

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение Электроэнергетики и электротехники

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Электроснабжение Северо-Васюганского месторождения</b>

УДК 658.26:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б1	Ковальчук Виталий Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Однокопылов Иван Георгиевич	к.т.н. , доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мелик-Гайказян Мария Вигеновна	к.э.н. , доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ивашутенко А.С	к.т.н., доцент		

**Планируемые результаты обучения по ООП «Электроэнергетика»**

<b>Код</b>	<b>Результат обучения</b>	<b>Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон</b>
<b>Общие по направлению подготовки (специальности)</b>		
P1	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>электроэнергетики</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (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 международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях <i>электроэнергетики</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-4 *(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>
P3	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-4 *(ОК-5), УК-5 *(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>
P4	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-5 *(ОК-6), УК-7 *(ОК-8)), <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>
P5	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области <i>электроэнергетики</i> с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-5*(ОК-6), УК-7 *(ОК-8), УК-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>
P6	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области <i>электроэнергетики</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-6 *(ОК-7), УК-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>
<b>По профилям подготовки</b>		
P7	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа <i>электрических устройств, объектов и систем.</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-1 *(ОК-1, ОК-2), УК-2 *(ОК-3, ОК-4), УК-3 *(ОК-5), УК-4 *(ОК-5), ОПК-1, ОПК-2), <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> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P8	Уметь формулировать задачи в области <i>электроэнергетики</i> , анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-2 *(ОК-3, ОК-4), 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> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P9	Уметь проектировать	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-2*(ОК-3, ОК-4), ПК-3,

	<i>электроэнергетические системы и их компоненты.</i>	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> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P10	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния <i>электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики</i> , интерпретировать данные и делать выводы.	Требования ФГОС ВО, СУОС (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> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P11	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области <i>электроэнергетики</i> .	Требования ФГОС ВО, СУОС (ОПК-2, ОПК-3, 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> <i>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>
P12	Иметь практические знания принципов и технологий <i>электроэнергетической</i> отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Требования ФГОС ВО, СУОС (ОПК-4, ОПК-5, 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>Профессиональные стандарты: 20.003, 20.012, 20.016, 20.030, 20.031, 20.032, 24.014, 25.001, 25.027, 25.038, 25.040, 25.043, 32.001, 32.003, 40.011, 40.037, 40.139, 40.160, 40.179, 40.180</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение Электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г. А.С. Ивашутенко

### ЗАДАНИЕ

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
35Г4Б1	Ковальчук Виталию Евгеньевичу

Тема работы:

<b>Электроснабжение Северо-Васюганского месторождения</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	3483/с 06.05.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. Д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. Д.).</i></p>	<p>Получены по материалам преддипломной практики</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Титульный лист          Задание          Введение          Раздел 1 Характеристика предприятия          Раздел 2 Определение расчетных электрических нагрузок          Раздел 3 Картограмма и определение центра электрических нагрузок          Раздел 4 Выбор схемы внешнего электроснабжения          Раздел 5 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций          Раздел 6 Компенсация реактивной мощности</p>

	Раздел 7 Система внутризаводской сети 6 кВ Раздел 8 Электроснабжение технологической насосной РПСК Раздел 9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Раздел 10 Социальная ответственность Заключение Список литературы
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	- генеральный план предприятия; - конструкция КТП; - конструктивное исполнение ГПП 35/10 - картограмма электрических нагрузок - однолинейная схема электрических соединений;
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Мелик-Гайказян Мария Вигеновна

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

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Однокопылов И.Г.	к.т.н., доцент		21.02.19

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
35Г4Б1	Ковальчук Виталий Евгеньевич		21.02.19

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-5Г4Б1	Ковальчук Виталию Евгеньевичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа энергетики</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>ОЭЭ</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

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

1. Стоимость затрат технического проекта (ТП)	<i>Материальные затраты определяются согласно прейскурантам. Зарботная плата определяется исходя из тарифной ставки и коэффициентов, зависящих от различных условий: организация, регион. Страховые отчисления определяются согласно Федеральному закону от 24.07.2009 №212-ФЗ.</i>
2. Продолжительность выполнения ТП	<i>По приблизительной оценке, продолжительность ТП составляет 101 рабочих день</i>

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

1. Оценка потенциала и перспективности реализации технического проекта (ТП) с позиции ресурсоэффективности	<i>Потенциал и перспективность реализации ТП оценивается проведением SWOT-анализа, а ресурсоэффективность ТП с помощью интегральной оценки ресурсоэффективности.</i>
2. Планирование графика работ по реализации ТП	<i>При составлении графика работ по реализации ТП используется оценка трудоемкости работ для каждого исполнителя. По полученным данным составляется ленточная диаграмма Ганта.</i>
3. Составление сметы ТП	<i>При составлении сметы ТП используется следующая группировка затрат по статьям: - затраты на оборудование; - полная заработная плата исполнителей; - отчисления во внебюджетные страховые фонды; - накладные расходы .</i>

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

*Диаграмма Ганта*

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Мелик-Гайказян Мария Вигеновна	к.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-5Г4Б1	Ковальчук Виталий Евгеньевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-5Г4Б1	Ковальчук Виталию Евгеньевичу

<b>Школа</b>	Инженерная школа энергетики	<b>Отделение</b>	Электроснабжение промышленных предприятий
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования	Электроснабжение Северо-Васюганского месторождения.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность	<p>2.1 Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>- Повышенный уровень вибрации;</li> <li>- Повышенный уровень электромагнитных излучений;</li> <li>- Недостаточная освещённость рабочей зоны;</li> <li>- Отклонение параметров микроклимата.</li> <li>- Электроопасность</li> </ul> <p>2.2. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов</p>

<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Анализ воздействия на атмосферу: выбросы загрязняющих веществ, удаляемые из производственных помещений.</p> <p>Анализ воздействия на литосферу: образование отходов в результате деятельности к которым относятся первичная упаковка сырья, отработавшие фильтры, и т.д.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> <li>- Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Гуляев Милий Всеволодович			18.02.19г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-5Г4Б1	Ковальчук Виталий Евгеньевич		18.02.19г

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инж

энергетическая школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования: бакалавр

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Введение	5
	Характеристика предприятия	5
	Определение расчетных электрических нагрузок	10
	Картограмма и определение центра электрических нагрузок	10
	Выбор схемы внешнего электроснабжения	10
	Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций	10
	Компенсация реактивной мощности	5
	Система внутривзаводской сети 6 кВ	10
	Электроснабжение технологической насосной РПСК	15
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
	Социальная ответственность	10
		100

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Однокопылов И.Г.	к.т.н., доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ивашутенко А.С.	к.т.н., доцент		

## Реферат

Пояснительная записка содержит 172 страницы машинописного текста, 43 таблиц, 14 рисунка, 1 список использованной литературы, 5 приложений.

Объектом исследования является Северо-Васюганского месторождение предприятия ОАО «Томскгазпром».

Цель работы – проектирование электроснабжение Северо-Васюганского месторождения.

В данном проекте были рассчитаны электрические нагрузки месторождения, построили картограмму нагрузок, выбрали схему внешнего питания, количество и мощность трансформаторных подстанций, рассчитали систему внутривозводской сети 6 кВ, рассчитали электроснабжение технологической насосной РПСК.

На основе произведенных расчетов можно сделать вывод, что выбран наиболее оптимальный и рациональный вариант электроснабжения Северо-Васюганского месторождения.

Ниже представлен перечень ключевых слов.

Электроснабжение, электрическая нагрузка, электроприемник, схема, секционный выключатель, автоматический выключатель.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....		7
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ.....		7
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....		16
2.1 Определение расчетной электрической нагрузки технологической насосной РПСК.....		16
2.2 Определение расчетной нагрузки предприятия в целом .....		23
3. КАРТОГРАММА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК .....		28
4. ВЫБОР СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....		32
5. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....		44
6. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ .....		54
6.1 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ МОЩНОСТИ БАТАРЕЙ СТАТИЧЕСКИХ КОНДЕНСАТОРОВ .....		55
6.2 Распределение мощности батарей конденсаторов в цеховой сети до 1000 В.....		58
7. СИСТЕМА ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СЕТИ 6 КВ .....		60
7.1. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ, ПИТАЮЩИХ ЦЕХОВЫЕ ТП.....		60
7.2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1 кВ..		63
7.3 ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ В СЕТИ ВЫШЕ 1 кВ		69
7.4. Выбор трансформаторов тока в сети выше 1000 В .....		73
7.5. Выбор трансформаторов напряжения в сети выше 1000 В .....		75
8. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ НАСОСНОЙ РПСК.....		79

Инд. № подл.		Взам. инв. №		Инд. № дубл.		Подпись и дата		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				Лист
								4

8.1 ВЫБОР СХЕМЫ ЦЕХОВОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	79
8.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПУНКТАМ ПИТАНИЯ ЦЕХА .....	82
8.3 ВЫБОР РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ И АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ И УПРАВЛЕНИЯ ЦЕХА.....	83
8.4 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ .....	87
8.5 ПОСТРОЕНИЕ ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ РПСК.....	94
8.6. РАСЧЁТ ПИТАЮЩЕЙ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПО УСЛОВИЮ ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ.....	109
8.7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДО 1 кВ.....	120
8.8 Построение карты селективности.....	124
9. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	126
10 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	136
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	154
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	156

Приложение А  
 Приложение Б  
 Приложение В  
 Приложение Г  
 Приложение Д

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					5

## Определения, обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**главная понизительная подстанция (ГПП);** Подстанция рассчитанная на входное напряжение от 35 до 220 кВ, которая получает питание напрямую от районной энергетической системы, и распределяет электрическую энергию по предприятию, но уже при сильно пониженном напряжении.

**трансформаторная подстанция(ТП);** Электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформаторов.

**источников реактивной мощности (ИРМ);** Способным целенаправленно воздействовать на баланс реактивной мощности в электроэнергетической системе.

**короткое замыкание (КЗ);** Электрическое соединение разных фаз или потенциалов электроустановки между собой или с землей, не предусмотренное в нормальном режиме работы, при котором в проводниках, в месте контакта, резко возрастает сила тока, превышая максимально допустимые величины.

### **воздушная линия электропередачи (ВЛЭП);**

Устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях

**электроприемник (ЭП);** Электрическое оборудование, предназначенное для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
										Лист
										6

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетики в значительной мере определяет уровень развития экономики и промышленности всей страны. Эффективность работы электроэнергетической системы определяется надежным и бесперебойным снабжением потребителей качественной электроэнергией. Электроэнергетическая система должна иметь минимальный уровень издержек, обеспечение которого достигается рациональным выбором режима работы элементов сети с учетом потребности потребителей в электроэнергии.

Износ оборудования энергообъектов и предприятий в Российской Федерации составляет 65 %, что ограничивает подключение новых потребителей, надежность электроснабжения существующих, аварийные отключения. Следовательно, требуется повышать энергоэффективность предприятий.

В соответствии с принятыми законами об энергоэффективности Российской Федерации предложены меры для осуществления программ энергоэффективности, такие как: господдержка, программы кредитования с компенсацией ставки рефинансирования. Снижение затрат на энергопотребление на предприятии можно достичь с помощью оптимизации системы энергоснабжения, реконструкции распределительных сетей предприятия и внедрение системы энергоменеджмента, снижение затрат при этом может достигать 30-40 %.

Энергоменеджмент позволяет достигнуть снижения затрат на единицу выпускаемой продукции (организация коммерческого учета на предприятии, создание система АСУ ТП и прогнозирование затрат). Информация об потреблении электроэнергии на предприятии и отдельных ее узлов, ее анализ и прогноз являются необходимой основой эффективного управления для предприятия.

Целью данной выпускной квалификационной работы (ВКР) является проектирование системы электроснабжения Северо-Васюганского

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата						Лист
					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	7

газоконденсатного месторождения предприятия ОАО «Томскгазпром». При этом необходимо подробно разработать схему электроснабжения технологической насосной резервуарного парка стабильного конденсата (РПСК).

Разработка и использование природных ресурсов на Севере Томской области требует больших энергозатрат, так как, в топографическом отношении территория представляет собой сильно заболоченную равнину с развитой речной сетью. Основной водной артерией является р. Васюган и ее многочисленные притоки.

Основные запасы сырья находятся на значительном удалении от крупных населённых пунктов, и для подачи электроэнергии в такие местности требуются значительные капитальные вложения.

В связи со всем вышеизложенным освоение месторождения проводится в несколько этапов:

1. Обустройство месторождения – на этом этапе требуется обеспечить электроэнергией буровые установки и бытовые условия. В основном это производится за счёт автономных дизельных или турбинных электростанций, мощностью от 1 МВт и выше.

2. На втором этапе подводятся стационарные линии электропередач, устанавливаются трансформаторные ПС.

3. Строятся внутренние сети, непосредственно через которые осуществляется питание потребителей.

4. Осуществляется настройка соответствующей автоматики, защит и производится ввод в эксплуатацию.

При выполнении ВКР рассматриваются вопросы электроснабжения станкостроительного цеха, определение количества устанавливаемых светильников в цехе и их расположения в цехе, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования и аппараты защиты на подстанции, и расчет

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист
						8

технико-экономических показателей предприятия, также рассмотрение вопросов по безопасности жизнедеятельности.

Актуальность темы ВКР заключается в создании надежного электроснабжения предприятия, с выбором энергоэффективного оборудования, автоматизированных систем управления электроприводами и технологическими процессами, внедрение новых комплектных преобразовательных устройств.

Инв. № подл.	Подпись и дата				Лист										
Взам. инв. №	Инв. № дубл.				9										
Подпись и дата															
<table border="1"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Лист</td> <td>№ докум.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата											

## 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ

АО «Газпром» занимается добычей газа и транспортировкой его потребителям. Добыча газа осуществляется на нескольких месторождениях. Запасы газа находятся на глубине, примерно, 2,5 километра и располагаются в пластах. Наиболее подробно рассмотрим Северо-Васюганское газоконденсатное месторождение.

На месторождении есть 4 куста, на которых имеется система сбора газа. В состав линейной части входят газопроводы, обеспечивающие транспорт газа от скважин, объединенные в кусты, до площадки УКПГ. Сбор газа от кустов до площадки УКПГ осуществляется по лучевой схеме. От кустов до УКПГ прокладывается газопровод. Газопроводы укладываются каждый в своей траншее с расстоянием между трубопроводами 23 метра.

В настоящее время в состав Установки Комплексной Подготовки Газа и Конденсата (УКПГ и К) входит установка низкотемпературной сепарации (НТС) технологическая автоматизированная линия обработки газа с законченным технологическим процессом.

Общая проектная производительность УНТС – 1,5 млрд. м<sup>3</sup>/год. Товарная продукция УКПГ – сухой газ подаётся за счет пластовой энергии, а в дальнейшем будет подаваться – с использованием дожимной компрессорной станции (ДКС) в систему магистральных газопроводов для покрытия дефицита в природном газе потребителей Томской и других областей региона.

В качестве попутной продукции на УКПГ производится нестабильный конденсат, который подается для стабилизации на установку стабилизации конденсата (УСК).

Низкотемпературная сепарация – основана на конденсации паров вещества с понижением температуры. Снижение температуры достигается за счет перепада давлений (мгновенного расширения), при котором возникает дроссель-эффект. Газ из скважины по вводу поступает в сепаратор первой ступени. Здесь из газа выделяются механические примеси и жидкая фаза.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Подпись и дата	Инд. № докл.	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подпись и дата	Инд. № подл.	Лист	7

Предварительно очищенный газ направляется в теплообменник, где охлаждается встречным потоком холодного воздуха до температуры 5 – 10°С. Пройдя через штуцер, газ охлаждается до температуры, которая зависит от перепада давления.

В поток газа перед теплообменником вводят диэтиленгликоль для предотвращения гидратообразования после штуцера. В сепараторе второй ступени из газа выделяются вода с ДЭГом и углеводородный конденсат. Чистый газ отдает свой холод встречному потоку и направляется в коллектор или магистральный газопровод. Жидкость, выделившаяся в сепараторе первой ступени, поступает в отстойник, затем – в разделительную емкость, из которой конденсат направляется на установку стабилизации, а вода – в канализацию.

Из сепаратора второй ступени конденсат и насыщенный раствор ДЭГа через регулятор уровня проходят отстойник и поступают в разделительную емкость. Конденсат направляется на стабилизацию, а раствор ДЭГ на регенерацию в установку и далее сливается в емкость, откуда насосами нагнетается в линию очистки газа.

Установка стабилизации газового конденсата – предназначена для переработки газового конденсата с получением углеводородных газов, сжиженного пропан-бутановой фракции (ПБФ) и стабильного конденсата согласно ОСТ 51.65-80.

Сырьем установки стабилизации конденсата (УСК) является нестабильный конденсат, поступающий с установки низкотемпературной сепарации (УНТС) Северо-Васюганского месторождения.

Товарная продукция УСК – стабильный конденсат из товарного парка стабильного конденсата СВ ГКМ перекачивается в товарный парк стабильного конденсата Мыльджинского ГКНМ, а затем транспортируется (перекачивается) в продуктопровод «Мыльджинское – Лугенецкое» для последующей закачки в магистральный нефтепровод «Нижневартовск – Парабель – Кузбасс».

Инь. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подпись и дата	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					8

Отделяемые от конденсата легкие газы – метан, этан направляются в качестве пассивного продукта на площадку эжектирования УНТС. Сжиженная фракция ПБФ направляется на закачку в газопровод «Северо-Васюганское ГКМ – Лымжа». Производительность технологической нитки – 180тыс.т./год.

Основной процесс УСК – ректификация многокомпонентной смеси по двухколонной схеме.

В состав УКПГ и К входят следующие технологические и вспомогательные сооружения:

Объекты основного технологического назначения:

1. Блок входа ниток – подключены газопроводы от 4 кустов скважин;
2. Установка НТС;
3. Установка стабилизации конденсата;
4. Площадки теплообменников «газ-газ», аппаратов воздушного охлаждения, ректификационных колонн, печей подогрева конденсата.
5. Пункт хозрасчетного замера газа;
6. Аварийные технологические емкости конденсата;
7. Дренажные подземные емкости;
8. Система факельного хозяйства;
  - 8.1 Блок подготовки горючей смеси;
  - 8.2 Факельные установки (стволы факела).

Объекты вспомогательного технологического назначения:

1. Склад метанола с емкостями;
2. Насосная метанола;
3. Насосная резервуарного парка стабильного конденсата;
4. Воздушная компрессорная;

Объекты инженерного обеспечения:

1. Службно-эксплуатационный блок (СЭБ);
2. Ремонтно-механические мастерские;
3. Котельная;

Инв. № подл.	Подпись и дата				Лист
	Инв. № дубл.				
Инв. № подл.	Подпись и дата				Лист
	Взам. инв. №				
Инв. № подл.	Подпись и дата				Лист
	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	
					9

4. Насосная пожаротушения;
5. Очистные сооружения производственно-дождевых стоков;
6. Электрощитовые и щитовые КИПиА и др.

Генеральный план предприятия представлен на рисунке 1.1, план технологической насосной резервуарного парка стабильного конденсата с расположением оборудования представлен на рисунке 1.2.

Характеристика условий среды и надежности питания представлена в таблице 1.4.

Ведомость установленного в цехе электрооборудования приведена в таблицах 1.1, 1.2 и 1.3.

Таблица 1.1 – Ведомость электрических нагрузок завода

№	Наименование цеха	Число смен	Установленная мощность, кВт
1	Служебно-эксплуатационный блок (СЭБ)	3	150
2	Установка низкотемпературной сепарации (НТС)	3	510
3	Установка стабилизации конденсата (СК)	3	754,56
4	Технологическая насосная резервуарного парка стабильного конденсата (РПСК)	3	1402,45
5	Технологическая насосная резервуарного парка метанола (РПМ)	3	642,12
6	Пункт хозрасчета замера газа (ПХЗГ)	3	138,6
7	Аварийные технологические емкости конденсата (АНПТ)	3	709,2
8	Компрессорная сжатого воздуха	3	900

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					10

Таблица 1.2 – Дополнительные нагрузки, питаемые от ГПП

№	Наименование присоединения	Число смен	Установленная мощность, кВт
1	Водозабор	3	220
2	Котельная	3	730
3	Пожарное депо	3	300
4	Вахтовый жилой комплекс (ВЖК) 120	3	355
5	Ремонтно-механическая мастерская (РММ) и гараж	3	340
6	Куст № 1	3	280
7	Куст № 2	3	210
8	Куст № 3	3	170
9	Куст № 4	3	180
10	Станции катодной защиты	4	39

Таблица 1.3 – Ведомость электрических нагрузок технологической насосной РПСК

№ по плану	Наименование ЭП	Количество ЭП	Номинальная мощность одного ЭП, кВт	$\cos \varphi$	Коэффициент использования
1, 10	Вытяжная вентиляция	2	1,1	0,8	0,65
2	Вытяжная вентиляция аварийная	1	5,5	0,8	0,65
3	Внутрипарковая перекачка	1	160	0,8	0,65
4, 5	Высоконапорный насос	2	250	0,8	0,65
4-1, 5-1	Бустерный насос	2	15	0,8	0,65
4-2, 5-2	Масляный насос	2	7,5	0,8	0,65
6	Электрозадвижка	1	5,5	0,45	0,06
7, 9	Электрозадвижка	2	2,2	0,45	0,06
8, 15, 17	Электрозадвижка	3	3,0	0,45	0,06
11, 12	Насос подачи конденсата в продуктопровод	2	200	0,8	0,65
13, 14	Насос нестабильного конденсата	2	90	0,8	0,65
16, 18	Электрозадвижка	2	1,5	0,45	0,06
19, 23	ТЭН приточный	2	1,6	0,95	0,55
20, 21, 22	Приточная вентиляция	3	2,2	0,8	0,65
24	Дренажный насос	1	18,5	0,8	0,65
25 – 28	Блок задвижек ШФЛУ*	4	1,5	0,45	0,06
29-31, .33, 34	БАП (блок арматурных переключений)	5	5,5	0,45	0,06
36, 39-42	БАП (блок арматурных переключений)	5	3,0	0,45	0,06
32, 35, 37, 38	БАП (блок арматурных переключений)	4	2,2	0,45	0,06
43 – 45	Кран электрический	3	0,75	0,45	0,06
ИТОГО:		49	$P_{\Sigma}=1402,45$ кВт		

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					11

Таблица 1.4 – Характеристика среды производственных помещений и категория электроприемников по степени бесперебойности питания по ПУЭ

№	Наименование потребителей	Характеристика производственной среды	Категория электроприемников по степени бесперебойности питания
1	СЭБ	нормальная	I
2	Установка НТС	В – Ia	I
3	Установка СК	В – Ia	I
4	Технологическая насосная РПСК	В – Ia	I
5	Технологическая насосная РПМ	В – Ia	I
6	АНПТ	сырая	I
7	ПХЗГ	В – Ia	I
8	Водозабор	сырая	II
9	Котельная	жаркая	I
10	Пожарное депо	нормальная	I
11	ВЖК 120	нормальная	II
12	Территория завода УКПГ и К	В – Ig	–
13	Кусты № 1 – 4	В – Ig	III

Инд. № подл.					Подпись и дата			
						Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подпись и дата
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист 12			

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата

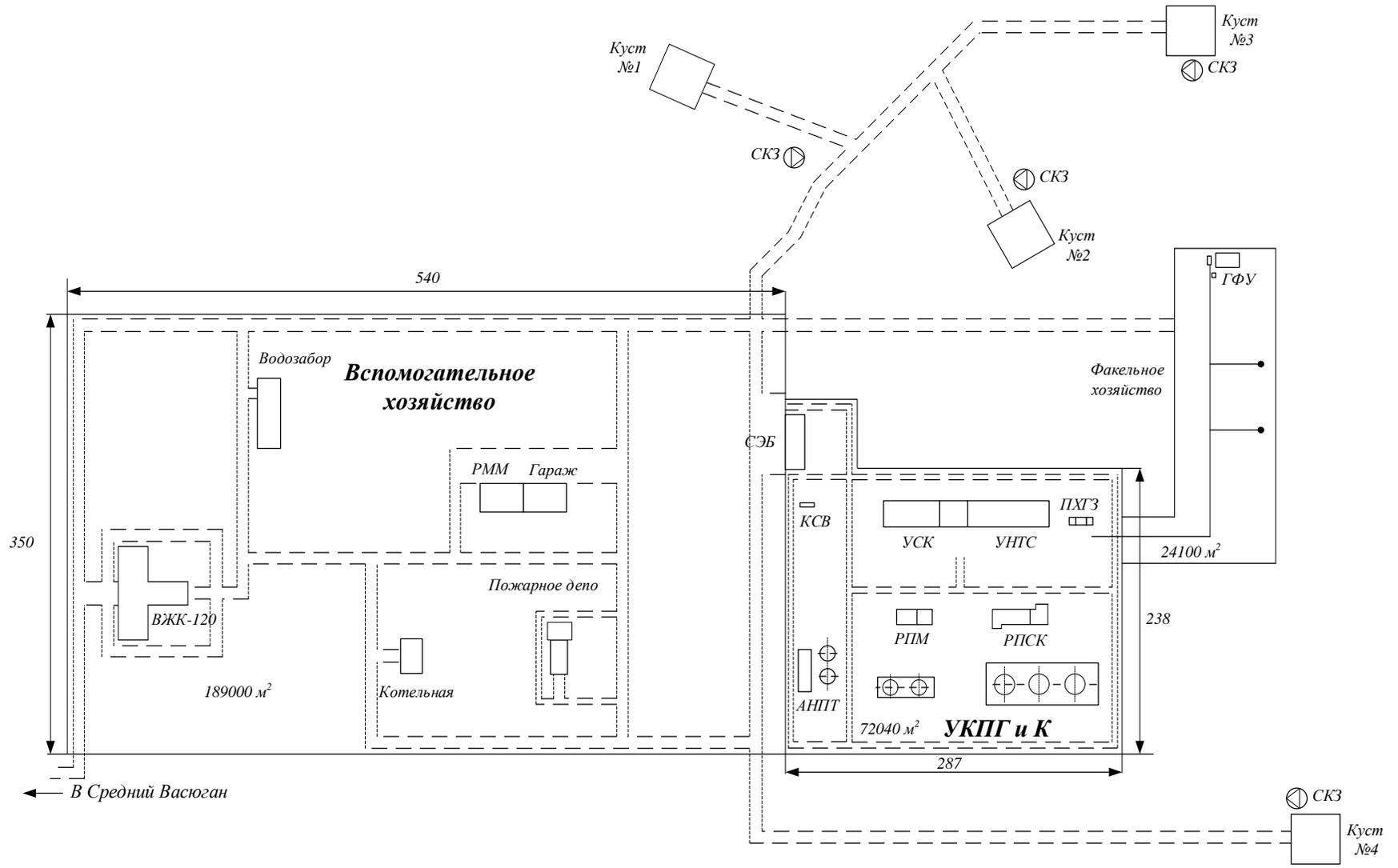


Рисунок 1.1 – Генеральный план предприятия

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	



- (M) 44
- (M) 43
- (M) 39
- (M) 38
- (M) 37
- (M) 36
- (M) 42
- (M) 41
- (M) 35
- (M) 40
- (M) 34
- (M) 33
- (M) 32
- (M) 31
- (M) 30
- (M) 29
- (M) 25
- (M) 26
- (M) 27
- (M) 28

45 (M) Условные обозначения: (M)10 электродвигатель;  
 IIII ТЭН приточной вентиляции.

Рисунок 1.2 – План технологической насосной резервуарного парка стабильного конденсата

## 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Определение расчетной электрической нагрузки технологической насосной РПСК

Для определения расчётной нагрузки технологической насосной РПСК  $P_m$  (второй уровень (УР2) системы электроснабжения – распределительные шкафы, щиты управления, шинопроводы напряжением до 1 кВ переменного тока) применяем метод упорядоченных диаграмм или метод коэффициента максимума, по которому

$$P_m = K_m \cdot P_{см} = K_m \cdot K_u \cdot P_n, \quad (2.1)$$

где  $P_{см}$  – средняя нагрузка за наиболее загруженную смену;

$K_m$  – коэффициент максимума активной мощности;

$K_u$  – групповой коэффициент использования активной мощности.

Исходными данными для расчёта  $P_m$  являются: план цеха с расположением ЭП, электрическая схема цеха (производства), количество ЭП, их установленные мощности, коэффициенты мощности и использования каждого ЭП.

Все электроприёмники разбиваются по расчётным узлам:

а) электроприёмники с переменным графиком нагрузки, у которых  $K_{II} < 0,6$ ;

б) электроприёмники с практически постоянным графиком нагрузки, у которых  $K_{II} \geq 0,6$ .

В каждом узле электроприёмники разделяются на характерные группы с примерно одинаковыми коэффициентами использования  $K_u$  и мощности  $\cos\varphi$  с выделением групп ЭП с переменным и практически постоянным графиками нагрузки. К последним могут быть отнесены, например, ЭД насосов водоснабжения, вентиляторов, нерегулируемых дымососов, печей сопротивления и др. У ЭП с постоянными графиками нагрузки  $K_{II} \geq 0,6$  и коэффициент заполнения суточного графика за наиболее загруженную смену

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
					Лист				
					16				

$K_{эп} \geq 0,9$ . При отсутствии таких данных все ЭП относят к ЭП с переменным графиком нагрузки.

При расчётах электрических нагрузок используются специальные таблицы.

Порядок заполнения таблицы.

1. В графу 2 записываем наименование характерных групп (с одинаковыми  $K_u$  и  $\cos\varphi$ ).

2. В графе 3 в числителе записывается количество рабочих электроприёмников, а в знаменателе – количество резервных. Резервные электроприёмники в расчёте не учитываются.

3. В графу 4 по каждой группе записываются: при одинаковой мощности электроприёмников группы – номинальная установленная мощность одного электроприёмника в киловаттах, при электроприёмниках различной мощности – номинальная мощность наименьшего и через тире наибольшего по мощности электроприёмника в группе.

4. В графу 5 в виде дроби записываются: в числителе – суммарная установленная мощность только рабочих электроприёмников данной группы, приведённая к  $PВ=100\%$ , в киловаттах, а в знаменателе – суммарная мощность резервных электроприёмников (резервные электроприёмники в определении средних и максимальных нагрузок не учитываются).

5. Графа 6 заполняется по всему расчётному узлу (по силовому шкафу, сборке, магистрали). Если  $m$  заведомо больше 3, эта величина не определяется и в графе 6 записывается « $m > 3$ ».

6. Графы 7 и 8. Значения коэффициента использования и мощности для отдельных групп электроприёмников выбираются по справочным материалам (см. [3], табл. П.2.1, стр. 117 – 120).

7. Графа 9. Средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждой группы электроприёмников определяется по формуле

$$P_{см} = K_u(\text{графа 7}) \cdot P_n(\text{графа 5}), \text{ кВт.} \quad (2.2)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					17



• по полученным значениям  $n_{1*}$  и  $P_{1*}$  по таблице определяем относительное значение эффективного числа электроприёмников  $n_{э*}=0,81$ , а затем  $n_{э} = n_{1*} \cdot n = 0,81 \cdot 31 = 25,11$ . Принимаем  $n_{э}=25$ .

При определении величины эффективного числа электроприёмников  $n_{э}$  могут быть исключены из расчета те наименьшие ЭП группы, суммарная номинальная мощность которых не превышает 5% суммарной мощности всей группы.

Для электроприёмников группы «Б» величина  $n_{э}$  не определяется.

11. Графа 12. Коэффициент максимума  $K_m$  определяется по [3, табл. 2.1, стр. 26] в функции эффективного числа электроприёмников  $n_{э}$  (графа 11) и средневзвешенного  $K_u$  (графа 7).

Для электроприёмников группы «А» –  $K_m=1,71$ .

Для электроприёмников группы «Б» - насосов и вентиляторов, для которых характерен длительный режим работы практически с постоянным графиком нагрузки, у которых  $K_u \geq 0,6$  значение  $K_m$  принимаем равным единице.

12. Графа 13. Максимальная активная нагрузка от силовых электроприёмников узла:

$$P_m = K_m(\text{графа 12}) \cdot P_{см}(\text{графа 9}), \text{ кВт.} \quad (2.8)$$

- Для электроприёмников группы «А»:

$$P_m = 1,71 \cdot 6,66 = 11,39 \text{ кВт.}$$

- Для электроприёмников группы «Б»:

$$P_m = 1 \cdot 856,6 = 856,6 \text{ кВт.}$$

- Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса:

$$P_{m.o} = P_{ном.o} \cdot k_{CO} = 12 \cdot 0,85 = 10,2 \text{ кВт,} \quad (2.9)$$

где  $K_{co}=0,85$  – коэффициент спроса осветительной нагрузки для производственных зданий, состоящих из ряда отдельных помещений. Принимается по справочным данным [8, табл. 1.10, стр. 22].

Инв. № подл.	Подпись и дата						Лист
Инв. № дубл.	Подпись и дата						19
Взам. инв. №	Подпись и дата						
		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Величина  $P_{ном.о}$  находится как:

$$P_{ном.о} = P_{уд.о} \cdot F = 17 \cdot 706 = 12002 \text{ Вт} \approx 12 \text{ кВт}. \quad (2.10)$$

Здесь  $P_{уд.о} = 17 \text{ Вт/м}^2$  – удельная плотность осветительной нагрузки для блоков вспомогательных цехов (принимается по справочным материалам [8, табл. 1.11, стр. 22]).

$F = 706 \text{ м}^2$  – площадь цеха (определяется по генплану).

13. Графа 14. Максимальная реактивная нагрузка от силовых электроприёмников узла принимается равной:

- при  $n_э \leq 10$   $Q_m = 1.1 \cdot Q_{см}$ ;
- при  $n_э > 10$   $Q_m = Q_{см}$ .

14. Графа 15. Максимальная полная нагрузка от силовых электроприёмников определяется по формуле:

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}. \quad (2.11)$$

Полная расчетная нагрузка цеха (с учетом освещения):

$$S_p = \sqrt{878,19^2 + 652,76^2} = 1094,22 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

15. Графа 16. Эта графа предназначена для записи расчётных токов (максимальных и пусковых). Пиковый ток группы электроприёмников определяется по формуле:

$$I_n = i_{нм} + (I_m - K_u \cdot i_{нм}), \quad (2.12)$$

где  $i_{нм}$  – наибольший из пусковых токов двигателей в группе по паспортным данным (пусковой ток асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором в случае отсутствия заводских данных может быть принят равным 5-кратному номинальному току);  $i_{нм}$  – номинальный (приведённый к  $ПВ = 100\%$ ) ток двигателя с наибольшим пусковым током;  $K_u$  – коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток;  $I_m$  – расчётный ток нагрузки всей группы электроприёмников, который может быть определён по формуле:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата					Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$I_M = \frac{P_m}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi_{CM}}. \quad (2.13)$$

Расчётный ток силовой и осветительной нагрузки цеха:

$$I_M = \frac{878190}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,798} = 1672 \text{ A.}$$

Номинальный ток двигателя высоконапорного насоса с  $P_{ном} = 250 \text{ кВт}$ :

$$i_{нм} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,8} = 474,8 \text{ A.}$$

Пусковой ток двигателя насоса принимаем равным 5-кратному номинальному току, т.е.  $i_{нм} = 474,8 \cdot 5 = 2374 \text{ A}$ ;

Пиковый ток группы электроприёмников

$$I_n = 2374 + (1672 - 0,65 \cdot 474,8) = 3737 \text{ A.}$$

Инв. № подл.	Подпись и дата				Лист
	Инв. № дубл.				
Инв. № инв.	Подпись и дата				21
	Взам. инв. №				
Инв. № подл.	Подпись и дата				Лист
	Инв. № дубл.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Таблица 2.1 – Определение расчетных нагрузок технологической насосной РПСК

№ п/п	Наименование узлов питания и групп электроприемников	Количество ЭП (рабочих/резервных), $n$	Установленная мощность, приведённая к ПВ=100%, кВт		$m = P_{н, max} / P_{н, min}$	Коэффициент использования $K_{и}$	$\cos \varphi_{см} / \lg \varphi_{см}$	Средняя нагрузка за максимально загруженную смену		Эффективное число ЭП, $n_3$	Коэффициент максимума, $K_m$	Максимальная нагрузка			Расчетные токи $I_m / I_{нис} \cdot A$
			$P_n$ одного ЭП (наименьшего/наибольшего)	$P_n$ общая (рабочих/резервных)				$P_{см}$ кВт	$Q_{см}$ кВ·Ар			$P_m$ кВт	$Q_m = Q_{cos}$ кВ·Ар	$S_m$ кВ·А	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Приемники группы А:</b>															
1	Электроздвижки	29	0,75 – 5,5	81,45	–	0,06	0,45/1,98	4,9	9,7						
2	ТЭНы	2	1,6	3,2	–	0,55	0,95/0,33	1,76	0,58						
	<b>Итого по группе А:</b>	<b>31</b>	<b>0,75 – 5,5</b>	<b>84,65</b>	<b>&gt;3</b>	<b>0,08</b>	<b>0,54/1,54</b>	<b>6,66</b>	<b>10,28</b>	<b>25</b>	<b>1,71</b>	<b>11,39</b>	<b>10,28</b>		
<b>Приемники группы Б:</b>															
3	Насосы	12	7,5 – 250	1303,5	–	0,65	0,8/0,75	847,3	635,5						
4	Вентиляторы	6	1,1 – 5,5	14,3	–	0,65	0,8/0,75	9,3	6,98						
	<b>Итого по группе Б:</b>	<b>18</b>	<b>7,5 – 250</b>	<b>1317,8</b>	<b>–</b>	<b>0,65</b>	<b>0,8/0,75</b>	<b>856,6</b>	<b>642,48</b>	<b>–</b>	<b>1</b>	<b>856,6</b>	<b>642,48</b>		
	<b>Итого силовая нагрузка по цеху:</b>	<b>49</b>	<b>0,75 – 250</b>	<b>1402,45</b>	<b>–</b>	<b>0,62</b>	<b><u>0,798</u> 0,756</b>	<b>863,26</b>	<b>652,76</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>867,99</b>	<b>652,76</b>		
	Электрическое освещение	–	–	12,0	–	$K_{co}=0,85$	–	–	–	–	–	10,2	–		
	<b>Итого силовая и осветительная нагрузка цеха</b>	<b>49</b>	<b>0,75 – 250</b>	<b>1414,45</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b><u>0,798</u> 0,756</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>878,19</b>	<b>652,76</b>	<b>1094,2</b>	<b><u>1672</u> 3737</b>



Суммарные расчетные активная и реактивная мощности, отнесенные к шинам 6 кВ ГПП, определяются из выражений:

$$P_{p\Sigma} = \left( \sum P_p^H + \sum P_p^6 \right) \cdot K_{p.m} + P_{p.o} + \Delta P_{тр} + \Delta P_{л} \quad (2.18)$$

$$\Delta P_{p\Sigma} = (6079,13 + 0) \cdot 0,85 + 350,35 + 157,16 + 235,74 = 5910,51 \text{ кВт}$$

$$Q_{p\Sigma} = \left( \sum Q_p^H + \sum Q_p^6 \right) \cdot K_{p.m} + \Delta Q_{тр} \quad (2.19)$$

$$\Delta Q_{p\Sigma} = (4517,62 + 0) \cdot 0,85 + 785,79 = 4625,77 \text{ кВар}$$

где  $K_{p.m}$  – коэффициент одновременности максимумов нагрузки отдельных групп электроприемников, учитывающий неравномерность нагрузки по сменам, работу в праздничные и предпраздничные дни, а также сезонные колебания нагрузки. Принимаем  $K_{p.m}=0,85$  для  $K_u \geq 0,5$  [8, табл. 1.13, стр. 29].

