

продолжительности работ  $t_{о.ж.}$  применим вариант, основанный на использовании двух оценок:  $t_{max}$ ,  $t_{min}$ .

$$t_{о.ж.} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}$$

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

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

При составлении графика работ считаем, что длительность одного рабочего дня  $t_{рд}$  составляет 8 часов и 10% времени отводится на перерывы в работе.

По графику работ определим трудозатраты для каждого работника:

Таблица 24 — График работ

№	Наименование работы	Исполнитель	Продолжительность работы, ч			кол-во дней
			$t_{min}$	$t_{max}$	$t_{о.ж.}$	
1	Разработка задания	Руководитель	4	8	5,6	1
		Инженер				
2	Анализ информации об объекте проектирования	Руководитель	6	10	7,6	1
		Ведущий инженер	12	16	14	2
		Инженер	24	36	29	4
3	Сбор данных о существующих нагрузках, вновь вводимых производств, оценка перспективы развития производства	Инженер	30	42	35	5
4	Расчёт электрических нагрузок подстанции	Инженер	16	20	18	3
5	Разработка вариантов электроснабжения, оценка экономической эффективности	Руководитель	3	6	4,2	1
		Ведущий инженер	10	16	12	2
		Инженер	20	28	23	4
6	Расчёт токов КЗ	Инженер	40	60	48	7
		Ведущий инженер	3	6	4,2	1
7	Анализ и проверка оборудования по отключающей способности, термической и электродинамической устойчивости	Инженер	35	46	39	6

Продолжение таблицы 24

№	Наименование работы	Исполнитель	Продолжительность работы, ч			кол-во дней
			$t_{min}$	$t_{max}$	$t_{ож}$	
8	Доработка электротехнической части	Инженер	16	20	18	3
9	Расчёт уставок РЗА	Инженер	30	40	34	5
10	Проверка проектной документации	Руководитель	8	12	9,6	2
		Ведущий инженер	8	12	9,6	2
11	Разработка сметной документации на монтаж и наладку	Руководитель	4	8	5,6	1
		Ведущий инженер	8	12	9,6	2
		Инженер	40	60	48	7
12	Оформление проектно-сметной документации	Ведущий инженер	20	40	28	4
		Инженер	100	140	116	16
13	Проверка и сдача проекта	Руководитель	16	24	19	3

Тогда длительность выполнения этапа работ определится по формуле:

$$T_i = \frac{t_{ож} \cdot 1,1}{t_{рд}} = \frac{t_{ож} \cdot 1,1}{8}$$

По графику работ определим трудозатраты для каждого работника:

Таблица 25 — Трудозатраты на выполнение проектно-сметных работ

Работник	Кол-во дней
Руководитель	9
Ведущий инженер	13
Инженер	60

### 4.3 Расчет затрат на проектирование

Затраты, образующие себестоимость продукции группируются в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам: материальные затраты, оплата труда, отчисления на социальные нужды, амортизация основных фондов, прочие затраты, накладные расходы.

### 4.3.1 Расходные материалы

К расходным материалам относятся: бумага, картриджи для принтера, плоттера, ручки, изготовление слайдов), сведенные в приведенную ниже таблицу 26.

Таблица 26 — Материальные затраты

Материал	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, руб	Итого, руб
Печатная бумага А4	Пачка	1	150	150
Печатная бумага А3	Пачка	0,2	300	60
Печатная бумага для плоттера А0	шт	10	100	1000
Флеш-память	шт.	1	500	500
Канц. товары	компл.	3	200	600
				2310

### 4.3.2 Расчет заработной платы и отчислений в социальные фонды

Расчёт заработной платы:

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

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 25)

Таблица 27 — Оклады исполнителей.

