

Инженерная школа энергетики  
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
 Отделение Электроэнергетики и электротехники

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Электроснабжение собственных нужд Нижневартовской ГРЭС</b>

УДК 621.311.22.031

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А5Д1	Алехин Константин Сергеевич		25.05.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасов Е.В.	К.Т.Н., доцент		25.05.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
				25.05.2020

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	К.Э.Н., доцент		25.05.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева И.Л.	–		25.05.2020

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Шестакова В.В.	К.Т.Н., доцент		25.05.2020

Томск – 2020 г.

## Планируемые результаты обучения по ООП «Электроэнергетика»

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
<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 <i>электроэнергетические системы и их компоненты.</i>	Требования ФГОС ВО, СУОС (УК-2*(ОК-3, ОК-4), ПК-3, ПК-4, ПК-9), <i>CDIO Syllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> <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 электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики, 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 электроэнергетики.	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

\_\_\_\_\_ «25» мая 2020 г. В.В. Шестакова

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5A5D1	Алёхин Константин Сергеевич

Тема работы:

<b>Проектирование внутривзаводского электроснабжения химического комбината с детальной проработкой ремонтно-механического цеха</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 27.02.2020г. №58-25/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25 мая 2020 года.
--	-------------------

**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> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Генплан предприятия</li> <li>2. План цеха</li> <li>3. Электрические нагрузки завода</li> <li>4. Типы и мощности электроприемников в цехе</li> </ol>
<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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения о предприятии</li> <li>2. Определение расчетной нагрузки цеха</li> <li>3. Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники</li> <li>4. Построение эпюры отклонения напряжения</li> <li>5. Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В</li> <li>6. Построение карты селективности действия аппаратов защиты</li> <li>7. Определение расчетной нагрузки предприятия</li> </ol>

	8. Картограмма и определение центра электрических нагрузок 9. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов 10. Компенсация реактивной мощности 11. Схема внутривозводской сети выше 1000 В 12. Схема внешнего электроснабжения 13. Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В 14. Выбор и проверка оборудования в сети выше 1000 В 15. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 16. Социальная ответственность
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Картограмма нагрузок 2. Схема электрическая принципиальная 3. Распределительная сеть 4. Схема силовой сети цеха 5. Принципиальная схема КТП 6. Однолинейная схема РП 7. Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, к.э.н., Трубченко Т. Г.
Социальная ответственность	Ассистент ООД, Мезенцева И.Л.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	февраль 2020 года
---	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасов Е.В.	к.т.н., доцент		01.02.2020

**Ассистент:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А5Д1	Алехин Константин Сергеевич		01.02.2020

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

Инженерная школа энергетики

Отделение электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль Электроснабжение

Уровень образования Бакалавриат

Период выполнения (осенний/весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.02.2020	<i>Выбор схемы электроснабжения цеха. Расчет нагрузок цеха.</i>	10
20.02.2020	<i>Определение расчетных электрических нагрузок по цехам и по заводу в целом. Построение картограммы и определение условного центра электрических нагрузок, зоны рассеяния условного центра электрических нагрузок.</i>	15
07.03.2020	<i>Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности.</i>	15
26.03.2020	<i>Выбор и проверка внутризаводских линий. Расчет потерь в КТП и внутризаводских линиях. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП. Выбор и проверка питающих линий ГПП.</i>	10
28.03.2020	<i>Расчет токов КЗ выше 1 кВ. Проверка внутризаводских линий по токам КЗ.</i>	5
04.04.2020	<i>Выбор и проверка высоковольтного оборудования</i>	10
11.04.2020	<i>Выбор распределительных пунктов в сети ниже 1000В. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В. Выбор аппаратов защиты и построение карты селективности действия защитных аппаратов. Построение эпюр отклонения напряжения от ГПП до наиболее мощного и удаленного ЭП.</i>	10
15.05.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
18.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
<i>Итого</i>		100

#### СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасов Е.В.	к.т.н., доцент		01.02.2020

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

#### СОГЛАСОВАНО: Руководитель ООП

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника	Шестакова В.В.	к.т.н., доцент		01.02.2020

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 129 с., 21 рис., 46 табл., 36 источников, 7 прил.

Ключевые слова: электрооборудование, схема электроснабжения, линия, сеть, электроприемник, нагрузка, оборудование, защита, ток, напряжение, электроэнергия.

Объектом исследования является электрическая часть Нижневартовской ГРЭС.

Цель работы – проектирование схемы электроснабжения предприятия, выбор оборудования.

В процессе исследования проводился сбор исходных данных в ходе производственной практики на объекте исследования.

В результате была спроектирована схема электроснабжения от подстанции энергосистемы, до конечного электроприемника. Были выбраны кабели и провода, коммутационное оборудование, были сделаны необходимые проверки. Также результатом работы стал экономический расчет капитальных затрат на сооружение данной схемы, определены условия безопасного труда рабочих предприятия.

Основные характеристики: схема электроснабжения состоит из кабельных и воздушных линий электропередачи. В высоковольтной сети применяются элегазовые выключатели, в низковольтной сети автоматические выключатели. Воздушные линии располагаются на опорах, кабельные – на лотках и в коробах. Схема проста в эксплуатации и надежна по степени бесперебойности питания. Схема пригодна к эксплуатации.

Значимость проектирования схемы электроснабжения очень высокая, так как от правильной ее работы зависит работа всего предприятия.

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В разделе приведены все сокращения и графические обозначения, используемые при выполнении курсового проекта.

### Сокращения

ГПП – главная понизительная подстанции 220-35/10 кВ;

ТП – трансформаторная подстанция 6-10 кВ;

РП – распределительный пункт 6-10 кВ;

ВРУ – вводное распределительное устройство 0,4 кВ;

РУвн – распределительное устройство высокого напряжения, свыше 1000 В;




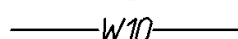
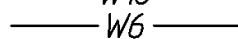
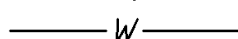
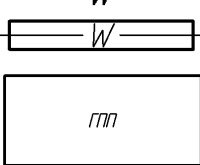
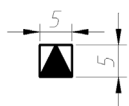
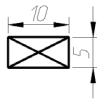
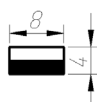




РУнн – распределительное устройство низкого напряжения, ниже 1000 В;

ЦН – центр электрических нагрузок;

ВЛ – воздушная линия электропередач;

КЛ – кабельная линия электропередач.

### Графические обозначения

	– Воздушная линия электропередач 6-10 кВ
	– Воздушная линия электропередач 0,4 кВ
	– Воздушная линия электропередач 0,4 кВ
	– Кабельная линия 6-10 кВ
	– Кабельная линия 0,4 кВ
	– Кабельная линия в термостойкой защитной трубе
	– Главная понизительная подстанция (размер фигуры чертится в соответствии с масштабом чертежа и классом напряжения подстанции)
	– Трансформаторная подстанция 6-10/0,4 кВ
	– Распределительное устройство 6-10 кВ
	– Распределительное устройство 0,4 кВ
	– Опора воздушной линии проходная
	– Опора воздушной линии анкерная концевая
	– Опора воздушной линии анкерная поворотная
	– Анкерное крепление провода на опоре воздушной линии



Нормативные ссылки:

1. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда»;
2. Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. №197-ФЗ// принят ГД ФС РФ 21.12.2001;
3. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»;
4. СП.52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»;
5. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;
6. ГОСТ 12.1.038- 82 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»;
7. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности";
8. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;
9. ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений».

## Оглавление

Введение	12
1 Общие сведения об объекте электроснабжения	14
1.1 Роль предприятия в хозяйственной деятельности	14
1.2 Технологический процесс	14
1.3 Инженерные изыскания	15
1.3.1 Инженерные изыскания по географическим и геологическим условиям местности	15
1.3.2 Инженерные изыскания по климатическим условиям местности	15
1.3.3 Инженерные изыскания по гидрологическим условиям местности	16
1.4 Особенности электроснабжения предприятия	17
1.5 Исходные данные	17
2 Электроснабжение отопительно-пусковой котельной	21
2.1 Распределение приёмников по пунктам питания и определения расчётной электрической нагрузки цеха	21
2.2 Расчет питающей и распределительной сети. Выбор защитных аппаратов	33
2.3 Проверка сети по условию допустимой потери напряжения	42
2.4 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В	47
2.5 Построение карты селективности действия аппаратов защиты	50
2.6 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ	52
3 Определение расчетной нагрузки предприятия	55
4 Картограмма электрических нагрузок	58
5 Схема внутризаводского электроснабжения	62
5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций	62
5.2 Компенсация реактивной мощности	66
5.3 Схема внутризаводской распределительной сети выше 1000 В	68
6 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	74
7 Выбор силового оборудования	81
7.1 Выбор выключателей и разъединителей	81
7.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	83

7.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	86
7.4 Разработка схемы закрытого распределительного устройства	88
8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	90
8.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта	91
8.2 Анализ конкурентных технических решений	92
8.3 SWOT-анализ	93
8.4 Планирование выполнения работ по проекту и формирование бюджета проектной работы	96
8.5 Выводы по разделу	102
9 Социальная ответственность	104
9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	106
9.2 Производственная безопасность	108
9.3 Экологическая безопасность	115
9.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	116
9.5 Выводы по разделу	117
Заключение	118
Список использованных источников	120
Приложение А ДП-ФЮРА.3710000.012.Э4 Схема силовой сети отопительно-пусковой котельной	123
Приложение Б ДП-ФЮРА.3710000.013.Э4 Принципиальная схема комплектной трансформаторной подстанции	124
Приложение В. ДП-ФЮРА.3710000.014.Э4 Однолинейная схема распределительного пункта ПР1	125
Приложение Г. ДП-ФЮРА.3710000.015.Э4 Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности	126
Приложение Д. ДП-ФЮРА.3710000.016.Э4 Картограмма электрических нагрузок	127
Приложение Е. ДП-ФЮРА.3710000.017.Э4 Схема электрическая принципиальная	128
Приложение Ж. ДП-ФЮРА.3710000.018.Э4 Распределительная сеть	129

## Введение

Электроэнергия является одним из основных видов энергии, который используется человеком, поэтому необходимо умение вырабатывать, распределять и грамотно использовать данный вид энергии. Для этого создаются системы электроснабжения.

Системой электроснабжения называют совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных электроприемников, к которым относятся: электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электросварочные, осветительные и другие установки.

Системы электроснабжения современных промышленных предприятий должны удовлетворять следующим требованиям:

экономичность и надежность;

безопасность и удобство эксплуатации;

обеспечение надежного качества электрической энергии, уровней и отключения напряжения, стабильности частоты;

экономия электрической энергии и цветных металлов;

гибкость системы, дающая возможность дальнейшего развития без существенного переустройства основных вариантов электрических сетей на период строительства и эксплуатации;

максимальное приближение источников высокого напряжения к электрическим установкам электропотребителей, снижение первоначальных затрат и уменьшение потерь электрической энергии с одновременным повышением надежности.

Системы электроснабжения в целом выполняются таким образом, чтобы в условиях послеаварийного режима, после соответствующих переключений, она была способна обеспечить питание нагрузки предприятия.

В настоящее время возникают важнейшие задачи развития промышленности путём повышения эффективности производства на базе научно-технического прогресса.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышения уровня проектно-конструкторских разработок, внедрение и рациональную эксплуатацию высоконадёжного оборудования, снижение непроизводительных расходов электроэнергии при её передаче, распределении и потреблении.

Развитие и усложнение структуры систем электроснабжения, возрастающие требования к экономичности и надёжности их работы в сочетании с изменяющейся структурой и характером потребителей электроэнергии, широкое внедрение устройств управления распределением и потреблением электроэнергии на базе современной вычислительной техники ставят проблему о подготовке высококвалифицированных инженеров.

Важным этапом в развитии творческой деятельности является курсовое и дипломное проектирование.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения собственных нужд Нижневартовской ГРЭС. При этом необходимо подробно разработать схему электроснабжения отопительно-пусковой котельной (ОПК).

Выполнение дипломного проекта будет осуществляться на основании задания, которое включает в себя генеральный план и ведомость электрических нагрузок отопительно-пусковой котельной ОПК и собственных нужд Нижневартовской ГРЭС в целом.

В ходе выполнения дипломного проекта будут рассмотрены вопросы расчёта электрических нагрузок цеха и предприятия в целом, выбора числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций и ГПП, выбора схемы внутризаводской сети 6 кВ и внутрицеховой сети 0.4 кВ.

## **1 Общие сведения об объекте электроснабжения**

### **1.1 Роль предприятия в хозяйственной деятельности**

Нижневартовская ГРЭС является одним из основных поставщиков электроэнергии Уральского федерального округа. Она была построена в первую очередь для нужд нефтегазодобывающих компаний, расположенных в самом большом районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югре. Кроме того, станция снабжает электричеством и теплом жителей и предприятия поселка Излучинска. Нижневартовская ГРЭС считается одной из самых экологически чистых электростанций, ее технологические процессы имеют высокую степень автоматизации.

### **1.2 Технологический процесс**

Нижневартовская Газовая Районная Электрическая Станция входит в состав компании ОГК-1. В настоящее время на станции производят электроэнергию два энергоблока.

Первый энергоблок, был включен в работу, в 1998 году, а в 2003 году, в работу был введен второй энергоблок. К настоящему времени Нижневартовская ГРЭС выработала более 10 миллиардов МВт электроэнергии.

Выработанной электроэнергией обеспечивается, не только Нижневартовский район, но также она поставляется на оптовый рынок электроэнергии.

Основным видом топлива, является газ, запасным – мазута. Энергоблок состоит из синхронного генератора и турбины, которая приводится во вращение энергией пара. Для выработки пара используется вода, которая по каналу поступает из реки Вах. Для пуска энергоблоков в работу служит отопительно-пусковая котельная (ОПК). Кроме того, с ОПК подается теплоснабжение в г. п. Излучинск.

Нижневартовская ГРЭС состоит из следующих подразделений: котлотурбинного цеха, электрического цеха, химического, АСУ ТП, АСУП, участка топливоподачи и других вспомогательных подразделений.

В состав собственных нужд НВ ГРЭС, входят: отопительно-пусковая котельная, азотно-кислородная станция (АКС), Насосная 3-го подъема, Канализационная насосная станция (КНС), общестанционная компрессорная (ОСКС), отдельный вспомогательный корпус (ОВК-химцех).

Все эти подразделения связаны единым технологическим процессом выработки электрической и тепловой энергии.

### **1.3 Инженерные изыскания**

#### **1.3.1 Инженерные изыскания по географическим и геологическим условиям местности**

Нижневартовск расположен в Среднеобской низменности Западно-Сибирской равнины в среднем течении Оби на её правом берегу. Географические координаты объекта  $60^{\circ}57'00''$  с.ш.  $76^{\circ}36'00''$  в.д. [2].

Нижневартовск находится в часовой зоне МСК+2. Смещение применяемого времени относительно UTC составляет +5:00 [2].

Рельеф города, равнинный. Высота над уровнем Балтийского моря: 45 метров [2].

Сейсмическая интенсивность в баллах шкалы MSK-64: < 6 баллов [3].

На территории Нижневартовска доминируют подзолистые почвы, которые кое-где сменяются различными видами глеевых, аллювиальных, дерново-луговых и болотных почв [4].

#### **1.3.2 Инженерные изыскания по климатическим условиям местности**

Нижневартовск расположен в континентальной климатической зоне. Климат характеризуется продолжительной зимой, длительным залеганием снежного покрова, короткими переходными сезонами, поздними весенними и ранними осенними заморозками, коротким безморозным периодом, коротким летом [2].

Годовой ход осадков относится к континентальному типу. В холодный период выпадает около 20 % годовой суммы. Большая часть их выпадает в первые месяцы зимы. Максимальное за год количество осадков выпадает в летние месяцы года – с июня по август.

В отдельные годы количество атмосферных осадков может значительно отклоняться от нормы. Годовой минимум осадков отмечается в феврале. Снежный покров образуется в октябре – начале ноября, а его сход наблюдается в конце апреля – начале мая [2].

Температура воздуха наиболее холодных суток  $-48$  °С. Абсолютная минимальная температура воздуха  $-55$  °С. Абсолютная максимальная температура воздуха  $+34$  °С. Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца  $+21,7$  °С. Среднегодовая температура  $-3,1$  °С [5].

Суммарная солнечная радиация (прямая и рассеянная) на горизонтальную поверхность при безоблачном небе:  $47-877$  МДж/м<sup>2</sup>. Суммарная солнечная радиация (прямая и рассеянная) на вертикальную поверхность при безоблачном небе:  $65-685$  МДж/м<sup>2</sup> [5].

Преобладающее направление ветра за декабрь - февраль: ЮЗ. Преобладающее направление ветра за июнь - август: С [5]. Город относится к I зоне по ветровому давлению [6].

Среднегодовая продолжительность гроз: от 40 до 60 часов [6].

Город относится ко II зоне по гололеду, характеризующейся нормативной толщиной стенки гололеда 15 мм [6].

### **1.3.3 Инженерные изыскания по гидрологическим условиям местности**

Основную угрозу проектируемому объекту могут представлять разливы рек в паводковый период. Следовательно, необходимо предусмотреть вынос объектов электроснабжения из опасных зон. Отдельное внимание уделить установке оборудования на неподтопляемых территориях и планированию трасс линий.

При невозможности выноса оборудования следует рассмотреть вопрос о применении высоких фундаментов, гидрозащиты сооружений, а также альтернативных вариантах электроснабжения.



## **1.4 Особенности электроснабжения предприятия**

Проектируемый объект относится к II категории по надежности электроснабжения.

Питание объекта будет осуществляться от собственных генерирующих мощностей.

Распределение электроэнергии по территории предприятия будет осуществляться кабельными линиями с изоляцией из сшитого полиэтилена, а также самонесущими изолированными проводами марки СИП-3.

## **1.5 Исходные данные**

Исходными данными к проектированию являются:

1. Генеральный план предприятия (рисунок 1.1);
2. Сведения об электрических нагрузках, характеристика среды производственных помещений, характеристика потребителей электроэнергии (таблица 1.1);
3. План рассматриваемого цеха (рисунок 1.2.);
4. Сведения об электрических нагрузках цеха (таблица 1.2.);
5. Длина питающей линии (таблица 1.1).

Генплан позволяет определить размеры цехов и длины будущих кабельных линий, а также место их прокладки и место расположения трансформаторных подстанций.

План цеха аналогично позволяет определить оптимальное расположение пунктов питания электроприемников и трасс распределительной и питающей сети. Сведения об электрических нагрузках дают возможность определить расчетные мощности цехов, выбрать сечения линий и оборудование.

Таблица 1.1 – Ведомость электрических нагрузок предприятия

Потребитель	Категория	Напряжение, кВ	Среда	Установленная мощность, кВт
1 АКС	II	0,38	нормальная	704
2 ОПК	II	0,38 (АД) 6,0 (АД) 6,0	жаркая	– 6 × 250 3 × 320
3 Насосная III-го подъема	II	0,38	влажная	151,4
4 Теплица	II	0,38	влажная	12
5 КНС	II	0,38	нормальная	116,4
6 ОСКС	II	0,38	нормальная	2426
7 ОВК - Химцех	II	0,38	нормальная	4910

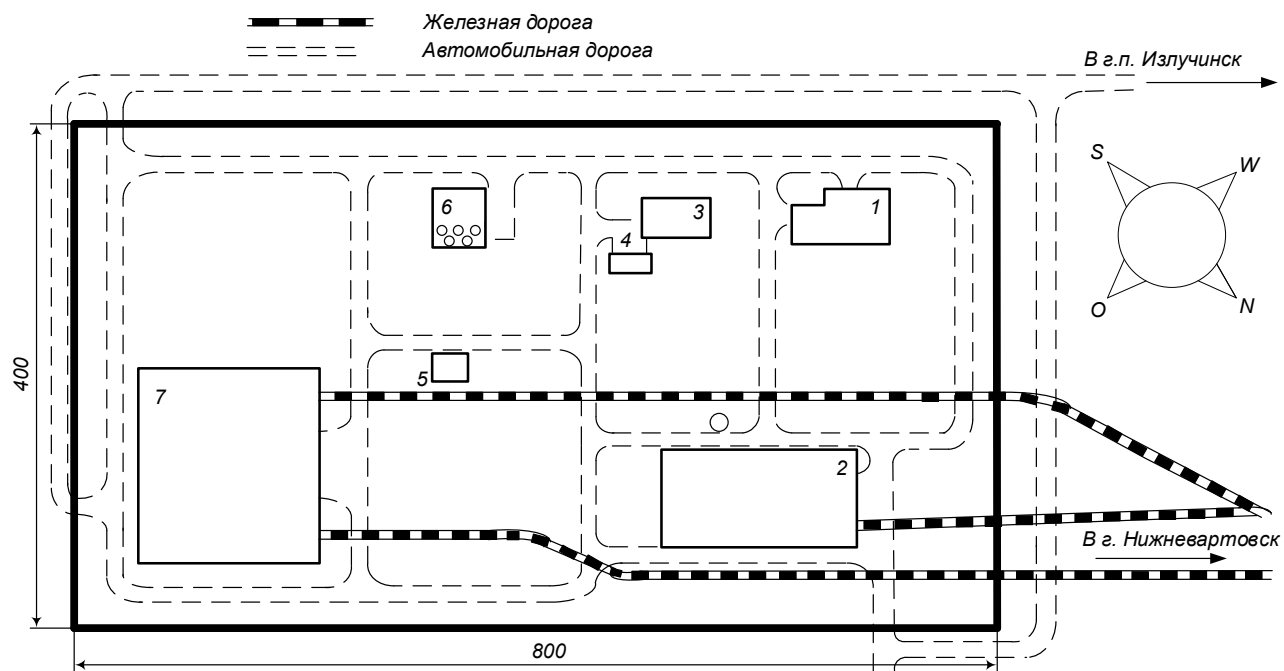


Рисунок 1.1 – Генплан предприятия

Таблица 1.2 – Сведения об электрических нагрузках ОПК

Наименование	$P_{\text{ном, кВт}}$	$k_{\text{исп}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$
1	2	3	4	5
Электроприемники 0,4 кВ				
1 Насос рециркуляции НР-1	200,0	0,75	0,8	0,75
2 Насос рециркуляции НР-2	160,0	0,75	0,8	0,75
3 Питательный электронасос ПЭН-4	200,0	0,75	0,8	0,75
4 Дутьевой вентилятор 1ДВ	200,0	0,65	0,80	0,75
5 Дутьевой вентилятор 2ДВ	250,0	0,65	0,80	0,75
6 Дутьевой вентилятор 3ДВ	160,0	0,65	0,80	0,75
7 Дутьевой вентилятор 4ДВ	160,0	0,65	0,80	0,75
8 Дутьевой вентилятор 5ДВ	160,0	0,65	0,80	0,75
9 Дутьевой вентилятор 6ДВ	160,0	0,65	0,80	0,75
10 Насос кислотной промывки НКП-1	160,0	0,75	0,8	0,75
11 Насос кислотной промывки НКП-2	160,0	0,75	0,8	0,75
12 Дымосос 3ДС	160,0	0,65	0,80	0,75
13 Дымосос 4ДС	160,0	0,65	0,80	0,75
14 Дымосос 5ДС	160,0	0,65	0,80	0,75
15 Дымосос 6ДС	160,0	0,65	0,80	0,75
16 Сатуратор СУ-1200	7,6	0,30	0,65	1,17
17 Насос дренажный НД-1	5,5	0,75	0,8	0,75
18 Насос дренажный НД-2	5,5	0,75	0,8	0,75
19 Насос подпитки теплосети НП-1	7,5	0,75	0,8	0,75
20 Насос подпитки теплосети НП-2	7,5	0,75	0,8	0,75
21 Насос подпитки теплосети НП-3	7,5	0,75	0,8	0,75
22 Насос подпитки теплосети НП-4	75,0	0,75	0,8	0,75
23 Насос подпитки теплосети НП-5	75,0	0,75	0,8	0,75
24 Насос подпитки теплосети НП-6	4,0	0,75	0,8	0,75
25 Насос подпитки сетевой воды НПСВ	15,0	0,75	0,8	0,75
26 Насос обработки кислотным НОКР-1	30,0	0,75	0,8	0,75
27 Насос обработки кислотным НОКР-2	30,0	0,75	0,8	0,75
28 Насос дренажей НДЗС	1,5	0,75	0,8	0,75
29 Насос дозатор аммиака НДА-1	0,25	0,75	0,8	0,75
30 Насос дозатор аммиака НДА-2	0,25	0,75	0,8	0,75
31 Насос дозатор гидразина НДГ-1	0,25	0,75	0,8	0,75
32 Насос дозатор гидразина НДГ-2	0,25	0,75	0,8	0,75
33 Насос дозатор щелочи НДЩ-1	0,55	0,75	0,8	0,75
34 Насос дозатор щелочи НДЩ-2	0,55	0,75	0,8	0,75
35 Насос дозатор щелочи НДЩ-3	0,55	0,75	0,8	0,75
36 Насос дозатор фосфата НДФ-1	0,55	0,75	0,8	0,75
37 Насос дозатор фосфата НДФ-2	0,55	0,75	0,8	0,75
38 Насос дозатор фосфата НДФ-3	0,55	0,75	0,8	0,75

окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5
39 Насос дозатор фосфата НДФ-4	0,55	0,75	0,8	0,75
40 Насос дозатор фосфата НДФ-5	0,55	0,75	0,8	0,75
41 Насос дозатор фосфата НДФ-6	0,55	0,75	0,8	0,75
42 Насос дозатор фосфата НДФ-7	0,55	0,75	0,8	0,75
43 Насос дозатор фосфата НДФ-8	0,55	0,75	0,8	0,75
44 Сварочный агрегат ВД-500 ПВ=40%	32,0	0,35	0,50	1,73
45 Тельфер Т10512 ПВ=25%	25,5	0,05	0,50	1,73
46 Кран мостовой ПВ=25%	41,0	0,05	0,50	1,73
Электроприемники 6 кВ				
48 Дымосос 1ДС	250,0	–	–	–
49 Дымосос 2ДС	250,0	–	–	–
50 Сетевой насос СН-1	250,0	–	–	–
51 Сетевой насос СН-2	250,0	–	–	–
52 Сетевой насос СН-3	250,0	–	–	–
53 Сетевой насос СН-4	250,0	–	–	–
54 Питательный электронасос ПЭН-1	320,0	–	–	–
55 Питательный электронасос ПЭН-2	320,0	–	–	–
56 Питательный электронасос ПЭН-3	320,0	–	–	–

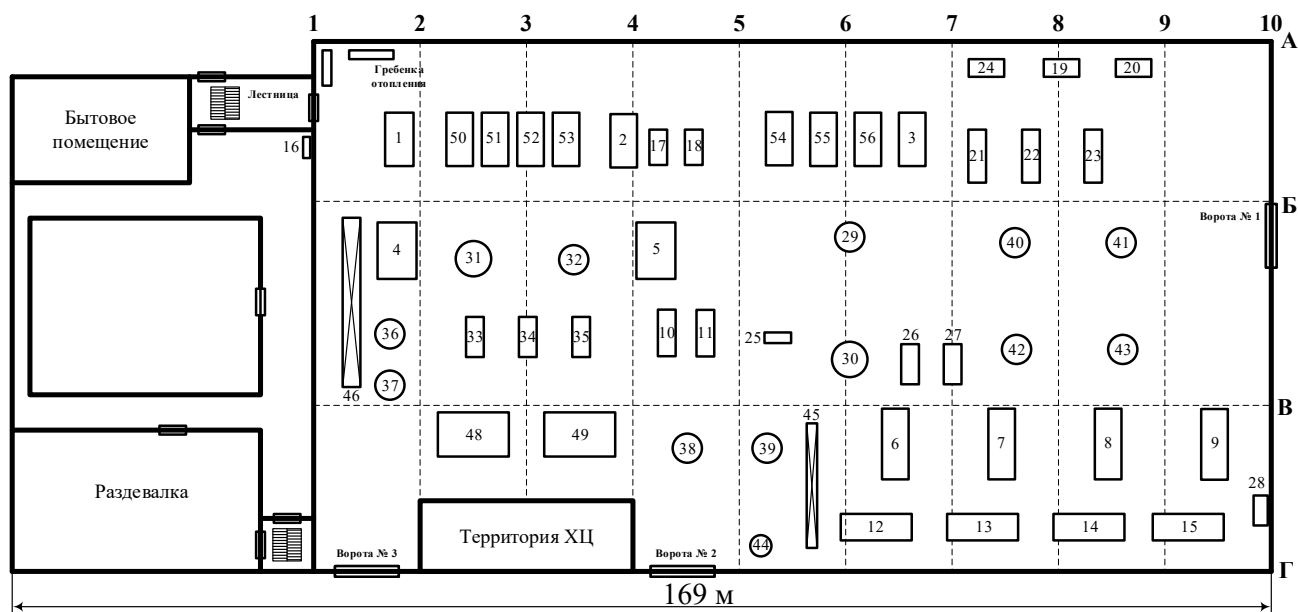


Рисунок 1.2 – План ОПК

## **2 Электроснабжение отопительно-пусковой котельной**

Расчёт электроснабжения блока проводим в следующей последовательности:

1. Приёмники распределяются по пунктам питания (силовым распределительным шкафом, пунктам или шинопроводам), выбирается схема и способ прокладки питающей сети цеха (от ТП до пункта питания). Принятая схема (радиальная магистральная, смешанная) сети должна обеспечивать требуемую надёжность электроснабжения и гибкость по технологическим условиям, универсальность сети при присоединении новых электроприёмников и перемещения приёмников по площади цеха. Выбор способа прокладки питающей сети производится с учётом характера окружающей среды и возможных условий прокладки;
2. Определяются расчётные электрические нагрузки по узлам питания;
3. Производится выбор сечения питающей сети по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева и проверяем их по потере напряжения;
4. Производится выбор силовой распределительной сети и аппаратов защиты и управления цеха;
5. Для участка цеховой сети (от вводного автомата на подстанции до самого мощного электроприёмника) строится эпюра отклонений напряжения (для режимов максимальной и минимальной нагрузок), производится расчёт токов короткого замыкания и строится карта селективности действия аппаратов защиты.