Потери мощности в трансформаторах ГПП определяются как:

$$\Delta P_{трГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma}; \quad (2.20)$$

$$\Delta Q_{трГПП} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma}, \quad (2.21)$$

где

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{\left( \sum P_{p\Sigma} \right)^2 + \left( \sum Q_{p\Sigma} \right)^2}. \quad (2.22)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{5910,51^2 + 4625,77^2} = 7505,46 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{трГПП} = 0,02 \cdot 7505,46 = 150,11 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{трГПП} = 0,1 \cdot 7505,46 = 750,55 \text{ кВар}$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП определяется:

$$S_{pГПП} = \sqrt{\left( P_{p\Sigma} + \Delta P_{трГПП} \right)^2 + \left( Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{трГПП} - Q_{ку} \right)^2}, \quad (2.23)$$

где  $Q_{ку}$  - мощность компенсирующих устройств;

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} - Q_c, \quad (2.24)$$

где  $Q_c$  - наибольшее значение реактивной мощности, передаваемой из

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
										24



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Таблица 2.2. Определение расчетных нагрузок 0,38 кВ по цехам завода по установленной мощности и коэффициенту спроса

№ по ген. плану	Наименование потребителей	Силовая нагрузка				
		$P_n, кВт$	$K_c$	$\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$	$P_p, кВт$	$Q_p, кВ\cdot А\cdot р$
1	СЭБ	150	0,8	0,85/0,62	120	74,4
2	Установка НТС	510	0,87	0,8/0,75	443,7	332,78
3	Установка СК	754,56	0,87	0,8/0,75	656,47	492,35
4	Технологическая насосная РПСК	1402,45	-	-	867,99	652,76
5	Технологическая насосная РПМ	642,12	0,87	0,8/0,75	558,64	418,98
6	ПХЗГ	138,6	0,87	0,8/0,75	120,58	90,44
7	АНПТ	709,2	0,87	0,8/0,75	617	462,75
8	Компрессорная сжатого воздуха	900	0,87	0,8/0,75	783	587,25
9	Водозабор	220	0,7	0,8/0,75	154	115,5
10	Котельная	730	0,7	0,8/0,75	511	383,25
11	Пожарное депо	300	0,8	0,8/0,75	240	180
12	ВЖК 120	355	0,55	0,85/0,62	195,25	121,06
13	РММ и гараж	340	0,6	0,8/0,75	204	153
14	Куст № 1	280	0,7	0,8/0,75	196	147
15	Куст № 2	210	0,7	0,8/0,75	147	110,25
16	Куст № 3	170	0,7	0,8/0,75	119	89,25
17	Куст № 4	180	0,7	0,8/0,75	126	94,5
18	СКЗ	39	0,5	0,85/0,62	19,5	12,1
	<b>Итого:</b>	<b>8030,93</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6079,13</b>	<b>4517,62</b>

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Таблица 2.3. Определение расчетных осветительных нагрузок по цехам завода

№ по ген. плану	Наименование потребителя	Осветительная нагрузка					Силовая и осветительная нагрузки		
		$F, м^2$	$P_{уд.о.}, Вт/м^2$	$P_{н.о.}, кВт$	$K_{с.о.}$	$P_{ро.}, кВт$	$P_p + P_{ро.}, кВт$	$Q_p, кВт·Ар$	$S_p, кВт·А$
1	СЭБ	1260	20	25,2	0,85	21,42	141,42	74,4	159,8
2	Установка НТС	1600	17	27,2	0,95	25,84	469,54	332,78	575,51
3	Установка СК	1200	17	20,4	0,95	19,38	675,85	492,35	836,17
4	Технологическая насосная РПСК	706	17	12	0,85	10,2	878,19	652,76	1094,22
5	Технологическая насосная РПМ	351	17	5,97	0,85	5,07	563,71	418,98	702,36
6	ПХЗГ	176	17	3	0,85	2,55	123,13	90,44	152,78
7	АНПТ	350	17	5,95	0,85	5,06	622,06	462,75	775,3
8	Компрессорная сжатого воздуха	430	17	7,31	0,85	6,21	789,21	587,25	983,73
9	Водозабор	411	17	7	0,85	5,95	159,95	115,5	197,29
10	Котельная	600	17	10,2	0,85	8,67	519,67	383,25	645,71
11	Пожарное депо	1500	20	30	0,85	25,5	265,5	180	320,77
12	ВЖК 120	6700	20	134	0,85	113,9	309,15	121,06	332
13	РММ и гараж	1875	15	28,13	0,85	23,9	227,9	153	274,5
14	Куст № 1	550	10	5,5	0,8	4,4	200,4	147	248,53
15	Куст № 2	420	10	4,2	0,8	3,36	150,36	110,25	186,45
16	Куст № 3	370	10	3,7	0,8	2,96	121,96	89,25	151,13
17	Куст № 4	380	10	3,8	0,8	3,04	129,04	94,5	159,94
18	СКЗ	15	17	0,26	0,8	0,21	19,71	12,1	23,13
	Территория завода	285140	0,22	62,73	1,0	62,73	62,73	–	62,73
	<b>Итого:</b>	<b>304034</b>	–	<b>396,55</b>	–	<b>350,35</b>	<b>6429,48</b>	<b>4517,6</b>	<b>7857,94</b>

### 3. КАРТОГРАММА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определенном масштабе соответствуют расчетным нагрузкам цехов.

Радиусы окружностей для каждого цеха определяются из выражения:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (3.1)$$

где  $S_{pi}$  – расчетная полная мощность  $i$ -го цеха с учетом освещения,  $кВА$ ;  
 $m$  – масштаб для определения площади круга,  $кВ \cdot А / мм^2$  (постоянный для всех цехов предприятия).

Принимаем  $m=0,1 кВ \cdot А / мм^2$ .

Силовые нагрузки до и выше  $1000 В$  изображаются отдельными кругами или секторами в круге. Считаем, что нагрузка по цеху распределена равномерно, поэтому центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до  $1000 В$ . Угол сектора ( $a$ ) определяется из соотношения полных расчетных ( $S_{pi}$ ) и осветительных нагрузок ( $P_{p.o}$ ) цехов:

$$a = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o}}{S_{pi}} \quad (3.2)$$

Для построения картограммы нагрузок используется таблица 3.1.

На генплан завода произвольно наносятся оси координат и определяются значения  $x_i$  и  $y_i$  для каждого цеха. Координаты центра электрических нагрузок завода  $x_0$  и  $y_0$  определяются по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum S_{pi} \cdot x_i}{\sum S_{pi}}, \quad y_0 = \frac{\sum S_{pi} \cdot y_i}{\sum S_{pi}} \quad (3.3)$$

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

Центр электрических нагрузок в данном случае находится на территории производственных корпусов, в местах большого скопления различных технологических коммуникаций. Поэтому, так как расположить головную понизительную подстанцию в центре нагрузок не удаётся, сместим её в сторону питания от ПС 110/35/6 кВ «Мыльджинская».

Подпись и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.		Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Таблица 3.1 Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

№ цеха по ген. Плану	Наименование цеха	$S_{p.i}$ , кВ·А	$P_{p.o}$ , кВт	$r$ , мм	$\alpha$ , град	$x_i$ , м	$y_i$ , м	$S_{pi} \cdot x_i$ , кВ·А·м	$S_{pi} \cdot y_i$ , кВ·А·м
1	СЭБ	159,8	21,42	22,55	48,26	555	236	88689	37713
2	Установка НТС	575,51	25,84	42,8	16,16	717	181	412641	104167
3	Установка СК	836,17	19,38	51,6	8,34	655	181	547691	151347
4	Технологическая насосная РПСК	1094,22	10,2	59	3,36	726	104	794404	113799
5	Технологическая насосная РПМ	702,36	5,07	47,28	2,6	646	104	453725	73045
6	ПХЗГ	152,78	2,55	22,05	6	773	176	118099	26889
7	АНПТ	775,3	5,06	49,68	2,35	563	63	436494	48844
8	Компрессорная сжатого воздуха	983,73	6,21	55,96	2,3	564	189	554824	185925
9	Водозабор	197,29	5,95	25,06	10,86	151	252	29791	49717
10	Котельная	645,71	8,67	45,34	4,83	262	57	169176	36805
11	Пожарное депо	320,77	25,5	31,95	28,62	375	76	120289	24378
12	ВЖК 120	332	113,9	32,5	123,5	60	122	19920	40504
13	РММ и гараж	274,5	23,9	29,56	31,34	347	193	95252	52978
14	Куст № 1	248,53	4,4	28,13	6,37	467	1020	128192	253500
15	Куст № 2	186,45	3,36	24,36	6,49	726	785	135363	146363
16	Куст № 3	151,13	2,96	21,93	7,05	856	1092	129367	165034
17	Куст № 4	159,94	3,04	22,56	6,84	921	10	147305	1599
<b>ИТОГО:</b>		7796,19						4381222	1512607

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист
№ док-м.	
Подпись	
Дата	

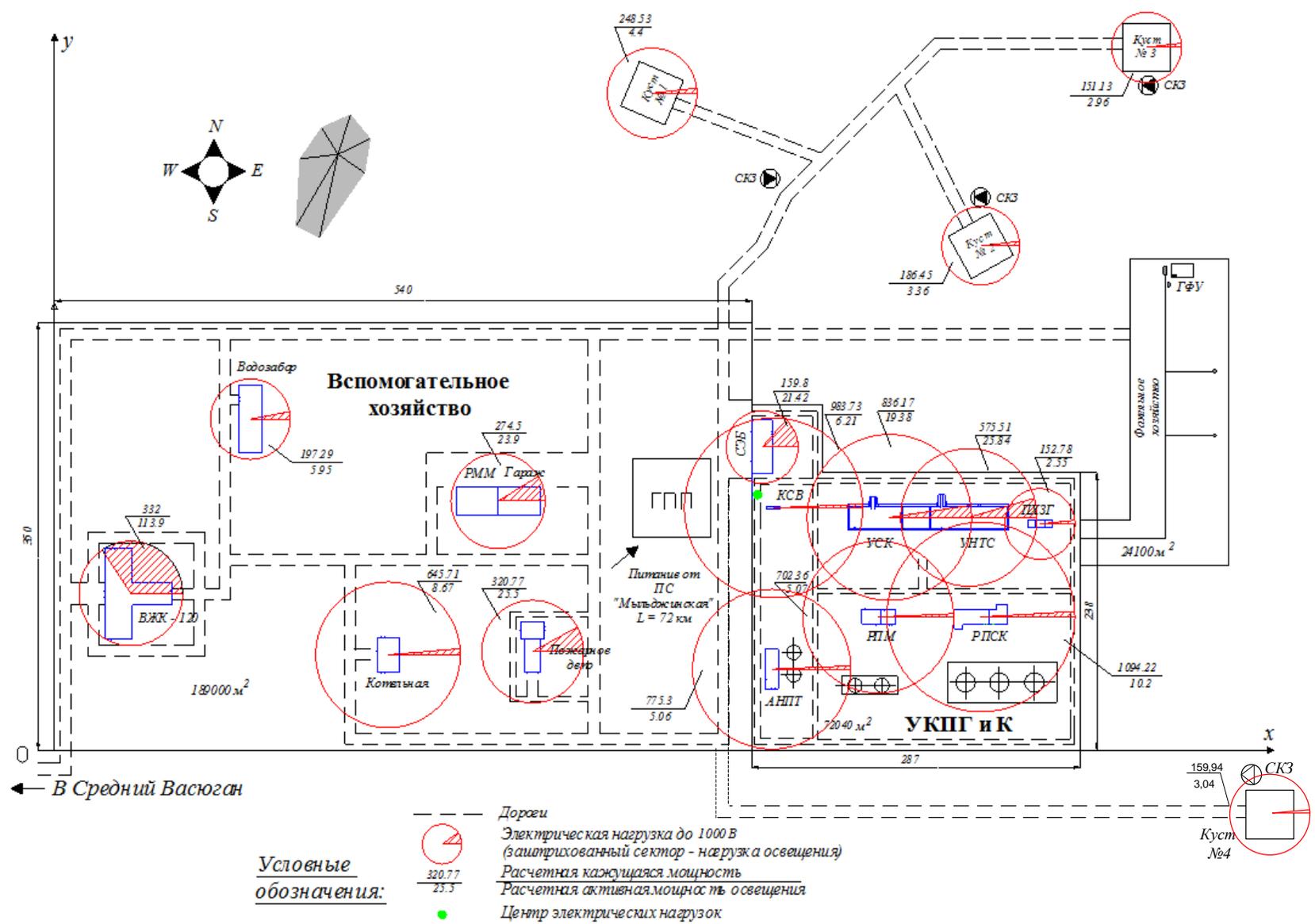


Рисунок 3.1. Генплан предприятия с картограммой нагрузок.





$$1,3 \cdot 175 = 227,5 \text{ A} \geq 106,2 \text{ A}.$$

2. по механической прочности:

$$F_{лэп} = 35 \text{ мм}^2 > F_{мин.мех} = 25 \text{ мм}^2.$$

3. по допустимой потере напряжения воздушные линии проверяются на основании выражения:

$$l_{доп} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{доп\%} \cdot \frac{I_{доп}}{I_{расч}} \geq l, \quad (4.6)$$

где  $l_{\Delta U 1\%} = 1.34 \text{ км}$  - длина линии при полной нагрузке на 1 % потери напряжения для воздушных двухцепных линий на металлических опорах с сечением проводов  $35 \text{ мм}^2$  и напряжением  $35 \text{ кВ}$  [8, табл. 5.2, стр. 117];

$U_{доп\%} = 5 \%$  - допустимое отклонение напряжения от номинального для силовых сетей;

$I_{доп}, I_{расч}$  - допустимый и расчётный ток линии,

$l_{доп}$  - допустимая длина линии, км;

$l = 72 \text{ км}$  - фактическая длина линии.

$$l_{доп} = 1,34 \cdot 5 \cdot \frac{175}{52} = 22,55 \text{ км} < 72 \text{ км}.$$

Выбранное нами по нагреву расчётным током сечение линии, питающей ГПП не проходит проверку по допустимые потери напряжения. Дальнейшую проверку проводов воздушной линии по допустимой потере напряжения сведём в таблицу 4.1.

Окончательно в качестве питающей линии ГПП выбираем провод марки АС – 120/19 сечением  $F_{лэп} = 120 \text{ мм}^2$  с  $I_{доп} = 390 \text{ A}$  [8, табл. 3.1, стр.62].

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	Лист

Таблица 4.1. Проверка проводов воздушной ЛЭП, питающей ГПП на условие допустимой потери напряжения.

Марка провода	Сечение мм <sup>2</sup>	Допустимая токовая нагрузка I <sub>доп</sub> , А	Длина линии при полной нагрузке на 1 % потери напряжения, км	Допустимая потеря напряжения, %	Коэффициент загрузки линии	Допустимая длина линии, I <sub>доп</sub> , км
АС-35/6,2	35	175	1,34	5	3,365	22,55
АС-50/8	50	210	1,48	5	4,038	29,88
АС-70/11	70	265	1,65	5	5,096	42,04
АС-95/16	95	330	1,84	5	6,346	58,38
АС-120/19	120	390	2,05	5	7,5	76,88

4. Проверке по «короне» подлежат воздушные линии 110 кВ и выше, проходящие выше 1500 м над уровнем моря. Так как мы имеем дело с воздушной линией 35 кВ, то проверку по условию коронирования проводов делать нет необходимости.

2 вариант – U<sub>ном</sub> = 110 кВ:

Расчётный ток в нормальном режиме:

$$I_p = \frac{S_{p, ГПП}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6437,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 16,9 \text{ А.}$$

Расчётный ток в аварийном режиме:

$$I_{p, макс} = \frac{S_{p, ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6437,1}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33,8 \text{ А.}$$

При выборе проводов ЛЭП напряжением 110 кВ и выше учитывается возможность возникновения дополнительных потерь в линиях, вызванных появлением «короны». Это явление обусловлено ионизацией воздуха около проводов, если напряжённость (градиент) электрического поля у поверхности провода превышает электрическую прочность воздуха. По мере повышения напряжения линии местная корона, вызванная неровностями поверхности провода, загрязнениями и заусенцами, переходит в общую корону по всей длине провода.

Согласно ПУЭ, максимальное значение напряжённости электрического поля должно составлять не более 28 кВ/см. Поэтому наименьшие диаметры

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

проводов марки АС, обеспечивающие допустимые потери на коронирование, должны составлять для напряжения  $110 \text{ кВ}$  при одном проводе в фазе  $11,3 \text{ мм}$ .

В качестве питающей линии ГПП выбираем провод марки АС – 70/11 сечением  $F_{лэп}=70 \text{ мм}^2$ , наружным диаметром провода  $11,7 \text{ мм}$  с  $I_{дон}=265 \text{ А}$  [8, табл. 3.1, стр.62].

Для выбранного провода производим необходимые проверки:

1. по нагреву:

$$1,3 \cdot I_{дон} \geq I_{р.макс} ;$$

$$1,3 \cdot 265 = 344,5 \text{ А} \geq 33,8 \text{ А}.$$

2. по механической прочности:

$$F_{лэп} = 70 \text{ мм}^2 > F_{мин.мех} = 25 \text{ мм}^2.$$

3. по допустимой потере напряжения:

$$l_{дон} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{дон\%} \cdot \frac{I_{дон}}{I_{расч}} \geq l,$$

$$l_{дон} = 5,1 \cdot 5 \cdot \frac{265}{52} = 130 \text{ км} > 72 \text{ км}.$$

4. Проверку по условию коронирования проводов ведём по условию:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (4.7)$$

где  $E$  – напряжённость электрического поля около поверхности нерасщеплённого провода,  $\text{кВ/см}$ :

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{ном}}{r_0 \cdot \lg(D_{cp}/r_0)}. \quad (4.8)$$

Здесь  $r_0=0,57 \text{ см}$  – радиус одиночного провода марки АС-70/11;

$D_{cp}=6,4 \text{ м}$  – среднее геометрическое расстояние между фазами для двухцепной стальной опоры при напряжении  $110 \text{ кВ}$  (подвеска проводов типа «бочка»).

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,57 \cdot \lg(640/0,57)} = 22,39 \text{ кВ/см};$$

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист
											36



$E_n=0,152$  – для воздушных ЛЭП;

$E_n=0,193$  – для силового оборудования [9, стр. 109]

**Эксплуатационные расходы:**

Стоимость потерь энергии в линиях:

$$C_{\text{потЛЭП}} = n \cdot l \cdot \Delta P_{\text{уд}} \cdot k_{\text{загр}}^2 \cdot \tau_{\text{макс}} \cdot \Delta C_{\text{Э}}, \quad (4.12)$$

где  $n$  – число цепей воздушной ЛЭП;

$l$  – длина линии, км;

$\Delta P_{\text{уд}}$  – удельные потери мощности при номинальной нагрузке ЛЭП на одну цепь, кВт/км;

$$k_{\text{загр}} = \frac{I_p}{I_{\text{дон}}} \text{ – коэффициент загрузки воздушной ЛЭП;}$$

$\tau_{\text{макс}}$  – время максимальных потерь. Величина  $\tau_{\text{макс}}$  определяется по эмпирической зависимости от времени использования наибольшей нагрузки  $T_{\text{макс}}$ :

$$\tau_{\text{макс}} = (0,124 + 0,0001 \cdot T_{\text{макс}})^2 \cdot 8760. \quad (4.13)$$

Здесь  $T_{\text{макс}} = 19 \cdot 365 = 6935$  ч – время использования наибольшей нагрузки, определённое из характерного годового графика нагрузок предприятий газодобывающей промышленности; [7, стр. 381]

$\Delta C_{\text{Э}} = 0.04$  руб./кВт·ч – удельная стоимость потерь  $l$  кВт·ч электроэнергии.

Тогда суммарные приведенные затраты для воздушных ЛЭП:

$$Z_{\text{ЛЭП}} = E_n \cdot (K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{отд}}) + C_{\text{потЛЭП}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}}. \quad (4.14)$$

**1 вариант – Уном = 35 кВ.**

Принимаем двухцепную ВЛЭП на стальных опорах.

Тогда:

- капитальные затраты на сооружение воздушной ЛЭП:

$$K_{\text{ЛЭП}} = 81,12 \cdot 72 = 5840,6 \text{ тыс. руб.}$$

Здесь  $A = 81,12$  тыс. руб/км – стоимость  $l$  км воздушной линии 35 кВ с проводами марки АС-120/19 для II района по гололёду. [19]

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата					Лист			
									38			
					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

$$K_{отд} = 2 \cdot 13.95 = 27.9 \text{ тыс. руб.}$$

Здесь  $V=13,95 \text{ тыс. руб}$  – стоимость блока с отделителями и короткозамыкателями на ОРУ 35 кВ [19]

- стоимость потерь энергии в линиях:

$$C_{пот.ЛЭП} = 2 \cdot 72 \cdot 140 \cdot 0.133^2 \cdot 5854.4 \cdot 0.04 = 83.51 \text{ тыс. руб.},$$

где время максимальных потерь –

$$\tau_{max} = (0.124 + 0.0001 \cdot 6935)^2 \cdot 8760 = 5854.4 \text{ ч};$$

удельные потери мощности на одну цепь для воздушных двухцепных линий на металлических опорах напряжением 35 кВ при сечении проводов 120 мм<sup>2</sup> –

$$\Delta P_{уд} = 140 \text{ кВт/км} \quad [8, \text{ табл. 5.2, стр. 117};]$$

коэффициент загрузки –

$$k_{загр} = \frac{52}{390} = 0.133.$$

- стоимость ежегодных амортизационных отчислений:

$$C_{ам} = E_a^{ЛЭП} K_{ЛЭП} + E_a^{отд} K_{отд} = 0,024 \cdot 5840,6 + 0,058 \cdot 27,9 = 141.8 \text{ тыс. руб.},$$

где нормы ежегодных отчислений на амортизацию –

- стоимость издержек на ремонт и обслуживание оборудования:

$$C_{обсл} = E_{обсл}^{ЛЭП} K_{ЛЭП} + E_{обсл}^{отд} K_{отд} = 0.004 \cdot 5840.6 + 0.03 \cdot 27.9 = 24.2 \text{ тыс. руб.},$$

где нормы ежегодных отчислений на обслуживание –

Итак, суммарные приведённые затраты на сооружение и эксплуатацию воздушной ЛЭП 35 кВ:

$$Z_{ЛЭП} = 0.152 \cdot 5840.6 + 0.193 \cdot 27.9 + 83.51 + 141.8 + 24.2 = 1142.6 \text{ тыс. руб.}$$

**2 вариант – Уном = 110 кВ.**

Принимаем двухцепную ВЛЭП на стальных опорах.

Тогда:

- капитальные затраты на сооружение воздушной ЛЭП:

$$K_{ЛЭП} = 105.5 \cdot 72 = 7593 \text{ тыс. руб.}$$

Подпись и дата		Подпись и дата		Подпись и дата		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата										Лист
																				39

Здесь  $A=105.5$  тыс. руб/км – стоимость 1 км воздушной линии 110 кВ с проводами марки АС-70/11 для II района по гололёду. [19]

$$K_{отд}=2 \cdot 16.6=33.2 \text{ тыс. руб.}$$

Здесь  $B=16.6$  тыс. руб – стоимость блока с отделителями и короткозамыкателями на ОРУ 110 кВ [19]

- стоимость потерь энергии в линиях:

$$C_{номЛЭП} = 2 \cdot 72 \cdot 125 \cdot 0.062^2 \cdot 5854.4 \cdot 0.04 = 16.44 \text{ тыс. руб.},$$

удельные потери мощности на одну цепь для воздушных двухцепных линий на металлических опорах напряжением 110 кВ при сечении проводов 70 мм<sup>2</sup> –

$$\Delta P_{уд}=125 \text{ кВт/км} \quad [8, \text{табл. 5.2, стр. 117}];$$

коэффициент загрузки –

$$k_{загр} = \frac{16.55}{265} = 0.062.$$

- стоимость ежегодных амортизационных отчислений:

$$C_{ам} = 0.024 \cdot 7593 + 0.058 \cdot 33.2 = 184.2 \text{ тыс. руб.},$$

где нормы ежегодных отчислений на амортизацию –

- стоимость издержек на ремонт и обслуживание оборудования:

$$C_{обсл} = 0.004 \cdot 7593 + 0.03 \cdot 33.2 = 31.4 \text{ тыс. руб.},$$

где нормы ежегодных отчислений на обслуживание –

Итак, суммарные приведённые затраты на сооружение и эксплуатацию воздушной ЛЭП 110 кВ:

$$Z_{ЛЭП}=0.152 \cdot 7593 + 0.193 \cdot 33.2 + 16.44 + 184.2 + 31.4 = 1392.6 \text{ тыс. руб.}$$

### Трансформаторы

Для определения технико-экономических показателей при выборе питающего напряжения аппарата и оборудование намечаются ориентировочно исходя из подсчитанной электрической нагрузки предприятия ( $S_{рГПП}=6437,1 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ ).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата					Лист
									40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Для напряжения 35 кВ предварительно выбираем трансформаторы ТМН-6300/35.

Для напряжения 110 кВ предварительно выбираем трансформаторы ТМН-6300/110. Параметры, выбранных трансформаторов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Параметры трансформаторов [8, табл. 7.3, стр. 159-160]

Тип	$S_{ном}$ кВ·А	$U_{ном}$ , кВ		Потери, кВт		$U_{к.з}$ %	$I_{х.х}$ %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМН-6300/35	6300	35	6,3 10,5	7,6	46,5	7,5	0,8
ТМН-6300/110	6300	115	6,6 11	10	44	10,5	1

Стоимость потерь электроэнергии группы одинаковых параллельно включенных трансформаторов:

$$C_{номTr} = \Delta W \cdot \Delta C_{\mathcal{E}} = \left( n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{\mathcal{E}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot k_{загр}^2 \cdot \tau_{макс} \right) \cdot \Delta C_{\mathcal{E}}, \quad (4.15)$$

где  $n=2$  – число трансформаторов в группе;

$\Delta P_{xx}$  и  $\Delta P_{кз}$  – номинальные (табличные) потери холостого хода и короткого замыкания, кВт;

$T_{\mathcal{E}}=8760$  часов – время работы трансформаторов в год;

**1 вариант – ТМН-6300/35.**

- стоимость трансформаторов:

$$K_{Tr} = n \cdot K'_{Tr} = 2 \cdot 3478.5 = 6957 \text{ тыс. руб.}$$

Здесь  $K'_{тр} = 3478.5$  тыс. руб – стоимость одного трансформатора ТМН-6300/35 с РПН [19]

- стоимость потерь энергии в трансформаторах:

$$C_{номTr} = \left( 2 \cdot 7.6 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 46.5 \cdot 0.5^2 \cdot 5854.4 \right) \cdot 0.04 = 6.69 \text{ тыс.руб,}$$

где коэффициент загрузки –

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					41

$$k_{\text{загр}} = \frac{6437,1}{2 \cdot 6300} = 0.5.$$

- стоимость ежегодных амортизационных отчислений:

$$C_{\text{ам}} = E_a^{\text{Тр}} \cdot K_{\text{Тр}} = 0.058 \cdot 6957 = 403.5 \text{ тыс. руб.},$$

- стоимость издержек на ремонт и обслуживание трансформаторов:

$$C_{\text{обсл}} = E_{\text{обсл}}^{\text{Тр}} \cdot K_{\text{Тр}} = 0.03 \cdot 6957 = 208.71 \text{ тыс. руб.},$$

Итак, суммарные приведённые затраты для трансформаторов ТМН-6300/35:

$$Z_{\text{Тр}} = 0.193 \cdot 6957 + 6.69 + 403.5 + 208.71 = 1961.6 \text{ тыс. руб.}$$

### **2 вариант – ТМН-6300/110.**

- стоимость трансформаторов:

$$K_{\text{Тр}} = n \cdot K'_{\text{Тр}} = 2 \cdot 7304.9 = 14609.8 \text{ тыс. руб.}$$

Здесь  $K'_{\text{тр}} = 7304.9 \text{ тыс. руб}$  – стоимость одного трансформатора ТМН-6300/110 с РПН [19]

- стоимость потерь энергии в трансформаторах:

$$C_{\text{потТр}} = \left( 2 \cdot 10 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 44 \cdot 0.5^2 \cdot 5854.4 \right) \cdot 0.04 = 8.3 \text{ тыс.руб.},$$

- стоимость ежегодных амортизационных отчислений:

$$C_{\text{ам}} = 0.058 \cdot 14609.8 = 847.4 \text{ тыс. руб.},$$

- стоимость издержек на ремонт и обслуживание трансформаторов:

$$C_{\text{обсл}} = 0.03 \cdot 14609.8 = 438.3 \text{ тыс. руб.},$$

Итак, суммарные приведённые затраты для трансформаторов ТМН-6300/110:

$$Z_{\text{Тр}} = 0.193 \cdot 14609.8 + 8.3 + 847.4 + 438.3 = 4113.7 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчета технико-экономических показателей сведём в таблицу 4. 3.

Инв. № подл.	Подпись и дата						
	Инв. № дубл.						
Инв. № инв.	Подпись и дата						
	Взам. инв. №						
Инв. № подл.	Подпись и дата						
	Инв. № дубл.						
	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист
							42

Таблица 4.3. Итоговая таблица экономического сравнения вариантов по выбору напряжения питающей линии.

Варианты воздушных ЛЭП и трансформаторов	Капитальные вложения <i>K, тыс. руб.</i>	Стоимость потерь электроэнергии <i>C<sub>потр.</sub> тыс. руб.</i>	Амортизационные отчисления <i>C<sub>ам.</sub> тыс. руб.</i>	Заграты на ремонт и обслуживание <i>C<sub>обсл.</sub> тыс. руб.</i>	Суммарные приведённые заграты <i>Z, тыс. руб.</i>
ЛЭП 35 кВ	5868,5	83,51	141,8	24,2	1142,6
Тр-р ТМН 6300/35	6957	6,69	403,5	208,71	1961,6
ЛЭП 35 кВ+ +Тр-р ТМН 6300/35	12825,5	90,2	545,3	232,91	<b>3104,2</b>
ЛЭП 110 кВ	7626,2	16,44	184,2	31,4	1392,6
Тр-р ТМН 6300/110	14609,8	8,3	847,4	438,3	4113,7
ЛЭП 110 кВ+ +Тр-р ТМН 6300/110	22236	24,74	1031,6	469,7	<b>5506,3</b>

Данные, приведённые в таблице 4.3, подтверждают принятые рекомендации по выбору напряжения питающих сетей – напряжение 35 кВ имеет экономическое преимущество при передаваемой мощности не более 10 МВ·А.

Окончательно останавливаемся на питании ГПП предприятия двухцепной воздушной ЛЭП на стальных опорах, выполненной проводом марки АС-120/19. На ГПП устанавливаем два трансформатора марки ТМН-6300/35.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № дубл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	Подпись и дата	Инв. № подл.						
	Изм.								Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
								Лист						
								43						

## 5. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

При установке на крупных промышленных предприятиях группы цеховых трансформаторов их номинальная мощность определяется плотностью нагрузки и выбирается, как правило, одинаковой для всей группы.

Удельная плотность нагрузки определяется по следующей формуле:

$$\sigma = \frac{S_p^H}{F_{цехов}}, \quad (5.1)$$

Тогда удельная плотность нагрузки для нашего предприятия:

$$\sigma = \frac{7050.14}{17159} = 0.41 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2.$$

Согласно справочной литературе [6, табл. 2.5, стр. 37] при плотности нагрузки  $\sigma > 0.2 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$  рекомендуемая номинальная мощность трансформаторов  $S_{номТр} = 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ .

Минимально возможное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_0 = \frac{\sum P_p^H}{\beta_{Тр} \cdot S_{номТр}}, \quad (5.2)$$

где  $\beta_{Тр}$  – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме (принимается 0,7);

Итак, минимально возможное число трансформаторов:

$$N_0 = \frac{5718.28}{0.7 \cdot 1600} = 5.11.$$

Полученная расчетная величина округляется до ближайшего большего целого значения  $N$ . Принимаем  $N = 6$ .

Так как на предприятии электроприёмники относятся к I и II категории по бесперебойности электроснабжения, следовательно, необходима установка трёх двухтрансформаторных подстанций.

Подпись и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					44

После выбора числа и мощности цеховых трансформаторов распределяют активные нагрузки цехов между ними равномерно. Активная нагрузка, приходящаяся на один цеховой трансформатор, может быть определена:

$$P_1 = \frac{\sum (P_p + P_{p.o})}{N} = \frac{\sum P_p^H}{N}. \quad (5.3)$$

$$P_1 = \frac{5718.28}{6} = 953.05 \text{ кВт.}$$

Число трансформаторов  $N_i$ , которое следует установить в том или ином цехе, определяется делением нагрузки цеха  $P_p + P_{p.o}$  на  $P_1$ :

$$N_i = \frac{P_{p(i)} + P_{o.p(i)}}{P_1}. \quad (5.4)$$

Для цеха № 1. (Служебно-эксплуатационный блок):

$$N_{1(СЭБ)} = \frac{120 + 21.42}{953.05} = 0.148.$$

Если получается число дробное, то объединяют нагрузки близлежащих цехов.

Дальнейший расчёт количества трансформаторов, устанавливаемых в каждом цехе, сведём в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 Число трансформаторов в цехе.

№ цеха	$P_p$ , кВт	$P_{o.p}$ , кВт	$\sum P_p^H$ , кВт	$P_1$ , кВт	$N_i$	$\sum N_i$
1	120	21,42	141,42	953,05	0,148	6,027
2	443,7	25,84	469,54		0,493	
3	656,47	19,38	675,85		0,709	
4	867,99	10,2	878,19		0,921	
5	558,64	5,07	563,71		0,591	
6	120,58	2,55	123,13		0,129	
7	617	5,06	622,06		0,653	
8	783	6,21	789,21		0,828	
9	154	5,95	159,95		0,168	
10	511	8,67	519,67		0,545	
11	240	25,5	265,5		0,279	
12	195,25	113,9	309,15		0,324	
13	204	23,9	227,9		0,239	

Подпись и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					45

Таблица 5.2 – Распределение электрических нагрузок по пунктам питания.

№ п/п	Наименование пункта питания	Потребители электроэнергии	$\Sigma N_i$	Примечания
1	ТП-1	Цеха № 1, 5, 7, 8	2,22	Двухтрансформаторная подстанция $S = 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}$
2	ТП-2	Цеха № 2, 3, 4, 6	2,252	Двухтрансформаторная подстанция $S = 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}$
3	ТП-3	Цеха № 9, 10, 11, 12, 13	1,555	Двухтрансформаторная подстанция $S = 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}$

Согласно таблице 5.2. на цеховых ТП, расположенных на территории УКПГ и К, необходима установка трансформаторов в количестве более двух. Проверим загрузку трансформаторов, установленных на данных ТП:

$$\beta_{Tr} = \frac{P_p(УНТС) + P_p(УСК) + P_p(РПСК) + P_p(ПХЗГ)}{n \cdot S_{ном.Тр}} =$$

$$= \frac{469.54 + 675.85 + 878.19 + 123.13}{2 \cdot 1600} = \frac{2146.71}{3200} = 0.67,$$

что отвечает требованиям ПУЭ о 70 % загрузке трансформаторов в нормальном режиме.

Трансформаторы цеховых ТП запитываем по радиальной схеме. Преимущества радиальных схем – простота выполнения и надёжность эксплуатации, возможность применения простой и надёжной защиты и автоматизации. Недостатком такой схемы является то, что при аварийном отключении питающей радиальной линии на цеховом РП нарушается электроснабжение электроприёмников, подключённых к этой линии. Для устранения этого недостатка трансформаторы двухтрансформаторной подстанции должны быть запитаны от разных секций РУ 6 кВ ГПП с применением АВР. При нарушении питания одной из секций шин цехового РП автоматически включается нормально разомкнутый секционный выключатель и питание обеих секций осуществляется по одной линии.

Все цеховые ТП расположены в отдельных помещениях.

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					46

Так как электроприёмники, питающиеся от кустовых ТП, по степени надёжности электроснабжения относятся к III категории, питание которых может выполняться от одного источника при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток, на кустах устанавливаем однострансформаторные ТП, запитанные по магистральной схеме от одной ячейки ЗРУ 6 кВ ГПП.

Произведём выбор трансформаторов, расположенных на кустах.

Куст № 1.

$$S_{номТР} \geq S_{р(куст № 1)} = 248.53 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Выбираем трансформатор ТМ-250/10 с  $U_{номВН} = 6 \text{ кВ}$ .

Куст № 2.

$$S_{номТР} \geq S_{р(куст № 2)} = 186.45 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Выбираем трансформатор ТМ-250/10 с  $U_{номВН} = 6 \text{ кВ}$ .

Куст № 3.

$$S_{номТР} \geq S_{р(куст № 3)} = 151.13 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Выбираем трансформатор ТМ-160/10 с  $U_{номВН} = 6 \text{ кВ}$ .