Работник	Группа	Оклад, руб
Руководитель	4	35000
Ведущий инженер	3	25000
Инженер	2	20000

Для руководителя: Оклад – 35000 руб.

$$Зп_{Рук} = \frac{35000 \cdot 1,16 \cdot 1,3}{21} \cdot 9 = 22620 \text{руб}$$

Для ведущего инженера: Оклад – 25000 руб.

$$Зп_{Вед.инж} = \frac{25000 \cdot 1,1 \cdot 1,3}{21} \cdot 13 = 22131 \text{руб}$$

Для инженера: Оклад – 20000 руб.

$$Зп_{Инж} = \frac{20000 \cdot 1,08 \cdot 1,3}{21} \cdot 60 = 80229 \text{руб}$$

Итого фонд заработной платы:

$$\Phi ЗП = И_{з.п.} = 22620 + 22131 + 80229 = 124980 \text{руб.}$$

Размер отчислений на социальные нужды составляет 30%

Сумма начислений на социальные нужды составляет:

$$И_{с.н} = 124980 \cdot 0,3 = 37494 \text{руб.}$$

#### 4.3.3 Амортизационные отчисления

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

$$И_{AM} = \frac{T_{и}}{T} \cdot N_{а} \cdot \Phi_{п}$$

где  $\Phi_{п}$  - первоначальная стоимость оборудования;  $N_{а}$  - норма амортизации;  $T_{и}$  - количество дней использования оборудования. Принимаем общую продолжительность проектирования 66 дней;  $T$  - количество календарных дней в году.

Таблица 28 — Амортизационные отчисления

Наименование	Количество	$\Phi_{п}$ , р	$N_{а}$ , %	$I_{амр}$
Компьютер	3	40000	20	4471
Принтер	1	12000	10	224
Стол	3	10000	10	559
Стул	3	5000	10	279
Плоттер А0	1	100000	10	1863
Итого Иам				7396

Амортизационные отчисления составляют  $I_{ам} = 7396$  рубля.

#### 4.3.4 Прочие расходы

Прочие неучтенные прямые затраты включают в себя все расходы связанные, не предусмотренные в предыдущих статьях, отчисления внебюджетные фонды, оплата услуг связи, представительские расходы, затраты на ремонт и прочее. Принимаем размер прочих затрат как 20% от суммы расходов на материальные затраты, амортизации оборудования, затрат на оплату труда, отчисления на социальные нужды.

$$I_{пр} = 0,2 \cdot (I_{ФЗП} + I_{сн} + I_{ам} + I_{мз}) = 0,2 \cdot (124980 + 37494 + 7396 + 2310) = 34436 \text{руб}$$

Накладные расходы принимаем 300% от ФЗП и включают в себя затраты на административно-хозяйственное обслуживание помещения, обеспечение нормальных условий труда, оплату за энергоносители и другие косвенные затраты.

$$I_{накл} = 1 \cdot I_{ФЗП} = 3 \cdot 124980 = 374940 \text{руб.}$$

Себестоимость проекта:

$$I = \sum I = 124980 + 37494 + 7396 + 2310 + 34436 + 374940 = 581556 \text{руб}$$

Принимаем рентабельность 20%, тогда прибыль:

$$Pr = 0,2 \cdot I = 0,2 \cdot 581556 = 116311 \text{руб}$$

Стоимость проекта:

$$C_{пр} = Pr + I = 116311 + 581556 = 697867 \text{руб}$$

Смета затрат на проектирование представлена в таблице 29

Таблица 29 — Смета затрат

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Материальные затраты	$I_{м}$	2310
Заработная плата	$I_{зп}$	124980
Отчисления на социальные нужды	$I_{сн}$	37494
Амортизация	$I_{ам}$	7396
Прочие расходы	$I_{пр}$	34436

Продолжение таблицы 29

Вид расходов	Обозначение	Сумма, р.
Накладные расходы	$I_{\text{накл}}$	374940
Себестоимость проекта	И	581556
Прибыль	Пр	116311
Стоимость проекта	$C_{\text{п}}$	697867

#### 4.4 Техничко-экономическое сопоставление двух вариантов мощности трансформаторов подстанции.

Выбор варианта производим по наименьшим приведённым затратам, также определим сравнительный срок окупаемости дополнительных капиталовложений.