### **2.1 Распределение приёмников по пунктам питания и определения расчётной электрической нагрузки цеха**

Перед определением расчётной нагрузки цеха необходимо определить номинальные параметры электроприёмников, а паспортные мощности электроприёмников с повторно-кратковременным режимом работы (ПКР) приводятся к  $P_B = 100\%$ , то есть к номинальной установленной мощности. Примеры расчета

Кран-мостовой ПВ = 25%

$$P_{\text{НОМ}} = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 41,0 \cdot \sqrt{0,25} = 20,5 \text{ кВт},$$
$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{пасп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{41,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,50 \cdot 0,89} = 140,0 \text{ А},$$
$$I_{\text{НОМ.ПВ}} = I_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 140,0 \cdot \sqrt{0,25} = 70,0 \text{ А},$$
$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 5 \cdot 140,0 = 699,9 \text{ А},$$

где  $P_{\text{пасп}}$  – паспортная мощность электроприёмника, кВт;

$P_{\text{НОМ}}$  – номинальная активная мощность приёмника, приведенная к ПВ=100%, кВт;

$I_{\text{НОМ}}$  – номинальный ток приемника по паспортным данным, А;

$I_{\text{НОМ.ПВ}}$  – номинальный ток приемника, приведенный к ПВ=100%, А;

$I_{\text{пуск}}$  – пусковой ток приёмника, А;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение электроприемника, кВ;

$\cos\varphi$  – коэффициент мощности;

$\eta$  – КПД электроприёмника;

$K_{\text{пуск}}$  – кратность пускового тока.

Тельфер ПВ = 25%

$$P_{\text{НОМ}} = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 25,5 \cdot \sqrt{0,25} = 12,8 \text{ кВт},$$
$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{пасп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{25,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,50 \cdot 0,89} = 57,1 \text{ А},$$
$$I_{\text{НОМ.ПВ}} = I_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 57,1 \cdot \sqrt{0,25} = 28,5 \text{ А},$$
$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 5 \cdot 57,1 = 285,5 \text{ А}.$$

Сварочный агрегат ПВ = 40%

$$P_{\text{НОМ}} = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 32,0 \cdot \sqrt{0,40} = 20,2 \text{ кВт},$$
$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{пасп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi} = \frac{32,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,50} = 97,2 \text{ А},$$
$$I_{\text{НОМ.ПВ}} = I_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 97,2 \cdot \sqrt{0,40} = 61,5 \text{ А},$$
$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 97,2 = 291,7 \text{ А}.$$

Определение номинальных параметров электроприемников сведем в таблицу

2.1.

Таблица 2.1 – Распределение приемников по пунктам питания и определение их номинальных параметров

Наименование оборудования	п, шт	P <sub>ном</sub> , кВт	k <sub>исп</sub>	cosφ	tgφ	η	K <sub>пуск</sub>	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>пуск</sub> , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПР1 ПР11-7123									
Сатуратор СУ-1200	1	7,6	0,30	0,65	1,17	0,89	5	20,0	99,8
Насос дренажный НД-1	1	5,5	0,60	0,75	0,88	0,89	5	12,5	62,6
Насос дренажный НД-2	1	5,5	0,60	0,75	0,88	0,89	5	12,5	62,6
Насос дозатор гидразина НДГ-1	1	0,25	0,60	0,75	0,88	0,89	5	0,6	2,8
Насос дозатор гидразина НДГ-2	1	0,25	0,60	0,75	0,88	0,89	5	0,6	2,8
Насос дозатор щелочи НДЩ-1	1	0,55	0,60	0,75	0,88	0,89	5	1,3	6,3
Насос дозатор щелочи НДЩ-2	1	0,55	0,60	0,75	0,88	0,89	5	1,3	6,3
Насос дозатор щелочи НДЩ-3	1	0,55	0,60	0,75	0,88	0,89	5	1,3	6,3
Насос дозатор фосфата НДФ-1	1	0,55	0,60	0,75	0,88	0,89	5	1,3	6,3
Насос дозатор фосфата НДФ-2	1	0,55	0,60	0,75	0,88	0,89	5	1,3	6,3
Кран мостовой ПВ=25%	1	41,0	0,05	0,50	1,73	0,89	5	140,0	699,9
ПР2 ПР11-7123									
Насос подпитки теплосети НП-1	1	7,5	0,55	0,75	0,88	0,89	5	17,1	85,4
Насос подпитки теплосети НП-2	1	7,5	0,55	0,75	0,88	0,89	5	17,1	85,4
Насос подпитки теплосети НП-3	1	7,5	0,55	0,75	0,88	0,89	5	17,1	85,4
Насос подпитки теплосети НП-4	1	75,0	0,55	0,75	0,88	0,89	5	170,7	853,6
Насос подпитки теплосети НП-5	1	75,0	0,55	0,75	0,88	0,89	5	170,7	853,6
Насос подпитки теплосети НП-6	1	4,0	0,55	0,75	0,88	0,89	5	9,1	45,5
Насос дозатор аммиака НДА-1	1	0,25	0,60	0,75	0,88	0,89	5	0,6	2,8
Насос дозатор фосфата НДФ-5	1	0,55	0,60	0,75	0,88	0,89	5	1,3	6,3
Насос дозатор фосфата НДФ-6	1	0,55	0,60	0,75	0,88	0,89	5	1,3	6,3
ПР3 ПР11-7123									
Насос подпитки сетевой воды НПСВ	1	15,0	0,55	0,75	0,88	0,89	5	34,1	170,7
Насос обраб. кислот. раств. НОКР-1	1	30,0	0,60	0,75	0,88	0,89	5	68,3	341,4
Насос обраб. кислот. раств. НОКР-2	1	30,0	0,60	0,75	0,88	0,89	5	68,3	341,4
Насос дренажей НДЗС	1	1,5	0,60	0,75	0,88	0,89	5	3,4	17,1
Насос дозатор аммиака НДА-2	1	0,25	0,60	0,75	0,88	0,89	5	0,6	2,8
Насос дозатор фосфата НДФ-3	1	0,55	0,60	0,75	0,88	0,89	5	1,3	6,3
Насос дозатор фосфата НДФ-4	1	0,55	0,60	0,75	0,88	0,89	5	1,3	6,3
Насос дозатор фосфата НДФ-7	1	0,55	0,60	0,75	0,88	0,89	5	1,3	6,3
Насос дозатор фосфата НДФ-8	1	0,55	0,60	0,75	0,88	0,89	5	1,3	6,3
Сварочный агрегат ВД-500 ПВ=40%	1	32,0	0,35	0,50	1,73	0,98	3	97,2	291,7
Тельфер Т10512 ПВ=25%	1	25,5	0,05	0,50	1,73	0,89	5	87,1	435,3

## окончание таблицы 2.1

Отдельно запитанные электроприемники									
Насос рециркуляции НР-1	1	200,0	0,60	0,75	0,88	0,89	5	455,2	2276,2
Насос рециркуляции НР-2	1	160,0	0,60	0,75	0,88	0,89	5	364,2	1820,9
Питательный электронасос ПЭН-4	1	200,0	0,60	0,75	0,88	0,89	5	455,2	2276,2
Дутьевой вентилятор 1ДВ	1	200,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	422,0	2954,3
Дутьевой вентилятор 2ДВ	1	250,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	527,5	3692,8
Дутьевой вентилятор 3ДВ	1	160,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	337,6	2363,4
Дутьевой вентилятор 4ДВ	1	160,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	337,6	2363,4
Дутьевой вентилятор 5ДВ	1	160,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	337,6	2363,4
Дутьевой вентилятор 6ДВ	1	160,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	337,6	2363,4
Насос кислотной промывки НКП-1	1	160,0	0,60	0,75	0,88	0,89	5	364,2	1820,9
Насос кислотной промывки НКП-2	1	160,0	0,60	0,75	0,88	0,89	5	364,2	1820,9
Дымосос 3ДС	1	160,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	337,6	2363,4
Дымосос 4ДС	1	160,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	337,6	2363,4
Дымосос 5ДС	1	160,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	337,6	2363,4
Дымосос 6ДС	1	160,0	0,65	0,80	0,75	0,90	7	337,6	2363,4

План цеха с расположением распределительных пунктов и питаемых от них электроприемников изображён на рисунке 2.1.

Для определения расчетной нагрузки цеха воспользуемся методом упорядоченных диаграмм.

Суть метода заключается в том, что расчетная нагрузка находится по коэффициенту максимума и эффективному числу электроприемников. Для этого все электроприемники цеха разбиваются на две группы с одинаковыми режимами работы:

- «А» электроприемники с переменным графиком нагрузки ( $K_{и} < 0,6$ );
- «Б» электроприемники с практически постоянным графиком нагрузки ( $K_{и} \geq 0,6$ ;  $K_{з} \geq 0,9$ ;  $K_{в} = 1$ ).

Для каждой группы определяется суммарная номинальная мощность электроприемников (на примере группы «А»)

$$P_{\text{ном.}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}i} = 191,5 + 7,6 + 20,2 + 33,3 = 252,6 \text{ кВт.}$$

Коэффициент использования  $K_{и}$ ,  $\cos\phi$ ,  $\text{tg}\phi$  для каждого электроприемника или группы электроприемников определяется по справочным данным [9, стр. 19, табл. 1.7].



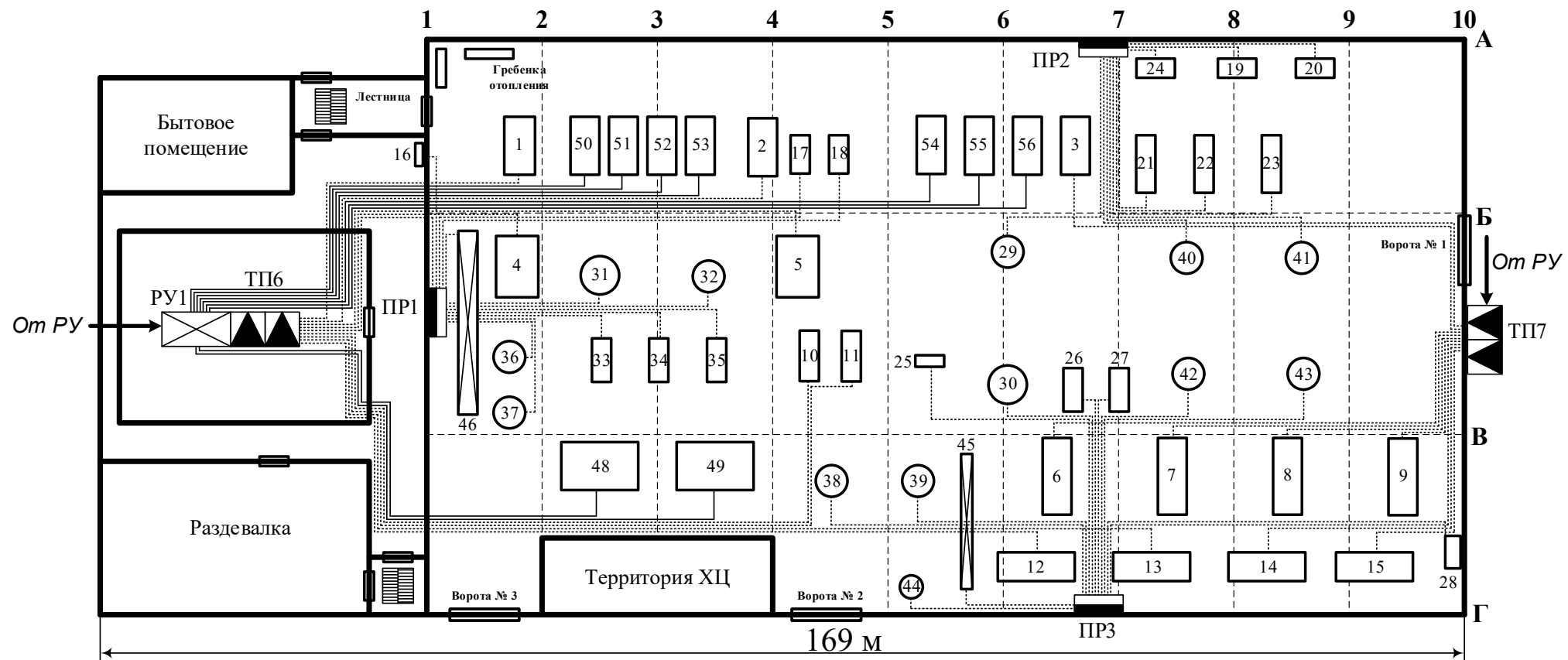


Рисунок 2.1 – План силовой и распределительной сети цеха

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену для электроприемников (на примере насосов подпитки)

$$P_{\text{см}} = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{НОМ.}\Sigma} = 0,55 \cdot 191,5 = 105,3 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi = 105,3 \cdot 0,88 = 92,9 \text{ кВАр},$$

где  $P_{\text{НОМ}}$  – суммарная номинальная активная мощность электроприемников;

$K_{\text{и}}$  – коэффициент использования активной мощности;

$\text{tg}\varphi$  – принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

Для каждой группы электроприемников подводится итог по среднесменной активной и реактивной нагрузке для всей группы

$$P_{\text{см}}^{\text{A}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{см.}i} = 105,3 + 2,3 + 7,1 + 1,7 = 116,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{см}}^{\text{A}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{см.}i} = 92,9 + 2,7 + 12,3 + 2,9 = 110,7 \text{ кВАр}.$$

Диапазон величины модуля силовой сборки

$$m = \frac{P_{\text{НОМ.max}}}{P_{\text{НОМ.min}}} = \frac{75,0}{4,0} = 18,8 > 3.$$

Средневзвешенный коэффициент использования по группе

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{P_{\text{см}}^{\text{A}}}{P_{\text{НОМ.}\Sigma}} = \frac{116,4}{252,6} = 0,46.$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{см}}^{\text{A}}}{P_{\text{см}}^{\text{A}}} = \frac{110,7}{116,4} = 0,95.$$

Для электроприемников группы «А» определим эффективное число электроприемников  $n_{\text{э}}$

$$n_{\text{э}} = \frac{[P_{\text{НОМ.}\Sigma}]^2}{\sum P_{\text{НОМ}}^2} = \frac{252,0^2}{12709,9} = 5,0 \text{ шт},$$

принимаем  $n_{\text{э}} = 5$  шт.

Коэффициент максимума активной мощности [9, стр. 21, табл. 1.8]

$$K_{\text{м}} = 1,73.$$

Коэффициент максимума реактивной мощности

$$K'_{\text{м}} = 1,1.$$

Расчетная активная и реактивная мощности для группы "А"

$$P_p^{''A''} = K_M \cdot P_{CM}^{''A''} = 1,73 \cdot 116,4 = 200,8 \text{ кВт},$$

$$Q_p^{''A''} = K'_M \cdot Q_{CM}^{''A''} = 1,1 \cdot 110,7 = 121,8 \text{ кВАр}.$$

Для электроприемников группы «Б» с практически постоянным графиком нагрузки расчетная активная и реактивная мощность принимается равной средней за наиболее загруженную смену

$$P_p^{''B''} = P_{CM}^{''B''} = 1700,2 \text{ кВт}, \quad Q_p^{''B''} = Q_{CM}^{''B''} = 1351,1 \text{ кВАр}.$$

Расчетная активная и реактивная мощности электроприемников по цеху

$$P_p = P_p^{''A''} + P_p^{''B''} = 200,8 + 1700,2 = 1901,0 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_p^{''A''} + Q_p^{''B''} = 121,8 + 1351,1 = 1472,9 \text{ кВАр}.$$

Для освещения цеха применяется светодиодное освещение.

Номинальная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по удельной установленной мощности осветительной нагрузки и площади цеха

$$P_{н.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,006 \cdot 12069 = 72,4 \text{ кВт},$$

где  $F_{ц}$  – площадь цеха,  $m^2$ ;

$P_{уд.о}$  – удельная установленная мощность осветительной нагрузки [8, табл. 7.2], кВт/ $m^2$ .

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{p.о} = K_{co} \cdot P_{н.о} = 0,95 \cdot 72,4 = 68,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.о} = P_{p.о} \cdot \text{tg}\varphi_0 = 68,8 \cdot 0,48 = 33,3 \text{ кВАр},$$

где  $K_{co}$  – коэффициент спроса осветительной нагрузки [9, стр. 22, табл. 1.10];

$\text{tg}\varphi_0$  – для светодиодных ламп.

Определение расчётной нагрузки цеха с учетом освещения

$$\begin{aligned} S_p &= \sqrt{(P_p + P_{p.о})^2 + (Q_p + Q_{p.о})^2} = \\ &= \sqrt{(1901,0 + 68,8)^2 + (1472,9 + 33,3)^2} = 2479,7 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Определение расчётного тока цеха

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2479,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 3767,5 \text{ А},$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение электроприемников, В.

Определение пикового тока цеха

Номинальный ток самого мощного электроприемника цеха

$$I_{\text{НОМ}}^{\text{max}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{250,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,80 \cdot 0,90} = 527,5 \text{ А.}$$

Пусковой ток самого мощного электроприемника цеха

$$I_{\text{пуск}}^{\text{max}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{max}} = 7 \cdot 527,5 = 3692,8 \text{ А.}$$

Пиковый ток цеха

$$I_{\text{пик.ц}} = I_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{р}} - K_{\text{u,max}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{max}}) = 3692,8 + (3767,5 - 0,65 \cdot 527,5) = 7117,5 \text{ А.}$$

Расчет полной нагрузки цеха приведен в таблице 2.2. Распределение электроприемников по пунктам питания и расчет электрических нагрузок по пунктам питания сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.2 – Определение расчетных нагрузок цеха

Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП, п	Установленная мощность		$m = P_{\text{ном. max}} / P_{\text{ном. min}}$	Коэффициент использования $K_{\text{и}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	Средняя нагрузка за смену		Эффективное число электроприемников $n_{\text{э}}$	Коэффициент максимума $K_{\text{м}}$	Расчетная нагрузка			$I_{\text{р}}$ , А	$I_{\text{пик}}$ , А
		$P_{\text{ном}}$ , кВт	$\Sigma P_{\text{ном}}$ , кВт					$P_{\text{см}} = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{ном}}$ , кВт	$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi$ , кВАр			$P_{\text{р}} = K_{\text{м}} \cdot P_{\text{см}}$ , кВт	$Q_{\text{р}} = (1 \div 1,1) \cdot Q_{\text{см}}$ , кВАр	$S_{\text{р}} = \sqrt{(P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2)}$ , кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Электроприемники группы "А" $K_{\text{и}} < 0,6$																
1 Насосы подпитки	7	4,0 ÷ 75,0	191,5		0,55	0,75	0,88	105,3	92,9							
2 Сатуратор	1	7,6 ÷ 7,6	7,6		0,30	0,65	1,17	2,3	2,7							
3 Сварочный агрегат	1	20,2 ÷ 20,2	20,2		0,35	0,50	1,73	7,1	12,3							
4 Кран мостовой, тельфер	2	12,8 ÷ 20,5	33,3		0,05	0,50	1,73	1,7	2,9							
Итого по группе "А"	11	4,0 ÷ 75,0	252,6	>3	0,46	0,72	0,95	116,4	110,7	5	1,73	200,8	121,8			
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{и}} \geq 0,6$																
5 Насосы разные	25	0,25 ÷ 200	959,5		0,60	0,75	0,88	575,7	507,7							
6 Дымососы, дутьевые вентиляторы	10	160 ÷ 250	1730,0		0,65	0,80	0,75	1124,5	843,4							
Итого по группе "Б"	35	0,25 ÷ 250	2689,6		0,63	0,78	0,79	1700,2	1351,1		1	1700,2	1351,1			
Итого силовая нагрузка	46	0,25 ÷ 250	2942,1		0,62	0,78	0,80	1816,6	1461,8			1901,0	1472,9	2404,9		
Электрическое освещение			72,4	$K_{\text{со}} =$	0,95	0,90	0,48	68,8	33,3			68,8	33,3			
Итого по цеху	46	0,25 ÷ 250	3014,6		0,63	0,78	0,79	1885,4	1495,1			1969,8	1506,2	2479,7	3767,5	7117,5

Таблица 2.3 – Определение расчетных нагрузок цеха по пунктам питания

Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП, п	Установленная мощность		$m = P_{\text{ном. max}} / P_{\text{ном. min}}$	Коэффициент использования $K_{\text{и}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	Средняя нагрузка за смену		Эффективное число электроприемников $n_e$	Коэффициент максимума $K_{\text{м}}$	Расчетная нагрузка			$I_p$ , А	$I_{\text{пик}}$ , А
		$P_{\text{ном}}$ , кВт	$\Sigma P_{\text{ном}}$ , кВт					$P_{\text{см}} = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{ном}}$ , кВт	$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi$ , кВАр			$P_p = K_{\text{м}} \cdot P_{\text{см}}$ , кВт	$Q_p = (1 \div 1,1) \cdot Q_{\text{см}}$ , кВАр	$S_p = \sqrt{(P_p^2 + Q_p^2)}$ , кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Пункт распределительный ПР-1																
Электроприемники группы "А" $K_{\text{и}} < 0,6$																
1 Сатуратор	1	7,6 ÷ 7,6	7,6		0,30	0,65	1,17	2,3	2,7							
2 Кран мостовой	1	20,5 ÷ 20,5	20,5		0,05	0,50	1,73	1,0	1,8							
Итого по группе "А"	2	7,6 ÷ 20,5	28,1		0,12	0,60	1,34	3,3	4,4			28,1	44,4	52,5		
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{и}} \geq 0,6$																
3 Насосы разные	9	0,25 ÷ 5,5	14,3		0,60	0,75	0,88	8,6	7,5							
Итого по группе "Б"	9	0,25 ÷ 5,5	14,3		0,60	0,75	0,88	8,6	7,5		1	8,6	7,5	11,4		
Итого по ПР-1	11	0,25 ÷ 20,5	42,4		0,28	0,70	1,01	11,9	12,0			36,7	51,9	63,6	96,6	789,5
Приёмники, запитанные от ТП6																
1 Насос рециркуляции НР-1	1	200,0	200,0		0,60	0,75	0,88	120,0	105,8			200,0	176,4	266,7	455,2	2276,2
2 Насос рециркуляции НР-2	1	160,0	160,0		0,60	0,75	0,88	96,0	84,7			160,0	141,1	213,3	364,2	1820,9
3 Дутьевой вентилятор 1ДВ	1	200,0	200,0		0,65	0,80	0,75	130,0	97,5			200,0	150,0	250,0	422,0	2954,3
4 Дутьевой вентилятор 2ДВ	1	250,0	250,0		0,65	0,80	0,75	162,5	121,9			250,0	187,5	312,5	527,5	3692,8

продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
5 Насос кисл. промывки НКП-1	1	160,0	160,0		0,60	0,75	0,88	96,0	84,7			160,0	141,1	213,3	364,2	1820,9
6 Насос кисл. промывки НКП-2	1	160,0	160,0		0,60	0,75	0,88	96,0	84,7			160,0	141,1	213,3	364,2	1820,9
7 Дымосос ЗДС	1	160,0	160,0		0,65	0,80	0,75	104,0	78,0			160,0	120,0	200,0	337,6	2363,4
8 Дымосос 4ДС	1	160,0	160,0		0,65	0,80	0,75	104,0	78,0			160,0	120,0	200,0	337,6	2363,4
Итого силовая нагрузка по ТП6	19	0,25 ÷ 250	1492,4		0,62	0,78	0,81	920,4	747,2			1486,7	1229,1	1932,7	2936,5	6286,4
Пункт распределительный ПР-2																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1 Насосы подпитки	6	4,0 ÷ 75,0	176,5		0,55	0,75	0,88	97,1	85,6							
Итого по группе "А"	6	4,0 ÷ 75,0	176,5	>3	0,55	0,75	0,88	97,1	85,6	2	1,96	190,2	94,2	212,2		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
2 Насосы дозаторов	3	0,25 ÷ 0,55	1,4		0,60	0,75	0,88	0,8	0,7							
Итого по группе "Б"	3	0,25 ÷ 0,55	1,4		0,60	0,75	0,88	0,8	0,7			1,4	1,2	1,8		
Итого по ПР-2	9	0,25 ÷ 75,0	177,9		0,55	0,75	0,88	97,9	86,3			191,6	95,4	214,0	325,1	1084,8
Пункт распределительный ПР-3																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1 Насос подпитки	1	15,0 ÷ 15,0	15,0		0,55	0,75	0,88	8,3	7,3							
2 Сварочный агрегат	1	20,2 ÷ 20,2	20,2		0,35	0,50	1,73	7,1	12,3							
3 Тельфер	1	12,8 ÷ 12,8	12,8		0,05	0,50	1,73	0,6	1,1							
Итого по группе "А"	3	12,8 ÷ 20,2	48,0		0,33	0,61	1,29	16,0	20,6			48,0	70,4	85,2		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
4 Насосы разные	8	0,25 ÷ 30,0	64,0		0,60	0,75	0,88	38,4	33,8							
Итого по группе "Б"	8	0,25 ÷ 30,0	64,0		0,60	0,75	0,88	38,4	33,8		1	38,4	33,8	51,2		
Итого по ПР-3	11	0,25 ÷ 30,0	111,9		0,49	0,71	1,00	54,3	54,5			86,4	104,2	135,3	205,6	636,6

окончание таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Приёмники, запитанные от ТП7																
1 Питательный электронасос ПЭН-4	1	200,0	200,0		0,60	0,75	0,88	120,0	105,8			200,0	176,4	266,7	455,2	2276,2
2 Дутьевой вентилятор 3ДВ	1	160,0	160,0		0,65	0,80	0,75	104,0	78,0			160,0	120,0	200,0	337,6	2363,4
3 Дутьевой вентилятор 4ДВ	1	160,0	160,0		0,65	0,80	0,75	104,0	78,0			160,0	120,0	200,0	337,6	2363,4
4 Дутьевой вентилятор 5ДВ	1	160,0	160,0		0,65	0,80	0,75	104,0	78,0			160,0	120,0	200,0	337,6	2363,4
5 Дутьевой вентилятор 6ДВ	1	160,0	160,0		0,65	0,80	0,75	104,0	78,0			160,0	120,0	200,0	337,6	2363,4
6 Дымосос 5ДС	1	160,0	160,0		0,65	0,80	0,75	104,0	78,0			160,0	120,0	200,0	337,6	2363,4
7 Дымосос 6ДС	1	160,0	160,0		0,65	0,80	0,75	104,0	78,0			160,0	120,0	200,0	337,6	2363,4
Итого силовая нагрузка по ТП7	27	0,25 ÷ 200	1449,8		0,62	0,78	0,80	896,2	714,6			1437,9	1096,0	1816,0	2759,1	4762,1
Электрическое освещение			72,4	K <sub>co</sub> =	0,95	0,90	0,48	68,8	33,3			68,8	33,3			
Итого по цеху	46	0,25 ÷ 250	3014,6		0,63	0,78	0,79	1885,4	1495,1			2993,4	2358,4	3810,8	5789,9	9139,9



## 2.2 Расчет питающей и распределительной сети. Выбор защитных аппаратов

Выбор сечений питающей линий производится по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева. Линии, питающие распределительные пункты, проверяются по допустимой потере напряжения. Сечения кабелей согласовываются с действием аппаратов защиты.

Условия выбора выключателей [4, стр. 182]:

1. По нагреву расчетным током нагрузки:  $I_{\text{ном.ав}} \geq I_{\text{ном.расц}} \geq 1,1 \cdot I_{\text{дл}}$ ;

2. По условию перегрузки пусковым током:

$$I_{\text{кз}} \geq 1,5 \cdot I_{\text{пуск}} - \text{для одного ЭП};$$

$$I_{\text{кз}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} - \text{для группы ЭП};$$

$$I_{\text{кз}} \geq K \cdot I_{\text{ном.расц}} - \text{для группы ЭП (} K = I_{\text{кз}}/I_{\text{ном.расц}} \text{)},$$

где  $I_{\text{дл}} = I_{\text{ном}}$  – для одного ЭП;

$$I_{\text{дл}} = I_{\text{р}} - \text{для группы ЭП};$$

$I_{\text{ном.ав}}$  – номинальный ток автомата;

$I_{\text{ном.расц}}$  – номинальный ток расцепителя;

$I_{\text{р}}$  – расчетный ток группы ЭП;

$K$  – кратность отсечки;

$I_{\text{пик}}$  – пиковый ток;

$I_{\text{мах.пуск}}$  – пусковой ток двигателя (или трансформатора) наибольшей мощности в данной группе ЭП;

$I_{\text{мах.ном}}$  – номинальный ток двигателя (или трансформатора) наибольшей мощности в данной группе ЭП;

$I_{\text{кз}}$  – номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ.