Куст № 4.

$$S_{номТР} \geq S_{р(куст № 4)} = 159.94 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Выбираем трансформатор ТМ-160/10 с  $U_{номВН} = 6 \text{ кВ}$ .

Для питания станций катодной защиты выбираем трансформаторы ТМ-25/10 с  $U_{номВН} = 6 \text{ кВ}$ . [8, табл. 7.3, стр. 157].

По причине большой площади, на которой располагаются цеха вспомогательного хозяйства, распределительная сеть имеет значительную протяжённость. Поэтому целесообразно произвести проверку распределительной сети от ГПП до наиболее мощного и удалённого от цеховой ТП электроприёмника (насос, установленный на водозаборе с  $P_{ном} = 37 \text{ кВт}$ ) на потерю напряжения.

Инв. № подл.	Подпись и дата						Лист	
								47
		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата						
Подпись и дата								

Выбираем сечение воздушной линии  $6 \text{ кВ}$ , питающую ТП – 3.

Сечение воздушных линий выбирается по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение определяется из выражения:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (5.5)$$

где  $I_p$  – расчётный ток установки,  $A$ ;

$j_{\text{ЭК}}$  – нормированное значение экономической плотности тока,  $A/\text{мм}^2$ .

Полученное значение округляется до ближайшего стандартного значения.

Определяем номинальный ток цеховой ТП-3 в нормальном режиме:

$$I_{\text{НОМ}}(\text{ТП-3}) = \frac{S_{\text{НОМ Тр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2 \cdot 1600}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 154 \text{ A}.$$

Определяем ток трансформатора цеховой ТП-3 в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{н/ав}}(\text{ТП-3}) = \frac{S_{\text{НОМ Тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 308 \text{ A}.$$

Для неизолированных алюминиевых проводов при продолжительности использования максимума нагрузки в год  $5000 - 8700$  часов  $j_{\text{ЭК}} = 1 \text{ A}/\text{мм}^2$ .

Рассчитываем экономически целесообразное сечение:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{НОМ}}(\text{ТП-1})}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{154}{1} = 154 \text{ мм}^2.$$

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного и в соответствии с [8, табл. 3.1 стр. 62] принимаем в качестве ВЛЭП, питающей ТП-1 провода марки АС – 150/19 с  $I_{\text{доп}} = 450 \text{ A}$ .

Для данного провода сделаем необходимые проверки:

1. по нагреву:

$$1.3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н/ав}}(\text{ТП-1});$$

$$1.3 \cdot 450 = 585 \text{ A} \geq 308 \text{ A}.$$

2. по механической прочности:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					48

$$F_{лэн} = 150 \text{ мм}^2 > F_{мин.мех} = 25 \text{ мм}^2.$$

3. по допустимой потере напряжения:

$$l_{доп} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{доп\%} \cdot \frac{I_{доп}}{I_{расч}} \geq l,$$

$$l_{доп} = 0.56 \cdot 5 \cdot \frac{450}{154} = 8.2 \text{ км} > 0.261 \text{ км}.$$

Выбираем сечение кабельной линии, питающей РП водозабора.

Выбор сечения проводников производится по таблицам ПУЭ «Длительно допустимые нагрузки», при этом должно быть выполнено условие, когда

$$I_{расч} \leq I_{доп}, \quad (5.6)$$

где  $I_{доп}$  – длительно допустимый ток нагрузки на провода, кабели и шины для данного сечения по ПУЭ.

При прокладке нескольких кабелей в одной трубе, траншее, лотке, коробе и т. П. в расчётную формулу вводится коэффициент  $K_{прокл}$  поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{расч}}{K_{прокл}}. \quad (5.7)$$

$K_{прокл}=0.85$  – принимаем согласно ПУЭ для многожильных кабелей проложенных на лотках и эстакадах при их количестве в пучке от 5 до 6 штук [5, стр.39].

Расчётный ток распределительного пункта:

$$I_{РП} = \frac{S_{р(водозабор)}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{197.29}{\sqrt{3} \cdot 0.38} = 300 \text{ А}.$$

Выбираем четырёхжильный кабель марки АНРГ – 2 (3×95+1×35) сечением фазных жил  $95 \text{ мм}^2$ , для которых при прокладке в воздухе  $I_{доп}=2 \cdot 170=340 \text{ А}$  и сечением нулевой жилы  $35 \text{ мм}^2$  [4, стр. 86, табл. 4.3.19].

Проверяем выбранное сечение кабеля по условию:

Инв. № подл.					Лист
	Инв. № док.	Лист	№ докум.	Подпись	
Инв. № инв.					
Инв. № дубл.					
Подпись и дата					
Подпись и дата					

$$I_{доп} = 340 \text{ А} \geq \frac{I_{РП}}{K_{прокл}} = \frac{300}{0.85} = 353 \text{ А}.$$

Условие не выполняется, поэтому окончательно принимаем кабель марки АНРГ – 2 (3×120+1×35), для которых при прокладке в воздухе  $I_{доп}=2 \cdot 200=400 \text{ А}$ .

Номинальный ток электроприёмника:

$$I_{номЭП} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{37000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0.8 \cdot 0.78} = 90.1 \text{ А}.$$

Выбираем четырёхжильный кабель марки АВВГ – (3×50+1×25) сечением  $50 \text{ мм}^2$ , для которых при прокладке в воздухе  $I_{доп}=110 \text{ А}$ .

Произведём расчёт потери напряжения для линии от шин ГПП до зажимов насоса.

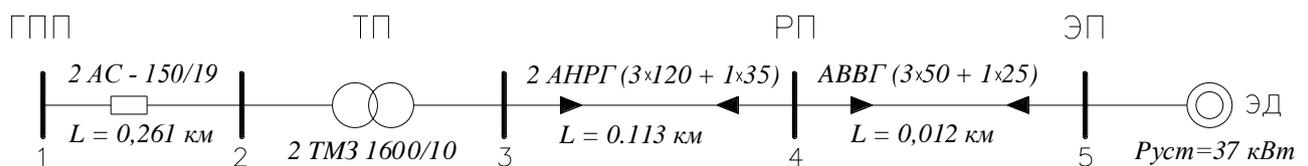


Рисунок 5.2 – Радиальная сеть для расчёта отклонения напряжения.

Участок 1-2 [8, табл. 3.1, стр. 62, табл. 6.2, стр. 125]:

$$r_0 = 0.195 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0.358 \text{ Ом/км}$$

$$R_{12} = \frac{r_0 \cdot l_{12}}{n} = \frac{0.195 \cdot 0.261}{2} = 0.025 \text{ Ом};$$

$$X_{12} = \frac{x_0 \cdot l_{12}}{n} = \frac{0.358 \cdot 0.261}{2} = 0.047 \text{ Ом}.$$

$$\Delta U_{12} \% = \frac{1}{10 \cdot U_H^2} \cdot (P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}) =$$

$$= \frac{1}{10 \cdot 6.3^2} \cdot (1482.17 \cdot 0.025 + 952.81 \cdot 0.047) = 0.206 \%$$

$$\Delta U_{12} = \frac{U_{ном} \cdot \Delta U_{12} \%}{100} = \frac{6300 \cdot 0.206}{100} = 13 \text{ В}.$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6300 - 13 = 6287 \text{ В}.$$

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	Лист

Участок 2-3:

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{НОМ}} \cdot 100 \% = \frac{16.5}{2 \cdot 1600} \cdot 100 \% = 0.516 \%$$

$$U_p \% = \sqrt{(U_k \%)^2 - (U_a \%)^2} = \sqrt{6.0^2 - 0.516^2} = 5.978 \%$$

$$\beta_T = \frac{S_{факт}}{S_{НОМ}} = \frac{\sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2}}{S_{НОМ}} = \frac{\sqrt{1482.17^2 + 952.81^2}}{2 \cdot 1600} = \frac{1762}{2 \cdot 1600} = 0.55 < 1.$$

$$\Delta P_T = 0.02 \cdot S_{факт} = 0.02 \cdot 1762 = 35.24 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 0.01 \cdot S_{факт} = 0.01 \cdot 1762 = 17.62 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}.$$

$$\begin{aligned} \cos \varphi_2 &= \frac{P_2}{S_2} = \frac{P - \Delta P_T}{\sqrt{(P - \Delta P_T)^2 + (Q - \Delta Q_T)^2}} = \\ &= \frac{1482.17 - 35.24}{\sqrt{(1482.17 - 35.24)^2 + (952.81 - 17.62)^2}} = \frac{1446.93}{1722.84} = 0.84 \end{aligned}$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{Q - \Delta Q_T}{S_2} = \frac{952.81 - 17.62}{1722.84} = \frac{935.19}{1722.84} = 0.54.$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{23} &= \beta_T \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi_2 + U_p \cdot \cos \varphi_2) = \\ &= 0.55 \cdot (0.516 \cdot 0.84 + 5.978 \cdot 0.54) + \frac{0.55^2}{200} \cdot (0.516 \cdot 0.54 + 5.978 \cdot 0.84) = \\ &= 2.014 + 0.008 = 2.022 \%. \end{aligned}$$

$$\Delta U_{23} = \frac{U_2 \cdot \Delta U_{23} \%}{100} = \frac{6287 \cdot 2.022}{100} = 127 \text{ В}.$$

$$U_3 = (U_2 - \Delta U_{23}) \cdot k_{мп} = (6287 - 127) \cdot \frac{0.4}{6.3} = 391 \text{ В}.$$

Участок 3-4 [8, табл. 6.3, стр. 126, табл. 6.14, стр. 135]:

$r_0 = 0.261 \text{ Ом/км}$  – удельное активное сопротивление кабелей с алюминиевыми жилами сечением  $120 \text{ мм}^2$ ,  $x_0 = 0.06 \text{ Ом/км}$  – удельное индуктивное сопротивление кабелей при напряжении  $0.4 \text{ кВ}$ .

$$R_{34} = \frac{r_0 \cdot l_{34}}{n} = \frac{0.261 \cdot 0.113}{2} = 0.0147 \text{ Ом};$$

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
										51



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

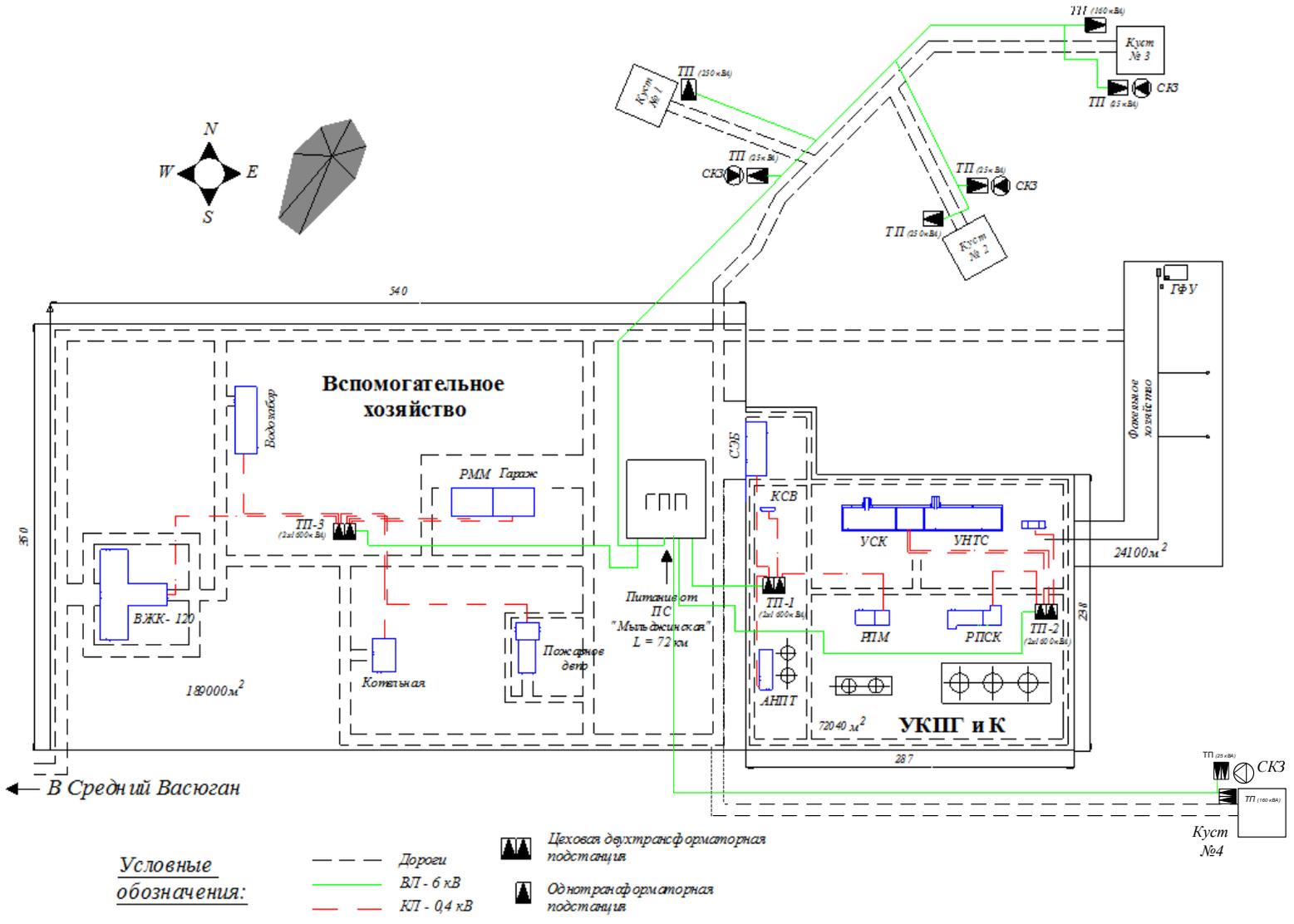


Рисунок 5.1 – Генплан предприятия с расположением цеховых ТП.

## 6. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Возникающие потери активной мощности и потери напряжения в сети за счёт передачи реактивной мощности увеличивают капитальные затраты в системе электроснабжения. Реактивная мощность излишне загружает все элементы сети, поскольку они выбираются по полной мощности и полному току. Загрузка элементов сети реактивной мощностью уменьшает пропускную способность линий и трансформаторов по активной мощности и току.

Полные затраты на производство и передачу всей необходимой предприятию реактивной мощности от шин электростанций в большинстве случаев значительно больше, чем затраты на производство реактивной мощности непосредственно в системе электроснабжения предприятия. Поэтому экономически целесообразно от генераторов электростанций передавать часть реактивной мощности, а большую компенсировать на шинах низкого напряжения цеховых ТП с помощью источников реактивной мощности (ИРМ).

Мощность компенсирующих устройств должна определяться исходя из условия наибольшей экономичности при соблюдении баланса реактивной мощности во всех узлах сети.

Определяем  $Q_{\text{ЭЛ}}$  – наибольшее значение реактивной мощности, передаваемой из сети ЭС в сеть промышленного предприятия в режиме наибольших активных нагрузок энергосистемы:

$$Q_{\text{ЭЛ}} = \alpha \cdot \sum P_p^H, \quad (6.1)$$

$$Q_{\text{ЭЛ}} = 0.24 \cdot 6429.48 = 1543 \text{ кВ}\cdot\text{А}\cdot\text{р}.$$

Наибольшая реактивная мощность  $Q_1$ , которая может быть передана в сеть напряжением до 1 кВ из сети 6 кВ без увеличения числа трансформаторов, определяется по формуле:

$$Q_1 = \sqrt{\left(\sum N_i \cdot \beta_{\text{тпр}} \cdot S_{\text{номТр}i}\right)^2 - \left(P_p^H\right)^2}, \quad (6.2)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист	Подпись и дата	
						Изм.	Лист
						Изм.	Лист
						Изм.	Лист
						Изм.	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист	54	

где  $i$  – индекс для трансформаторов различной номинальной мощности, установленных на цеховых подстанциях.

$$Q_1 = \sqrt{(6 \cdot 0.7 \cdot 1600 + 2 \cdot 0.7 \cdot 250 + 0.7 \cdot 160 + 13 \cdot 0.7 \cdot 25)^2 - 6429.48^2}$$

$$Q_1 = 3900 \text{ кВ}\cdot\text{Ар.}$$

Следовательно, установленные трансформаторы, способны пропустить через себя всю мощность, получаемую из сети ЭС.

Тогда для компенсации реактивной мощности нам необходимо установить БК с общей мощностью:

$$Q_{\text{БК}} = Q_p - Q_{\text{Э1}} = 4517,6 - 1543 = 2974,6 \text{ кВ}\cdot\text{Ар.}$$

Рассмотрим два варианта установки конденсаторных батарей и на основании технико-экономических расчётов выберем вариант с наименьшими затратами при проведении мероприятий по компенсации реактивной мощности.

## 6.1 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ МОЩНОСТИ БАТАРЕЙ СТАТИЧЕСКИХ КОНДЕНСАТОРОВ

### 1 Вариант.

На стороне  $6 \text{ кВ}$  устанавливаем БК общей мощностью:

$$Q_{\text{БК}(6\text{кВ})} = Q_1 - Q_{\text{Э1}} = 3900 - 1543 = 2357 \text{ кВ}\cdot\text{Ар.}$$

Выбираем две комплектные конденсаторные установки УК-6.3-1125-ЛУЗ мощностью  $1125 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$  каждая. [8, табл. 9.17, стр. 244]

Оставшуюся компенсацию реактивной мощности проводим на стороне  $0.4 \text{ кВ}$ , где мощность БК составит:

$$Q_{\text{БК}(0.4\text{кВ})} = Q_p - Q_{\text{Э1}} - Q_{\text{БК}(6\text{кВ})} = 4517,6 - 1543 - 2 \cdot 1125 = 724,6 \text{ кВ}\cdot\text{Ар.}$$

По справочнику выбираем комплектные конденсаторные установки УКБ -0.38-150УЗ, мощностью  $150 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$  каждая. Количество необходимых БК:

$$N = \frac{Q_{\text{БК}(0.4\text{кВ})}}{Q_{\text{БК.НОМ}}} = \frac{724,6}{150} = 4,8.$$

Подпись и дата					
Инв. № дубл.					
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					55

Принимаем  $N=5$  и общая мощность батарей в этом случае составит  $750 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$ .

Расчётная схема для первого варианта установки конденсаторных батарей приведена на рисунок 6.1.

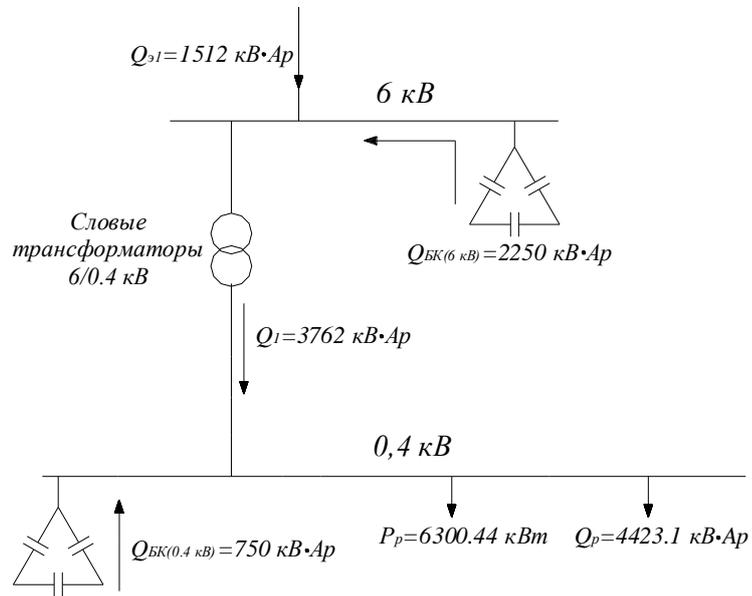


Рисунок 6.1. Расчётная схема для первого варианта установки конденсаторных батарей.

Величина расчётных затрат на конденсаторные установки рассчитывается по формуле [3, стр. 108]:

$$Z = E \cdot K_o + \left[ E \cdot K_y \cdot \left( \frac{U_{\text{БК}}}{U} \right)^2 + C_o \cdot \Delta P_{\text{БК}} \right] \cdot Q, \quad (6.3)$$

$$Z_{\text{БК}(6\text{кВ})} = 0.223 \cdot 29930 + \left[ 0.223 \cdot 3.7 \cdot 1.05^2 + 0.085 \cdot 0.003 \right] \cdot 2250 = 8722 \text{ у.е.}$$

Расчётные затраты на комплектные конденсаторные установки УКБ - 0.38-150УЗ:

$$Z_{\text{БК}(0.4\text{кВ})} = 0.223 \cdot 7930 + \left[ 0.223 \cdot 6.2 \cdot 1^2 + 0.085 \cdot 0.0045 \right] \cdot 750 = 2806 \text{ у.е.}$$

Суммарные расчётные затраты на производство реактивной мощности по первому варианту:

$$Z = Z_{\text{БК}(6\text{кВ})} + Z_{\text{БК}(0.4\text{кВ})} = 8722 + 2806 = 11528 \text{ у. е.}$$

## 2 Вариант.

Подпись и дата					
Инв. № дубл.					
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					56

На стороне 0.4 кВ устанавливаем БК общей мощностью:

$$Q_{БК(0.4кВ)} = Q_p - Q_{ЭЛ} = 4423.1 - 1512 = 2911.1 \text{ кВ}\cdot\text{Ар.}$$

По справочнику выбираем комплектные конденсаторные установки УКБ -0.38-150УЗ, мощностью 150 кВ·Ар каждая. Количество необходимых БК:

$$N = \frac{Q_{БК(0.4кВ)}}{Q_{БК.ном}} = \frac{2911.1}{150} = 19.41.$$

Принимаем  $N=20$  и общая мощность батарей в этом случае составит 3000 кВ·Ар.

Расчётная схема для второго варианта установки конденсаторных батарей приведена на рисунок 6.2.

Расчётные затраты на производство реактивной мощности по второму варианту:

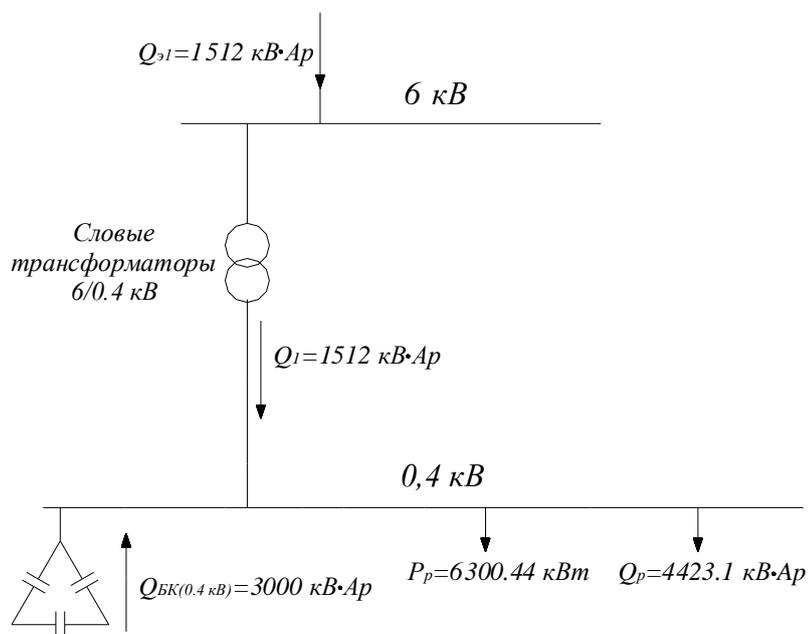


Рисунок 6.2 – Расчётная схема для второго варианта установки конденсаторных батарей.

$$Z_{БК(0.4кВ)} = 0.223 \cdot 34200 + \left[ 0.223 \cdot 6.2 \cdot 1^2 + 0.085 \cdot 0.0045 \right] \cdot 2850 = 11568 \text{ у.е.}$$

С точки зрения экономических затрат на производство реактивной мощности не намного предпочтительнее является первый вариант. Но учитывая, что реактивная мощность излишне загружает все элементы сети,

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					57

которые выбираются по полной мощности, экономически целесообразно реактивную мощность компенсировать на шинах 0.4 кВ цеховых ТП, а также в цехах у групповых распределительных пунктов. Поэтому окончательно останавливаемся на втором варианте установки конденсаторных батарей.

## 6.2 Распределение мощности батарей конденсаторов в цеховой сети до 1000 В

Рассчитаем число батарей конденсаторов для установки на каждой подстанции.

Наибольшая мощность, которая может быть передана через трансформаторы ТП – 1 из сети 6 кВ в сеть 0,4 кВ:

$$Q_{(ТП-1)} = \sqrt{\left(\sum N_{(ТП-1)} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{номТр(ТП-1)}\right)^2 - \left(P_{р(ТП-1)}^H\right)^2} = \\ = \sqrt{(2 \cdot 0.7 \cdot 1600)^2 - 2116.4^2} = 733.8 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Здесь  $P_{р(ТП-1)}^H = 2116.4 \text{ кВт}$  – активная мощность потребляемая электроприёмниками, присоединёнными к цеховой ТП-1.

Определим какая часть реактивной мощности, потребляемая предприятием, приходится на электроприёмники цеховой ТП-1:

$$\alpha = \frac{Q_{р(ТП-1)}}{Q_p} = \frac{1543.38}{4423.1} = 0.35.$$

Мощность, передаваемая из сети 6 кВ электроприёмникам цеховой ТП-1:

$$Q_{ВН(ТП-1)} = \alpha \cdot Q_1 = 0.35 \cdot 1512 = 529.2 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Трансформаторная подстанция ТП-1 может пропустить всю передаваемую ей из сети 6 кВ реактивную мощность 529.2 кВ·Ар. Поэтому реактивная мощность, которую необходимо получить от БК для работы электроприёмников цеховой ТП-1 определится как:

$$Q_{бк(ТП-1)} = Q_{р(ТП-1)} - Q_{ВН(ТП-1)} = 1543.38 - 529.2 = 1014.18 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					58

По справочнику выбираем комплектные конденсаторные установки УКБ -0.38-150УЗ, мощностью  $150 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$  каждая. Количество необходимых БК:

$$N_{(ТП-1)} = \frac{Q_{\text{БК}(ТП-1)}}{Q_{\text{БКном}}} = \frac{1014.18}{150} = 6.76.$$

Принимаем  $N=7$  и общая мощность батарей в этом случае составит  $Q_{\text{рел.}(ТП-i)}=1050 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$ .

Расчёт по распределению мощности батарей конденсаторов на остальных ТП выполняется аналогично. Результаты расчётов сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Распределение мощности БК на цеховых ТП

№ ТП	$Q_{(ТП-i)}$	$a$	$Q_{\text{ВН}(ТП-i)}$	$Q_{\text{БК}(ТП-i)}$	$N_{(ТП-i)}$	$Q_{\text{рел.}(ТП-i)}$
ТП-1	733.8	0.35	529.2	1014.18	7	1050
ТП-2	639.72	0.35	529.2	1039.13	7	1050
ТП-3	949	0.22	325.7	627.11	4	600
ТП-Куст 1	149.47	0.033	50.3	96.7	1	150
ТП-Куст 2	199.73	0.025	37.7	72.55	1	150

На трансформаторной подстанции, установленной на третьем и четвертом кустах, батареи конденсаторов не устанавливаем. Электроприёмники, запитываемые от данной ТП, всю реактивную мощность получают из энергосистемы.

Подпись и дата	
Интв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Интв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист
						59

## 7. СИСТЕМА ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СЕТИ 6 КВ

### 7.1. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ, ПИТАЮЩИХ ЦЕХОВЫЕ ТП

В связи с сильно заболоченной местностью, распределительная сеть выше 1000 В по территории завода выполняется воздушными линиями.

Сечение воздушных линий выбирается по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение определяется из выражения:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (7.1)$$

где  $I_p$  – расчётный ток установки, А;

$j_{\text{ЭК}}$  – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>.

Полученное значение округляется до ближайшего стандартного значения. Расчётный ток должен соответствовать условиям нормальной работы, при его определении не следует учитывать увеличение тока при аварийных ситуациях. Расчётным током линии для питания цеховых трансформаторов, преобразователей, высоковольтных электродвигателей и трансформаторов электропечей является их номинальный ток, независимо от фактической нагрузки.

#### **Выбор ВЛ 1 (ГПП – ТП-1):**

Определяем номинальный ток цеховой ТП-1 в нормальном режиме:

$$I_{\text{НОМ(ТП-1)}} = \frac{S_{\text{НОМ Тр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2 \cdot 1600}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 154 \text{ А.}$$

Определяем номинальный ток цеховой ТП-1 в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a\text{в(ТП-1)}} = \frac{S_{\text{НОМ Тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 6} = 308 \text{ А.}$$

Рассчитываем экономически целесообразное сечение:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{НОМ(ТП-1)}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{154}{1} = 154 \text{ мм}^2.$$

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

										Лист
										60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Таблица 7.1 – Выбор сечений воздушных линий распределительной сети 6 кВ.

№	Номер линии	Назначение линии	Количество линий	Длина линии, км	Расчётная нагрузка на одну линию		Марка и сечение кабеля, выбранного по условию экономической плотности тока $S, мм^2$	длина линии при полной нагрузке на 1 % потери напряжения, $l_{ДП1\%}$	допустимая длина линии $l_{доп}, км$	Допустимая нагрузка на одну ВЛ	
					в нормальном режиме $I_n, А$	в аварийном режиме $I_n / ав, А$				в нормальном режиме $I_{доп}, А$	в аварийном режиме $I, 3I_{доп}, А$
1	ВЛ-1	ГПП–ТП-1	2	0.065	154	308	АС – 150/19	0.56	8.2	450	585
2	ВЛ-2	ГПП–ТП-2	2	0.339	154	308	АС – 150/19	0.56	8.2	450	585
3	ВЛ-3	ГПП–ТП-3	2	0.261	154	308	АС – 150/19	0.56	8.2	450	585
4	ВЛ-5	ГПП–ТП-куст № 3	1	1.272	63.5	–	АС – 50/8	0.36	5.95	210	273
5	ВЛ-6	отпайка к ТП-куст № 1	1	0.157	24	–	АС – 25/4.2	0.26	7.7	142	185
6	ВЛ-7	отпайка к ТП-куст № 2	1	0.179	24	–	АС – 25/4.2	0.26	7.7	142	185
7	ВЛ-8	ГПП–ТП-куст № 3	1	1.272	63.5	–	АС – 50/8	0.36	5.95	210	273

## 7.2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1 кВ

Все электрические аппараты и токоведущие части электрических установок должны быть выбраны таким образом, чтобы исключалось их разрушение при прохождении по ним наибольших возможных токов КЗ, в связи, с чем возникает необходимость расчёта этих величин.

Расчёт токов КЗ в системах электроснабжения производится упрощенным способом с рядом допущений:

- трёхфазную систему считают симметричной;
- не учитывают насыщение магнитных систем, что позволяет считать все цепи линейными, следовательно, может быть применён принцип наложения;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов и емкостными проводимостями всех элементов короткозамкнутой сети;
- в течение всего процесса КЗ э. д. с. Генераторов системы считают совпадающими по фазе;
- электродвижущие силы всех источников питания, значительно удалённых от места КЗ, считают неизменными.

Расчёт токов КЗ ведётся в относительных единицах. Для этого все расчётные данные приводят к базисному напряжению и базисной мощности.

Величина базисного напряжения  $U_b$  превышает номинальное на 5%. За базисную мощность  $S_b$  принимают любое число кратное 10.

Для расчёта токов КЗ составляется расчётная схема – упрощенная однолинейная схема электроустановки, в которой учитываются все источники питания (п/ст энергосистемы, генераторы ТЭЦ), трансформаторы, воздушные и кабельные линии, реакторы.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подпись и дата						Лист
		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			63	

По расчётной схеме составляется схема замещения, в которой указываются сопротивления всех элементов и намечаются точки для расчётов токов КЗ.

Базисные сопротивления в относительных единицах определяются по следующим формулам:

1. сопротивление воздушных и кабельных линий:

$$r_{\sigma^*} = r_o \cdot l \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}; \quad (7.2)$$

$$x_{\sigma^*} = x_o \cdot l \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \quad (7.3)$$

где  $r_o$  и  $x_o$  – соответственно активное и индуктивное сопротивление линии на один км длины, Ом/км;

$l$  – длина линии, км.

2. индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{\sigma^*} = \frac{U_k}{100} \frac{S_{\sigma}}{S_{н.тр}}, \quad (7.4)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{н.тр}$  – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

Для генераторов, трансформаторов, высоковольтных линий обычно учитываются только индуктивные сопротивления. При значительной протяжённости сети (кабельной и воздушной) учитываются также их активные сопротивления. Считается целесообразно учитывать активное сопротивление, если соотношение между суммарными активными  $r_{\Sigma}$  и реактивными  $x_{\Sigma}$  сопротивлениями до места КЗ следующие:  $r_{\Sigma} > \frac{x_{\Sigma}}{3}$ .

Действующее значение установившегося тока КЗ:

$$I_k = \frac{I_{\sigma}}{Z_{\sigma^* \Sigma}}, \quad (7.5)$$

где  $I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}}$  – базисный ток;

Инва. № подл.	Подпись и дата						Лист
	Инва. № дубл.						
	Взам. инв. №						
Подпись и дата							
Изм.		Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						64	

$Z_{\delta\Sigma} = \sqrt{r_{\delta\Sigma}^2 + x_{\delta\Sigma}^2}$  – полное сопротивление от источника питания до точки КЗ, выраженное в относительных единицах и приведенное к базисной мощности (если активное сопротивление не учитывается, то  $Z_{\delta\Sigma} = x_{\delta\Sigma}$ ).

Ударный ток КЗ:

$$i_y = I_k \cdot \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \quad (7.6)$$

где  $k_{y\delta}$  – ударный коэффициент. В цепи, когда не учитывается активное сопротивление  $k_{y\delta} = 1.8$ .

По величине  $I_k = I_{\infty}$  проверяют электрические аппараты и токоведущие части на термическую устойчивость. По величине  $i_y$  проверяются аппараты на динамическую устойчивость.

Расчёт токов КЗ будем проводить для участка распределительной сети 6 кВ ГПП – ТП-1. Для данного участка составляем расчётную схему и схему замещения, представленные на рис. 7.1.

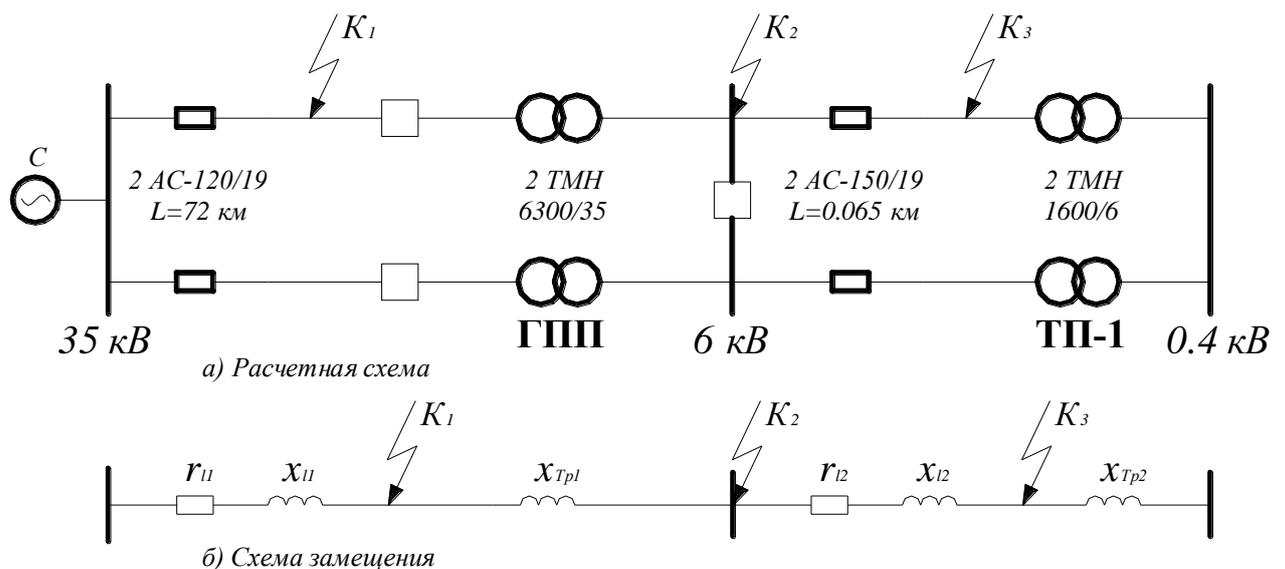


Рисунок 7.1 – Расчётная схема (а) и схема замещения (б) для участка распределительной сети 6 кВ ГПП – ТП1.

Для расчёта токов КЗ принимаем базисные величины:

Согласно [6, стр.44] используя стандартный ряд базисных напряжений, принимаем  $U_{б1} = 37 \text{ кВ}$ ,  $U_{б2} = 6,3 \text{ кВ}$ .

За базисную мощность принимаем  $S_{б} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Подпись и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					65

Принимаем, что мощность источника электроэнергии (энергосистемы)  $S_c = \infty$  и соответственно индуктивное сопротивление  $x_c = 0$ .

**Расчёт токов для точки  $K_1$ :**

Для ВЛЭП энергосистема – ГПП, выполненной проводом марки АС-120/19 принимаем:

удельное индуктивное сопротивление  $x_{o11} = 0.309 \text{ Ом/км}$ ; [8, табл. 6.2, стр. 125]

удельное активное сопротивление  $r_{o11} = 0.27 \text{ Ом/км}$ . [8, табл. 6.3, стр. 126]

Тогда:

$$r_{l1*} = r_{o11} \cdot l_{l1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0.27 \cdot 72 \cdot \frac{100}{37^2} = 1.42 \text{ о.е.}$$

$$x_{l1*} = x_{o11} \cdot l_{l1} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = 0.309 \cdot 72 \cdot \frac{100}{37^2} = 1.63 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление от источника питания до места КЗ (точки  $K_1$ ):

$$Z_{\delta\Sigma(K_1)} = \sqrt{r_{l1*}^2 + x_{l1*}^2} = \sqrt{1.42^2 + 1.63^2} = 2.16 \text{ о.е.}$$

Базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1.56 \text{ кА.}$$

Действующее значение установившегося тока КЗ в точке  $K_1$ :

$$I_{k(K_1)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{\delta\Sigma(K_1)}} = \frac{1.56}{2.16} = 0.722 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент  $k_{y\delta}$ , учитывающий соотношение между активным и реактивным сопротивлением цепи КЗ, т. е. расстояние от места КЗ до генератора определим по кривой для определения ударного коэффициента [8, рис. 6.1, стр. 123] при  $x_{l1*}/r_{l1*} = 1.63/1.42 = 1.15 - k_{y\delta} = 1.05$ .