Для сопоставления двух принятых вариантов определим годовые потери мощности и энергии в трансформаторах

Технические данные трансформаторов с расщеплённой вторичной обмоткой с высшим напряжением 110 кВ.

Таблица 30 — Технические данные трансформаторов

Тип	$S_{\text{Ном}}$ , кВА	$U_{\text{н}}$ , кВ		Потери, $\Delta P$ , кВт		$U_{\text{к.з.}}$ , %	$I_{\text{х.х.}}$ , %	Цена, К, тыс. руб.
		ВН	НН	х.х.	к.з.			
ТДНС- 16000/35	16000	36	10,5;6,3	13	85	10,0	0,3	9800,6
ТРДНС- 25000/35	25000	36	6,3-6,3, 10,5-10,5	18,5	115	12,7	0,3	12458,8



*Первый вариант.*

Полные потери активной мощности в трансформаторе с учётом коэффициента загрузки, кВт:

$$\Delta P = \Delta P_{x.x.} + K_3^2 \cdot \Delta P_{к.з.}; \quad \Delta P = 13 + 0,3^2 \cdot 85 = 20 \text{ кВт.}$$

где  $\Delta P_{x.x.}$  – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$\Delta P_{к.з.}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт.

Реактивные потери холостого хода трансформатора, квар:

$$\Delta Q_{x.x.} = S_{н.т.} \times \frac{I_{x.x.}}{100}, \quad \Delta Q_{xx} = 16000 \cdot 0,3 / 100 = 48 \text{ квар,}$$

где  $I_{x.x.}$  – ток холостого трансформатора, % номинального;

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

Номинальный линейный ток на стороне высшего напряжения, А:

$$I_{н.т.} = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \times U_H}, \quad I_{н.т.} = 16000 / 1,67 \cdot 6,3 = 1524 \text{ А,}$$

где  $U_H$  – номинальное вторичное напряжение трансформатора, кВ.

Потери реактивной мощности короткого замыкания, квар:

$$\Delta Q_{к.з.} = 16000 \cdot 10,4 / 100 = 1664 \text{ квар,}$$

где  $u_{к.з.}$  – напряжение короткого замыкания, % номинального.

Полные потери реактивной мощности в трансформаторе с учётом коэффициента загрузки, квар:

$$\Delta Q = \Delta Q_{x.x.} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{к.з.}, \quad \Delta Q = 48 + 0,3^2 \cdot 1664 = 197 \text{ квар.}$$

где  $\Delta Q_{x.x.}$  – потери реактивной мощности холостого хода, квар;

$\Delta Q_{к.з.}$  – потери реактивной мощности короткого замыкания, квар.

Приведённые потери холостого хода трансформатора, учитывающие потери активной мощности, как в самом трансформаторе, так и создаваемые им в элементах всей системы электроснабжения в зависимости от реактивной мощности, потребляемой трансформатором, кВт:

$$\Delta P'_{х.х.} = \Delta P_{х.х.} + k_{и.п} \cdot \Delta Q_{х.х.},$$

где  $k_{и.п}$  – коэффициент изменения потерь.

Принимаем при расчётах коэффициент изменения потерь  $k_{и.п} = 0,07$  кВт/квар (задан энергосистемой для комбината в соответствии с его местоположением).

$$\Delta P'_{х.х.} = 13 + 0,07 \cdot 48 = 16,36 \text{ кВт.}$$

Приведённые потери короткого замыкания, кВт:

$$\Delta P'_{к.з.} = \Delta P_{к.з.} + k_{и.п} \cdot \Delta Q_{к.з.}, \quad \Delta P'_{к.з.} = 85 + 0,07 \cdot 1664 = 201 \text{ кВт.}$$

Приведённые потери мощности в одном трансформаторе составят, кВт:

$$\Delta P'_{40} = \Delta P'_{х.х.} + K_3^2 \cdot \Delta P'_{к.з.} \quad \Delta P'_{40} = 16,36 + (0,3)^2 \cdot 201 = 34,45 \text{ кВт.}$$

где  $\Delta P'_{х.х.}$  – приведённые потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P'_{к.з.}$  – приведённые потери короткого замыкания трансформатора, кВт.