Условие выбора проводников [4, стр. 184]:

1. По нагреву расчетным током нагрузки:  $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}} / K_{\text{п1}} \cdot K_{\text{п2}}$ ;

2. Согласование с аппаратом защиты:  $I_{\text{доп}} \geq K_{\text{з}} \cdot I_{\text{з}} / K_{\text{п1}}$ ;

3. По допустимой потере напряжения:  $\Delta U_{\text{р}\%} = \Delta U_0 \cdot I_{\text{р}} \cdot l$ ,

где  $K_{\text{п1}}$   $K_{\text{п2}}$  – поправочные коэффициенты на условие прокладки;

$K_3$  – кратность защиты (отношение длительно допустимого тока для кабеля к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата при перегрузке или КЗ);

$I_3$  – номинальный ток или ток уставки срабатывания защитного аппарата;

$\Delta U_0$  – потеря напряжения в трехфазных сетях 380 В;

$I_p$  – расчетный ток линии;

$l$  – длина рассматриваемой линии.

Для питания распределительных пунктов и отдельных электроприемников принимаем кабели марки ВВГнг-LS и АВВГнг-LS с прокладкой на лотках по стенам и в коробах. Питание осуществляем по радиальным линиям.

В качестве аппаратов защиты принимаем автоматические выключатели серии ВА с электромагнитным расцепителем для защиты линии от токов КЗ и тепловым для защиты от перегрузки.

Для дальнейшего расчета необходимо определиться с типом системы заземления нейтралей и открытых проводящих частей оборудования.

Ни один из существующих способов заземления нейтралей и открытых проводящих частей не является универсальным. В качестве общих рекомендаций предлагается [27, стр. 16]:

- сети TN-C и TN-C-S характеризуются низким уровнем электро- и пожаробезопасности, а также возможностью значительных электромагнитных излучений;
- сети TN-S рекомендуются для статичных (не подверженных изменениям) установок, когда сеть проектируется раз и на всегда;
- сети TT следует использовать для временных, расширяемых и изменяемых электроустановок;
- сети IT следует использовать в тех случаях, когда бесперебойность электроснабжения является крайне необходимой.

Так как в рассматриваемом цехе не предполагается перемещение электроприемников и внесение серьёзных изменений в систему электроснабжения, то в связи с вышеприведенными рекомендациями применим систему заземления типа TN-S.

Данная система надежная и безопасная, максимально осуществляет защиту электрооборудования и человека от поражения электрическим током. Так же данная система не требует контроля за состоянием контура заземления.

Недостатком системы является удорожание схемы электроснабжения, за счет применения пятипроводных кабельных линий.

Примеры выбора аппаратуры и кабелей.

а) Выбор отходящего автоматического выключателя подстанции

Расчетный ток нагрузки подстанции

$$I_{р.ПС} = \frac{S_{р.ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1932,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2936,5 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформатора подстанции

$$I_{НОМ.тр} = \frac{S_{НОМ.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 3798,4 \text{ А.}$$

Максимальный рабочий ток трансформатора подстанции

$$I_{\max.раб} = 1,4 \cdot I_{НОМ.тр} = 1,4 \cdot 3798,4 = 5317,7 \text{ А.}$$

Пиковый ток подстанции

$$\begin{aligned} I_{\text{пик.ПС}} &= I_{\text{пуск}}^{\max} + (I_{\max.раб} - K_{u.\max} \cdot I_{НОМ}^{\max}) = \\ &= 3692,8 + (5317,7 - 0,65 \cdot 527,5) = 8667,6 \text{ А.} \end{aligned}$$

Намечаем к установке автомат марки Э40 с параметрами  $I_{НОМ.ав} = 6300 \text{ А}$ ,  $I_{\text{тепл}} = 6300 \text{ А}$  [10, стр. 87-88].

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{тепл}} = 6300 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{\max.раб} = 1,1 \cdot 5317,7 = 5849,5 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}} = 1,25 \cdot 8667,6 = 10834,5 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{10834,5}{6300} = 1,7,$$

принимаем  $K = 2,0$ .

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 2,0 \cdot 6300 = 12600 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}} = 10834,5 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

б) Выбор секционного автоматического выключателя подстанции  
Максимальный рабочий ток трансформатора

$$I_{\max.\text{раб}} = 5317,7 \text{ А.}$$

Расчетный ток секционного выключателя

$$I_{p.CB} = 0,7 \cdot I_{\max.\text{раб}} = 0,7 \cdot 5317,7 = 3722,4 \text{ А.}$$

Пиковый ток сборных шин

$$\begin{aligned} I_{\text{пик.СШ}} &= I_{\text{пуск}}^{\max} + (I_{p.CB} - K_{u.\max} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\max}) = \\ &= 3692,8 + (3722,4 - 0,65 \cdot 527,5) = 7072,3 \text{ А.} \end{aligned}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА74–48 с параметрами  $I_{\text{НОМ.ав}} = 5500 \text{ А}$ ,  
 $I_{\text{тепл}} = 5500 \text{ А}$ .

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{тепл}} = 5500 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{p.CB} = 1,1 \cdot 3722,4 = 4094,6 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{пик.СШ}} = 1,25 \cdot 7072,3 = 8840,4 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик.СШ}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{8840,4}{5500} = 1,6,$$

принимаем  $K = 2,0$ .

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 2,5 \cdot 5500 = 11000,0 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{\text{пик.СШ}} = 8840,4 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

в) Участок УВнн – ПР1

Расчетный и пиковый ток нагрузки ПР1

$$I_p = 96,6 \text{ А}, \quad I_{\text{пик}} = 789,5 \text{ А.}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА74–40 с параметрами  $I_{\text{НОМ.ав}} = 800 \text{ А}$ ,  
 $I_{\text{тепл}} = 190 \text{ А}$ .

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{тепл}} = 190 \text{ А} > 1,1 \cdot I_p = 1,1 \cdot 96,6 = 106,2 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 789,5 = 986,9 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{986,9}{190} = 5,2,$$

принимаем  $K = 8,0$ .

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 8,0 \cdot 190 = 1520 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 986,9 \text{ А}.$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГнг-LS – 1(5×120) с  $I_{\text{доп}} = 200 \text{ А}$  [9, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 200 \text{ А} > \frac{I_p}{K_{\text{п1}} \cdot K_{\text{п2}}} = \frac{96,6}{1,0 \cdot 0,8} = 128,8 \text{ А}.$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 200 \text{ А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{п1}}} = \frac{1 \cdot 190}{1,0} = 190,0 \text{ А},$$

где  $I_3$  – ток уставки срабатывания защитного аппарата, А;

$K_{\text{п1}}$  – поправочный коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды [1, стр. 185, табл. 9.1];

$K_{\text{п2}}$  – поправочный коэффициент, учитывающий количество совместных проложенных линий [1, стр. 185, табл. 9.2; стр. 186, табл. 9.3];

$k_3$  – кратность защиты (отношение длительно допустимого тока для кабеля к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата при перегрузке или КЗ) [1, стр. 187, табл. 9.4].

– проверка по допустимой потере напряжения

$$\Delta U_{\text{р\%}} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l = 0,109 \cdot 96,6 \cdot 0,052 = 0,55\% < 5\%,$$

где  $l$  – длина рассматриваемой линии с учетом непрямолинейной прокладки кабеля (обрезка, обход конструкций и оборудования...), км;

5% – допустимое значение потерь напряжения;

$\Delta U_0$  – потеря напряжения в трехфазных сетях 380 В [10, стр. 91, табл. П.2.11], %/(А·км).

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

г) Участок ПР1 – Сатуратор

Номинальный и пусковой ток нагрузки

$$I_{\text{НОМ}} = 20,0 \text{ А}, \quad I_{\text{ПУСК}} = 99,8 \text{ А}.$$

Намечаем к установке автомат марки ВА47–63 с параметрами  $I_{\text{НОМ.ав}} = 63 \text{ А}$ ,  
 $I_{\text{ТЕПЛ}} = 25 \text{ А}$ .

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{ТЕПЛ}} = 25 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,1 \cdot 20,0 = 22,0 \text{ А}.$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,5 \cdot I_{\text{ПУСК}} = 1,5 \cdot 99,8 = 149,7 \text{ А}.$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,5 \cdot I_{\text{ПУСК}}}{I_{\text{ТЕПЛ}}} = \frac{149,7}{25} = 6,0,$$

принимаем  $K = 10$ .

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{Э.О}} = K \cdot I_{\text{ТЕПЛ}} = 6 \cdot 25 = 150,0 \text{ А} > 1,5 \cdot I_{\text{ПУСК}} = 149,7 \text{ А}.$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГнг-LS – 1(5×16) с  $I_{\text{ДОП}} = 60 \text{ А}$ .

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{ДОП}} = 60 \text{ А} > \frac{I_p}{K_{\text{П1}} \cdot K_{\text{П2}}} = \frac{20,0}{1,0 \cdot 0,75} = 26,6 \text{ А}.$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{ДОП}} = 60 \text{ А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{П1}}} = \frac{1 \cdot 25}{1,0} = 25,0 \text{ А}.$$

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

Так как расчет по выбору аппаратов защиты и кабельных линий для всех распределительных пунктов и электроприемников аналогичен, то остальные расчеты сведем в таблицу 2.4 (для распределительных пунктов) и таблицу 2.5 (для отдельных электроприемников).

Таблица 2.4 – Выбор аппаратов защиты и проводников питающей сети

Участок	$\frac{I_p}{I_{пик}}$ , А	$1,1 \cdot I_p$ , А	$1,25 \cdot I_{пик}$ , А	Автомат			Способ прокладки	$K_{п1}$	$K_{п2}$	$\frac{I_p}{K_{п1} \cdot K_{п2}}$ , А	$K_3$	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{п1}}$ , А	Кабель		L, м	cosφ	ΔU <sub>0</sub> , %	ΔU <sub>p</sub> , %	
				Тип	К	$\frac{I_{тепл}}{I_{э.о.}}$ , А							Марка	I <sub>доп</sub> , А					
Отходящий выключатель ТП6	$\frac{5317,7}{8667,6}$	5849,5	10834,5	Э40	2,0	$\frac{6300}{12600}$	В коробе, на лотках	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Секционный выключатель ТП6	$\frac{3722,4}{7072,3}$	4094,6	8840,4	ВА74 – 48	2,0	$\frac{5500}{11000}$		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отходящий выключатель ТП7	$\frac{5317,7}{7320,7}$	5849,5	9150,9	Э40	2,0	$\frac{6300}{12600}$		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Секционный выключатель ТП7	$\frac{3722,4}{5725,4}$	4094,6	7156,8	ВА74 – 48	2,0	$\frac{5500}{11000}$		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТП - ПР1	$\frac{96,6}{789,5}$	106,2	986,9	ВА74 – 40	8,0	$\frac{190}{1520}$		1,00	0,75	128,8	1,00	190,0	АВВГнг-LS - 1(5 × 120)	200	0,052	0,70	0,109	0,55	
ТП - ПР2	$\frac{325,1}{1084,8}$	357,6	1356,0	ВА51 – 29	5,0	$\frac{400}{2000}$		1,00	0,75	433,5	1,00	400,0	АВВГнг-LS - 2(5 × 150)	470	0,093	0,75	0,049	1,47	
ТП – ПР3	$\frac{205,6}{636,6}$	226,2	795,7	ВА74 – 40	5,0	$\frac{260}{1300}$		1,00	0,80	257,0	1,00	260,0	АВВГнг-LS - 1(5 × 185)	270	0,091	0,71	0,079	1,47	

Таблица 2.5 – Выбор аппаратов защиты и проводников электроприёмников

Приемник	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>пуск</sub> , А	1,1·I <sub>ном</sub> , А	1,5·I <sub>пуск</sub> , А	Автомат				K <sub>п1</sub>	K <sub>п2</sub>	$\frac{I_p}{K_{п1} \cdot K_{п2}}$ , А	K <sub>з</sub>	$\frac{K_з \cdot I_з}{K_{п1}}$ , А	Кабель	
					Тип	К	I <sub>тепл</sub> , А	I <sub>э.о.</sub> , А						Марка	I <sub>доп</sub> , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Пункт распределительный ПР1</b>															
Сатуратор	20,0	99,8	22,0	149,7	ВА47 – 63	7,5	25	187,5	1,00	0,75	26,6	1,00	25,0	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
Насос дренажный	12,5	62,6	13,8	93,9	ВА47 – 63	7,5	16	120,0	1,00	0,75	16,7	1,00	16,0	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
Насос дозатор гидразина	0,6	2,8	0,6	4,3	ВА47 – 63	7,5	1,0	7,5	1,00	0,75	0,8	1,00	1,0	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
Насос дозатор щелочи	1,3	6,3	1,4	9,4	ВА47 – 63	7,5	1,6	12,0	1,00	0,75	1,7	1,00	1,6	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
Насос дозатор фосфата	1,3	6,3	1,4	9,4	ВА47 – 63	7,5	1,6	12,0	1,00	0,75	1,7	1,00	1,6	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
Кран мостовой ПВ=25%	140,0	699,9	154,0	1049,9	ВА57 – 35	8,0	160	1280,0	1,00	0,75	186,6	1,00	160,0	АВВГнг-LS –1(5 × 120)	200
<b>Пункт распределительный ПР2</b>															
Насос подпитки теплосети	17,1	85,4	18,8	128,0	ВА47 – 63	7,5	20	150,0	1,00	0,75	22,8	1,00	20,0	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
Насос подпитки теплосети	170,7	853,6	187,8	1280,3	ВА57 – 35	8,0	200	1600,0	1,00	0,75	227,6	1,00	200,0	АВВГнг-LS –1(5 × 120)	200
Насос подпитки теплосети	9,1	45,5	10,0	68,3	ВА47 – 63	7,5	13	93,8	1,00	0,75	12,1	1,00	12,5	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
Насос дозатор аммиака	0,6	2,8	0,6	4,3	ВА47 – 63	7,5	1	7,5	1,00	0,75	0,8	1,00	1,0	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
Насос дозатор фосфата	1,3	6,3	1,4	9,4	ВА47 – 63	7,5	1,6	12,0	1,00	0,75	1,7	1,00	1,6	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
<b>Пункт распределительный ПР3</b>															
Насос подпитки сетевой воды	34,1	170,7	37,6	256,1	ВА47 – 63	7,5	40	300,0	1,00	0,7	48,8	1,00	40,0	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
Насос обработки кислотного раствора	68,3	341,4	75,1	512,1	ВА47 – 100	7,5	80	600,0	1,00	0,7	97,6	1,00	80,0	АВВГнг-LS –1(5 × 50)	110
Насос дренажный	3,4	17,1	3,8	25,6	ВА47 – 63	7,5	4	30,0	1,00	0,7	4,9	1,00	4,0	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
Насос дозатор аммиака	0,6	2,8	0,6	4,3	ВА47 – 63	7,5	1	7,5	1,00	0,7	0,8	1,00	1,0	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
Насос дозатор фосфата	1,3	6,3	1,4	9,4	ВА47 – 63	7,5	1,6	12,0	1,00	0,7	1,8	1,00	1,6	АВВГнг-LS –1(5 × 16)	60
Сварочный агрегат	97,2	291,7	107,0	437,6	ВА47 – 125	7,5	125	937,5	1,00	0,7	138,9	1,00	125,0	АВВГнг-LS –1(5 × 70)	140
Тельфер	87,1	435,3	95,8	653,0	ВА47 – 100										



## окончание таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Приемники, запитанные от ТП															
Насос рециркуляции	455,2	2276,2	475,7	3414,3	BA51 – 29	8,0	500	4000,0	1,00	0,80	569,0	1,00	500,0	ВВГнг-LS –2(5 × 150)	610
Насос рециркуляции	364,2	1820,9	380,6	2731,4	BA51 – 29	8,0	400	3200,0	1,00	0,80	455,2	1,00	400,0	ВВГнг-LS –2(5 × 120)	520
Питательный электронасос	455,2	2276,2	475,7	3414,3	BA51 – 29	8,0	500	4000,0	1,00	0,80	569,0	1,00	500,0	ВВГнг-LS –2(5 × 150)	610
Дутьевой вентилятор	422,0	2954,3	464,2	4431,4	BA51 – 29	10,0	500	5000,0	1,00	0,80	527,5	1,00	500,0	ВВГнг-LS –2(5 × 150)	610
Дутьевой вентилятор	527,5	3692,8	580,3	5539,3	BA51 – 29	10,0	630	6300,0	1,00	0,80	659,4	1,00	630,0	ВВГнг-LS –2(5 × 185)	700
Дутьевой вентилятор	337,6	2363,4	371,4	3545,1	BA51 – 29	10,0	400	4000,0	1,00	0,80	422,0	1,00	400,0	ВВГнг-LS –2(5 × 95)	440
Насос кислотной промывки	364,2	1820,9	380,6	2731,4	BA51 – 29	8,0	400	3200,0	1,00	0,80	455,2	1,00	400,0	ВВГнг-LS –2(5 × 120)	520
Дымосос	337,6	2363,4	371,4	3545,1	BA51 – 29	10,0	400	4000,0	1,00	0,80	422,0	1,00	400,0	ВВГнг-LS –2(5 × 95)	440

### 2.3 Проверка сети по условию допустимой потери напряжения

В соответствии с этим ГОСТ для силовых сетей промышленных предприятий отклонение напряжений не должен превышать  $\pm 5\%$  от номинального значения. На шинах 6-10 кВ подстанции, к которой присоединены распределительные сети, напряжение должно поддерживаться не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей.

Рассмотрим цепочку ТП7 – УВНН – ПРЗ – ЭП №25.

Расчетные данные приемника №25

$P_{\text{НОМ}} = 15,0 \text{ кВт}$ ,  $Q_{\text{НОМ}} = 13,2 \text{ кВАр}$ ,  $S_{\text{НОМ}} = 20,0 \text{ кВА}$ .

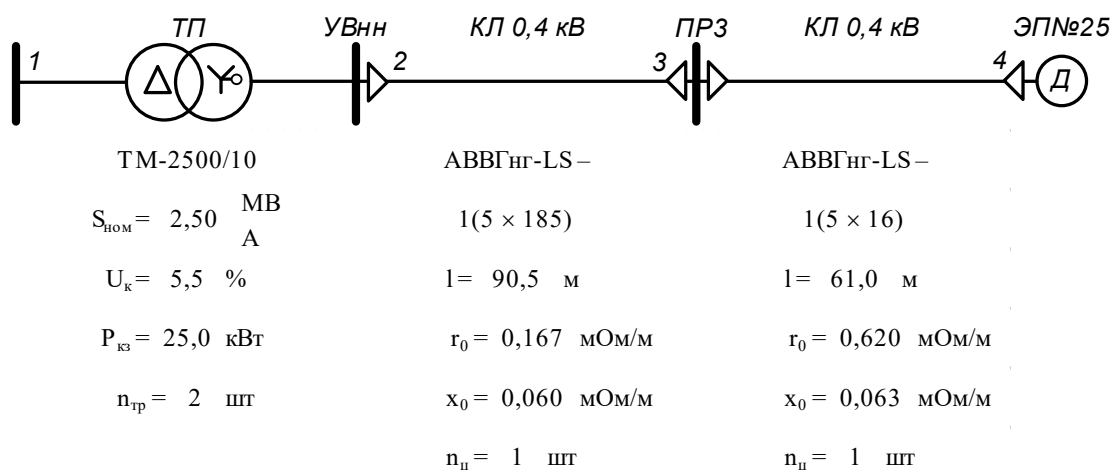


Рисунок 2.2 – Расчетная схема

Расчет максимального режима нагрузки

Участок 1-2

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 1-2

$$P_{12} = \sum P_{\text{ц.ТП}} = 1437,9 \text{ кВт}, \quad Q_{12} = \sum Q_{\text{ц.ТП}} = 1096,0 \text{ кВАр},$$

$$S_{12} = \sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2} = \sqrt{1437,9^2 + 1096,0^2} = 1808,0 \text{ кВА}.$$

Активная и реактивная составляющая значения напряжения короткого замыкания трансформатора

$$U_a = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot 100\%}{S_{\text{НОМ.тр}}} = \frac{25,0 \cdot 100\%}{2500} = 1,000,$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,000^2} = 5,408.$$

Коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta_T = \frac{S_{12}}{n_{TP} \cdot S_{ном. TP}} = \frac{1808,0}{2 \cdot 2500} = 0,362.$$

Коэффициент мощности на участке 1-2

$$\cos \varphi = \frac{P_{12}}{S_{12}} = \frac{1437,9}{1808,0} = 0,80, \quad \sin \varphi = \frac{Q_{12}}{S_{12}} = \frac{1096,0}{1808,0} = 0,60.$$

Потеря напряжения на участке 1-2

$$\begin{aligned} \Delta U_{12, \%} &= \beta_T \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi - U_p \cdot \cos \varphi) = \\ &= 0,362 \cdot (1,000 \cdot 0,80 + 5,408 \cdot 0,60) + \frac{0,362^2}{200} \cdot (1,000 \cdot 0,60 - 5,408 \cdot 0,80) = \\ &= 1,471\%. \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке 1-2 в именованных единицах

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12, \%} \cdot \frac{U_1}{100\%} = 1,471 \cdot \frac{6300}{100} = 92,6 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 1-2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6300 - 92,6 = 6207,4 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 1-2 с учетом коэффициента трансформации

$$U_2^{HH} = U_2 = 400 \cdot \frac{6207,4}{6000} = 413,8 \text{ В.}$$

Участок 2-3

Активное и реактивное сопротивление участка 2-3

$$R_{23} = \frac{r_{23} \cdot l_{23}}{n_{ц}} = \frac{0,167 \cdot 90,5}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0151 \text{ Ом,}$$

$$X_{23} = \frac{x_{23} \cdot l_{23}}{n_{ц}} = \frac{0,060 \cdot 90,5}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0054 \text{ Ом.}$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 2-3

$$P_{23} = P_{ПР} = 86,4 \text{ кВт,} \quad Q_{23} = Q_{ПР} = 104,2 \text{ кВАр.}$$

Потеря напряжения на участке 2-3

$$\Delta U_{23, \%} = \frac{P_{23} \cdot R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23}}{10 \cdot U_2^2} = \frac{86,4 \cdot 0,00151 + 104,2 \cdot 0,0054}{10 \cdot 0,414^2} = 1,090\%.$$

Потеря напряжения на участке 2-3 в именованных единицах

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{23,\%} \cdot \frac{U_2}{100\%} = 1,090 \cdot \frac{413,8}{100} = 4,5 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 413,8 - 4,5 = 409,3 \text{ В.}$$

Участок 3-4

Активное и реактивное сопротивление участка 3-4

$$R_{34} = \frac{r_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,620 \cdot 61,0}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0378 \text{ Ом,}$$

$$X_{34} = \frac{x_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,063 \cdot 61,0}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0038 \text{ Ом.}$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 3-4

$$P_{34} = P_{\text{ном}} = 15,0 \text{ кВт,} \quad Q_{34} = Q_{\text{ном}} = 13,2 \text{ кВАр.}$$

Потеря напряжения на участке 3-4

$$\Delta U_{34,\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{15,0 \cdot 0,0378 + 13,2 \cdot 0,0038}{10 \cdot 0,409^2} = 0,369\%.$$

Потеря напряжения на участке 3-4 в именованных единицах

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34,\%} \cdot \frac{U_3}{100\%} = 0,369 \cdot \frac{409,3}{100} = 1,5 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 3-4

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 409,3 - 1,5 = 407,8 \text{ В.}$$

Значения отклонений напряжения

$$\delta U_1 = 5\%, \quad \delta U_2 = \delta U_1 - \Delta U_{12\%} = 5 - 1,471 = 3,529\%,$$

$$\delta U_3 = \delta U_2 - \Delta U_{23\%} = 3,529 - 1,090 = 2,439\%,$$

$$\delta U_4 = \delta U_3 - \Delta U_{34\%} = 2,439 - 0,369 = 2,070\%.$$

Для режима минимальной нагрузки и послеаварийного режима расчет проводится аналогично. В соответствии с суточным графиком в режиме минимальной нагрузки активная и реактивная мощности составляют

$$P_{\text{min}} = P_{\text{max}} \cdot K_{\text{min}} = P_{\text{max}} \cdot 0,800, \quad Q_{\text{min}} = Q_{\text{max}} \cdot K_{\text{min}} = Q_{\text{max}} \cdot 0,750.$$

В качестве послеаварийного режима рассмотрим выход из строя одного трансформатора в цеховой подстанции.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчётные данные для построения эпюры отклонений напряжения

Участок	Тр-гор	cosφ	sinφ	$\beta_T$	Проводник	R, Ом	X, Ом	P, кВт	Q, кВАр	$\Delta U$ , %	$\delta U$ , %
<b>Максимальный режим</b>											
ТП - УВнн	ТМ-2500/10	0,795	0,606	0,362	—	—	—	1437,9	1096,0	1,471	3,529
УВнн - ПР	—	—	—	—	АВВГнг-LS – 1(5 × 185)	0,0151	0,0054	86,4	104,2	1,090	2,439
ПР - ЭП	—	—	—	—	АВВГнг-LS – 1(5 × 16)	0,0378	0,0038	15,0	13,2	0,369	2,070
<b>Минимальный режим</b>											
ТП - УВнн	ТМ-2500/10	0,814	0,581	0,230	—	—	—	1150,3	822,0	0,910	4,090
УВнн - ПР	—	—	—	—	АВВГнг-LS – 1(5 × 185)	0,0151	0,0054	69,1	78,2	0,933	3,157
ПР - ЭП	—	—	—	—	АВВГнг-LS – 1(5 × 16)	0,0378	0,0038	15,0	13,2	0,400	2,757
<b>Послеаварийный режим</b>											
ТП - УВнн	ТМ-2500/10	0,795	0,606	0,575	—	—	—	1437,9	1096,0	2,337	2,663
УВнн - ПР	—	—	—	—	АВВГнг-LS – 1(5 × 185)	0,0151	0,0054	86,4	104,2	1,110	1,553
ПР - ЭП	—	—	—	—	АВВГнг-LS – 1(5 × 16)	0,0378	0,0038	15,0	13,2	0,375	1,178

По результатам расчетов строим эпюры отклонения напряжений. Эпюры представлена на рисунке 2.3.

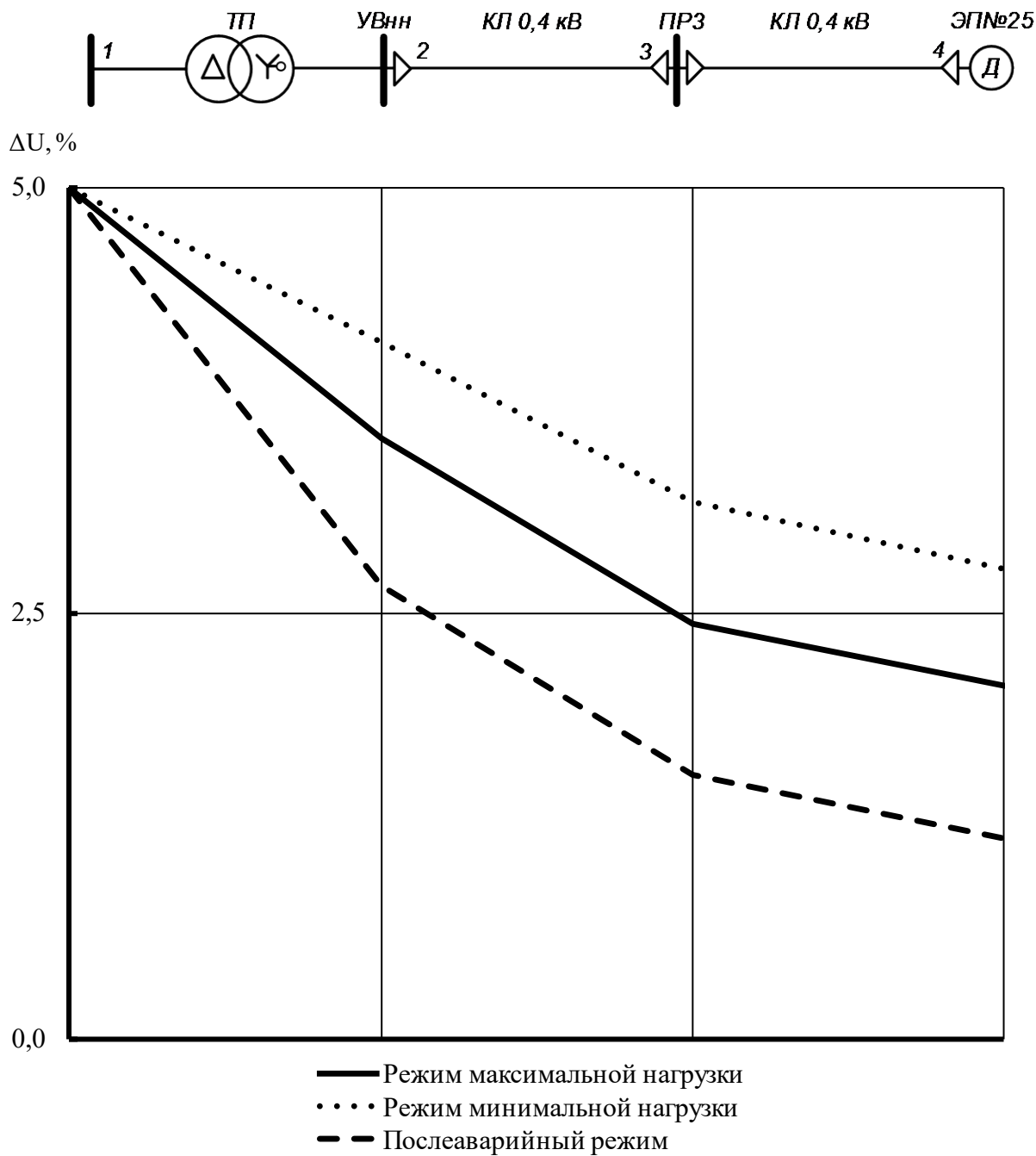


Рисунок 2.3 – Эпюры напряжения

Из эпюр видно, что уровень напряжения на клеммах электроприёмника соответствует норме, следовательно, принятые сечения пригодны для эксплуатации.