Тогда:  $i_{y(K_1)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{k(K_1)} = \sqrt{2} \cdot 1.05 \cdot 0.722 = 1.072 \text{ кА.}$

**Расчёт токов для точки  $K_2$ :**

Изм. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подпись и дата	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					66

Сопротивление трансформаторов, установленных на ГПП:

$$x_{Tp1*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{н.тр}} = \frac{7.5}{100} \cdot \frac{100}{6.3} = 1.19 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление от источника питания до места КЗ (точки  $K_2$ ):

$$Z_{\Sigma(K_2)} = \sqrt{r_{l1*}^2 + (x_{l1*} + x_{Tp1*})^2} = \sqrt{1.42^2 + (1.63 + 1.19)^2} = 3.16 \text{ о.е.}$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 9.16 \text{ кА.}$$

Действующее значение установившегося тока КЗ в точке  $K_2$ :

$$I_{k(K_2)} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{Z_{\Sigma(K_2)}} = \frac{9.16}{3.16} = 2.9 \text{ кА.}$$

С учётом кривой для определения ударного коэффициента при  $x_{\Sigma(K_2)*} / r_{l1*} = 2.82 / 1.42 = 1.99 - k_{y\partial} = 1.2$ .

Тогда:  $i_{y(K_2)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{k(K_2)} = \sqrt{2} \cdot 1.2 \cdot 2.9 = 4.921 \text{ кА.}$

### **Расчёт токов для точки $K_3$ :**

Для ВЛЭП ГПП – ТП-1, выполненной проводом марки АС-150/19 принимаем [8, табл. 6.2, стр. 125]:

$$r_{l2*} = r_{ol2} \cdot l_{l2} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}2}^2} = 0.21 \cdot 0.065 \cdot \frac{100}{6.3^2} = 0.034 \text{ о.е.}$$

$$x_{l2*} = x_{ol2} \cdot l_{l2} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}2}^2} = 0.358 \cdot 0.065 \cdot \frac{100}{6.3^2} = 0.059 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление от источника питания до места КЗ (точки  $K_3$ ):

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma(K_3)} &= \sqrt{(r_{l1*} + r_{l2*})^2 + (x_{l1*} + x_{Tp1*} + x_{l2*})^2} = \\ &= \sqrt{(1.42 + 0.034)^2 + (1.63 + 1.19 + 0.059)^2} = 3.23 \text{ о.е.} \end{aligned}$$

Базисный ток:

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подпись и дата					Лист
									67
					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 9.16 \text{ кА.}$$

Действующее значение установившегося тока КЗ в точке  $K_3$ :

$$I_{k(K_3)} = \frac{I_{\sigma}}{Z_{\sigma \Sigma}(K_3)} = \frac{9.16}{3.23} = 2.836 \text{ кА.}$$

С учётом кривой для определения ударного коэффициента при  $x_{\Sigma}(K_3)^* / r_{\Sigma}(K_3)^* = 2.879 / 1.454 = 1.98 - k_{yd} = 1.2$ .

Тогда: 
$$i_{y(K_3)} = \sqrt{2} \cdot k_{yd} \cdot I_{k(K_3)} = \sqrt{2} \cdot 1.2 \cdot 2.836 = 4.813 \text{ кА.}$$

Полученное по  $j_{\text{эк}}$  сечение воздушной линии необходимо проверить на термическую стойкость при КЗ в начале линии.

Термически стойкое сечение равно:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (7.7)$$

где  $B_k = I_k^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a)$  – тепловой импульс тока КЗ,  $A^2 \cdot c$ ;

$T_a$  – постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.  
Согласно [13, стр. 150]  $T_a = 0.01$  с;

$t_{\text{отк}} = t_3 + t_6$  – время отключения КЗ, с;

$t_3$  – время действия основной защиты. Согласно [13, стр. 209]  $t_3 = 1.2$  с;

$t_6$  – полное время отключения выключателя, с. Предварительно принимаем  $t_6 = 0.05$  с;

$C_T$  – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника. Для проводов с алюминиевыми жилами  $C_T = 85 A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$  [6, стр. 42].

Термически стойкое сечение воздушной ЛЭП ГПП – ТП-1:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{2900^2 \cdot (1.2 + 0.05 + 0.01)}}{85} = 38.3 \text{ мм}^2.$$

Полученное значение минимального сечения показывает, что выбранная ВЛ для питания цеховой ТП-1, выполненная проводом марки АС-150/19 проходит проверку на термическую стойкость при КЗ.

Подпись и дата	
Инд. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инд. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					68

### 7.3 ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ В СЕТИ ВЫШЕ 1 кВ

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения цепей в нормальных и аварийных режимах. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

На стороне высокого напряжения ГПП выбираем вакуумный выключатель с электромагнитным приводом ВВЭ-35-20/1600УЗ [1, табл. 2.76, стр. 180].

Выбранный выключатель проверяем по следующим условиям:

1) по напряжению установки:

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 35 \text{ кВ};$$

2) по номинальному току:

$$I_{p(35 \text{ кВ})} = 52 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А}, \quad I_{pmax(35 \text{ кВ})} = 104 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

3) по отключающей способности

$$I_{к(K1)} = 0.722 \text{ кА} \leq I_{отк.ном} = 20 \text{ кА};$$

4) по электродинамической стойкости:

$$i_{y(K1)} = 1.072 \text{ кА} \leq i_{дин} = 52 \text{ кА},$$

где  $i_{дин}$  – предельный сквозной ток КЗ, наибольший пик (ток электродинамической стойкости);

5) по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

где  $B_k = (I_{к(K1)})^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 0.722^2 \cdot (1.25 + 0.01) = 0.657 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  – тепловой импульс по расчёту. Здесь  $t_{отк} = t_{p.з} + t_{отк.В} = 1.2 + 0.05 = 1.25 \text{ с}$  – время отключения

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата					Лист
									69
					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

(время действия тока  $K3$ ), которое складывается из времени действия основной релейной защиты и полного времени отключения выключателя.

$I_{мер} = 20 \text{ кА}$  – предельный ток термической стойкости;

$t_{мер} = 4 \text{ с}$  – длительность протекания предельного тока термической стойкости.

$$B_k = 0.657 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 7.2 – Проверка выключателя ВВЭ-35-20/1600У3.

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{расч} = 52 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{к(K1)} = 0,722 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{v(K1)} = 1.072 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 0.657 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В качестве вводных выключателей на стороне 6 кВ ГПП выбираем выключатели ВВЭ-10-20/1000У3 [8, табл. 7.5, стр. 168].

Таблица 7.3 – Проверка выключателя ВВЭ-10-20/1000У3.

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{рmaxННТр} = 849 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{к(K2)} = 2.9 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{v(K2)} = 4.921 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = I_{к(K2)}^2 \cdot t_{пр} = 2.9^2 \cdot 1,26 = 10.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В качестве секционного выключателя и на всех отходящих линиях от ГПП до цеховых ТП выбираем выключатели марки ВВЭ-10-20/630У3 с  $I_{ном} = 630 \text{ А}$ .

Предохранители предназначены для защиты электрических цепей и электрооборудования от токов, превышающих допустимые по условиям нагрева с учётом перегрузочной способности.

Для защиты трансформаторов ТМ-250/10, установленных на кустах 1 и 2, выбираем кварцевые предохранители для защиты силовых трансформаторов ПКТ 101-6-31.5-20У3 [8, табл. 7.8, стр. 176].

Выбранный предохранитель проверяем по следующим условиям:

- 1) по напряжению установки:

Подпись и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					70

$$U_{ном.пр} = 6 \text{ кВ} = U_{ном.Тр} = 6 \text{ кВ};$$

2) по номинальному току:

$$I_{ном.пр} = 31.5 \text{ А} \geq I_{ном.Тр} = \frac{S_{ном.Тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.Тр}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6} = 24.1 \text{ А};$$

3) по отключающей способности

$$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА} \geq I_{к(КЗ)} = 2.84 \text{ кА};$$

$$S_{ном.откл} = 240 \text{ кВ} \cdot \text{А} \geq S_{к(КЗ)} = \sqrt{3} \cdot U_{ном.Тр} \cdot I_{к(КЗ)} = \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2.84 = 29.5 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Выбор предохранителей для защиты трансформатора ТМ-160/10, установленного на третьем кусту.

Таблица 7.4. Проверка предохранителей ПКТ 101-6-20-20УЗ

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{ном.Тр} = 15.4 \text{ А}$	$I_{ном} = 20 \text{ А}$
$I_{к(КЗ)} = 2.84 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$S_{к(КЗ)} = 29.5 \text{ кВ} \cdot \text{А}$	$S_{ном.откл} = 100 \text{ кВ} \cdot \text{А}$

Для защиты трансформаторов станций катодной защиты выбираем предохранители ПКТ 101-6-3.2-20УЗ.

В качестве разъединителей на блоках 35 кВ перед трансформаторами ГПП выбираем разъединители наружной установки, с двумя опорно-изоляционными колонками с двумя заземляющими ножами в однополюсном исполнении РНДЗ – 1а-35/1000У1 [8, табл. 7.10, стр.179].

Выбранный разъединитель проверяем по следующим условиям:

1) по напряжению установки:

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 220 \text{ кВ};$$

2) по номинальному току:

$$I_{р(35 \text{ кВ})} = 52 \text{ А} \leq I_{ном} = 1000 \text{ А}, \quad I_{рmax(35 \text{ кВ})} = 104 \text{ А} \leq I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

3) по электродинамической стойкости:

$$i_{у(К1)} = 1.072 \text{ кА} \leq i_{дин} = 63 \text{ кА},$$

где  $i_{дин}$  – предельный сквозной ток КЗ, наибольший пик (ток электродинамической стойкости);

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					71

4) по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

где  $B_k = (I_{к(K_1)})^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 0.722^2 \cdot (1.25 + 0.01) = 0.657 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  – тепловой импульс по расчёту. Здесь  $t_{отк} = t_{р.з} + t_{отк.в} = 1.2 + 0.05 = 1.25 \text{ с}$  – время отключения (время действия тока КЗ), которое складывается из времени действия основной релейной защиты и полного времени отключения выключателя.

$I_{тер} = 25 \text{ кА}$  – предельный ток термической стойкости;

$t_{тер} = 4 \text{ с}$  – длительность протекания предельного тока термической стойкости.

$$B_k = 0.657 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 7.5. Проверка разъединителя РНДЗ – 1а-35/1000У1.

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{расч} = 52 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{y(K1)} = 1.072 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 0.657 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В качестве секционного разъединителя на стороне 6 кВ ГПП выбираем разъединитель внутренней установки РВРЗ-10/2500УЗ [8, табл. 7.9, стр.178].

Таблица 7.6. Проверка разъединителя РВРЗ-10/2500УЗ.

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{номННТр} = 606 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{y(K2)} = 4.921 \text{ кА}$	$i_{дин} = 125 \text{ кА}$
$B_k = I_{к(K2)}^2 \cdot t_{пр} = 2.9^2 \cdot 1,26 = 10.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 45^2 \cdot 4 = 8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разрядники предназначены для защиты изоляции электрооборудования и линий электропередач переменного тока от атмосферных перенапряжений.

Устанавливаем на стороне 35 кВ вентильные разрядники типа РВС – 35.

На стороне 6 кВ устанавливаем разрядники типа РВС – 6.

Подпись и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

#### 7.4. Выбор трансформаторов тока в сети выше 1000 В

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

На стороне ВН ГПП выбираем трансформатор тока ТФЗМ 35-У1 наружной установки (фарфоровая изоляция между первичной и вторичной обмотками, имеет сердечник в специальном исполнении для защиты от замыканий на землю, модернизированный) [13, стр. 632].

Выбранный трансформатор тока проверяем:

- 1) по напряжению установки:

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 35 \text{ кВ};$$

- 2) по номинальному току:

$$I_{p(35 \text{ кВ})} = 52 \text{ А} \leq I_{ном} = 150 \text{ А}, \quad I_{pmax(35 \text{ кВ})} = 104 \text{ А} \leq I_{ном} = 150 \text{ А};$$

- 3) по электродинамической стойкости:

$$i_{y(K1)} = 1.072 \text{ кА} \leq i_{дин} = 3 \text{ кА},$$

- 4) по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

$$B_k = 0.657 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 0.7^2 \cdot 3 = 1.47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

5) по вторичной нагрузке. На стороне ВН подстанций с двухобмоточными трансформаторами необходимо устанавливать амперметр, ваттметр, счётчики активной и реактивной энергии [13, табл. П. 4.7, стр. 635].

Проверку трансформатора тока для самой нагруженной фазы  $B$  ведём по соотношению:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;  $Z_{2ном} = 1.2 \text{ Ом}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности 0.5.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					73

Таблица 7.7 - Вторичная нагрузка трансформатора тока ТФЗМ35 – У1.

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		A	B	C
Счетчик активной энергии	СА3 – И681	2.5	-	2.5
Счетчик реактивной энергии	СР4 – И689	2.5	-	2.5
Амперметр регистрирующий	Н – 344	-	10	-
Ваттметр	Д – 335	0.5	-	0.5
Итого:		5.5	10	5.5

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ . Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}$$

Сопротивление приборов определяем из выражения:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном2}}^2} = \frac{10}{5^2} = 0.4 \text{ Ом.}$$

Здесь  $S_{\text{приб}} = 10 \text{ В·А}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_{\text{ном2}} = 5 \text{ А}$  – вторичный номинальный ток трансформатора тока.

Сопротивление контактов при числе приборов более трёх принимается равным  $r_{\text{к}} = 0.1 \text{ Ом}$ .

Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}$$

откуда

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1.2 - 0.4 - 0.1 = 0.7 \text{ Ом.}$$

Зная  $r_{\text{пр}}$  можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (7.8)$$

где  $\rho = 0.0238 \text{ Ом·мм}^2/\text{м}$  – удельное сопротивление проводов с алюминиевыми жилами;

Подпись и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					74

$l_{расч}$  – расчётная длина соединительных проводов, которая для распределительных устройств 10 кВ принимается приблизительно равной 60 м.

$$q = \frac{0.0238 \cdot 60}{0.7} = 2.04 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов выбираем многожильный контрольный кабель с резиновой изоляцией марки АКРВБГ с алюминиевыми жилами сечением 4 мм<sup>2</sup> [4, табл. 4.3.25, стр. 90].

Таблица 7.8. Проверка трансформатора тока ТФЗМ35 – У1.

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{расч} = 52 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$
$i_{у(К1)} = 1.072 \text{ кА}$	$i_{дин} = 3 \text{ кА}$
$B_{к} = 0.657 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1.47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 1.2 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1.2 \text{ Ом}$

На стороне 6 кВ принимаем трансформаторы тока типа ТОЛ – 10 (одновитковый (первичная обмотка – медный стержень), с изоляцией из литой синтетической смолы). [8, табл. 7.24 стр.193]

Таблица 7.9. Проверка трансформатора тока ТОЛ-10.

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{номННТр} = 606 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$
$i_{у(К2)} = 4.921 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_{к} = I_{к(К2)}^2 \cdot t_{пр} = 2.9^2 \cdot 1.26 = 10.6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 1.2 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1.2 \text{ Ом}$

Проверка выбранного трансформатора тока ТОЛ – 10 по вторичной нагрузке производится аналогично трансформатору тока 35 кВ ТФЗМ35 – У1.

### 7.5. Выбор трансформаторов напряжения в сети выше 1000 В

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					75

На стороне ВН ГПП выбираем однофазный масляный трансформатор напряжения НОМ-35 [8, табл. 7.17, стр. 188].

Выбранный трансформатор напряжения проверяем по напряжению установки:

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 35 \text{ кВ}.$$

Для первой секции шин РУ 6 кВ выбираем трёхфазные, масляные, с дополнительной вторичной обмоткой (для контроля изоляции сети) трансформаторы напряжения НТМИ-6 [8, табл. 7.17, стр. 188].

Выбранный трансформатор напряжения проверяем

1. по напряжению установки:

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

1. по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

где  $S_{ном} = 75 \text{ В}\cdot\text{А}$  – номинальная мощность трансформатора напряжения для выбранного класса точности 0.5;

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

Таблица 7.10 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

Прибор		Тип	$S$ , одной обмотки $\text{В}\cdot\text{А}$	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
								$P$ , $\text{Вт}$	$Q$ , $\text{В}\cdot\text{А}$
Вольтметр (сборные шины)		Э-335	2	1	1	0	1	2	0
Ваттметр	Ввод 6 кВ от трансформатора	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	0
Счётчик активный		И-674	3 Вт	2	0.38	0.925	1	6	14.5
Счётчик реактивный		И-673	3 Вт	2	0.38	0.925	1	6	14.5
Счётчик активный	Линии 6 кВ	И-674	3 Вт	2	0.38	0.925	3	18	44
Счётчик реактивный		И-673	3 Вт	2	0.38	0.925	3	18	44
Итого								53	117

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подпись и дата

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (7.9)$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{53^2 + 117^2} = 128.4 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Трансформаторы, соединенные по схеме (Y/Y/Δ) открытого треугольника имеют мощность:  $2 \times 75 = 150 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

$S_{2\Sigma} = 128.4 \text{ В}\cdot\text{А} \leq 150 \text{ В}\cdot\text{А}$ , поэтому трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВБГ с алюминиевыми жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности.

Выбор трансформаторов напряжения второй секции шин производится аналогично.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата					Лист
									77
					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

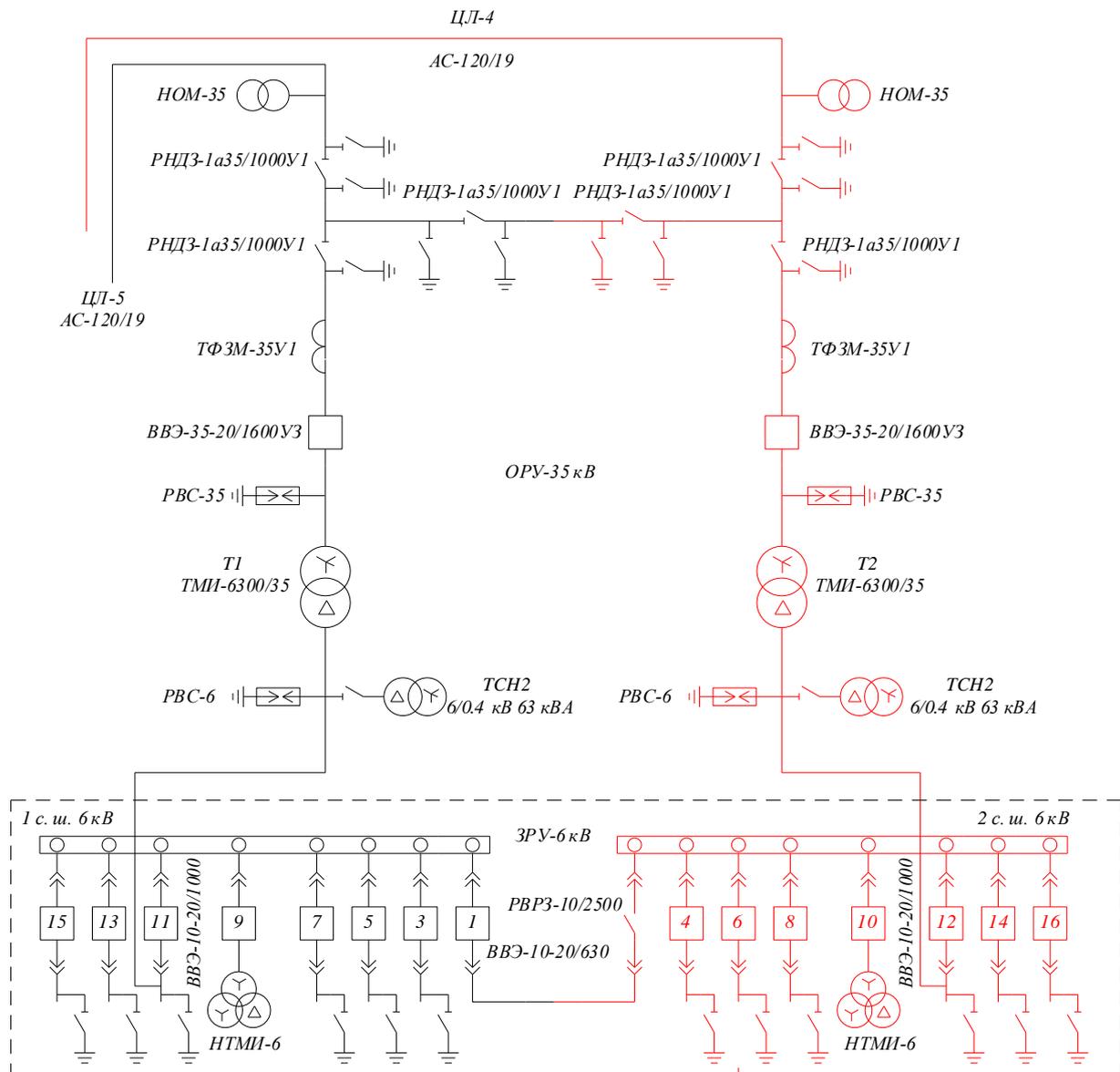


Рисунок 7.2 - Выбор аппаратов для сети выше 1000 В.

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					78

## 8. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ НАСОСНОЙ РПСК

### 8.1 ВЫБОР СХЕМЫ ЦЕХОВОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Электрические сети напряжением до 1 кВ (цеховые сети) на промышленном предприятии предназначены для распределения электроэнергии внутри цехов и непосредственного питания ЭП, преобразующих электроэнергию в другие виды энергии.

В процессе проектирования и эксплуатации цеховая сеть должна удовлетворять требованиям экономичности. Достигается это путём приближения высшего напряжения к потребителям электроэнергии. Наряду с требованиями экономичности к цеховой сети предъявляются требования надёжности работы, возможности роста нагрузок, изменения места расположения ЭП, т.е. обладать гибкостью. Также при проектировании цеховой сети должны учитываться условия окружающей среды, степень возгораемости строительных материалов и конструкций здания, степень ответственности установки, требования технической эстетики.

Внутрицеховые сети выполняются по радиальной, магистральной или смешанной схемам.

Для цехов с взрывоопасной средой (заданный характер помещения или среды В – Ia) рекомендуется применение радиальных распределительных сетей. При радиальных схемах на цеховых подстанциях предусматриваются распределительные устройства до 1 кВ (комплектные распределительные устройства, сборки, щиты и т.д.), от которых отходят линии, питающие непосредственно мощные ЭП или распределительные шкафы (пункты), от которых отдельными линиями питают более мелкие ЭП.

Достоинство радиальной схемы питания, по сравнению с магистральной, заключается в более высокой надёжности электроснабжения. При коротких замыканиях прекращают работу один или несколько ЭП, подключенных к повреждённой линии, остальные продолжают работать. Все потребители могут потерять питание только при повреждении на сборных

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инт. № дубл.	Подпись и дата						Лист
										79
					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

шинах КТП, что мало вероятно вследствие достаточно надёжной конструкции шкафов КТП. Наличие на КТП и вблизи её коммутационно-защитных аппаратов отдельных присоединений позволяет легче решать задачи автоматизации управления в цеховой электрической сети, чем при рассредоточенных аппаратах, что имеет место в магистральной схеме.

Недостаток радиальной схемы – это большая стоимость в сравнении с магистральной, вследствие большого числа линий к ЭП, увеличение протяжённости цеховой сети, а, следовательно, увеличение расхода цветного металла и количества коммутационно-защитных аппаратов.

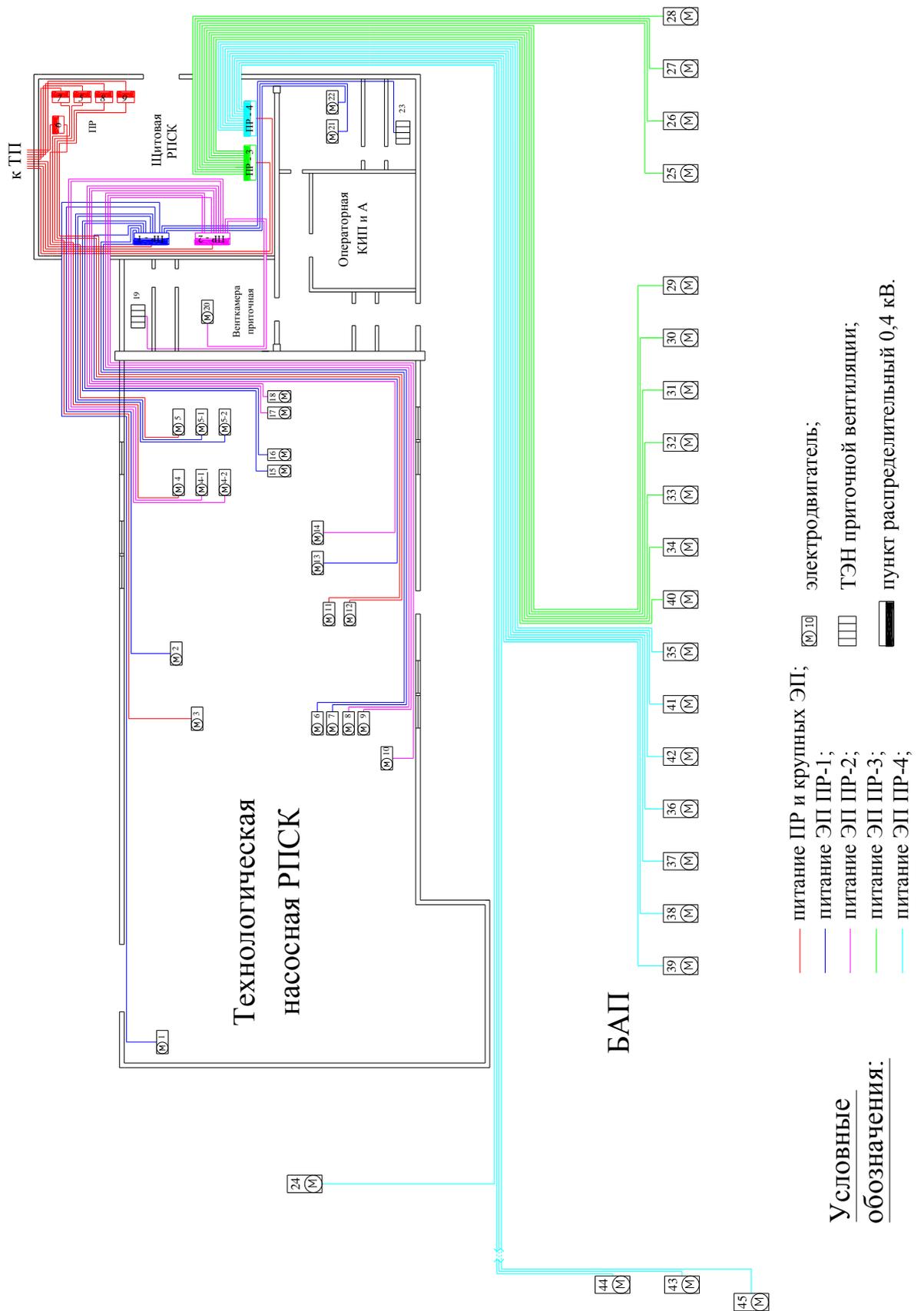
Распределение электроприёмников по пунктам питания осуществляется путём подключения группы электроприёмников к соответствующему распределительному пункту ПР. Мощные ЭП присоединяем непосредственно к щиту ТП (рисунок 8.1).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата					Лист
									80
					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Рисунок 8.1. Схема электрической сети технологической насосной РПСК.



Щитовая РПСК располагается в отдельном помещении и снабжено принудительной вентиляцией, что необходимо согласно ПУЭ.

Выбираем схему (рисунок 9.1) и способ прокладки питающей сети РПСК от ТП – 2 до пунктов питания. От трансформаторной подстанции проложены кабели до ПР и крупных ЭП открыто на эстакадах. В цехе имеется своя щитовая, в которой располагается четыре ПР с различным количеством отходящих линий. ПР – 1, ПР – 3, ЭП 3, 4, 11 запитаны от ввода №1, ПР – 2, ПР – 4, ЭП 5,12 – от ввода №2. Между вводами имеется секционный автомат, мощность которого равна мощности наиболее загруженной системы шин. С помощью секционного автомата работает система АВР. Принятая схема питающей сети должна обеспечивать требуемую степень надёжности питания электроприёмников и необходимую безопасность.

## 8.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ПУНКТАМ ПИТАНИЯ ЦЕХА

Для определения расчётной нагрузки технологической насосной РПСК  $P_m$  по пунктам питания ЭП применяем метод упорядоченных диаграмм или метод коэффициента максимума. Расчёт ведём согласно методике, рассмотренной в главе 2. 1. Результаты расчётов сведены в таблицу 8.1.

Согласно произведённым расчётам в качестве распределительных шкафов используем шкафы серии ПР – 85, укомплектованные автоматическими выключателями серии ВА50.

Пункты распределительные (ПР-85) предназначены для приема и распределения электрической энергии, защиты от перегрузок и коротких замыканий силовых и осветительных линий, а также для нечастых (до 6 включений в час) оперативных включений и отключений электроприемников в сетях до 660 В частотой 50 и 60 Гц с глухозаземленной и изолированной нейтралью, пусков асинхронных двигателей.

Инд. № подл.	Подпись и дата						Лист
Инд. № дубл.	Подпись и дата						82
Взам. инв. №	Подпись и дата						
		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Распределительные пункты изготавливаются на токи ввода  $160, 250, 400, 630 \text{ A}$ , напряжением до  $660 \text{ В}$  переменного тока. Сборные шины рассчитаны на ударный ток короткого замыкания  $25 \text{ кА}$ .

Пункты могут иметь на вводе автоматические выключатели серии ВА51, ВА55 и ВА56. В качестве линейных выключателей в пунктах устанавливаются автоматические выключатели однополюсные ВА51–29 и трёхполюсные ВА51–31 и ВА51–35. Широкий диапазон номинальных токов расцепителей автоматических выключателей позволяет осуществить защиту электрических цепей и установок различного назначения.

- В качестве ПР-1 используем распределительный шкаф серии ПР-85 напольного исполнения на 12 отходящих линий с выключателем ВА51–35 на вводе, с номинальным током пункта  $I_{ном.}=250 \text{ A}$ , укомплектованный линейными автоматическими выключателями серии ВА51–31;
- В качестве ПР-2 используем распределительный шкаф ПР-85 напольного исполнения на 12 отходящих линий с выключателем ВА51–35 на вводе, с номинальным током пункта  $I_{ном.}=250 \text{ A}$ , укомплектованный линейными автоматическими выключателями серии ВА51–31.
- В качестве ПР-3 используем распределительный шкаф ПР-85 напольного исполнения на 12 отходящих линий (одна в резерве) с выключателем ВА51–33 на вводе, с номинальным током пункта  $I_{ном.}=160 \text{ A}$ , укомплектованный линейными автоматическими выключателями серии ВА51–31.
- В качестве ПР-4 используем распределительный шкаф ПР-85 напольного исполнения на 12 отходящих линий (одна в резерве) с выключателем ВА51–33 на вводе, с номинальным током пункта  $I_{ном.}=160 \text{ A}$ , укомплектованный линейными автоматическими выключателями серии ВА51–31 [8, табл. 4.7, стр.85].

### 8.3 ВЫБОР РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ И АППАРАТОВ ЗАЩИТЫ И УПРАВЛЕНИЯ ЦЕХА

Распределение электроприёмников по пунктам питания осуществляется путём подключения группы электроприёмников к соответствующему распределительному пункту ПР (рисунок 8.1). Так как ПР бывают различных

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							Подпись и дата
											Изм. № подл.
											Лист
											83

типов и имеют определённое число присоединений, то для каждого электроприёмника необходимо выбрать автоматический выключатель, а затем подключить его к соответствующему ПР. Кроме того, для каждого ПР необходимо выбрать вводной защитный аппарат – автоматический выключатель.

Согласно ПУЭ аппараты защиты следует располагать по возможности в доступных для обслуживания местах таким образом, чтобы была исключена возможность их механических повреждений и чтобы при оперировании с ними была исключена опасность для обслуживающего персонала. Аппараты защиты следует устанавливать во всех местах сети, где сечение проводника уменьшается или в местах, где это необходимо для соблюдения селективности, при этом они должны устанавливаться непосредственно в местах присоединения защищаемых проводников к питающей линии.

Автоматические выключатели обеспечивают одновременно функции коммутации силовых цепей и защиты электроприёмника, а также, сетей, от перегрузки и коротких замыканий. Все автоматы имеют в каждой фазе максимальное токовое реле прямого действия, называемое расцепителем. Расцепитель состоит из двух элементов: нагревательного на основе биметаллической пластины, осуществляющего защиту от перегрузки с выдержкой времени, называемого тепловым, и электромагнитного элемента, осуществляющего максимальную токовую защиту с выдержкой или без выдержки времени – отсечку при токах КЗ.

Выключатели характеризуются следующими величинами:

- номинальным током автомата  $I_{на}$ ;
- номинальным током расцепителя автомата  $I_{н,расц}$ ;
- уставками срабатывания по току и времени при перегрузках ( $I_{перезр}$ ,  $t_{перезр}$ ), и коротких замыканиях ( $I_{кз}$ ,  $I_{мгн}$ ), называемых отсечками.

Выбор автоматических выключателей производится по трём условиям.

1. Номинальный ток автомата и его расцепителя не должны быть меньше расчётного тока  $I_m$  защищаемой линии или номинального тока

Изм. № подл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Инд. № дубл.
Подпись и дата	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					84



Для защиты двигателя вытяжной вентиляции выбираем автоматический выключатель серии ВА – ВА51 – 31 с номинальным током выключателя  $I_{на}=100 \text{ A}$ , номинальным током расцепителя  $I_{н.расц} = 6.3 \text{ A}$ , током уставки электромагнитного расцепителя  $I_{кз}=3 \cdot I_{н.расц} = 3 \cdot 6.3 = 18.9 \text{ A}$ . Здесь 3 – уставка срабатывания по току электромагнитного расцепителя в кратности к  $I_{н.расц}$  [9, табл. П.4.7, стр. 129].

$$I_{н.расц} = 6.3 \text{ A} \geq I_{номЭП} = 2.68 \text{ A};$$

$$I_{кз} = 18.9 \text{ A} \geq 1.2 \cdot I_{пуск} = 1.2 \cdot 13.4 = 16.08 \text{ A}.$$

Условия выбора автоматических выключателей соблюдаются.

Пример выбора автоматического выключателя для двигателя насоса внутрипарковой перекачки 30Н – 3:

Номинальный ток электроприёмника:

$$I_{номЭП} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0.8 \cdot 0.92} = 330.3 \text{ A}.$$

Пусковой ток электроприёмника:

$$I_{пускЭП} = k_n \cdot I_{номЭП} = 5 \cdot 330.3 = 1651.5 \text{ A}.$$

Для защиты двигателя насоса внутрипарковой перекачки выбираем автоматический выключатель серии ВА – ВА51 – 39 с номинальным током выключателя  $I_{на}=630 \text{ A}$ , номинальным током расцепителя  $I_{н.расц} = 400 \text{ A}$ , током уставки электромагнитного расцепителя  $I_{кз}=4 \cdot I_{н.расц} = 5 \cdot 400 = 2000 \text{ A}$ .

$$I_{н.расц} = 400 \text{ A} \geq I_{номЭП} = 330.3 \text{ A};$$

$$I_{кз} = 2000 \text{ A} \geq 1.2 \cdot I_{пуск} = 1.2 \cdot 1651.5 = 1981.8 \text{ A}.$$

Условия выбора автоматических выключателей соблюдаются.

Выбор выключателей для остальных ЭП производится аналогично.

Результаты выбора сведены в таблицу 9.2.

Выбор вводного автоматического выключателя для ПР – 1 РПСК:

Расчётный и максимальный токи нагрузки электроприёмников, присоединённых к распределительному шкафу ПР – 1:  $I_{м(ПР-1)} = 162.4 \text{ A}$ ,  $I_{ник(ПР-1)} = 906.3 \text{ A}$ .

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					86



соответствующих работе в длительном режиме и условиям нормированной для них температуры среды, не перегревались бы сверх допустимых пределов.

За расчётный ток нагрузки принимается максимальная токовая нагрузка за получасовой интервал времени.

Выбор сечения проводников производится по таблицам ПУЭ «Длительно допустимые нагрузки», при этом должно быть выполнено условие, когда

$$I_{расч} \leq I_{доп}, \quad (8.5)$$

где  $I_{доп}$  – длительно допустимый ток нагрузки на провода, кабели и шины для данного сечения по ПУЭ.

При прокладке нескольких кабелей в одной трубе, траншее, лотке, коробе и т. П. в расчётную формулу вводится коэффициент  $K_{прокл}$  поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{расч}}{K_{прокл}}. \quad (8.6)$$

$K_{прокл}=0.75$  – принимаем согласно ПУЭ для многожильных кабелей проложенных на лотках и эстакадах при их количестве в пучке от 7 до 9 [5, стр.39].

Выбор сечения кабеля для ответвления к вытяжному вентилятору В – 1:

Номинальный ток электроприёмника:

$$I_{номЭП} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0.8 \cdot 0.78} = 2.68 \text{ A}.$$

Выбираем четырёхжильный кабель марки ВВБбГ – (4×1.5) сечением 1.5 мм<sup>2</sup>, для которых при прокладке в воздухе  $I_{доп}=19 \text{ A}$ .

Так как электродвигатели с короткозамкнутым ротором находятся во взрывоопасной зоне класса В-Iа, то сечение их должно проверяться дополнительно по следующему условию (согласно ПУЭ, п.п. 7.3.97.):

$$I_{доп} = 19 \text{ A} \geq \frac{1.25 \cdot I_{номЭП}}{K_{прокл}} = \frac{1.25 \cdot 2.68}{0.75} = 4.47 \text{ A}.$$

Инд. № подл.	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подпись и дата					Лист	
								88	
				Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Выбор сечений кабелей для остальных ЭП производится аналогично. Результаты выбора приведены в таблице 9.3.