При круглосуточной работе подстанции с нагрузкой 28000 кВ·А, приведённые потери мощности в двух параллельно работающих трансформаторах составят, кВт:

$$\Delta P'_{2 \cdot 40} = 2 \Delta P'_{х.х.} + 2 K_3^2 \cdot \Delta P'_{к.з.}, \quad \Delta P'_{2 \cdot 40} = 2 \cdot 16,36 + 2 \cdot (0,3)^2 \cdot 201 = 68,9 \text{ кВт.}$$

Годовые потери энергии в одном трансформаторе составят, кВт·ч:

$$\Delta W_{\text{П40}} = \Delta P'_{\text{Х.Х.}} \cdot T_{\text{O}} + \Delta P'_{\text{К.З.}} \cdot K_3^2 \cdot T_{\text{P}},$$

где  $T_{\text{O}}$  – время включения трансформатора под напряжением, ч/год;

$T_{\text{P}}$  – время включения трансформатора под нагрузкой, ч/год.

Учитывая, что трансформатор находится под напряжением постоянно, принимаем  $T_{\text{O}} = 8760$  ч/год. При продолжительности рабочей смены 8-м часов и трёхсменном графике работы принимаем  $T_{\text{P}} \approx 6400$  ч/год

$$\Delta W_{\text{П40}} \approx 16,36 \cdot 8760 + 201 \cdot (0,3)^2 \cdot 6400 = 259089,6 \text{ кВт·ч.}$$

Годовые потери энергии в обоих трансформаторах, кВт·ч:

$$\Delta W_{\text{П2-40}} \approx \Delta W_{\text{П40}} \cdot 2 \approx 259089,6 \cdot 2 = 518179,2 \text{ кВт·ч.}$$

*Второй вариант.*

Согласно формуле полные потери активной мощности в трансформаторе с учётом коэффициента загрузки составят, кВт:

$$\Delta P = 18,5 + 0,3^2 \cdot 115 = 29 \text{ кВт.}$$

Реактивные потери холостого хода трансформатора, кВАр:

$$\Delta Q_{\text{ХХ}} = 25000 \cdot 0,3 / 100 = 75 \text{ квар}$$

Номинальный линейный ток на стороне высшего напряжения, А:

$$I_{\text{н.т}} = 25000 / 1,67 \cdot 6,3 = 2380 \text{ А}$$

По находим потери реактивной мощности КЗ, квар:

$$\Delta Q_{\text{К.З.}} = 25000 \cdot 10,4 / 100 = 2600 \text{ квар,}$$

Полные потери реактивной мощности в трансформаторе с учётом коэффициента загрузки определяем по , кВАр:

$$\Delta Q = 75 + 0,3^2 \cdot 2600 = 309 \text{ квар.}$$

По (48) определяем приведённые потери холостого хода трансформатора, кВт:

$$\Delta P'_{\text{х.х.}} = 18,5 + 0,07 \cdot 75 = 23,75 \text{ кВт.}$$

Находим по приведённые потери КЗ, кВт:

$$\Delta P'_{\text{к.з.}} = 115 + 0,07 \cdot 2600 = 297 \text{ кВт.}$$

Приведённые потери мощности в одном трансформаторе составят, кВт:

$$\Delta P'_1 = 23,75 + (0,3)^2 \cdot 297 = 50 \text{ кВт.}$$

Согласно уравнению приведённые потери мощности в двух параллельно работающих трансформаторах составят, кВт:

$$\Delta P'_2 = 2 \cdot 23,75 + 2 \cdot (0,3)^2 \cdot 297 = 101 \text{ кВт.}$$

Годовые потери энергии в одном трансформаторе находим, кВт·ч:

$$\Delta W_{\text{П1}} \approx 23,75 \cdot 8760 + 297 \cdot (0,3)^2 \cdot 6400 \approx 379122 \text{ кВт·ч.}$$

Годовые потери энергии в обоих трансформаторах, кВт·ч:

$$\Delta W_{\text{П2}} \approx \Delta W_{\text{П1}} \cdot 2 = 379122 \cdot 2 = 758244 \text{ кВт·ч.}$$

Производим технико-экономическое сопоставление намеченных вариантов.