## 2.4 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В

Расчет в сравнении с расчетом токов КЗ в сетях напряжением выше 1000 В обладает следующими особенностями:

- напряжение на шинах ТП считается неизменным при КЗ в сети до 1000 В;
- расчет ведем в именованных единицах;
- напряжение принимаем на 5% выше номинального напряжения сети;
- при расчете токов КЗ учитываем активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети.

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения, рисунок 2.4 и на её основе схему замещения, рисунок 2.5.

Расчет токов КЗ ведем для участка ТП7 – УВНН – ПРЗ – ЭП №25.

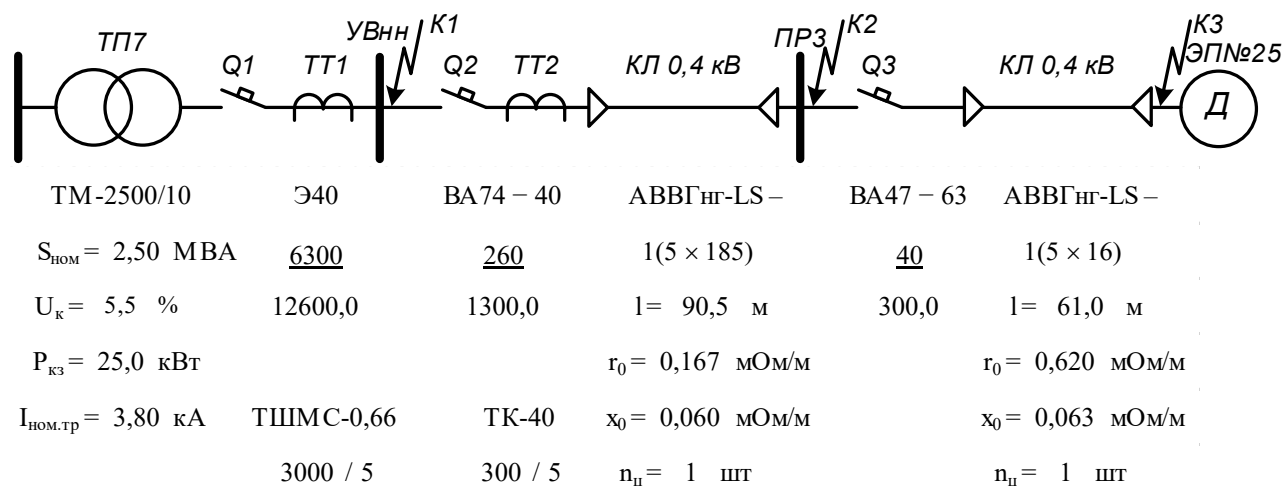


Рисунок 2.4 – Расчетная схема

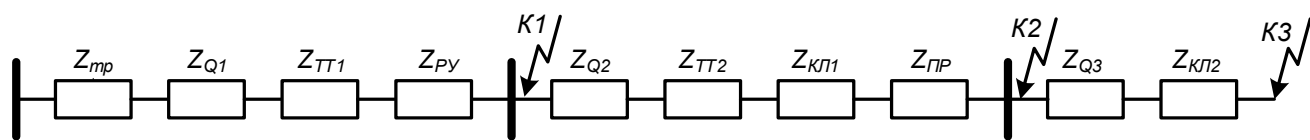


Рисунок 2.5 – Схема замещения

Сопротивления элементов.

Трансформаторы

$$R_{тр} = \frac{U_a}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.тр}} = \frac{1,000}{100} \cdot \frac{400^2}{2500} = 0,6 \text{ мОм},$$

$$X_{тр} = \frac{U_p}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.тр}} = \frac{5,408}{100} \cdot \frac{400^2}{2500} = 3,5 \text{ мОм},$$

$$Z_{тр} = \sqrt{R_{тр}^2 + X_{тр}^2} = \sqrt{0,6^2 + 3,5^2} = 3,5 \text{ мОм}.$$

Сопrotивления ступеней распределения складывается из переходного сопротивления распределительного устройства и переходного сопротивления неподвижных контактных соединений [1, стр. 243, табл. 7.2, стр. 244, табл. 7.4]

$$Z_{PY} = R_{PY} + R_{H.K} = 15,0 + 0,021 = 15,021 \text{ мОм},$$

$$Z_{ПР} = R_{ПР} + R_{H.K} = 20,0 + 0,085 = 20,085 \text{ мОм}.$$

Сопrotивления автоматических выключателей складывается из сопротивления расцепителя и переходного сопротивления контактов [1, стр. 244, табл. 7.3]

$$Z_{Q1} = \sqrt{(R_{расц1} + R_{K1})^2 + X_{расц1}^2} = \sqrt{(0,06 + 0,07)^2 + 0,07^2} = 0,10 \text{ мОм},$$

$$Z_{Q2} = \sqrt{(R_{расц2} + R_{K2})^2 + X_{расц2}^2} = \sqrt{(0,40 + 0,60)^2 + 0,50^2} = 1,12 \text{ мОм},$$

$$Z_{Q3} = \sqrt{(R_{расц3} + R_{K3})^2 + X_{расц3}^2} = \sqrt{(5,5 + 1,30)^2 + 4,50^2} = 8,15 \text{ мОм}.$$

Сопrotивления первичной обмотки трансформаторов тока с коэффициентом трансформации  $>1000/5$  не учитывается, поэтому, сопротивление трансформатора тока ТТ1 не учитываем [1, стр. 157, табл. 7.2]

$$Z_{ТТ2} = \sqrt{R_{ТТ2}^2 + X_{ТТ2}^2} = \sqrt{0,20^2 + 0,30^2} = 0,36 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ1

$$R_{КЛ1} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,167 \cdot 90,5}{1} = 15,1 \text{ мОм},$$

$$X_{КЛ1} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,060 \cdot 90,5}{1} = 5,4 \text{ мОм},$$

$$Z_{КЛ1} = \sqrt{R_{КЛ1}^2 + X_{КЛ1}^2} = \sqrt{15,1^2 + 5,4^2} = 16,0 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ2

$$R_{КЛ2} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,620 \cdot 61,0}{1} = 37,8 \text{ мОм},$$

$$X_{КЛ2} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,063 \cdot 61,0}{1} = 3,8 \text{ мОм},$$

$$Z_{КЛ2} = \sqrt{R_{КЛ2}^2 + X_{КЛ2}^2} = \sqrt{37,8^2 + 3,8^2} = 38,0 \text{ мОм}.$$



Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Полное сопротивление до точки К1

$$Z_{K1} = Z_{тр} + Z_{Q1} + Z_{ТТ2} + Z_{ру} = 3,5 + 0,15 + 0 + 15,021 = 18,7 \text{ мОм.}$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 18,7} = 12,4 \text{ кА.}$$

Постоянная времени

$$T_{a1} = \frac{X_{рез1}}{\omega \cdot R_{рез1}} = \frac{3,5}{314 \cdot 15,8} = 0,0007 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

$$k_{уд1} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01/0,0007} = 1,000.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1

$$i_{уд,К1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,000 \cdot 12,4 = 17,5 \text{ кА.}$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	$Z_{\Sigma}$ , мОм	$k_{уд}$	$T_a$ , с	$I_K$ , кА	$i_{уд}$ , кА
К1	18,7	1,000	0,0007	13,6	19,2
К2	56,3	1,000	0,0006	4,1	5,8
К3	102,4	1,000	0,0006	2,3	3,2

## 2.5 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Карта селективности действия аппаратов защиты строится в логарифмической системе координат и служит для проверки правильности выбора аппаратов защиты. На карту селективности наносятся:

- номинальный и пусковой токи электроприёмника;
- расчётный и пиковый ток силового распределительного шкафа;
- расчётный и пиковый ток вводного распределительного устройства (при его наличии);
- расчётный и пиковый ток подстанции;
- характеристики защитных аппаратов;
- значения токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.

Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Данные для построения карты селективности

Узел нагрузки	ТП7	ПРЗ	Насос №25
Расчетный ток $I_p$ , А	5317,7	205,6	–
Пиковый ток $I_{пик}$ , А	7320,7	636,6	–
Номинальный ток $I_{ном}$ , А	–	–	34,1
Пусковой ток $I_{пуск}$ , А	–	–	170,7
Ток КЗ $I_k$ , А	13593,0	4101,9	2254,3
Тип аппарата	Э40	ВА74 – 40	ВА47 – 63
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{ном,расц}$ , А	6300	260	40,0
– при КЗ $I_{кз}$ , А	12600,0	1300,0	300,0
Условия срабатывания по времени, с	0,2	0,1	0,02

Карта селективности представлена на рисунке 2.6.

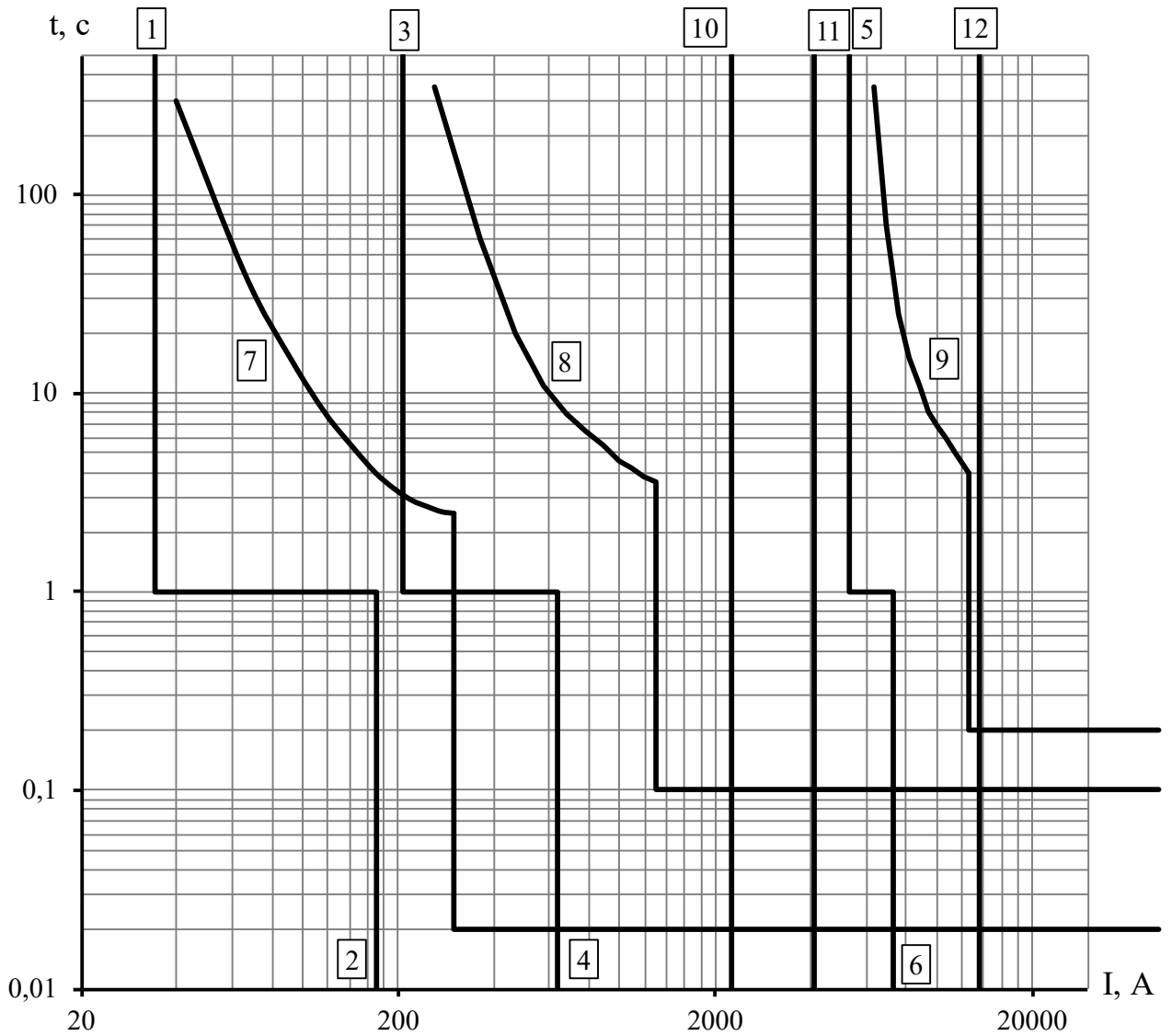
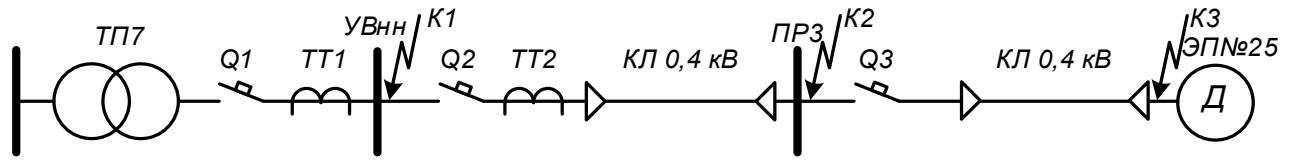


Рисунок 2.6 – Карта селективности действия аппаратов защиты

1 – номинальный ток электроприемника; 2 – пусковой ток электроприемника; 3 – расчетный ток ПР; 4 – пиковый ток ПР; 5 – расчетный ток ТП; 6 – пиковый ток ТП; 7 – автомат электроприемника; 8 – автомат ПР; 9 – автомат ТП; 10 – КЗ в точке К3; 11 – КЗ в точке К2; 12 – КЗ в точке К1.

## 2.6 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ

Обеспечение отключения аппаратами защиты токов трехфазного КЗ не является гарантией отключения однофазного КЗ, по той причине, что токи однофазного короткого замыкания могут быть в несколько раз меньше токов трехфазного КЗ. В сети напряжения 0,4 кВ необходимо быстрое отключение повреждения. Это достигается высокой проводимостью петли фаза ноль.

Расчет токов КЗ ведем для участка ТП7 – УВНН – ПРЗ – ЭП №25.

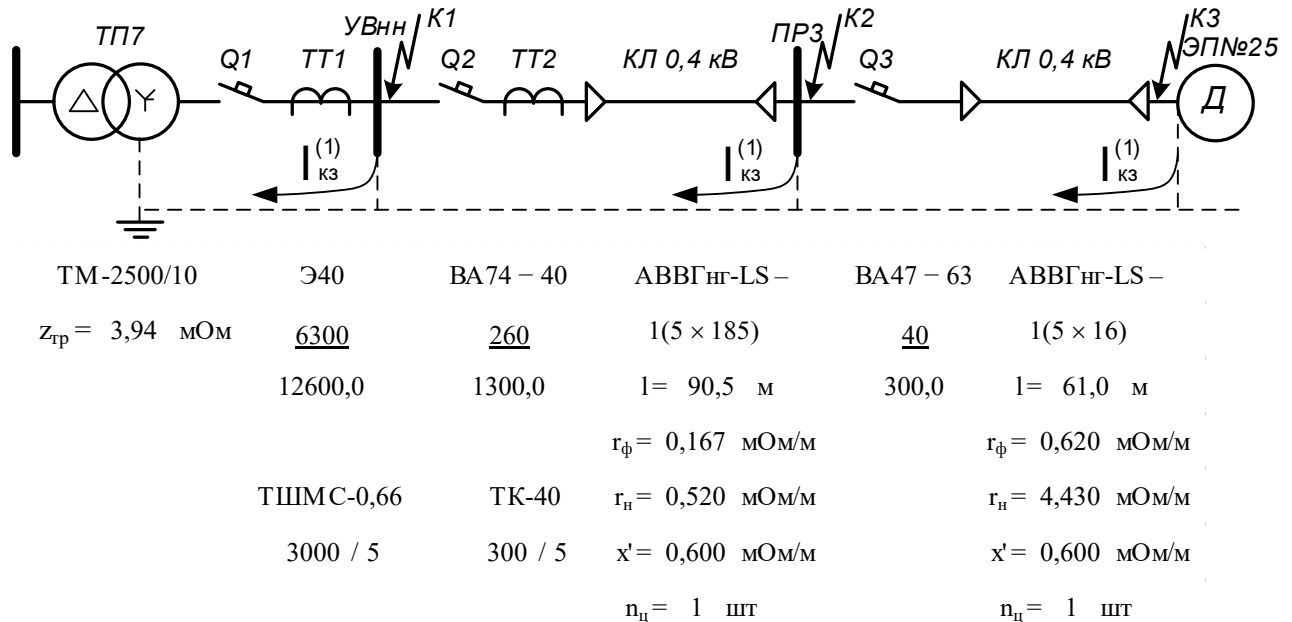


Рисунок 2.7 – Расчетная схема

Сопротивления элементов.

Сопротивление трансформатора току однофазного замыкания на корпус [1, стр. 159, табл. 7.4]

$$\frac{Z_{тр}}{3} = \frac{3,94}{3} = 1,3 \text{ мОм.}$$

Автоматические выключатели

$$R_{Q1} = 0,13 \text{ мОм,}$$

$$X_{Q1} = 0,07 \text{ мОм,}$$

$$R_{Q2} = 1,0 \text{ мОм,}$$

$$X_{Q2} = 0,50 \text{ мОм,}$$

$$R_{Q3} = 6,80 \text{ мОм,}$$

$$X_{Q3} = 4,50 \text{ мОм.}$$

Трансформатор тока ТТ2

$$R_{ТТ2} = 0,20 \text{ мОм,}$$

$$R_{ТТ2} = 0,30 \text{ мОм.}$$

### Кабельная линия КЛ1

активное сопротивление основных проводников

$$R_{\phi 1} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,167 \cdot 90,5}{1} = 15,1 \text{ мОм},$$

активное сопротивление нулевого проводника [26, стр. 143, табл. 6.22]

$$R_{\text{н}1} = \frac{r_{\text{н}} \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,520 \cdot 90,5}{1} = 47,1 \text{ мОм},$$

внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль [1, стр. 159]

$$X'_1 = \frac{x' \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,600 \cdot 90,5}{1} = 54,3 \text{ мОм}.$$

### Кабельная линия КЛ2

активное сопротивление основных проводников

$$R_{\phi 2} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,620 \cdot 61,0}{1} = 37,8 \text{ мОм},$$

активное сопротивление нулевого проводника [26, стр. 143, табл. 6.22]

$$R_{\text{н}2} = \frac{r_{\text{н}} \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{4,430 \cdot 61,0}{1} = 270,1 \text{ мОм},$$

внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль [1, стр. 159]

$$X'_2 = \frac{x' \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,600 \cdot 61,0}{1} = 36,6 \text{ мОм}.$$

Сопротивление дуги в точке КЗ [1, стр. 159]

$$R_{\text{д}} = 0,03 \text{ мОм}.$$

Сопротивление питающей системы [1, стр. 159]

$$X_{\text{с}} = 3,2 \text{ мОм}.$$

Внутреннее индуктивное сопротивление проводов зануления  $X''$  учитывается только для проводов, выполненных из стали [1, стр. 159].

Для расчета тока однофазного КЗ рекомендуется упрощенная формула

$$I_{\text{К}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{тр}}}{3} + Z_{\text{н}}},$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение сети, В.

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Сопrotивление петли фаза ноль до точки К1

$$Z_{n1} = \sqrt{(R_d + R_{Q1})^2 + (X_C + X_{Q1})^2} = \\ = \sqrt{(0,03 + 0,13)^2 + (3,2 + 0,07)^2} = 3,3 \text{ мОм.}$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{тр}}{3} + Z_{n1}} = \frac{220}{1,3 + 3,3} = 48,0 \text{ кА.}$$

Проверка условия

$$I_{K1}^{(1)} = 48,0 \text{ кА} > 3 \cdot I_{ном.расц} = 3 \cdot 6,300 = 18,9 \text{ кА,}$$

следовательно, в случае однофазного КЗ в точке К1 автомат, защищающий отходящую линию на ТП, должен безотказно сработать.

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	$Z_\Sigma$ , мОм	$I_k$ , кА	$3 \cdot I_{ном.расц}$ , кА
К1	3,3	48,0	18,9
К2	86,3	2,5	0,78
К3	391,1	0,56	0,12

Таким образом, расчет показал, что выбранные автоматические выключатели чувствительны к однофазному короткому замыканию.

### 3 Определение расчетной нагрузки предприятия

Расчетная полная мощность предприятия определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов с учетом освещения, потерь мощности в трансформаторах 6-10/0,4 кВ, 220-35/10 кВ и линиях электропередач.

На начальном этапе разработки проекта, для определения приближенных нагрузок предприятия, мощности источника питания, выбора силового электротехнического оборудования допускается использовать метод «Коэффициента спроса» ( $K_c$ ). Если заказчик не предоставил актуальных данных объекта  $K_c$  допустимо определять по справочной литературе. Коэффициента спроса является характеристикой группы электроприемников или потребителя с равномерной нагрузкой, то есть в группе настолько много электроприемников, что максимумы нагрузок не носят выраженного характера.

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цехов определяются из соотношений

$$P_p = K_c \cdot P_{уст}, \quad Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi,$$

где  $P_p$ ,  $Q_p$  – суммарные активная и реактивная мощности всех приемников цеха;

$K_c$  – коэффициент спроса [9, стр. 13, табл. 1.6];

$\operatorname{tg}\varphi$  – принимается по значению коэффициента мощности.

Расчет осветительной нагрузки цехов идентичен расчету осветительной нагрузки рассчитанного цеха.

Расчетная активная мощность групп приемников выше 1000 В определяется по вышеприведенным формулам и учитываются отдельно.

Для систематизации рассчитанных нагрузок используется таблица 3.1.

Пример расчета (АКС)

$$P_{уст} = 704,0 \text{ кВт}, \quad K_c = 0,45, \quad \cos\varphi = 0,75, \quad \operatorname{tg}\varphi = 0,88.$$

Расчетные активная и реактивная мощности корпуса

$$P_p = K_c \cdot P_{уст} = 0,45 \cdot 704,0 = 316,8 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi = 316,8 \cdot 0,88 = 279,4 \text{ кВАр},$$

Номинальная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{н.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,005 \cdot 4065 = 20,3 \text{ кВт}.$$

Таблица 2.2 – Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка						Суммарная нагрузка		
	$P_{уст},$ кВт	$K_c$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$F,$ $m^2$	$P_{уд о},$ Вт/ $m^2$	$P_{но},$ кВт	$K_{co}$	$P_{ро},$ кВт	$Q_{ро},$ кВАр	$P_p+P_{ро},$ кВт	$Q_p+Q_{ро},$ кВт	$S_p,$ кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Потребители электроэнергии до 1000 В															
1 АКС	704,0	0,45	0,75	0,88	316,8	279,4	4065	5	20,3	0,95	19,3	9,4	336,1	288,7	443,1
2 ОПК	2942,1	–	0,78	0,80	1901,0	1472,9	12069	6	72,4	0,95	68,8	33,3	1969,8	1506,2	2479,7
3 Насосная III-го подъема	151,4	0,50	0,70	1,02	75,7	77,2	2056	5	10,3	0,95	9,8	4,7	85,5	82,0	118,4
4 Теплица	12,0	0,20	0,90	0,48	2,4	1,2	614	9	5,5	0,60	3,3	1,6	5,7	2,8	6,4
5 КНС	116,4	0,60	0,75	0,88	69,8	61,6	758	5	3,8	0,95	3,6	1,7	73,4	63,3	97,0
6 ОСКС	2426,0	0,50	0,80	0,75	1213,0	909,8	2348	9	21,1	0,80	16,9	8,2	1229,9	917,9	1534,7
7 ОВК - Химцех	4910,0	0,45	0,80	0,75	2209,5	1657,1	26609	9	239,5	0,80	191,6	92,8	2401,1	1749,9	2971,1
Территория завода	0	–	–	–	0	0	350588	0,16	56,1	1	56,1	27,2	56,1	27,2	62,3
Итого по 0,38 кВ	11261,9	–	–	–	5788,3	4459,1	$\Sigma F_{ц} = 48518$		429,0	–	369,4	178,9	6157,6	4638,0	7709,0
Потребители электроэнергии выше 1000 В															
11 Компрессорная	2460,0	0,50	0,75	0,88	1230,0	1084,8	–	–	–	–	–	–	1230,0	1084,8	1640,0
Итого по 6 кВ	2460,0	–	–	–	1230,0	1084,8	–	–	–	–	–	–	1230,0	1084,8	1640,0
Итого по предприятию	13721,9	–	–	–	7018,3	5543,9	–	–	–	–	–	–	7387,6	5722,8	9344,9



Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{p.o} = K_{co} \cdot P_{H.o} = 0,95 \cdot 20,3 = 19,3 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg}\varphi_o = 19,3 \cdot 0,48 = 9,4 \text{ кВАр}.$$

Полная максимальная мощность корпуса

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p + Q_{p.o})^2} = \\ = \sqrt{(316,8 + 19,3)^2 + (279,4 + 9,4)^2} = 443,1 \text{ кВА}.$$

Для удобства вынесем отдельно результаты расчетов

$$\sum P_p^H = 5788,3 \text{ кВт}, \quad \sum Q_p^H = 4459,1 \text{ кВАр},$$

$$\sum P_{p.o} = 369,4 \text{ кВт}, \quad \sum Q_{p.o} = 178,9 \text{ кВАр},$$

$$\sum P_p^B = 1230,0 \text{ кВт}, \quad \sum Q_p^B = 1084,8 \text{ кВАр}.$$

Полная мощность нагрузки предприятия на шинах напряжением до 1000 В за максимально загруженную смену

$$S_p^H = \sqrt{(\sum P_p^H + \sum P_{p.o})^2 + (\sum Q_p^H + \sum Q_{p.o})^2} = \\ = \sqrt{(5788,3 + 369,4)^2 + (4459,1 + 178,9)^2} = 7709,0 \text{ кВА}.$$

Полная мощность нагрузки предприятия на шинах напряжением выше 1000 В без учета потерь в линиях внутривоздушной сети и трансформаторах

$$P_{p\Sigma} = \sum P_p^H + \sum P_p^B + P_{p.o} = 5788,3 + 1230,0 + 369,4 = 7387,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{p\Sigma} = \sum Q_p^H + \sum Q_p^B + Q_{p.o} = 4459,1 + 1084,8 + 178,9 = 5722,8 \text{ кВАр},$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{7387,6^2 + 5722,8^2} = 9344,9 \text{ кВА}.$$

Приблизительные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta P_{T.GPP} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 9344,9 = 186,9 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{T.GPP} = 0,10 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 9344,9 = 934,5 \text{ кВАр},$$

$$\Delta S_{T.GPP} = \sqrt{(\Delta P_{T.GPP})^2 + (\Delta Q_{T.GPP})^2} = \sqrt{186,9^2 + 934,5^2} = 953,0 \text{ кВА},$$

где  $\Delta P_{т.ГПП}$  – потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт;

$\Delta Q_{т.ГПП}$  – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВАр;

$\Delta S_{т.ГПП}$  – потери полной мощности в трансформаторах ГПП, кВА.

#### 4 Картограмма электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на плане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определенном масштабе соответствует расчетным нагрузкам цехов. Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами. Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В.

Картограмма позволяет составить визуальное отображение структуры силовых нагрузок на предприятии. На основе построенной картограммы электрических нагрузок определяется центр электрических нагрузок, который является оптимальным метом для размещения источника питания. В реальных условиях, учитывая наличие дорог, зданий и естественных препятствий источник питания (ГПП) может быть сдвинут в сторону питающей линии.

Для определения ЦЭН энергосистемы на план местности наносятся оси координат. Начало системы координат выбирается произвольно. Координаты каждого объекта  $x_i$  и  $y_i$  определяется в миллиметрах относительно начала координат для точки, в которой установлен источник питания объекта или его локальном центре нагрузок (при отсутствии данных допускается определять координаты геометрического центра объекта).

Пример расчета (АКС)

$$S_p = 443,1 \text{ кВА}, \quad S_{p.o} = \sqrt{P_{p.o}^2 + Q_{p.o}^2} = \sqrt{19,3^2 + 9,4^2} = 21,5 \text{ кВА},$$
$$x = 159,4 \text{ мм}, \quad y = 84,9 \text{ мм},$$

Радиус окружности для силовой нагрузки корпуса

$$r = \sqrt{\frac{S_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{443,1}{\pi \cdot 1,10}} = 11,3 \text{ мм},$$

где  $S_p$  – расчетная полная мощность цеха, кВА;

$m$  – масштаб для определения площади круга нагрузки, кВА/мм<sup>2</sup>.