Выбор сечения кабеля для линии ТП – ПР – 1:

Расчётный ток распределительного шкафа ПР – 1:

$$I_{расч(ПР-1)} = I_{м(ПР-1)} = 162.4 \text{ A.}$$

Выбираем четырёхжильный кабель марки АНРГ – (3×120+1×35) сечением фазных жил  $120 \text{ мм}^2$ , для которых при прокладке в воздухе  $I_{доп} = 200 \text{ A}$  и сечением нулевой жилы  $35 \text{ мм}^2$  с  $I_{доп} = 95 \text{ A}$ .

Проверяем выбранное сечение кабеля по условию:

$$I_{доп} = 200 \text{ A} \geq \frac{I_{номЭП}}{K_{прокл}} = \frac{162.4}{0.75} = 216.53 \text{ A.}$$

Условие не выполняется, поэтому окончательно принимаем кабель марки АНРГ – (3×150+1×50) с сечением фазных жил  $150 \text{ мм}^2$ , для которых при прокладке в воздухе  $I_{доп} = 235 \text{ A}$  и сечением нулевой жилы  $50 \text{ мм}^2$  с  $I_{доп} = 110 \text{ A}$ .

Выбор сечений линий питающей сети цеха производится аналогично. Результаты выбора приведены в таблице 9.4.

Выбор сечения кабеля для питания двигателя насоса  
внутрипарковой перекачки 30Н – 3:

В данном случае рассмотрим два варианта построения внутрицеховой сети:

1. питание щита управления двигателями большой мощности осуществляется кабелями с алюминиевыми жилами, а от щита управления к ЭП питание подводится по кабелю с медными жилами;

2. питание ЭП большой мощности осуществляется непосредственно от РУ  $0.4 \text{ кВ}$  цеховой ТП кабелями с медными жилами.

На основании технико-экономического сравнения данных вариантов принимаем окончательное решение.

Номинальный ток электроприёмника:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата							Лист
											89
					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{номЭП} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0.8 \cdot 0.92} = 330.3 \text{ A.}$$

**1-й вариант:**

Для питания щита управления двигателем выбираем четырёхжильный кабель марки АНРГ – 2 (3×120+1×35) сечением фазных жил 120 мм<sup>2</sup>, для которых при прокладке в воздухе  $I_{дон}=2 \cdot 200=400 \text{ A}$  и сечением нулевой жилы 50 мм<sup>2</sup> с  $I_{дон}=95 \text{ A}$ .

Проверяем выбранное сечение кабеля по условию:

$$I_{дон} = 2 \cdot 200 = 400 \text{ A} \geq \frac{I_{номЭП}}{K_{прокл}} = \frac{330.3}{0.75} = 440.4 \text{ A.}$$

Условие не выполняется, поэтому окончательно принимаем кабель марки АНРГ – 2 (3×150+1×50) с сечением фазных жил 150 мм<sup>2</sup>, для которых при прокладке в воздухе  $I_{дон}=2 \cdot 235 = 470 \text{ A}$  и сечением нулевой жилы 50 мм<sup>2</sup> с  $I_{дон}=110 \text{ A}$ .

От щита управления до двигателя насоса прокладываем четырёхжильный кабель марки ВВБбГ – 2 (3×70 + 1×25) с сечением фазных жил 70 мм<sup>2</sup>, для которых при прокладке в воздухе  $I_{дон}=2 \cdot 185=370 \text{ A}$  и сечением нулевой жилы 25 мм<sup>2</sup> с  $I_{дон}=100 \text{ A}$ .

Проверяем выбранное сечение кабеля по условию:

$$I_{дон} = 2 \cdot 185 = 370 \text{ A} \geq \frac{1.25 \cdot I_{номЭП}}{K_{прокл}} = \frac{1.25 \cdot 330.3}{0.75} = 550.5 \text{ A.}$$

Условие не выполняется, поэтому окончательно принимаем кабель марки ВВБбГ – 2 (3×150 + 1×50) с сечением фазных жил 150 мм<sup>2</sup>, для которых при прокладке в воздухе  $I_{дон}=2 \cdot 300=600 \text{ A}$  и сечением нулевой жилы 50 мм<sup>2</sup> с  $I_{дон}=145 \text{ A}$ .

**2- вариант:**

Питание ЭП осуществляем от РУ 0.4 кВ цеховой ТП кабелем марки ВВБбГ – 2 (3×150 + 1×50).

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					90

Экономические показатели вариантов определяются для сопоставления вариантов электрической сети. К экономическим показателям относятся: капитальные затраты и издержки эксплуатации в расчёте на год

$$Z = E_n \cdot K + I_a + I_o + Z_n,$$

где  $E_n = 0.12$  – нормативный коэффициент окупаемости;

$K$  – капитальные затраты на сооружение варианта электрической сети.

$K_{(АНРГ)} = 625$  руб/м – стоимость одного метра кабеля АНРГ –  $(3 \times 150 + 1 \times 50)$ ,

$K_{(ВВБбГ)} = 1530$  руб/м – стоимость одного метра кабеля ВВБбГ –  $(3 \times 150 + 1 \times 50)$ ,

$K_{(ВА51-39)} = 8870$  руб – стоимость автоматического выключателя ВА51-39.

Капитальные затраты по первому варианту:

$$K = 2 \cdot K_{АНРГ} \cdot l_{АНРГ} + 2 \cdot K_{ВВБбГ} \cdot l_{ВВБбГ} + K_{ВА51-39} = \\ = 2 \cdot 625 \cdot 90 + 2 \cdot 1530 \cdot 34 + 8870 = 225410 \text{ руб},$$

Капитальные затраты по второму варианту:

$$K = 2 \cdot K_{ВВБбГ} \cdot l_{ВВБбГ} = 2 \cdot 1530 \cdot 124 = 379440 \text{ руб}, ;$$

$I_a$ ,  $I_o$  – издержки на амортизацию (реновацию) и на обслуживание варианта сети.

$$I_a = E_a \cdot K, \quad I_o = E_o \cdot K.$$

$$C_{пот} = \Delta P \cdot \tau_{\max} \cdot \Delta C_{\Delta},$$

$\Delta C_{\Delta} = 0.04$  руб./кВт·ч – удельная стоимость потерь  $l$  кВт·ч электроэнергии.

Потери мощности в кабельной линии определим по формуле:

$$\Delta P = \left( \frac{P_{нагр}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{r_l}{n}. \quad (8.7)$$

Здесь  $r_l$  – активное сопротивление кабеля.

Для первого варианта:

$$r_{л(АНРГ)} = r_o \cdot l = 0.196 \cdot 0.15 = 0.03 \text{ Ом},$$

$$r_{л(ВВБбГ)} = r_o \cdot l = 0.12 \cdot 0.034 = 0.004 \text{ Ом}.$$

И потери мощности:

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					91

$$\Delta P = \left(\frac{160}{0.38}\right)^2 \cdot \frac{0.03}{2} + \left(\frac{160}{0.38}\right)^2 \cdot \frac{0.004}{2} = 3.014 \text{ кВт.}$$

Для второго варианта:

$$r_{л(ВВБбГ)} = r_0 \cdot l = 0.12 \cdot 0.184 = 0.022 \text{ Ом.}$$

И потери мощности:

$$\Delta P = \left(\frac{160}{0.38}\right)^2 \cdot \frac{0.022}{2} = 1.95 \text{ кВт.}$$

Суммарные затраты по первому варианту составят:

$$З = 0.12 \cdot 225410 + 2 \cdot (625 \cdot 90 + 1530 \cdot 34) \cdot (0.053 + 0.02) + 8870 \cdot (0.064 + 0.04) + 3.014 \cdot 5854.4 \cdot 0.04 = 44485 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты по второму варианту составят:

$$З = 0.12 \cdot 379440 + 379440 \cdot (0.053 + 0.02) + 1.95 \cdot 5854.4 \cdot 0.04 = 73688 \text{ руб.}$$

Окончательно останавливаемся на первом варианте, т. е. щит управления двигателем большой мощности, установленный в щитовой цеха, запитывается по кабелю марки АНРГ, а от щита управления к ЭП питание осуществляется по кабелю ВВБбГ с медными жилами.

Согласно ПУЭ для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более  $\pm 5 \% \cdot U_{ном}$ . Эти требования обусловлены тем, что величина вращающего момента асинхронных двигателей пропорциональна квадрату подведённого напряжения и его уменьшение может не обеспечить пуск механизмов.

Выбранное сечение питающей сети необходимо проверить по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U_p \% = \Delta U_0 \cdot I_{расч} \cdot l \quad (8.8)$$

Проверка сечения кабеля по потере напряжения для линии ТП – ПР – 1:

$$\Delta U_p \% = 0.097 \cdot 162.4 \cdot 0.09 = 1.42 \% < 5 \%$$

Проверка сечения кабеля по потере напряжения для линии ТП – щит управления двигателем насоса внутрипарковой перекачки 30Н – 3:

Подпись и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					92

$$\Delta U_p \% = \frac{0.097 \cdot 330.3 \cdot 0.09}{2} = 1.44 \% < 5 \%$$

Проверка сечений питающей сети по потере напряжений для остальных кабельных линий выполняется аналогично. Результаты проверки приведены в таблице 9.4.

Выбранное сечение проводников по условиям нагрева должно быть согласовано с аппаратом защиты этого проводника по условию:

$$I_{доп} \geq I_з \cdot K_з / K_{прокл},$$

Пример согласования ответвления и защитного аппарата к вытяжному вентилятору В – 1:

Условие согласования:

$$I_{доп} = 19 \text{ A} \geq \frac{I_з \cdot K_з}{K_{прокл}} = \frac{6.3 \cdot 1}{0.75} = 8.4 \text{ A}.$$

Условие согласования выполняется, а это означает, что ответвление и защитный аппарат к вытяжному вентилятору В - 1 выбраны верно.

Пример согласования ответвления и защитного аппарата к насосу внутрипарковой перекачки 30Н – 3:

Условие согласования:

$$I_{доп} = 600 \text{ A} \geq \frac{I_з \cdot K_з}{K_{прокл}} = \frac{400 \cdot 1}{0.75} = 533 \text{ A}.$$

Условие согласования выполняется.

Пример согласования сечения кабеля и защитного аппарата для линии

ТП – ПР – 1:

Условие согласования:

$$I_{доп} = 235 \text{ A} \geq \frac{I_з \cdot K_з}{K_{прокл}} = \frac{200 \cdot 1}{0.75} = 266.67 \text{ A}.$$

Условие согласования не выполняется., поэтому окончательно принимаем кабель марки АНРГ – (3×185+1×95) с сечением фазных жил 185 мм<sup>2</sup>, для которых при прокладке в воздухе I<sub>доп</sub>=270 А и сечением нулевой жилы 95 мм<sup>2</sup> с I<sub>доп</sub>=170 А.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подпись и дата					Лист
									93
					Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата





Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Таблица 8.1. Определение расчетных нагрузок технологической насосной РПСК по пунктам питания

№	Наименование узлов питания и групп электроприёмников	Количество ЭП (рабочих/резервных), $n$	Установленная мощность, приведённая к ПВ=100%, кВт		$m = P_{н, max} / P_{н, min}$	Коэффициент использования	$\cos \varphi_{см} / tg \varphi_{см}$	Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену		Эффективное число ЭП, $n_э$	Коэффициент максимума, $K_m$	Максимальная нагрузка			$I_m / I_{норм} A$
			$P_n$ одного ЭП (наименьшего/наибольшего)	$P_n$ общая (рабочих/резервных)				$P_{см}, кВт$	$Q_{см}, кВт \cdot А$			$P_m, кВт$	$Q_m = Q_{см} \cdot A_p$	$S_m, кВт \cdot А$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Шкаф распределительный ПР-1</b>															
<b>Группа «А»</b>															
1	Электродвигжки	4	1,5–5,5	12,2	–	0,06	$\frac{0,45}{1,98}$	0,732	1,45						
2	ТЭНы	1	1,6	1,6	–	0,55	$\frac{0,95}{0,33}$	0,88	0,29						
	<b>Итого по группе «А»</b>	<b>5</b>	<b>1,5–5,5</b>	<b>13,8</b>	<b>&gt;3</b>	<b>0,12</b>	<b><math>\frac{0,68}{1,08}</math></b>	<b>1,612</b>	<b>1,74</b>	<b>4</b>	<b>3,11</b>	<b>5,01</b>	<b>1,91</b>		
<b>Группа «Б»</b>															
3	Насосы	3	7,5–90	112,5	–	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	73,13	54,85						
4	Вентиляторы	4	1,1–5,5	11	–	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	7,15	5,36						
	<b>Итого по группе «Б»</b>	<b>7</b>	<b>1,1–90</b>	<b>123,5</b>	–	<b>0,65</b>	<b><math>\frac{0,8}{0,75}</math></b>	<b>80,28</b>	<b>60,21</b>		<b>1,0</b>	<b>80,28</b>	<b>66,23</b>		
	<b>Итого по ПР-1</b>	<b>12</b>	<b>1,1–90</b>	<b>137,3</b>	–	<b>0,6</b>	<b><math>\frac{0,798}{0,757}</math></b>	<b>81,89</b>	<b>61,95</b>	–	–	<b>85,29</b>	<b>68,14</b>	<b>109,17</b>	<b><math>\frac{162,4}{906,3}</math></b>

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Продолжение таблицы 8.1.															
					№	Наименование узлов питания и групп электроприёмников	Количество ЭП (рабочих/резервных), $n$	Установленная мощность, приведённая к ПВ=100%, кВт		$m = P_{н, max} / P_{н, min}$	Коэффициент использования	$\cos \varphi_{см} / \text{tg} \varphi_{см}$	Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену		Эффективное число ЭП, $n_э$	Коэффициент максимума, $K_m$	Максимальная нагрузка			$I_m / I_{лик} \cdot A$
			$P_n$ одного ЭП (наименьшего/наибольшего)	$P_n$ общая (рабочих/резервных)	$P_{см}, кВт$	$Q_{см}, кВт \cdot А$	$P_m, кВт$	$Q_m = Q_{св}, кВт \cdot А$	$S_m, кВт \cdot А$											
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Шкаф распределительный ПР-2</b>																				
<b>Группа «А»</b>																				
					1	Электрозадвижки	4	1,5 – 3	9,7	–	0,06	$\frac{0,45}{1,98}$	0,582	1,15						
					2	ТЭНы	1	1,6	1,6	–	0,55	$\frac{0,95}{0,33}$	0,88	0,29						
						<b>Итого по группе «А»</b>	<b>5</b>	<b>1,5 – 3</b>	<b>11,3</b>	<b>2</b>	<b>0,13</b>	$\frac{0,712}{0,985}$	<b>1,462</b>	<b>1,44</b>	<b>5</b>	<b>2,87</b>	<b>4,196</b>	<b>1,584</b>		
<b>Группа «Б»</b>																				
					3	Насосы	3	7,5 – 90	112,5	–	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	73,13	54,85						
					4	Вентиляторы	2	1,1 – 2,2	3,3	–	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	2,15	1,61						
						<b>Итого по группе «Б»</b>	<b>5</b>	<b>1,1 – 90</b>	<b>115,8</b>	<b>–</b>	<b>0,65</b>	$\frac{0,8}{0,75}$	<b>75,28</b>	<b>56,46</b>	<b>–</b>	<b>1,0</b>	<b>75,28</b>	<b>62,106</b>		
						<b>Итого по ПР-2</b>	<b>10</b>	<b>1,1 – 90</b>	<b>127,1</b>	<b>–</b>	<b>0,6</b>	$\frac{0,798}{0,755}$	<b>76,742</b>	<b>57,9</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>79,476</b>	<b>63,69</b>	<b>101,85</b>	$\frac{151,3}{835}$

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Продолжение таблицы 8.1															
					№	Наименование узлов питания и групп электроприёмников	Количество ЭП (рабочих/резервных), $n$	Установленная мощность, приведённая к ПВ=100%, кВт		$m = P_{н, max} / P_{н, min}$	Коэффициент использования	$\cos \varphi_{см} / \operatorname{tg} \varphi_{см}$	Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену		Эффективное число ЭП, $n_э$	Коэффициент максимума, $K_m$	Максимальная нагрузка			$I_m / I_{пуск} A$
						$P_n$ одного ЭП (наименьшего/наибольшего)	$P_n$ общая (рабочих/резервных)			$P_{см}, кВт$	$Q_{см}, кВт \cdot А$			$P_m, кВт$	$Q_m = Q_{сск}, кВт \cdot А$	$S_m, кВт \cdot А$				
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Шкаф распределительный ПР-3</b>																				
					1	Электрозадвижки	11	1,5 – 5,5	38,7	>3	0,06	$\frac{0,45}{1,98}$	2,322	4,598	9	2,56	5,944	5,058	7,805	$\frac{20,07}{111,8}$
<b>Шкаф распределительный ПР-4</b>																				
						<b>Группа «А»</b>														
					1	Электрозадвижки	10	0,75 – 3	20,85	>3	0,06	$\frac{0,45}{1,98}$	1,25	2,48	8	2,72	3,4	2,728	4,36	
						<b>Группа «Б»</b>														
					2	Насосы	1	18,5	18,5	–	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$	12,03	9,02	–	1,0	12,03	9,922	15,6	
						<b>Итого по ПР-4</b>	<b>11</b>	$\frac{0,75}{18,5}$	<b>39,35</b>	–	<b>0,34</b>	$\frac{0,756}{0,866}$	<b>13,28</b>	<b>11,5</b>	–	<b>2,14</b>	<b>28,42</b>	<b>11,5</b>	<b>30,66</b>	$\frac{54,11}{207}$

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Продолжение таблицы 8.1												№	Наименование узлов питания и групп электроприёмников	Количество ЭП (рабочих/резервных), $n$	Установленная мощность, приведённая к ПВ=100%, кВт		$m = P_{н, max} / P_{н, min}$	Коэффициент использования	$\cos \varphi_{см} / \lg \varphi_{см}$	Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену		Эффективное число ЭП, $n_э$	Коэффициент максимума, $K_m$	Максимальная нагрузка			$I_m / I_{нис} \cdot A$
					$P_{н, одного ЭП (наименьшего/наибольшего)}$	$P_{н, общая (рабочих/резервных)}$	$P_{см}, кВт$	$Q_{см}, кВт \cdot А$	$P_m, кВт$	$Q_m = Q_{свс}, кВт \cdot А$	$S_m, кВт \cdot А$																					
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16												
<b>Крупные ЭП</b>																																
					1	<b>РП-5</b> (Внутрипарковая перекачка)	1	160	160	–	0,65	$\frac{0.8}{0.75}$	104	78	–	1	104	78	130	$\frac{330,3}{1651}$												
					2	<b>РП-6</b> (Высоконапорный насос)	1	250	250	–	0,65	$\frac{0.8}{0.75}$	162,5	122	–	1	162,5	122	203,2	$\frac{513,3}{2567}$												
					3	<b>РП-7</b> (Высоконапорный насос)	1	250	250	–	0,65	$\frac{0.8}{0.75}$	162,5	122	–	1	162,5	122	203,2	$\frac{513,3}{2567}$												
					4	<b>РП-8</b> (Насос подачи конденсата в продуктопровод)	1	200	200	–	0,65	$\frac{0.8}{0.75}$	130	97,5	–	1	130	97,5	162,5	$\frac{410,6}{2053}$												
					5	<b>РП-9</b> (Насос подачи конденсата в продуктопровод)	1	200	200	–	0,65	$\frac{0.8}{0.75}$	130	97,5	–	1	130	97,5	162,5	$\frac{410,6}{2053}$												

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Таблица 8.2. Защитные аппараты для электроприёмников и силовых распределительных шкафов.

№ п/п	№ на плане	Наименование электроприёмника	$P_n$	$I_n$	$I_{пуск}$	$1,2 \cdot I_{пуск}$	Тип автоматического выключателя	$I_{н.а}$	$I_{н.расц}$	$I_{кз}$
			кВт	А	А	А		А	А	А
<b>ПР – 1</b>										
1	1	В – 1	1.1	2.68	13.4	16.08	ВА51 – 31	100	6.3	3×6.3=18.9
2	2	ВА – 1	5.5	11.94	59.69	71.63	ВА51 – 31	100	12.5	7.5×12.5=93.75
3	5–1	30Н – 4/2	15	32.37	161.86	194.23	ВА51 – 31	100	63	7.5×63=472.5
4	5–2	30Н – 4/2	7.5	16.28	81.39	97.67	ВА51 – 31	100	20	7.5×20=150
5	6	ЭЗ 28	5.5	21.22	106.11	127.34	ВА51 – 31	100	25	7.5×25=187.5
6	7	ЭЗ 30	2.2	8.95	44.75	53.7	ВА51 – 31	100	10	7.5×10=75
7	13	30Н – 1/1	90	185.79	928.95	1114.74	ВА51 – 35	250	200	6×200=1200
8	15	ЭЗ 220	3.0	12	60	72	ВА51 – 31	100	12.5	7.5×12.5=93.75
9	16	ЭЗ 222	1.5	6.25	31.26	37.5	ВА51 – 31	100	6.3	7.5×6.3=47.25
10	21	П – 2/1	2.2	5.03	25.17	30.2	ВА51 – 31	100	6.3	7.5×6.3=47.25
11	22	П – 2/2	2.2	5.03	25.17	30.2	ВА51 – 31	100	6.3	7.5×6.3=47.25
12	23	КВУ	1.6	7.66	7.66	9.19	ВА51 – 31	100	8	3×8=24
13	ПР – 1		85.29	162.4	906.3	1359.45	ВА51– 35	250	200	8×200=1600
<b>ПР – 2</b>										
14	4–1	30Н – 4/1	15	32.37	161.86	194.23	ВА51 – 31	100	63	7.5×63=472.5
15	4–2	30Н – 4/1	7.5	16.28	81.39	97.67	ВА51 – 31	100	20	7.5×20=150
16	8	ЭЗ 29	3.0	12	60	72	ВА51 – 31	100	12.5	7.5×12.5=93.75
17	9	ЭЗ 31	2.2	8.95	44.75	53.7	ВА51 – 31	100	10	7.5×10=75
18	10	В – 2	1.1	2.68	13.4	16.08	ВА51 – 31	100	6.3	3×6.3=18.9
19	14	30Н – ½	90	185.79	928.95	1114.74	ВА51 – 35	250	200	6×200=1200
20	17	ЭЗ 221	3.0	12	60	72	ВА51 – 31	100	12.5	7.5×12.5=93.75
21	18	ЭЗ 223	1.5	6.25	31.26	37.5	ВА51 – 31	100	6.3	7.5×6.3=47.25
22	19	КВУ	1.6	7.66	7.66	9.19	ВА51 – 31	100	8	3×8=24
23	20	П – 1	2.2	5.03	25.17	30.2	ВА51 – 31	100	6.3	7.5×6.3=47.25
24	ПР – 2		79.476	151.3	835	1252.5	ВА51– 35	250	200	8×200=1600

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Продолжение таблицы 8.2

№ п/п	№ на плане	Наименование электроприёмника	$P_n$	$I_n$	$I_{пуск}$	$1,2 \cdot I_{пуск}$	Тип автоматического выключателя	$I_{н.а}$	$I_{н.расц}$	$I_{кз}$
			кВт	А	А	А		А	А	А
<b>ПР – 3</b>										
25	25	ЭЗ 217	1.5	6.25	31.26	37.5	ВА51 – 31	100	6.3	7.5×6.3=47.25
26	26	ЭЗ 219	1.5	6.25	31.26	37.5	ВА51 – 31	100	6.3	7.5×6.3=47.25
27	27	ЭЗ 216	1.5	6.25	31.26	37.5	ВА51 – 31	100	6.3	7.5×6.3=47.25
28	28	ЭЗ 218	1.5	6.25	31.26	37.5	ВА51 – 31	100	6.3	7.5×6.3=47.25
29	29	ЭЗ 16	5.5	21.22	106.11	127.34	ВА51 – 31	100	25	7.5×25=187.5
30	30	ЭЗ 17	5.5	21.22	106.11	127.34	ВА51 – 31	100	25	7.5×25=187.5
31	31	ЭЗ 15	5.5	21.22	106.11	127.34	ВА51 – 31	100	25	7.5×25=187.5
32	32	ЭЗ 14	2.2	8.95	44.75	53.7	ВА51 – 31	100	10	7.5×10=75
33	33	ЭЗ 20	5.5	21.22	106.11	127.34	ВА51 – 31	100	25	7.5×25=187.5
34	34	ЭЗ 21	5.5	21.22	106.11	127.34	ВА51 – 31	100	25	7.5×25=187.5
35	40	ЭЗ 19	3.0	12	60	72	ВА51 – 31	100	12.5	7.5×12.5=93.75
36	ПР – 3		5.944	20.07	111.8	167.7	ВА51– 35	250	80	6×80=480
<b>ПР – 4</b>										
37	24	Н30Е – 1	18.5	39.7	198.5	238.2	ВА51 – 31	100	63	7.5×63=472.5
38	35	ЭЗ 18	2.2	8.95	44.75	53.7	ВА51 – 31	100	10	7.5×10=75
39	36	ЭЗ 23	3.0	12	60	72	ВА51 – 31	100	12.5	7.5×12.5=93.75
40	37	ЭЗ 22	2.2	8.95	44.75	53.7	ВА51 – 31	100	10	7.5×10=75
41	38	ЭЗ 27	2.2	8.95	44.75	53.7	ВА51 – 31	100	10	7.5×10=75
42	39	ЭЗ 26	3.0	12	60	72	ВА51 – 31	100	12.5	7.5×12.5=93.75
43	41	ЭЗ 24	3.0	12	60	72	ВА51 – 31	100	12.5	7.5×12.5=93.75
44	42	ЭЗ 25	3.0	12	60	72	ВА51 – 31	100	12.5	7.5×12.5=93.75
45	43	КЭ 29	0.75	3.3	16.44	19.73	ВА51 – 31	100	6.3	7.5×6.3=47.25
46	44	КЭ 30	0.75	3.3	16.44	19.73	ВА51 – 31	100	6.3	7.5×6.3=47.25
47	45	КЭ 31	0.75	3.3	16.44	19.73	ВА51– 31	100	6.3	7.5×6.3=47.25
48	ПР – 4		28.42	54.11	207	310.5	ВА51 – 35	250	80	6×80=480

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

Продолжение таблицы 8.2

№ п\п	№ на плане	Наименование электроприёмника	$P_n$	$I_n$	$I_{пуск}$	$I_{1,2} \cdot I_{пуск}$	Тип автоматического выключателя	$I_{н.а}$	$I_{н.расц}$	$I_{кз}$
			<i>кВт</i>	<i>A</i>	<i>A</i>	<i>A</i>		<i>A</i>	<i>A</i>	<i>A</i>
<b>Крупные ЭП</b>										
49	3	30Н – 3 (ПР–5)	160	330.3	1651.5	1981.75	ВА51 – 39	630	400	$5 \times 400 = 2000$
50	4	30Н – 4/1 (ПР–6)	250	513.3	2566.5	3079.75	ВА51 – 39	630	630	$5 \times 630 = 3150$
51	5	30Н – 4/2 (ПР–7)	250	513.3	2566.5	3079.75	ВА51 – 39	630	630	$5 \times 630 = 3150$
52	11	30Н – 2/2 (ПР–8)	200	410.63	2053.17	2463.8	ВА51 – 39	630	500	$5 \times 500 = 2500$
53	12	30Н – 2/1 (ПР–9)	200	410.63	2053.17	2463.8	ВА51 – 39	630	500	$5 \times 500 = 2500$

103	Лист
-----	------

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	Таблица 8.3 Выбор распределительной сети и аппаратов защиты														
		Приёмник						Ответвление к ЭП						Автоматический выкл.		
№ докум.	№ по плану цеха	Технологическое обозначение	Наименование электроприёмника	$R_n$ , кВт	$I_p$ , А	$\frac{1,25 \times I_p}{K_{прокл}}$ , А	Марка и сечение проводника, мм <sup>2</sup>	Способ прокладки	$I_{доп}$ , А	Длина, м	$K_{пр}$	$\frac{I_3 \cdot K_3}{K_{прокл}}$	Тип автомата	$\frac{I_{н.расц}}{I_{кз}}$ , А		
															1	2
							<b>ПР – 1</b>									
			1	В – 1	Вытяжная вентиляция	1,1	2,68	4,47	ВВБ6Г (4×1,5)	на лотке	19	46	0,75	8,4	ВА51 – 31	6,3/18,9
			2	ВА – 1	Вытяжная вентиляция аварийная	5,5	11,94	19,9	ВВБ6Г (4×2,5)	на лотке	25	30	0,75	16,67	ВА51 – 31	12,5/93,8
			5–1	30Н – 4/2	Бустерный насос	15	32,37	54	ВВБ6Г (4×25)	на лотке	100	22	0,75	84	ВА51 – 31	63/472,5
			5–2	30Н – 4/2	Масляный насос	7,5	16,28	27,13	ВВБ6Г (4×4)	на лотке	35	23	0,75	26,67	ВА51 – 31	20/150
			6	ЭЗ 28	Электрозадвижка	5,5	21,22	35,37	ВВБ6Г (4×6)	на лотке	45	50	0,75	33,33	ВА51 – 31	25/187,5
			7	ЭЗ 30	Электрозадвижка	2,2	8,95	14,92	ВВБ6Г (4×1,5)	на лотке	19	49	0,75	13,33	ВА51 – 31	10/75
			13	30Н – 1/1	Насос нестабильного конденсата	90	185,79	309,65	2 ВВБ6Г (4×70)	на лотке	370	40	0,75	266,67	ВА51 – 35	200/1200
			15	ЭЗ 220	Электрозадвижка	3,0	12	20	ВВБ6Г (4×2,5)	на лотке	25	27	0,75	16,67	ВА51 – 31	12,5/93,8
			16	ЭЗ 222	Электрозадвижка	1,5	6,25	10,41	ВВБ6Г (4×1,5)	на лотке	19	16	0,75	8,4	ВА51 – 31	6,3/47,25
			21	П – 2/1	Приточная вентиляция	2,2	5,03	8,39	ВВБ6Г (4×1,5)	на лотке	19	15	0,75	8,4	ВА51 – 31	6,3/47,25
			22	П – 2/2	Приточная вентиляция	2,2	5,03	8,39	ВВБ6Г (4×1,5)	на лотке	19	16	0,75	8,4	ВА51 – 31	6,3/47,25
			23	КВУ	ТЭН приточный П – 2	1,6	7,66	12,77	ВВБ6Г (4×1,5)	на лотке	19	18	0,75	10,67	ВА51 – 31	8/24
							<b>ПР – 2</b>									
			4–1	30Н – 4/1	Бустерный насос	15	32,37	54	ВВБ6Г (4×25)	на лотке	60	28	0,75	84	ВА51 – 31	63/472,5
			4–2	30Н – 4/1	Масляный насос	7,5	16,28	27,13	ВВБ6Г (4×4)	на лотке	35	29	0,75	26,67	ВА51 – 31	20/150
			8	ЭЗ 29	Электрозадвижка	3,0	12	20	ВВБ6Г (4×2,5)	на лотке	25	48	0,75	16,67	ВА51 – 31	12,5/93,8
			9	ЭЗ 31	Электрозадвижка	2,2	8,95	14,92	ВВБ6Г (4×1,5)	на лотке	19	47	0,75	13,33	ВА51 – 31	10/75
			10	В – 2	Вытяжная вентиляция	1,1	2,68	4,47	ВВБ6Г (4×1,5)	на лотке	19	53	0,75	8,4	ВА51 – 31	6,3/18,9
			14	30Н – 1/2	Насос нестабильного конденсата	90	185,79	309,65	2 ВВБ6Г (4×70)	на лотке	370	39	0,75	266,67	ВА51 – 35	200/1200

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Продолжение таблицы 8.3										Автоматический ВЫКЛ.			
					Приёмник					Ответвление к ЭП					Тип автомата	$\frac{I_{н.расч}}{I_{из}}$ А		
					№ по плану цеха	Технологическое обозначение	Наименование электроприёмника	$P_n$ , кВт	$I_p$ , А	$\frac{1,25 \times I_p}{K_{прокл}}$ А	Марка и сечение проводника, мм <sup>2</sup>	Способ прокладки	$I_{доп}$ , А	Длина, м	$K_{пр}$	$\frac{I_3 \cdot K_3}{K_{прокл}}$		
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
					<b>ПР – 2</b>													
					17	ЭЗ 221	Электрозадвижка	3.0	12	20	ВВБ6Г (4×2.5)	на лотке	25	20	0,75	16.67	ВА51 – 31	12.5/93.8
					18	ЭЗ 223	Электрозадвижка	1.5	6.25	10.41	ВВБ6Г (4×1.5)	на лотке	19	19	0,75	8.4	ВА51 – 31	6.3/47.25
					19	КВУ	ТЭН приточный П – 1	1.6	7.66	12.77	ВВБ6Г (4×1.5)	на лотке	19	14	0,75	10.67	ВА51 – 31	8/24
					20	П – 1	Приточная вентиляция	2.2	5.03	8.39	ВВБ6Г (4×1.5)	на лотке	19	11	0,75	8.4	ВА51 – 31	6.3/47.25
					<b>ПР – 3</b>													
					25	ЭЗ 217	Блок задвижек ШФЛУ	1.5	6.25	10.41	ВВБ6Г (4×1.5)	по эстакаде	19	30	0,75	8.4	ВА51 – 31	6.3/47.25
					26	ЭЗ 219	Блок задвижек ШФЛУ	1.5	6.25	10.41	ВВБ6Г (4×1.5)	по эстакаде	19	27	0,75	8.4	ВА51 – 31	6.3/47.25
					27	ЭЗ 216	Блок задвижек ШФЛУ	1.5	6.25	10.41	ВВБ6Г (4×1.5)	по эстакаде	19	24	0,75	8.4	ВА51 – 31	6.3/47.25
					28	ЭЗ 218	Блок задвижек ШФЛУ	1.5	6.25	10.41	ВВБ6Г (4×1.5)	по эстакаде	19	21	0,75	8.4	ВА51 – 31	6.3/47.25
					29	ЭЗ 16	БАП (блок арматурных переключений)	5.5	21.22	35.37	ВВБ6Г (4×6)	по эстакаде	45	85	0,75	33.33	ВА51 – 31	25/187.5
					30	ЭЗ 17	БАП (блок арматурных переключений)	5.5	21.22	35.37	ВВБ6Г (4×6)	по эстакаде	45	79	0,75	33.33	ВА51 – 31	25/187.5
					31	ЭЗ 15	БАП (блок арматурных переключений)	5.5	21.22	35.37	ВВБ6Г (4×6)	по эстакаде	45	73	0,75	33.33	ВА51 – 31	25/187.5
					32	ЭЗ 14	БАП (блок арматурных переключений)	2.2	8.95	15.87	ВВБ6Г (4×1.5)	по эстакаде	19	67	0,75	13.33	ВА51 – 31	10/75
					33	ЭЗ 20	БАП (блок арматурных переключений)	5.5	21.22	35.37	ВВБ6Г (4×6)	по эстакаде	45	61	0,75	33.33	ВА51 – 31	25/187.5
					34	ЭЗ 21	БАП (блок арматурных переключений)	5.5	21.22	35.37	ВВБ6Г (4×6)	по эстакаде	45	55	0,75	33.33	ВА51 – 31	25/187.5
					40	ЭЗ 19	БАП (блок арматурных переключений)	3.0	12	20	ВВБ6Г (4×2.5)	по эстакаде	25	52	0,75	16.67	ВА51 – 31	12.5/93.8

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	Продолжение таблицы 8.3													
		Приёмник						Ответвление к ЭП						Автоматический выкл.	
№ докум.	№ по плану цеха	Технологическое обозначение	Наименование электроприёмника	$P_n, кВт$	$I_p, А$	$\frac{I_{25} \times I_p}{K_{прокл} А}$	Марка и сечение проводника, мм <sup>2</sup>	Способ прокладки	$I_{доп}, А$	Длина, м	$K_{пр}$	$\frac{I_3 \cdot K_3}{K_{прокл}}$	Тип автомата	$\frac{I_{н.расц}}{I_{кз} А}$	
															1
		<b>ПР – 4</b>													
		24	НЗ0Е – 1	Дренажный насос	18.5	39.7	66.17	ВВБ6Г (4×25)	по эстакаде	100	80	0,75	84	ВА51 – 31	63/472.5
		35	ЭЗ 18	БАП (блок аматурных переключений)	2.2	8.95	14.92	ВВБ6Г (4×1.5)	по эстакаде	19	52	0,75	13.33	ВА51 – 31	10/75
		36	ЭЗ 23	БАП (блок аматурных переключений)	3.0	12	20	ВВБ6Г (4×2.5)	по эстакаде	25	61	0,75	16.67	ВА51 – 31	12.5/93.8
		37	ЭЗ 22	БАП (блок аматурных переключений)	2.2	8.95	14.92	ВВБ6Г (4×1.5)	по эстакаде	19	64	0,75	13.33	ВА51 – 31	10/75
		38	ЭЗ 27	БАП (блок аматурных переключений)	2.2	8.95	14.92	ВВБ6Г (4×1.5)	по эстакаде	19	67	0,75	13.33	ВА51 – 31	10/75
		39	ЭЗ 26	БАП (блок аматурных переключений)	3.0	12	20	ВВБ6Г (4×2.5)	по эстакаде	25	70	0,75	16.67	ВА51 – 31	12.5/93.8
		41	ЭЗ 24	БАП (блок аматурных переключений)	3.0	12	20	ВВБ6Г (4×2.5)	по эстакаде	25	55	0,75	16.67	ВА51 – 31	12.5/93.8
		42	ЭЗ 25	БАП (блок аматурных переключений)	3.0	12	20	ВВБ6Г (4×2.5)	по эстакаде	25	58	0,75	16.67	ВА51 – 31	12.5/93.8
		43	КЭ 29	Кран электрический	0.75	3.3	5.5	ВВБ6Г (4×1,5)	по эстакаде	19	91	0,75	8.4	ВА51 – 31	6.3/47.25
		44	КЭ 30	Кран электрический	0.75	3.3	5.5	ВВБ6Г (4×1,5)	по эстакаде	19	88	0,75	8.4	ВА51 – 31	6.3/47.25
		45	КЭ 31	Кран электрический	0.75	3.3	5.5	ВВБ6Г (4×1,5)	по эстакаде	19	95	0,75	8.4	ВА51 – 31	6.3/47.25

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Продолжение таблицы 8.3.