*Первый вариант.*

Стоимость годовых потерь электроэнергии для обоих трансформаторов, руб./год:

$$C_{\text{ПВ}} = C_{\text{W}} \cdot \Delta W,$$

где  $C_{\text{W}}$  – стоимость 1 кВт·ч, руб./кВт·ч;

$\Delta W$  – годовые потери электроэнергии в 2-х трансформаторах, кВт·ч.

На 2015г. установлена оплата  $C_{\text{W}}=0,45$  руб./кВт·ч без НДС.

$$C_{\text{ПВ}}=0,45 \cdot 518179=233 \text{ т.руб./год.}$$

Ежегодные эксплуатационные расходы для двух трансформаторов, руб./год:

$$C_{\text{э}} = \frac{(P_{\text{a}} + P_{\text{o}}) \times 2K}{100} + C_{\text{ПВ}},$$

где  $\rho_{\text{a}}$  – отчисления на амортизацию, в долях единиц;

$\rho_{\text{o}}$  – отчисления на обслуживание и текущий ремонт, в долях единиц;

$K$  – капиталовложения во вновь сооружаемые элементы, тыс. руб.;

$C_{\text{ПВ}}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии, т.руб./год.

Отчисления на амортизацию и обслуживание ( $\rho_{\text{a}}=6,4; \rho_{\text{o}}=1,0$ )

Учитывая то, что мы производим технико-экономическое сравнение вариантов выбранных трансформаторов, то капиталовложениями во вновь

сооружаемые элементы является стоимость самих трансформаторов, смотри таблицу 30.

$$C_{\text{э}} = \frac{(6,4 + 1,0) \cdot 2 \cdot 9800,6}{100} + 233 = 1683,5 \quad \text{т.руб./год}$$

Приведённые годовые затраты для обоих трансформаторов, руб./год:

$$З = k_{\text{нэ}} \cdot 2K + C_{\text{э}}$$

где  $k_{\text{нэ}}$  – нормативный коэффициент экономической эффективности (0,12);

$C_{\text{э}}$  – ежегодные эксплуатационные расходы, руб./год.

$$З = 0,12 \cdot 2 \cdot 9800,6 + 1683,5 = 4035,6 \quad \text{т.руб./год.}$$

*Второй вариант.*

По стоимости годовых потерь электроэнергии для обоих трансформаторов составит, т.руб./год:

$$C_{\text{пв}} = 0,45 \cdot 752244 = 338 \quad \text{руб./год.}$$

Ежегодные эксплуатационные расходы для двух трансформаторов, т.руб./год:

$$C_{\text{э}} = \frac{(6,4 + 1,0) \cdot 2 \cdot 12458,8}{100} + 338 = 2181,9 \quad \text{т.руб./год}$$

Приведённые годовые затраты для обоих трансформаторов, т.руб./год:

$$З = 0,12 \cdot 2 \cdot 12458,8 + 2181,9 = 5172 \quad \text{т. руб./год.}$$

Данные для сравнения вариантов сведены в таблице 31.