Угол сектора нагрузки освещения корпуса

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot S_{p,o}}{S_p} = \frac{360^\circ \cdot 21,5}{443,1} = 17,4 \text{ град.}$$

Тогда

$$S_p \cdot x = 443,1 \cdot 159,4 = 70631,2 \text{ кВА} \cdot \text{мм},$$

$$S_p \cdot y = 443,1 \cdot 84,9 = 37619,7 \text{ кВА} \cdot \text{мм}.$$

Для построения зоны рассеяния ЦЭН

$$S_x = S_y = \frac{S_p}{\sum_{i=1}^n S_{p,i}} = \frac{443,1}{9290,3} = 0,048,$$

$$\sigma_x^2 = S_x \cdot (x - x_0)^2 = 0,048 \cdot (159,4 - 96,4)^2 = 189,103,$$

$$\sigma_y^2 = S_y \cdot (y - y_0)^2 = 0,048 \cdot (84,9 - 42,5)^2 = 85,895.$$

Результаты расчетов располагаются в таблице 2.3.

Координаты центра электрических нагрузок предприятия

$$x_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot x_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{895898,1}{9290,3} = 96,4 \text{ мм},$$

$$y_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot y_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{394495,6}{9290,3} = 42,5 \text{ мм}.$$

Построение зоны рассеяния ЦЭН.

Параметры нормального закона распределения

$$\sigma_x^2 = \sum_{i=1}^n S_{x_i} \cdot (x_i - x_0)^2 = 2552,5, \quad \sigma_y^2 = \sum_{i=1}^n S_{y_i} \cdot (y_i - y_0)^2 = 544,0,$$

$$h_x = \frac{1}{\sqrt{\sigma_x} \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{\sqrt{2552,5} \cdot \sqrt{2}} = 0,0140,$$

$$h_y = \frac{1}{\sqrt{\sigma_y} \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{\sqrt{544,0} \cdot \sqrt{2}} = 0,0303.$$

Полуоси эллипса рассеяния

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x} = \frac{\sqrt{3}}{0,0140} = 123,8 \text{ мм}, \quad R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y} = \frac{\sqrt{3}}{0,0303} = 57,1 \text{ мм}.$$

Результаты расчетов располагаются в таблице 4.1. Картограмма нагрузок приведена на рисунке 4.1.

Таблица 4.1 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

Наименование цеха	$S_{pi}$ , кВА	$S_{p.o.i}$ , кВА	$r$ , мм	$\alpha$ , град	$x_i$ , мм	$y_i$ , мм	$S_{pi} \cdot x_i$ , кВА·мм	$S_{pi} \cdot y_i$ , кВА·мм	$\frac{S_{pi}}{\sum_{i=1}^n S_{pi}}$	$\sigma_x^2$	$\sigma_y^2$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Потребители электроэнергии до 1000 В											
1 АКС	443,1	21,5	11,3	17,4	159,4	84,9	70631,2	37619,7	0,048	189,103	85,895
2 ОПК	2479,7	76,4	26,8	11,1	142,6	27,0	353605,2	66951,9	0,443	945,127	106,029
3 Насосная III-го подъема	118,4	10,8	5,9	33,0	124,0	84,0	14683,1	9946,6	0,013	9,686	21,990
4 Теплица	6,4	3,7	1,4	208,9	114,9	75,6	729,9	480,3	0,001	0,233	0,751
5 КНС	97,0	4,0	5,3	14,8	77,7	53,9	7535,2	5227,1	0,010	3,663	1,365
6 ОСКС	1534,7	18,8	21,1	4,4	79,4	85,2	121854,3	130755,5	0,165	47,928	301,715
7 ОВК - Химцех	2971,1	212,9	29,3	25,8	31,3	33,4	92995,2	99234,5	0,320	1356,727	26,268
Потребители электроэнергии выше 1000 В											
11 Компрессорная	1640,0	–	21,8	–	142,6	27,0	233864,0	44280,0	–	–	–
Итого	9290,3	–	–	–	–	–	895898,1	394495,6	–	2552,5	544,0

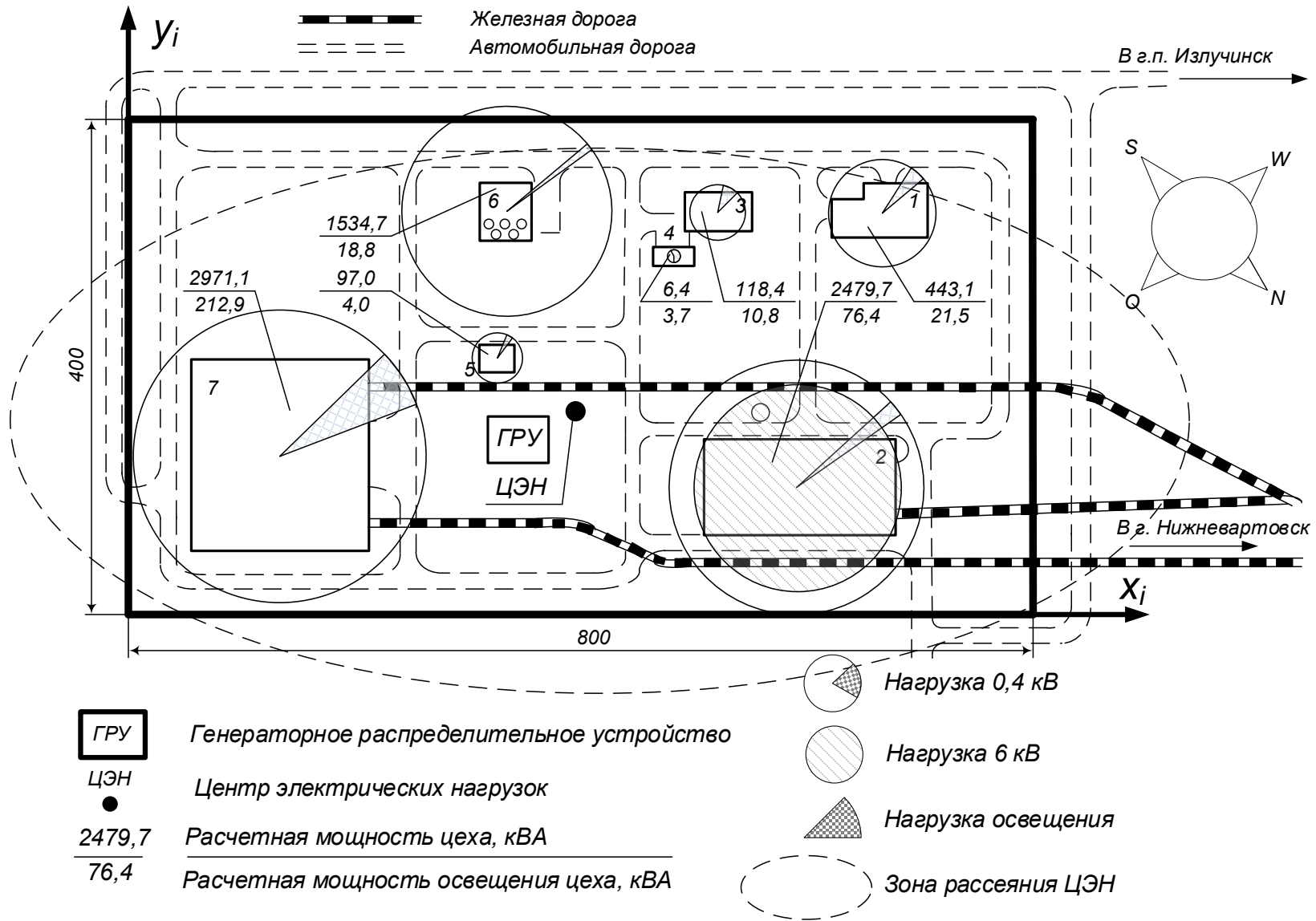


Рисунок 4.1 – Картограмма нагрузок

## 5 Схема внутриводского электроснабжения

### 5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций

Характеристика среды производственных помещений и категория потребителей электроэнергии приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристика среды производственных помещений и категория потребителей электроэнергии

Потребитель	Категория	Среда
1 АКС	II	Нормальная
2 ОПК	II	Жаркая
3 Насосная III-го подъема	II	влажная
4 Теплица	II	влажная
5 КНС	II	нормальная
6 ОСКС	II	нормальная
7 ОВК - Химцех	II	нормальная

Так как нагрузка пр заводу распределена неравномерно, то нагрузки ближайших цехов объединяются. Подстанции устанавливаются одно- и двухтрансформаторные, в зависимости от необходимой степени надежности электроснабжения.

Загрузка двухтрансформаторных подстанций по полной мощности не должна превышать 50%, однотрансформаторных – 90%.

На основании расчетов, на генплане предприятия производим расстановку цеховых трансформаторных подстанций, рисунок 5.1.

В качестве примера произведем выбор мощности трансформаторов для ТП2

$$S_{T.расч} = \frac{S_{p3} + S_{p4}}{\beta_T \cdot n_T} = \frac{118,4 + 6,4}{0,5 \cdot 2} = 124,8 \text{ кВА},$$

где  $S_p$  – расчетная полная мощность цехов подстанции, кВА;

$\beta_T$  – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_T$  – количество трансформаторов, шт.

Принимаем трансформатор 160 кВА. Рассчитаем фактический коэффициент загрузки при работе трансформаторов в нормальном режиме

$$\beta_T = \frac{S_{p3} + S_{p4}}{S_{ном.Т} \cdot n_T} = \frac{118,4 + 6,4}{160 \cdot 2} = 0,39.$$

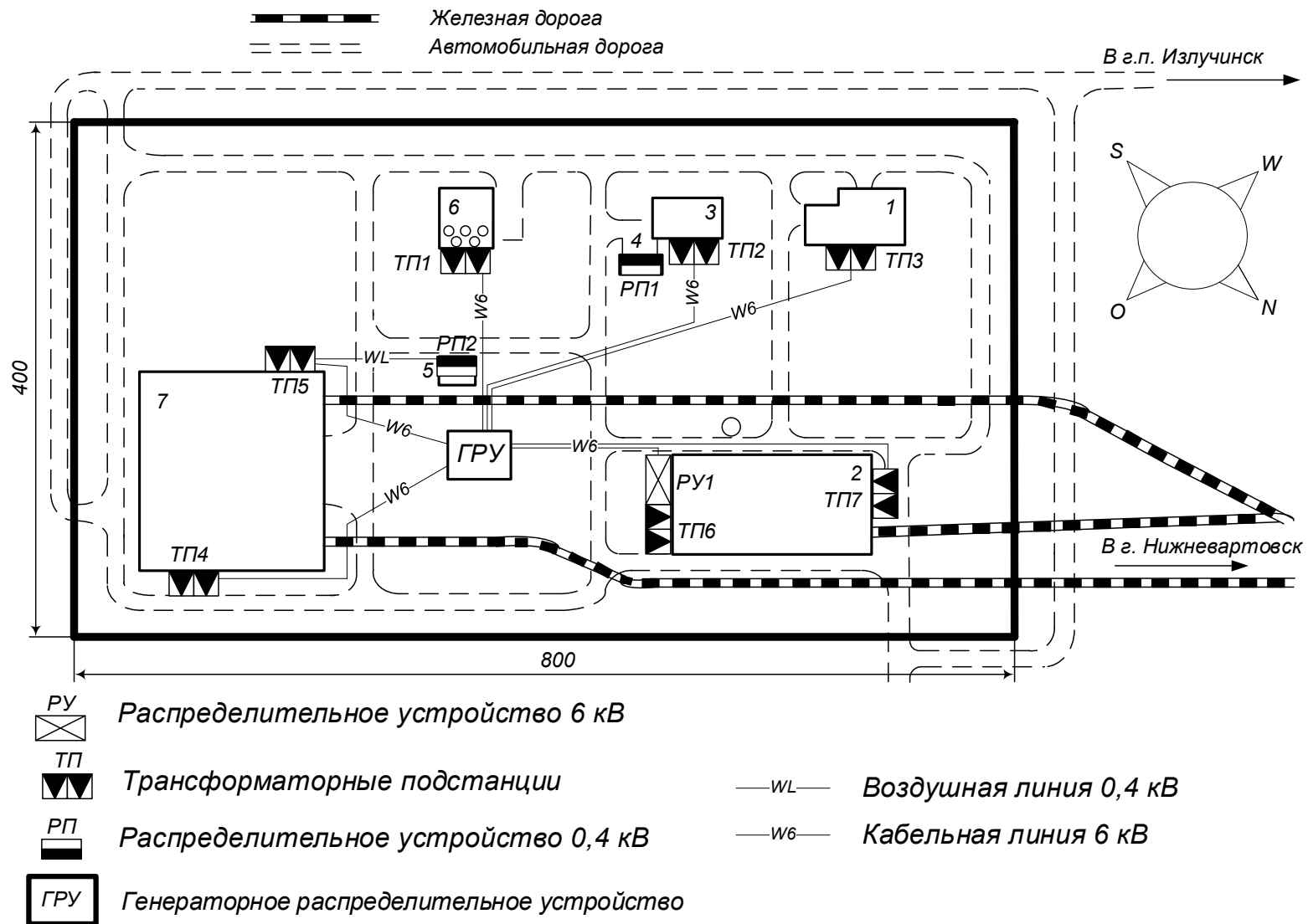


Рисунок 5.1 – План расположения трансформаторных подстанций на территории предприятия

В случае выхода из строя одного трансформатора

$$\beta_{т.п/ав} = \frac{S_{р3} + S_{р4}}{S_{ном.т} \cdot n_{т}} = \frac{118,4 + 6,4}{160 \cdot 1} = 0,78.$$

Результаты расчетов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

№ п/п	Наименование объектов	№ ПС	P <sub>р</sub> , кВт	S <sub>р</sub> , кВА	S <sub>тр.расч</sub> , кВА	S <sub>тр.справ</sub> , кВА	Норм. режим		П/ав режим	
							п <sub>т.норм</sub> , шт	β <sub>т.норм</sub>	п <sub>т.п/ав</sub> , шт	β <sub>т.п/ав</sub>
1	Цех 6	ТП1	1229,9	1534,7	1534,7	1600	2	0,48	1	0,96
2	Цеха 3, 4	ТП2	91,2	124,8	124,8	160	2	0,39	1	0,78
3	Цеха 1	ТП3	336,1	443,1	443,1	630	2	0,35	1	0,70
4	Цех 7	ТП4	1200,5	1485,5	1485,5	1600	2	0,46	1	0,93
5	Цех 5, 7	ТП5	1274,0	1582,5	1582,5	1600	2	0,49	1	0,99
6	Цех 2	ТП6	1486,7	1932,7	1932,7	2500	2	0,39	1	0,77
7	Цех 2	ТП7	1437,9	1816,0	1816,0	2500	2	0,36	1	0,73

Параметры выбранных трансформаторов приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Данные по трансформаторам [9, стр. 157, табл. 7.3]

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>вн</sub> , кВ	U <sub>нн</sub> , кВ	P <sub>хх</sub> , кВт	Q <sub>хх</sub> , кВАр	P <sub>кз</sub> , кВт	Q <sub>кз</sub> , кВАр	U <sub>к</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %
ТМ-160/6	0,16	6,0	0,4	0,73	3,8	2,7	7,2	4,5	2,40
ТМ-630/6	0,63	6,0	0,4	1,56	12,6	8,5	34,7	5,5	2,00
ТМ-1600/6	1,60	6,0	0,4	3,30	20,8	18,0	88,0	5,5	1,30
ТМ-2500/6	2,50	6,0	0,4	4,60	25,0	25,0	137,5	5,5	1,00

Однолинейная схема питания цеховых трансформаторных подстанций приведена на рисунке 5.2.



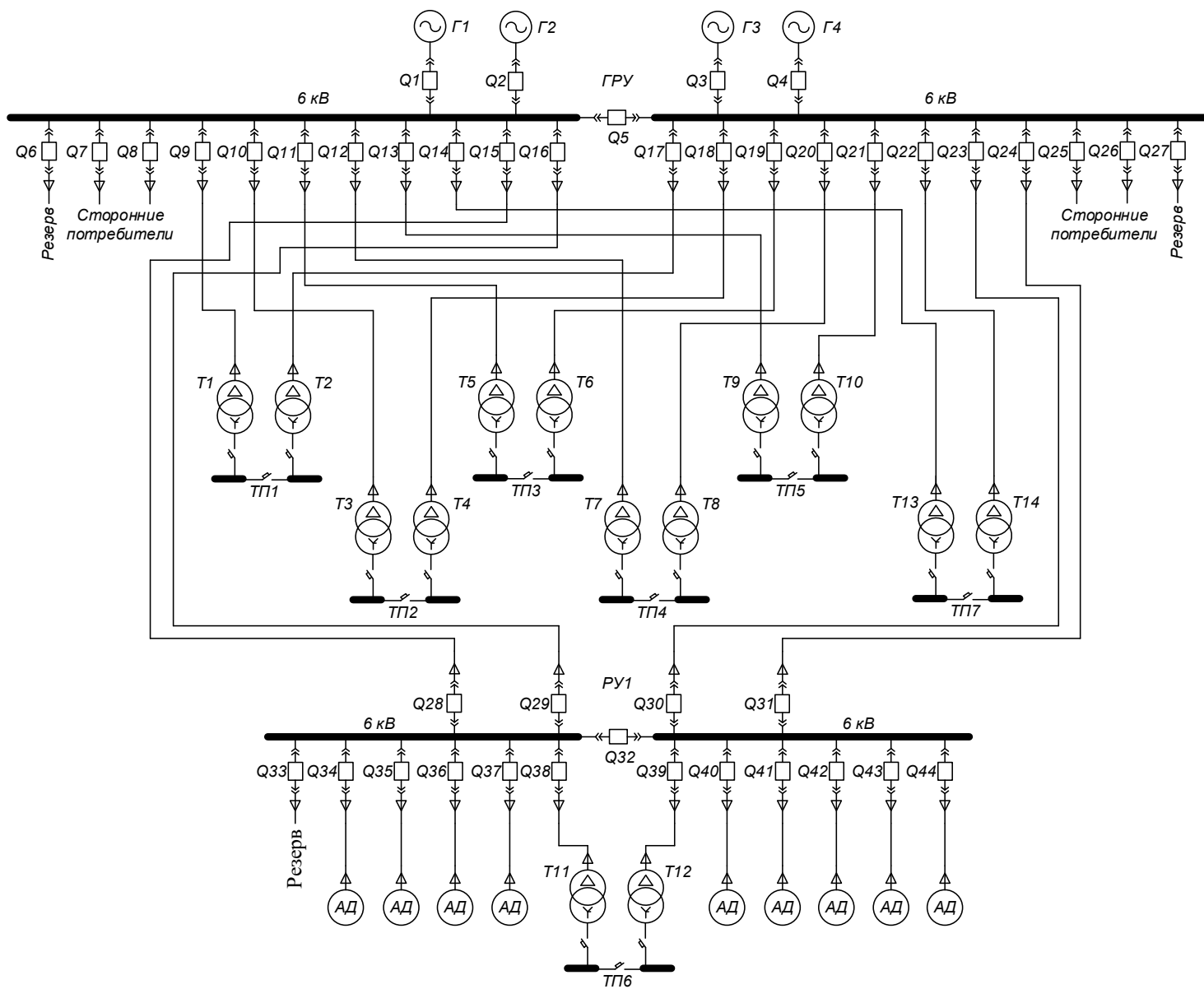


Рисунок 5.2 – Упрощенная схема питания цеховых подстанций и высоковольтных электроприёмников

Потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций на примере ТП1

$$\Delta P_T = n_T \cdot (\Delta P_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (3,30 + 0,48^2 \cdot 18,0) = 14,9 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = n_T \cdot (\Delta Q_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{кз}) = 2 \cdot (20,8 + 0,48^2 \cdot 88,0) = 82,1 \text{ кВАр},$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} = \sqrt{14,9^2 + 82,1^2} = 83,4 \text{ кВА}.$$

Дальнейший расчет сведем в таблицу в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Расчет потерь мощности в трансформаторах

№ п/п	№ ПС	$S_p$ , кВА	$S_{ном.т.}$ , кВА	$n_T$ , шт	$\beta_T$	$P_{xx}$ , кВт	$Q_{xx}$ , кВАр	$P_{кз}$ , кВт	$Q_{кз}$ , кВАр	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , кВАр	$\Delta S_T$ , кВА
1	ТП1	1534,7	1600	2	0,48	3,30	20,8	18,0	88,0	14,9	82,1	83,4
2	ТП2	124,8	160	2	0,39	0,73	3,8	2,7	7,2	2,3	9,9	10,1
3	ТП3	443,1	630	2	0,35	1,56	12,6	8,5	34,7	5,2	33,8	34,2
4	ТП4	1485,5	1600	2	0,46	3,30	20,8	18,0	88,0	14,4	79,5	80,8
5	ТП5	1582,5	1600	2	0,49	3,30	20,8	18,0	88,0	15,4	84,6	86,0
6	ТП6	1932,7	2500	2	0,39	4,60	25,0	25,0	137,5	16,7	91,1	92,6
7	ТП7	1816,0	2500	2	0,36	4,60	25,0	25,0	137,5	15,8	86,3	87,7
Итого										84,6	467,3	474,9

## 5.2 Компенсация реактивной мощности

При выборе средств компенсации реактивной мощности решающее значение имеет количество установленных трансформаторов, наличие синхронных и асинхронных двигателей и нагрузки со стороны напряжения выше 1000 В.

Схема распределения реактивной мощности приведена на рисунке 5.3.

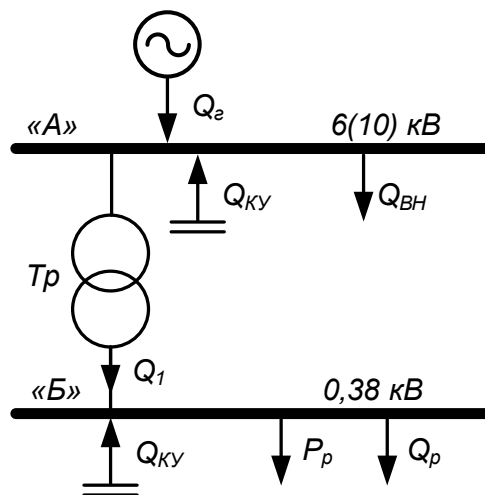


Рисунок 5.3 – Схема распределения реактивной мощности

На электростанции установлено четыре энергоблока по 63 МВт. Суммарная генерируемая реактивная мощность станции

$$Q_{\Gamma} = n_{\Gamma} \cdot P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 4 \cdot 63 \cdot 0,75 = 189,0 \text{ МВАр.}$$

На данном предприятии имеется высоковольтная нагрузка

$$Q_{\text{ВН}} = 1084,8 \text{ кВАр.}$$

Проверка возможности цеховых трансформаторов пропустить реактивную мощность на сторону 0,4 кВ

$$\begin{aligned} Q_1 &= \sqrt{\left(\sum (N_{\Gamma} \cdot \beta_{\Gamma} \cdot S_{\text{НОМ.}\Gamma})\right)^2 - \left(\sum (P_{\text{p}}^{\text{H}} + P_{\text{p.o}})\right)^2} = \\ &= \sqrt{8919,3^2 - 6157,6^2} = 6452,8 \text{ кВАр.} \end{aligned}$$

Мощность конденсаторных установок на напряжении выше 1000 В

$$Q_{\text{А}} = Q_{\Gamma} - Q_{\text{ВН}} - (Q_{\text{p}}^{\text{H}} + Q_{\text{p.o}}) = 1890000 - 1084,8 - 4638,0 = 183277,2 \text{ кВАр.}$$

Компенсация на высокой стороне не требуется

$$Q_{\text{КУ}}^{\text{А}} = 0 \text{ кВАр.}$$

Мощность конденсаторных установок на напряжении до 1000 В

$$Q_{\text{КУ. расч}} = \sum (Q_{\text{p}}^{\text{H}} + Q_{\text{p.o}}) - Q_1 = 4638,0 - 6452,8 = -1814,7 \text{ кВАр.}$$

Компенсация с низкой стороны не требуется

$$Q_{\text{КУ}}^{\text{Б}} = 0 \text{ кВАр.}$$

Суммарная генерируемая мощность компенсирующих устройств

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{КУ}}^{\text{А}} + Q_{\text{КУ}}^{\text{Б}} = 0 \text{ кВАр.}$$

Полная мощность нагрузки предприятия на шинах напряжением выше 1000 В без учета потерь в линиях внутривозвской сети и трансформаторах, с учетом компенсации реактивной мощности

$$\begin{aligned} S_{\text{p}} &= \sqrt{P_{\text{p}\Sigma}^2 + (Q_{\text{p}\Sigma} - Q_{\text{КУ}})^2} = \sqrt{7387,6^2 + (5722,8 - 0)^2} = \\ &= \sqrt{7387,6^2 + 5722,8^2} = 9344,9 \text{ кВА.} \end{aligned}$$

### 5.3 Схема внутриводской распределительной сети выше 1000 В

Сечение кабельных линий выбираются по экономической плотности тока. Для этого необходимо знать число часов использования максимальной нагрузки. Эта величина определяется из суточного графика нагрузок предприятия, рисунок 5.4.

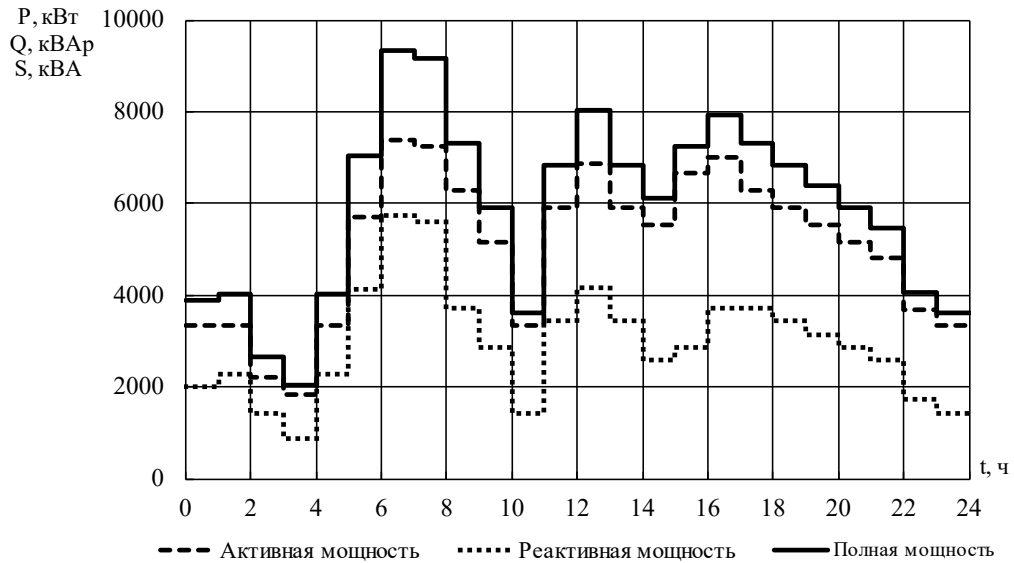


Рисунок 5.4 – Суточный график нагрузок предприятия

Суточный график активной нагрузки перестраиваем в годовой график нагрузок по продолжительности, рисунок 5.5.

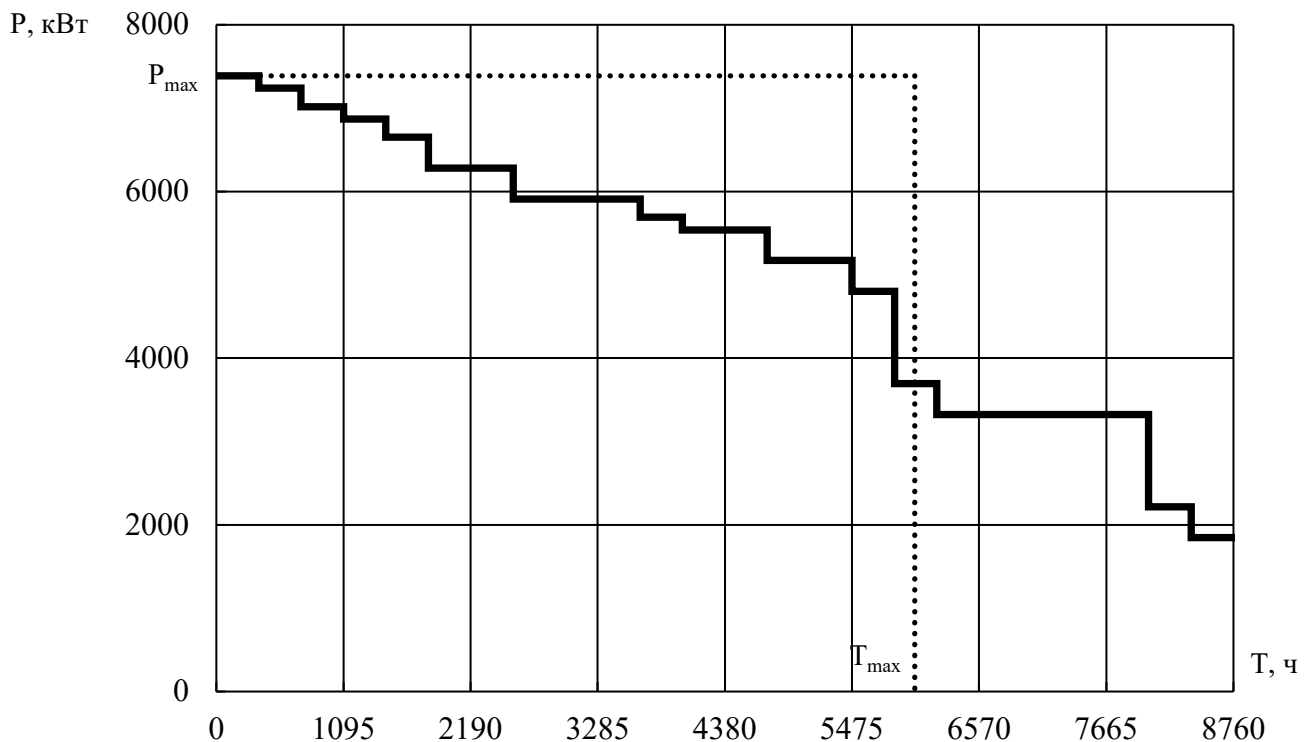


Рисунок 5.5 – Годовой график нагрузки по продолжительности

Количество потребленной за год электрической энергии

$$W_{\text{год}} = 44438151,0 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Число часов использования максимальной нагрузки

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} = \frac{44438151,0}{7387,6} = 6015,2 \text{ ч.}$$

Время максимальных потерь

$$\begin{aligned} \tau_{\text{max}} &= (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = \\ &= (0,124 + 6015,2 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4611,1 \text{ ч.} \end{aligned}$$

Распределительная сеть выше 1000 В по территории предприятия выполняется кабельными линиями с алюминиевыми жилами марки АПВВнг, проложенными в траншее.