Приёмник						Ответвление к ЭП						Автоматический выкл.	
№ по плану цеха	Технологическое обозначение	Наименование электроприёмника	$P_n, кВт$	$I_p, А$	$\frac{1,25 \times I_p}{K_{прокл}}$ А	Марка и сечение проводника, мм <sup>2</sup>	Способ прокладки	$I_{доп}, А$	Длина, м	$K_{пр}$	$\frac{I_3 \cdot K_3}{K_{прокл}}$	Тип автомата	$\frac{I_{н.расц}}{I_{кз}}$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>Крупные ЭП</b>													
3	30Н – 3	Внутрипарковая перекачка	160	330.3	550.5	2 ВВБ6Г (3×150 + 1×50)	на лотке	600	34	0,75	533.3	ВА51 – 39	400/2000
4	30Н – 4/1	Высоконапорный насос	250	513.3	855.5	3 ВВБ6Г (3×150 + 1×50)	на лотке	900	27	0,75	840	ВА51 – 39	630/3150
5	30Н – 4/2	Высоконапорный насос	250	513.3	855.5	3 ВВБ6Г (3×150 + 1×50)	на лотке	900	21	0,75	840	ВА51 – 39	630/3150
11	30Н – 2/2	Насос подачи конденсата в продуктопровод	200	410.6	684.4	3 ВВБ6Г (3×120 + 1×35)	на лотке	780	38	0.75	666.7	ВА51 – 39	500/2500
12	30Н – 2/1	Насос подачи конденсата в продуктопровод	200	410.6	684.4	3 ВВБ6Г (3×120 + 1×35)	на лотке	780	36	0,75	666.7	ВА51 – 39	500/2500

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подпись и дата

Таблица 8.4. Выбор сечений линий питающей сети цеха															
№ п/п	Номер линии на плане цеха	Назначение участка линии питающей сети	Расчетная нагрузка $S_p$ , кВА	Расчетный ток $I_p$ , А	Длина линии $l$ , км	Способ прокладки	Коэффициент прокладки, $K_{пр}$	Марка кабеля	Сечение, выбранное из условия допустимого нагрева $S_n$ , мм <sup>2</sup>	Допустимый длительный ток $I_{доп}$ , А	cosφ	Потери напряжения на 1 А·км, $\Delta U_0$ , %	Расчетные потери напряжения $\Delta U_p$ , %	Принятое сечение и марка участка питающей сети	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	15	16	
1	Л-1	ТП – ПР-1	85.29	162.4	0.09	по эстакадам	0,75	АНРГ	(3×185+1×95)	270	0.798	0.083	1.21	АНРГ (3×185+1×95)	
2	Л-2	ТП – ПР-2	79.476	151.3	0.09	по эстакадам	0,75	АНРГ	(3×185+1×95)	270	0.798	0.083	1.13	АНРГ (3×185+1×95)	
3	Л-3	ТП – ПР-3	5.944	20.07	0.09	по эстакадам	0,75	АНРГ	(3×50+1×16)	110	0.712	0.227	0.41	АНРГ (3×10+1×4)	
4	Л-4	ТП – ПР-4	28.42	54.11	0.09	по эстакадам	0,75	АНРГ	(3×50+1×16)	110	0.756	0.251	1.22	АНРГ (3×35+1×16)	
5	Л-5	ТП – ПР-5 30Н – 3	160	330.3	0.09	по эстакадам	0,75	АНРГ	2 (3×185+1×95)	540	0.8	0.083	1.23	АНРГ 2 (3×185+1×95)	
6	Л-6	ТП – ПР-6 30Н – 4/1	250	513.3	0.09	по эстакадам	0,75	АНРГ	3 (3×185+1×95)	810	0.8	0.083	1.28	АНРГ 3 (3×185+1×95)	
7	Л-7	ТП – ПР-7 30Н – 4/2	250	513.3	0.09	по эстакадам	0,75	АНРГ	3 (3×185+1×95)	810	0.8	0.083	1.28	АНРГ 3 (3×185+1×95)	
8	Л-8	ТП – ПР-8 30Н – 2/2	200	410.63	0.09	по эстакадам	0,75	АНРГ	3 (3×150+1×50)	705	0.8	0.097	1.19	АНРГ 3 (3×150+1×50)	
9	Л-9	ТП – ПР-9 30Н – 2/1	200	410.63	0.09	по эстакадам	0,75	АНРГ	3 (3×150+1×50)	705	0.8	0.097	1.19	АНРГ 3 (3×150+1×50)	

## 8.6. РАСЧЁТ ПИТАЮЩЕЙ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПО УСЛОВИЮ ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Поперечная составляющая падения напряжения  $\delta U_\phi$  учитывается только для линий  $U_n \geq 35 \text{ кВ}$ , при  $U_n < 35 \text{ кВ}$   $\delta U_\phi \ll U_\phi$  и в наших расчётах она не учитывается. Продольное падение напряжения  $\Delta U$  на участке сети:

$$\Delta U_{ij} \% = \frac{100}{U_n^2} \cdot (P_{ij} \cdot R_{ij} + Q_{ij} \cdot X_{ij}), \quad (8.9)$$

где  $\Delta U_{ij} \%$  – отклонение напряжения на соответствующем участке сети %;

$P_{ij}$  – поток активной мощности, передаваемый по соответствующему участку сети,  $\text{Вт}$ ;

$Q_{ij}$  – поток реактивной мощности, передаваемый по соответствующему участку сети,  $\text{В} \cdot \text{Ар}$ ;

$R_{ij} = r_{0ij} \cdot l_{ij}$  – активное сопротивление линии соответствующего участка сети,  $\text{Ом}$ .

Здесь  $r_{0ij}$  – удельное активное сопротивление линии соответствующего участка сети,  $\text{Ом/км}$ , принимаемое, согласно справочной литературе;

$l_{ij}$  – длина линии соответствующего участка сети,  $\text{км}$ ;

$X_{ij} = x_{0ij} \cdot l_{ij}$  – реактивное сопротивление линии соответствующего участка сети,  $\text{Ом}$ .

Здесь  $x_{0ij}$  – удельное реактивное сопротивление линии соответствующего участка сети,  $\text{Ом/км}$ .

В расчётной цепочке ГПП – удалённый ЭП имеется цеховая ТП, поэтому нужно выполнить расчёт потери напряжения в трансформаторе  $\Delta U_T$ , а именно:

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi_2 + U_p \cdot \cos \varphi_2), \quad (8.10)$$

где  $\beta_T$  – отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы:

$$\beta_T = \frac{S_{факт}}{S_{ном}}. \quad (8.11)$$

Здесь  $S_{факт}$  – поток мощности, передаваемый через цеховой трансформатор,  $кВ \cdot А$ ,

$S_{ном}$  – номинальная мощность цехового трансформатора,  $кВ \cdot А$ ;

$U_a\%$  - активная составляющая напряжения короткого замыкания цехового трансформатора, %:

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном}} \cdot 100 \%. \quad (8.12)$$

Здесь  $\Delta P_{кз}$  – потери активной мощности при коротком замыкании,  $кВт$ ;

$U_p\%$  - реактивная составляющая напряжения кз:

$$U_p \% = \sqrt{(U_k \%)^2 - (U_a \%)^2}. \quad (8.13)$$

Здесь  $U_k\%$  - напряжение короткого замыкания в процентах от номинального;

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2}{S_2} = \frac{P - \Delta P_T}{\sqrt{(P - \Delta P_T)^2 + (Q - \Delta Q_T)^2}} - \text{коэффициент мощности для}$$

вторичной нагрузки цехового трансформатора.

(9.14)

Произведём расчёт потери напряжения для линии от шин ГПП до зажимов высоконапорного насоса 30Н – 4/1 (рисунок 9.3).

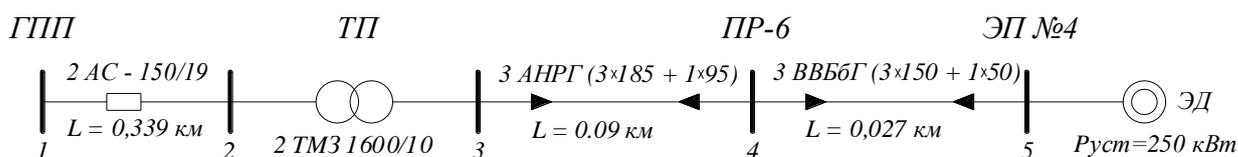


Рисунок 9.3. Радиальная сеть для расчёта отклонения напряжения.

## РАСЧЁТ МАКСИМАЛЬНОГО РЕЖИМА

Участок 1-2:

$$R_{12} = \frac{r_0 \cdot l_{12}}{n} = \frac{0.195 \cdot 0.339}{2} = 0.033 \text{ Ом};$$

$$X_{12} = \frac{x_0 \cdot l_{12}}{n} = \frac{0.358 \cdot 0.339}{2} = 0.061 \text{ Ом}.$$

$$P_{12} = P_{УНТС} + P_{УСК} + P_{РПСК} + P_{ПХЗГ} = 469.54 + 673.85 + 878.19 + 123.13 = 2144.71 \text{ кВт},$$

$$\begin{aligned} Q_{12} &= Q_{УНТС} + Q_{УСК} + Q_{РПСК} + Q_{ПХЗГ} - Q_{КВ} = \\ &= 332.78 + 492.35 + 652.76 + 90.44 - 1050 = 518.33 \text{ кВт}\cdot\text{Ап}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{12} \% &= \frac{1}{10 \cdot U_H^2} \cdot (P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}) = \\ &= \frac{1}{10 \cdot 6.3^2} \cdot (2144.71 \cdot 0.033 + 518.33 \cdot 0.061) = 0.258 \%. \end{aligned}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{U_{НОМ} \cdot \Delta U_{12} \%}{100} = \frac{6300 \cdot 0.258}{100} = 16.25 \text{ В}.$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6300 - 16.25 = 6283.75 \text{ В}.$$

Участок 2-3:

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{НОМ}} \cdot 100 \% = \frac{16.5}{2 \cdot 1600} \cdot 100 \% = 0.516 \%.$$

$$U_p \% = \sqrt{(U_k \%)^2 - (U_a \%)^2} = \sqrt{6.0^2 - 0.516^2} = 5.978 \%.$$

$$\beta_T = \frac{S_{факт}}{S_{НОМ}} = \frac{\sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2}}{S_{НОМ}} = \frac{\sqrt{2144.71^2 + 518.33^2}}{2 \cdot 1600} = \frac{2206.46}{2 \cdot 1600} = 0.69 < 1.$$

$$\Delta P_T = 0.02 \cdot S_{факт} = 0.02 \cdot 2206.46 = 44.13 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 0.01 \cdot S_{факт} = 0.01 \cdot 2206.46 = 22.06 \text{ кВт}\cdot\text{Ап}.$$

$$\begin{aligned} \cos \varphi_2 &= \frac{P_2}{S_2} = \frac{P - \Delta P_T}{\sqrt{(P - \Delta P_T)^2 + (Q - \Delta Q_T)^2}} = \\ &= \frac{2144.71 - 44.13}{\sqrt{(2144.71 - 44.13)^2 + (518.33 - 22.06)^2}} = \frac{2100.58}{2196.867} = 0.956. \end{aligned}$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{Q - \Delta Q_T}{S_2} = \frac{518.33 - 22.06}{2196.867} = \frac{496.27}{2196.867} = 0.294.$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{23} &= \beta_T \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi_2 + U_p \cdot \cos \varphi_2) = \\ &= 0.69 \cdot (0.516 \cdot 0.956 + 5.978 \cdot 0.294) + \frac{0.69^2}{200} \cdot (0.516 \cdot 0.294 + 5.978 \cdot 0.956) = \\ &= 1.575 + 0.014 = 1.589 \%. \end{aligned}$$

$$\Delta U_{23} = \frac{U_2 \cdot \Delta U_{23} \%}{100} = \frac{6283.75 \cdot 1.589}{100} = 99.8 \text{ В.}$$

$$U_3 = (U_2 - \Delta U_{23}) \cdot k_{mp} = (6282.3 - 99.8) \cdot \frac{0.4}{6.3} = 392.54 \text{ В.}$$

#### Участок 3-4:

$r_0 = 0.169 \text{ Ом/км}$  – удельное активное сопротивление кабелей с алюминиевыми жилами сечением  $185 \text{ мм}^2$ ,  $x_0 = 0.06 \text{ Ом/км}$  – удельное индуктивное сопротивление кабелей с сечением жилы  $185 \text{ мм}^2$  при напряжении  $0.4 \text{ кВ}$ .

[8, табл. 6.3, стр. 126]

$$R_{34} = \frac{r_0 \cdot l_{34}}{n} = \frac{0.169 \cdot 0.09}{3} = 0.005 \text{ Ом};$$

$$X_{34} = \frac{x_0 \cdot l_{34}}{n} = \frac{0.06 \cdot 0.09}{3} = 0.0018 \text{ Ом.}$$

$$P_{34} = 250 \text{ кВт}, \quad Q_{34} = P_{34} \cdot \text{tg} \varphi = 250 \cdot 0.75 = 187.5 \text{ кВ} \cdot \text{Ар.}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{34} \% &= \frac{1}{10 \cdot U_3^2} \cdot (P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}) = \\ &= \frac{1}{10 \cdot 0.39254^2} \cdot (250 \cdot 0.005 + 187.5 \cdot 0.0018) = 1.03 \%. \end{aligned}$$

$$\Delta U_{34} = \frac{U_3 \cdot \Delta U_{34} \%}{100} = \frac{392.54 \cdot 1.03}{100} = 4.0 \text{ В.}$$

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 392.54 - 4.0 = 388.54 \text{ В.}$$

#### Участок 4-5:

$r_0 = 0.124 \text{ Ом/км}$  – удельное активное сопротивление кабелей с медными жилами сечением  $150 \text{ мм}^2$ ,  $x_0 = 0.06 \text{ Ом/км}$  – удельное индуктивное сопротивление кабелей с сечением жилы  $150 \text{ мм}^2$  при напряжении  $0.4 \text{ кВ}$ .

$$R_{45} = \frac{r_0 \cdot l_{45}}{n} = \frac{0.124 \cdot 0.027}{3} = 0.0011 \text{ Ом};$$

$$X_{45} = \frac{x_0 \cdot l_{45}}{n} = \frac{0.06 \cdot 0.027}{3} = 0.00054 \text{ Ом.}$$

$$P_{45} = 250 \text{ кВт}, \quad Q_{45} = P_{45} \cdot \text{tg} \varphi = 250 \cdot 0.75 = 187.5 \text{ кВ} \cdot \text{Ар.}$$

$$\Delta U_{45\%} = \frac{1}{10 \cdot U_4^2} \cdot (P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}) =$$

$$= \frac{1}{10 \cdot 0.38854^2} \cdot (250 \cdot 0.0011 + 187.5 \cdot 0.00054) = 0.25 \%$$

$$\Delta U_{45} = \frac{U_4 \cdot \Delta U_{45\%}}{100} = \frac{388.54 \cdot 0.25}{100} = 0.97 \text{ В.}$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 388.54 - 0.97 = 387.57 \text{ В.}$$

Потери напряжения в максимальном режиме составили

$$\frac{U_{\text{ном}} - U_5}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{400 - 387.57}{400} \cdot 100\% = 3.1075 \%,$$

что меньше допустимых 5 %.

### РАСЧЁТ МИНИМАЛЬНОГО РЕЖИМА

Для минимального режима необходим годовой график активной и реактивной нагрузок. В качестве такого графика, используя справочную литературу [7, стр. 381], принимаем характерный годовой график нагрузок предприятий газодобывающей промышленности, представленный ниже (рис. 9.4).

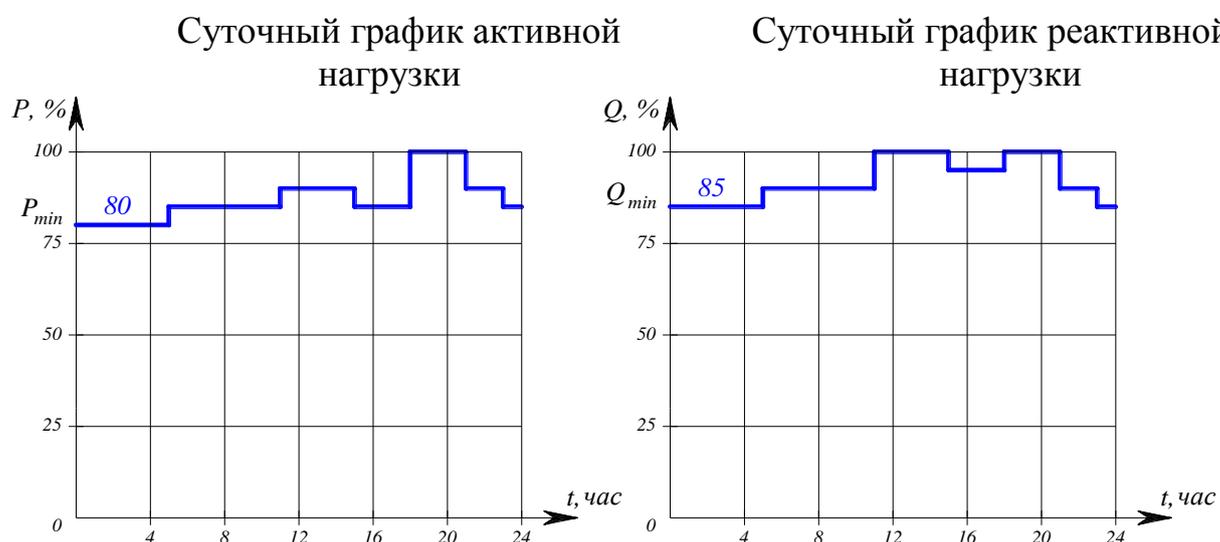


Рисунок 8.4. Характерные годовые графики нагрузок предприятий газодобывающей промышленности

Участок 1-2:

$$R_{12} = 0.033 \text{ Ом}; \quad X_{12} = 0.061 \text{ Ом.}$$

Из графиков нагрузки:

$$P_{12} = 0.8 \cdot 2144.71 = 1715.77 \text{ кВт}, \quad Q_{12} = 0.85 \cdot 518.33 = 440.6 \text{ кВ}\cdot\text{Ап.}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{12} \% &= \frac{1}{10 \cdot U_H^2} \cdot (P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}) = \\ &= \frac{1}{10 \cdot 6.3^2} \cdot (1715.77 \cdot 0.033 + 440.6 \cdot 0.061) = 0.21 \% \end{aligned}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{U_{ном} \cdot \Delta U_{12} \%}{100} = \frac{6300 \cdot 0.21}{100} = 13.2 \text{ В.}$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6300 - 13.2 = 6286.8 \text{ В.}$$

Участок 2-3

$$U_a \% = 0.516 \%, \quad U_p \% = 5.978 \%$$

$$\beta_T = \frac{S_{факт}}{S_{ном}} = \frac{\sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2}}{S_{ном}} = \frac{\sqrt{1715.77^2 + 440.6^2}}{2 \cdot 1600} = \frac{1807.37}{2 \cdot 1600} = 0.565 < 1.$$

$$\Delta P_T = 0.02 \cdot S_{факт} = 0.02 \cdot 1807.37 = 36.15 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 0.01 \cdot S_{факт} = 0.01 \cdot 1807.37 = 18.07 \text{ кВ}\cdot\text{Ап.}$$

$$\begin{aligned} \cos \varphi_2 &= \frac{P_2}{S_2} = \frac{P - \Delta P_T}{\sqrt{(P - \Delta P_T)^2 + (Q - \Delta Q_T)^2}} = \\ &= \frac{1715.77 - 36.15}{\sqrt{(1715.77 - 36.15)^2 + (440.6 - 18.07)^2}} = \frac{1679.62}{1767.38} = 0.95. \end{aligned}$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{Q - Q_T}{S_2} = \frac{440.6 - 18.07}{1767.38} = \frac{422.53}{1767.38} = 0.311.$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{23} &= \beta_T \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi_2 + U_p \cdot \cos \varphi_2) = \\ &= 0.565 \cdot (0.516 \cdot 0.95 + 5.978 \cdot 0.311) + \frac{0.565^2}{200} \cdot (0.516 \cdot 0.311 + 5.978 \cdot 0.95) = \\ &= 1.644 + 0.015 = 1.659 \%. \end{aligned}$$

$$\Delta U_{23} = \frac{U_2 \cdot \Delta U_{23} \%}{100} = \frac{6286.8 \cdot 1.659}{100} = 104.28 \text{ В.}$$

$$U_3 = (U_2 - \Delta U_{23}) \cdot k_{mp} = (6286.8 - 104.28) \cdot \frac{0.4}{6.3} = 392.46 \text{ В.}$$

Участок 3-4:

$$R_{34} = 0.005 \text{ Ом}; \quad X_{34} = 0.0018 \text{ Ом.}$$

$$P_{34} = 250 \text{ кВт}, \quad Q_{34} = P_{34} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 250 \cdot 0.75 = 187.5 \text{ кВ}\cdot\text{Ар.}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{34} \% &= \frac{1}{10 \cdot U_3^2} \cdot (P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}) = \\ &= \frac{1}{10 \cdot 0.39246^2} \cdot (250 \cdot 0.005 + 187.5 \cdot 0.0018) = 1.03 \%. \end{aligned}$$

$$\Delta U_{34} = \frac{U_3 \cdot \Delta U_{34} \%}{100} = \frac{392.46 \cdot 1.03}{100} = 4.045 \text{ В.}$$

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 392.46 - 4.045 = 388.415 \text{ В.}$$

Участок 4-5:

$$R_{45} = 0.0011 \text{ Ом}; \quad X_{45} = 0.00054 \text{ Ом.}$$

$$P_{45} = 250 \text{ кВт}, \quad Q_{45} = P_{45} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 250 \cdot 0.75 = 187.5 \text{ кВ}\cdot\text{Ар.}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{45} \% &= \frac{1}{10 \cdot U_4^2} \cdot (P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}) = \\ &= \frac{1}{10 \cdot 0.38842^2} \cdot (250 \cdot 0.0011 + 187.5 \cdot 0.00054) = 0.25 \%. \end{aligned}$$

$$\Delta U_{45} = \frac{U_4 \cdot \Delta U_{45} \%}{100} = \frac{388.415 \cdot 0.25}{100} = 0.97 \text{ В.}$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 388.415 - 0.97 = 387.445 \text{ В.}$$

Потери напряжения в минимальном режиме составили

$$\frac{U_{ном} - U_5}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{400 - 387.445}{400} \cdot 100\% = 3.14 \%,$$

что меньше допустимых 5 %.

**РАСЧЁТ ПОСЛЕАВАРИЙНОГО РЕЖИМА**

За послеаварийный режим принимаем отключение одного из трансформаторов ТП.

Участок 1-2:

$$r_0 = 0.195 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0.358 \text{ Ом/км}$$

[8, табл. 3.1, стр. 62, табл. 6.2, стр. 125]

$$R_{12} = \frac{r_0 \cdot l_{12}}{n} = \frac{0.195 \cdot 0.339}{1} = 0.066 \text{ Ом};$$

$$X_{12} = \frac{x_0 \cdot l_{12}}{n} = \frac{0.358 \cdot 0.339}{1} = 0.122 \text{ Ом}.$$

$$P_{12} = 2144.71 \text{ кВт}, \quad Q_{12} = 518.33 \text{ кВ·Ар}.$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{12} \% &= \frac{1}{10 \cdot U_H^2} \cdot (P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}) = \\ &= \frac{1}{10 \cdot 6.3^2} \cdot (2144.71 \cdot 0.066 + 518.33 \cdot 0.122) = 0.516 \%. \end{aligned}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{U_{ном} \cdot \Delta U_{12} \%}{100} = \frac{6300 \cdot 0.516}{100} = 32.5 \text{ В}.$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6300 - 32.5 = 6267.5 \text{ В}.$$

Участок 2-3:

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном}} \cdot 100 \% = \frac{16.5}{1 \cdot 1600} \cdot 100 \% = 1.03 \%.$$

$$U_p \% = \sqrt{(U_k \%)^2 - (U_a \%)^2} = \sqrt{6.0^2 - 1.03^2} = 5.911 \%.$$

$$\beta_T = \frac{S_{факт}}{S_{ном}} = \frac{\sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2}}{S_{ном}} = \frac{\sqrt{2144.71^2 + 518.33^2}}{1 \cdot 1600} = \frac{2246.43}{1 \cdot 1600} = 1.4 > 1.$$

$$\Delta P_T = 0.02 \cdot S_{факт} = 0.02 \cdot 2246.43 = 44.93 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 0.01 \cdot S_{факт} = 0.01 \cdot 2246.43 = 22.46 \text{ кВ·Ар}.$$

$$\begin{aligned} \cos \varphi_2 &= \frac{P_2}{S_2} = \frac{P - \Delta P_T}{\sqrt{(P - \Delta P_T)^2 + (Q - \Delta Q_T)^2}} = \\ &= \frac{2144.71 - 44.93}{\sqrt{(2144.71 - 44.93)^2 + (518.33 - 22.46)^2}} = \frac{2099.78}{2196.867} = 0.956. \end{aligned}$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{Q - Q_T}{S_2} = \frac{518.33 - 22.46}{861.71} = \frac{495.87}{2196.867} = 0.294.$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{23} &= \beta_T \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi_2 + U_p \cdot \cos \varphi_2) = \\ &= 1.4 \cdot (1.03 \cdot 0.956 + 5.911 \cdot 0.294) + \frac{1.4^2}{200} \cdot (1.03 \cdot 0.294 + 5.911 \cdot 0.956) = \\ &= 3.81 + 0.057 = 3.867\%. \end{aligned}$$

$$\Delta U_{23} = \frac{U_2 \cdot \Delta U_{23}\%}{100} = \frac{6267.5 \cdot 3.867}{100} = 242.24 \text{ В.}$$

$$U_3 = (U_2 - \Delta U_{23}) \cdot k_{mp} = (6267.5 - 242.24) \cdot \frac{0.4}{6.3} = 382.37 \text{ В.}$$

#### Участок 3-4:

$r_0 = 0.169 \text{ Ом/км}$  – удельное активное сопротивление кабелей с алюминиевыми жилами сечением  $185 \text{ мм}^2$ ,  $x_0 = 0.06 \text{ Ом/км}$  – удельное индуктивное сопротивление кабелей с сечением жилы  $185 \text{ мм}^2$  при напряжении  $0.4 \text{ кВ}$ .

$$R_{34} = \frac{r_0 \cdot l_{34}}{n} = \frac{0.169 \cdot 0.09}{3} = 0.005 \text{ Ом};$$

$$X_{34} = \frac{x_0 \cdot l_{34}}{n} = \frac{0.06 \cdot 0.09}{3} = 0.0018 \text{ Ом.}$$

$$P_{34} = 250 \text{ кВт}, \quad Q_{34} = P_{34} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 250 \cdot 0.75 = 187.5 \text{ кВ} \cdot \text{Ар.}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{34}\% &= \frac{1}{10 \cdot U_3^2} \cdot (P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}) = \\ &= \frac{1}{10 \cdot 0.38237^2} \cdot (250 \cdot 0.005 + 187.5 \cdot 0.0018) = 1.086\%. \end{aligned}$$

$$\Delta U_{34} = \frac{U_3 \cdot \Delta U_{34}\%}{100} = \frac{382.37 \cdot 1.086}{100} = 4.15 \text{ В.}$$

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 382.37 - 4.15 = 378.22 \text{ В.}$$

#### Участок 4-5:

$r_0 = 0.124 \text{ Ом/км}$  – удельное активное сопротивление кабелей с медными жилами сечением  $150 \text{ мм}^2$ ,  $x_0 = 0.06 \text{ Ом/км}$  – удельное индуктивное сопротивление кабелей с сечением жилы  $150 \text{ мм}^2$  при напряжении  $0.4 \text{ кВ}$ .

[8, табл. 6.3, стр. 126]

$$R_{45} = \frac{r_0 \cdot l_{45}}{n} = \frac{0.124 \cdot 0.027}{3} = 0.0011 \text{ Ом};$$

$$X_{45} = \frac{x_0 \cdot l_{45}}{n} = \frac{0.06 \cdot 0.027}{3} = 0.00054 \text{ Ом}.$$

$$P_{45} = 250 \text{ кВт}, \quad Q_{45} = P_{45} \cdot \text{tg} \varphi = 250 \cdot 0.75 = 187.5 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{45} \% &= \frac{1}{10 \cdot U_4^2} \cdot (P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}) = \\ &= \frac{1}{10 \cdot 0.37822^2} \cdot (250 \cdot 0.0011 + 187.5 \cdot 0.00054) = 0.263 \%. \end{aligned}$$

$$\Delta U_{45} = \frac{U_4 \cdot \Delta U_{45} \%}{100} = \frac{378.22 \cdot 0.263}{100} = 0.995 \text{ В}.$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 378.22 - 0.995 = 377.225 \text{ В}.$$

Потери напряжения в послеаварийном режиме составили

$$\frac{U_{\text{ном}} - U_5}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{400 - 377.225}{400} \cdot 100\% = 5.69 \%,$$

что меньше допустимых  $10 \%$ .

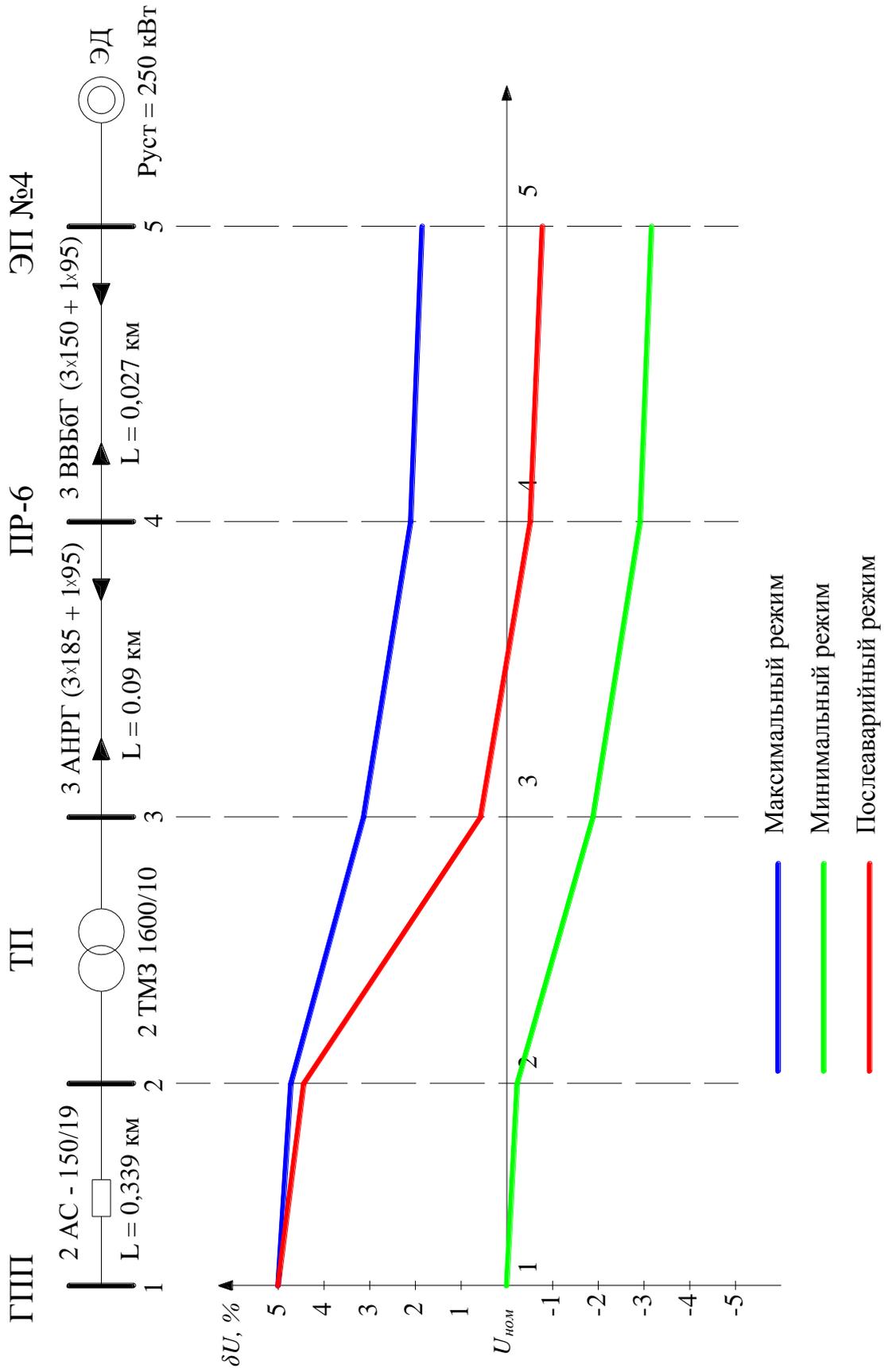


Рисунок 8.5 – Эпюры отклонений напряжений.

## 8.7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДО 1 кВ

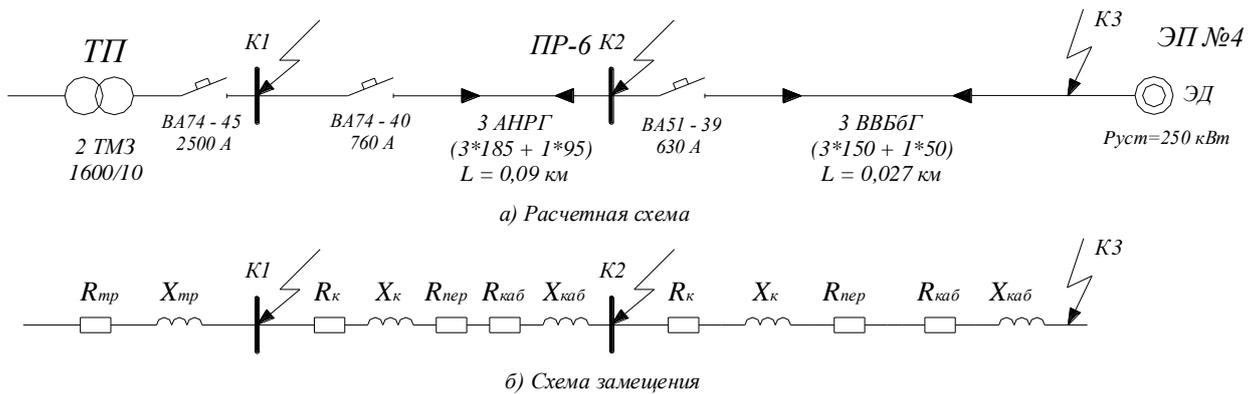


Рисунок 8.6. Расчётная схема для участка цеховой сети 0,4 кВ ТП – ЭП №4.

### Расчёт токов для точки К1:

Активное сопротивление силового трансформатора:

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_{кз} U_{ном}^2}{S_{ном.тр}^2} = \frac{16.5 \cdot 400^2}{1600^2} = 1.031 \text{ мОм.}$$

Реактивное сопротивление силового трансформатора определяется по формуле:

$$X_{тр} = \frac{U_p \%}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.тр}}, \quad (8.15)$$

где  $U_p \% = \sqrt{(U_{кз} \%)^2 - (U_a \%)^2}$  – реактивная составляющая напряжения КЗ.

Активная составляющая напряжения КЗ:

$$U_a = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном.тр}} \cdot 100\% = \frac{16.5}{1600} \cdot 100\% = 1.031 \text{ \%}.$$

$$U_p \% = \sqrt{6.0^2 - 1.031^2} = 5.911 \text{ \%}.$$

И окончательно реактивное сопротивление трансформатора:

$$X_{тр} = \frac{5.911}{100} \cdot \frac{400^2}{1600} = 5.911 \text{ мОм.}$$

Для автоматического выключателя ВА74 – 45 сопротивление катушек максимального тока при  $I_{н.расч.} \geq 1000 \text{ А}$  не учитывается.

Для трансформатора тока при коэффициенте трансформации  $k_T \geq 1000/5$  сопротивление первичных обмоток трансформатора тока не учитывается.

Суммарное полное сопротивление до точки КЗ:

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{R_{mp}^2 + X_{mp}^2} = \sqrt{1.031^2 + 5.911^2} = 6 \text{ мОм.}$$

Действующее значение установившегося тока короткого замыкания находим из выражения:

$$I_K = I'' = I_\infty = \frac{1.05 \cdot U_{н.сети}}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma}. \quad (8.16)$$

Ток КЗ в точке К1:

$$I_{K1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6} = 38.49 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K, \quad (8.17)$$

где  $K_y = 1 + e^{-0.01/T_a}$  – ударный коэффициент, показывающий превышение ударного тока над амплитудой периодической составляющей тока короткого замыкания.

Величина ударного коэффициента зависит от постоянной времени

$$T_a = \frac{L_K}{R_K} = \frac{x_K}{\omega \cdot R_K} = \frac{5.911}{314 \cdot 1.031} = 0.018 \text{ с.}$$

$$K_y = 1 + e^{-0.01/0.018} = 1 + 0.573 = 1.573.$$

$$i_y = 1.573 \cdot \sqrt{2} \cdot 38.49 = 85.62 \text{ кА.}$$

Выбранный ранее автоматический выключатель ВА74 – 45 с номинальным током выключателя  $I_{на} = 3000 \text{ А}$ , номинальным током расцепителя  $I_{н.расц} = I_{перезр} = 2500 \text{ А}$ , током уставки электромагнитного расцепителя  $I_{кз} = 5 \cdot I_{н.расц} = 5 \cdot 1000 = 7500 \text{ А}$ , предельным током отключения  $I_{откл} = 100 \text{ кА}$  обеспечивает защиту цеховой сети при коротком замыкании на шинах  $0.4 \text{ кВ}$  цеховой ТП.

Расчёт токов для точки К2:

Для автоматического выключателя ВА74 – 40 с  $I_{ном.расц}=760$  А принимаем:

$R_k=0.12$  мОм – активное сопротивление токовой катушки автоматического выключателя;

$X_k=0.094$  мОм – индуктивное сопротивление токовой катушки автоматического выключателя;

$R_{пер}=0.25$  мОм – переходное сопротивление контактов.