Таблица 31 — Сравнения вариантов при выборе трансформаторов

Показатели	Вариант 1	Вариант 2
Капитальные вложения К, т.руб.	19600,2	24917,9
Нормативный коэффициент $k_{НЭ}$	0,12	0,12
Реактивные потери холостого хода $\Delta Q_{Х.Х.}$ , кВАр	68	75
Потери реактивной мощности КЗ $\Delta Q_{КЗ.}$ , кВАр	1664	2600
Приведённые потери холостого хода $\Delta P'_{Х.Х.}$ , кВт	16,36	23,65
Коэффициент изменения потерь $k_{И.П.}$	0,07	0,07
Приведённые потери КЗ $\Delta P'_{КЗ.}$ , кВт	201	297
Коэффициент загрузки трансформаторов $K_3$	0,3	0,3
Время включения под напряжение $T_0$ , ч/год	8760	8760
Время включения под нагрузку $T_P$ , ч/год	6400	6400
Потери электроэнергии $\Delta W$ , кВт·ч	259089,6	379122
Стоимость 1кВт·ч $C_W$ , руб./ кВт·ч	0,45	0,45
Стоимость потерь электроэнергии $C_{ПВ}$ , т.руб./год	233	338
Отчисления на амортизацию и обслуживание	7,4	7,4
$r_a, r_o$ , в долях единиц		
Годовые эксплуатационные расходы $C_э$ , т.руб./год	1683	2181
Приведённые годовые затраты, капиталовложения для обоих трансформаторов $Z$ , т.руб./год	4035	5172

Экономичнее будет вариант 1 с меньшими капитальными вложениями и большими годовыми эксплуатационными расходами.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с целью выпускной квалификационной работы был проведен анализ мероприятий по повышению надежности потребителей подстанции "Рудничная".

Расчеты были проведенные в программе "Mustang".

В первом разделе были приведены общие сведения о Таштагольском месторождении, представлены нагрузки подстанции и их описании.

Во втором разделе были приведены таблицы потребителей подстанции.

В третьем разделе был произведен анализ режимов работы энергосети 6кВ. Подготовлены исходные данные для "Mustang". Составлены схема замещения. Просчитаны режимы: максимальный режим с перекосом нагрузки на Т-1, послеаварийный режим с перекосом на Т-1, запуск насоса ЭД 800 Вт, аварийное отключение Т-2.

В четвертом разделе был произведен расчет на планирование работ и определение трудоемкости. Стоимость на планирование составила 697867 руб., было произведено сравнение двух вариантов введения в работу трансформаторов на подстанции.

В пятом разделе были рассмотрены вопросы, связанные с безопасностью жизнедеятельности человека на электроэнергетических объектах. Рассмотрены наличие опасных и вредных факторов на производстве, а также мероприятия по уменьшению вредного воздействия факторов на человека.



## Список использованных источников

1. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 440 с.: ил.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для ВУЗов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
3. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 360 с.: ил.
4. Оформление самостоятельной работы студентов в соответствии с требованиями ЕСКД: Методические указания по оформлению самостоятельных работ для студентов электроэнергетических направлений и специальностей. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 44 с.
5. Правила устройства электроустановок. Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
6. Слюсаренко С.Г., Костюк Л.Ю. Режимы энергосистем и дальних электропередач. Лабораторный практикум. Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 64 с.
7. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей. Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с. ил.
8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
9. ГОСТ 54149 – 2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего пользования. – М.:Стандартинформ, 2012. – 16с.
10. Веников В.А., Глазунов А.А., Жуков Л.А. и др. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов/ Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева – М.: Высш. школа, 1998. – 511 с.
11. Железко Ю.С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: НУ ЭНАС, 2002. – 280с.

12. 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-во Томского политехнического университета, 2012. – 42 с
13. ГОСТ 12.1.030 -81. Защитное заземление, зануление.
14. ГОСТ 12.1.038-82. «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов». - М.: Госстандарт России, 1987.
15. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
16. Безопасность жизнедеятельности: Учебник // Под ред. проф. Э. А. Арустамова. – М.: Изд. «Дом Дашков и К», 2000. – 678 с.
17. ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».
18. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (РД 153-34.0-03.150-00). Серия 17.Выпуск 6.М.: ЗАО «Научно – технический центр исследований проблем промышленной безопасности»,2011. – 210 с.