Примеры расчета

Участок ГРУ – ТП1

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{т}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} + \Delta S_{\text{т}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{2 \cdot 1600 + 83,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 158,0 \text{ А,}$$

где  $S_{\text{НОМ.Т}}$  – номинальная мощность цехового трансформатора, кВА;

$n_{\text{т}}$  – количество трансформаторов, шт;

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей питающей линии, шт.

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{т}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}} + \Delta S_{\text{т}}}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{2 \cdot 1600 + 83,4}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 315,9 \text{ А.}$$

Экономическое сечение

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{158,0}{1,2} = 131,6 \text{ мм}^2,$$

где  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока [16, табл. 1.3.36], А/мм<sup>2</sup>.

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АПВВнг [20]  $S = 150/25 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 329 \text{ А}$ .

Фактическая длина воздушной линии

$$\begin{aligned} L_{\text{факт}} &= 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 + 0,005 + L) = \\ &= 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 + 0,005 + 0,134) = 0,153 \text{ км,} \end{aligned}$$

где  $L$  – длина линии по генплану, км;

1,04 – 4% запас длины кабеля на непрямолинейную прокладку;

1,02 – 2% запас длины кабеля на разделку;

0,005 – запас длины кабеля на выход из ТП и на ввод в цех, км.

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 0,75 \cdot 329 = 246,8 \text{ A} > I_{\text{расч}} = 158,0 \text{ A},$$

где  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент прокладки [6];

$$1,3 \cdot I'_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 246,8 = 320,8 \text{ A} > I_{\text{расч.п/ав}} = 315,9 \text{ A}.$$

Проверка кабеля на потерю напряжения  $\Delta U_{\text{ном}} < 5\%$  [1, стр. 141]

$$\cos \varphi = 0,80, \quad \sin \varphi = 0,60,$$

$$\begin{aligned} \Delta U &= 3 \cdot I_{\text{расч}} \cdot L_{\text{факт}} \cdot \left( \frac{r_0}{n_{\text{ц}}} \cdot \cos \varphi + \frac{x_0}{n_{\text{ц}}} \cdot \sin \varphi \right) = \\ &= 3 \cdot 158,0 \cdot 0,153 \cdot \left( \frac{0,206}{2} \cdot 0,80 + \frac{0,164}{2} \cdot 0,50 \right) = 9,556 \text{ В}, \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{ном, \%}} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{9,556}{6000} \cdot 100\% = 0,159\% < 5\%.$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверок.

Потери мощности в линии

$$\Delta S_{\text{л}} = \left( \frac{S_{\text{р}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \sqrt{R^2 + X^2} = \left( \frac{1,535}{6} \right)^2 \cdot \sqrt{0,016^2 + 0,013^2} = 1,320 \text{ кВА}.$$

Участок ГРУ – РУ1

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{т}} \cdot S_{\text{ном.т}} + \Delta S_{\text{т}} + S_{\text{вн}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 2500 + 92,6 + 1640,0}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 162,0 \text{ A}.$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{т}} \cdot S_{\text{ном.т}} + \Delta S_{\text{т}} + S_{\text{вн}}}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4 \cdot 2500 + 92,6 + 1640,0}{(4 - 2) \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 323,9 \text{ A}.$$

Экономическое сечение

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{162,0}{1,2} = 135,0 \text{ мм}^2.$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АПвВнг [20]  $S = 150/25 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 329 \text{ А}$ .

Фактическая длина воздушной линии

$$\begin{aligned} L_{\text{факт}} &= 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 + 0,005 + L) = \\ &= 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 + 0,005 + 0,118) = 0,135 \text{ км}. \end{aligned}$$

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме

$$\begin{aligned} I'_{\text{доп}} &= K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 0,75 \cdot 329 = 256,6 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 162,0 \text{ А}, \\ 1,3 \cdot I'_{\text{доп}} &= 1,3 \cdot 256,6 = 333,6 \text{ А} > I_{\text{расч.п/ав}} = 323,9 \text{ А}. \end{aligned}$$

Проверка кабеля на потерю напряжения  $\Delta U_{\text{ном}} < 5\%$  [1, стр. 141]

$$\cos \varphi = 0,76, \quad \sin \varphi = 0,65,$$

$$\begin{aligned} \Delta U &= 3 \cdot I_{\text{расч}} \cdot L_{\text{факт}} \cdot \left( \frac{r_0}{n_{\text{ц}}} \cdot \cos \varphi + \frac{x_0}{n_{\text{ц}}} \cdot \sin \varphi \right) = \\ &= 3 \cdot 162,0 \cdot 0,135 \cdot \left( \frac{0,206}{4} \cdot 0,76 + \frac{0,164}{4} \cdot 0,65 \right) = 4,328 \text{ В}, \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{ном, \%}} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{4,328}{6000} \cdot 100\% = 0,072\% < 5\%.$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверок.

Потери мощности в линии

$$\Delta S_{\text{л}} = \left( \frac{S_{\text{р}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \sqrt{R^2 + X^2} = \left( \frac{3,573}{6} \right)^2 \cdot \sqrt{0,007^2 + 0,006^2} = 1,160 \text{ кВА}.$$

Участок РУ1-Высоковольтный двигатель

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,75} = 32,1 \text{ А},$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная мощность двигателя, кВт.

Экономическое сечение

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{32,1}{1,2} = 26,7 \text{ мм}^2.$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АПвВнг-LS с параметрами [20]  $S = 50/25 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 195 \text{ А}$ .

Фактическая длина кабельной линии

$$L_{\text{факт}} = 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 + 0,005 + L) = \\ = 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 + 0,005 + 0,105) = 0,122 \text{ км.}$$

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 0,75 \cdot 195 = 146,3 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 32,1.$$

Проверка кабеля на потерю напряжения  $\Delta U_{\text{ном}} < 5\%$  [1, стр. 141]

$$\cos \varphi = 0,75, \quad \sin \varphi = 0,66,$$

$$\Delta U = 3 \cdot I_{\text{расч}} \cdot L_{\text{факт}} \cdot \left( \frac{r_0}{n_{\text{ц}}} \cdot \cos \varphi + \frac{x_0}{n_{\text{ц}}} \cdot \sin \varphi \right) = \\ = 3 \cdot 32,1 \cdot 0,122 \cdot (0,641 \cdot 0,75 + 0,184 \cdot 0,66) = 7,075 \text{ В,}$$

$$\Delta U_{\text{ном, \%}} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{7,075}{6000} \cdot 100\% = 0,118\% < 5\%.$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверок.

Дальнейшие расчеты сводим в таблицы 5.5, 5.6 и 5.7

Таблица 5.5 – Выбор сечений проводников сети выше 1000 В

Участок	Мощность участка, кВА	$\Delta S_{\text{т}}$ , кВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$L_{\text{факт}}$ , км	$n_{\text{ц}}$ , шт	Расчетная нагрузка		$S_{\text{э}}$ , мм <sup>2</sup>	Марка и сечение	$K_{\text{пр}}$	Допустимая нагрузка	
						$I_{\text{расч}}$ , А	$I_{\text{расч.ав}}$ , А				$I_{\text{доп}}$ , А	$1,3 \cdot I_{\text{доп}}$ , А
ГРУ–ТП1	3200,0	83,4	6	0,153	2	158,0	315,9	131,6	АПВВнг-2(3 × 150/25)	0,75	246,8	320,8
ГРУ–ТП2	320,0	10,1	6	0,314	2	15,9	31,8	13,2	АПВВнг-2(3 × 50/25)	0,80	156,0	202,8
ГРУ–ТП3	1260,0	34,2	6	0,394	2	62,3	124,5	51,9	АПВВнг-2(3 × 50/25)	0,75	146,3	190,1
ГРУ–ТП4	3200,0	80,8	6	0,282	2	157,8	315,7	131,5	АПВВнг-2(3 × 150/25)	0,90	296,1	384,9
ГРУ–ТП5	3200,0	86,0	6	0,180	2	158,1	316,2	131,7	АПВВнг-2(3 × 150/25)	0,90	296,1	384,9
РУ1–ТП6	5000,0	92,6	6	0,020	2	245,0	490,0	204,2	АПВВнг-2(3 × 240/25)	0,90	383,4	498,4
ГРУ–ТП7	5000,0	87,7	6	0,374	2	244,8	489,6	204,0	АПВВнг-2(3 × 240/25)	0,90	383,4	498,4
ГРУ–РУ1	6640,0	92,6	6	0,135	4	162,0	323,9	135,0	АПВВнг-4(3 × 150/25)	0,75	256,6	333,6
РУ1 – АД	333,3	–	6	0,122	1	32,1	–	26,7	АПВВнг-LS-1(3 × 50/25)	0,75	146,3	–
РУ1 – АД	426,7	–	6	0,149	1	41,1	–	34,2	АПВВнг-LS-1(3 × 50/25)	0,00	0,0	–



Таблица 5.6 – Определение потерь напряжения во внутривозводской сети

Участок	U <sub>ном</sub> , кВ	Марка провода	L <sub>факт</sub> , км	I <sub>расч</sub> , А	n <sub>ц</sub> , шт	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	cosφ	sinφ	ΔU <sub>ном</sub> , %
ГРУ–ТП1	6	АПВВнг-2(3 × 150/25)	0,153	158,1	2	0,206	0,164	0,84	0,54	0,159
ГРУ–ТП2	6	АПВВнг-2(3 × 50/25)	0,314	10,0	2	0,641	0,184	0,93	0,36	0,052
ГРУ–ТП3	6	АПВВнг-2(3 × 50/25)	0,394	39,8	2	0,641	0,184	0,85	0,53	0,252
ГРУ–ТП4	6	АПВВнг-2(3 × 150/25)	0,282	158,1	2	0,206	0,164	0,83	0,56	0,293
ГРУ–ТП5	6	АПВВнг-2(3 × 150/25)	0,180	158,1	2	0,206	0,164	0,87	0,49	0,185
РУ1–ТП6	6	АПВВнг-2(3 × 240/25)	0,020	98,9	2	0,320	0,170	0,99	0,15	0,017
ГРУ–ТП7	6	АПВВнг-2(3 × 240/25)	0,242	98,9	2	0,320	0,170	0,99	0,15	0,205
ГРУ–РУ1	6	АПВВнг-4(3 × 150/25)	0,135	138,4	4	0,164	0,161	0,92	0,40	0,050
РУ1 – АД	6	АПВВнг-LS-1(3 × 50/25)	0,122	32,1	1	0,641	0,184	0,75	0,66	0,118
РУ1 – АД	6	АПВВнг-LS-1(3 × 50/25)	0,149	41,1	1	0,641	0,184	0,75	0,66	0,184

Таблица 5.7 – Определение потерь мощности в линиях

Участок	U <sub>ном</sub> , кВ	Марка провода	L <sub>факт</sub> , км	n <sub>ц</sub> , шт	r <sub>0</sub> , Ом/км	x <sub>0</sub> , Ом/км	R, Ом	X, Ом	S <sub>p</sub> , МВА	ΔS <sub>л</sub> , кВА
ГРУ–ТП1	6	АПВВнг- 2(3 × 150/25)	0,153	2	0,206	0,164	0,016	0,013	1,535	1,320
ГРУ–ТП2	6	АПВВнг- 2(3 × 50/25)	0,314	2	0,641	0,184	0,101	0,029	0,125	0,045
ГРУ–ТП3	6	АПВВнг- 2(3 × 50/25)	0,394	2	0,641	0,184	0,126	0,036	0,443	0,716
ГРУ–ТП4	6	АПВВнг- 2(3 × 150/25)	0,282	2	0,206	0,164	0,029	0,023	1,486	2,280
ГРУ–ТП5	6	АПВВнг- 2(3 × 150/25)	0,180	2	0,206	0,164	0,019	0,015	1,583	1,648
РУ1–ТП6	6	АПВВнг- 2(3 × 240/25)	0,020	2	0,125	0,157	0,001	0,002	1,933	0,203
ГРУ–ТП7	6	АПВВнг- 2(3 × 240/25)	0,374	2	0,125	0,157	0,023	0,029	1,816	3,437
ГРУ–РУ1	6	АПВВнг- 4(3 × 150/25)	0,135	4	0,206	0,164	0,007	0,006	3,573	3,160
РУ1 – АД	6	АПВВнг-LS- 1(3 × 50/25)	0,122	6	0,641	0,184	0,013	0,004	1,000	0,377
РУ1 – АД	6	АПВВнг-LS- 1(3 × 50/25)	0,149	3	0,641	0,184	0,032	0,009	0,640	0,376
Итого										13,6

Расчетная мощность нагрузки собственных нужд электростанции

$$S_{p,сн} = S_{трΣ} + S_{в.нΣ} + ΔS_{тр} + ΔS_{л} =$$

$$= 21180 + 1640,0 + 474,9 + 13,6 = 23308,4 \text{ кВА.}$$

Таким образом, был произведен выбор питающих проводников и выполнены проверки по условию допустимого нагрева и по допустимой потере напряжения. Так же были рассчитаны потери мощности в линиях внутривозводской сети и определена результирующая расчетная мощность нагрузки собственных нужд электростанции.

## 6 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

В электрических установках могут возникать различные виды КЗ, сопровождающихся резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величин этих токов.

Расчет токов КЗ ведем в относительных единицах. Для этого все расчетные данные приводятся к базисному напряжению и базисной мощности.

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения, рисунок 6.1 и на её основе схему замещения, рисунок 6.2. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток КЗ. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток КЗ.

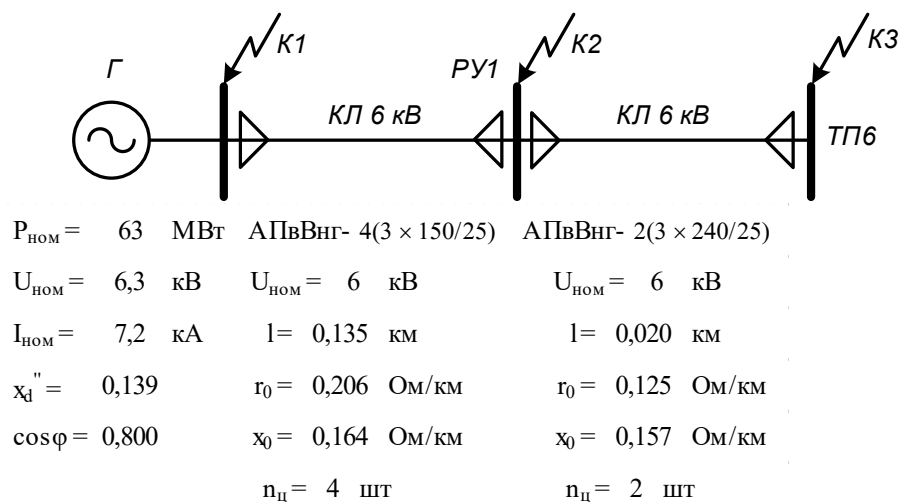


Рисунок 6.1 – Расчетная схема рассматриваемого участка

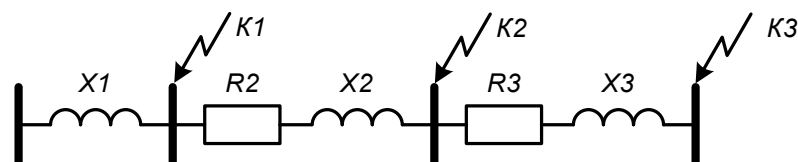


Рисунок 6.2 – Схема замещения рассматриваемого участка

Принимаем базисные величины

$$S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА},$$

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

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА},$$

Параметры схемы замещения

Генератор

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\cos\varphi_{\text{НОМ}}} = \frac{63}{0,80} = 78,8 \text{ МВА},$$

$$x_{*1} = \frac{x_d'' \cdot S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,139 \cdot 100}{78,8} = 0,177.$$

Кабельная линия, питающий высоковольтное РУ

$$R_2 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ср.НОМ}}^2} = 0,206 \cdot 0,135 \cdot \frac{100}{1 \cdot 6,3^2} = 0,070,$$

$$X_2 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ср.НОМ}}^2} = 0,164 \cdot 0,135 \cdot \frac{100}{1 \cdot 6,3^2} = 0,056.$$

Кабельная линия, питающая подстанцию

$$R_3 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ср.НОМ}}^2} = 0,125 \cdot 0,020 \cdot \frac{100}{1 \cdot 6,3^2} = 0,006,$$

$$X_3 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ср.НОМ}}^2} = 0,157 \cdot 0,020 \cdot \frac{100}{1 \cdot 6,3^2} = 0,008.$$

а) Точка К1

Результирующее сопротивление в точке К1

$$R_{\text{рез1}} = 0, \quad X_{\text{рез1}} = X_1 = 0,177.$$

$$Z_{\text{рез1}} = \sqrt{R_{\text{рез1}}^2 + X_{\text{рез1}}^2} = \sqrt{0^2 + 0,177^2} = 0,177.$$

Действующее значение тока КЗ в точке К1

$$I_{\text{к1}} = \frac{I_{\text{б}}}{Z_{\text{рез1}}} = \frac{9,164}{0,177} = 51,9 \text{ кА}.$$

Постоянная затухания апериодической составляющей тока КЗ [18, стр. 149, табл. 3.7]

$$T_{a1} = 0,2220 \text{ с}.$$

Ударный коэффициент

$$k_{\text{уд1}} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01/0,2220} = 1,956.$$

Ударный ток КЗ в точке К1

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}} \cdot I_{\text{к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,956 \cdot 51,9 = 143,6 \text{ кА}.$$

## Проверка кабелей АПВВнг, питающих подстанции и РУ1

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$W_k = I_{k1}^2 \cdot (\tau + T_{a1}) = 51920,0^2 \cdot (0,07 + 0,2220) = 787140072,1 \text{ A}^2 \cdot \text{сек},$$

где  $\tau$  – расчетное время срабатывания выключателя [18, стр. 630, табл. П4.4], с.

Термически стойкое сечение равно

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{W_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{787140072,1}}{90} = 311,7 \text{ мм}^2 > S_{\text{факт}} = 50 \text{ мм}^2,$$

где  $C_T$  – коэффициент, зависящий от материала проводника [1, стр. 28]  $\text{A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ ;

$S_{\text{факт}}$  – сечение линии, питающей подстанцию,  $\text{мм}^2$ .

Предварительно выбранное сечение по термической стойкости не проходит. Для ограничения токов КЗ необходимо выбрать реакторы. Расчетная схема и на её основе схема замещения сети приведены на рисунках 2.8 и 2.9.

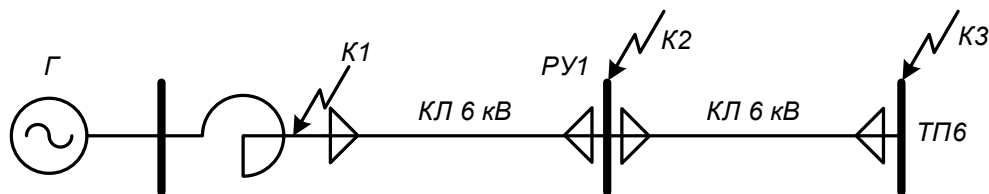


Рисунок 2.8 – Расчетная схема рассматриваемого участка

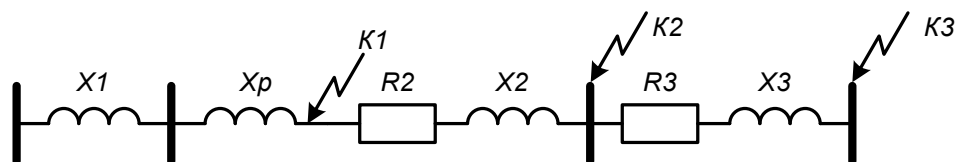


Рисунок 2.9 – Схема замещения рассматриваемого участка

К установке на отходящих линиях принимаем выключатели типа ВЭ-10-20 с номинальным током отключения  $I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$ .

Требуемое сопротивление цепи КЗ из условия обеспечения номинальной отключающей способности выключателя

$$X_{\text{рез.треб}} = \frac{I_b}{I_{\text{ном.отк}}} = \frac{9,164}{20} = 0,458.$$

Требуемое сопротивление реактора для ограничения тока КЗ

$$X_{\text{р.треб}} = X_{\text{рез.треб}} - X_{\text{рез1}} = 0,458 - 0,177 = 0,282.$$

Намечаем к установке реакторы типа РБГ-10-630-0,40-У3. Параметры реактора приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Параметры реактора [18, стр. 622. табл. П3.1]

№	Параметр	Значение
1	Тип	РБГ
2	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	10
3	Номинальный ток $I_{р.ном}$ , А	630
4	Сопротивление $x_p$ , Ом	0,40
5	Потери на фазу $\Delta P_p$ , кВт	3,2
6	Ток электродинамической стойкости $I_{дин}$ , кА	33
7	Ток термической стойкости $I_{тер}$ , кА	13,0
8	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер}$ , с	8

Сопротивление реактора в относительных единицах

$$X_p = x_p \cdot \frac{S_6}{U_{6I}^2} = 0,400 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 1,008.$$

Результирующее сопротивление цепи КЗ с учетом реактора

$$R_{рез1} = 0, \quad X_{рез1} = X_1 + X_p = 0,177 + 1,008 = 1,184,$$

$$Z_{рез1} = \sqrt{R_{рез1}^2 + X_{рез1}^2} = \sqrt{0^2 + 1,184^2} = 1,184.$$

Действующее значение тока КЗ за реактором

$$I_k = \frac{I_{62}}{Z_{рез1}} = \frac{9,164}{1,184} = 7,7 \text{ кА.}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$T_a = 0,2220 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

$$k_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,2220} = 1,956.$$

Ударный ток КЗ за реактором

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{к2} = \sqrt{2} \cdot 1,956 \cdot 7,7 = 21,4 \text{ кА.}$$

Проверка реактора на электродинамическую стойкость

$$i_{уд} = 21,4 \text{ кА} < i_{дин} = 33 \text{ кА.}$$

Проверка реактора на термическую стойкость

$$B_k = I_k^2 \cdot (\tau + T_a) = 7,7^2 \cdot (0,07 + 0,2220) = 17,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 13,0^2 \cdot 8 = 1352,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 17,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1352,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Остаточное напряжение на выводах ГРУ при КЗ за реактором

$$U_{\text{ост}\%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_k}{U_{\text{ср.ном}}} \cdot 100 = 0,400 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 7,7}{6,3} \cdot 100 = 85,1\%,$$

что больше минимально допустимого 65% [18, стр. 204].

Проверка на потерю напряжения

$$\Delta U_{\text{p}\%} = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{max}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sin\varphi \cdot 100 = 0,400 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 0,490}{6,3} \cdot 0,31 \cdot 100 = 1,7\%,$$

что меньше максимально допустимого 2% [18, стр. 198].

Проверка кабелей АПвВнг, питающих подстанции и РУ1

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$W_k = I_k^2 \cdot (\tau + T_a) = 7738,0^2 \cdot (0,07 + 0,2220) = 17484108,6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек.}$$

Термически стойкое сечение равно

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{W_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{17484108,6}}{90} = 46,5 \text{ мм}^2 < S_{\text{факт}} = 50 \text{ мм}^2,$$

предварительно выбранное сечение по термической стойкости проходит.

Проверка медного экрана кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена

Так как продолжительность короткого замыкания отличается от 1 с, то необходимо определить поправочный коэффициент

$$K = \frac{1}{\sqrt{t}} = \frac{1}{\sqrt{(\tau + T_{a2})}} = \frac{1}{\sqrt{(0,07 + 0,2220)}} = 1,85 \text{ с},$$

где  $t$  – продолжительность короткого замыкания, с.

Допустимый ток медного экрана

$$I_{\text{к.э}} = k \cdot S_{\text{м.э.}} \cdot K = 0,191 \cdot 25 \cdot 1,85 = 8,8 \text{ кА},$$

где  $k$  – коэффициент, равный 0,191 кА/мм<sup>2</sup> [21], с;

$S_{\text{м.э.}}$  – номинальное сечение медного экрана, мм<sup>2</sup>.

Двухфазное короткое замыкание

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)} = 0,87 \cdot I_k^{(3)} = 0,87 \cdot 7,7 = 6,7 \text{ кА} < I_{\text{к.э}} = 8,8 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

б) Точка К2

Результирующее сопротивление в точке К2

$$R_{\text{рез2}} = R_2 = 0,070, \quad X_{\text{рез2}} = X_{\text{рез1}} + X_2 = 1,184 + 0,0565 = 1,240.$$

$$Z_{\text{рез2}} = \sqrt{R_{\text{рез2}}^2 + X_{\text{рез2}}^2} = \sqrt{0,070^2 + 1,240^2} = 1,242.$$

Действующее значение тока КЗ в точке К2

$$I_{\text{к2}} = \frac{I_6}{Z_{\text{рез2}}} = \frac{9,164}{1,242} = 7,4 \text{ кА.}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ

$$T_{a2} = \frac{X_{\text{рез2}}}{\omega \cdot R_{\text{рез2}}} = \frac{1,240}{314 \cdot 0,070} = 0,0562 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

$$k_{\text{уд2}} = 1 + e^{-0,01/T_{a2}} = 1 + e^{-0,01/0,0562} = 1,837.$$

Ударный ток КЗ в точке К2

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд2}} \cdot I_{\text{к2}} = \sqrt{2} \cdot 1,837 \cdot 7,4 = 19,2 \text{ кА.}$$

Проверка кабелей АПВВнг, питающих рассматриваемую подстанцию и высоковольтные двигатели

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$W_{\text{к}} = I_{\text{к2}}^2 \cdot (\tau + T_{a2}) = 7377,1^2 \cdot (0,07 + 0,0562) = 6868176,5 \text{ А}^2 \cdot \text{сек},$$

где  $\tau$  – расчетное время срабатывания выключателя [18, стр. 630, табл. П4.4], с.

Термически стойкое сечение равно

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{W_{\text{к}}}}{C_{\text{T}}} = \frac{\sqrt{6868176,5}}{90} = 29,1 \text{ мм}^2 < S_{\text{факт}} = 50 \text{ мм}^2.$$

Предварительно выбранное сечение по термической стойкости проходит.

Проверка медного экрана кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена

Так как продолжительность короткого замыкания отличается от 1 с, то необходимо определить поправочный коэффициент

$$K = \frac{1}{\sqrt{t}} = \frac{1}{\sqrt{(\tau + T_{a4})}} = \frac{1}{\sqrt{(0,07 + 0,0562)}} = 2,81 \text{ с.}$$

Допустимый ток медного экрана

$$I_{\text{к.э}} = k \cdot S_{\text{м.э.}} \cdot K = 0,191 \cdot 25 \cdot 2,81 = 13,4 \text{ кА.}$$

Двухфазное короткое замыкание

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)} = 0,87 \cdot I_K^{(3)} = 0,87 \cdot 7,4 = 6,4 \text{ кА} < I_{K.э} = 13,4 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

в) Точка К3

Сопротивление от источника до точки К3

$$R_{рез3} = R_{рез2} + R_3 = 0,070 + 0,006 = 0,070,$$

$$X_{рез3} = X_{рез2} + X_3 = 1,240 + 0,008 = 1,248,$$

$$Z_{рез3} = \sqrt{R_{рез3}^2 + X_{рез3}^2} = \sqrt{0,070^2 + 1,248^2} = 1,250.$$

Действующее значение тока К3 в точке К3

$$I_{к3} = \frac{I_{б2}}{Z_{рез3}} = \frac{9,164}{1,250} = 7,3 \text{ кА.}$$

Постоянная затухания аperiодической составляющей тока К3

$$T_{a3} = \frac{X_{рез3}}{\omega \cdot R_{рез3}} = \frac{1,248}{314 \cdot 0,070} = 0,0566 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

$$k_{уд3} = 1 + e^{-0,01/T_{a3}} = 1 + e^{-0,01/0,0566} = 1,838.$$

Ударный ток К3 в точке К3

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot k_{уд3} \cdot I_{к3} = \sqrt{2} \cdot 1,838 \cdot 7,3 = 19,1 \text{ кА.}$$

Расчет токов К3 по остальным участкам сведем в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	U <sub>ср.ном</sub> , кВ	I <sub>б</sub> , кА	R <sub>рез</sub>	X <sub>рез</sub>	Z <sub>рез</sub>	I <sub>к</sub> , кА	T <sub>а</sub> , с	k <sub>уд</sub>	i <sub>уд</sub> , кА	B <sub>к</sub> , А <sup>2</sup> ·с	S <sub>min</sub> , мм <sup>2</sup>
К1	6,3	9,164	0	0,177	0,177	51,9	0,2220	1,956	143,6	787140072,1	311,7
К1 (реак)	6,3	9,164	0	1,184	1,184	7,7	0,2220	1,956	21,4	17484108,6	46,5
К2	6,3	9,164	0,070	1,240	1,242	7,4	0,0562	1,837	19,2	6868176,5	29,1
К3	6,3	9,164	0,070	1,248	1,250	7,3	0,0566	1,838	19,1	–	–

По результатам расчета токов короткого замыкания выбранные проводники были проверены на термическую стойкость. Расчет показал, что выбранные сечения превышают минимально допустимое.