Для трансформатора тока при коэффициенте трансформации  $k_T \geq 1000/5$  сопротивление первичных обмоток трансформатора тока не учитывается.

Для кабеля 3 АНРГ – (3×185 + 3×95) рассчитаем активное и реактивное сопротивления:

$$R_{каб} = \frac{r_0 \cdot l}{n} = \frac{0.159 \cdot 0.09}{3} = 4.77 \text{ мОм};$$

$$X_{каб} = \frac{x_0 \cdot l}{n} = \frac{0.06 \cdot 0.09}{3} = 1.8 \text{ мОм},$$

где  $r_0 = 0.159$  Ом/км – удельное активное сопротивление кабелей с алюминиевыми жилами сечением  $185 \text{ мм}^2$ ,  $x_0 = 0.06$  Ом/км – удельное индуктивное сопротивление кабелей с сечением жилы  $185 \text{ мм}^2$  при напряжении  $0.4 \text{ кВ}$ .

Суммарное полное сопротивление до точки К2:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma K2} &= Z_{\Sigma K1} + \sqrt{(R_k + R_{пер} + R_{каб})^2 + (X_k + X_{каб})^2} = \\ &= 6 + \sqrt{(0.12 + 0.25 + 4.77)^2 + (0.094 + 1.8)^2} = 11.478 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Действующее значение установившегося тока короткого замыкания в точке К2:

$$I_{K2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11.478} = 20.12 \text{ кА}.$$

Постоянная времени К3:

$$T_a = \frac{L_k}{R_k} = \frac{x_k}{\omega \cdot R_k} = \frac{7.805}{314 \cdot 6.171} = 0.004 \text{ с}.$$

Ударный коэффициент  $K_y$  в точке К2:

$$K_y = 1 + e^{-0.01/0.004} = 1 + 0.082 = 1.082.$$

Ударный ток КЗ в точке К2:

$$i_y = 1.082 \cdot \sqrt{2} \cdot 20.12 = 30.787 \text{ кА}.$$

Выбранный ранее автоматический выключатель ВА74 – 40 с номинальным током выключателя  $I_{на} = 800 \text{ А}$ , номинальным током расцепителя  $I_{н.расц} = I_{перезр} = 760 \text{ А}$ , током уставки электромагнитного расцепителя  $I_{н.расц} = 3800 \text{ А}$ , предельным током отключения  $I_{откл} = 50 \text{ кА}$  обеспечивает защиту цеховой сети при коротком замыкании на шинах  $0.4 \text{ кВ}$  цеховой ТП.

Расчёт токов для точки К3:

Для автоматического выключателя ВА51 – 39 с  $I_{ном.расц} = 630 \text{ А}$  принимаем:

$R_k = 0.12 \text{ мОм}$  – активное сопротивление токовой катушки автоматического выключателя;

$X_k = 0.094 \text{ мОм}$  – индуктивное сопротивление токовой катушки автоматического выключателя;

$R_{пер} = 0.25 \text{ мОм}$  – переходное сопротивление контактов.

Для кабеля 3 ВВБГ – (3×150 + 3×50) рассчитаем активное и реактивное сопротивления:

$$R_{каб} = \frac{r_0 \cdot l}{n} = \frac{0.12 \cdot 0.027}{3} = 1 \text{ мОм};$$

$$X_{каб} = \frac{x_0 \cdot l}{n} = \frac{0.06 \cdot 0.027}{3} = 0.54 \text{ мОм}.$$

Где  $r_0 = 0.12 \text{ Ом/км}$  – удельное активное сопротивление кабелей с медными жилами сечением  $150 \text{ мм}^2$ ,  $x_0 = 0.06 \text{ Ом/км}$  – удельное индуктивное сопротивление кабелей с сечением жилы  $150 \text{ мм}^2$  при напряжении  $0.4 \text{ кВ}$ .

Суммарное полное сопротивление до точки К3:

$$Z_{\Sigma K3} = Z_{\Sigma K2} + \sqrt{(R_{\kappa} + R_{nep} + R_{mm} + R_{каб})^2 + (X_{\kappa} + X_{mm} + X_{каб})^2} =$$

$$= 11.478 + \sqrt{(0.12 + 0.25 + 1)^2 + (0.094 + 0.54)^2} = 12.988 \text{ мОм.}$$

Действующее значение установившегося тока короткого замыкания в точке КЗ:

$$I_{K3} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 12.988} = 17.78 \text{ кА.}$$

Величину ударного коэффициента в точке КЗ, наиболее удалённой от шин цеховой ТП, принимаем равным  $K_y = 1.0$ .

Ударный ток КЗ в точке КЗ:

$$i_y = 1.0 \cdot \sqrt{2} \cdot 17.78 = 25.15 \text{ кА.}$$

Выбранный ранее автоматический выключатель ВА51 – 39 с номинальным током выключателя  $I_{на} = 630 \text{ А}$ , номинальным током расцепителя  $I_{н.расц} = I_{перезр} = 630 \text{ А}$ , током уставки электромагнитного расцепителя  $I_{н.расц} = 3150 \text{ А}$ , предельным током отключения  $I_{откл} = 50 \text{ кА}$  обеспечивает защиту цеховой сети при коротком замыкании на шинах  $0.4 \text{ кВ}$  цеховой ТП.

## 8.8 Построение карты селективности

Таблица 8.6 – Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

	Электроприёмник Высоконапорный насос	Силовой распределитель- ный пункт ПР – 6	Подстанция ТП	Значение тока КЗ в соотв. Точках, кА		
				1	2	3
Расчётный ток, А		513,3	2431	38,5	20,12	17,8
Пиковый ток, А	–	2566,5	5636			
Номинальный ток, А	513,3	–	–			
Пусковой ток, А	2566,5	–	–			

Таблица 8.7 - Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, $A$	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, $A$
ВА51 – 39	630	3150
ВА74 – 40	760	3800
ВА74 – 45	2500	7500

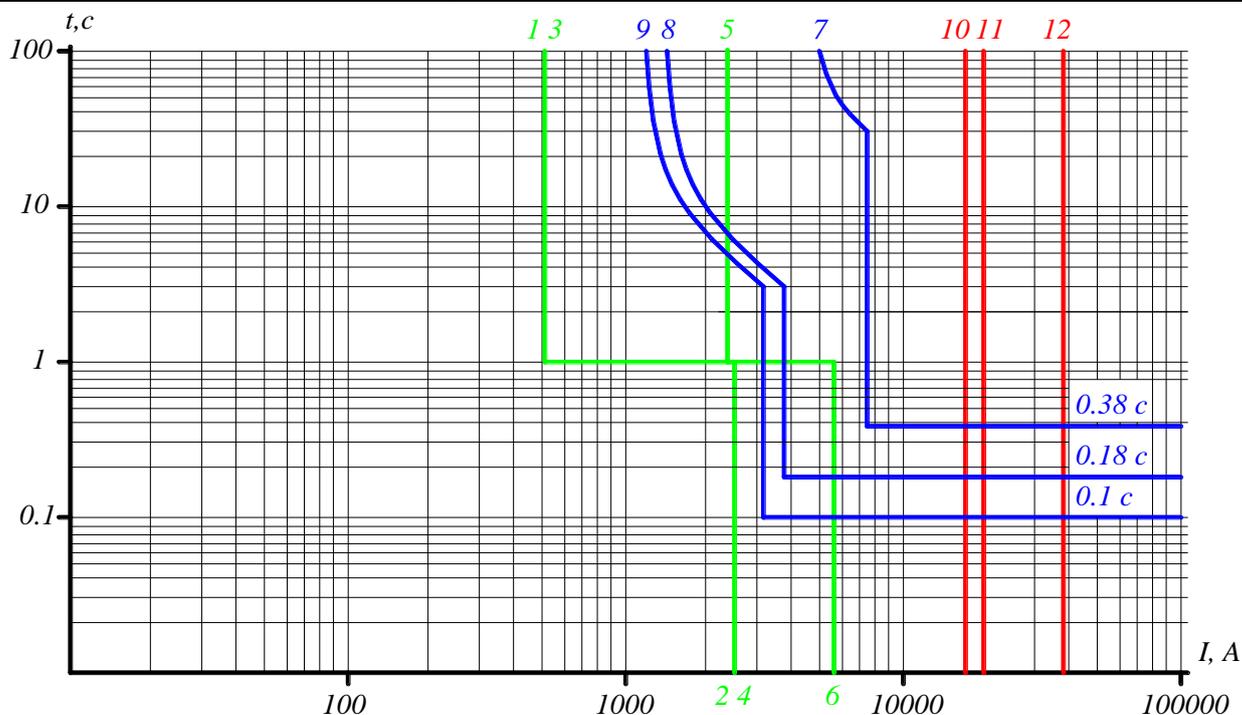


Рисунок 8.7 – Карта селективности действия аппаратов защиты для участка цеховой сети 0,4 кВ

Защитные характеристики автоматических выключателей, которые необходимо использовать для построения карты селективности действия аппаратов защиты приведены в справочной литературе [6, стр.88].

На основании вышеприведённых данных строим карту селективности действия аппаратов защиты (рисунок 8.7).

## 9. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела является обоснование целесообразности проектирования и создания технологического проекта, выполняемого в рамках выпускной квалификационной работы, при этом рассматриваются планово-временные и материальные показатели процесса проектирования. В данном разделе производится расчет суммы затрат на проектирование Электроснабжение Северо-Васюганского месторождения и сумма затрат на покупку оборудования для реализации проекта.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка технологического проекта при помощи SWOT-анализа;
- расчет затрат на проведение проектной работы;
- планирование проектно-конструкторских работ;
- определение ресурсосберегающей эффективности проекта.

### 9.1 SWOT-анализ системы электроснабжения Северо-Васюганского месторождения.

SWOT-анализ является инструментом стратегического менеджмента. Он представляет собой комплексное исследование технического проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. [21]

Для проведения SWOT-анализа составляется матрица SWOT, в которую записываются слабые и сильные стороны проекта, а также возможности и угрозы.

При составлении матрицы SWOT удобно использовать следующие обозначения: С – сильные стороны проекта; Сл – слабые стороны проекта; В – возможности; У – угрозы.

Матрица SWOT приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1. Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны проекта:</b> С1. Высокая энергоэффективность и энергосбережение технологии С2. Внедрение безопасного оборудования для работы работника и снижение уровня опасных ситуаций. С3. Повышение безопасности производства С4. Большая экономия электрической энергии С5. Снижение затрат на содержание и обслуживание	<b>Слабые стороны проекта:</b> Сл1. Высокая цена на оборудование и комплектующие Сл2. Невозможность исключить полностью риск несчастного случая или травматизма. Сл3. Большой срок поставки оборудования и комплектующих
--	--	---

<b>Возможности:</b> В1. Автоматизация технологического процесса В2. Энерго и ресурсосбережение В3. Сокращение рабочих площадей В4. Повышение износостойкости элементов и деталей электропривода	В1 С1С2С3С4С5  В2 С1С3С4С5  В3 С2С3С5  В4 С1С2С4С5	В1 Сл1Сл2Сл3  В2 Сл1Сл3  В3 Сл2  В4 Сл1Сл3
<b>Угрозы:</b> У1. Отсутствие спроса на технологию производства У2. Развитая конкуренция технологии производства У3. Введение дополнительных государственных требований к стандартизации и сертификации продукции У4. Риск несвоевременной поставки оборудования	У1 С5  У2 С5	У1 Сл3  У2 Сл3  У3 Сл2  У4 Сл3

На основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации.

При построении интерактивных матриц используются следующие обозначения:

«+» - сильное соответствие;

«-» - слабое соответствие.

Анализ интерактивных таблиц приведен в таблицах 9.2 и 9.3.

Таблица 9.2. Интерактивная матрица возможностей.

Возможности	Сильные стороны проекта				
	С1	С2	С3	С4	С5
В1	+	+	+	+	+
В2	+	-	+	+	+
В3	-	+	+	-	+
В4	+	+	-	+	+
Возможности	Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	-	-
В1	+	+	+		
В2	+	-	+		
В3	-	+	-		
В4	+	-	+		

Таблица 9.3. Интерактивная матрица угроз

Угрозы	Сильные стороны проекта				
	С1	С2	С3	С4	С5
У1	-	-	-	-	+
У2	-	-	-	-	+
У3	-	-	-	-	-
У4	-	-	-	-	-
Угрозы	Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	-	-
У1	-	-	+		
У2	-	-	+		
У3	-	+	-		
У4	-	-	+		

В результате проведения SWOT-анализа были рассмотрены сильные и слабые стороны технического проекта. Вследствие автоматизации технологического процесса повышается безопасность производства. Как слабую сторону проекта, можно отметить рост конкуренции, появление схожих технологий.

Анализ интерактивных матриц, приведенных в таблицах 2 и 3, показывает соответствие сильных сторон с возможностями, нежели с угрозами. Кроме того, угрозы имеют низкие вероятности, что говорит о высокой надежности проекта.

## 9.2 Организация работ технического проекта

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках технического проектирования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения проектирования системы.

### 9.2.1. Структура работ в рамках технического проектирования

Для выполнения проектирования формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и дипломник. Каждый вид запланированных работ закреплен за соответствующим исполнителем. Номерам этапов соответствуют следующие виды выполняемых работ, представленные в таблице 9.4.

Таблица 9.4. Перечень этапов работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ работы	Содержание работ	Исполнитель
Составление технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления технического проектирования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	3	Проектирование системы внешнего электроснабжения	Руководитель, Дипломник
	4	Проведение графических построений	Руководитель, Дипломник
	5	Расчет внутриводской сети предприятия	Руководитель, Дипломник
	6	Проектирование электроснабжение ремонтно-механической мастерской	Руководитель, Дипломник
	7	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Руководитель, Дипломник
	8	Выбор трансформаторов подстанций	Руководитель, Дипломник
Оформление отчета по техническому проектированию и защита ВКР	9	Составление пояснительной записки	Дипломник
	10	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Руководитель
	11	Подготовка к защите ВКР	Руководитель, Дипломник

Для выполнения проектирования формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и дипломник. Составлен перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведено распределение исполнителей по видам работ.

Номерам этапов соответствуют следующие виды выполняемых работ, представленные в таблице 9.4:

1. составление и утверждение технического задания – выбор направления исследований научным руководителем и составление плана работ;
2. Подбор и изучение материалов по теме – ознакомление с предметом работы, изучение первичных источников информации об объекте исследования;
3. Проектирование системы внешнего электроснабжения–выбор конфигурации схемы электроснабжения, расчет суммарных электрических нагрузок, выбор высоковольтного оборудования;
4. Проведение графических построений – построение схемы внутриводского электроснабжения с расчетом и нанесением картограммы нагрузок по заводу, построение схемы внутрицехового электроснабжения.
5. Расчет внутриводской сети предприятия – построение схемы внутриводского электроснабжения с расчетом и нанесением картограммы нагрузок по заводу, построение схемы внутрицехового электроснабжения.

6. Проектирование электроснабжение ремонтно-механической мастерской–выбор конфигурации схемы электроснабжения, расчет суммарных электрических нагрузок, выбор высоковольтного оборудования;
7. Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН – выбор конфигурации схемы электроснабжения, расчет суммарных электрических нагрузок;
8. Выбор трансформаторов подстанций – выбор защитной аппаратуры, подбор трансформаторов согласно картограммы нагрузок;
9. Составление пояснительной записки - оформление результатов проектной деятельности;
10. Проверка выпускной квалификационной работы руководителем - в рамках учебно-практической работы, включает в себя окончательную проверку руководителем, устранение недочетов дипломником.
11. Подготовка к защите ВКР – подготовка презентации, согласование с преподавателем для защиты перед аттестационной государственной комиссией.

### 9.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (9.1)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Результаты продолжительности выполнения работ приведены в таблице 9.5

Таблица 9.5. Расчет продолжительности работ

№ работы	Содержание работ	Исполнитель	Минимально возможная трудоемкость	Максимально возможная трудоемкость	Ожидаемая трудоемкость выполнения
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	1	1
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	3	7	5
3	Проектирование системы внешнего электроснабжения	Руководитель	1	1	1
		Дипломник	19	23	21
4	Проведение графических построений	Руководитель	1	1	1
		Дипломник	17	25	20
5	Расчет внутривозвратной сети предприятия	Руководитель	1	1	1
		Дипломник	14	21	17
6	Проектирование электроснабжения ремонтно-механической мастерской	Руководитель	1	1	1
		Дипломник	3	6	4
7	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Руководитель	1	1	1
		Дипломник	14	18	16
8	Выбор трансформаторов подстанций	Руководитель	1	1	1
		Дипломник	6	8	7
9	Составление пояснительной записки	Дипломник	3	12	7
10	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Руководитель	1	1	1
11	Подготовка к защите ВКР	Руководитель	1	3	2
		Дипломник	2	4	3

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность работ занимает 12 декад, начиная со второй декады февраля, заканчивая первой декадой июня. Продолжительность выполнения технического проекта в календарных днях заняла 101 дней. Из них:

- 100 дней – продолжительность выполнения работ дипломника;
- 10 дней – продолжительность выполнения работ руководителя;

### 9.3. Составление сметы технического проекта

При планировании сметы технического проекта (ТП) должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования сметы ТП используется группировка затрат по следующим статьям:

- полная заработная плата исполнителей ТП;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

#### 9.3.1. Расчет материальных затрат технического проекта

В материальные затраты включаются затраты на канцелярские принадлежности, информационные носители (флеш-карты), картриджи и т.п.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} \quad (9.2)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов;

$N_{расхi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию (натур.ед.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./натур.ед.);

Значения цен на материальные ресурсы установлены по данным, размещенным на сайте канцелярского магазина ТД „Канцелярский мир”.

Привлечение сторонней организации „Pechat 24” для типографических работ.

Таблица 9.7. – Материальные затраты

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Бумага	1	320	320
Ручка	1	12	12
Брошюровка	1	50	50
Калькулятор	1	220	220
Линейка	1	40	40
Печать ч/б на лаз. принтере	200	1.7	340
Итого			1200

### 9.3.2 Полная заработная плата исполнителей

В этом разделе рассчитывается основная и дополнительная заработная плата всех исполнителей, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Полная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (9.3)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата, руб.

Основная заработная плата исполнителей рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (9.4)$$

где  $Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{тс}} + Z_{\text{р.к.}}}{F_d} \quad (9.5)$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$Z_{\text{р.к.}}$  – доплата с учетом районного коэффициента (30 %), руб.;

$F_d$  – количество рабочих дней в месяце (26 при 6 – дневной рабочей неделе), раб. дн.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 9.8.

Исполнители	Оклад, руб.	Районная доплата, руб.	Месячная зарплата, руб.	Среднедневная заработная плата, руб.	Кол-во дней	Основная заработная плата руб.
Руководитель	33 664	10 099	43 763	1 683	10	16 830
Дипломник	12 300	3 690	15 990	615	100	61 500

Дополнительная заработная плата составляет 12 – 15% от основной, расчет дополнительной и полной заработной платы приведен в таблице 9.11.

Таблица 9.9 – Расчет дополнительной и полной заработной платы

Исполнители	Коэф. доплаты	Основная заработная плата руб	Дополнительная заработная плата руб	Полной заработной платы, руб.
Руководитель	0,15	16 800	2 500	19 300
Дипломник	0,12	61 500	7 40	68 900
Итого		78 300	9 900	88 200

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (9.6)$$

### 9.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (9.7)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные страховые фонды составят:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,302 \cdot 88,2 = 26,6 \text{ тыс. руб.}$$

#### 9.3.4. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: амортизация активам, расходы, связанные с рекламой и т.д. Их величина составляет 16% от общей суммы затрат на проектирование.

#### 9.4. Формирование сметы затрат технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при заключении договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции.

Определение бюджета затрат на технический проект приведен в таблице 9.10.

Таблица 9.10 – Смета затрат технического проекта.

Наименование статьи	Сумма, тыс.руб.	Стр-ра затрат
1. Материальные затраты ТП	1,2	0,9
2. Затраты по полной заработной плате исполнителей темы	88,2	64,1
3. Отчисления во внебюджетные фонды	26,6	19,0
4. Накладные расходы	24,2	16,0
5. Итого	140,0	100,0

Исходя из представленной выше сметы, видно, что сумма затрат на выполнение технического проекта составляет 140,0 тыс.руб. Заметим что большая часть (64 %) всех затрат составляют затраты на оплату труда.

#### 9.5. Определение ресурсоэффективности проекта

Определение ресурсоэффективности проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности[21]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (9.8)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  - весовой коэффициент разработки;

$b_i$  - балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Для оценки ресурсоэффективности проекта были подобраны критерии эффективности такие как:

- повышение производительности труда пользователя осуществляется путем автоматизации технологического процесса;
- удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей) – возможность диспетчеризации позволяет сократить количество осмотров системы за период эксплуатации;
- уровень шума – применение частотно-регулируемого электропривода значительно снижает уровень шума подъемного механизма;
- безопасность – нет необходимости постоянного присутствия обслуживающего персонала, так как управление и мониторинг за работой подъемного механизма осуществляется дистанционно.

Критерии ресурсоэффективности и их количественные характеристики приведены в таблице 9.11.

Таблица 9.11 – Сравнительная оценка характеристик проекта.

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Повышение производительности труда пользователя	0,15	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5
3. Энергоэкономичность	0,20	5
4. Надежность	0,20	5
5. Уровень шума	0,10	4
6. Безопасность	0,20	5
Итого:	1,00	

Интегральный показатель ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = 4 \cdot 0.15 + 5 \cdot 0.15 + 5 \cdot 0.2 + 5 \cdot 0.2 + 4 \cdot 0.1 + 5 \cdot 0.20 = 4.7$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет достаточно высокое значение (по 5-балльной шкале) 4,7, что говорит об эффективности использования технического проекта. Высокие баллы надежности и помехоустойчивости позволяют судить о надежности системы.

В данном разделе выпускной квалификационной работы были рассмотрены, раскрыты и рассчитаны следующие вопросы:

- в результате проведения SWOT-анализа были выявлены как сильные, так и слабые стороны технического проекта
- при планировании технических работ была составлена ленточная диаграмма Ганта. Данная диаграмма позволяет оптимально спланировать время работы исполнителей проекта (руководителя и дипломника);
- составление сметы технического проекта позволило оценить первоначальную сумму затрат на реализацию технического проекта. По этим данным можно определить, стоит ли проводить дополнительные мероприятия по оптимизации затрат на проект или нет.

## 10 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Научно-исследовательская работа направлена на проектирование электроснабжения Северо-Васюганского месторождения.

Актуальность темы заключается в создании надежного электроснабжения предприятия, с выбором энергоэффективного оборудования, автоматизированных систем управления электроприводами и технологическими процессами, внедрение новых комплектных преобразовательных устройств.

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

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

Электро-технологический персонал производственных цехов и участков, не входящих в состав энергослужбы Потребителя, осуществляющий эксплуатацию электро-технологических установок и имеющий группу по электробезопасности II и выше, в своих правах и обязанностях приравнивается к электротехническому.

К самостоятельной работе допускаются лица прошедшие медицинское освидетельствование, курсовое обучение по теоретическим знаниям и практическим навыкам в работе в объёме программы, аттестацию квалификационной комиссии и инструктаж по охране труда на рабочем месте.

Первичный инструктаж рабочий получает на рабочем месте до начала производственной деятельности. Первичный инструктаж производит мастер цеха. Повторный инструктаж рабочий получает - ежеквартально. После первичного инструктажа в течение первых двух – пяти смен должен выполнять работу под наблюдением мастера, либо наставника, после чего оформляется допуск к самостоятельной работе, который фиксируется датой и подписью инструктирующего и инструктируемого в журнале инструктажа. Требования безопасности во время работы согласно ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

- одеть рабочую обувь и одежду;
- заизолировать имеющиеся повреждения кабелей, соединений, зажимов и заземления;
- работать только исправными, заизолированными инструментами;
- убрать посторонние предметы, мешающие свободному перемещению;
- не допускать присутствия посторонних лиц при электромонтажных и других работах;
- не привлекать к работе лиц, не имеющих необходимой группы допуска по электробезопасности;
- работать только в диэлектрических перчатках;
- при использовании лестницы привлекать подсобного рабочего;
- пользоваться постоянными и предупредительными плакатами: предостерегающими «Под напряжением – опасно для жизни», запрещающими «Не включать – работают люди», разрешающими «Работать здесь», напоминающими «Заземлено»;
- не допускать замасливания кабелей, попадания на них искр, воздействия высокой температуры и падения тяжёлых предметов.

На предприятии все работники проходят проверки на выполнение всех вышеуказанных требований безопасности. Также перед допуском к оборудованию каждый работник проходит соответствующие инструктажи.

## **10.2. Производственная безопасность**

Производственная безопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих воздействие на работающих опасных производственных факторов.

В данном разделе рассмотрены следующие вопросы охраны труда: проанализированы условия труда с точки зрения наличия возможности появления вредных факторов и их воздействие на работающих, рассмотрены мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, а также мероприятия по противопожарной профилактике на рабочем месте электромонтера подстанции 35/6 кВ

Необходимо строго соблюдать технику безопасности и применять различные меры для обеспечения безопасности рабочего персонала Северо-Васюганского месторождения

### **10.2.1. Анализ опасных и вредных факторов**

Опасным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, или смерти. Вредный производственный фактор - производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях может привести к заболеванию, снижению работоспособности и (или) отрицательному влиянию на здоровье потомства. В зависимости от количественной характеристики (уровня, концентрации и др.) и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

При выполнении своих профессиональных обязанностей персонал подстанции 35/6 кВ может столкнуться со следующими опасными производственными факторами:

- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола);
- пожар;
- взрыв.

К вредным производственным факторам следует отнести:

- температура воздуха рабочей зоны;
- подвижность воздуха;
- влажность воздуха;
- тепловое излучение;
- запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны;
- шум на рабочем месте.
- электромагнитные излучения;
- освещенность рабочей зоны.

Электробезопасность:

Нормирование ГОСТ 12.1.038 – 82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» [14] устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека при нормальном режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц, Правила устройства электроустановок [15] и Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (вступил в силу 4 августа 2014 года) [16].

В отношении опасности поражения электрическим током площадка сбора нефти относится к объекту с повышенной опасностью, так как в цехе расположена трансформаторная подстанция. На площадке сбора нефти отсутствует токопроводящая пыль и влажность, но есть возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям здания, имеющего соединение с землей, технологическим аппаратам и механизмам с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой. (Такое оборудование как Трансформатор 10/0,4кВ, Распределительное устройство-10кВ, распределительное устройство 0,4кВ, кабельные трассы-0,4кВ. подстанция 35/6 кВ)

1. Для работы с электроустановками выше 1000 В применяются:

а) Основные защитные средства:

–изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, устройства и приспособления для ремонтных работ;

–изолирующие устройства и приспособления для работ на ВЛ с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, изолирующие тяги, канаты, корзины телескопических вышек, кабины для работы у провода и др.).

б) Дополнительные защитные средства:

–диэлектрические перчатки;

–диэлектрические боты;

–диэлектрические ковры;

–индивидуальные экранирующие комплекты;

–изолирующие подставки и накладки;

–диэлектрические колпаки;

–переносные заземления;

–оградительные устройства;

–плакаты и знаки безопасности.

2. Для работы с электроустановками ниже 1000 В применяются

а) Основные защитные средства:

–изолирующие и электроизмерительные клещи;

–указатели напряжения;

- диэлектрические перчатки;
- слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

б) Дополнительные защитные средства:

- диэлектрические боты;
- диэлектрические ковры;
- переносные заземления;
- изолирующие подставки и накладки;
- оградительные устройства;
- плакаты и знаки безопасности.

На подстанция имеется комплект предупредительных плакатов.

На рабочем месте дежурного персонала находится полный комплект рабочих инструкций и инструкций по технике безопасности:

1. Должностная инструкция дежурного данного района обслуживания.
2. Инструкция по производству оперативных переключений на подстанции данного района.
3. Инструкция действий оперативного персонала в случае аварии.
4. Инструкция по отысканию однофазных замыканий на землю в данном районе подстанций.
5. Инструкция дежурного персонала по технике безопасности.
6. Оперативный журнал.
7. Журнал производства работ.
8. Журнал телефонограмм.
9. Журнал закороток.

На подстанции имеется список лиц административно – технического персонала утвержденный главным энергетиком предприятия, имеющих право единоличного осмотра подстанций.

Основными мерами защиты на объекте от поражения током являются

- обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением от случайного прикосновения;
- электрическое разделение сети;
- устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрического оборудования, что достигается применением малых напряжений, использованием двойной изоляции, выравниванием потенциала, защитным заземлением, занулением, защитным отключением и д.р.;
- применение специальных защитных средств переносных приборов и приспособлений;
- организация безопасной эксплуатации электроустановок;
- применение индивидуальных средств защиты: изолирующие электрозащитные средства, ограждающие средства защиты, предназначенные для временного ограждения токоведущих частей, для временного заземления,

предохранительные средства защиты, предназначенные для индивидуальной защиты от световых, тепловых и механических повреждений.

К основным техническим средствам защиты от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок согласно Межотраслевым правилам по охране труда относятся:

- отключение электроустановки и электрическая изоляция токоведущих частей;
- ограждение и вывешивание запрещающих, указательных, предупреждающих и предписывающих плакатов;
- сигнализация и блокировка;
- использование малых напряжений;
- электрическое разделение сети;
- зануление, защитное заземление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной защиты и защитные средства: штанги изолирующие, диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие подставки, слесарно-монтажный инструмент с изолированными рукоятками, переносные заземления, предупредительные плакаты, предохранительные пояса.

К основным организационным мероприятиям, обеспечивающим безопасность работ в электроустановках согласно Межотраслевым правилам по охране труда относятся:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончание работы.

#### Механические травмы:

Безопасные условия работы обеспечиваются правильной организацией работ, постоянным надзором за работающими со стороны производителя работ и соблюдением рабочими техники безопасности и регламентируются «Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» ПОТРМ-016-2001; РД 153 -34,0-03,150-00 [16].

Большая доля вероятности получить механическую травму, так как используется большое количество оборудования; (Такое оборудование как Трансформатор 10/0,4кВ, Распределительное устройство-10кВ, распределительное устройство 0,4кВ, кабельные трассы-0,4кВ, распределительные щиты-0,4кВ) При необходимости принимаются меры для уменьшения вероятности травмирования персонала - предупредительные плакаты, ограждения, сигнализация и средства индивидуальной защиты.

#### Микроклимат:

В обеспечении условий высокопроизводительного труда персонала немаловажную роль играет микроклимат, т.е. факторы производственной среды, влияющие на физическое и эмоциональное состояние человеческого организма.

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [17] и СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [18].

Таблица 9.1 – Допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, Ф%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин $t_{\text{опт}}$				Если $t^{\circ} < t^{\circ}_{\text{опт}}$	Если $t^{\circ} > t^{\circ}_{\text{опт}}$
Холодный	Па	17,0 – 18,9	21,1 – 23,0	16,0 – 24,0	15 – 75	0,1	0,3
Теплый	Па	18,0 – 19,9	22,1 – 27,0	17,0 – 28,0	15 – 75	0,1	0,4

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период восьми часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности. Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Таблица 9.2 – Оптимальные нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, Ф%	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Па	19,0-21,0	18,0 – 22,0	60 – 40	0,2
Теплый	Па	20,0-22,0	19,0 – 23,0	60 – 40	0,2

Для рассматриваемого объекта установлены допустимые величины показателей микроклимата. Для холодного периода года используется кондиционирование воздуха и отопление. Устройства систем вентиляции используются круглогодично. Теплозащитные экраны применяются по необходимости, в основном в теплый период.

#### Производственная вентиляция:

Нормы производственной вентиляции установлены согласно СП 60.13330.2016 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

На рабочем месте предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее 60 м<sup>3</sup>/ч.

Воздух, поступающий в помещение в зимнее время, подогревается на входе тепловыми завесами, а охлаждается с помощью приточно-вытяжной вентиляции. Механическая вентиляция обеспечивает очистку выбрасываемого наружу воздуха, что очень важно для воздушной среды окружающей предприятие. Условия труда СОУТ соответствуют допустимым. [34].

#### Виброакустические вредные факторы:

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием, ГОСТ 12.1.012–2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования», Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.556 – 96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий».

Таблица 9.3 – Гигиенические нормы вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в активных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					
	2	4	8	16	32,5	63
Технологическая	108	99	93	92	92	92

Вибрацию в рассматриваемом цехе можно наблюдать при работе большинства оборудования. Для снижения уровня вибрации производится тщательное наблюдение за узлами оборудования, и, в случае необходимости, настройка оборудования и замена изношенных частей установок.

#### Шум:

Шум наносит большой ущерб, вредно действует на организм человека и снижает производительность труда. Утомление рабочих из-за сильного шума увеличивает число ошибок при работе, способствует возникновению травм.

Сильный шум вредно отражается на здоровье и работоспособности людей. Продолжительность действия сильного шума вызывает общее утомление, может привести к ухудшению слуха, а иногда и к глухоте.

При нормировании шума используют два метода: нормирование по придельному спектру шума, нормирование уровня звука в дБ. Таким образом, шум на рабочих местах не должен превышать допустимых уровней, значения которых приведены в ГОСТ 12.1.003-83. Для ПС 35/6 кВ допустимый уровень звукового давления в активной полосе со среднегеометрической частотой 1000 Гц – 80 дБ, а допустимый уровень звука 85 дБА.

Одним из основных методов уменьшения шума на производственных объектах является снижение шума в основных его источниках - в электрических машинах, вентиляторах и т. д.

Строительные нормы и правила СНиП 11-12-17 предусматривают защиту от шума строительными-акустическими методами, при этом для снижения уровня шума предусматриваются следующие меры:

- установка в помещениях звукопоглощающих конструкций и экранов;
- звукоизоляция ограждающих конструкций;
- уплотнение по периметру притворов окон, дверей, ворот;

- звукоизоляция мест пересечения ограждающих конструкций с инженерными конструкциями;
- устройство звукоизолированных кабин наблюдения и дистанционного управления технологическим процессом;
- укрытия в кожухи источников шума.

В качестве индивидуальных средств защиты от шума используют специальные наушники, вкладыши в ушную раковину, противозумные каски, защитное действие которых основано на изоляции и поглощении звука.

#### Защита от электромагнитных полей:

Нормирование ЭМП промышленной частоты осуществляют по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного полей частотой  $50 \text{ Гц}$  в зависимости от времени пребывания в нем и регламентируются Санитарными нормами и правилами СанПиН 2.2.4/2.1.8.055 – 96 «Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона» и ГОСТ 12.1.006 – 84 «ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности».

Источниками электромагнитных полей на подстанции являются: трансформаторы, кабели, шинопроводы, катушки магнитных пускателей, и т. д.

Согласно ГОСТ 12.1.002.-84 «Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах» допустимые уровни напряженности и длительность пребывания работающих без средств защиты в электрическом поле составляют:

- $5 \text{ кВ/м}$  – без ограничений;
- от  $5 \text{ кВ/м}$  до  $10 \text{ кВ/м}$  – не более 3,5 часов;
- от  $10 \text{ кВ/м}$  до  $15 \text{ кВ/м}$  - не более 1,5 часа;
- от  $15 \text{ кВ/м}$  до  $20 \text{ кВ/м}$  – не более 10 минут;
- от  $20 \text{ кВ/м}$  до  $25 \text{ кВ/м}$  - 5 минут.

К основным методам защиты персонала от ЭМП радиочастот относятся:

- выбор рациональных режимов работы оборудования;
- ограничение места и времени нахождения работающих в ЭМП;
- защита расстоянием;
- рациональное размещение в рабочем помещении оборудования;
- уменьшение мощности источника излучений;
- использование поглощающих или отражающих экранов;
- применение средств индивидуальной защиты: специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани, защитные очки, специальные каски и шлемы.

**Активная часть трансформаторов помещена в металлический маслonaполненный бак, вся коммутационная аппаратура устанавливается в металлических шкафах. Шинопроводы прокладываются в металлических коробах, кабели прокладываются в полу, в специальных кабельных каналах.**

**В зоне ОРУ 35 кВ, измеренное значение уровня напряжённости электрического поля составило 8.3 кВ/м.**

Для персонала подстанции внутри ее территории напряженность электрического поля по нормам должна быть не более 25 кВ/м на маршрутах обходов для просмотра оборудования, и не более 5 кВ/м на рабочих местах у оборудования, где возможно длительное воздействие на персонал при профилактических ремонтных работах. В зонах, где эти значения превышены, производится экранирование площадок у рабочих мест и трасс на маршрутах обходов.

Для работающих предусмотрены периодические медицинские осмотры.

#### Освещение:

Искусственное освещение в производственных помещениях должно удовлетворять нормам, предусмотренным СП.52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [24]. Для безопасного продолжения работы, или выхода людей из помещений при внезапном отключении должно быть предусмотрено аварийное освещение. Длительное снижение напряжения у наиболее удаленной лампы не должно быть более 5%. Питание аварийного освещения должно быть надежным и от независимого источника. Для аварийного освещения должны применяться светильники, отличающиеся от светильников рабочего освещения типом или размером, или на них должны быть нанесены специальные знаки.

Рекомендуемое значение освещенности для оперативного пункта управления на ПС 35/6 кВ при разряде, выполняемых зрительных работ – V (зрительные работы малой точности, с наименьшим размером объекта различения от 1 до 5 мм), подразряде зрительных работ – z (контраст объекта с фоном: средний и большой, характеристика фона: светлый и средний), при системе общего освещения – 200 лк. На территории подстанции рекомендуемое значение освещенности при общем наблюдении за инженерными коммуникациями – 20 лк. В качестве источников света используем газоразрядные лампы ДРЛ, световая отдача которых 55 лм/Вт.

Предусматриваются аварийное освещение с наименьшей освещенностью рабочих мест при аварийном режиме 2 лк, эвакуационное освещение освещенностью при эвакуации людей из помещений не менее 0.5 лк на уровне пола основных проходов и лестниц, а на открытых территориях – не менее 0.2 лк.

### **10.3. Экологическая безопасность**

Влияние электрических сетей на окружающую среду определяется воздействием электрического поля, использованием земельных ресурсов, нарушением природных ландшафтов.

Электрическое поле ВЛ - это вредный, биологически активный фактор, воздействующий на человека и окружающую природную среду. Это влияние в основном ощущается на ВЛ напряжением 500-1150 кВ и 1500 кВ постоянного тока. В связи с этим напряженность электрического поля под проводами ВЛ

сверхвысокого напряжения и нормируется и контролируется в пределах охранной зоны у поверхности земли, обычно  $1-15 \text{ кВ/м}$  на высоте  $18 \text{ м}$  от земли.

При напряженности электрического поля выше  $1 \text{ кВ/м}$  должны быть приняты меры по исключению воздействия на человека ощутимых электрических разрядов и токов стекания.

Контроль за соблюдением предельно-допустимых уровней напряженности электрического поля следует производить:

- при приемке в эксплуатацию новых зданий, сооружений и зон организованного пребывания людей вблизи ВЛ;
- после проведения мероприятий по снижению уровней электрического поля ВЛ.

В целях экологической оптимизации трасс линий электропередач целесообразно в качестве природоохранной меры производить соответствующие биологические изыскания, картографирование местности по биологическим признакам, дифференцировать тарифы на вырубку лесов в размерах стимулирующих корректировку трассы, запрещать использование гусеничной тяги с большим давлением на грунт и т.п.

Для подстанций, находящихся вблизи населенных пунктов, нормируется шумовое воздействие на человека. Особенно неблагоприятны низкочастотные составляющие (около  $50-150 \text{ Гц}$ ) шумовых характеристик трансформаторного оборудования. Превышение нормируемого значения уровня шумов ( $30 \text{ дБ}$  на уровне открытой форточки в жилой застройке) устраняется мероприятиями по снижению уровня шумов (удаление подстанций от жилой территории, шумопоглощающие устройства, размещение трансформаторов в закрытых помещениях или камерах и т.п.)

Для исключения влияния на окружающую среду возможных сбросах трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием, на подстанциях предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, в которые также могут поступать воды из маслоприемников содержащие следы масла.

Сточные воды, образующиеся в помещениях УНТС (установки низкотемпературной сепарации) и на открытых производственных площадках подразделяются на следующие категории:

- производственные;
- хозяйственно-бытовые;
- дождевые.

Производственные сточные воды поступают от сепараторов установки НТС, от дренажа из оборудования, от охлаждения сальников насосов, смыва полов производственных помещений, а также один раз в год, в летнее время - от промывки технологического оборудования.

Производственные сточные воды загрязнены мехпримесями, солями, метанолом, газовым конденсатом. При увеличении количества конденсационно-пластовых вод, поступающих с газом, содержание метанола в них снижается.

Согласно технологическому регламенту эксплуатации установки низкотемпературной сепарации газа – количественные показатели сточных вод и дождевого стока с объектов основного производства Северо-Васюганского ГКМ:

- производственные сточные воды -  $3.4 \div 305.56 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- периодически, в летнее время, от промывки технологического оборудования -  $153.4 \div 455.56 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- хозяйственно-бытовые сточные воды -  $3.65 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- дождевой сток с технологических площадок периодически, в летнее время - до  $210.0 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Производственные, хозяйственно-бытовые сточные воды и дождевой сток по самотечным подземным трубопроводам собираются в резервуары соответствующих КНС и далее насосами по напорным трубопроводам перекачиваются на комплексные очистные сооружения (КОС) хозяйственно-бытовых и производственных сточных вод.

Источниками постоянного воздействия загрязняющих веществ на атмосферный воздух от технологического оборудования являются:

- дефлекторы и вентиляционные трубы технологического корпуса;
- неплотности во фланцевых соединениях оборудования, размещенного на открытых аппаратных площадках.

Перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу.

Компоненты природного газа	Код загрязняющего вещества	ПДК м.р. ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности вещества
Метан	410	50 (ОБУВ)	не установлен
Бутан	402	200	IV
Пентан	405	100	IV
Гексан	403	60	IV
Оксид углерода	337	5	IV
Диоксид азота	301	0.085	II
Оксид азота	304	0.4	III
Метанол	1 052	1.0	III
Углеводороды (C <sub>6</sub> ÷C <sub>10</sub> )	416	30.0 (ОБУВ)	не установлен

Источниками периодического воздействия на атмосферный воздух на промплощадке являются:

- сброс газа при плановых осмотрах, ремонте оборудования;
- дыхательные клапаны дренажной подземной ёмкости метанола 10Е-2.

В таблице 12.3 представлен перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от оборудования УНТС и УСК (установки стабилизации конденсата) Северо-Васюганского месторождения.

В целях обеспечения охраны окружающей среды должны постоянно выполняться следующие требования:

- обеспечение полной герметизации технологических процессов подготовки газа;
- контроль технологических процессов с помощью средств автоматики;
- сбор возможных утечек продукта должен осуществляться только в дренажные ёмкости;
- все виды сбросов газа должны осуществляться только на факел;
- постоянно должна проводиться профилактическая работа по выявлению мест утечек вредных веществ.

В тех же целях должен постоянно проводиться контроль за всеми газоопасными работами, за чистотой атмосферы в санитарно-защитных зонах и содержанием вредных веществ в промышленной зоне, в промышленных стоках и водах водного бассейна.

В процессе деятельности различных подразделений предприятия образуются твёрдые промышленные отходы (металлический лом, стружка, пластмассы). Отходы, которые в дальнейшем могут быть использованы в производстве, чаще всего такими отходами оказывается лом цветных металлов, собираются, складываются и по мере их накопления отправляются на переработку. Отходы, не подлежащие переработке и дальнейшему использованию подвергаются захоронению на полигоне. В месте устройства полигона выполнена гидроизоляция для исключения загрязнения грунтовых вод. Перед захоронением горючие отходы сжигают с целью снижения их объёма и массы.

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 в соответствии с санитарной классификацией предприятий СВГКМ относится ко I классу предприятий с шириной санитарно-защитной зоны 1000 м.

#### **10.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Основные причины возникновения чрезвычайных ситуаций:

- результат стихийных бедствий;
- воздействие внешних природных факторов, приводящие к старению материалов;
- технико-производственные дефекты сооружений;
- **нарушение правил эксплуатации сооружений и технологических процессов;**
- нарушение правил техники безопасности при ведении работ и во время технологических процессов.

Под устойчивостью работы предприятия в чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени понимается его способность производить в этих условиях запланированную продукцию в установленном объёме.

В зоне возможны ЧС техногенного и военного характера.

ЧС техногенного характера связаны с пожарами, либо взрывами на объектах добычи, переработки и хранения легковоспламеняющихся горючих и взрывчатых веществ.

При возникновении на территории УКПГ (установки комплексной подготовки газа) и в помещении УНТС аварии, угрожающей пожаром или взрывом, оператор обязан объявить о вводе на установке аварийного режима и одновременно доложить об этом диспетчеру и руководству ГПУ.

Ответственность за ликвидацию аварии несет мастер по добыче газа и конденсата, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима работы оборудования. В случае его неправильных действий главный инженер ГПУ обязан вмешаться в ход ликвидации аварии вплоть до отстранения мастера, принимая на себя руководство и ответственность за дальнейший ход ликвидации аварии.

Ликвидация аварий производится согласно плану ликвидации возможных аварийных ситуаций (ПЛВА), утвержденного главным инженером ГПУ.

Дежурный персонал обязан знать признаки аварий по технологическому оборудованию и коммуникациям, методы нахождения неисправностей и ликвидации аварий.

ЧС военного характера связаны с последствием ведения боевых действий.

Ликвидация последствий ЧС военного характера организуется под руководством специально создаваемых чрезвычайных комиссий. Для непосредственного осуществления мероприятий гражданской обороны (ГО) и проведения спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ на всех объектах формируются службы ГО. Они предназначены как для проведения спасательных работ в военное время, так и для ликвидации последствий стихийных бедствий и крупных аварий.

На сводные отряды (команды, группы), помимо спасения людей, возлагаются неотложные аварийно-восстановительные работы, тушение пожаров, обеззараживание участков местности, транспорта, техники.

Важным условием быстрой ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций является соблюдение общественного порядка. Персонал, находящийся на территории предприятия должен проявлять высокую дисциплину, организованность, спокойствие, не поддаваться панике.

Надежная работа предприятия в условиях военного времени неразрывно связана с защитой рабочих, служащих и членов их семей от оружия массового поражения, для обеспечения которой в мирное время производятся следующие основные мероприятия:

- а) поддержание в постоянной готовности системы оповещения;
- б) обеспечение фонда убежищ на объекте для работающих, и противорадиационных укрытий в загородной зоне для отдыхающих смен и членов семей рабочих и служащих;
- в) планирование и выполнение подготовительных работ по строительству на объекте быстро возводимых убежищ и ПРУ в загородной зоне;
- г) поддержание в готовности защитных сооружений и организация обслуживания убежищ и укрытий;
- д) планирование и подготовка к рассредоточению и эвакуации в загородную зону производственного персонала и членов их семей;

е) накопление, хранение и поддержание готовности средств индивидуальной защиты;

ж) обучение рабочих и служащих способам защиты от ОМП (оружия массового поражения) и действиям по сигналам оповещения ГО.

Повышение устойчивости производственных объектов СВГКМ достигается:

- для повышения устойчивости систем электроснабжения на промысле установлена газодизельная электростанция, способная в случае выхода из работы основной системы электроснабжения, обеспечить электроэнергией всех потребителей I и II категорий по надёжности электроснабжения;
- в качестве аварийного запаса топлива на предприятии созданы подземные хранилища газа высокого давления;
- защита емкостей с метанолом осуществляется путём устройства земляных валов вокруг РВС (резервуар вертикальный стальной), рассчитанных на удержание полного объёма жидкости;
- водозабор включает в себя две скважины, что обеспечивает необходимый резерв и соответственно бесперебойное водоснабжение потребителей при аварии на одной из скважин.

**От устойчивости зданий и сооружений к ударной волне зависит в основном устойчивость всего объекта. Целесообразным пределом повышения устойчивости зданий и сооружений к такому воздействию считается такой, при котором полученные предприятием разрушения дают возможность его оправданного восстановления. Вместе с тем, стремиться повышать устойчивость всех зданий и сооружений не следует, так как это связано с большими материальными затратами, которые не всегда оправдываются. Главным образом следует повышать прочность наиболее важных элементов производства, от которых зависит работа всего предприятия, но устойчивость которых ниже общего предела устойчивости.**

Повышение устойчивости зданий и сооружений достигается устройством каркасов, рам, подносов, контрфорсов и опор для уменьшения пролета несущих конструкций, а также применением более плотных материалов.

### **10.5. Пожарная безопасность**

Основной причиной пожаров на предприятиях является нарушение технологического режима. Это связано с большим разнообразием и сложностью технологических процессов. Основы противопожарной защиты определяются Федеральным законом от 22.07.2008 №123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

В силовых трансформаторах с масляным охлаждением существует возможность межвитковых КЗ, в результате которых возникает настолько большой ток, что изоляция быстро разлагается с выделением горючих газов.

Учитывая пожарную опасность электроустановок, ПУЭ устанавливает ряд специальных требований к электрооборудованию при проектировании и монтаже. Кроме того, в соответствии с ПУЭ, помещения по пожарной и взрывопожарной опасностям делятся на различные категории.

Территория ПС 35/6 кВ и пункт оперативного управления в соответствии с классификацией пожароопасных зон (НПБ-03) относятся к помещениям класса В (производства, связанные с обработкой или применением твёрдых сгораемых веществ и материалов, а также жидкостей с температурой вспышки паров выше 120°C). Согласно классификации взрывоопасных зон ПС 35/6 кВ относится к зоне класса В-Г (Зоны класса В – Г – пространства у наружных установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ; надземных и подземных резервуаров с ЛВЖ; эстакад для слива и налива ЛВЖ; и т. д.)

Ответственность за соблюдения необходимого противопожарного режима и своевременное выполнение противопожарных мероприятий возлагается на начальника цеха.

На предприятии на основе типовых правил пожарной безопасности для промышленных предприятий разрабатываются объектовые и цеховые противопожарные инструкции. В этих инструкциях определены основные требования пожарной безопасности для данного цеха или участка производства.

Согласно Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности, помещения и здания по взрывопожарной и пожарной опасности классифицируются на категории А, Б, В, Г и Д. Рассматриваемый цех относится к пожароопасной категории В (в цехе применяются горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть).

Средства пожаротушения подразделяют на первичные, стационарные и передвижные (пожарные автомобили).

В пожарную профилактику при проектировании и строительстве промышленных предприятий входят следующие:

- группирование в отдельные комплексы объектов, родственных по фундаментальному назначению и признаку пожарной опасности с учётом рельефа местности;
- устройство противопожарных резервуаров и преград;
- предусмотрение пути эвакуации людей на случай пожара;
- удаление дыма из помещений при пожаре;
- повышение огнестойкости зданий и сооружений путем облицовки или оштукатуривания металлических конструкций.

К основным причинам возникновения пожара относятся:

- электрического характера (короткое замыкание, ненадежность контактной системы, перегрев проводов);

- наличие открытого огня (сварные работы, пламя и искры машин газовой резки, и т.д.);
- удар молнии;
- разряды статического электричества.

Для устранения вышеуказанных причин на ПС 35/6 кВ осуществляют следующие мероприятия:

- для предотвращения коротких замыканий проводят: измерения сопротивления изоляции (условие  $R_{из} > 0,5 \text{ МОм}$ ), защиту от механических повреждений (прокладка проводов и кабелей в трубах), использование коммутирующей аппаратуры для быстрого отключения места повреждения;
- все сварочные работы производят на сварочном участке или сварочном посту; если иначе, то получают разрешение для ведения работ в других местах;
- обязательное выделение мест для курения;
- защита всех производственных объектов молниеотводами;
- защита от статических разрядов с помощью заземления;
- используют специальные огнеупорные заградительные конструкции.

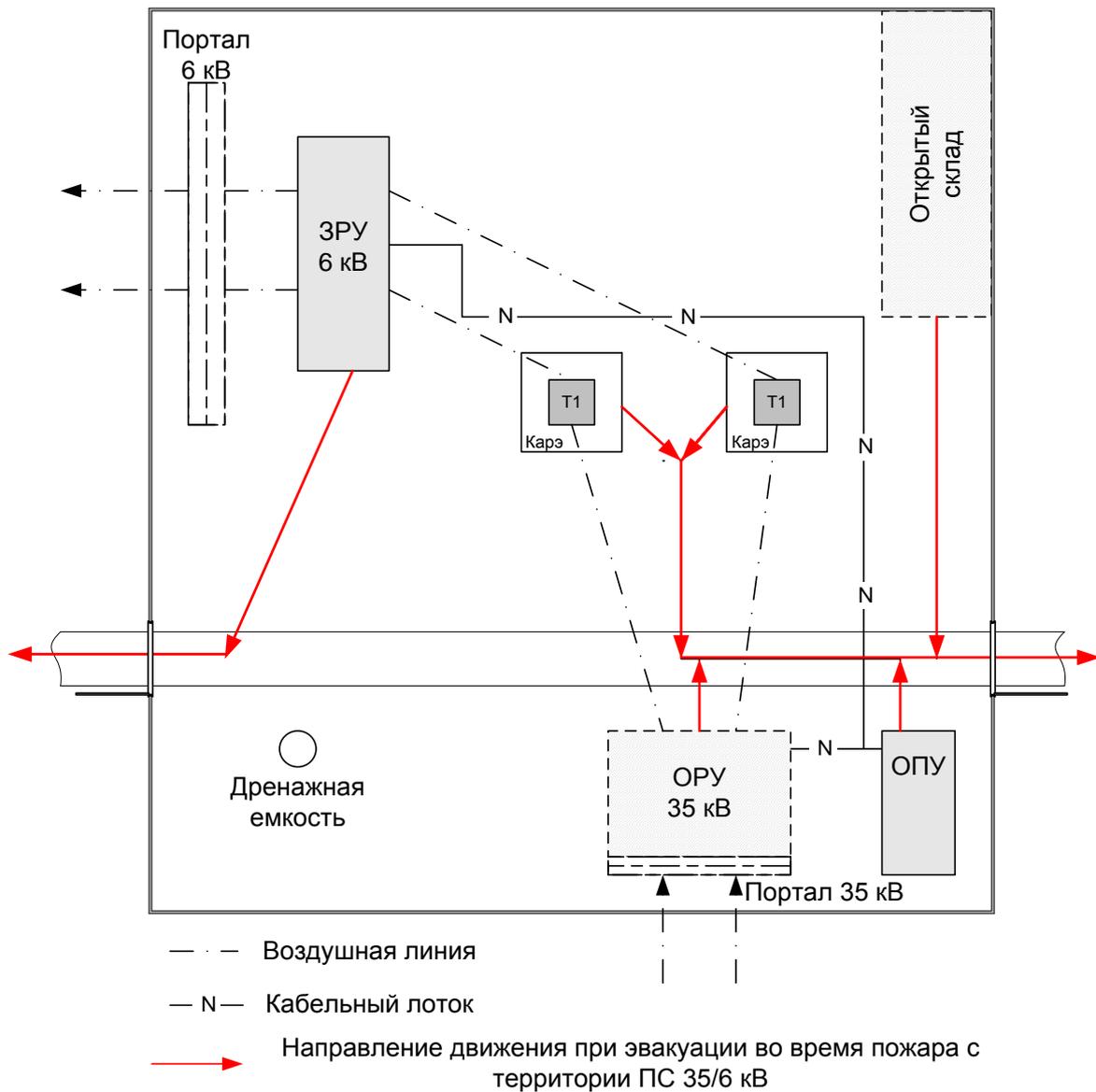
Для тушения пожара широко применяются различные химические средства, выбрасываемые в очаг пожара с помощью огнетушителей, например, углекислотных огнетушителей типов ОУ-2А, ОУ-5, ОУ-8 и др., предназначенные для тушения возгорания различных материалов и электроустановок. В помещениях оборудуются специальные щиты и посты со следующим инвентарем:

- ручные углекислотные огнетушители ОУ-2, ОУ-5 (или другого типа);
- ящик с песком  $3 \text{ м}^3$  - 1 шт;
- асбест  $2 \times 1,5 \text{ м}$  - 1 шт;
- ведро – 2 шт;
- лопата – 2 шт;
- багор.

На подстанции причиной взрыва может послужить нагретое до высокой температуры масло в баке трансформатора (из-за межвитковых коротких замыканий или при очень больших нагрузках).

Для предотвращения взрыва на подстанции необходимо устанавливать на трансформаторы газовые реле, автоматически регулируемые клапаны, мембраны и т.д.

План эвакуации при пожаре с территории ПС 35/6 кВ приведён на рисунке



План эвакуации при пожаре с территории ПС 35/6 кВ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ВКР рассчитана сеть электроснабжения Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения ОАО «Томскгазпром».

Определены:

- полная расчетная нагрузка распределительного парка стабильного конденсата методом упорядоченных диаграмм;
- $P_p = 878,19 \text{ кВт}$ ,  $Q_p = 652,76 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$ ,  $I_p = 1672 \text{ А}$ ;
- расчетная нагрузка завода УКПГ и К с учетом освещения в целом методом коэффициента спроса (потребители  $0,4 \text{ кВ}$ :  $P_p = 6300,44 \text{ кВт}$ ,  $Q_p = 4423,1 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$ );
- мощность компенсирующего устройства ( $Q_{ном} = 3139 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$ );
- полная расчетная мощность месторождения ( $S_{p.зм} = 7698 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ ).

По результатам расчета нагрузки по кустам построена картограмма нагрузок для потребителей  $0,4 \text{ кВ}$  с выделенным сектором осветительной нагрузки, определен центр электрических нагрузок. Принято решение о незначительном смещении ГПП в сторону питающей линии.

Рассчитали количество и мощность цеховых трансформаторных подстанций. Выбрано устройство компенсации реактивной мощности – на стороне  $0,4 \text{ кВ}$  цеховых ТП установлены конденсаторные батареи типа УКБ-0,38-150-5УЗ, количеством 20 штук и полной мощностью  $3000 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$ .

Электроснабжение распределительного парка стабильного конденсата осуществляется от подстанции ТП - 2, которая располагается на расстоянии  $339 \text{ м}$  от ГПП. Питание подстанции  $35/6 \text{ кВ}$  «Северо-Васюганская» осуществляется от подстанции «Мыльджинская» по двухцепным воздушным линиям напряжением  $35 \text{ кВ}$ . Питающие линии выполняются проводом марки АС-120/19. На ГПП, с целью обеспечения надежности электроснабжения потребителя первой категории, устанавливаются два трансформатора типа ТМН – 6300/35. Со стороны напряжения  $35 \text{ кВ}$  принята схема «мостика» с выключателями в цепи линий  $35 \text{ кВ}$  и ремонтной перемычкой со стороны

питающих линий. РУ 6 кВ ГПП принимаем закрытой. На стороне 6 кВ принимаем две секции шин секционированную масляным выключателем с устройством АВР.

На цеховых ТП используются двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами номинальной мощностью 1600. Питание цеховых ТП производится по двухцепным воздушным линиям напряжением 6 кВ марки АС.

Произведен расчет токов КЗ в сети 6 кВ, по результатам расчета построена карта селективности, анализ карты селективности наглядно показал избирательность работы релейной защиты.

При расчете электроснабжения РПСК произведен выбор вводного автоматического выключателя для ТП - 2: ВА74 – 45 (2500/7500 А) и вводных выключателей для распределительных шкафов. Выбран тип кабельных линий, питающих цеховые электроприемники 0,4 кВ, марки ВВБГ.

Построены эпюры отклонения напряжения для максимального, минимального и послеаварийного режимов работы. Суммарные потери напряжения по участкам сети не превысили допустимых значений (для минимального, максимального режимов  $\pm 5\%$ , для послеаварийного  $\pm 10\%$ ).

По результатам расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ построена карта селективности действия аппаратов защиты токовой сети. Из построения видно, что все аппараты работают селективно.

В разделе производственной безопасности были рассмотрены опасные и вредные факторы, воздействующие на рабочих на главной понизительной подстанции и предложены меры к устранению этих факторов, или снижению величины их воздействия.

В экономической части составлены сметы на проектирование и на электрооборудование месторождения.

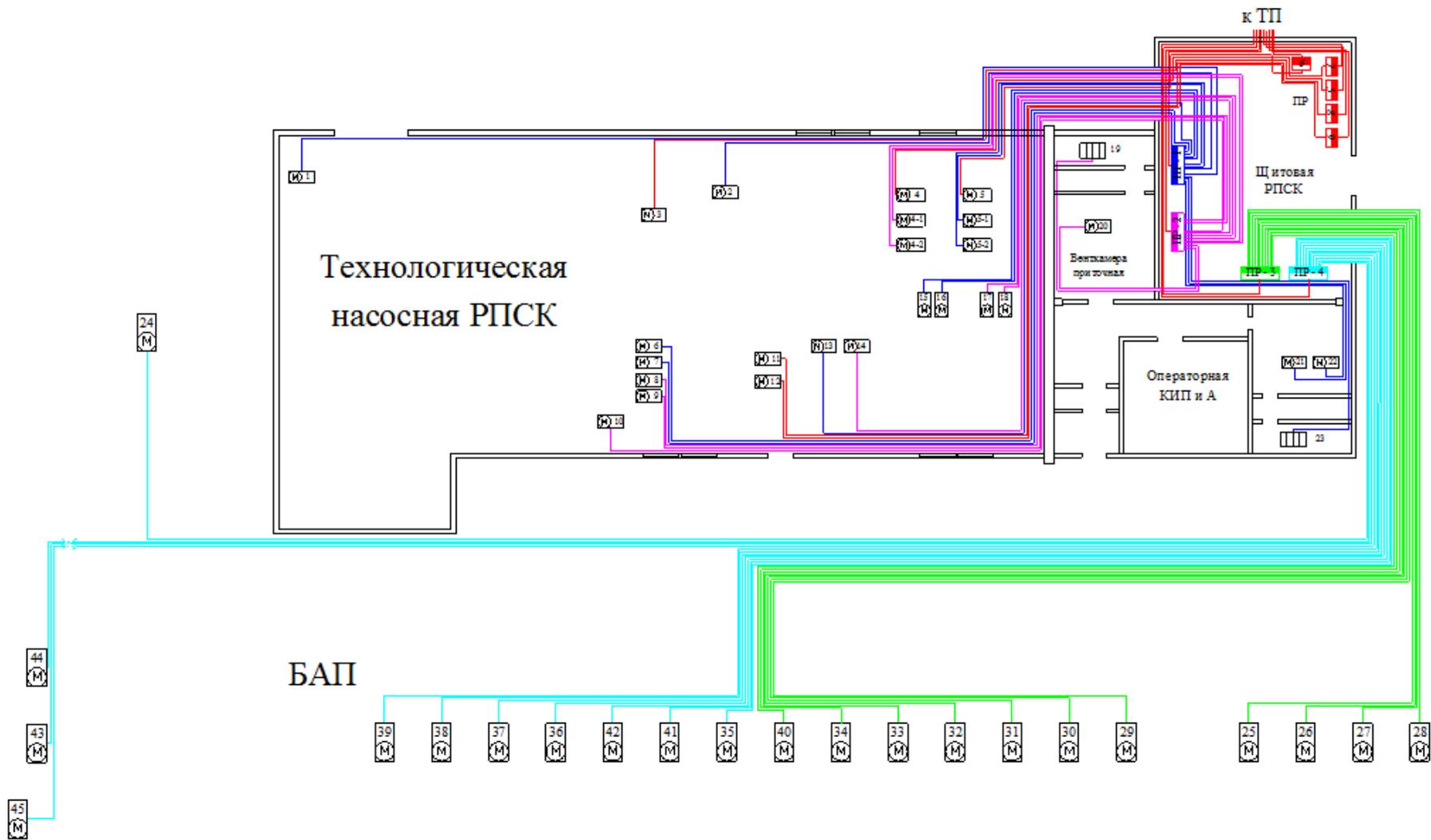
## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г.Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
2. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Высшая школа, 1986. – 400 с.
3. Мельников М.А. Электроснабжение промышленных предприятий: Учеб. Пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. – 140 с.
4. Алиев И.И. Электротехнический справочник. – 4-е издание, М.: ИП РадиоСофт, 2004 – 384 с.
5. Правила устройства электроустановок /Минэнерго СССР. – 6-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1986. – 645 с.
6. Гаврилин А.И., Обухов С.Г., Озга А.И.. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к курсовому проектированию для студентов специальности 100400. – Томск: ТПУ, 1999 – 88 с.
7. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования под ред. В. И. Круповича, Ю.Г. Барыбина, М. Л. Самовера, изд. третье переработанное и дополненное. Москва, Энергоатомиздат – 1981г.
8. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчёт и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 248 с.
9. Мельников М. А. Внутривзаводское электроснабжение: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 180 стр.
10. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию в 2 т. Т. 1. Электроснабжение / Под. общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.

11. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию в 2 т. Т. 2. Электрооборудование / Под. общ. ред. А.А. Федорова – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 592 с.
12. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
13. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
14. Справочник по проектированию подстанций 35 – 500 кВ / Г.К. Вишняков, Е.А. Гоберман, С.Л. Гольцман и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и Я.С. Самойлова. – М.: Энергоиздат, 1982. – 352 с.
15. Мельников М.А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий. Учебн. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, Изд. ТПУ 2003. – 156 с.
16. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.
17. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 216.
18. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности электроустановок потребителей. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 424 с.: ил.
19. Прайс-лист ОАО «Межрегиональная Электротехническая Компания».
20. А.И. Ильин «Экономика предприятия» 2 издание. Новое издание 2008г.
21. Криницына З.В., И.Г. Видяев. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: Учебно-методическое пособие» - Томск, издательство ТПУ 2014-73с.
22. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра,

- специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ, Томск 2019
- 23.ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация, 2015
  - 24.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий, 2003
  - 25.СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы, 2003
  - 26.СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях, 200
  - 27.СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение, 2011
  - 28.СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, 1996
  - 29.СН 2.2.4/2.1.8.562–96, Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки, 1996
  - 30.ГОСТ 30494-2011, Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях, 2011
  - 31.ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования, 1984
  - 32.Пожарная безопасность серверной комнаты [Электронный ресурс]URL: <https://avtoritet.net/library/press/245/15479/articles/15515>, Дата обращения: 10.03.2019
  - 33.Системы противопожарной защиты УСТАНОВКИ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ И ПОЖАРОТУШЕНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИЕ, 2009
  - 34.Декларация соответствия условий труда ОАО «Томскгазпром» 2018г.

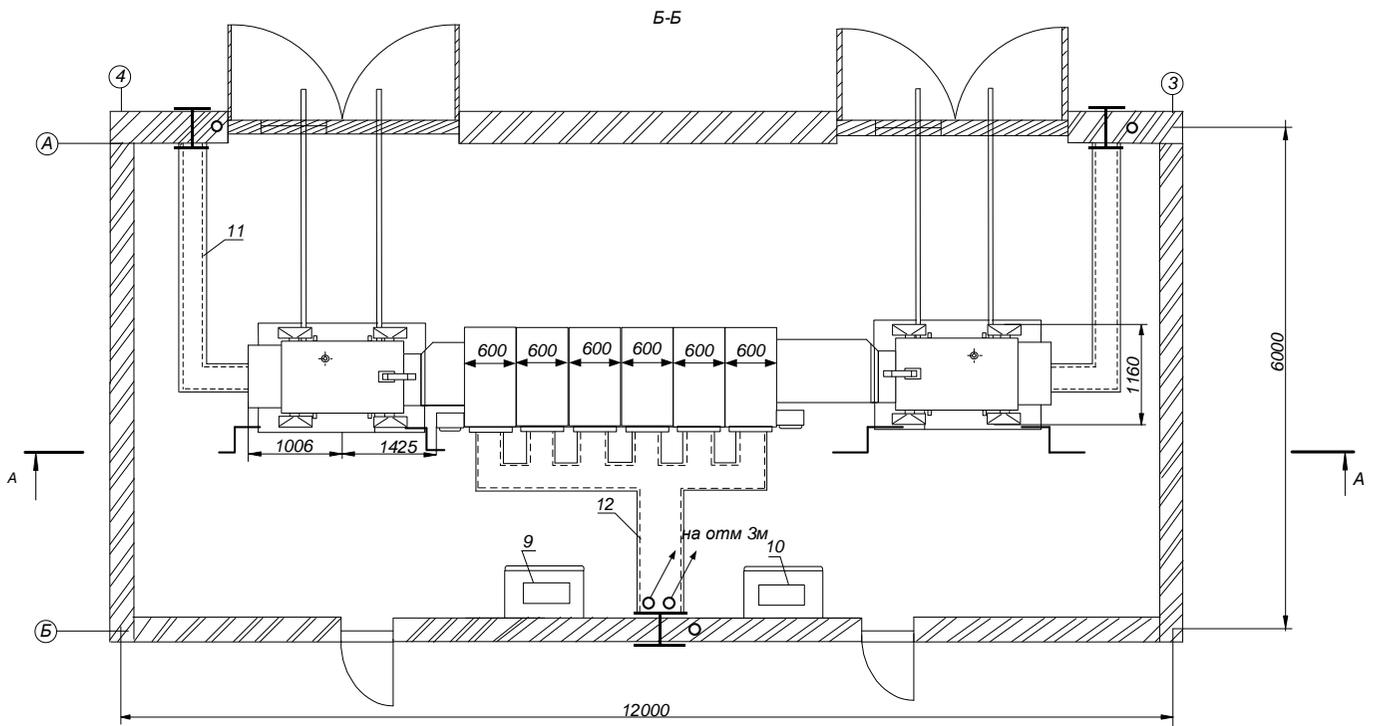
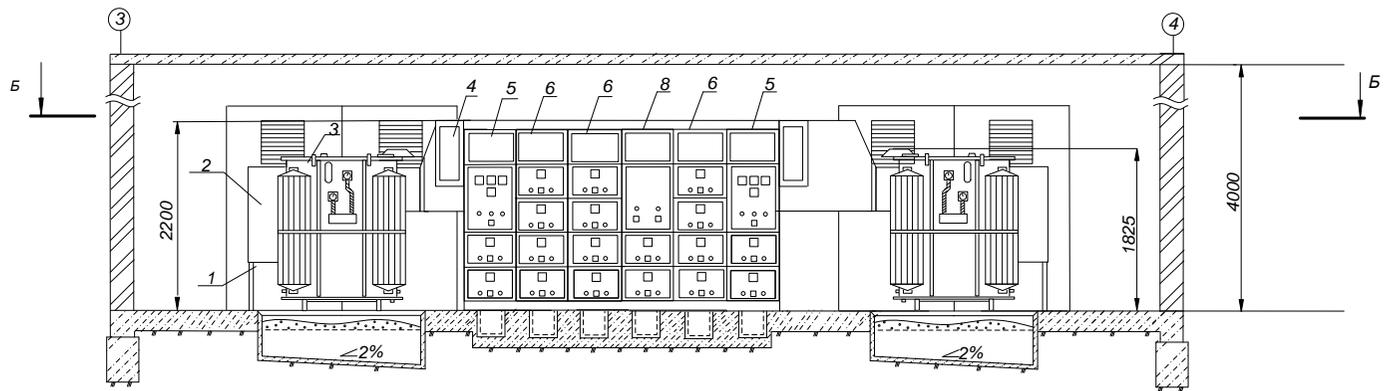




Условные  
обозначения:

- питание ПР и крупных ЭП;
- питание ЭП ПР-1;
- питание ЭП ПР-2;
- питание ЭП ПР-3;
- питание ЭП ПР-4;

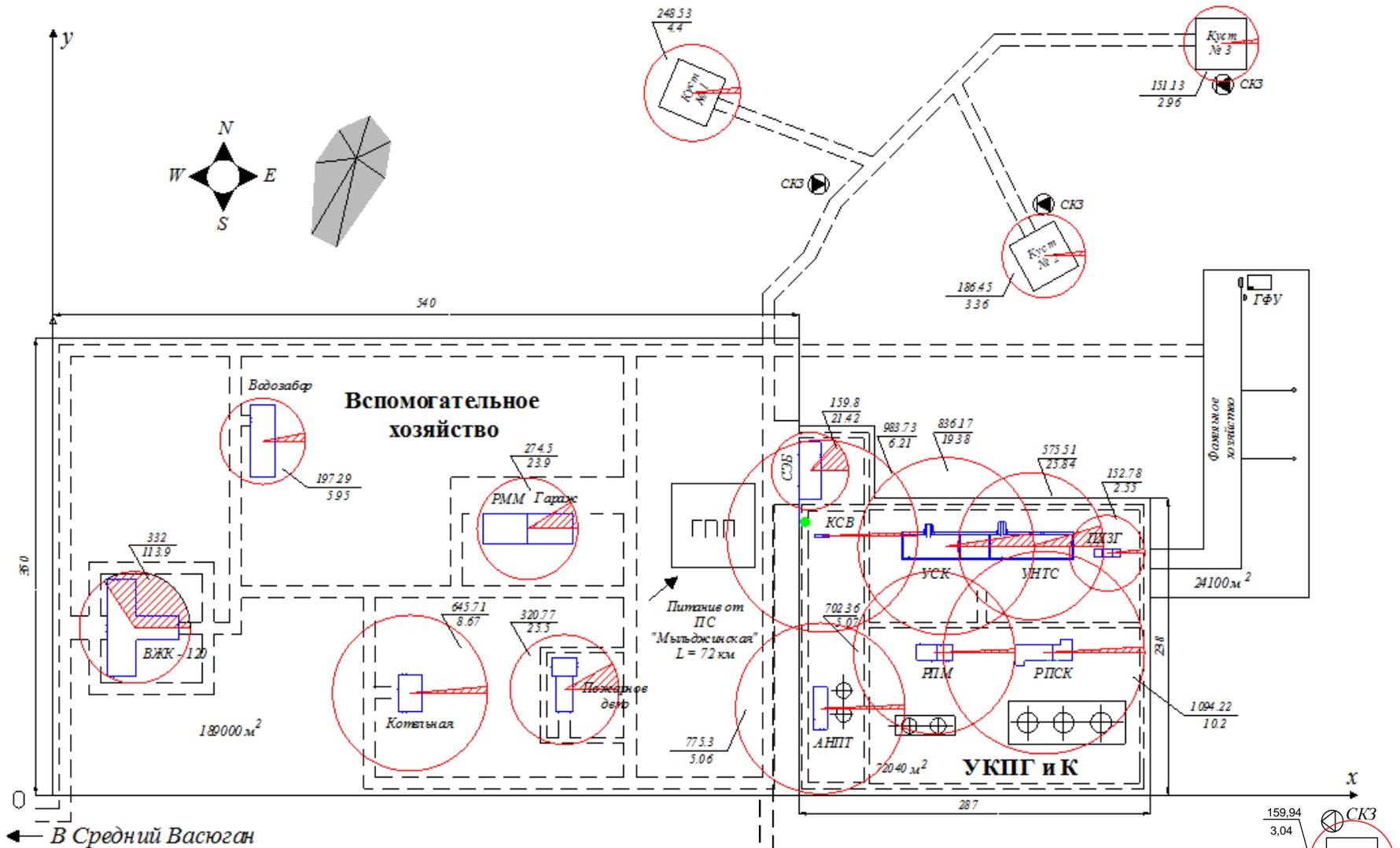
- ЭД электродвигатель;
- ТЭН ТЭН приточной вентиляции;
- пункт распределительный 0,4 кВ.



Ведомость оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	
1	ААБ 3х95	Кабель ВН	2
2	УВН	Шкаф ввода кабеля ВН	2
3	ТМЗ 630/10	Трансформатор	2
4		Шкаф учета	1
5	ШНВЗ-03-УЗ	Шкаф ввода НН	1
6	ШНЛ1-21-УЗ	Линейный шкаф	3
7	ШНС1-11-УЗ	Секционный шкаф	1
8	УКМ - 0,4 - 280 УЗ	Конденсаторная установка	1
9	УКМ - 0,4 - 160 УЗ	Конденсаторная установка	1
10		Кабельный канал ввода ВН	2
11		Кабельный канал НН	1





Условные обозначения:

-  Дороги
-  Электрическая нагрузка до 1000 В (заштрихованный сектор - нагрузка освещения)
-   $\frac{320.77}{23.3}$  Расчетная кажущаяся мощность / Расчетная активная мощность освещения
-  Центр электрических нагрузок