## 7 Выбор силового оборудования

### 7.1 Выбор выключателей и разъединителей

Намечаем к установке на шинах ГРУ воздушный генераторный выключатель ВВГ-20-160/12500.

Намечаем к установке на отходящих линиях НН электромагнитный выключатель ВЭ-10-20/630-У3.

Параметры выключателя приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Параметры выключателя [23, 24]

№	Параметр	Значение	
		ВВУ	ВЭ
1	Тип	ВВУ	ВЭ
2	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	20	10
3	Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	12500	630
4	Номинальный ток отключения $I_{\text{отк.ном}}$ , кА	160	20
5	Ток электродинамической стойкости $I_{\text{дин}}$ , кА	160	20
6	Пик тока электродинамической стойкости $i_{\text{дин}}$ , кА	410	51
7	Ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$ , кА	160	20,0
8	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}}$ , с	4	3
9	Полное время отключения выключателя $t_{\text{отк.в}}$ , с	0,14	0,05
10	Климатическое исполнение	ХЛ1	У3

Пример выбора выключателя на стороне ВН трансформатора ГПП

– по напряжению установки  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$U_{\text{уст}} = 6,0 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

– по току  $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,0 \cdot 0,80} = 7577,7 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А};$$

– по отключающей способности  $I_{\text{n,t}} \leq I_{\text{отк.ном}}$

$$I_{\text{n,t}} = 51,9 \text{ кА} < I_{\text{n,t}} = 160,0 \text{ кА};$$

– на электродинамическую стойкость  $I_{\text{n,0}} \leq I_{\text{дин}}$ ,  $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

$$I_{\text{n,0}} = 51,9 \text{ кА} < I_{\text{дин}} = 160 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = 143,6 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 410 \text{ кА};$$

– по термической стойкости  $B_k \leq I_{2тер} \cdot t_{тер}$

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{п.з.} + t_{отк.в} + T_a) = 51,9^2 \cdot (1,2 + 0,14 + 0,2220) = 4210,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 160,0^2 \cdot 4 = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 4210,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель проходит по результатам проверок.

Намечаем к установке разъединитель РВПЗ-1-20/12500УЗ. Параметры разъединителя приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Параметры разъединителя [18, стр. 630, табл. П4.4]

№	Параметр	Значение
1	Тип	РВПЗ
2	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	20
3	Номинальный ток $I_{ном}$ , А	12500
4	Амплитуда предельного сквозного тока $i_{пр.с}$ , кА	490
5	Ток термической стойкости $I_{тер}$ , кА	180
6	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер}$ , с	4
7	Климатическое исполнение	УХЛ1

Пример выбора разъединителя на стороне ВН трансформатора ГПП

– по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} < U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

– по току  $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = 7577,7 \text{ А} < I_{ном} = 12500 \text{ А};$$

– на электродинамическую стойкость  $i_{уд} \leq i_{пр.с}$

$$i_{уд} = 143,6 \text{ кА} < i_{пр.с} = 490 \text{ кА};$$

– по термической стойкости  $B_k \leq I_{2тер} \cdot t_{тер}$

$$B_k = 4210,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 180^2 \cdot 4 = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Разъединитель проходит по результатам проверок.

Дальнейший расчет сведем в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор выключателей и разъединителей

Расчетные данные	Выключатель ВВГ-20-160/12500	Разъединитель РВПЗ-1-20/12500УЗ
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{max} = 7577,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 12500 \text{ А}$	$I_{ном} = 12500 \text{ А}$
$I_{n,t} = 51,9 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 160 \text{ кА}$	–
$I_{n,0} = 51,9 \text{ кА}$	$I_{дин} = 160 \text{ кА}$	–
$i_{уд} = 143,6 \text{ кА}$	$i_{дин} = 410 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 490 \text{ кА}$
$В_k = 4210,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Расчетные данные	Выключатель ВЭ-10-20/630-УЗ	Разъединитель
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	Используется выкатная тележка
$I_{max} = 490,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	
$I_{n,t} = 7,7 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	
$I_{n,0} = 7,7 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	
$i_{уд} = 21,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	
$В_k = 46,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

## 7.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены 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.

Основными приборами, которые подключаются к трансформаторам тока на понизительных подстанциях являются амперметры, ваттметры, варметры и счетчики активной и реактивной энергии [18, стр. 371, рис. 4.104; 18, стр. 362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 7.4 [18, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 7.4 – Нагрузка трансформаторов тока

Место установки	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Отходящие линии	Амперметр	Э – 350	–	0,5	–
	Ваттметр	Д – 335	0,5	–	0,5
	Варметр	Д – 335	0,5	–	0,5
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	2,5	–	2,5
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	2,5	–	2,5
Итого:			6,0	0,5	6,0

окончание таблицы 7.4

1	2	3	4	5	6
Генератор	Амперметр	Э – 350	0,5	–	–
	Амперметр	Э – 350	–	0,5	–
	Амперметр	Э – 350	–	–	0,5
	Амперметр рег-щий	Н – 393	–	10,0	–
	Ваттметр	Д – 335	0,5	–	0,5
	Ваттметр рег-щий	Н – 393	10,0	–	10,0
	Варметр	Д – 335	0,5	–	0,5
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	2,5	–	2,5
	Датчик Р	Е – 829	1,0	–	1,0
Датчик Q	Д – 830	1,0	–	1,0	
Итого:			16,0	10,5	16,0

Намечаем трансформаторы тока ТЛМ10-У3 и ТШЛ-20Б У3.

Параметры трансформатор тока приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Параметры трансформаторов тока [25, стр. 294, табл. 5.9]

№	Параметр	Значение	
		ТЛМ	ТШЛ
1	Тип	ТЛМ	ТШЛ
2	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	10	20
3	Номинальный ток $I_{ном}$ , А	600	8000
4	Вторичный номинальный ток трансформатора тока $I_2$ , А	5	5
5	Ток электродинамической стойкости $i_{дин}$ , кА	100	–
6	Ток термической стойкости $I_{тер}$ , кА	23,0	–
7	Кратность	–	20
8	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер}$ , с	3	4
9	Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока $Z_{2ном}$ , Ом	0,4	1,2
10	Класс точности	0,5	0,5
11	Климатическое исполнение	У1	У3

Пример выбора трансформатора тока на стороне отходящих линий.

Из таблицы 7.4 видно, что наиболее загружены фазы А и С. Для них ведем расчет.

Проверка трансформаторов тока

– по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} < U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

– по току  $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$

$$I_{\max} = 490,0 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 600 \text{ А};$$

– проверка трансформатора тока по вторичной нагрузке  $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

Общее сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,0}{5^2} = 0,24 \text{ Ом},$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами (таблица 7.4).

Допустимое сопротивление проводников

$$r_{\text{пр.доп}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,24 - 0,1 = 0,06 \text{ Ом},$$

где  $r_{\text{к}}$  – сопротивления контактов (0,05 Ом при двух-трех приборах; 0,1 Ом при большем количестве приборов) [18, стр. 374].

Для присоединения приборов к трансформаторам тока используем кабель с алюминиевыми жилами. Расчетное сечение кабеля

$$q_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,06} = 4,72 \text{ мм}^2,$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление алюминиевого провода [18, стр. 374], Ом/мм<sup>2</sup>;

$l_{\text{пр}}$  – длина провода [18, стр. 375], м.

Принимаем кабель марки АКРВГ сечением  $q = 5 \text{ мм}^2$  [18, стр. 375].

Тогда сопротивление кабеля

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 15}{5} = 0,057 \text{ Ом}.$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,24 + 0,057 + 0,10 = 0,397 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}.$$

– проверка трансформатора тока на электродинамическую стойкость  $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$

$$i_{\text{уд}} = 21,4 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА};$$

– проверка трансформатора тока на термическую стойкость  $B_{\text{к}} \leq I_{2\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_{\text{к}} = 46,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{2\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 18^2 \cdot 3 = 1587,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Трансформатор тока проходит по результатам проверок.

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 7.6.

Таблица 7.6 – Выбор трансформаторов тока в цепях трансформатора ГПП

Тип ТТ	Расчетные данные	Каталожные данные
Отходящие линии	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 490 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
	$B_k = 46,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1587,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{уд} = 21,4 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,397 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$
Генераторный выключатель	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 7577,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 8000 \text{ А}$
	$B_k = 4210,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{уд} = 143,6 \text{ кА}$	не проверяется
	$r_2 = 0,797 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$

### 7.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 вольт, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Основными приборами, которые подключаются к трансформаторам напряжения на понизительных подстанциях являются вольтметры, ваттметры, варметры, частотомеры и счетчики активной и реактивной энергии [18, стр. 371, рис. 4.104; 18, стр. 362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 7.7 [18, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 7.7 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Место установки	Прибор	Тип	$S_{обм}, \text{ В} \cdot \text{А}$	$n_{обм}, \text{ шт}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{приб}, \text{ шт}$	Потр. мощн.	
								$P, \text{ Вт}$	$Q, \text{ ВАр}$
Генератор	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	1	2,0	0,0
	Вольтметр рег.	Н – 394	10,0	1	1	0	1	10,0	0,0
	Ваттметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Ваттметр рег.	Н – 395	10,0	2	1	0	1	20,0	0,0
	Варметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	1	0,02	0,0
	Датчик P	Е – 829	10,0	—	1	0	1	10,0	0,0
	Датчик Q	Е – 830	10,0	—	1	0	1	10,0	0,0
Итого:								58,0	0
Сборные шины ГРУ	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	2	4,0	0,0
	Ваттметр	Э – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Варметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	11	0,22	0,0
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	11	0,22	0,0
Итого:								10,4	0,0

Намечаем к установке в цепи генератора трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06-10У3.

Намечаем к установке на шинах ГРУ трансформатор напряжения типа НТМИ-10У3.

Параметры трансформаторов напряжения приведены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Параметры трансформаторов напряжения [25, стр. 326, табл. 5.13]

№	Параметр	Значение	
		ЗНОЛ	НТМИ
1	Тип	ЗНОЛ	НТМИ
2	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ , кВ	10	10
3	Номинальная мощность $S_{\text{ном}}$ , В·А	75	120
4	Класс точности	0,5	0,5
5	Климатическое исполнение	У1	У3

а) Проверка трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора.

– по напряжению установки  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

– проверка трансформатора напряжения по вторичной нагрузке  $S_2 \leq S_{\text{ном}}$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 3.7

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{58,0^2 + 0^2} = 58,0 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{\text{ном}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

б) Проверка трансформаторов напряжения на стороне НН трансформатора.

– по напряжению установки  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

– проверка трансформатора напряжения по вторичной нагрузке  $S_2 \leq S_{\text{ном}}$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 3.7

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,4^2 + 0^2} = 10,4 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{\text{ном}} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил  $q = 4 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности [18, стр. 375].

#### **7.4 Разработка схемы закрытого распределительного устройства**

Распределительное устройство 6 кВ представляет собой набор ячеек КРУ, объединенных общей шиной. Все ячейки расположены в модельном здании в одном зале. Количество ячеек зависит от количества подключений. Под подключениями понимаются как потребители, так и вспомогательное оборудование, компенсирующие устройства, трансформаторы напряжения, секционный аппарат и вводные аппараты.

При электроснабжении потребителей первой и второй категории необходимо две секции шин. В каждой секции находится одна ячейка с выключателем для подключения к питающему трансформатору. Секционный выключатель устанавливается на первой секции шин, а на второй секции ячейка с одним разъединителем.

Для подключения потребителей устанавливаются ячейки с выключателями по количеству присоединений к каждой шине.

Для подключения УКРМ выделяется по ячейке с выключателем на каждую секцию.

Для подключения трансформаторов напряжения выделяется по ячейке с разъединителем, разрядником и предохранителем на каждую секцию.

Камеры одностороннего обслуживания (ячейки), располагаются рядами вдоль стен здания. На торцевой стене размещаются шкафы собственных нужд. Здание оборудовано двумя выходами.

Количество, состав и назначение ячеек КРУН приведено на рисунке 7.1.



Порядковый номер ячейки в КРУ	1-11, 20-30	12-13, 18-19	15	16	14, 17
Номинальное напряжение, кВ	6				
Номинальный ток сборных шин, А	8000				
Вид оперативного тока, значение, В	пост., 220				
Схема главных цепей					
Назначение ячейки	Линия, резерв	Ввод	Секционный выключатель	Секционный выключатель	ТН
ТСН мощность, кВА	–	–	–	–	–
ТТ класс точности	0,5	–	0,5	–	–
ТН класс точности	–	–	–	–	0,5
Ток плавкой вставки предохранителя	–	–	–	–	5
Тип выключателя	ВЭ-10-20/630	ВЭ-10-20/630	ВВГ-20-160/12500	ВВГ-20-160/12500	–
Учет электрической энергии (да/нет)	да	да	нет	нет	нет
Релейная защита	да	да	нет	нет	нет
Количество ячеек КРУ	22	4	1	1	2

Рисунок 7.1 – Ячейки КРУ

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-5А5Д1	Алёхин Константин Сергеевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа энергетики	<b>Отделение</b>	Отделение электроэнергетики и электротехники
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- Примерный бюджет проекта – 302 тыс руб.; - В реализации проекта задействованы два человека: руководитель, инженер.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- Проект выполняется в соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 - Минимальный размер оплаты труда (на 2020 год) составляет 12130 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	- Отчисления по страховым взносам 30% от ФОТ; - Накладные расходы 16%; - Районный коэффициент 30%

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	- Инициализация проекта и его технико-экономическое обоснование; - Анализ конкурентных технических решений; - SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета проектной работы.	- Планирование выполнения работ по проекту; - Расчет бюджета затрат на проектирование; - Составление сметы затрат на основное электрооборудование рассматриваемого объекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	- Описание потенциального эффекта

**Перечень графического материала:**

1. Календарный план-график выполнения проекта (Диаграмма Ганта).
--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	апрель 2020
---	-------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	Доцент, к.э.н.		15.04.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-5А5Д1	Алёхин Константин Сергеевич		15.04.2020

## 8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной выпускной квалификационной работе проектируется Тепло-электроэнергетическое предприятие. Наибольшее внимание, согласно специальности, уделено расчету схемы электроснабжения.

Целью данного раздела является анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности проектируемого предприятия. Для этого будет проведен анализ конкурентоспособности, SWOT-анализ, осуществлено планирование работ по расчету электрической части проекта и рассчитан бюджет затрат.

Работы по выполнению проекта производилась группой квалифицированных работников, состоящей из двух человек – руководителя и инженера.



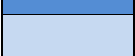

### 8.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта

Данное предприятие может представлять интерес для организаций, работающих в сфере коммунальных услуг, энергетическом секторе, нефтедобывающем секторе, а также для физических лиц. Поэтому можно говорить о том, что проект имеет высокий коммерческий потенциал.

Для анализа потребителей необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Сегментирование проводится по двум основным критериям – размер потребителя и вид выпускаемой продукции. Карта сегментирования приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Карта сегментирования рынка

		Вид продукции			
		Электроэнергия	Горячее водоснабжение	Теплоснабжение	Технологический пар
Размер потребителя	Крупные	■	■	■	■
	Средние	■	■	■	■
	Мелкие	■	■	■	■

	– энергоснабжающая компания;
	– нефтедобывающая компания;
	– коммунальные компании;
	– физ. лица.

По карте сегментирования видно, что у всей выпускаемой продукции есть свой целевой потребитель, не зависимо от размера предприятия. Но такой продукт, как технологический пар востребован только нефтедобывающими компаниями. Остальные виды продукции интересны всем рассмотренным сферам экономики.

## 8.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих предприятий, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в производственный процесс, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется

$$K = \sum(B_i \cdot B_j),$$

где  $K$  – конкурентоспособность конкурента;

$B_i$  – вес показателя, в долях единицы;

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

В таблица 8.2 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений. Сравнение производилось с конкурирующими предприятиями АО «Горсети» и МУП «Теплоэлектроснабжение». Данные предприятия наиболее близки по выпускаемой продукции.

Таблица 8.2 – Оценочная карта

Критерий оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_{\phi}$	$B_{к1}$	$B_{к2}$	$K_{\phi}$	$K_{к1}$	$K_{к2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности труда	0,10	3	2	2	0,30	0,20	0,20
2. Надежность	0,10	3	2	3	0,30	0,20	0,30
3. Безопасность	0,10	4	3	3	0,40	0,30	0,30
4. Функциональная мощность	0,05	5	2	3	0,25	0,10	0,15
5. Энергоэффективность	0,15	5	2	2	0,75	0,30	0,30
6. Современная элементная база	0,05	5	2	3	0,25	0,10	0,15
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Уровень проникновения на рынок	0,20	4	5	4	0,80	1,00	0,80
2. Цена	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,20	5	3	3	1,00	0,60	0,60
Итого	1,00	37	24	26	4,20	2,95	2,95

По результатам расчета видно, что рассматриваемое предприятие конкурентоспособно, по сравнению с предприятиями аналогичного профиля. Наибольшие преимущества практически по всем пунктам наблюдаются среди технических критериев оценки. Но у предприятия слабый уровень проникновения на рынок, и цена товаров находится на уровне конкурентов, так как регулируется государством.

### 8.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

SWOT-анализ используется для определения слабых и сильных сторон проекта, таблица 8.3. Анализ производился на основе сравнения с конкурирующими предприятиями АО «Горсети» и МУП «Теплоэлектроснабжение».

Таблица 8.3 – SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	<p>С1. Высокая степень поддержки государством</p> <p>С2. Высокая ресурсоэффективность</p> <p>С3. Удобное местоположение предприятия</p> <p>С4. Квалифицированный персонал</p>	<p>Сл1. Текучесть кадров</p> <p>Сл2. Ограниченность выпускаемой продукции</p> <p>Сл3. Отсутствие дополнительных услуг</p> <p>Сл4. Сложность сетей транспортировки продукции</p>
<b>Возможности</b>	<p>Повышение конкурентоспособности за счет разработки новых технологий и применения новых источников энергии. Выход на новые рынки или сегменты рынка</p>	<p>Качественная работа с потенциальными потребителями. Расширение сетевых активов. Работа с потенциальными инвесторами.</p>
<p>В1. Увеличение активов за счет строительства сетей</p> <p>В2. Использование новых источников энергии</p> <p>В3. Определение целевой аудитории</p> <p>В4. Привлечение инвесторов</p>		
<b>Угрозы</b>	<p>Анализ деятельности новых игроков на рынке. Своевременное обучение и повышение квалификации персонала.</p>	<p>Своевременное обновление оборудования. Решение проблем с транспортной логистикой</p>
<p>У1. Новые игроки на рынке</p> <p>У2. Нестабильная ситуация в экономике</p> <p>У3. Быстрое устаревание оборудования</p> <p>У4. Ограничение экспорта продукции</p>		

Для выявления соответствия сильных и слабых сторон внешним условиям строится интерактивная матрица проекта, таблица 8.4. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Таблица 8.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4
Возможности	B1	+	+	–	–
	B2	+	+	+	+
	B3	–	–	–	+
	B4	+	–	–	–
Результат	B1C1C2; B2C1C2C3C4; B3C4; B4C1				
Угрозы	У1	+	–	+	–
	У2	+	+	–	0
	У3	+	0	–	–
	У4	0	–	+	–
Результат	У1C1C3; У2C1C2; У3C1; У4C3				
Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности	B1	–	+	–	+
	B2	–	+	+	0
	B3	–	+	+	+
	B4	–	+	+	+
Результат	B1Сл2Сл4; B2Сл2Сл3; B3Сл2Сл3Сл4; B4Сл2Сл3Сл4				
Угрозы	У1	0	0	+	–
	У2	–	+	–	–
	У3	–	+	0	0
	У4	–	+	–	+
Результат	У1Сл3; У2Сл2; У3Сл2; У4Сл2Сл4				

В результате проведения SWOT анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем предприятие. А также способы их решения. Для уменьшения угроз необходимо:

- производить анализ деятельности новых игроков на рынке и действовать на опережение, оптимизируя процесс производства продукции;
- для уменьшения влияния мировой экономической рецессии необходимо делать упор на поставки сырья российского производства;
- своевременно обновлять технологическое оборудование;
- для уменьшения ограничения экспорта продукции необходимо делать упор на внутренний рынок.

Для борьбы со слабыми сторонами необходимо:

- качественно решать вопросы внутренней политики предприятия – повышать квалификацию сотрудников, обеспечивать социальные потребности, поощрять, обеспечивать профессиональный рост;
- расширять ассортимент, в расчете как на крупных потребителей, так и на мелких, включая физических лиц;
- предлагать услуги по монтажу оборудования, связанного выпускаемыми продуктами;
- решать вопросы доставки тепло и электроносителей, расширять сеть трубопроводов и электрических сетей.

#### **8.4 Планирование выполнения работ по проекту и формирование бюджета проектной работы**

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на проектирование электроснабжения объекта в срок при наименьших затратах средств, составляется план-график, в котором рассчитывается поэтапная трудоемкость всех работ. После определения трудоемкости всех этапов темы, назначается число участников работы по этапам (таблица 8.5).

На основе таблицы 8.5 строится календарный план-график рисунок 8.1. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта.

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность выполнения технического проекта составляет 94 дня.

Затраты на разработку проекта

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{зп}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{ам}} + Z_{\text{внеб}} + Z_{\text{контр}} + Z_{\text{накл}} + Z_{\text{об}} + Z_{\text{монт}},$$

где  $Z_{\text{зп}}$  – заработная плата, руб;

$Z_{\text{мат}}$  – материальные затраты, руб;

$Z_{\text{ам}}$  – амортизация компьютерной техники, руб;

$Z_{\text{внеб}}$  – отчисления на социальные нужды, руб;

$Z_{\text{контр}}$  – прочие затраты, руб;

$Z_{\text{накл}}$  – накладные расходы, руб;

$Z_{\text{об}}$  – прочие затраты, руб;



$Z_{\text{монт}}$  – накладные расходы, руб.

Таблица 8.5 – План разработки выполнения этапов проекта

№ п/п	Перечень выполненных работ	Исполнители	Прод-сть, дн.	$Z_{\text{дн}}$ , руб	$Z_{\text{осн}}$ , руб
1	Ознакомление с производственной документацией. Постановка задачи работникам	Руководитель	2	2295,7	4591,3
		Инженер	5	1428,6	7143,2
2	Расчет электрических нагрузок по цеху	Инженер	5	1428,6	7143,2
3	Расчет электрических нагрузок по предприятию	Инженер	7	1428,6	10000,4
4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Инженер	2	1428,6	2857,3
5	Выбор трансформаторов цеховых подстанций и выбор средств компенсации	Инженер	2	1428,6	2857,3
6	Выбор трансформаторов ГПП	Руководитель	1	2295,7	2295,7
		Инженер	3	1428,6	4285,9
7	Расчет внутризаводской сети предприятия	Инженер	10	1428,6	14286,3
8	Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	Инженер	2	1428,6	2857,3
9	Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В	Инженер	3	1428,6	4285,9
10	Расчет схемы электроснабжения цеха	Руководитель	2	2295,7	4591,3
		Инженер	8	1428,6	11429,1
11	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	Инженер	2	1428,6	2857,3
12	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	Инженер	2	1428,6	2857,3
13	Расчет релейной защиты и автоматики	Инженер	2	1428,6	2857,3
14	Расчет эпюры отклонений напряжения	Инженер	3	1428,6	4285,9
15	Составление расчетно-пояснительной записки	Руководитель	2	2295,7	4591,3
		Инженер	20	1428,6	28572,6
16	Чертежные работы	Руководитель	2	2295,7	4591,3
		Инженер	18	1428,6	25715,4
Итого по каждой должности		Руководитель	9	2295,7	20661,0
		Инженер	94	1428,6	134291,4
Итого $Z_{\text{осн}}$ сотрудников, руб					154952,3

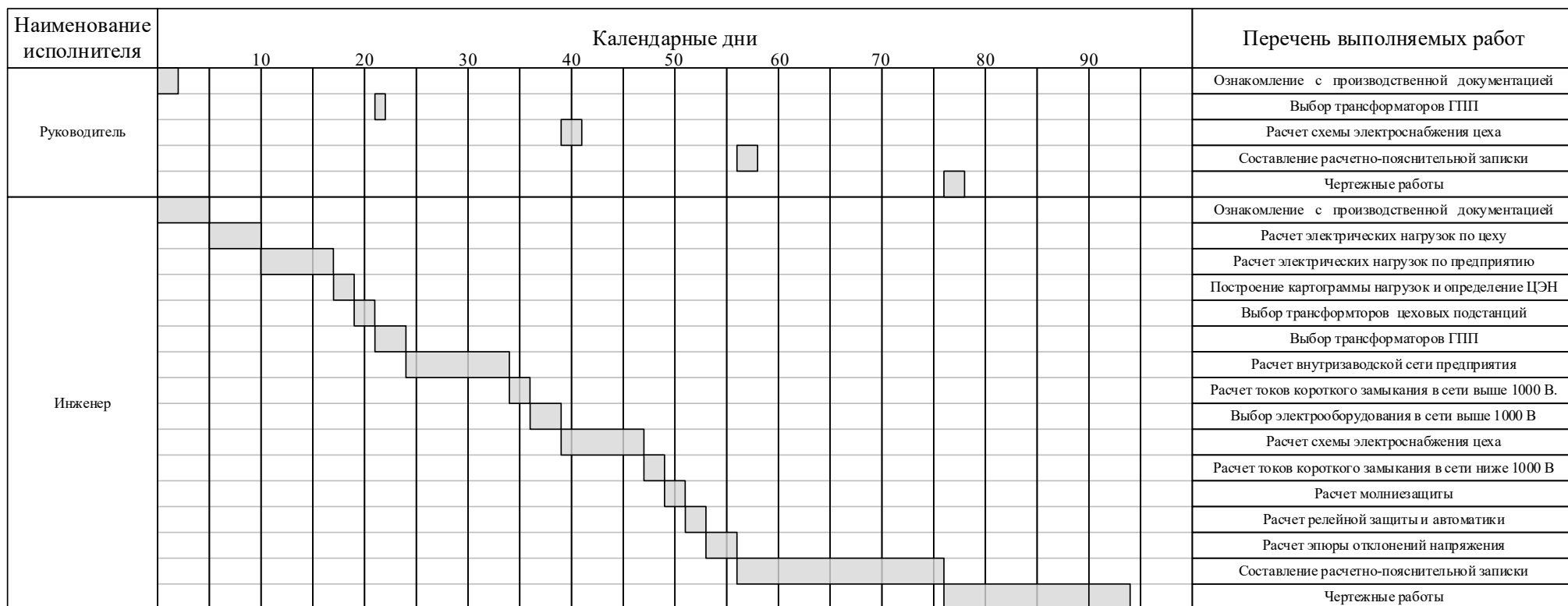


Рисунок 8.1 – Календарный план выполнения проекта

## 1) Расчет зарплаты

Месячный должностной оклад научного руководителя

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + \kappa_{\text{пр}} + \kappa_{\text{д}}) \cdot \kappa_{\text{р}} = 23300 \cdot (1 + 0,3 + 0,5) \cdot 1,3 = 54522,0 \text{ руб,}$$

где  $З_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной сетке, руб;

$\kappa_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент;

$\kappa_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок;

$\kappa_{\text{р}}$  – районный коэффициент.

Среднедневная заработная плата

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot \text{М}}{F_{\text{д}}} = \frac{54522,0 \cdot 10,4}{247} = 2295,7 \text{ руб,}$$

где  $F_{\text{д}}$  – среднее количество рабочих дней в году в РФ за последние 5 лет;

$\text{М}$  – количество месяцев без отпуска в течение года для шестидневной рабочей недели, дней.

Основная заработная плата научного руководителя с учетом фактически отработанных дней по проекту

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 2295,7 \cdot 9 = 20661,0 \text{ руб,}$$

где  $T_{\text{р}}$  – продолжительность работ по проекту, раб.дн.

Дополнительная заработная плата

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} \cdot \kappa_{\text{доп}} = 20661,0 \cdot 0,15 = 3099,1 \text{ руб,}$$

где  $\kappa_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы.

Зарплата научного руководителя

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} = 20661,0 + 3099,1 = 23760,1 \text{ руб.}$$

Зарплата инженера рассчитывается аналогично. Дальнейший расчет приведен в таблице 8.6

Таблица 8.6 – Расчет заработной платы

Исполнители	$З_{\text{тс}}$ , руб	$\kappa_{\text{пр}}$	$\kappa_{\text{д}}$	$\kappa_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$ , руб	$З_{\text{дн}}$ , руб	$T_{\text{р}}$ , раб.дн	$З_{\text{осн}}$ , руб	$\kappa_{\text{доп}}$	$З_{\text{доп}}$ , руб	$З_{\text{зп}}$ , руб
Руководитель	23300	0,3	0,50	1,3	54522,0	2295,7	9	20661,0	0,15	3099,1	23760,1
Инженер	14500	0,3	0,50	1,3	33930,0	1428,6	94	134291,4	0,15	20143,7	154435,1
Итого	–	–	–	–	–	–	–	154952,3	–	23242,9	178195,2

## 2) Материальные затраты

Таблица 8.7 – Затраты на материалы

Материалы	Количество	Цена за единицу, руб	И <sub>м</sub> , руб
Флэш-память	1	700,0	700,0
Упаковка бумаги А4 500 листов	2	175,0	350,0
Канцтовары	–	450,0	450,0
Картридж для принтера	1	2250,0	2250,0
Итого З <sub>мат</sub> , руб	–	–	3750,0

## 3) Амортизация основных фондов

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$I_{ам} = \frac{T_{исп.КТ}}{T_{кал}} \cdot Ц_{КТ} \cdot \frac{1}{T_{сл}} = \frac{47}{365} \cdot 48000,0 \cdot \frac{1}{5} = 1236,2 \text{ руб,}$$

где  $T_{исп.КТ}$  – время использования компьютерной техники на проект;

$T_{кал}$  – годовой действительный фонд рабочего времени используемого оборудования;

$Ц_{КТ}$  – первоначальная стоимость оборудования, руб;

$T_{сл}$  – срок службы компьютерной техники (время окупаемости 5 лет).

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 8.8.

Таблица 8.8 – Амортизация основных фондов

Оборудование	Стоимость, руб	Количество	$T_{э}$ , дней	И <sub>ам</sub> , руб
Компьютер	48000,0	1	47	1236,2
Принтер	4500,0	1	9	22,2
Итого З <sub>ам</sub> , руб	–	–	–	1258,4

4) Отчисления во внебюджетные фонды (соц. страхование, пенсионный фонд, мед. страховка) в размере 30% от ФЗП

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot З_{зп} = 0,3 \cdot 178195,2 = 53458,6 \text{ руб,}$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды.

5) Контрагентные расходы (услуги связи, затраты на ремонт оборудования...) в размере 10% от фонда заработной платы, затрат на материалы, амортизации и отчислений на социальные нужды

$$\begin{aligned} З_{контр} &= k_{контр} \cdot (З_{зп} + З_{м} + З_{ам} + З_{внеб}) = \\ &= 0,1 \cdot (178195,2 + 3750,0 + 1258,4 + 53458,6) = 23666,2 \text{ руб,} \end{aligned}$$

где  $k_{контр}$  – коэффициент отчислений на контрагентные расходы.

б) Накладные расходы (затраты на отопление, свет, обслуживание помещений...)

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (Z_{\text{зп}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{ам}} + Z_{\text{внеб}} + Z_{\text{контр}}) =$$

$$= 0,16 \cdot (178195,2 + 3750,0 + 1258,4 + 53458,6 + 23666,2) = 41652,5 \text{ руб,}$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

7) Затраты на разработку проекта

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{зп}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{ам}} + Z_{\text{внеб}} + Z_{\text{контр}} + Z_{\text{накл}} =$$

$$= 178,20 + 3,75 + 1,26 + 53,46 + 23,67 + 41,65 = 301,98 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет бюджета затрат разработку проекта сведем в таблицу 8.9.

Таблица 8.9 – Бюджет затрат на выполнение проекта

№ статьи	Наименование статей расхода	Сумма, тыс.руб
1	Фонд заработной платы $Z_{\text{зп}}$	178,20
2	Материалы $Z_{\text{мат}}$	3,75
3	Амортизация основных фондов $Z_{\text{ам}}$	1,26
4	Внебюджетные отчисления $Z_{\text{внеб}}$	53,46
5	Контрагентные расходы $Z_{\text{контр}}$	23,67
6	Накладные расходы $Z_{\text{накл}}$	41,65
Цена проекта $Z_{\text{пр}}$		301,98

Из расчетов видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют заработные платы инженера и руководителя. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты и амортизационные отчисления. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

## 8.5 Выводы по разделу

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были решены следующие задачи:

1) Проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности.

Расчет показал, что продукция теплоэнергетического предприятия востребована в различных сегментах рынка. Но такой продукт, как технологический пар востребован только нефтедобывающими компаниями. Остальные виды продукции интересны всем рассмотренным сферам экономики.

2) Проведён анализ конкурентных технических решений.

Анализ конкурентных технических решений в сравнении с аналогичными предприятиями АО «Горсети» и МУП «Теплоэлектроснабжение», показал, что рассматриваемое предприятие конкурентоспособно, по сравнению с предприятиями аналогичного профиля.

Наибольшие преимущества практически по всем пунктам наблюдаются среди технических критериев оценки. Но у предприятия слабый уровень проникновения на рынок, и цена товаров находится на уровне конкурентов, так как регулируется государством.

3) SWOT-анализ.

SWOT-анализ, который показывает слабые и сильные стороны предприятия, а также угрозы и возможности на рынке в целом и по отношению к конкурирующим организациям, в частности.

По результатам анализа можно сделать выводы, что предприятию необходимо проводить анализ деятельности новых игроков на рынке, своевременно оптимизируя процесс производства продукции. Для стабильной работы ограничить поставки зарубежного сырья и в целом делать упор на внутренний рынок. Необходимо расширять ассортимент продукции, предлагать различные услуги (монтаж, наладка, обслуживание...). Уделять время решению проблем с расширением сетей технологических трубопроводов и электросетей, и заниматься повышением профессионализма персонала. При этом явными преимуществами является удобное месторасположение и поддержка государством.

#### 4) Планирование выполнения работ по проекту.

Было произведено распределение обязанностей по выполнению проекта и рассчитано время, необходимое для выполнения работы. Общая продолжительность работ составила 94 дня. При этом инженер принимал участие в работе каждый день, а научный руководитель производил контроль работы и помогал при расчете наиболее ответственных разделов проекта.

#### 5) Формирование бюджета затрат.

Также был сформирован бюджет затрат на разработку проекта, который составил 301,98 тыс.руб.

Расчет показал, что трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки и составляют 178,20 тыс.руб. Минимальные затраты составляют материалы и амортизационные отчисления, в сумме около 5,0 тыс.руб.

Расходы по заработной плате определены по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок и составили: заработная плата руководителя – 23760,11 руб., заработная плата инженера – 154435,07 руб. В основную заработную плату внесена премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 30 % от оклада.

Накладные и контрагентные расходы составили в сумме 65318,74 руб. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

В целом по работе можно сделать вывод, что проектируемое предприятие имеет высокий коммерческий потенциал, оно конкурентноспособно и перспективно, но в современных условиях требует постоянного совершенствования, обновления материальной базы и повышение профессионализма сотрудников.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А5Д1	Алёхин Константин Сергеевич

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Отделение электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Тема ВКР:

Электроснабжение собственных нужд Нижневартовской ГРЭС

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочая зона – цех котельной. Объектом исследования является электротехническое оборудование цеха
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p style="text-align: center;">№426-ФЗ Трудовой кодекс РФ ГОСТ 12.0.003-2015; ГОСТ 12.1.005-88; СанПиН 2.2.4.3359-16; СП 60.13330.2016; ГОСТ 12.1.003-2014; ГОСТ Р 55710-2013; СП.52.13330.2016 ПУЭ; Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н; ПОТЭУ; ГОСТ 12.0.003-2015 ГОСТ 17.0.001-86 ГОСТ 17.2.1.01-86 ГОСТ 17.11.02-86</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>1. - отклонение показателей микроклимата; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - повышенные уровни электромагнитных излучений; - недостаточный уровень освещения; - электробезопасность; - движущиеся машины и механизмы. 2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия – это сохранение здоровья и жизни человека</p>



<b>3. Экологическая безопасность:</b>	При работе цеха происходит загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС на объекте – военные действия, аварии, катастрофы, пожар, стихийные бедствия, инфекция, теракты. Одной из наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией в процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования является возникновение пожара.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	апрель 2020
--	-------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева И.Л.			15.04.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А5Д1	Алёхин Константин Сергеевич		15.04.2020

## **9 Социальная ответственность**

Согласно статье 209 (Основные понятия) Трудового Кодекса РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ "Охрана труда" – система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Охрана труда охватывает практически все отношения между работодателем и работником вплоть до оснащения его рабочего места, продолжительности рабочего дня, перерывов для отдыха, отпусков, обеспечения специальной одеждой и обувью, профилактическим питанием и т.д. и т.п.

В работе рассмотрена работа инженера-электрика по обслуживанию котельного электрооборудования в цехе отопительно-пусковой котельной нижевартовской ГРЭС.

### **9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Правовые основы регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками определены ст. 37 Конституции РФ: каждый имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены. Сферы деятельности и специальности, связанные с вредными условиями труда, указываются в Федеральном законе РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда».

Обеспечение льготами и компенсациями осуществляется согласно Трудовому кодексу РФ, ст. 165 «Случаи предоставления гарантий и компенсаций».

Нормы безопасности при эксплуатации котельных регулируются следующими документами:

- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".
- ГОСТ Р 12.3.047-98 "Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля".
- СП 89.13330.2012 Котельные установки.

- Приказ от 24 марта 2003 г. № 115 "Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок".
- Приказ Ростехнадзора от 15.11.2013 № 542 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»».

Согласно ТК РФ ст. 212 работодатель обязан обеспечить безопасные условия и охрану труда, а оператор газовой котельной имеет право на:

- соответствующее требованиям охраны труда рабочее место;
- получение информации об условиях и охране труда на рабочем месте, о риске повреждения здоровья, предоставляемых гарантиях, полагающихся компенсациях;
- обеспечение, прошедших обязательную сертификацию или декларирование, специальной одеждой, специальной обувью, средствами индивидуальной и коллективной защиты, смывающими и обезвреживающими средствами за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим;
- ознакомление с результатами специальной оценки условий труда;
- прохождение за счет работодателя обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров;
- санитарно-бытовое обслуживание и медицинское обеспечение в соответствии с требованиями охраны труда, а также доставку в медицинскую организацию в случае необходимости оказания ему неотложной медицинской помощи;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Конструкция котельного оборудования должна быть надежной и обеспечивать безопасность при монтаже, ремонте и эксплуатации в течение всего срока службы.

Технологическая схема и компоновка оборудования котельной должны обеспечивать:

- оптимальную механизацию и автоматизацию технологических процессов;

- безопасное и удобное обслуживание оборудования;
- наименьшую протяженность коммуникаций;
- оптимальные условия для механизации ремонтных работ.

В котельных необходимо предусматривать ремонтные участки, помещения для проведения текущего ремонта оборудования.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

## 9.2 Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных производственных факторов.

Основные факторы с местом их возникновения и нормами изложены в ГОСТ 12.0.003-2015 и сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Основные опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88; СанПиН 2.2.4.3359-16; СП 60.13330.2016
2. Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014; СанПиН 2.2.4.3359-16
3. Повышенный уровень вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012 – 2004; СанПиН 2.2.4.3359-16
4. Повышенные уровни электромагнитных излучений		+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16
5. Недостаточный уровень освещения		+	+	ГОСТ Р 55710-2013 СП.52.13330.2016

## Окончание таблицы 9.1

6. Электробезопасность		+	+	ГОСТ 12.1.038 – 82; ПУЭ; Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н; ПОТЭУ
7. Механические травмы		+	+	ГОСТ 12.0.003-2015

### Отклонение показателей микроклимата

Работы ведутся в производственном помещении с выделением тепла. Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплого облучения. Если сочетание этих параметров не является оптимальным для организма человека, может быть нарушено функциональное и тепловое состояние человека, причем это будет сопровождаться напряжением реакции терморегуляции, ухудшением самочувствия.

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» и СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».

Причиной повышенной температуры воздуха, повышенной влажности воздуха в газовой котельной, являются нагретые поверхности котельных агрегатов, трубопроводов пара и горячей воды.

Допустимые величины показателей микроклимата, таблица 9.2, устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины, таблица 9.3.

Таблица 9.2 – Допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, φ %	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

Таблица 9.3 – Оптимальные нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, φ %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	IIa	19,0 – 21,0	18,0 – 22,0	60 – 40	0,2
Теплый	IIa	20,0 – 22,0	19,0 – 23,0	60 – 40	0,2

Параметры микроклимата поддерживаются системой отопления и вентиляцией. Нормы производственной вентиляции установлены согласно СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

Все элементы котлов, трубопроводов, и вспомогательного оборудования с температурой стенки наружной поверхности выше 55°С расположены в местах, доступных для обслуживающего персонала, покрыты тепловой изоляцией, температура которой не превышает 45 °С. Предельно допустимые нормы тепловыделения на рабочем месте составляют 35 Вт/м<sup>2</sup>.

#### **Повышенный уровень шума**

Для теплоэнергетического оборудования характерны механические, аэродинамические и гидродинамические шумы. В газовой котельной шум вызывает аэродинамические причины, к ним относятся: резкие перепады давления в трубопроводе; работа предохранительных клапанов; пробивание прокладок фланцевых соединений; движение газов в трубах с большой скоростью.

Повышенный уровень шума оказывает вредное воздействие на организм человека: снижается острота слуха, зрения, нарушается деятельность сердечно-сосудистой системы. Сильный производственный шум может быть причиной функциональных изменений нервной, кровеносной систем организма.

Общие требования безопасности приведены в ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности». Шум на рабочих местах не должен превышать допустимых уровней, значение которых приведены в СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах», пункт III. Общие требования по шумовой безопасности сведены в таблицу 9.4.

Таблица 9.4 – Общие требования по шумовой безопасности

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места в производственных помещениях	110	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Средствами коллективной защиты от избыточного шума включают устройства: оградительные; звукоизолирующие, звукопоглощающие; глушители шума; устройства автоматического контроля и сигнализации, дистанционного управления. Помимо мер технологического и технического характера применяются средства индивидуальной защиты – наушники, вкладыши, шлемы.

### **Повышенный уровень вибрации**

Вибрацию в цехе ОПК вызывает котельное оборудование, работа генераторной установки, движение газов и воды в трубах с большой скоростью, работа насосных агрегатов.

Длительное воздействие вибрации приводит к различным нарушениям здоровья человека и, в конечном счете, к «вибрационной болезни». Общая вибрация оказывает неблагоприятное воздействие на нервную систему, наступает изменение в сердечно-сосудистой системе, вестибулярном аппарате, нарушается обмен веществ.

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», СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах». Общие требования по вибрационной безопасности для электротехнического персонала сведены в таблицу 9.5.

Таблица 9.5 – Общие требования по вибрационной безопасности

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц			
	2	4	8	50
Технологическая	108	99	93	92

Амплитуда вибрации дымососов и вентиляторов не должна превышать 0,1 мм. При амплитуде равной 0,2 мм производят аварийный останов оборудования. Уменьшение вибрации достигается применением виброизоляции, что значительно снижает передачу вибрации от источника к фундаменту и полу. Виброизоляторы изготовлены из материалов с большим внутренним трением: резины, пробки; применяются также пружинные амортизаторы. В соединениях трубопроводов, воздухопроводов установлены виброизоляторы в виде гибких вставок.

### **Повышенные уровни электромагнитных излучений**

В рассматриваемом цехе присутствует технологическое оборудование способно создавать напряженность электрического поля на рабочих местах выше 5 кВ/м. Это генераторы и сопутствующее оборудование для выработки электрического тока.

Длительное воздействие интенсивных электромагнитных излучений промышленной частоты может вызывать повышенную утомляемость, головные боли, появление сердечных болей, нарушение функций центральной нервной системы

Нормирование ЭМП промышленной частоты осуществляют по СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах», пункт VII. Предельно-допустимые уровни магнитного поля частотой 50 Гц приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – ПДУ синусоидального магнитного поля частотой 50 Гц

Время пребывания, ч	Допустимые уровни МП, Н [А/м] / В [мкТл] при воздействии	
	общем	локальном
≤ 1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000



Постоянное нахождение персонала вблизи этого оборудования не требуется. Приборы наблюдения за состоянием оборудования вынесены на безопасное расстояние. В случае необходимого проведения ремонтных работ, для уменьшения влияния электромагнитных излучений ограничивается время нахождения персонала вблизи рассматриваемого оборудования.

### **Недостаточный уровень освещения**

Недостаточное освещение в помещении котельной может привести к повышению травматизма ремонтного и эксплуатационного персонала, а в помещении щитовой – к ухудшению остроты зрения, нервному напряжению.

Искусственное освещение в производственных помещениях должно удовлетворять нормам, предусмотренным СП.52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение», ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений». Требования к освещению для рабочих мест указаны в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Нормы освещённости помещений цеха

Наименование помещения	$E_{\text{экс}}$ , лк	$U_0$ , не менее	UGR, не более	$R_a$ , не менее	$K_p$ , %, не более
Котельные	100	0,40	28	40	–

где  $E_{\text{экс}}$  – эксплуатационная освещенность;

$U_0$  – равномерность освещенности;

UGR – объединенный показатель дискомфорта;

$R_a$  – общий индекс цветопередачи;

$K_p$  – коэффициент пульсации освещенности.

Места, которые по технологическим причинам не обеспечиваются дневным светом, предусмотрено обеспечивать электрическим светом. В производственных помещениях газовой котельной в дневное время применяется естественное освещение, а в вечернее и ночное время – искусственное. Естественное освещение котельной осуществляется через боковые окна. Искусственное освещение осуществляется комбинацией общего освещения помещения с местным освещением рабочих мест.

В качестве источников света применяются энергосберегающие люминесцентные лампы, обеспечивающие освещенность не менее 300 лк. Для обеспечения требуемого направления светового потока электрические лампы заключают в специальную арматуру, которая обеспечивает защиту глаз от слепящего действия и предохраняет лампы от загрязнения, механических повреждений и неблагоприятного воздействия внешней среды.

Помимо рабочего освещения в газовой котельной предусматривается аварийное освещение от источников питания, независимых от общей осветительной системы.

### **Электробезопасность**

Опасное и вредное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде: термического действия, вплоть до обугливания; электролитическое – разложение крови в организме человека; биологическое воздействие – судорожное сокращение мышц при прохождении тока через жизненно-важные органы, нервные части.

Основными документами, регламентирующим воздействие электрического тока в производственных условиях, является ГОСТ 12.1.038- 82 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов», Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.

Для предотвращения поражения током на все электросиловое оборудование в котельной предусмотрено заземление». Защитному заземлению подлежат металлические токоведущие части электрооборудования.

Защитное зануление предусмотрено на нулевом проводе питающей сети электрооборудования и других металлических конструктивных частей корпусов, которые нормально не находятся под напряжением, но вследствие повреждения изоляции могут оказаться под напряжением. В качестве защиты при занулении используются плавкие предохранители.

Средства коллективной защиты включают оградительные, автоматического контроля и сигнализации; изолирующие устройства и покрытия; устройства защитного заземления и зануления; устройства автоматического отключения. Средства индивидуальной защиты: специальная одежда и обувь, диэлектрические коврики.

### **Движущиеся машины и механизмы**

В цехе котельной вероятность получить механическую травму небольшая, так как применяется небольшое количество движущихся элементов оборудования.

Классификация опасных и вредных производственных факторов, обладающих свойствами физического воздействия на организм человека представлена в ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Правильная организация работ, постоянный надзор за работающими со стороны производителя работ и соблюдение рабочими техники безопасности значительно снижает получение травм. При необходимости принимаются меры для уменьшения вероятности травмирования персонала – предупредительные плакаты, ограждения, сигнализация.

### **9.3 Экологическая безопасность**

Газовая котельная по признаку использования, хранения горючих веществ является опасным производственным объектом. Основными загрязняющими веществами являются метан и одорант, имеющий резкий запах. При сжигании природного газа в атмосферу будут выделяться продукты сгорания газа – окись углерода, диоксид и оксид азота и бензапирен. Дымовые трубы котельной являются основными, постоянно действующими источниками загрязнения.

Чтобы максимально снизить уровень загрязнений, выбрасываемых в окружающую среду, предприятие проводит меры по охране окружающей природной среды.

К основным целям разработки мероприятий по обращению с отходами относятся: проведение оценки воздействия отходов, образующихся на объекте, определение перечня мероприятий по снижению их негативного влияния на окружающую среду и соблюдение требований природоохранного и санитарного законодательства в области обращения с опасными отходами.

Отходами котельной являются шлам котельной и отходы водоподготовки: сульфуголь и солевые стоки. На предприятии предусмотрена отдельная самотечная система канализации, которая отводит сточные воды от котельной в резервуар-накопитель. Сбор сточных вод от котельной предусматривает в резервуар-накопитель для последующего вывоза в места утилизации.

Передача отходов на переработку сторонним организациям осуществляется по мере формирования транспортной партии.

#### **9.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

К чрезвычайным ситуациям относятся военные действия, аварии, катастрофы, пожары, стихийные бедствия, инфекция, теракты.

В связи с тем, что технологический процесс производства тепловой энергии пожароопасен и взрывоопасен, то наиболее вероятным является возникновения аварийных чрезвычайных ситуаций техногенного характера, которые могут привести не только к разрушению котельной, но и к жертвам среди персонала.

На основе анализа причин возникновения и факторов, определяющих исходы аварий, учитывая особенности применяемых технологических процессов работы оборудования в котельной, можно выделить следующие характерные аварийные ситуации и отказы:

- разгерметизация газопровода и взрыв газа;
- прекращение подачи газа в котельную;
- прекращение подачи электроэнергии;
- прекращение подачи воды в котельную;
- пожар в котельной;
- разгерметизация паропровода.

Так как технологический процесс связан со сжиганием топлива, то наиболее вероятный сценарий аварийной ситуации – это пожар. Источниками пожара могут быть: утечка и скопление газа в котельной, неисправности электрооборудования, осветительных приборов, выход из строя приборов автоматики.

Для борьбы с пожаром котельная оборудована противопожарным инвентарем по существующим нормам противопожарной охраны.

В состав этого инвентаря входят: пенные химические огнетушители, порошковые огнетушители, гидранты, ящики с песком, лопаты, ведра.

Весь инвентарь расположен в доступном месте на входе в котельную.

Пожарная безопасность обеспечивается также средствами оповещения. К средствам оповещения относятся противопожарная сигнализация, базирующая обычно на системе датчиков, размещаемых в защищаемых помещениях, с выводом сигнала на пульт.

Периодически проводятся противопожарный инструктаж и обучение работников, а также учебные эвакуации.

## **9.5 Выводы по разделу**

В ходе работы были рассмотрены способы обеспечения комфортного и безопасного пребывания персонала на рабочих местах в цехе котельной. Были выявлены опасные и вредные факторы и методы борьбы с ним или методы их минимизации.

Цех котельной потенциально опасное помещение. Жесткое соблюдение всех норм и правил способно максимально обезопасить сотрудников предприятия. Поэтому необходимо строго контролировать их соблюдение на производстве.

## Заключение

Целью работы было осуществление электроснабжения электроприёмников отопительно-пусковой котельной Нижневартовской ГРЭС и всего предприятия в целом.

Одной из задач было проведение инженерных изысканий, связанных с изучением климата, географических и геологических условий местности. С учетом изученных условий производилось дальнейшее проектирование объекта электроснабжения, выбор оборудования, соответствующего климатическим условиям, и канализация электрической энергии.

Первым этапом для достижения цели было предварительное определение расчетной электрической нагрузки цеха методом упорядоченных диаграмм.

Расчетная электрическая нагрузка собственных нужд электростанции была определена методом коэффициента спроса. При расчете были учтены потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций и потери в высоковольтных линиях.

По расчетным нагрузкам цехов была построена картограмма нагрузок и определен центр электрических нагрузок предприятия. Максимально близко к центру электрических нагрузок, с учетом расположения объектов и подъездных путей, было установлено генераторное распределительное устройство.

Далее было определено число и мощность цеховых трансформаторов. С учетом выбранного числа трансформаторов был произведен расчет и выбор компенсирующих устройств. Компенсация реактивной мощности позволила уменьшить загрузку трансформаторов цеховых подстанций, а также привести коэффициент мощности цехов к требуемому значению.

Распределительная сеть 6 кВ по территории предприятия выполнена кабельными линиями с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвВнг, проложенными в коробах. Питание осуществлено по радиальным линиям.

По результатам расчета короткого замыкания проводники 6 кВ были проверены на термическую стойкость, а медный экран кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена по допустимому току короткого замыкания.

Было выбрано высоковольтное оборудование, проведены проверки по номинальным параметрам, а также на стойкость токам короткого замыкания.

В качестве закрытого распределительного устройства были приняты ячейки КРУ. Такое РУ позволяет безопасно производить обслуживание, осуществлять ремонт и замену элементов высоковольтного оборудования.

Следующим этапом было осуществлено электроснабжение промышленных потребителей в здании цеха. На данном этапе электроприемники были распределены по пунктам питания, были рассчитаны номинальные параметры приемников, а также была определена расчетная нагрузка цеха с учетом распределения электроприемников.

Приёмники цеха запитываются от распределительных пунктов четырехжильными кабелями с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией марки АВВГнг-LS, с прокладкой по лоткам и в коробах. Защита электроприемников и кабельных линий осуществляется автоматическими выключателями марки ВА.

Карта селективности, построенная по результатам выбора аппаратов защиты, показала, что селективность обеспечивается. А эпюра отклонения напряжения, построенная для максимального, минимального и послеаварийного режимов, показала, что во всех режимах работы у электроприёмников поддерживается напряжение в допустимых пределах и выбранные сечения пригодны для эксплуатации.

По проводимым в процессе расчётов проверкам, по карте селективности и по эпюрам отклонения напряжения можно сделать вывод, что данная модель электроснабжения цеха и всей электростанции в целом надёжна и пригодна к эксплуатации.

## Список использованных источников

1. Сумарокова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий: учеб. пособие / Л.П. Сумарокова; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ) – Томск: Изд-во ТПУ, 2012.
2. Нижневартовск [Электронный ресурс]. – <https://ru.wikipedia.org/wiki/Нижневартовск>
3. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства.
4. Почвы: характеристики и карты [Электронный ресурс]. – <https://ezrf.ru/poleznye-stati/pochvy-harakteristiki-i-karty>
5. СНиП 23-01-99 Строительная климатология
6. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. Сибирское университетское издательство, 2011 г.
7. ХМАО [Электронный ресурс]. – [https://ru.wikipedia.org/wiki/Ханты-Мансийский\\_автономный\\_округ\\_—\\_Югра](https://ru.wikipedia.org/wiki/Ханты-Мансийский_автономный_округ_—_Югра)
8. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
9. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: Учеб. пособие – Томск: Изд-во ТПУ 2006.
10. Электроснабжение промышленных предприятий: методические указания/ А.И. Гаврилин, С.Г. Обухов, А.И. Озга – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013.
11. Климова Г.Н. Специальные вопросы электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие/ Г.Н. Климова, А.В. Кабышев – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009.
12. Конденсаторные установки УKM 58 [Электронный ресурс]. – <http://khomovelectro.ru/catalog/kondesatornye-ustanovki/kondensatornye-ustanovki-ukm-58.html>
13. Провода самонесущие изолированные СИП-1, СИП-2, СИП-3, СИП-4 [Электронный ресурс]. – <https://all-energo.ru/store/kpp/provod/sip>



14. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1984.
15. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005.
16. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. Сибирское университетское издательство, 2011 г.
17. Логинова С.Е., Логинов А.В., Ударов В.М., Шийко А.П. Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38–20 кВ с самонесущими изолированными и защищёнными проводами. Книга 4. Система защищенных проводов напряжением 6-20 кВ. Том 2. Редакция 2. С-Пб: ENSTO – «РОСЭП», 2013 г.
18. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – 3-е изд., М.: Энергоатомиздат, 1987.
19. Выбор сечений изолированных проводов СИП [Электронный ресурс]. – <https://docplayer.ru/60629224-Vybor-secheniy-izolirovannyh-provodov-sip.html>
20. АПВВнг [Электронный ресурс]. – [https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvvng-ls\\_kamkabel/](https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvvng-ls_kamkabel/)
21. Выбор экрана кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена на термическую устойчивость [Электронный ресурс]. – <https://raschet.info/vybor-jekrana-kabelja-s-izoljaciej-iz-sshitogo-polijetilena-na-termicheskuju-ustojchivost/>
22. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС».
23. Вакуумные выключатели серии ВВУ-35. [Электронный ресурс]. – <http://www.etk-oniks.ru/Vyklyuchateli-vysokovoltnye/VVU-35.html>
24. Выключатель элегазовый ВГТ-110. [Электронный ресурс]. – <http://www.energospes.ru/catalog/product/497>

25. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. и др. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
26. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение: Учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002.
27. Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Ч. 2 Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000 В: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009.
28. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда».
29. Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. №197-ФЗ// принят ГД ФС РФ 21.12.2001
30. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»
31. СП.52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».
32. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.
33. ГОСТ 12.1.038- 82 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».
34. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
35. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
36. ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений».