

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Электроснабжение нефтегазопромыслового района №8 ПАО «Сургутнефтегаз»

УДК 658.26

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А5Д1	Денисенко Константин Витальевич		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
Общие по направлению подготовки (специальности)		
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>
По профилям подготовки		
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 электроэнергетической 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
3-5А5Д1	Денисенко Константин Витальевич

Тема работы:

Электроснабжение нефтегазопромыслового района №8	
ПАО «Сургутнефтегаз»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 27.02.2020г. №58-25/с

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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"> 1. Генплан предприятия 2. План цеха 3. Электрические нагрузки завода 4. Типы и мощности электроприемников в цехе
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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"> 1. Общие сведения о предприятии 2. Определение расчетной нагрузки цеха 3. Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники 4. Построение эпюры отклонения напряжения 5. Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В 6. Построение карты селективности действия аппаратов защиты 7. Определение расчетной нагрузки предприятия

	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
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Схема силовой сети цеха 2. Принципиальная схема КТП 3. Однолинейная схема РП 4. Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности 5. Картограмма нагрузок 6. Схема электрическая принципиальная 7. Распределительная сеть

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.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	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	Денисенко Константин Витальевич		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 эюр 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 136 с., 19 рис., 44 табл., 42 источника, 7 прил.

Ключевые слова: электрооборудование, схема электроснабжения, линия, сеть, электроприемник, нагрузка, оборудование, защита, ток, напряжение, электроэнергия, снабжение, нефть, газ, промысел, добыча, станок.

Объектом исследования является электрическая часть нефтегазопромыслового района №8 «Сургутнефтегаз».

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;




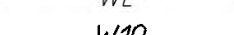
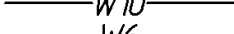
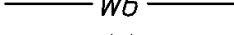
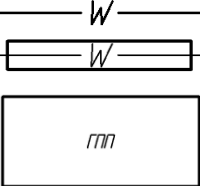
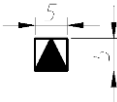






РУнн – распределительное устройство низкого напряжения, ниже 1000 В;

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	13
1 Общие сведения об объекте электроснабжения	14
1.1 Роль предприятия в хозяйственной деятельности	14
1.2 Технологический процесс	15
1.3 Инженерные изыскания	17
1.3.1 Инженерные изыскания по географическим и геологическим условиям местности	17
1.3.2 Инженерные изыскания по климатическим условиям местности	18
1.3.3 Инженерные изыскания по гидрологическим условиям местности	18
1.4 Особенности электроснабжения предприятия	19
1.5 Исходные данные	19
2 Электроснабжение ремонтного цеха	24
2.1 Распределение приёмников по пунктам питания и определения расчётной электрической нагрузки цеха	24
2.2 Расчет питающей и распределительной сети. Выбор защитных аппаратов	35
2.3 Проверка сети по условию допустимой потери напряжения	44
2.4 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В	49
2.5 Построение карты селективности действия аппаратов защиты	52
2.6 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ	54
3 Определение расчетной нагрузки предприятия	57
4 Картограмма электрических нагрузок	60
5 Схема внутризаводского электроснабжения	64
5.1 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций	64
5.2 Компенсация реактивной мощности	69
5.3 Схема внутризаводской распределительной сети выше 1000 В	71
6 Схема внешнего электроснабжения	77
6.1 Выбор трансформаторов ГПП	77
6.2 Выбор схемы внешнего электроснабжения	79
7 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	82

8 Выбор силового оборудования	87
8.1 Выбор выключателей и разъединителей	87
8.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	89
8.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	92
8.4 Выбор ограничителя перенапряжения	93
8.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	94
9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	95
9.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта	96
9.2 Анализ конкурентных технических решений	97
9.3 SWOT-анализ	98
9.4 Планирование выполнения работ по проекту и формирование бюджета проектной работы	101
9.5 Выводы по разделу	107
10 Социальная ответственность	109
10.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	111
10.2 Производственная безопасность	113
10.3 Экологическая безопасность	119
10.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	120
10.5 Выводы по разделу	122
Заключение	124
Список использованных источников	126
Приложение А ДП-ФЮРА.3710000.072.Э4 Схема силовой сети ремонтного цеха	130
Приложение Б ДП-ФЮРА.3710000.073.Э4 Принципиальная схема комплектной трансформаторной подстанции	131
Приложение В. ДП-ФЮРА.3710000.074.Э4 Однолинейная схема распределительного пункта ПР1	132
Приложение Г. ДП-ФЮРА.3710000.075.Э4 Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности	133

Приложение Д. ДП-ФЮРА.3710000.076.Э4 Картограмма электрических нагрузок	134
Приложение Е. ДП-ФЮРА.3710000.077.Э4 Схема электрическая принципиальная	135
Приложение Ж. ДП-ФЮРА.3710000.078.Э4 Распределительная сеть	136

Введение

Научно-технический процесс диктует необходимость совершенствования промышленной энергетики: создание экономичных, надежных систем электроснабжения промышленных предприятий, систем освещения, автоматизированных систем управления технологическими процессами, внедрение микропроцессорной техники, элегазового оборудования, новейших преобразовательных устройств.

Важнейшей экономической задачей является надежное и экономическое обеспечение промышленного предприятия электроэнергией надлежащего качества в соответствии с графиком ее потребления.

Системой электроснабжения называется совокупность электротехнических установок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

Современные системы электроснабжения промышленных предприятий должны удовлетворять определенным требованиям:

- экономичность;
- надежность;
- безопасность;
- удобство эксплуатации;
- гибкость при дальнейшем развитии без существенного переустройства существующей схемы;
- максимальное приближение источников высокого напряжения к центрам электрических нагрузок потребителей;
- минимизация потерь электроэнергии...

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения нефтегазопромыслового района №8 ПАО «Сургутнефтегаз», используя при проектировании данные предприятия (генплан, план цеха, сведения об электрических нагрузках), детально проработать систему электроснабжения приемников в здании ремонтного цеха, сделать выводы.

1 Общие сведения об объекте электроснабжения

1.1 Роль предприятия в хозяйственной деятельности

Публичное акционерное общество “Сургутнефтегаз” – одна из крупнейших российских нефтяных компаний. Сфера деятельности компании охватывает разведку, обустройство и разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений, добычу и реализацию нефти и газа, производство и сбыт нефтепродуктов и продуктов нефтехимии.

Территория по среднему течению реки Оби, в районе города Сургута, в середине шестидесятых годов стала одним из первых районов добычи нефти и газа в Западной Сибири.

“Сургутнефтегаз” добывает более 10 миллиардов кубометров газа в год, что составляет около трети газа, производимого российскими нефтяными компаниями. Причем, компания не просто добывает газ в качестве сырья, но и подготавливает его до товарной продукции, соответствующей требованиям государственных стандартов. Уровень использования попутного нефтяного газа – самый высокий в отрасли, и этот показатель год от года растет за счет введения новых мощностей по утилизации газа.

Сбытовой сектор “Сургутнефтегаза” располагает более чем 300 авто- и газозаправочными станциями, 32 нефтебазами и 24 нефтескладами. Автозаправочные станции расположены на крупных международных трассах, оснащены многопродуктовыми топливораздаточными колонками и международными стандартами сервиса.

Благодаря новейшим, в том числе уникальным собственным технологиям, компания имеет возможность постоянно повышать эффективность эксплуатации действующих месторождений, а также вводить в эксплуатацию недоступные при обычных технологиях запасы углеводородов.

Для обеспечения устойчивого развития и безопасности окружающей среды “Сургутнефтегаз” делает ставку на внедрение природо- и ресурсосберегающих малоотходных технологий, позволяющих осуществлять процессы добычи, переработки нефти и сбыта нефтепродуктов по международным стандартам экологической безопасности.

1.2 Технологический процесс

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция представляет собой смесь нефти с пластовой водой, твердых частиц горных пород, твердых частиц цемента (механические примеси) и газа. Пластовая вода – это сильно минерализованная среда с содержанием солей до 300 г\м. Содержание пластовой воды в нефти достигает 80 %. Твердые частицы, поступающие с потоком нефти из скважин, вызывают износ трубопроводов и оборудования. Попутный (нефтяной) газ используется как сырье и топливо, часть отводится как сырье в отоплении местных жилых комплексов.

Технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный нефтепровод подвергать специальной подготовке с целью ее обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц.

На нефтяном промысле используют централизованную схему сбора и подготовки нефти.

Сбор продукции производят от группы скважин на автоматизированные замерные установки (АГЗУ). От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ производят учет точного количества поступающей от каждой скважины нефти, а так же проходит первичную сепарацию, для частичного отделения пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей с направлением нефтяного газа по газопроводу на ГПЗ (газоперерабатывающий завод). Частично обезвоженная и частично дегазированная нефть поступает по сборному коллектору на центральный пункт сбора (ЦПС). На ЦПС сосредоточены установки по подготовке нефти и воды, на которых осуществляется комплекс технологических операций. Комплект этого оборудования называется УПН (установка по подготовке нефти). Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть после завершения окончательного контроля поступает в резервуары товарной нефти и затем на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

УПН представляет собой завод по первичной подготовке нефти. В сырую нефть, поступающую по линии, подается дезмульгатор, после чего насосом она направляется в теплообменник, в котором нагревается до 50-60°C горячей стабильной нефтью, поступающей по линии после стабилизационной колонны.

Подогретая нефть в отстойнике первой ступени обезвоживания частично отделяется от воды и проходит через смеситель, где смешивается с пресной водой, поступающей по линии, для отмывания солей и направляется в отстойник второй ступени и затем по линии в электродегазатор. Отделенная вода отводится по линиям. При необходимости улучшения степени применяют несколько смесителей, отстойников и электродегидраторов, включенных последовательно.

Обессоленная нефть насосом направляется в аппаратную часть стабилизационной колонны через теплообменник. Нагрев нефти в теплообменнике до 150-160°C осуществляется за счет тепла стабильной нефти, поступающей непосредственно снизу стабилизационной колонны. В стабилизационной колонне происходит отделение легких фракций нефти, которые конденсируются и передаются на ГПЗ. В нижней (отпарной) и верхней частях стабилизационной колонны установлены тарелочные устройства, которые способствуют более плотному отделению легких фракций. Внизу отпарной части стабилизационной колонны поддерживается более высокая температура до 240°C, чем температура нефти поступающей вверх аппаратной части. Температура поддерживается циркуляцией стабильной нефти из нижней части стабилизационной колонны через печь. Циркуляция стабильной нефти осуществляется насосом по линии. В печи может также подогреться часть нестабильной нефти, которая затем подается вверх отпарной колонны по линии.

В результате нагрева из нефти интенсивно испаряются легкие фракции, которые поступают в верхнюю часть стабилизационной колонны, где на тарелках происходит более четкое разделение на легкие и тяжелые углеводороды. Пары легких углеводородов и газ по линии УП из стабилизационной колонны поступают в конденсатор-холодильник, где они охлаждаются до 30°C, основная их часть конденсируется и накапливается в емкости орошения.

Газ и несконденсированные пары направляются по линии УЦ 1 на горелки печи. Конденсат насосом перекачивается в емкости хранения, а часть по линии направляется вверх стабилизационной колонны на орошение. Часто для перемешивания нефти от АГЗУ до ЦПС применяют ДНС (дожимная насосная станция), так как пластового давления оказывается недостаточно. На ЦПС расположены также установки по подготовке воды (УПВ), на которой вода, отделенная на УПН от нефти, подвергается очистке от частиц механической примеси (окислов железа и т. д.) и направляется в систему поддержания пластового давления (ППД). В системе ППД подготовленная вода с помощью блочных кустовых насосных станций (БКНС) под большим давлением (до 20-25 мПа) через систему трубопроводов-водопроводов подается к нагнетательным (инжекторным) скважинам и затем в продуктивные пласты.

1.3 Инженерные изыскания

1.3.1 Инженерные изыскания по географическим и геологическим условиям местности

Сургут находится на территории Западно-Сибирской равнины, в центральной её части – тайге, среднесибирской низменности, на среднем течении и правом берегу р. Обь. Географические координаты объекта 61°15'00" с.ш. 73°26'00" в.д. [2].

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

Тип местности: рельеф города представлен сочетанием равнин, предгорий и гор. Выделяются возвышенные равнины, низменные, а также низины. Высота над уровнем Балтийского моря: 40 метров [2].

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

На территории Сургута 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

По климатическим условиям район приравнен к Крайнему Северу. Климат континентальный. Зима холодная, продолжительная – со второй половины октября до середины апреля. Лето умеренно-тёплое [2].

Годовое количество осадков – 580 мм [2].

Температура воздуха наиболее холодных суток $-48\text{ }^{\circ}\text{C}$. Абсолютная минимальная температура воздуха $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$. Абсолютная максимальная температура воздуха $+34\text{ }^{\circ}\text{C}$. Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца $+21,7\text{ }^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура $-3,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ [5].

Суммарная солнечная радиация (прямая и рассеянная) на горизонтальную поверхность при безоблачном небе: $47-877\text{ МДж/м}^2$. Суммарная солнечная радиация (прямая и рассеянная) на вертикальную поверхность при безоблачном небе: $65-649\text{ МДж/м}^2$ [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 одной из действующих подстанций либо напрямую от электростанции, в зависимости от установленной мощности предприятия и напряжения питающих линий, значение которых будет определено дальнейшими расчетами.

В соответствии с категорией объекта, питание будет осуществляться по двухцепной линии электропередачи. 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 Куст №1	II	0,38	пожароопасная	1150
2 Куст №2	II	0,38	пожароопасная	1790
3 Куст №3	II	0,38	пожароопасная	2920
4 Куст №4	II	0,38	пожароопасная	1050
5 Куст №5	II	0,38	пожароопасная	4450
6 Куст №6	II	0,38	пожароопасная	1190
7 Куст №7	II	0,38	пожароопасная	1160
8 Куст №8	II	0,38	пожароопасная	1070
9 Куст №9	II	0,38	пожароопасная	4750
10 Куст №10	II	0,38	пожароопасная	1210
11 Куст развечочный №1	II	0,38	нормальная	350
12 Куст развечочный №2	II	0,38	нормальная	75
13 Куст развечочный №3	II	0,38	нормальная	550
14 Куст развечочный №4	II	0,38	нормальная	210
15 Ремонтный цех	II	0,38	нормальная	–
Источник питания L = 20,7 км	–	–	–	–

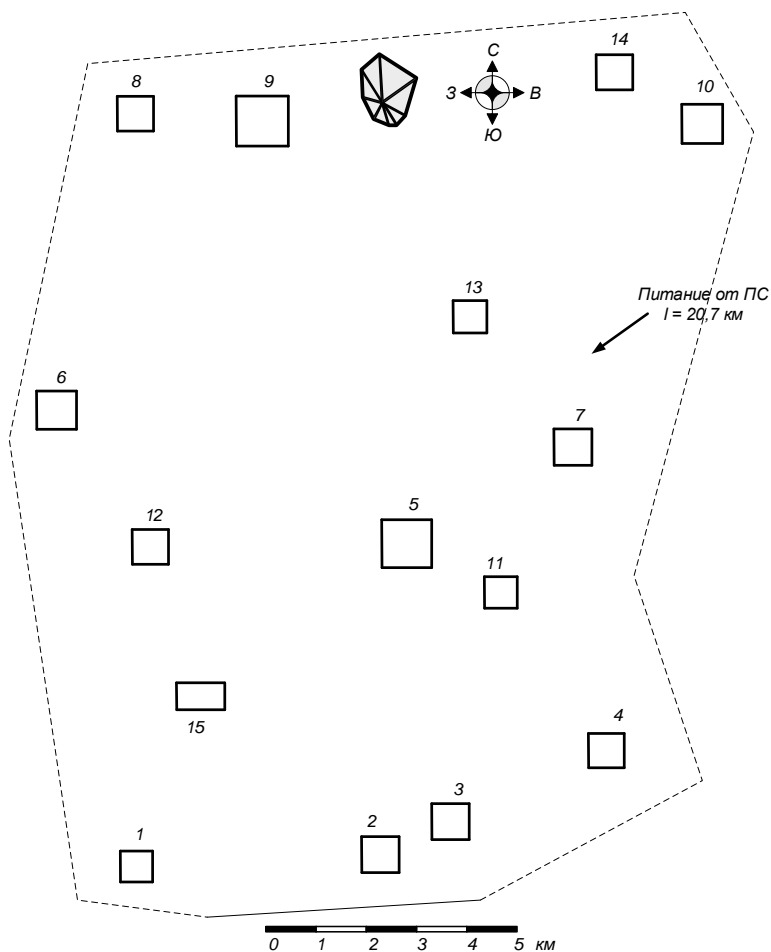


Рисунок 1.1 – Генплан предприятия

Таблица 1.2 – Сведения об электрических нагрузках ремонтного цеха

Наименование	$P_{\text{ном}},$ кВт	$k_{\text{исп}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$
1	2	3	4	5
1 Вентилятор приточный	40	0,70	0,85	0,62
2 Вентилятор вытяжной	24	0,70	0,85	0,62
3 Вентилятор вытяжной	24	0,70	0,85	0,62
4 Хлорный турбокомпрессор	50	0,65	0,80	0,75
5 Хлорный турбокомпрессор	50	0,65	0,80	0,75
6 Хлорный турбокомпрессор	50	0,65	0,80	0,75
7 Хлорный турбокомпрессор	50	0,65	0,80	0,75
8 Кран-балка ПВ = 40%	42	0,10	0,50	1,73
9 Насос	24	0,70	0,80	0,75
10 Насос	24	0,70	0,80	0,75
11 Насос	24	0,70	0,80	0,75
12 Насос	24	0,70	0,80	0,75
13 Насос щелоков	71,5	0,70	0,80	0,75
14 Насос щелоков	71,5	0,70	0,80	0,75
15 Насос щелоков	71,5	0,70	0,80	0,75
16 Насос щелоков	71,5	0,70	0,80	0,75
17 Насос щелоков	71,5	0,70	0,80	0,75
18 Насос щелоков	71,5	0,70	0,80	0,75
19 Вентилятор вытяжной	24	0,70	0,85	0,62
20 Вентилятор вытяжной	24	0,70	0,85	0,62
21 Вентилятор приточный	40	0,70	0,85	0,62
22 Вентилятор приточный	40	0,70	0,85	0,62
23 Водородный компрессор	45	0,65	0,80	0,75
24 Водородный компрессор	45	0,65	0,80	0,75
25 Водородный компрессор	45	0,65	0,80	0,75
26 Вентилятор приточный	40	0,70	0,85	0,62
27 Вентилятор вытяжной	24	0,70	0,85	0,62
28 Насос кислоты	22,1	0,70	0,80	0,75
29 Насос кислоты	22,1	0,70	0,80	0,75
30 Насос башни	24	0,70	0,80	0,75
31 Насос башни	24	0,70	0,80	0,75
32 Насос башни	24	0,70	0,80	0,75
33 Насос башни	24	0,70	0,80	0,75
34 Токарный станок	14	0,12	0,50	1,73
35 Токарный станок	14	0,12	0,50	1,73
36 Токарный станок	14	0,12	0,50	1,73
37 Сверлильный станок	9	0,12	0,50	1,73
38 Токарный станок	14	0,12	0,50	1,73

окончание таблиц 1.2

1	2	3	4	5
39 Токарный станок	14	0,12	0,50	1,73
40 Токарный станок	14	0,12	0,50	1,73
41 Сварочный трансформатор ПВ = 40%	24	0,20	0,40	2,29
42 Сварочный трансформатор ПВ = 40%	24	0,20	0,40	2,29
43 Сварочный трансформатор ПВ = 40%	24	0,20	0,40	2,29
44 Кран-балка ПВ = 40%	42	0,10	0,50	1,73
45 Вентилятор приточный	40	0,70	0,85	0,62
46 Вентилятор приточный	40	0,70	0,85	0,62
47 Насос	28,2	0,70	0,80	0,75
48 Насос	28,2	0,70	0,80	0,75
49 Насос	28,2	0,70	0,80	0,75
50 Насос	13	0,70	0,80	0,75
51 Насос	13	0,70	0,80	0,75
52 Насос	13	0,70	0,80	0,75
53 Насос	13	0,70	0,80	0,75
54 Насос	19,5	0,70	0,80	0,75
55 Ролл	120	0,40	0,85	0,62
56 Насос мойки ванн	28,6	0,70	0,80	0,75
57 Электрическая печь	45	0,80	0,95	0,33
58 Сварочный преобразователь ПВ = 40%	24	0,20	0,40	2,29
59 Сварочный преобразователь ПВ = 40%	24	0,20	0,40	2,29
60 Сварочный преобразователь ПВ = 40%	24	0,20	0,40	2,29
61 Кран-балка ПВ = 40%	42	0,10	0,50	1,73
62 Насос щелоков	50	0,70	0,80	0,75
63 Насос щелоков	50	0,70	0,80	0,75
64 Насос щелоков	50	0,70	0,80	0,75
65 Насос щелоков	50	0,70	0,80	0,75

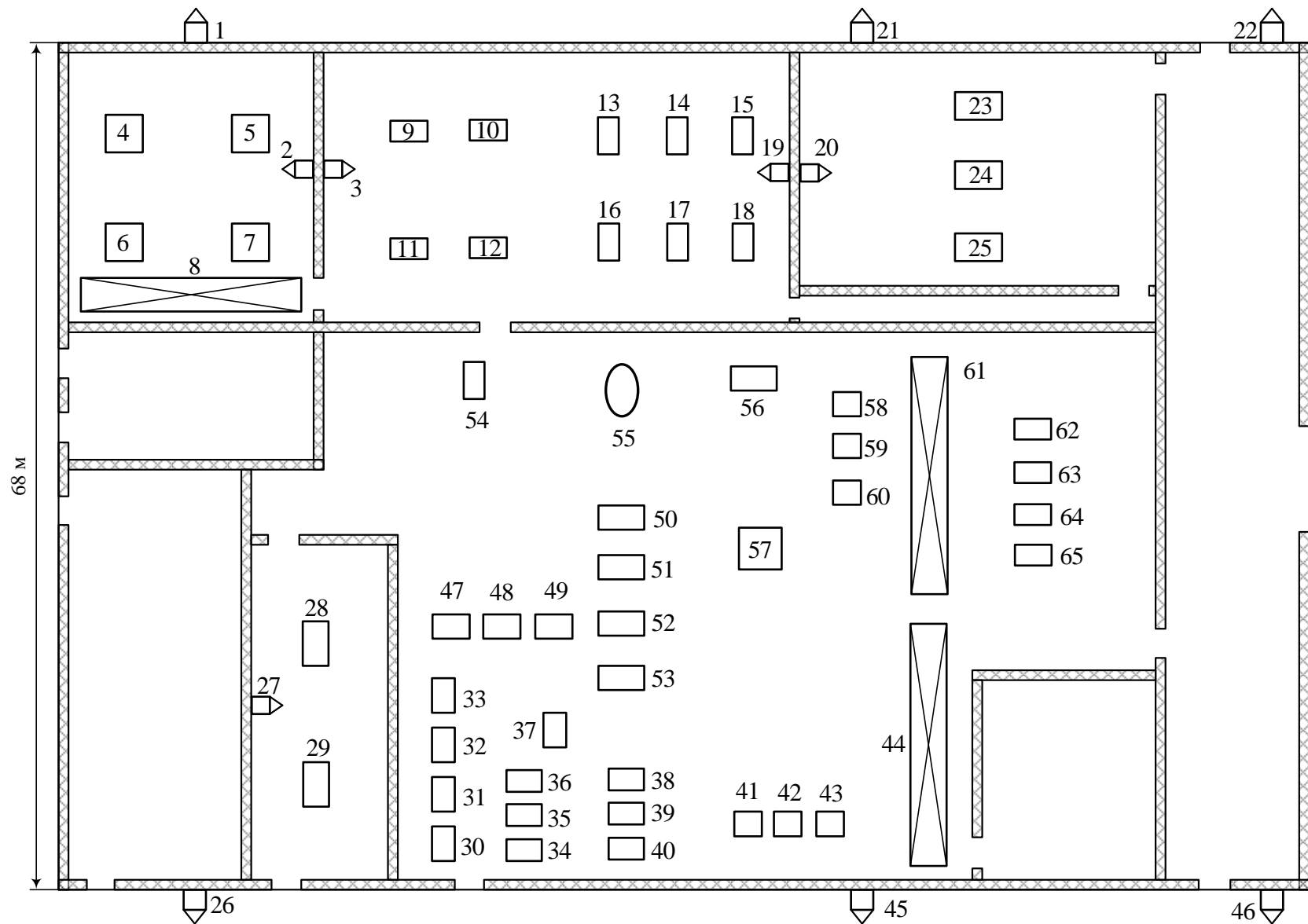


Рисунок 1.2 – План ремонтного цеха

2 Электроснабжение ремонтного цеха

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

Кран-балка ПВ = 40%

$$P_{\text{НОМ}} = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 42,0 \cdot \sqrt{0,40} = 26,6 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{пасп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{42,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,50 \cdot 0,89} = 143,4 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.ПВ}} = I_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 143,4 \cdot \sqrt{0,40} = 90,7 \text{ А},$$

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 5 \cdot 143,4 = 717,0 \text{ А},$$

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;

η – КПД электроприёмника;

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

Сварочный трансформатор ПВ = 40%

$$P_{\text{НОМ}} = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 24,0 \cdot \sqrt{0,40} = 15,2 \text{ кВт},$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{пасп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi} = \frac{24,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,40} = 91,2 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.ПВ}} = I_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 91,2 \cdot \sqrt{0,40} = 57,7 \text{ А},$$

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 91,2 = 273,5 \text{ А}.$$

Электрическая печь

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi} = \frac{45,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,95} = 72,0 \text{ А}.$$

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	$P_{уст},$ кВт	$k_{исп}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	η	$K_{пуск}$	$I_{ном},$ А	$I_{пуск},$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПР1 ПР11-7123									
Вентилятор приточный	1	40,0	0,70	0,85	0,62	0,89	7	80,3	562,3
Вентилятор вытяжной	2	24,0	0,70	0,85	0,62	0,89	7	48,2	337,4
Хлорный турбокомпрессор	4	50,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	106,7	533,5
Кран-балка ПВ = 40%	1	42,0	0,10	0,50	1,73	0,89	5	143,4	717,0
ПР2 ПР11-7123									
Насос	4	24,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	51,2	256,1
Насос щелоков	6	71,5	0,70	0,80	0,75	0,89	5	152,6	762,9
ПР3 ПР11-7123									
Вентилятор вытяжной	2	24,0	0,70	0,85	0,62	0,89	7	48,2	337,4
Вентилятор приточный	2	40,0	0,70	0,85	0,62	0,89	7	80,3	562,3
Водородный компрессор	3	45,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	96,0	480,1
ПР4 ПР11-7123									
Вентилятор приточный	1	40,0	0,70	0,85	0,62	0,89	7	80,3	562,3
Вентилятор вытяжной	1	24,0	0,70	0,85	0,62	0,89	7	48,2	337,4
Насос кислоты	2	22,1	0,70	0,80	0,75	0,89	5	47,2	235,8
Насос башни	4	24,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	51,2	256,1
Токарный станок	3	14,0	0,12	0,50	1,73	0,89	5	47,8	239,0
ПР5 ПР11-7123									
Сверлильный станок	1	9,0	0,12	0,50	1,73	0,89	5	30,7	153,6
Токарный станок	3	14,0	0,12	0,50	1,73	0,89	5	47,8	239,0
Сварочный трансформатор ПВ = 40%	3	24,0	0,20	0,40	2,29	0,95	3	91,2	273,5
Кран-балка ПВ = 40%	1	42,0	0,10	0,50	1,73	0,89	5	143,4	717,0
Вентилятор приточный	2	40,0	0,70	0,85	0,62	0,89	7	80,3	562,3
ПР6 ПР11-7123									
Насос	3	28,2	0,70	0,80	0,75	0,89	5	60,2	300,9
Насос	4	13,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	27,7	138,7
Насос	1	19,5	0,70	0,80	0,75	0,89	5	41,6	208,1
Ролл	1	120,0	0,40	0,85	0,62	0,89	5	241,0	1205,0
ПР7 ПР11-7123									
Насос мойки ванн	1	28,6	0,70	0,80	0,75	0,89	5	61,0	305,1
Электрическая печь	1	45,0	0,80	0,95	0,33	1,00	–	72,0	–
Сварочный преобразователь ПВ = 40%	3	24,0	0,20	0,40	2,29	0,95	3	91,2	273,5
Кран-балка ПВ = 40%	1	42,0	0,10	0,50	1,73	0,89	5	143,4	717,0
Насос щелоков	4	50,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	106,7	533,5

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

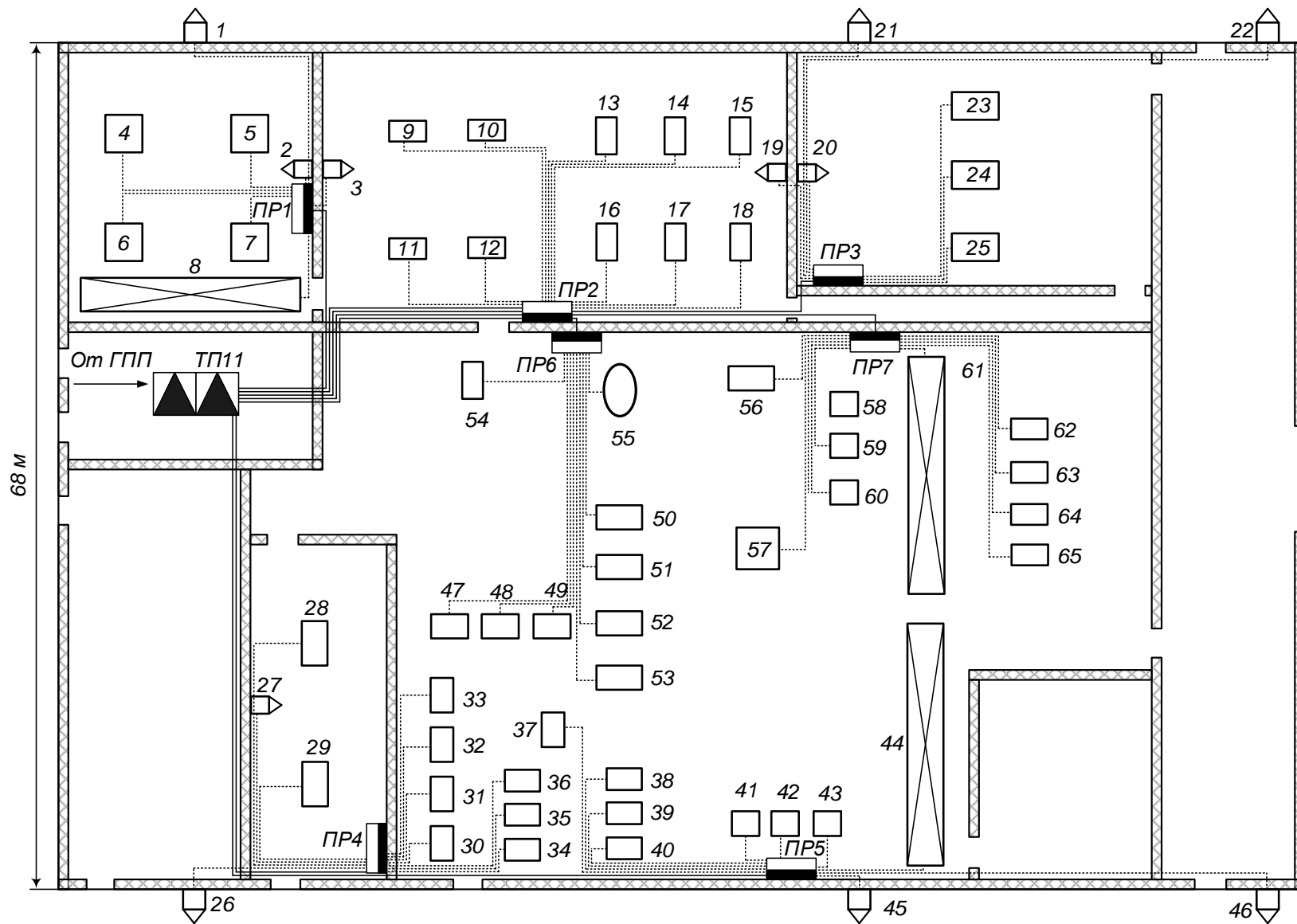


Рисунок 2.1 – План силовой и распределительной сети цеха

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»)

$$P_{\text{ном.}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}i} = 79,7 + 93,0 + 91,1 + 120,0 = 383,8 \text{ кВт.}$$

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

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену для электроприемников (на примере кран-балок)

$$P_{\text{см}} = K_{и} \cdot P_{\text{ном.}\Sigma} = 0,10 \cdot 79,7 = 8,0 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi = 8,0 \cdot 1,73 = 13,8 \text{ кВАр,}$$

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

$K_{и}$ – 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

$$P_{\text{см}}^{\text{«А»}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{см.}i} = 8,0 + 11,2 + 18,2 + 48,0 = 85,3 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{см}}^{\text{«А»}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{см.}i} = 13,8 + 19,3 + 41,7 + 29,7 = 104,6 \text{ кВАр.}$$

Диапазон величины модуля силовой сборки

$$m = \frac{P_{\text{НОМ.маx}}}{P_{\text{НОМ.миn}}} = \frac{120,0}{2,0} = 60,0 > 3.$$

Средневзвешенный коэффициент использования по группе

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{P_{\text{сМ}}^{\text{"А"}}}{P_{\text{НОМ.}\Sigma}} = \frac{85,3}{383,8} = 0,22.$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{сМ}}^{\text{"А"}}}{P_{\text{сМ}}^{\text{"А"}}} = \frac{104,6}{85,3} = 1,23.$$

Для электроприемников группы «А» определим эффективное число электроприемников $n_э$

$$n_э = \frac{[P_{\text{НОМ.}\Sigma}]^2}{\sum P_{\text{НОМ}}^2} = \frac{383,8^2}{19156,2} = 7,7 \text{ шт.},$$

принимаем $n_э = 7$ шт.

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

$$K_{\text{М}} = 2,06.$$

Коэффициент максимума реактивной мощности

$$K'_{\text{М}} = 1,1.$$

Расчетная активная и реактивная мощности для группы "А"

$$P_{\text{р}}^{\text{"А"}} = K_{\text{М}} \cdot P_{\text{сМ}}^{\text{"А"}} = 2,06 \cdot 85,3 = 175,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р}}^{\text{"А"}} = K'_{\text{М}} \cdot Q_{\text{сМ}}^{\text{"А"}} = 1,1 \cdot 104,6 = 115,1 \text{ кВАр}.$$

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

$$P_{\text{р}}^{\text{"Б"}} = P_{\text{сМ}}^{\text{"Б"}} = 1240,7 \text{ кВт}, \quad Q_{\text{р}}^{\text{"Б"}} = Q_{\text{сМ}}^{\text{"Б"}} = 882,5 \text{ кВАр}.$$

Расчетная активная и реактивная мощности электроприемников по цеху

$$P_{\text{р}} = P_{\text{р}}^{\text{"А"}} + P_{\text{р}}^{\text{"Б"}} = 175,8 + 1240,7 = 1416,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{р}}^{\text{"А"}} + Q_{\text{р}}^{\text{"Б"}} = 115,1 + 882,5 = 997,6 \text{ кВАр}.$$

Для освещения цеха применяется светодиодное освещение.

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

$$P_{н.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,006 \cdot 6800 = 40,8 \text{ кВт},$$

где $F_{ц}$ – площадь цеха, м^2 ;

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

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{р.о} = K_{со} \cdot P_{н.о} = 0,95 \cdot 40,8 = 38,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.о} = P_{р.о} \cdot \text{tg}\varphi_0 = 38,8 \cdot 0,48 = 18,8 \text{ кВАр},$$

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

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

Определение расчётной нагрузки цеха с учетом освещения

$$\begin{aligned} S_p &= \sqrt{(P_p + P_{р.о})^2 + (Q_p + Q_{р.о})^2} = \\ &= \sqrt{(1416,5 + 38,8)^2 + (997,6 + 18,8)^2} = 1775,0 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Определение расчётного тока цеха

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1775,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2696,9 \text{ А},$$

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

Определение пикового тока цеха

Номинальный ток самого мощного электроприемника цеха

$$I_{ном}^{max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{120,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,85 \cdot 0,89} = 241,0 \text{ А}.$$

Пусковой ток самого мощного электроприемника цеха

$$I_{пуск}^{max} = K_{пуск} \cdot I_{ном}^{max} = 5 \cdot 241,0 = 1205,0 \text{ А}.$$

Пиковый ток цеха

$$I_{пик.ц} = I_{пуск}^{max} + (I_p - K_{ц.маx} \cdot I_{ном}^{max}) = 1205,0 + (2696,9 - 0,40 \cdot 241,0) = 3805,5 \text{ А}.$$

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_3	Коэффициент максимума $K_{\text{м}}$	Расчетная нагрузка			$I_{\text{р}}$, А	$I_{\text{пик}}$, А
		$P_{\text{уст}}$, кВт	$\Sigma P_{\text{уст}}$, 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 Кран-балка	3	26,6 ÷ 26,6	79,7		0,10	0,50	1,73	8,0	13,8							
2 Станки разные	7	2,0 ÷ 14,0	93,0		0,12	0,50	1,73	11,2	19,3							
3 Сварочное оборудование	6	15,2 ÷ 15,2	91,1		0,20	0,40	2,29	18,2	41,7							
4 Ролл	1	120 ÷ 120	120,0		0,40	0,85	0,62	48,0	29,7							
Итого по группе "А"	17	2,0 ÷ 120	383,8	>3	0,22	0,63	1,23	85,3	104,6	7	2,06	175,8	115,1			
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{и}} \geq 0,6$																
5 Вентиляторы разные	11	24,0 ÷ 40,0	360,0		0,70	0,85	0,62	252,0	156,2							
6 Компрессоры	7	45,0 ÷ 50,0	335,0		0,65	0,80	0,75	217,8	163,3							
7 Насосы	29	13,0 ÷ 71,5	1049,9		0,70	0,80	0,75	734,9	551,2							
8 Электрическая печь	1	45,0 ÷ 45,0	45,0		0,80	0,95	0,33	36,0	11,8							
Итого по группе "Б"	48	13,0 ÷ 71,5	1789,9		0,69	0,81	0,71	1240,7	882,5		1	1240,7	882,5			
Итого силовая нагрузка	65	2,0 ÷ 120	2173,7		0,61	0,80	0,74	1326,0	987,1			1416,5	997,6	1732,5		
Электрическое освещение			40,8	$K_{\text{со}} =$	0,95	0,90	0,48	38,8	18,8			38,8	18,8			
Итого по цеху	65	2,0 ÷ 120	2214,5		0,62	0,80	0,74	1364,8	1005,9			1455,3	1016,4	1775,0	2696,9	3805,5

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_3	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	$Q_{\text{р}} = (1 + 1,1) \cdot Q_{\text{см}}$, 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
Пункт распределительный ПР-1																
Электроприемники группы "А" $K_{\text{и}} < 0,6$																
1 Кран-балка	1	26,6 ÷ 26,6	26,6		0,10	0,50	1,73	2,7	4,6							
Итого по группе "А"	1	26,6 ÷ 26,6	26,6		0,10	0,50	1,73	2,7	4,6			26,6	46,0	53,1		
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{и}} \geq 0,6$																
2 Вентиляторы разные	3	24,0 ÷ 40,0	88,0		0,70	0,85	0,62	61,6	38,2							
3 Насос	3	24,0 ÷ 24,0	72,0		0,70	0,80	0,75	50,4	37,8							
4 Хлорный турбокомпрессор	4	50,0 ÷ 50,0	200,0		0,65	0,80	0,75	130,0	97,5							
Итого по группе "Б"	10	24,0 ÷ 50,0	360,0		0,67	0,81	0,72	242,0	173,5		1	242,0	173,5	297,8		
Итого по ПР-1	11	24,0 ÷ 50,0	386,6		0,63	0,81	0,73	244,7	178,1			268,6	219,5	346,8	527,0	1229,6
Пункт распределительный ПР-2																
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{и}} \geq 0,6$																
3 Насосы	7	24,0 ÷ 71,5	453,0		0,70	0,80	0,75	317,1	237,8							
Итого по группе "Б"	7	24,0 ÷ 71,5	453,0		0,70	0,80	0,75	317,1	237,8		1	317,1	237,8	396,4		
Итого по ПР-2	7	24,0 ÷ 71,5	453,0		0,70	0,80	0,75	317,1	237,8			317,1	237,8	396,4	572,1	1228,2

продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Пункт распределительный ПР-3																
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
1 Вентиляторы разные	4	24,0 ÷ 40,0	128,0		0,70	0,85	0,62	89,6	55,5							
2 Водородный компрессор	3	45,0 ÷ 45,0	135,0		0,65	0,80	0,75	87,8	65,8							
Итого по группе "Б"	7	24,0 ÷ 45,0	263,0		0,67	0,83	0,68	177,4	121,3		1	177,4	121,3	214,9		
Итого по ПР-3	7	24,0 ÷ 45,0	263,0		0,67	0,83	0,68	177,4	121,3			177,4	121,3	214,9	326,5	832,6
Пункт распределительный ПР-4																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1 Токарный станок	3	14,0 ÷ 14,0	42,0		0,12	0,50	1,73	5,0	8,7							
Итого по группе "А"	3	14,0 ÷ 14,0	42,0		0,12	0,50	1,73	5,0	8,7			42,0	72,7	84,0		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
2 Вентиляторы разные	2	24,0 ÷ 40,0	64,0		0,70	0,85	0,62	44,8	27,8							
3 Насосы	6	22,1 ÷ 24,0	140,2		0,70	0,80	0,75	98,1	73,6							
Итого по группе "Б"	8	22,1 ÷ 40,0	204,2		0,70	0,82	0,71	142,9	101,4		1	142,9	101,4	175,2		
Итого по ПР-4	11	14,0 ÷ 40,0	246,2		0,60	0,80	0,74	148,0	110,1			184,9	174,1	254,0	385,9	892,0
Пункт распределительный ПР-5																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1 Станки разные	4	9,0 ÷ 14,0	51,0		0,12	0,50	1,73	6,1	10,6							
2 Сварочный трансформатор	3	15,2 ÷ 15,2	45,5		0,20	0,40	2,29	9,1	20,9							
3 Кран-балка ПВ = 40%	1	26,6 ÷ 26,6	26,6		0,10	0,50	1,73	2,7	4,6							
Итого по группе "А"	8	9,0 ÷ 26,6	123,1	<3	0,15	0,44	2,02	17,9	36,1	8	2,29	40,9	39,7	57,0		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
4 Вентилятор приточный	2	40,0 ÷ 40,0	80,0		0,70	0,85	0,62	56,0	34,7							
Итого по группе "Б"	2	40,0 ÷ 40,0	80,0		0,70	0,85	0,62	56,0	34,7			80,0	49,6	94,1		
Итого по ПР-5	10	9,0 ÷ 40,0	203,1		0,36	0,72	0,96	73,9	70,8			120,9	89,3	150,3	228,3	931,0

окончание таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Пункт распределительный ПР-6																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1 Ролл	1	120 ÷ 120	120,0		0,40	0,85	0,62	48,0	29,7							
Итого по группе "А"	1	120 ÷ 120	120,0	<3	0,40	0,85	0,62	48,0	29,7			120,0	74,4	141,2		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
2 Насос	8	13,0 ÷ 28,2	156,1		0,70	0,80	0,75	109,3	82,0							
Итого по группе "Б"	8	13,0 ÷ 28,2	156,1		0,70	0,80	0,75	109,3	82,0		1	109,3	82,0	136,6		
Итого по ПР-6	9	13 ÷ 120	276,1		0,57	0,82	0,71	157,3	111,7			229,3	156,3	277,5	421,6	1530,2
Пункт распределительный ПР-7																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1 Сварочный преобразователь	3	15,2 ÷ 15,2	45,5		0,20	0,40	2,29	9,1	20,9							
2 Кран-балка ПВ = 40%	1	26,6 ÷ 26,6	26,6		0,10	0,50	1,73	2,7	4,6							
Итого по группе "А"	4	15,2 ÷ 26,6	72,1	<3	0,16	0,42	2,17	11,8	25,5	4	2,70	31,7	28,0	42,3		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
3 Электрическая печь	1	45,0 ÷ 45,0	45,0		0,80	0,95	0,33	36,0	11,8							
4 Насосы	5	28,6 ÷ 50,0	228,6		0,70	0,80	0,75	160,0	120,0							
Итого по группе "Б"	6	28,6 ÷ 50,0	273,6		0,72	0,83	0,67	196,0	131,8		1	196,0	131,8	236,2		
Итого по ПР-7	10	15,2 ÷ 50,0	345,7		0,60	0,80	0,76	207,8	157,3			227,8	159,9	278,3	422,8	1125,4
Итого силовая нагрузка	65	9,0 ÷ 120	2173,7		0,61	0,80	0,74	1326,0	987,1			1525,9	1158,2	1918,1		
Электрическое освещение			40,8	$K_{co} =$	0,95	0,90	0,48	38,8	18,8			38,8	18,8			
Итого по цеху	65	9,0 ÷ 120	2214,5		0,62	0,80	0,74	1364,8	1005,9			1564,6	1177,0	1957,9	2696,9	3805,5

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;

ΔU_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 серьезных 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

$$I_{р.ПС} = \frac{S_{р.ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1957,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2974,7 \text{ А.}$$

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

$$\begin{aligned} I_{\text{пик.ПС}} &= I_{\text{пуск}}^{\max} + (I_{\max.раб} - K_{u.\max} \cdot I_{НОМ}^{\max}) = \\ &= 1205,0 + (5317,7 - 0,40 \cdot 241,0) = 6426,3 \text{ А.} \end{aligned}$$

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

$$1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}} = 1,25 \cdot 6426,3 = 8032,9 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{8032,9}{6300} = 1,3,$$

принимаем $K = 2,0$.

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{э.о} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 2,0 \cdot 6300 = 12600 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}} = 8032,9 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

б) Выбор секционного автоматического выключателя подстанции
Максимальный рабочий ток трансформатора

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

Расчетный ток секционного выключателя

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

Пиковый ток сборных шин

$$\begin{aligned} I_{\text{пик.СШ}} &= I_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_{\text{р.СН}} - K_{\text{u.max}} \cdot I_{\text{НОМ}}^{\text{max}}) = \\ &= 1205,0 + (3722,4 - 0,40 \cdot 241,0) = 4831,0 \text{ А.} \end{aligned}$$

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

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

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{пик.СШ}} = 1,25 \cdot 4831,0 = 6038,8 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик.СШ}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{6038,8}{5500} = 1,1,$$

принимаем $K = 2,0$.

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 2,5 \cdot 5500 = 11000,0 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{\text{пик.СШ}} = 6038,8 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

в) Участок ТП – ПР1

Расчетный и пиковый ток нагрузки ПР1

$$I_{\text{р}} = 527,0 \text{ А}, \quad I_{\text{пик}} = 1229,6 \text{ А.}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА74–40 с параметрами $I_{\text{НОМ.ав}} = 800 \text{ А}$,
 $I_{\text{тепл}} = 625 \text{ А}$.

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{тепл}} = 625 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{\text{р}} = 1,1 \cdot 527,0 = 579,7 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 1229,6 = 1537,0 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{1537,0}{625} = 2,5,$$

принимаем $K = 2,5$.

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 2,5 \cdot 625 = 1562,5 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1537,0 \text{ А}.$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки ВВГнг-LS – 2(5×185) с $I_{\text{доп}} = 700 \text{ А}$ [9, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 700 \text{ А} > \frac{I_p}{K_{\text{п1}} \cdot K_{\text{п2}}} = \frac{527,0}{1,0 \cdot 0,85} = 620,0 \text{ А}.$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 700 \text{ А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{п1}}} = \frac{1 \cdot 625}{1,0} = 625,0 \text{ А},$$

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

$$\Delta U_{\text{р\%}} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l = 0,029 \cdot 527,0 \cdot 0,035 = 0,54\% < 5\%,$$

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

5% – допустимое значение потерь напряжения;

ΔU_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 – Вентилятор приточный

Номинальный и пусковой ток нагрузки

$$I_{\text{НОМ}} = 80,3 \text{ А}, \quad I_{\text{ПУСК}} = 562,3 \text{ А}.$$

Намечаем к установке автомат марки ВА47–100 с параметрами $I_{\text{НОМ.ав}} = 100 \text{ А}$,
 $I_{\text{ТЕПЛ}} = 100 \text{ А}$.

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{ТЕПЛ}} = 100 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,1 \cdot 80,3 = 88,4 \text{ А}.$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,5 \cdot I_{\text{ПУСК}} = 1,5 \cdot 562,3 = 843,5 \text{ А}.$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,5 \cdot I_{\text{ПУСК}}}{I_{\text{ТЕПЛ}}} = \frac{843,5}{100} = 8,4,$$

принимаем $K = 10$.

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о}} = K \cdot I_{\text{ТЕПЛ}} = 10 \cdot 100 = 1000,0 \text{ А} > 1,5 \cdot I_{\text{ПУСК}} = 843,5 \text{ А}.$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГнг-LS – 1(5×50) с $I_{\text{доп}} = 110 \text{ А}$.

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 110 \text{ А} > \frac{I_{\text{р}}}{K_{\text{п1}} \cdot K_{\text{п2}}} = \frac{80,3}{1,0 \cdot 1,0} = 80,3 \text{ А}.$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 110 \text{ А} > \frac{K_{\text{з}} \cdot I_{\text{з}}}{K_{\text{п1}}} = \frac{1 \cdot 100}{1,0} = 100,0 \text{ А}.$$

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 4.3 – 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 ₀ , %	ΔU _p , %	
				Тип	К	$\frac{I_{тепл}}{I_{э.о.}},$ А							Марка	I _{доп} , А					
Отходящий выключатель ТП	$\frac{5317,7}{6426,3}$	5849,5	8032,9	Э40	2,0	$\frac{6300}{12600}$	В коробе, на лотках	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Секционный выключатель ТП	$\frac{3722,4}{4831,0}$	4094,6	6038,8	ВА74 – 48	2,0	$\frac{5500}{11000}$		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТП - ПР1	$\frac{527,0}{1229,6}$	579,7	1537,0	ВА74 – 40	2,5	$\frac{625}{1562,5}$		1,00	0,85	620,0	1,00	625,0	ВВГнг-LS - 2(5 × 185)	700	0,035	0,81	0,029	0,54	
ТП - ПР2	$\frac{572,1}{1228,2}$	589,3	1535,2	ВА74 – 40	4,0	$\frac{625}{2500}$		1,00	0,85	673,1	1,00	625,0	ВВГнг-LS - 2(5 × 185)	700	0,043	0,80	0,029	0,71	
ТП – ПР3	$\frac{326,5}{832,6}$	359,1	1040,8	ВА51 – 29	4,0	$\frac{400}{1600}$		1,00	0,85	384,1	1,00	400,0	ВВГнг-LS - 2(5 × 95)	440	0,070	0,83	0,046	1,06	
ТП – ПР4	$\frac{385,9}{892,0}$	424,5	1115,0	ВА51 – 29	4,0	$\frac{500}{2000}$		1,00	0,85	454,0	1,00	500,0	ВВГнг-LS - 2(5 × 120)	520	0,061	0,80	0,039	0,91	
ТП – ПР5	$\frac{228,3}{931,0}$	251,1	1163,7	ВА74 – 40	5,5	$\frac{260}{1430}$		1,00	0,85	268,6	1,00	260,0	ВВГнг-LS - 2(5 × 120)	520	0,094	0,72	0,038	0,81	
ТП – ПР6	$\frac{421,6}{1530,2}$	463,8	1912,8	ВА51 – 29	4,5	$\frac{500}{2250}$		1,00	0,85	496,0	1,00	500,0	ВВГнг-LS - 2(5 × 120)	520	0,049	0,82	0,039	0,80	
ТП – ПР7	$\frac{422,8}{1125,4}$	465,1	1406,8	ВА51 – 29	4,0	$\frac{500}{2000}$		1,00	0,85	497,4	1,00	500,0	ВВГнг-LS - 2(5 × 120)	520	0,074	0,80	0,039	1,22	

Таблица 4.4 – Выбор аппаратов защиты и проводников электроприёмников

Приемник	$I_{ном},$ А	$I_{пуск},$ А	$1,1 \cdot I_{ном},$ А	$1,5 \cdot I_{пуск},$ А	Автомат				$K_{п1}$	$K_{п2}$	$\frac{I_p}{K_{п1} \cdot K_{п2}},$ А	K_3	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{п1}},$ А	Кабель	
					Тип	К	$I_{тепл},$ А	$I_{э.о.},$ А						Марка	$I_{доп},$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Пункт распределительный ПР1															
Вентилятор приточный	80,3	562,3	88,4	843,5	ВА47 – 100	10,0	100,0	1000,0	1,00	1,0	80,3	1,00	100,0	АВВГнг-LS –1(5 × 50)	110
Вентилятор вытяжной	48,2	337,4	53,0	506,1	ВА47 – 63	10,0	63,0	630,0	1,00	1,0	48,2	1,00	63,0	АВВГнг-LS –1(5 × 25)	75
Хлорный турбокомпрессор	106,7	533,5	117,4	800,2	ВА47 – 125	7,5	125,0	937,5	1,00	1,0	106,7	1,00	125,0	АВВГнг-LS –1(5 × 70)	140
Кран-балка ПВ = 40%	143,4	717,0	157,7	1075,5	ВА57 – 35	8,0	160,0	1280,0	1,00	1,0	143,4	1,00	160,0	АВВГнг-LS –1(5 × 95)	170
Пункт распределительный ПР2															
Насос	51,2	256,1	56,3	384,1	ВА47 – 63	7,5	63	472,5	1,00	0,85	60,3	1,00	63,0	АВВГнг-LS –1(5 × 25)	75
Насос шлоков	152,6	762,9	167,8	1144,3	ВА57 – 35	6,0	200	1200,0	1,00	0,85	179,5	1,00	200,0	АВВГнг-LS –1(5 × 150)	235
Пункт распределительный ПР3															
Вентилятор вытяжной	48,2	337,4	53,0	506,1	ВА47 – 63	10,0	63	630,0	1,00	1,00	48,2	1,00	63,0	АВВГнг-LS –1(5 × 35)	75
Вентилятор приточный	80,3	562,3	88,4	843,5	ВА47 – 100	10,0	100	1000,0	1,00	1,0	80,3	1,00	100,0	АВВГнг-LS –1(5 × 50)	110
Водородный компрессор	96,0	480,1	105,6	720,2	ВА47 – 125	7,5	125	937,5	1,00	1,0	96,0	1,00	125,0	АВВГнг-LS –1(5 × 70)	140
Пункт распределительный ПР4															
Вентилятор приточный	80,3	562,3	88,4	843,5	ВА47 – 100	10,0	100	1000,0	1,00	0,85	94,5	1,00	100,0	АВВГнг-LS –1(5 × 50)	110
Вентилятор вытяжной	48,2	337,4	53,0	506,1	ВА47 – 63	10,0	63	630,0	1,00	0,85	56,7	1,00	63,0	АВВГнг-LS –1(5 × 35)	75
Насос кислоты	47,2	235,8	51,9	353,7	ВА47 – 63	7,5	63	472,5	1,00	0,85	55,5	1,00	63,0	АВВГнг-LS –1(5 × 35)	75
Насос башни	51,2	256,1	56,3	384,1	ВА47 – 63	7,5	63	472,5	1,00	0,85	60,3	1,00	63,0	АВВГнг-LS –1(5 × 35)	75
Токарный станок	47,8	239,0	52,6	358,5	ВА47 – 63	7,5	63	472,5	1,00	0,85	56,2	1,00	63,0	АВВГнг-LS –1(5 × 35)	75

окончание таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Пункт распределительный ПР5															
Сверлильный станок	30,7	153,6	33,8	230,5	BA47 – 63	7,5	40	300,0	1,00	0,85	36,2	1,00	40,0	ABBГнг-LS –1(5 × 10)	42
Токарный станок	47,8	239,0	52,6	358,5	BA47 – 63	7,5	63	472,5	1,00	0,85	56,2	1,00	63,0	ABBГнг-LS –1(5 × 35)	75
Сварочный трансформатор ПВ = 40%	91,2	273,5	100,3	410,2	BA47 – 125	7,5	125	937,5	1,00	0,85	107,2	1,00	125,0	ABBГнг-LS –1(5 × 70)	140
Кран-балка ПВ = 40%	143,4	717,0	157,7	1075,5	BA57 – 35	8,0	160	1280,0	1,00	0,85	168,7	1,00	160,0	ABBГнг-LS –1(5 × 95)	170
Вентилятор приточный	80,3	562,3	88,4	843,5	BA47 – 100	10,0	100	1000,0	1,00	0,85	94,5	1,00	100,0	ABBГнг-LS –1(5 × 70)	140
Пункт распределительный ПР6															
Насос	60,2	300,9	66,2	451,3	BA47 – 100	7,5	80	600,0	1,00	0,75	80,2	1,00	80,0	ABBГнг-LS –1(5 × 35)	90
Насос	27,7	138,7	30,5	208,1	BA47 – 63	7,5	32	236,3	1,00	0,75	37,0	1,00	31,5	ABBГнг-LS –1(5 × 10)	42
Насос	41,6	208,1	45,8	312,1	BA47 – 63	7,5	50	375,0	1,00	0,75	55,5	1,00	50,0	ABBГнг-LS –1(5 × 16)	60
Ролл	241,0	1205,0	246,5	1807,5	BA57 – 35	8,0	250	2000,0	1,00	0,75	321,3	1,00	250,0	ABBГнг-LS –2(5 × 95)	170
Пункт распределительный ПР7															
Насос мойки ванн	61,0	305,1	67,1	457,7	BA47 – 100	7,5	80	600,0	1,00	0,85	71,8	1,00	80,0	ABBГнг-LS –1(5 × 35)	90
Электрическая печь	72,0	–	79,2	–	BA47 – 100	–	80	–	1,00	0,85	84,7	1,00	80,0	ABBГнг-LS –1(5 × 35)	90
Сварочный преобразователь ПВ = 40%	91,2	273,5	100,3	410,2	BA47 – 125	7,5	125	937,5	1,00	0,85	107,2	1,00	125,0	ABBГнг-LS –1(5 × 70)	140
Кран-балка ПВ = 40%	143,4	717,0	157,7	1075,5	BA57 – 35	8,0	160	1280,0	1,00	0,85	168,7	1,00	160,0	ABBГнг-LS –1(5 × 95)	170
Насос щелоков	106,7	533,5	117,4	800,2	BA47 – 125	7,5	125	937,5	1,00	0,85	125,5	1,00	125,0	ABBГнг-LS –1(5 × 70)	140

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 ТП11 – УВНН – ПР5 – ЭП №46.

Расчетные данные приемника №46

$P_{\text{НОМ}} = 40,0$ кВт, $Q_{\text{НОМ}} = 24,8$ кВАр, $S_{\text{НОМ}} = 47,1$ кВА.

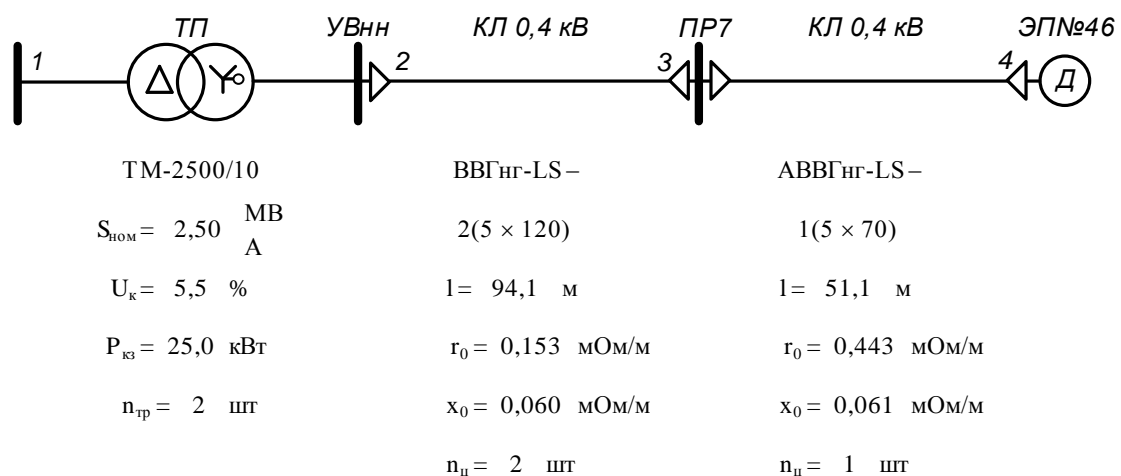


Рисунок 2.2 – Расчетная схема

Расчет максимального режима нагрузки

Участок 1-2

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 1-2

$$P_{12} = \sum P_{\text{ц.ТП}} = 1564,6 \text{ кВт}, \quad Q_{12} = \sum Q_{\text{ц.ТП}} = 1177,0 \text{ кВАр},$$

$$S_{12} = \sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2} = \sqrt{1564,6^2 + 1177,0^2} = 1957,9 \text{ кВА}.$$

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

$$\beta_T = \frac{S_{12}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{1564,6}{2 \cdot 2500} = 0,313.$$

Коэффициент мощности на участке 1-2

$$\cos \varphi = \frac{P_{12}}{S_{12}} = \frac{1564,6}{1957,9} = 0,80, \quad \sin \varphi = \frac{Q_{12}}{S_{12}} = \frac{1177,0}{1957,9} = 0,60.$$

Потеря напряжения на участке 1-2

$$\begin{aligned} \Delta U_{12,\%} &= \beta_T \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi - U_p \cdot \cos \varphi) = \\ &= 0,313 \cdot (1,000 \cdot 0,80 + 5,408 \cdot 0,60) + \frac{0,313^2}{200} \cdot (1,000 \cdot 0,60 - 5,408 \cdot 0,80) = \\ &= 1,266\%. \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке 1-2 в именованных единицах

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12,\%} \cdot \frac{U_1}{100\%} = 1,266 \cdot \frac{10500}{100} = 132,9 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 1-2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10500 - 132,9 = 10367,1 \text{ В.}$$

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

$$U_2^{HH} = U_2 = 400 \cdot \frac{10367,1}{10000} = 414,7 \text{ В.}$$

Участок 2-3

Активное и реактивное сопротивление участка 2-3

$$R_{23} = \frac{r_{23} \cdot l_{23}}{n_{ц}} = \frac{0,153 \cdot 94,1}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0072 \text{ Ом,}$$

$$X_{23} = \frac{x_{23} \cdot l_{23}}{n_{ц}} = \frac{0,060 \cdot 94,1}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0028 \text{ Ом.}$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 2-3

$$P_{23} = P_{ПР} = 120,9 \text{ кВт,} \quad Q_{23} = Q_{ПР} = 89,3 \text{ кВАр.}$$

Потеря напряжения на участке 2-3

$$\Delta U_{23,\%} = \frac{P_{23} \cdot R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23}}{10 \cdot U_2^2} = \frac{120,9 \cdot 0,0072 + 89,3 \cdot 0,0028}{10 \cdot 0,415^2} = 0,653\%.$$

Потеря напряжения на участке 2-3 в именованных единицах

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{23,\%} \cdot \frac{U_2}{100\%} = 0,653 \cdot \frac{414,7}{100} = 2,7 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 414,7 - 2,7 = 412,0 \text{ В.}$$

Участок 3-4

Активное и реактивное сопротивление участка 3-4

$$R_{34} = \frac{r_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,443 \cdot 51,1}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0226 \text{ Ом,}$$

$$X_{34} = \frac{x_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,061 \cdot 51,1}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0031 \text{ Ом.}$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 3-4

$$P_{34} = P_{\text{ном}} = 40,0 \text{ кВт,} \quad Q_{34} = Q_{\text{ном}} = 24,8 \text{ кВар.}$$

Потеря напряжения на участке 3-4

$$\Delta U_{34,\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{40,0 \cdot 0,0226 + 24,8 \cdot 0,0031}{10 \cdot 0,412^2} = 0,579\%.$$

Потеря напряжения на участке 3-4 в именованных единицах

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34,\%} \cdot \frac{U_3}{100\%} = 0,579 \cdot \frac{412,0}{100} = 2,4 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 3-4

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 412,0 - 2,4 = 409,6 \text{ В.}$$

Значения отклонений напряжения

$$\delta U_1 = 5\%, \quad \delta U_2 = \delta U_1 - \Delta U_{12\%} = 5 - 1,266 = 3,734\%,$$

$$\delta U_3 = \delta U_2 - \Delta U_{23\%} = 3,734 - 0,653 = 3,081\%,$$

$$\delta U_4 = \delta U_3 - \Delta U_{34\%} = 3,081 - 0,579 = 2,502\%.$$

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

$$P_{\text{min}} = P_{\text{max}} \cdot K_{\text{min}} = P_{\text{max}} \cdot 0,650, \quad Q_{\text{min}} = Q_{\text{max}} \cdot K_{\text{min}} = Q_{\text{max}} \cdot 0,600.$$

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-тор	cosφ	sinφ	β_T	Проводник	R, Ом	X, Ом	P, кВт	Q, кВАр	ΔU , %	δU , %
Максимальный режим											
ТП - УВнн	ТМ-2500/10	0,799	0,601	0,313	—	—	—	1564,6	1177,0	1,266	3,734
УВнн - ПР	—	—	—	—	ВВГнг-LS – 2(5 × 120)	0,0072	0,0028	120,9	89,3	0,653	3,081
ПР - ЭП	—	—	—	—	АВВГнг-LS – 1(5 × 70)	0,0226	0,0031	40,0	24,8	0,579	2,502
Минимальный режим											
ТП - УВнн	ТМ-2500/10	0,821	0,570	0,203	—	—	—	1017,0	706,2	0,794	4,206
УВнн - ПР	—	—	—	—	ВВГнг-LS – 2(5 × 120)	0,0072	0,0028	78,6	53,6	0,456	3,751
ПР - ЭП	—	—	—	—	АВВГнг-LS – 1(5 × 70)	0,0226	0,0031	40,0	24,8	0,630	3,121
Послеаварийный режим											
ТП - УВнн	ТМ-2500/10	0,799	0,601	0,626	—	—	—	1564,6	1177,0	2,528	2,472
УВнн - ПР	—	—	—	—	ВВГнг-LS – 2(5 × 120)	0,0072	0,0028	120,9	89,3	0,670	1,802
ПР - ЭП	—	—	—	—	АВВГнг-LS – 1(5 × 70)	0,0226	0,0031	40,0	24,8	0,595	1,208

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

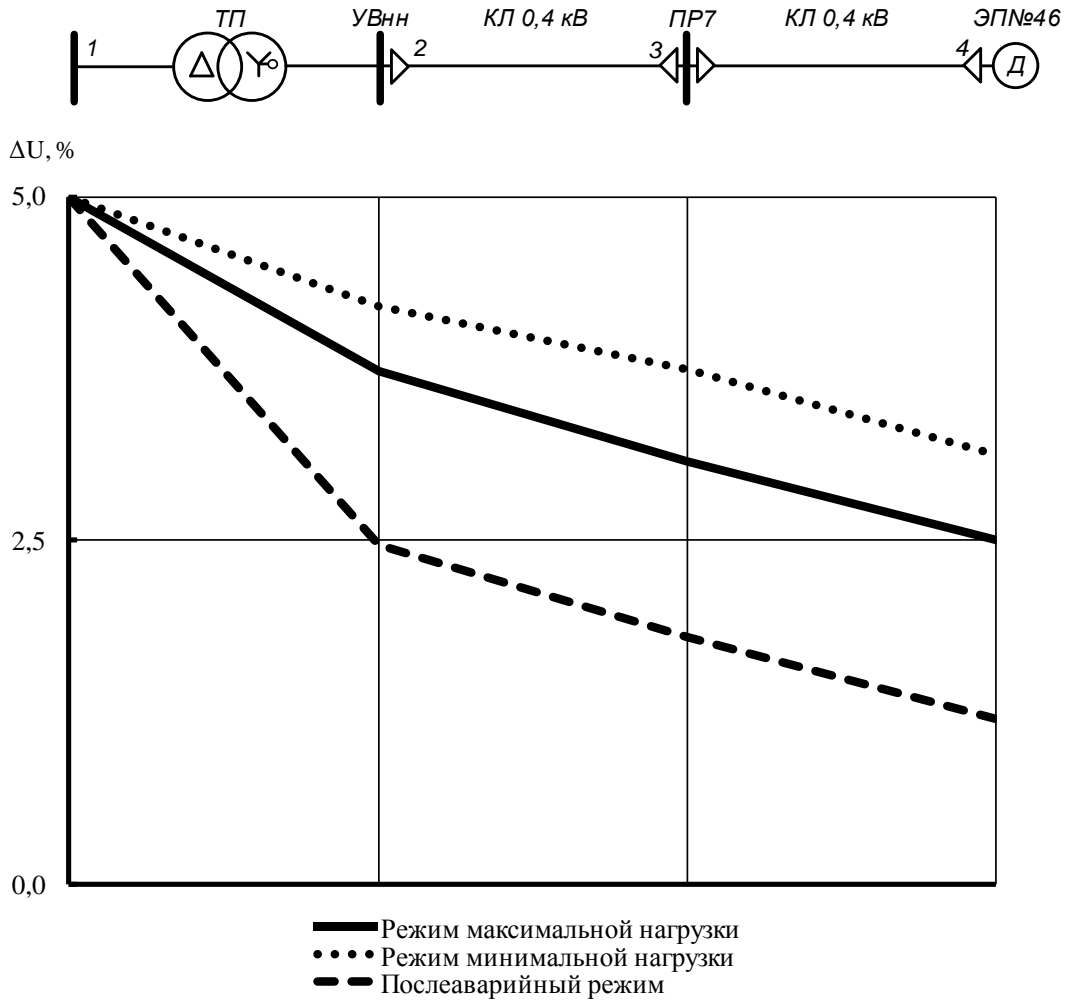


Рисунок 2.3 – Эпюры напряжения

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 ТП11 – ПР5 – ЭП №46.

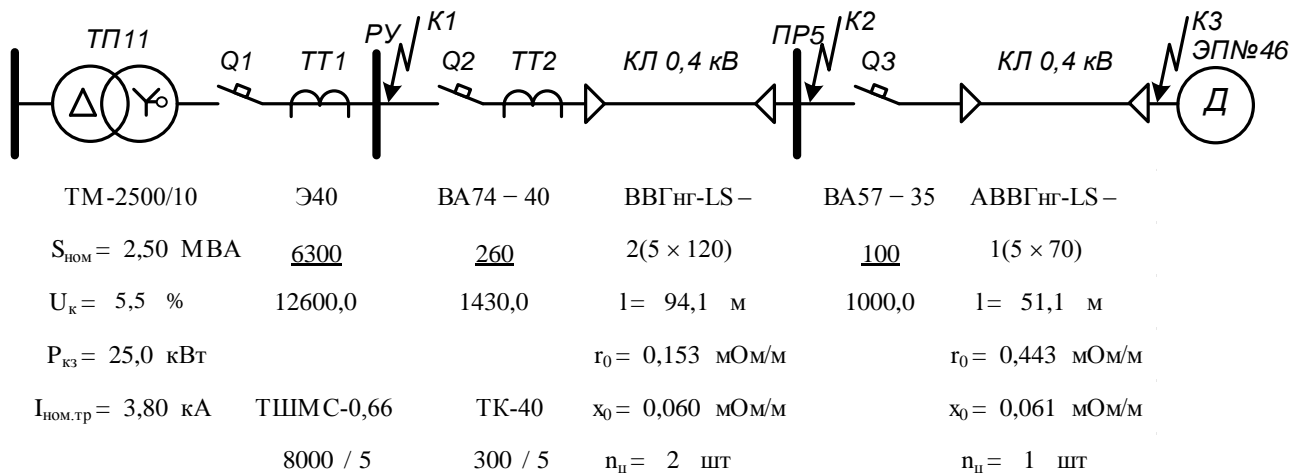


Рисунок 2.4 – Расчетная схема

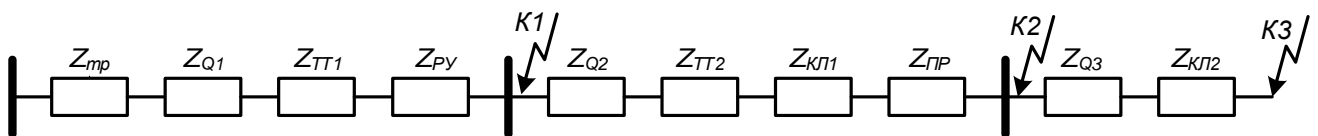


Рисунок 2.5 – Схема замещения

Сопротивления элементов.

Трансформаторы

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

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

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

Сопровитвления 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]

$$Z_{\text{ру}} = R_{\text{ру}} + R_{\text{н.к}} = 15,0 + 0,024 = 15,024 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\text{пп}} = R_{\text{пп}} + R_{\text{н.к}} = 20,0 + 0,029 = 20,029 \text{ мОм.}$$

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

$$Z_{\text{Q1}} = \sqrt{(R_{\text{расц1}} + R_{\text{к1}})^2 + X_{\text{расц1}}^2} = \sqrt{(0,04 + 0,05)^2 + 0,05^2} = 0,10 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\text{Q2}} = \sqrt{(R_{\text{расц2}} + R_{\text{к2}})^2 + X_{\text{расц2}}^2} = \sqrt{(0,40 + 0,60)^2 + 0,50^2} = 1,12 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\text{Q3}} = \sqrt{(R_{\text{расц3}} + R_{\text{к3}})^2 + X_{\text{расц3}}^2} = \sqrt{(1,30 + 0,75)^2 + 1,20^2} = 2,38 \text{ мОм.}$$

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

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

Кабельная линия КЛ1

$$R_{\text{КЛ1}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,153 \cdot 94,1}{1} = 7,2 \text{ мОм,}$$

$$X_{\text{КЛ1}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,060 \cdot 94,1}{1} = 2,8 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\text{КЛ1}} = \sqrt{R_{\text{КЛ1}}^2 + X_{\text{КЛ1}}^2} = \sqrt{7,2^2 + 2,8^2} = 7,7 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ2

$$R_{\text{КЛ2}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,443 \cdot 51,1}{1} = 22,6 \text{ мОм,}$$

$$X_{\text{КЛ2}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,061 \cdot 51,1}{1} = 3,1 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\text{КЛ2}} = \sqrt{R_{\text{КЛ2}}^2 + X_{\text{КЛ2}}^2} = \sqrt{22,6^2 + 3,1^2} = 22,9 \text{ мОм.}$$

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Полное сопротивление до точки К1

$$Z_{\text{К1}} = Z_{\text{тр}} + Z_{\text{Q1}} + Z_{\text{ТТ2}} + Z_{\text{ру}} = 3,5 + 0,10 + 0 + 15,024 = 18,6 \text{ мОм.}$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{\text{К1}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{К1}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 18,6} = 13,6 \text{ кА.}$$

Постоянная времени

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

Ударный коэффициент

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

Ударный ток короткого замыкания в точке К1

$$i_{\text{уд,К1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}} \cdot I_{\text{К1}} = \sqrt{2} \cdot 1,000 \cdot 13,6 = 19,3 \text{ кА.}$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Z_{Σ} , мОм	$k_{\text{уд}}$	T_{a} , с	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА
К1	18,6	1,000	0,0007	13,6	19,3
К2	47,9	1,000	0,0005	4,8	6,8
К3	73,1	1,000	0,0005	3,2	4,5

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	ТП11	ПР5	Станок №46
Расчетный ток I_p , А	5317,7	228,3	–
Пиковый ток $I_{пик}$, А	6426,3	931,0	–
Номинальный ток $I_{ном}$, А	–	–	80,3
Пусковой ток $I_{пуск}$, А	–	–	562,3
Ток КЗ I_k , А	13623,4	4822,0	3158,3
Тип аппарата	Э40	ВА74 – 40	ВА57 – 35
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{ном,расц}$, А	6300	260	100,0
– при КЗ $I_{кз}$, А	12600,0	1430,0	1000,0
Условия срабатывания по времени, с	0,2	0,1	0,02

Карта селективности представлена на рисунке 2.6.

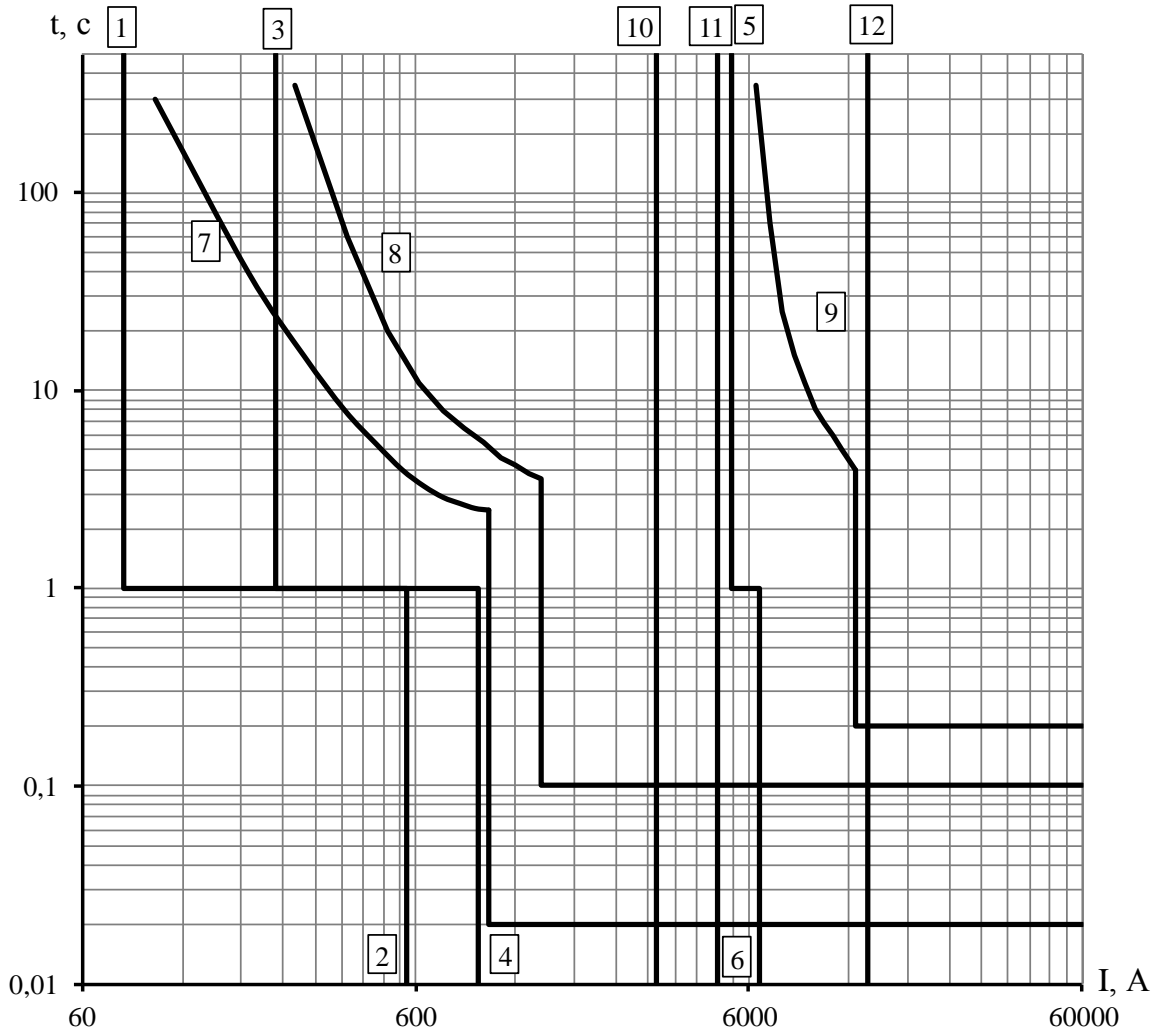
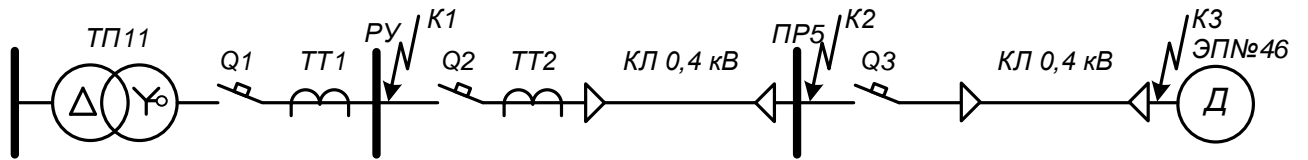


Рисунок 2.6 – Карта селективности действия аппаратов защиты

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 ТП11 – ПР5 – ЭП №46.

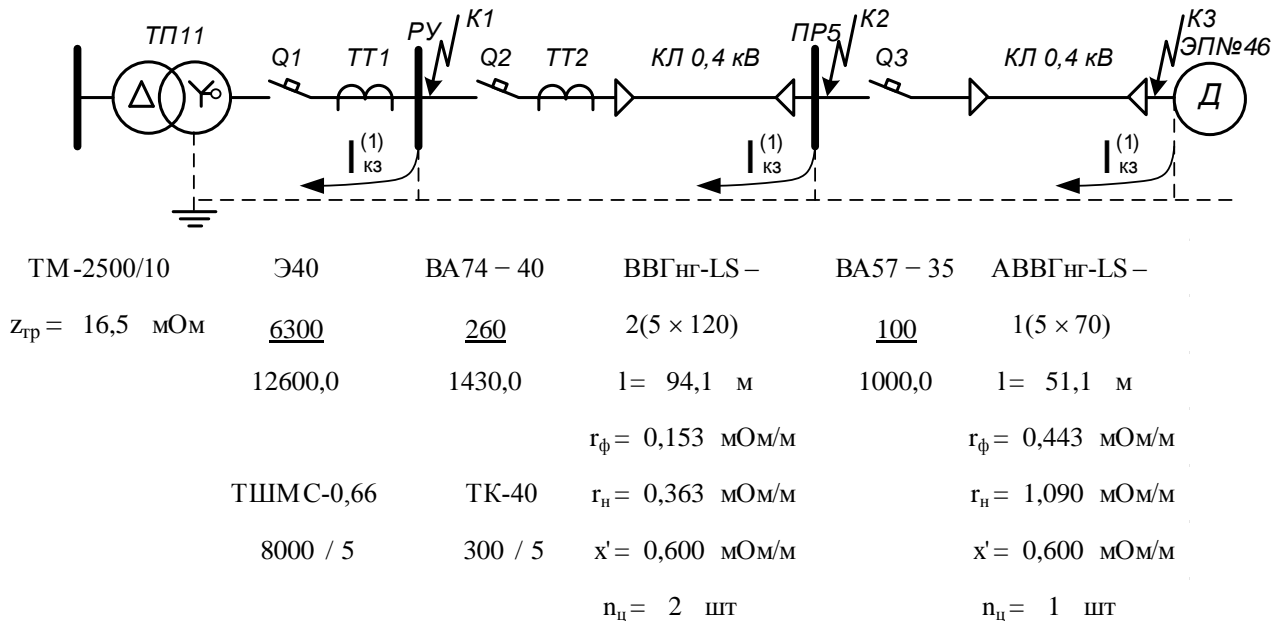


Рисунок 2.7 – Расчетная схема

Сопротивления элементов.

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

$$\frac{Z_{тр}}{3} = \frac{16,5}{3} = 5,5 \text{ мОм.}$$

Автоматические выключатели

$$R_{Q1} = 0,09 \text{ мОм,}$$

$$X_{Q1} = 0,05 \text{ мОм,}$$

$$R_{Q2} = 1,0 \text{ мОм,}$$

$$X_{Q2} = 0,50 \text{ мОм,}$$

$$R_{Q3} = 2,05 \text{ мОм,}$$

$$X_{Q3} = 1,20 \text{ мОм.}$$

Трансформатор тока ТТ2

$$R_{ТТ2} = 0,20 \text{ мОм,}$$

$$R_{ТТ2} = 0,30 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ1

активное сопротивление основных проводников

$$R_{\phi 1} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,153 \cdot 94,1}{1} = 7,2 \text{ мОм},$$

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

$$R_{\text{н}1} = \frac{r_{\text{н}} \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,363 \cdot 94,1}{1} = 17,1 \text{ мОм},$$

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

$$X'_1 = \frac{x' \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,600 \cdot 94,1}{1} = 28,2 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ2

активное сопротивление основных проводников

$$R_{\phi 2} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,443 \cdot 51,1}{1} = 22,6 \text{ мОм},$$

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

$$R_{\text{н}2} = \frac{r_{\text{н}} \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{1,090 \cdot 51,1}{1} = 55,7 \text{ мОм},$$

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

$$X'_2 = \frac{x' \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,600 \cdot 51,1}{1} = 30,7 \text{ мОм}.$$

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_{ϕ} – фазное напряжение сети, В.

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Сопrotивление петли фаза ноль до точки К1

$$Z_{n1} = \sqrt{(R_d + R_{Q1})^2 + (X_C + X_{Q1})^2} = \\ = \sqrt{(0,03 + 0,09)^2 + (3,2 + 0,05)^2} = 3,3 \text{ мОм.}$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{тр}}{3} + Z_{n1}} = \frac{220}{5,5 + 3,3} = 25,1 \text{ кА.}$$

Проверка условия

$$I_{K1}^{(1)} = 25,1 \text{ кА} > 3 \cdot I_{ном,расц} = 3 \cdot 6,300 = 18,9 \text{ кА,}$$

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_Σ , мОм	I_k , кА	$3 \cdot I_{ном,расц}$, кА
К1	3,3	25,1	18,9
К2	41,2	4,7	0,78
К3	123,9	1,70	0,30

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 (Куст №1)

$$P_{уст} = 1150,0 \text{ кВт}, \quad K_c = 0,45, \quad \cos\varphi = 0,65, \quad \operatorname{tg}\varphi = 1,17.$$

Расчетные активная и реактивная мощности корпуса

$$P_p = K_c \cdot P_{уст} = 0,45 \cdot 1150,0 = 517,5 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi = 517,5 \cdot 1,17 = 605,0 \text{ кВАр},$$

Номинальная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{н.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,00016 \cdot 16661 = 2,7 \text{ кВт}.$$

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 , м ²	$P_{уд о}$, Вт/м 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 Куст №1	1150,0	0,45	0,65	1,17	517,5	605,0	16661	0,16	2,7	1,0	2,7	1,3	520,2	606,3	798,9
2 Куст №2	1790,0	0,45	0,65	1,17	805,5	941,7	21322	0,16	3,4	1,0	3,4	1,7	808,9	943,4	1242,7
3 Куст №3	2920,0	0,45	0,65	1,17	1314,0	1536,2	19577	0,16	3,1	1,0	3,1	1,5	1317,1	1537,8	2024,7
4 Куст №4	1050,0	0,45	0,65	1,17	472,5	552,4	19384	0,16	3,1	1,0	3,1	1,5	475,6	553,9	730,1
5 Куст №5	4450,0	0,45	0,65	1,17	1984,7	2320,4	37733	0,16	6,0	1,0	6,0	2,9	1990,7	2323,3	3059,5
6 Куст №6	1190,0	0,45	0,65	1,17	535,5	626,1	24191	0,16	3,9	1,0	3,9	1,9	539,4	627,9	827,8
7 Куст №7	1160,0	0,45	0,65	1,17	522,0	610,3	21926	0,16	3,5	1,0	3,5	1,7	525,5	612,0	806,6
8 Куст №8	1070,0	0,45	0,65	1,17	481,5	562,9	19960	0,16	3,2	1,0	3,2	1,5	484,7	564,5	744,0
9 Куст №9	4750,0	0,45	0,65	1,17	2137,5	2499,0	41248	0,16	6,6	1,0	6,6	3,2	2144,1	2502,2	3295,2
10 Куст №10	1210,0	0,45	0,65	1,17	544,5	636,6	25044	0,16	4,0	1,0	4,0	1,9	548,5	638,5	841,8
11 Куст разведочный №1	350,0	0,50	0,75	0,88	175,0	154,3	16304	0,16	2,6	1,0	2,6	1,3	177,6	155,6	236,1
12 Куст разведочный №2	75,0	0,50	0,75	0,88	37,5	33,1	20148	0,16	3,2	1,0	3,2	1,6	40,7	34,6	53,5
13 Куст разведочный №3	550,0	0,50	0,75	0,88	275,0	242,5	17362	0,16	2,8	1,0	2,8	1,3	277,8	243,9	369,6
14 Куст разведочный №4	210,0	0,50	0,75	0,88	105,0	92,6	20345	0,16	3,3	1,0	3,3	1,6	108,3	94,2	143,5
15 Ремонтный цех	2173,7	–	0,80	0,74	1525,9	1158,2	6800	6	40,8	0,95	38,8	18,8	1564,6	1177,0	1957,9
Территория завода	0	–	–	–	0	0	656008	0,16	105,0	1	105,0	50,8	105,0	50,8	116,6
Итого по 0,38 кВ	24098,7	–	–	–	11433,6	12571,4	$\Sigma F_{ц} = 328004$		197,2	–	195,1	94,5	11628,7	12665,9	17194,5
Итого по предприятию	24098,7	–	–	–	11433,6	12571,4	–	–	–	–	–	–	11628,7	12665,9	17194,5

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{p.o} = K_{co} \cdot P_{H.o} = 1,0 \cdot 2,7 = 2,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg}\varphi_o = 2,7 \cdot 0,48 = 1,3 \text{ кВАр}.$$

Полная максимальная мощность корпуса

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p + Q_{p.o})^2} = \\ = \sqrt{(517,5 + 2,7)^2 + (605,0 + 1,3)^2} = 798,9 \text{ кВА}.$$

Для удобства вынесем отдельно результаты расчетов

$$\sum P_p^H = 11433,6 \text{ кВт}, \quad \sum Q_p^H = 12571,4 \text{ кВАр},$$

$$\sum P_{p.o} = 195,1 \text{ кВт}, \quad \sum Q_{p.o} = 94,5 \text{ кВАр},$$

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

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

$$S_p^H = \sqrt{\left(\sum P_p^H + \sum P_{p.o}\right)^2 + \left(\sum Q_p^H + \sum Q_{p.o}\right)^2} = \\ = \sqrt{(11433,6 + 195,1)^2 + (12571,4 + 94,5)^2} = 17194,5 \text{ кВА}.$$

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

$$P_{p\Sigma} = \sum P_p^H + \sum P_p^B + P_{p.o} = 11433,6 + 0 + 195,1 = 11628,7 \text{ кВт},$$

$$Q_{p\Sigma} = \sum Q_p^H + \sum Q_p^B + Q_{p.o} = 12571,4 + 0 + 94,5 = 12665,9 \text{ кВАр},$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{11628,7^2 + 12665,9^2} = 17194,5 \text{ кВА}.$$

Приблизительные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta P_{T.GPP} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 17194,5 = 343,9 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{T.GPP} = 0,10 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 17194,5 = 1719,5 \text{ кВАр},$$

$$\Delta S_{T.GPP} = \sqrt{(\Delta P_{T.GPP})^2 + (\Delta Q_{T.GPP})^2} = \sqrt{343,9^2 + 1719,5^2} = 1753,5 \text{ кВА},$$

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 (Куст №1)

$$S_p = 798,9 \text{ кВА}, \quad S_{p.o} = \sqrt{P_{p.o}^2 + Q_{p.o}^2} = \sqrt{2,7^2 + 1,3^2} = 3,0 \text{ кВА},$$
$$x = 34,3 \text{ мм}, \quad y = 9,7 \text{ мм},$$

Радиус окружности для силовой нагрузки корпуса

$$r = \sqrt{\frac{S_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{798,9}{\pi \cdot 1,10}} = 15,2 \text{ мм},$$

где S_p – расчетная полная мощность цеха, кВА;

m – масштаб для определения площади круга нагрузки, кВА/мм².

Угол сектора нагрузки освещения корпуса

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot S_{p.o}}{S_p} = \frac{360^\circ \cdot 3,0}{798,9} = 1,3 \text{ град.}$$

Тогда

$$S_p \cdot x = 798,9 \cdot 34,3 = 27401,2 \text{ кВА} \cdot \text{мм},$$

$$S_p \cdot y = 798,9 \cdot 9,7 = 7749,0 \text{ кВА} \cdot \text{мм}.$$

Для построения зоны рассеяния ЦЭН

$$S_x = S_y = \frac{S_p}{\sum_{i=1}^n S_{p,i}} = \frac{798,9}{17131,9} = 0,047,$$

$$\sigma_x^2 = S_x \cdot (x - x_0)^2 = 0,047 \cdot (34,3 - 111,0)^2 = 274,069,$$

$$\sigma_y^2 = S_y \cdot (y - y_0)^2 = 0,047 \cdot (9,7 - 115,5)^2 = 521,904.$$

Координаты центра электрических нагрузок предприятия

$$x_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot x_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{1901042,6}{17131,9} = 111,0 \text{ мм},$$

$$y_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot y_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{1978635,5}{17131,9} = 115,5 \text{ мм}.$$

Построение зоны рассеяния ЦЭН.

Параметры нормального закона распределения

$$\sigma_x^2 = \sum_{i=1}^n S_{x_i} \cdot (x_i - x_0)^2 = 2524,5, \quad \sigma_y^2 = \sum_{i=1}^n S_{y_i} \cdot (y_i - y_0)^2 = 7053,9,$$

$$h_x = \frac{1}{\sqrt{\sigma_x} \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{\sqrt{2524,5} \cdot \sqrt{2}} = 0,0141,$$

$$h_y = \frac{1}{\sqrt{\sigma_y} \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{\sqrt{7053,9} \cdot \sqrt{2}} = 0,0084,$$

Полуоси эллипса рассеяния

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x} = \frac{\sqrt{3}}{0,0141} = 123,1 \text{ мм}, \quad R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y} = \frac{\sqrt{3}}{0,0084} = 205,7 \text{ мм}.$$

Результаты расчетов располагаются в таблице 4.1.

Картограмма нагрузок приведена на рисунке 4.1.

Так как ЦЭН попал в зону расположения цехов, то расположение ГПП смещается в сторону питающей линии.

Таблица 4.1 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

Наименование цеха	S_{pi} , кВА	$S_{p.o.i}$, кВА	r , мм	α , град	x_i , мм	y_i , мм	$S_{pi} \cdot x_i$, кВА·мм	$S_{pi} \cdot y_i$, кВА·мм	$\frac{S_{pi}}{\sum_{i=1}^n S_{pi}}$	σ_x^2	σ_y^2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Потребители электроэнергии до 1000 В											
1 Куст №1	798,9	3,0	15,2	1,3	34,3	9,7	27401,2	7749,0	0,047	274,069	521,904
2 Куст №2	1242,7	3,8	19,0	1,1	105,5	13,0	131105,4	16155,2	0,073	2,166	762,005
3 Куст №3	2024,7	3,5	24,2	0,6	126,1	23,0	255318,2	46568,7	0,118	27,073	1011,082
4 Куст №4	730,1	3,4	14,5	1,7	172,1	43,4	125647,1	31685,5	0,043	159,275	221,494
5 Куст №5	3059,5	6,7	29,8	0,8	113,7	105,0	347868,8	321250,9	0,179	1,336	19,666
6 Куст №6	827,8	4,3	15,5	1,9	10,0	143,8	8277,9	119036,0	0,048	492,553	38,714
7 Куст №7	806,6	3,9	15,3	1,7	162,4	132,6	130999,9	106961,8	0,047	124,566	13,778
8 Куст №8	744,0	3,5	14,7	1,7	34,0	231,0	25296,7	171869,0	0,043	257,255	579,414
9 Куст №9	3295,2	7,3	30,9	0,8	71,4	229,0	235276,0	754596,6	0,192	301,086	2478,055
10 Куст №10	841,8	4,5	15,6	1,9	200,0	227,5	168354,7	191503,5	0,049	389,504	616,413
11 Куст развечный №1	236,1	2,9	8,3	4,4	141,0	90,0	33293,9	21251,4	0,014	12,434	8,958
12 Куст развечный №2	53,5	3,6	3,9	24,1	37,5	103,6	2004,7	5538,4	0,003	16,841	0,441
13 Куст развечный №3	369,6	3,1	10,3	3,0	132,0	170,8	48792,6	63134,7	0,022	9,547	65,996
14 Куст развечный №4	143,5	3,6	6,4	9,1	174,5	242,5	25038,6	34795,7	0,008	33,809	135,100
15 Ремонтный цех	1957,9	43,1	23,8	7,9	171,8	44,2	336367,0	86539,1	0,114	422,954	580,883
Итого	17131,9	–	–	–	–	–	1901042,6	1978635,5	–	2524,5	7053,9

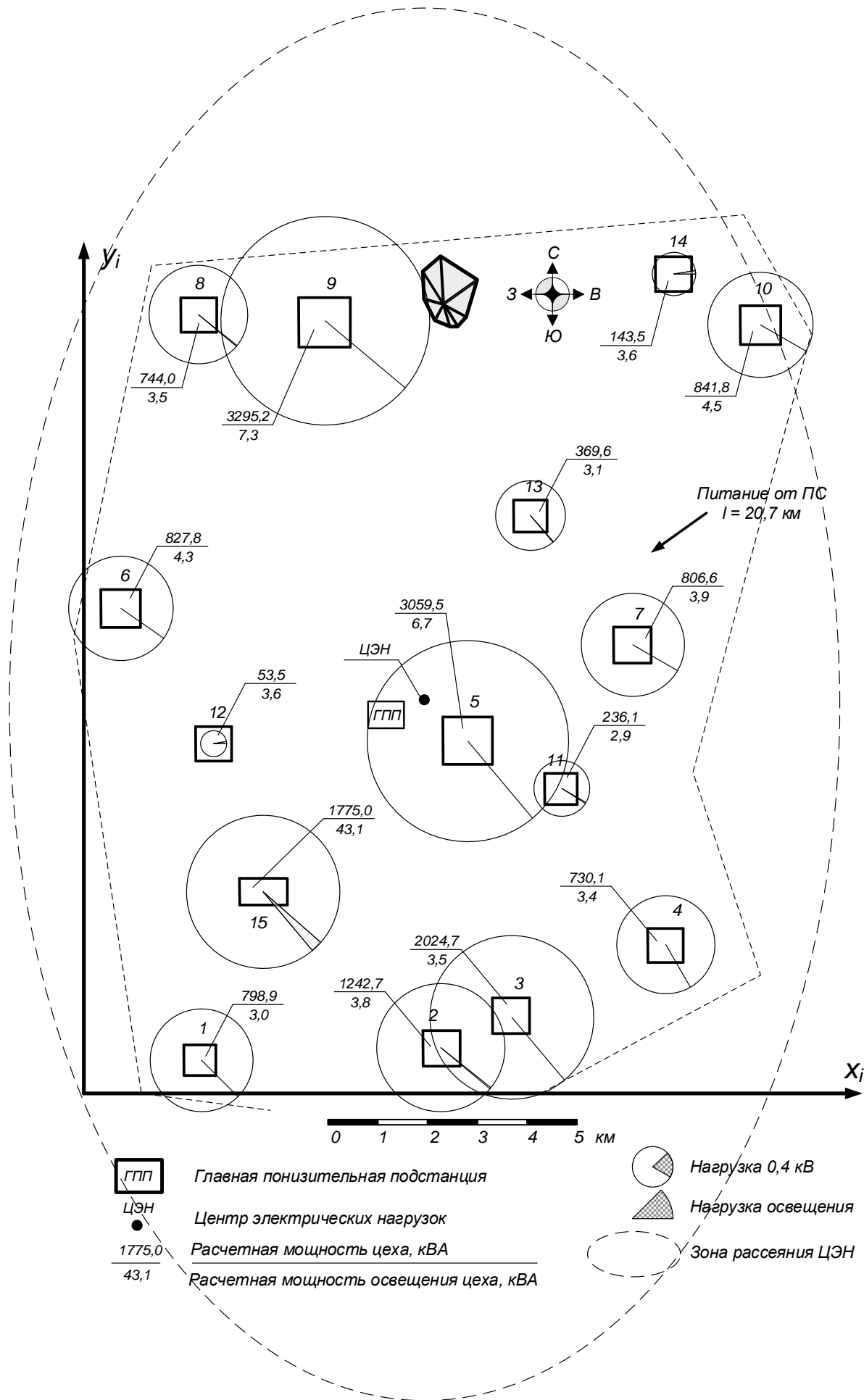


Рисунок 4.1 – Картограмма нагрузок

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 Куст №1	II	пожароопасная
2 Куст №2	II	пожароопасная
3 Куст №3	II	пожароопасная
4 Куст №4	II	пожароопасная
5 Куст №5	II	пожароопасная
6 Куст №6	II	пожароопасная
7 Куст №7	II	пожароопасная
8 Куст №8	II	пожароопасная
9 Куст №9	II	пожароопасная
10 Куст №10	II	пожароопасная
11 Куст развездочный №1	II	нормальная
12 Куст развездочный №2	II	нормальная
13 Куст развездочный №3	II	нормальная
14 Куст развездочный №4	II	нормальная
15 Ремонтный цех	II	нормальная

Трансформаторные подстанции 6-10 кВ должны быть установлены в центрах своих электрических нагрузок.

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

Нагрузки по кустам и объектам предприятия распределены неравномерно, а расстояния между объектами очень большие, поэтому необходимо выбирать трансформаторы разной мощности для каждого объекта. Так же потребители предприятия имеют вторую категорию по степени бесперебойности питания, поэтому необходимо устанавливать двух трансформаторные подстанции. Для обеспечения надежности в работе должны находиться два трансформатора или можно работать на одном трансформаторе, а второй трансформатор должен быть в «горячем» резерве. Потребителей третьей категории можно запитать от однострансформаторных подстанций.

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

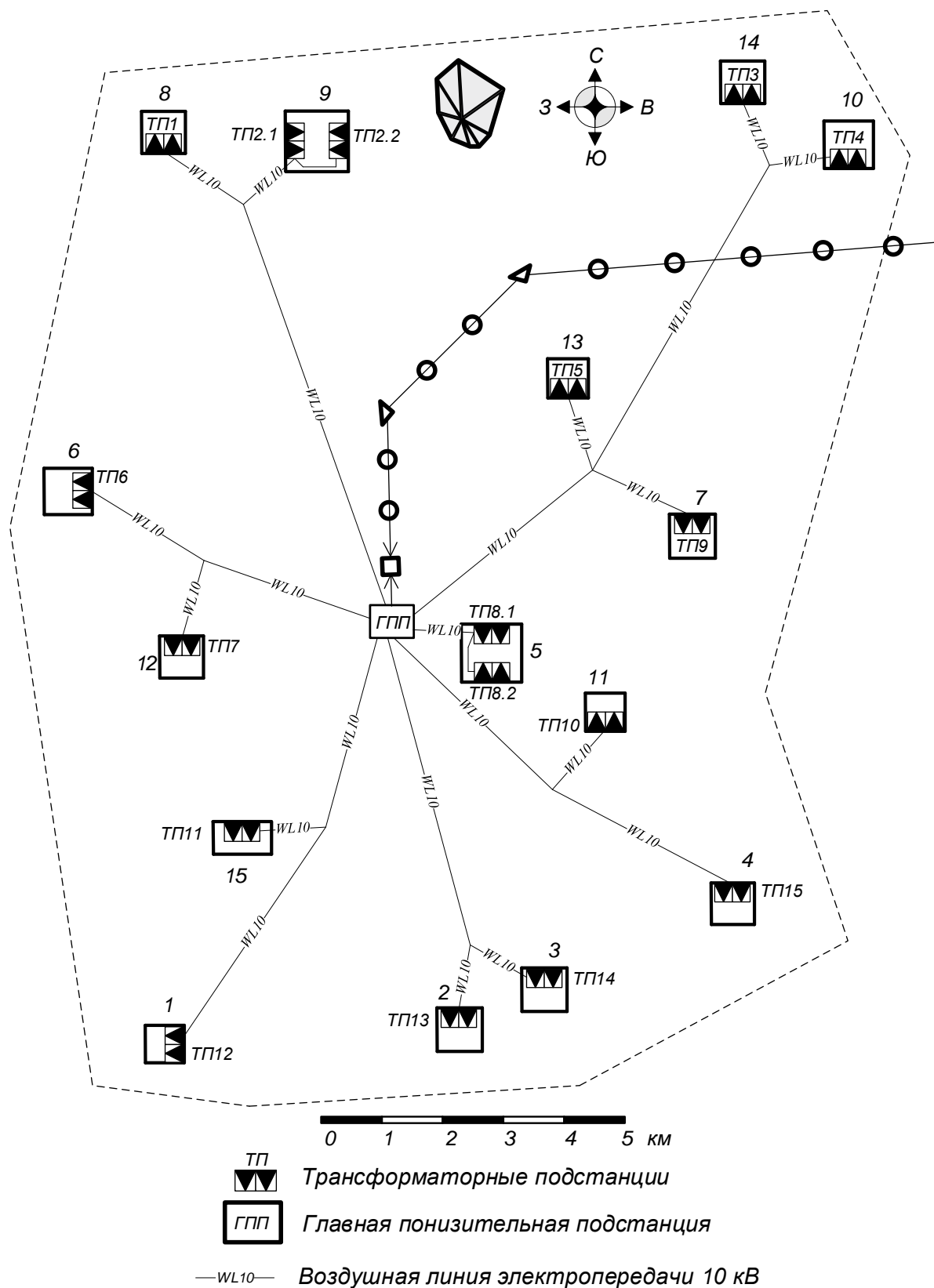


Рисунок 5.1 – План расположения трансформаторных подстанций на территории предприятия

В качестве примера произведем выбор мощности трансформаторов для ТП1 (Куст №8)

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{S_p}{\beta_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{744,0}{0,5 \cdot 2} = 744,0 \text{ кВА},$$

где S_p – расчетная полная мощность цеха, кВА;

$\beta_{\text{тр}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_{\text{тр}}$ – количество трансформаторов, шт.

Принимаем трансформатор 1000 кВА. Рассчитаем фактический коэффициент загрузки при работе трансформаторов в нормальном режиме

$$\beta_{\text{тр.расч}} = \frac{S_p}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{744,0}{1000 \cdot 2} = 0,37.$$

В случае выхода из строя одного трансформатора

$$\beta_{\text{тр.п/ав}} = \frac{S_p}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{744,0}{1000 \cdot 1} = 0,74.$$

Результаты расчетов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

№ п/п	Наименование объектов	№ ПС	S_p , кВА	$S_{\text{тр.расч}}$, кВА	$S_{\text{тр.справ}}$, кВА	Норм. режим		П/ав режим	
						$n_{\text{тр.норм}}$, шт	$\beta_{\text{тр.норм}}$	$n_{\text{тр.п/ав}}$, шт	$\beta_{\text{тр.п/ав}}$
1	Куст №8	ТП1	744,0	744,0	1000,0	2	0,37	1	0,74
2	Куст №9	ТП2.1	1647,6	1647,6	2500,0	2	0,33	1	0,66
3	Куст №9	ТП2.2	1647,6	1647,6	2500,0	2	0,33	1	0,66
4	Куст р. №4	ТП3	143,5	143,5	160,0	2	0,45	1	0,90
5	Куст №10	ТП4	841,8	841,8	1000,0	2	0,42	1	0,84
6	Куст р. №3	ТП5	369,6	369,6	400,0	2	0,46	1	0,92
7	Куст №6	ТП6	827,8	827,8	1000,0	2	0,41	1	0,83
8	Куст р. №2	ТП7	53,5	53,5	63,0	2	0,42	1	0,85
9	Куст №5	ТП8.1	1529,8	1529,8	1600,0	2	0,48	1	0,96
10	Куст №5	ТП8.2	1529,8	1529,8	1600,0	2	0,48	1	0,96
11	Куст №7	ТП9	806,6	806,6	1000,0	2	0,40	1	0,81
12	Куст р. №1	ТП10	236,1	236,1	250,0	2	0,47	1	0,94
13	Ремонтный цех	ТП11	1957,9	1957,9	2500,0	2	0,39	1	0,78
14	Куст №1	ТП12	798,9	798,9	1000,0	2	0,40	1	0,80
15	Куст №2	ТП13	1242,7	1242,7	1600,0	2	0,39	1	0,78
16	Куст №3	ТП14	2024,7	2024,7	2500,0	2	0,40	1	0,81
17	Куст №4	ТП15	730,1	730,1	1000,0	2	0,37	1	0,73

Однолинейная схема питания цеховых трансформаторных подстанций приведена на рисунке 5.2.

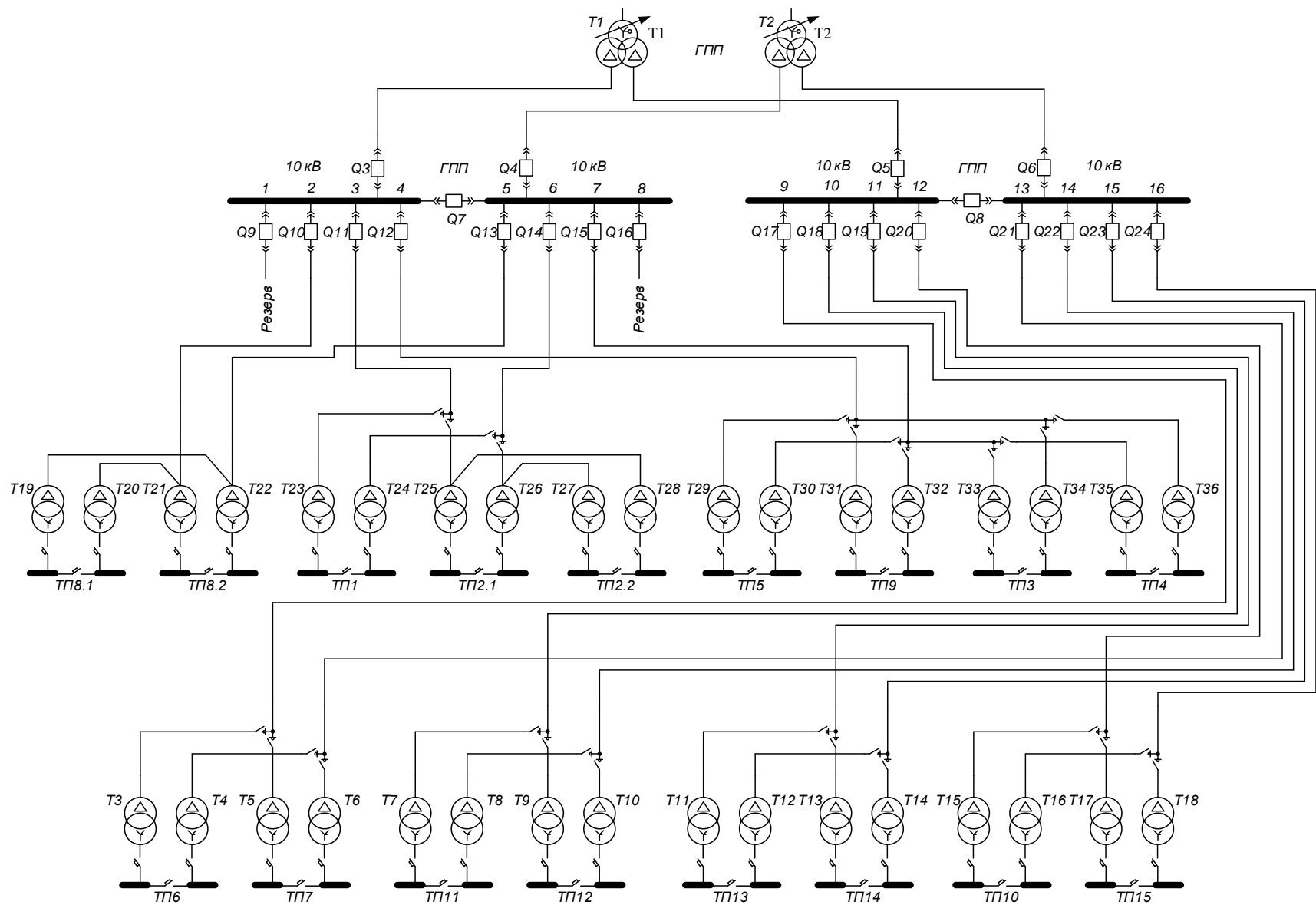


Рисунок 5.2 – Упрощенная схема питания цеховых подстанций и высоковольтных электроприёмников

Так как расчетная мощность объектов 5 и 9 слишком большая, а территория больше двух километров, то принято решение установить по две двухтрансформаторные подстанции и разделить мощности между ними.

Параметры выбранных трансформаторов приведены в таблице 5.3.

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

Тип	S _{ном} , МВА	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ	P _{xx} , кВт	Q _{xx} , кВАр	P _{кз} , кВт	Q _{кз} , кВАр	U _к , %	I _{xx} , %
ТМ-63/10	0,063	10,0	0,4	0,36	1,8	1,3	2,8	4,5	2,80
ТМ-160/10	0,16	10,0	0,4	0,73	3,8	2,7	7,2	4,5	2,40
ТМ-250/10	0,25	10,0	0,4	0,95	5,8	3,7	11,3	4,5	2,30
ТМ-400/10	0,40	10,0	0,4	1,20	8,4	5,5	22,0	5,5	2,10
ТМ-1000/10	1,00	10,0	0,4	2,45	14,0	12,2	55,0	5,5	1,40
ТМ-1600/10	1,60	10,0	0,4	3,30	20,8	18,0	88,0	5,5	1,30
ТМ-2500/10	2,50	10,0	0,4	4,60	25,0	25,0	137,5	5,5	1,00

Потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций

$$\Delta P_{\text{тр}}^{63} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 2 \cdot (0,36 + 0,42^2 \cdot 1,3) = 1,2 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}}^{63} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 2 \cdot (1,8 + 0,42^2 \cdot 2,8) = 4,5 \text{ кВАр},$$

$$\Delta P_{\text{тр}}^{160} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 2 \cdot (0,73 + 0,45^2 \cdot 2,7) = 2,5 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}}^{160} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 2 \cdot (3,8 + 0,45^2 \cdot 7,2) = 10,6 \text{ кВАр},$$

$$\Delta P_{\text{тр}}^{250} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 2 \cdot (0,95 + 0,47^2 \cdot 3,7) = 3,5 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}}^{250} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 2 \cdot (5,8 + 0,47^2 \cdot 11,3) = 16,5 \text{ кВАр},$$

$$\Delta P_{\text{тр}}^{400} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 2 \cdot (1,2 + 0,46^2 \cdot 5,5) = 4,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}}^{400} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 2 \cdot (8,4 + 0,46^2 \cdot 22,0) = 26,2 \text{ кВАр},$$

$$\Delta P_{\text{тр}}^{1000} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 10 \cdot (2,5 + 0,47^2 \cdot 12,2) = 52,0 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}}^{1000} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 10 \cdot (14,0 + 0,47^2 \cdot 55,0) = 264,1 \text{ кВАр},$$

$$\Delta P_{\text{тр}}^{1600} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 6 \cdot (3,3 + 0,45^2 \cdot 18,0) = 41,5 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}}^{1600} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 6 \cdot (20,8 + 0,45^2 \cdot 88,0) = 230,8 \text{ кВАр},$$

$$\Delta P_{\text{тр}}^{2500} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 8 \cdot (4,6 + 0,36^2 \cdot 25,0) = 63,3 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}}^{2500} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 8 \cdot (25,0 + 0,36^2 \cdot 137,5) = 345,7 \text{ кВАр}.$$

Суммарные потери мощности

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{тр}} &= \Delta P_{\text{тр}}^{63} + \Delta P_{\text{тр}}^{160} + \Delta P_{\text{тр}}^{250} + \Delta P_{\text{тр}}^{400} + \Delta P_{\text{тр}}^{1000} + \Delta P_{\text{тр}}^{1600} + \Delta P_{\text{тр}}^{2500} = \\ &= 1,2 + 2,5 + 3,5 + 4,7 + 52,0 + 41,5 + 63,3 = 168,8 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{тр}} &= \Delta Q_{\text{тр}}^{63} + \Delta Q_{\text{тр}}^{160} + \Delta Q_{\text{тр}}^{250} + \Delta Q_{\text{тр}}^{400} + \Delta Q_{\text{тр}}^{1000} + \Delta Q_{\text{тр}}^{1600} + \Delta Q_{\text{тр}}^{2500} = \\ &= 4,5 + 10,6 + 16,5 + 26,2 + 264,1 + 230,8 + 345,7 = 898,4 \text{ кВАр}, \end{aligned}$$

$$\Delta S_{\text{тр}} = \sqrt{\Delta P_{\text{тр}}^2 + \Delta Q_{\text{тр}}^2} = \sqrt{168,8^2 + 898,4^2} = 914,1 \text{ кВА}.$$

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.

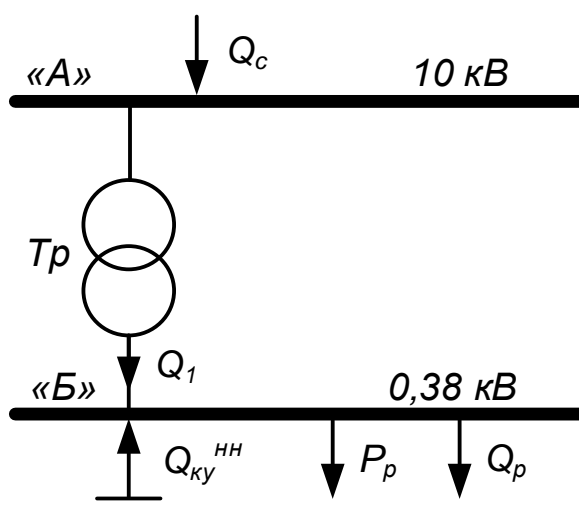


Рисунок 5.3 – Схема распределения реактивной мощности

Реактивная мощность, передаваемая в сеть предприятия от системы

$$Q_c = \alpha \cdot P_{p\Sigma} = 0,29 \cdot 11628,7 = 3372,3 \text{ кВАр},$$

где α – расчетный коэффициент, соответствующий средним условиям передачи реактивной мощности по сетям системы [10, стр. 35].

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

$$Q_1 = \sqrt{\left(\sum (N_T \cdot \beta_T \cdot S_{\text{НОМ.Т}})\right)^2 - \left(\sum (P_p^H + P_{p.o})\right)^2} = \\ = \sqrt{21673,0^2 + 11628,7^2} = 18289,1 \text{ кВар.}$$

На данном предприятии отсутствует высоковольтная нагрузка.

Мощность конденсаторных установок на напряжении выше 1000 В

$$Q_{\text{КУ. расч}} = Q_p - Q_c = 12665,9 - 3372,3 = 9293,6 \text{ кВар.}$$

Принимаем к установке в узле "А" комплектные конденсаторные установки типа УК-6,3(10,5)-2700У1 [11, стр. 167, табл. Пб.2].

Реактивная мощность, генерируемая одной комплектной конденсаторной установкой

$$Q = \left(\frac{U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ.КУ}}}\right)^2 \cdot Q_{\text{НОМ.КУ}} = \left(\frac{10}{10,5}\right)^2 \cdot 2700 = 2449,0 \text{ кВар,}$$

где $Q_{\text{НОМ.КУ}}$ – номинальная мощность конденсаторной установки, кВар.

Необходимое количество комплектных конденсаторных установок для установки в узле "А"

$$n_{\text{КУ. расч}} = \frac{Q_{\text{КУ. расч}}}{Q} = \frac{9293,6}{2449,0} = 3,8 \text{ шт,}$$

принимаем $n_{\text{КУ}} = 4$ шт.

Полная реактивная мощность, генерируемая комплектными конденсаторными установками в узле "А"

$$Q_{\text{КУ}}^{\text{"А"}} = Q \cdot n_{\text{КУ}} = 2449,0 \cdot 4 = 9795,9 \text{ кВар.}$$

Мощность конденсаторных установок на напряжении до 1000 В

$$Q_{\text{КУ. расч}} = \sum (Q_p^H + Q_{p.o}) - Q_1 = 12665,9 - 18289,1 = -5623,2 \text{ кВар.}$$

Компенсация с низкой стороны не требуется

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

Суммарная генерируемая мощность компенсирующих устройств

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{КУ}}^{\text{"А"}} + Q_{\text{КУ}}^{\text{"Б"}} = 9795,9 + 0 = 9795,9 \text{ кВар.}$$

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

$$S_p = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + (Q_{p\Sigma} - Q_{кy})^2} = \sqrt{11628,7^2 + (12665,9 - 9795,9)^2} = \\ = \sqrt{11628,7^2 + 2870,0^2} = 11977,6 \text{ кВА.}$$

5.3 Схема внутривародской 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.

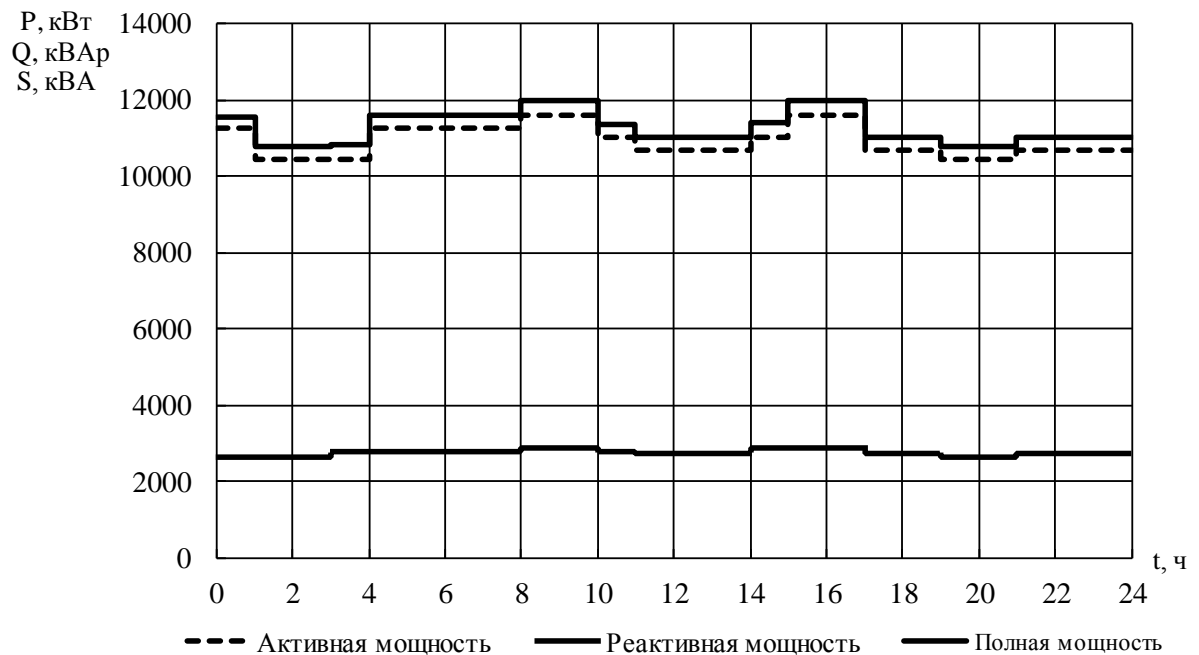


Рисунок 5.4 – Суточный график нагрузок предприятия

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

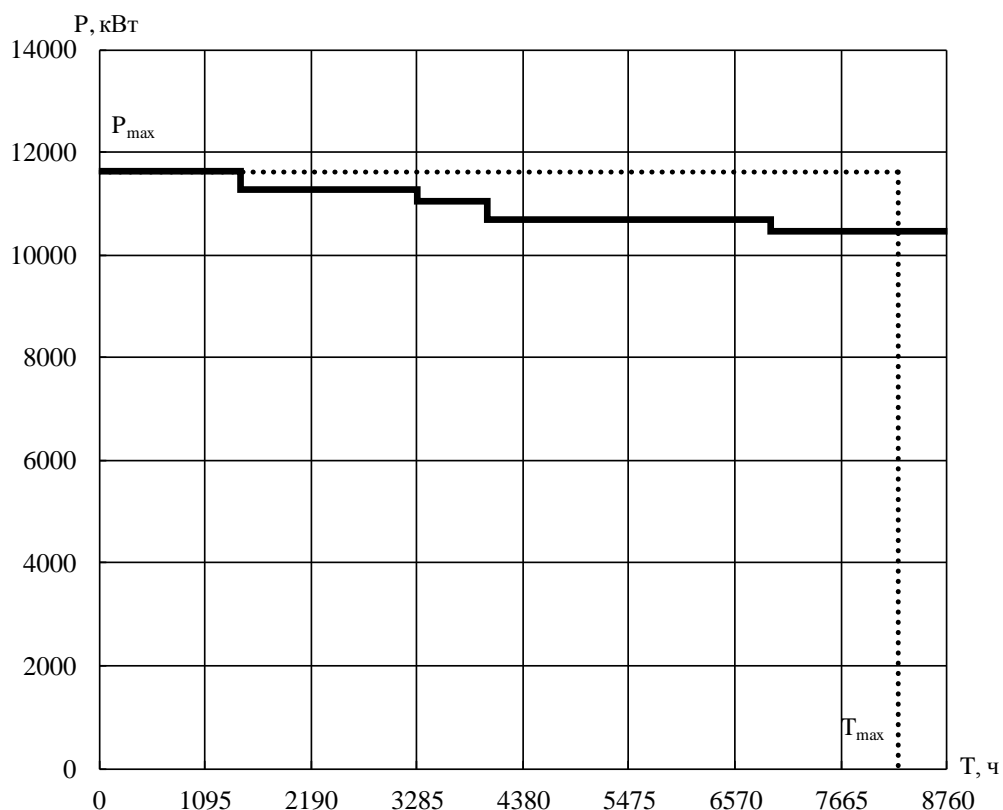


Рисунок 5.5 – Годовой график нагрузки по продолжительности

Количество потребленной за год электрической энергии

$$W_{\text{год}} = 95967511,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Число часов использования максимальной нагрузки

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} = \frac{95967511,5}{11628,7} = 8252,7 \text{ ч.}$$

Время максимальных потерь

$$\begin{aligned} \tau_{\text{max}} &= (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = \\ &= (0,124 + 8252,7 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 7893,7 \text{ ч.} \end{aligned}$$

Распределительная сеть выше 1000 В по территории месторождения выполняется воздушными линиями на железобетонных опорах. Электроснабжение месторождения разделено на несколько областей для повышения надежности и снижения вероятности остановки всего промысла. Каждая область питается по двум фидерам, запитанным от разных секций шин.

Примеры расчета

Отпайка на ТП1

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n_T \cdot (\Delta P_{XX} + \beta_T^2 \cdot \Delta P_{K3}) = 2 \cdot (2,45 + 0,372^2 \cdot 12,2) = 8,3 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = n_T \cdot (\Delta Q_{XX} + \beta_T^2 \cdot \Delta Q_{K3}) = 2 \cdot (14,00 + 0,372^2 \cdot 55,0) = 43,2 \text{ кВАр},$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} = \sqrt{8,3^2 + 43,2^2} = 44,0 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_T \cdot S_{\text{НОМ.Т}} + \Delta S_T}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{2 \cdot 1000 + 44,0}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 59,0 \text{ А},$$

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

n_T – количество трансформаторов, шт;

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

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_T \cdot S_{\text{НОМ.Т}} + \Delta S_T}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{2 \cdot 1000 + 44,0}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 118,0 \text{ А}.$$

Экономическое сечение

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{59,0}{1,2} = 59,0 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока [16, табл. 1.3.36], А/мм².

Намечаем провод АС-50/8 с $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$ [18, стр. 624, табл. П.3.3].

Фактическая длина воздушной линии

$$L_{\text{факт}} = 1,03 \cdot L = 1,03 \cdot 0,110 = 0,114 \text{ км},$$

где L – длина линии по генплану, км;

1,03 – 3% запас длины провода на стрелу провеса.

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

$$I_{\text{доп}} = 210 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 59,0 \text{ А},$$

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 210 = 273,0 \text{ А} > I_{\text{расч.п/ав}} = 118,0 \text{ А}.$$

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

$$\cos \varphi = 0,65,$$

$$\sin \varphi = 0,76,$$

$$\Delta U = 3 \cdot I_{\text{расч}} \cdot L_{\text{факт}} \cdot \left(\frac{r_0}{n_{\text{ц}}} \cdot \cos \varphi + \frac{x_0}{n_{\text{ц}}} \cdot \sin \varphi \right) =$$

$$= 3 \cdot 59,0 \cdot 0,114 \cdot \left(\frac{0,595}{2} \cdot 0,65 + \frac{0,378}{2} \cdot 0,76 \right) = 6,8 \text{ В,}$$

$$\Delta U_{\text{НОМ, \%}} = \frac{\Delta U}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% = \frac{6,8}{10000} \cdot 100\% = 0,068\% < 5\%.$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверок.

Потери мощности в линии

$$\Delta S_{\text{л}} = \left(\frac{S_{\text{р}}}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \sqrt{R^2 + X^2} = \left(\frac{0,744}{10} \right)^2 \cdot \sqrt{0,483^2 + 0,307^2} = 3,167 \text{ кВА.}$$

Дальнейшие расчеты сводим в таблицы 5.4, 5.5 и 5.6.

Таблица 5.4 – Выбор сечений проводников сети выше 1000 В

Участок	S _р , кВА	ΔS _т , кВА	U _{НОМ} , кВ	L _{факт} , км	n _ц , шт	Расчетная нагрузка		S _э , мм ²	Марка и сечение	Допустимая нагрузка	
						I _{расч} , А	I _{расч.ав} , А			I _{доп} , А	1,3·I _{доп} , А
Фидеры 2, 5	6400,0	166,3	10	1,036	2	189,6	379,1	189,6	АС-120/19	390,0	507,0
Отпайка на ТП8.2	3200,0	83,2	10	0,017	2	94,8	189,6	94,8	АС-95/16	330,0	429,0
Фидеры 3, 6	7200,0	330,0	10	3,499	2	217,4	434,7	217,4	АС-120/19	390,0	507,0
Отпайка на ТП1	2000,0	44,0	10	1,623	2	59,0	118,0	59,0	АС-50/8	210,0	273,0
Отпайка на ТП2.1	5000,0	81,2	10	1,169	2	146,7	293,4	146,7	АС-120/19	390,0	507,0
Отпайка на ТП2.2	5000,0	81,2	10	0,021	2	146,7	293,4	146,7	АС-120/19	390,0	507,0
Фидеры 4, 7	5120,0	132,6	10	3,911	2	151,6	303,3	151,6	АС-120/19	390,0	507,0
Отпайка на ТП5	800,0	26,6	10	1,315	2	23,9	47,7	23,9	АС-35/6,2	175,0	227,5
Отпайка на ТП9	2000,0	46,7	10	1,861	2	59,1	118,2	59,1	АС-50/8	210,0	273,0
Отпайка на ТП3, ТП4	2320,0	59,2	10	5,969	2	68,7	137,4	68,7	АС-70/11	265,0	344,5
Отпайка на ТП3	320,0	10,9	10	1,162	2	9,6	19,1	9,6	АС-35/6,2	175,0	227,5
Отпайка на ТП4	2000,0	48,4	10	1,043	2	59,1	118,3	59,1	АС-50/8	210,0	273,0
Фидеры 9, 13	2126,0	52,4	10	2,981	2	62,9	125,8	62,9	АС-70/11	265,0	344,5
Отпайка на ТП6	2000,0	47,7	10	2,260	2	59,1	118,2	59,1	АС-50/8	210,0	273,0
Отпайка на ТП7	126,0	4,7	10	1,357	2	3,8	7,5	3,8	АС-35/6,2	175,0	227,5
Фидеры 10, 14	7000,0	140,1	10	2,687	2	206,1	412,2	206,1	АС-120/19	390,0	507,0
Отпайка на ТП11	5000,0	93,7	10	1,050	2	147,0	294,1	147,0	АС-120/19	390,0	507,0
Отпайка на ТП12	2000,0	46,4	10	4,310	2	59,1	118,1	59,1	АС-50/8	210,0	273,0
Фидеры 11, 15	8200,0	165,9	10	3,149	2	241,5	483,0	241,5	АС-120/19	390,0	507,0
Отпайка на ТП13	3200,0	69,2	10	1,113	2	94,4	188,7	94,4	АС-95/16	330,0	429,0
Отпайка на ТП14	5000,0	96,7	10	1,099	2	147,1	294,3	147,1	АС-120/19	390,0	507,0
Фидеры 12, 16	2500,0	60,3	10	3,716	2	73,9	147,8	73,9	АС-70/11	265,0	344,5
Отпайка на ТП10	500,0	16,9	10	1,350	2	14,9	29,8	14,9	АС-35/6,2	175,0	227,5
Отпайка на ТП15	2000,0	43,4	10	3,450	2	59,0	118,0	59,0	АС-50/8	210,0	273,0

Таблица 5.5 – Определение потерь напряжения во внутризаводской сети

Участок	U _{ном} , кВ	Марка провода	L _{факт} , км	I _{расч} , А	n _ц , шт	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	cosφ	sinφ	ΔU _{ном} , %
Фидеры 2, 5	10	АС-120/19	1,036	189,6	2	0,244	0,349	0,65	0,76	1,248
Отпайка на ТП8.2	10	АС-95/16	0,017	94,8	2	0,301	0,356	0,65	0,76	0,012
Фидеры 3, 6	10	АС-120/19	3,499	217,4	2	0,244	0,349	0,65	0,76	4,835
Отпайка на ТП1	10	АС-50/8	1,623	59,0	2	0,595	0,378	0,65	0,76	0,968
Отпайка на ТП2.1	10	АС-120/19	1,169	146,7	2	0,244	0,349	0,65	0,76	1,090
Отпайка на ТП2.2	10	АС-120/19	0,021	146,7	2	0,244	0,349	0,65	0,76	0,020
Фидеры 4, 7	10	АС-120/19	3,911	151,6	2	0,244	0,349	0,75	0,66	3,682
Отпайка на ТП5	10	АС-35/6,2	1,315	23,9	2	0,777	0,386	0,75	0,66	0,395
Отпайка на ТП9	10	АС-50/8	1,861	59,1	2	0,595	0,378	0,65	0,76	1,112
Отпайка на ТП3, ТП4	10	АС-70/11	5,969	68,7	2	0,422	0,367	0,75	0,66	3,439
Отпайка на ТП3	10	АС-35/6,2	1,162	9,6	2	0,777	0,386	0,75	0,66	0,139
Отпайка на ТП4	10	АС-50/8	1,043	59,1	2	0,595	0,378	0,65	0,76	0,623
Фидеры 9, 13	10	АС-70/11	2,981	62,9	2	0,422	0,367	0,75	0,66	1,572
Отпайка на ТП6	10	АС-50/8	2,260	59,1	2	0,595	0,378	0,65	0,76	1,351
Отпайка на ТП7	10	АС-35/6,2	1,357	3,8	2	0,777	0,386	0,75	0,66	0,064
Фидеры 10, 14	10	АС-120/19	2,687	206,1	2	0,244	0,349	0,80	0,60	3,357
Отпайка на ТП11	10	АС-120/19	1,050	147,0	2	0,244	0,349	0,80	0,60	0,936
Отпайка на ТП12	10	АС-50/8	4,310	59,1	2	0,595	0,378	0,65	0,76	2,574
Фидеры 11, 15	10	АС-120/19	3,149	241,5	2	0,244	0,349	0,65	0,76	4,834
Отпайка на ТП13	10	АС-95/16	1,113	94,4	2	0,301	0,356	0,65	0,76	0,734
Отпайка на ТП14	10	АС-120/19	1,099	147,1	2	0,244	0,349	0,65	0,76	1,028
Фидеры 12, 16	10	АС-70/11	3,716	73,9	2	0,422	0,367	0,75	0,66	2,304
Отпайка на ТП10	10	АС-35/6,2	1,350	14,9	2	0,777	0,386	0,75	0,66	0,253
Отпайка на ТП15	10	АС-50/8	3,450	59,0	2	0,595	0,378	0,65	0,76	2,057

Таблица 5.6 – Определение потерь мощности в линиях

Участок	U _{ном} , кВ	Марка провода	L _{факт} , км	n _ц , шт	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	R, Ом	X, Ом	S _p , МВА	ΔS _л , кВА
Фидеры 2, 5	10	АС-120/19	1,036	2	0,244	0,349	0,126	0,181	3,060	20,640
Отпайка на ТП8.2	10	АС-95/16	0,017	2	0,301	0,356	0,003	0,003	1,530	0,095
Фидеры 3, 6	10	АС-120/19	3,499	2	0,244	0,349	0,427	0,611	4,039	121,536
Отпайка на ТП1	10	АС-50/8	1,623	2	0,595	0,378	0,483	0,307	0,744	3,167
Отпайка на ТП2.1	10	АС-120/19	1,169	2	0,244	0,349	0,143	0,204	3,295	27,016
Отпайка на ТП2.2	10	АС-120/19	0,021	2	0,244	0,349	0,003	0,004	1,648	0,121
Фидеры 4, 7	10	АС-120/19	3,911	2	0,244	0,349	0,477	0,683	2,162	38,912
Отпайка на ТП5	10	АС-35/6,2	1,315	2	0,777	0,386	0,511	0,254	0,370	0,780
Отпайка на ТП9	10	АС-50/8	1,861	2	0,595	0,378	0,554	0,352	0,807	4,269
Отпайка на ТП3, ТП4	10	АС-70/11	5,969	2	0,422	0,367	1,259	1,095	0,985	16,202
Отпайка на ТП3	10	АС-35/6,2	1,162	2	0,777	0,386	0,451	0,224	0,143	0,104
Отпайка на ТП4	10	АС-50/8	1,043	2	0,595	0,378	0,310	0,197	0,842	2,604
Фидеры 9, 13	10	АС-70/11	2,981	2	0,422	0,367	0,629	0,547	0,881	6,473
Отпайка на ТП6	10	АС-50/8	2,260	2	0,595	0,378	0,672	0,427	0,828	5,459
Отпайка на ТП7	10	АС-35/6,2	1,357	2	0,777	0,386	0,527	0,262	0,053	0,017
Фидеры 10, 14	10	АС-120/19	2,687	2	0,244	0,349	0,328	0,469	2,757	43,478
Отпайка на ТП11	10	АС-120/19	1,050	2	0,244	0,349	0,128	0,183	1,958	8,567
Отпайка на ТП12	10	АС-50/8	4,310	2	0,595	0,378	1,282	0,815	0,799	9,695
Фидеры 11, 15	10	АС-120/19	3,149	2	0,244	0,349	0,384	0,549	3,267	71,576
Отпайка на ТП13	10	АС-95/16	1,113	2	0,301	0,356	0,167	0,198	1,243	4,005
Отпайка на ТП14	10	АС-120/19	1,099	2	0,244	0,349	0,134	0,192	2,025	9,589
Фидеры 12, 16	10	АС-70/11	3,716	2	0,422	0,367	0,784	0,682	0,966	9,700
Отпайка на ТП10	10	АС-35/6,2	1,350	2	0,777	0,386	0,525	0,261	0,236	0,327
Отпайка на ТП15	10	АС-50/8	3,450	2	0,595	0,378	1,026	0,652	0,730	6,481
Итого										410,8

Таким образом, был произведен выбор питающих проводников и выполнены проверки по условию нагрева и по допустимой потере напряжения. Так же были рассчитаны потери мощности в линиях внутризаводской сети. Все проводники пригодны для эксплуатации.

6 Схема внешнего электроснабжения

6.1 Выбор трансформаторов ГПП

Для начала необходимо определить расчетную мощность ГПП с учетом потерь в трансформаторах и в распределительной сети

$$\begin{aligned} S_{p, ГПП} &= S_{тр\Sigma} + S_{в.н\Sigma} + \Delta S_{тр, ГПП} + \Delta S_{тр} + \Delta S_{л} = \\ &= 43346 + 0 + 1753,5 + 914,1 + 410,8 = 46424,4 \text{ кВА.} \end{aligned}$$

Расчетная мощность трансформаторов ГПП

$$S_{тр.расч} = \frac{S_{p, ГПП}}{\beta_{тр} \cdot n_{тр}} = \frac{46424,4}{0,5 \cdot 2} = 46424,4 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке на ГПП по два трансформатора мощностью

$$S_{ном.тр} = 63000 \text{ кВА.}$$

Коэффициент загрузки трансформатора в максимальном режиме

$$\beta_{тр.расч} = \frac{S_{p, ГПП}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{46424,4}{2 \cdot 63000} = 0,37.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме

$$\beta_{тр.п/ав} = \frac{S_{p, ГПП}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{46424,4}{1 \cdot 63000} = 0,74.$$

В послеаварийном режиме работы возможно отключение нагрузки III категории для бесперебойного электроснабжения нагрузки II категории. В этом случае коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta_{тр.п/ав} = \frac{S_{p, ГПП} - S_{н, III}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{46424,4 - 0}{1 \cdot 63000} = 0,74.$$

Таким образом, выбранная мощность трансформаторов удовлетворяет предъявляемым требованиям.

Для определения экономически целесообразной величины напряжения питающей линии ГПП воспользуемся формулой Илларионова

$$U_{эк} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_p}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20,7} + \frac{2500}{46,424}}} = 113,2 \text{ кВ,}$$

где L – длина питающей линии, км;

$U_{\text{эк}}$ – экономическое напряжение рассматриваемого участка, кВ.

С учетом рекомендаций принимаем напряжение $U_{\text{ном}} = 110$ кВ.

Параметры выбранных трансформаторов приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Параметры трансформаторов [15]

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	P_{xx} , кВт	Q_{xx} , кВАр	$P_{\text{кз}}$, кВт	$Q_{\text{кз}}$, кВАр	$U_{\text{к}}$, %	I_{xx} , %
ТРДЦН-63000/110	63,0	115	10,5	59,0	378,0	260,0	6615,0	10,5	0,60

6.2 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Принимаем схему внешнего электроснабжения в виде двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой. При нарушении в трансформаторе, сработает защита и подаст сигнал на отключение выключателя в цепях трансформатора на низкой и высокой стороне. Секционный выключатель низкой стороны подключит секцию, оставшуюся без напряжения. Разъединители в ремонтной перемычке нормально отключены. В случае вывода в ремонт трансформатора или выключателя в цепи трансформатора есть возможность оставить в работе обе питающие линии путем включения разъединителей перемычки. Причем сначала включается перемычка, а затем отключаются цепи трансформатора. Схема представлена на рисунке 6.1.

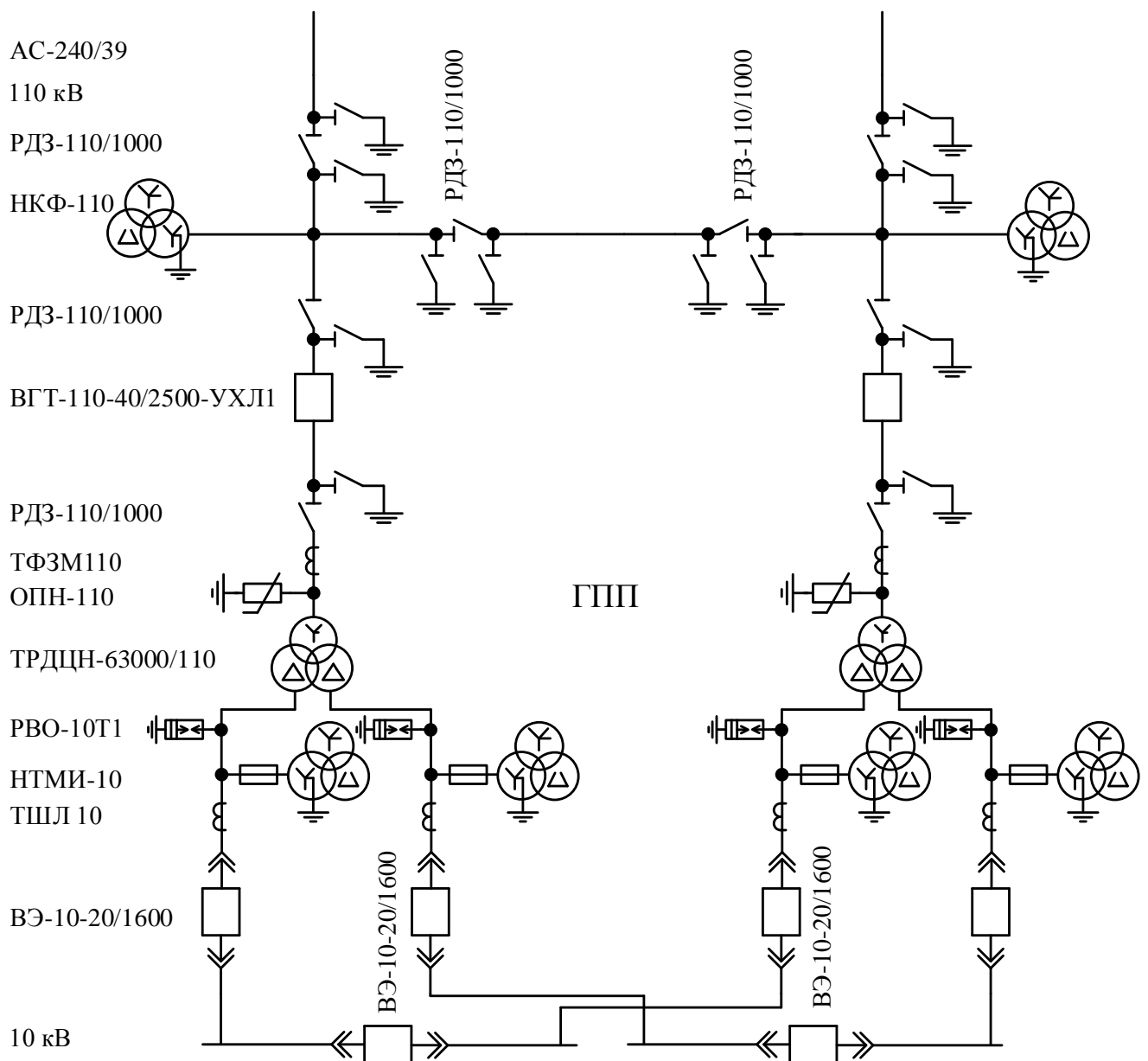


Рисунок 6.1 – Схема внешнего электроснабжения

Выбор сечения провода проводится по экономической плотности тока.

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 330,7 \text{ А.}$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 63000}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 661,3 \text{ А.}$$

Экономическое сечение

$$S_{\text{э}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{330,7}{1} = 330,7 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{э}}$ – нормированное значение экономической плотности тока с учетом числа часов использования максимальной нагрузки [16, табл. 1.3.36], А/мм².

Из стандартного ряда сечений принимаем сталеалюминевый провод марки АС-240/39 с $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$ [15, стр. 82, табл. 3.15.].

– Проверка по перегрузочной способности (в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих линий)

$$I_{\text{расч.п/ав}} < 1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 610 = 793,0 \text{ А.}$$

Проверка выполняется.

– Проверка по условию механической прочности: согласно ПУЭ, воздушные линии напряжением 35 кВ и выше, сооружаемые на двухцепных опорах с применением сталеалюминевых проводов, должны иметь сечение не менее 120 мм². Таким образом, проверка выполняется.

– Проверка по допустимой потере напряжения

$$L_{\text{доп}} = L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{расч}}} = 7,90 \cdot 5 \cdot \frac{610}{330,7} = 72,9 \text{ км} > L_{\text{факт}} = 20,7 \text{ км,}$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимое значение потери напряжения [1, стр. 27], %;

$L_{\text{доп}}$ – допустимая длина линии, км;

$L_{\Delta U 1\%}$ – длина линии при полной загрузке, на которой потеря напряжения равна 1% [14, стр. 440, табл. П.4].

Проверка выполняется.

– Проверка на корону: минимально допустимое сечение проводов воздушной линии 110 кВ по условию короны составляет 70 мм² [15], что меньше, чем принятое сечение. Поэтому проверка выполняется.

7 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.

Напряжение на шинах ВН ГПП при расчете можно считать постоянным, так как предприятие получает питание от энергосистемы неограниченной мощности, это означает, что периодическая составляющая тока КЗ практически не изменяется во времени и остается постоянной от начала КЗ до его окончания.

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 7.1 и на её основе схему замещения, рисунок 7.2. 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.

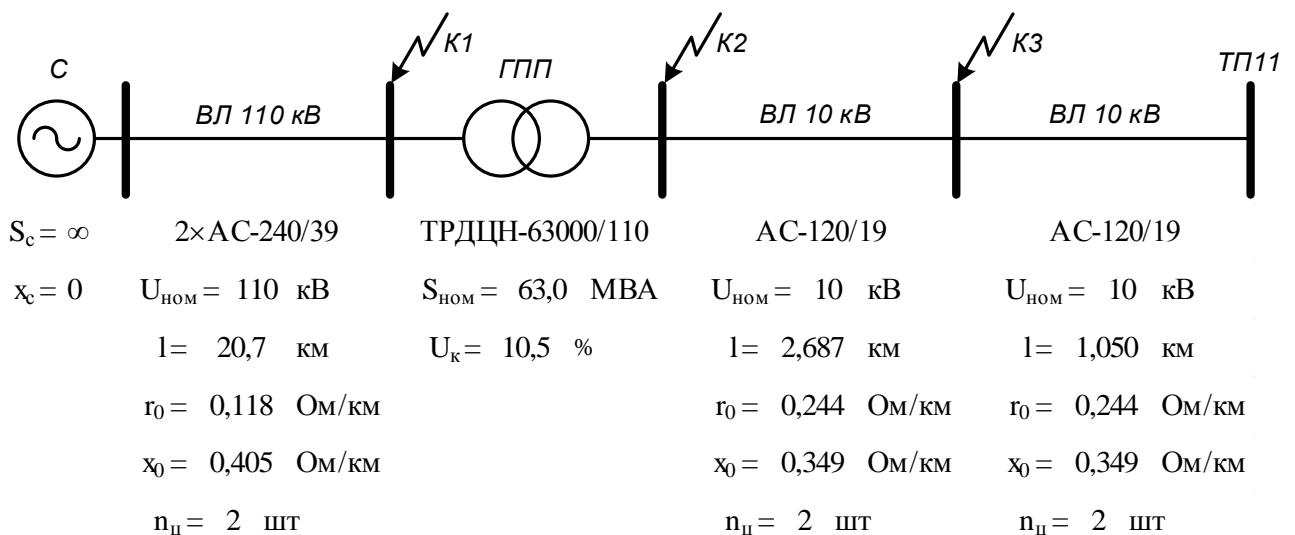


Рисунок 2.5 – Расчетная схема рассматриваемого участка

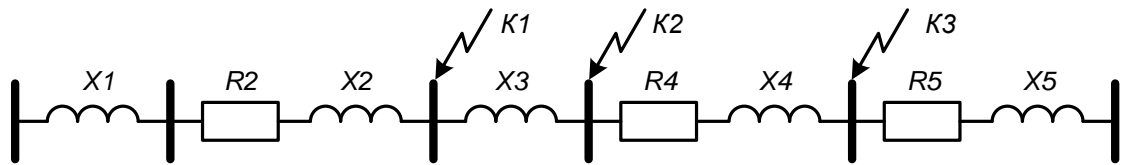


Рисунок 2.6 – Схема замещения рассматриваемого участка

Принимаем базисные величины

$$S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА}, \quad U_{\text{ср.ном1}} = 115 \text{ кВ}, \quad U_{\text{ср.ном2}} = 10,5 \text{ кВ},$$

$$I_{\text{б1}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном1}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА},$$

$$I_{\text{б2}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном2}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}.$$

Параметры схемы замещения

Система

$$S_{\text{с}} = \infty, \quad X_{\text{с}} = X_1 = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{с}}} = 0.$$

Воздушная линия

$$R_2 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ср.ном1}}^2} = 0,118 \cdot 20,7 \cdot \frac{100}{1 \cdot 115^2} = 0,018,$$

$$X_2 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ср.ном1}}^2} = 0,405 \cdot 20,7 \cdot \frac{100}{1 \cdot 115^2} = 0,063.$$

Трансформаторы

$$X_3 = \frac{U_{\text{к, \%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном.т}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{63,0} = 0,167.$$

Фидер, питающий подстанцию

$$R_4 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ср.ном2}}^2} = 0,244 \cdot 2,687 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,595,$$

$$X_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ср.ном2}}^2} = 0,349 \cdot 2,687 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,851.$$

Отпайка, питающая подстанцию

$$R_5 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ср.ном2}}^2} = 0,244 \cdot 1,050 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,232,$$

$$X_5 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ср.ном2}}^2} = 0,349 \cdot 1,050 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,332.$$

а) Точка К1

Результирующее сопротивление в точке К1

$$R_{\text{рез1}} = 0,018, \quad X_{\text{рез1}} = X_1 + X_2 = 0 + 0,063 = 0,063,$$

$$Z_{\text{рез1}} = \sqrt{R_{\text{рез1}}^2 + X_{\text{рез1}}^2} = \sqrt{0,018^2 + 0,063^2} = 0,066.$$

Действующее значение тока КЗ в точке К1

$$I_{\text{к1}} = \frac{I_{\text{б1}}}{Z_{\text{рез1}}} = \frac{0,502}{0,066} = 7,6 \text{ кА.}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ

$$T_{\text{а1}} = \frac{X_{\text{рез1}}}{\omega \cdot R_{\text{рез1}}} = \frac{0,063}{314 \cdot 0,018} = 0,0109 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

$$k_{\text{уд1}} = 1 + e^{-0,01/T_{\text{а1}}} = 1 + e^{-0,01/0,0109} = 1,401.$$

Ударный ток КЗ в точке К1

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}} \cdot I_{\text{к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,401 \cdot 7,6 = 15,1 \text{ кА.}$$

б) Точка К2

Результирующее сопротивление в точке К2

$$R_{\text{рез2}} = R_{\text{рез1}} = 0,018, \quad X_{\text{рез2}} = X_{\text{рез1}} + X_3 = 0,063 + 0,167 = 0,230.$$

$$Z_{\text{рез2}} = \sqrt{R_{\text{рез2}}^2 + X_{\text{рез2}}^2} = \sqrt{0,018^2 + 0,230^2} = 0,231.$$

Действующее значение тока КЗ в точке К2

$$I_{\text{к2}} = \frac{I_{\text{б2}}}{Z_{\text{рез2}}} = \frac{5,499}{0,231} = 23,8 \text{ кА.}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ

$$T_{\text{а2}} = \frac{X_{\text{рез2}}}{\omega \cdot R_{\text{рез2}}} = \frac{0,230}{314 \cdot 0,018} = 0,0397 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

$$k_{\text{уд2}} = 1 + e^{-0,01/T_{\text{а2}}} = 1 + e^{-0,01/0,0397} = 1,777.$$

Ударный ток КЗ в точке К2

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд2}} \cdot I_{\text{к2}} = \sqrt{2} \cdot 1,777 \cdot 23,8 = 59,9 \text{ кА.}$$

в) Точка КЗ

Сопротивление от источника до точки КЗ

$$R_{рез3} = R_{рез2} + R_4 = 0,018 + 0,595 = 0,613,$$

$$X_{рез3} = X_{рез2} + X_4 = 0,230 + 0,851 = 1,081,$$

$$Z_{рез3} = \sqrt{R_{рез3}^2 + X_{рез3}^2} = \sqrt{0,613^2 + 1,081^2} = 1,242.$$

Действующее значение тока КЗ в точке КЗ

$$I_{кз} = \frac{I_{б2}}{Z_{рез3}} = \frac{5,499}{1,242} = 4,4 \text{ кА.}$$

Постоянная затухания аperiодической составляющей тока КЗ

$$T_{аз} = \frac{X_{рез3}}{\omega \cdot R_{рез3}} = \frac{1,081}{314 \cdot 0,613} = 0,0056 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент

$$k_{удз} = 1 + e^{-0,01/T_{аз}} = 1 + e^{-0,01/0,0056} = 1,168.$$

Ударный ток КЗ в точке КЗ

$$i_{удз} = \sqrt{2} \cdot k_{удз} \cdot I_{кз} = \sqrt{2} \cdot 1,168 \cdot 4,4 = 7,3 \text{ кА.}$$

Полученное по экономической плотности тока сечение высоковольтных линий необходимо проверить на термическую стойкость при коротком замыкании.

а) Проверка фидера, питающего подстанцию

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$W_k = I_{к2}^2 \cdot (\tau + T_{а2}) = 23824,2^2 \cdot (0,07 + 0,0397) = 62247112,2 \text{ А}^2 \cdot \text{сек},$$

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

Термически стойкое сечение равно

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{W_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{62247112,2}}{90} = 87,7 \text{ мм}^2 < S_{\text{факт}} = 120 \text{ мм}^2,$$

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

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

Предварительно выбранное сечение по термической стойкости проходит.

б) Проверка отпайки, питающей подстанцию

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$B_k = I_{k3}^2 \cdot (\tau + T_{a3}) = 4425,6^2 \cdot (0,07 + 0,0056) = 1480945,9 \text{ A}^2 \cdot \text{сек},$$

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

Термически стойкое сечение равно

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{1480945,9}}{90} = 13,5 \text{ мм}^2 < S_{\text{факт}} = 120 \text{ мм}^2.$$

Предварительно выбранное сечение по термической стойкости проходит.

Расчет токов КЗ по остальным участкам сведем в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	$U_{\text{ср.ном}}$, кВ	I_b , кА	$R_{\text{рез}}$	$X_{\text{рез}}$	$Z_{\text{рез}}$	I_k , кА	T_a , с	$k_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}$, кА	B_k , $\text{A}^2 \cdot \text{с}$	S_{\min} , мм^2
К1	115,0	0,502	0,018	0,063	0,066	7,6	0,0109	1,401	15,1	–	–
К2	10,5	5,499	0,018	0,230	0,231	23,8	0,0397	1,777	59,9	62247112,2	87,7
К3	10,5	5,499	0,613	1,081	1,242	4,4	0,0056	1,168	7,3	1480945,9	13,5

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

8 Выбор силового оборудования

8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Намечаем к установке на стороне ВН трансформатора ГПП вакуумный выключатель ВГТ-110-40/2500-УХЛ1.

Намечаем к установке на стороне НН трансформатора ГПП электромагнитный выключатель ВЭ-10-31,5/1600-У3.

Параметры выключателя приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Параметры выключателя [23, 24]

№	Параметр	Значение	
		ВГТ	ВЭ
1	Тип	ВГТ	ВЭ
2	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	110	10
3	Номинальный ток $I_{\text{ном}}$, А	2000	1600
4	Номинальный ток отключения $I_{\text{отк.ном}}$, кА	40	31,5
5	Ток электродинамической стойкости $I_{\text{дин}}$, кА	40	31,5
6	Пик тока электродинамической стойкости $i_{\text{дин}}$, кА	102	80
7	Ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$, кА	40,0	31,5
8	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}}$, с	3	4
9	Полное время отключения выключателя $t_{\text{отк.в}}$, с	0,06	0,75
10	Климатическое исполнение	ХЛ1	У3

Пример выбора выключателя на стороне ВН трансформатора ГПП

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

$$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ};$$

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

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{р.ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{46424,4}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 243,7 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А};$$

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

$$I_{\text{n,t}} = 7,6 \text{ кА} < I_{\text{n,t}} = 40,0 \text{ кА};$$

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

$$I_{\text{n,0}} = 7,6 \text{ кА} < I_{\text{дин}} = 40,0 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = 15,1 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА};$$

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

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{отк.в} + T_a) = 7,6^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,011) = 73,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40,0^2 \cdot 3 = 4800,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 73,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель проходит по результатам проверок.

Намечаем к установке на высокой стороне трансформатора ГПП разъединитель РДЗ-110/1000-УХЛ1.

Так как на низкой стороне используются выкатные тележки, то разъединитель не устанавливается.

Параметры разъединителя приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Параметры разъединителя [18, стр. 630, табл. П4.4]

№	Параметр	Значение
1	Тип	РДЗ
2	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	110
3	Номинальный ток $I_{ном}$, А	1000
4	Амплитуда предельного сквозного тока $i_{пр.с}$, кА	80
5	Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	31,5
6	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер}$, с	3
7	Климатическое исполнение	УХЛ1

Пример выбора разъединителя на стороне ВН трансформатора ГПП

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

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} = U_{ном} = 110 \text{ кВ};$$

– по току $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = 243,7 \text{ А} < I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

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

$$i_{уд} = 15,1 \text{ кА} < i_{пр.с} = 80 \text{ кА};$$

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

$$B_k = 73,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Разъединитель проходит по результатам проверок.

Оборудование выбираем однотипное, т.е. все выключатели и разъединители на высокой стороне будут одной марки.

Дальнейший расчет сведем в таблицу 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор выключателей и разъединителей

Расчетные данные	Выключатель ВГТ-110-40/2500-УХЛ1	Разъединитель РДЗ-110/1000-УХЛ1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 243,7$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{n,t} = 7,6$ кА	$I_{отк.ном} = 40$ кА	–
$I_{n,0} = 7,6$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	–
$i_{уд} = 15,1$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{пр.с} = 80$ кА
$W_k = 73,5$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977$ кА ² · с
Расчетные данные	Выключатель ВЭ-10-31,5/1250-УЗ	Разъединитель
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	Используется выкатная тележка
$I_{max} = 1340,2$ А	$I_{ном} = 1600$ А	
$I_{n,t} = 23,8$ кА	$I_{отк.ном} = 31,5$ кА	
$I_{n,0} = 23,8$ кА	$I_{дин} = 31,5$ кА	
$i_{уд} = 59,9$ кА	$i_{дин} = 80$ кА	
$W_k = 732,0$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3969$ кА ² · с	

8.2 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 8.4 [18, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 8.4 – Нагрузка трансформаторов тока

Место установки	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
			А	В	С
Сторона ВН трансформатора ГПП	Амперметр	Э – 350	0,5	—	0,5
	Амперметр	Э – 350	0,5	—	0,5
Итого:			1,0	—	1,0
Сторона НН трансформатора ГПП	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

Намечаем трансформаторы тока ТФЗМ110Б У1 и ТШЛ-10 УЗ.

Параметры трансформатор тока приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Параметры трансформаторов тока [25, стр. 294, табл. 5.9]

№	Параметр	Значение	
		ТФЗМ	ТШЛ
1	Тип		
2	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	110	10
3	Номинальный ток $I_{ном}$, А	300	2000
4	Вторичный номинальный ток трансформатора тока I_2 , А	5	5
5	Ток электродинамической стойкости $i_{дин}$, кА	62	–
6	Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	12,0	–
7	Кратность	–	35
8	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер}$, с	3	3
9	Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока $Z_{2ном}$, Ом	1,2	0,8
10	Класс точности	0,5	0,5
11	Климатическое исполнение	У1	У3

Пример выбора трансформатора тока на стороне ВН трансформатора ГПП.

Из таблицы 8.4 видно, что наиболее загружены фазы А и С. Для них ведем расчет.

Проверка трансформаторов тока

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

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} = U_{ном} = 110 \text{ кВ};$$

– по току $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{46424,4}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 243,7 \text{ А} < I_{ном} = 300 \text{ А};$$

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

Общее сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{1,0}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами (таблица 8.4).

Допустимое сопротивление проводников

$$r_{пр.доп} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 1,2 - 0,04 - 0,05 = 1,11 \text{ Ом},$$

где r_k – 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

$$q_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot I_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 15}{1,11} = 0,38 \text{ мм}^2,$$

где ρ – удельное сопротивление алюминиевого провода [18, стр. 374], Ом/мм²;

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

Принимаем кабель марки АКРВГ сечением $q = 4 \text{ мм}^2$ [18, стр. 375].

Тогда сопротивление кабеля

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 15}{4} = 0,106 \text{ Ом}.$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,04 + 0,106 + 0,05 = 0,196 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}.$$

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

$$i_{\text{уд}} = 15,1 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 62 \text{ кА};$$

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

$$B_{\text{к}} = 73,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{2\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12^2 \cdot 3 = 432,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Трансформатор тока проходит по результатам проверок.

Трансформатор тока на низкой стороне трансформатора ГПП выбирается аналогично. Поэтому дальнейшие расчеты сведем в таблицу 8.6.

Таблица 8.6 – Выбор трансформаторов тока в цепях трансформатора ГПП

Тип ТТ	Расчетные данные	Каталожные данные
ТТ1, ТТ2 Сторона ВН трансформатора	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} = 77,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 53,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 108,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 10,8 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 30 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,196 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$
ТТ3, ТТ4 Сторона НН трансформатора	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} = 849,0 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 35,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 14700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 19,8 \text{ кА}$	не проверяется
	$r_2 = 0,446 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,800 \text{ Ом}$

8.3 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 8.7 [18, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 8.7 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Место установки	Прибор	Тип	$S_{обм},$ В · А	$n_{обм},$ шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{приб},$ шт	Потр. мощн.	
								P, Вт	Q, ВАр
Сторона ВН трансформатора ГПП	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	1	2,0	0,0
	Вольтметр	Н – 393	10,0	1	1	0	1	10,0	0,0
	Частотомер	Н – 397	7,0	1	1	0	1	7,0	0,0
Итого:								19,0	0,0
Сторона НН трансформатора ГПП	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	—	—	—	8	0,16	0,0
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	8	0,16	0,0
Итого:								10,3	0,0

Намечаем к установке на стороне ВН трансформатора ГПП трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1.

Намечаем к установке на стороне НН трансформатора ГПП трансформатор напряжения НТМИ-10

Параметры трансформаторов напряжения приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Параметры трансформаторов напряжения [25, стр. 326, табл. 5.13]

№	Параметр	Значение	
		НКФ	НТМИ
1	Тип	НКФ	НТМИ
2	Номинальное напряжение $U_{ном},$ кВ	110	10
3	Номинальная мощность $S_{ном},$ В·А	400	120
4	Класс точности	0,5	0,5
5	Климатическое исполнение	У1	У3

а) Проверка трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора.

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

$$U_{уст} = 110 \text{ кВ} = U_{ном} = 110 \text{ кВ};$$

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 3.7

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{19,0^2 + 0^2} = 19,0 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{ном} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

б) Проверка трансформаторов напряжения на стороне НН трансформатора.

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

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

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 3.7

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,3^2 + 0^2} = 10,3 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{ном} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

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].

8.4 Выбор ограничителя перенапряжения

Так как неизвестны все параметры рассматриваемой сети, то примем ограничитель по напряжению установки.

Принимаем к установке ограничитель напряжения марки ОПН-110.

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

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

Проверка выполняется.

8.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

На подстанции имеются следующие нагрузки собственных нужд [18, стр. 640, табл. П.6.2]:

– подогрев выключателей ОРУ

$$P_{\text{выкл}\Sigma} = n_{\text{выкл}} \cdot P_{\text{выкл}} = 2 \cdot 1,8 = 3,6 \text{ кВт.}$$

– подогрев шкафов

$$P_{\text{шк}\Sigma} = n_{\text{шк}} \cdot P_{\text{шк}} = 18 \cdot 1,0 = 18,0 \text{ кВт.}$$

– отопление, освещение, вентиляция ЗРУ

$$P_{\text{о.ЗРУ}} = 30,0 \text{ кВт.}$$

– освещение ОРУ

$$P_{\text{о.ОРУ}} = 10,0 \text{ кВт.}$$

Установленная мощность нагрузки собственных нужд

$$P_{\text{уст}} = P_{\text{выкл}\Sigma} + P_{\text{шк}\Sigma} + P_{\text{о.ЗРУ}} + P_{\text{о.ОРУ}} = 3,6 + 18,0 + 30,0 + 10,0 = 61,6 \text{ кВт.}$$

Мощность трансформатора собственных нужд

$$S_{\text{тр}} \geq P_{\text{расч}} = k_c \cdot P_{\text{уст}} = 0,8 \cdot 61,6 = 49,3 \text{ кВт,}$$

где k_c – коэффициент спроса [18, стр. 475].

Принимаем к установке два трансформатора типа ТСН-63.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А5Д1	Денисенко Константин Витальевич

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение	Отделение электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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 – 253 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).
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	Доцент, к.э.н.		20.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А5Д1	Денисенко Константин Витальевич		20.04.2020

9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной выпускной квалификационной работе проектируется Завод нефтегазовой промышленности. 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.




9.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта

Данное предприятие может представлять интерес для организаций, работающих в химическом производстве, НПЗ, транзитным организациям. 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 9.1.

Таблица 9.1 – Карта сегментирования рынка

		Вид продукции		
		Добыча нефти	Добыча газа	Сопутствующие продукты
Размер потребителя	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

	– химическая промышленность;
	– НПЗ;
	– транзитные компании.

По карте сегментирования видно, что у всей выпускаемой продукции есть свой целевой потребитель. Как правило в продукции заинтересованы только крупные и средние компании. Нефть интересна все видам рассмотренных отраслей, а газ исключительно транзитным компаниям. Сопутствующие товары поступают на переработку на химические предприятия.

9.2 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

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

где K – конкурентоспособность конкурента;

B_i – вес показателя, в долях единицы;

B_i – балл i -го показателя.

В таблице 9.2 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений. Сравнение производилось с конкурирующими заводами АО "Томскнефть ВНК" и ПАО "НГК Славнефть".

Таблица 9.2 – Оценочная карта

Критерий оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	$B_{к1}$	$B_{к2}$	K_{ϕ}	$K_{к1}$	$K_{к2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда	0,20	5	4	5	1,00	0,80	1,00
2. Надежность	0,25	4	2	3	1,00	0,50	0,75
3. Безопасность	0,25	5	3	4	1,25	0,75	1,00
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,15	3	3	3	0,45	0,45	0,45
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	5	4	4	0,75	0,60	0,60
Итого	1,00	22	16	19	4,45	3,10	3,80

По результатам расчета видно, что рассматриваемое предприятие конкурентоспособно, по сравнению с предприятиями аналогичного профиля. Преимущества наблюдаются практически по всем направлениям, за исключением цены, так как цена регулируется государством.

9.3 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 9.3. Анализ производился на основе сравнения с конкурирующими заводами АО "Томскнефть ВНК" и ПАО "НГК Славнефть".

Таблица 9.3 – SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	<p>С1. Эффективное управление</p> <p>С2. Большие запасы углеводородов</p> <p>С3. Лидирующее место по темпу рыночного роста</p> <p>С4. Лучшие рекламные компании, благотворительность</p>	<p>Сл1. Необходимость развитие сбытовой сети</p> <p>Сл2. Недостаточное финансирование</p> <p>Сл3. Отставание темпов роста добычи от темпов потребления продукции</p> <p>Сл4. Большие затраты на рекламу</p>
<p>Возможности</p> <p>В1. Расширение ассортимента продукции</p> <p>В2. Независимость в выборе поставщика продукции</p> <p>В3. Лидирующее место в сфере распределения углеводородов</p> <p>В4. Заинтересованность государства в развитии нефтегазовой промышленности</p>	<p>Внедрение новых технологий при помощи высококвалифицированного персонала</p> <p>Обеспечение высокого качества работ за счет применения новых разработок</p>	<p>Расширение экспорта</p> <p>Изучение потребностей и спроса</p> <p>Разработка новых конкурирующих предложений</p>
<p>Угрозы</p> <p>У1. Сохранение транзитных рисков</p> <p>У2. Низкая прибыльность за- за внутренней регулировки тарифов</p> <p>У3. Серьёзные внутренние и внешние конкуренты</p> <p>У4. Снижения уровня обеспеченности мировой экономики запасами нефти и газа</p>	<p>Поддержание конкурентоспособности и обеспечение стабильного уровня заказов за счет формирования имиджа</p> <p>Строгий технический контроль всех выполняемых работ</p>	<p>Внедрение новых маркетинговых разработок</p> <p>Совершенствование рекламной политики.</p>

Для выявления соответствия сильных и слабых сторон внешним условиям строится интерактивная матрица проекта, таблица 9.4. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Таблица 9.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4
Возможности	B1	+	+	0	0
	B2	–	+	0	–
	B3	+	+	+	+
	B4	–	+	+	+
Результат	B1C1C2; B2C2; B3C1C2C3C4; B4C2C3C4				
Угрозы	У1	0	0	–	–
	У2	+	–	+	0
	У3	+	+	+	+
	У4	–	+	+	–
Результат	У2C1C3; У3C1C2C3; У4C2C3				
Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности	B1	+	+	+	+
	B2	+	–	0	–
	B3	+	+	+	0
	B4	0	+	+	–
Результат	B1Сл1Сл2Сл3Сл4; B2Сл1; B3Сл1Сл2Сл3; B4Сл2Сл3				
Угрозы	У1	+	+	+	–
	У2	0	+	0	+
	У3	+	+	+	+
	У4	0	–	+	–
Результат	У1Сл1Сл2Сл3; У2Сл2Сл3; У3Сл1Сл2Сл3Сл4; У4Сл3				

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:

- развивать транзитную сеть через разные государства;
- повышать прибыльность за счет сопутствующих видов продуктов;
- изучать конкурентов, действовать на опережение в развитии технологий.

Для борьбы со слабыми сторонами необходимо:

- развивать сбытовую сеть, подключать инвесторов;
- привлечение новых российских и зарубежных инвесторов;
- активнее проводить разведку и запуск новых месторождений;
- оптимизировать рекламные расходы.

9.4 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 9.5).

На основе таблицы 9.5 строится календарный план-график рисунок 9.1. 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 96 дней.

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 9.5 – План разработки выполнения этапов проекта

№ п/п	Перечень выполненных работ	Исполнители	Прод-сть, дн.	З _{дн} , руб	З _{осн} , руб
1	Ознакомление с производственной документацией. Постановка задачи работникам	Руководитель	3	1913,1	5739,2
		Инженер	3	1190,5	3571,6
2	Расчет электрических нагрузок по цеху	Инженер	8	1190,5	9524,2
3	Расчет электрических нагрузок по предприятию	Инженер	7	1190,5	8333,7
4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Инженер	1	1190,5	1190,5
5	Выбор трансформаторов цеховых подстанций и выбор средств компенсации	Инженер	4	1190,5	4762,1
6	Выбор трансформаторов ГПП	Руководитель	1	1913,1	1913,1
		Инженер	5	1190,5	5952,6
7	Расчет внутривзаводской сети предприятия	Инженер	12	1190,5	14286,3
8	Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	Инженер	1	1190,5	1190,5
9	Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В	Инженер	2	1190,5	2381,1
10	Расчет схемы электроснабжения цеха	Руководитель	2	1913,1	3826,1
		Инженер	6	1190,5	7143,2
11	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	Инженер	1	1190,5	1190,5
12	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	Инженер	1	1190,5	1190,5
13	Расчет релейной защиты и автоматики	Инженер	1	1190,5	1190,5
14	Расчет эпюры отклонений напряжения	Инженер	2	1190,5	2381,1
15	Составление расчетно-пояснительной записки	Руководитель	2	1913,1	3826,1
		Инженер	22	1190,5	26191,6
16	Чертежные работы	Руководитель	2	1913,1	3826,1
		Инженер	20	1190,5	23810,5
Итого по каждой должности		Руководитель	10	1913,1	19130,5
		Инженер	96	1190,5	114290,5
Итого З _{осн} сотрудников, руб					133421,1

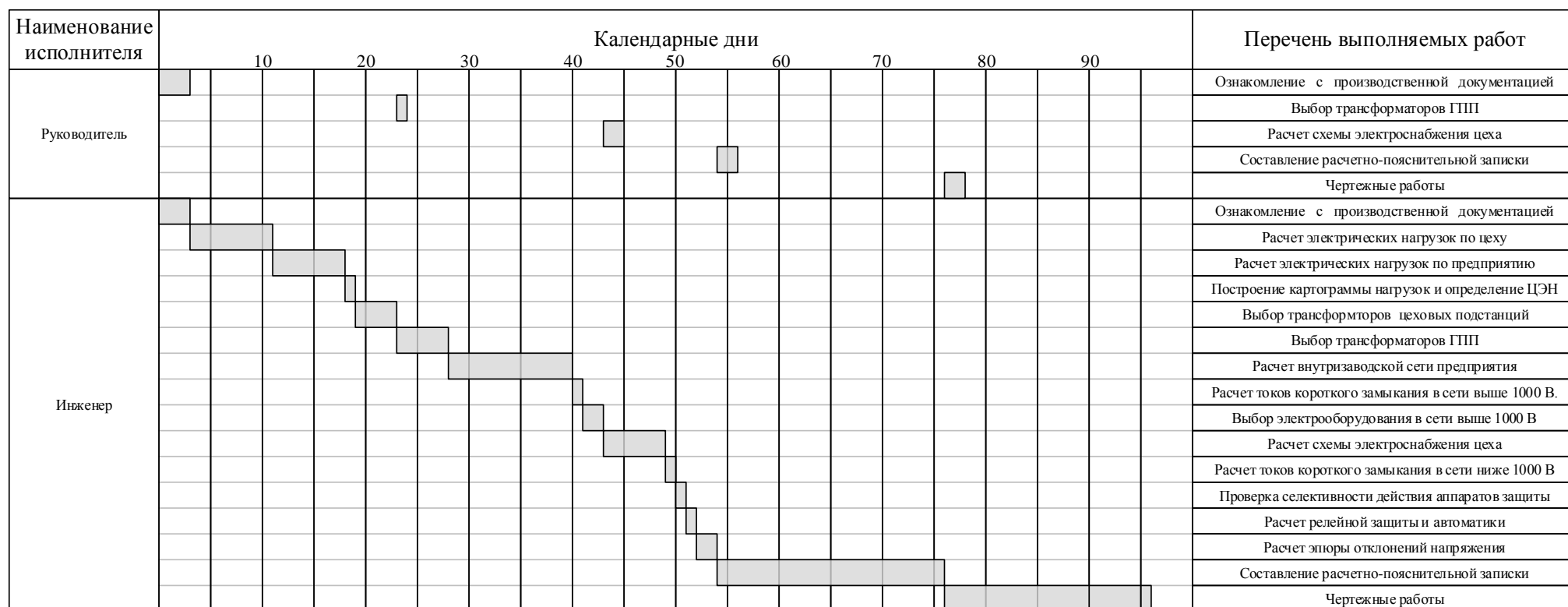


Рисунок 9.1 – Календарный план выполнения проекта

1) Расчет зарплаты

Месячный должностной оклад научного руководителя

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + \kappa_{\text{пр}} + \kappa_{\text{д}}) \cdot \kappa_{\text{р}} = 23300 \cdot (1 + 0,3 + 0,20) \cdot 1,3 = 45435,0 \text{ руб.},$$

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

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot \text{М}}{F_{\text{д}}} = \frac{45435,0 \cdot 10,4}{247} = 1913,1 \text{ руб.},$$

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

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

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 1913,1 \cdot 10 = 19130,5 \text{ руб.},$$

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

Дополнительная заработная плата

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} \cdot \kappa_{\text{доп}} = 19130,5 \cdot 0,12 = 2295,7 \text{ руб.},$$

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

Зарплата научного руководителя

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} = 19130,5 + 2295,7 = 21426,2 \text{ руб.}$$

Зарплата инженера рассчитывается аналогично. Дальнейший расчет приведен в таблице 9.6

Таблица 9.6 – 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	0,20	1,3	45435,0	1913,1	10	19130,5	0,12	2295,7	21426,2
Инженер	14500	0,3	0,20	1,3	28275,0	1190,5	96	114290,5	0,12	13714,9	128005,4
Итого	–	–	–	–	–	–	–	133421,1	–	16010,5	149431,6

2) Материальные затраты

Таблица 9.7 – Затраты на материалы

Материалы	Количество	Цена за единицу, руб	И _м , руб
Флэш-память	1	500,0	500,0
Упаковка бумаги А4 500 листов	2	200,0	400,0
Канцтовары	–	300,0	300,0
Картридж для принтера	1	1800,0	1800,0
Итого З _{мат} , руб	–	–	3000,0

3) Амортизация основных фондов

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$I_{ам} = \frac{T_{исп.КТ}}{T_{кал}} \cdot Ц_{КТ} \cdot \frac{1}{T_{сл}} = \frac{48}{365} \cdot 48200,0 \cdot \frac{1}{5} = 1267,7 \text{ руб,}$$

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 9.8.

Таблица 9.8 – Амортизация основных фондов

Оборудование	Стоимость, руб	Количество	T_z , дней	И _{ам} , руб
Компьютер	48200,0	1	48	1267,7
Принтер	4100,0	1	10	22,5
Итого З _{ам} , руб	–	–	–	1290,2

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

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot Z_{зп} = 0,3 \cdot 149431,6 = 44829,5 \text{ руб,}$$

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

$$\begin{aligned} Z_{контр} &= k_{контр} \cdot (Z_{зп} + Z_{м} + Z_{ам} + Z_{внеб}) = \\ &= 0,1 \cdot (149431,6 + 3000,0 + 1290,2 + 44829,5) = 19855,1 \text{ руб,} \end{aligned}$$

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

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

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

$$= 0,16 \cdot (149431,6 + 3000,0 + 1290,2 + 44829,5 + 19855,1) = 34945,0 \text{ руб,}$$

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

7) Затраты на разработку проекта

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

$$= 149,43 + 3,00 + 1,29 + 44,83 + 19,86 + 34,95 = 253,35 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет бюджета затрат разработку проекта сведем в таблицу 9.9.

Таблица 9.9 – Бюджет затрат на выполнение проекта

№ статьи	Наименование статей расхода	Сумма, тыс.руб
1	Фонд заработной платы $Z_{\text{зп}}$	149,43
2	Материалы $Z_{\text{мат}}$	3,00
3	Амортизация основных фондов $Z_{\text{ам}}$	1,29
4	Внебюджетные отчисления $Z_{\text{внеб}}$	44,83
5	Контрагентные расходы $Z_{\text{контр}}$	19,86
6	Накладные расходы $Z_{\text{накл}}$	34,95
Цена проекта $Z_{\text{пр}}$		253,35

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.

9.5 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 нефтегазовой промышленности востребована в различных сегментах рынка. Как правило в продукции заинтересованы только крупные и средние компании. Нефть интересна все видам рассмотренных отраслей, а газ исключительно транзитным компаниям. Сопутствующие товары поступают на переработку на химические предприятия.

2) Проведён анализ конкурентных технических решений.

Анализ конкурентных технических решений в сравнении с аналогичными предприятиями АО "Томскнефть ВНК" и ПАО "НГК Славнефть", показал, что рассматриваемое предприятие конкурентоспособно, по сравнению с предприятиями аналогичного профиля.

Преимущества наблюдаются практически по всем направлениям, за исключением цены, так как цена 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 сделать упор на развитие транзитной и сбытовой сети трубопроводов. Так же необходимо активно развивать реализацию сопутствующих продуктов, активно привлекать инвесторов и вести разведку, и производить запуск новых месторождений. При этом явными преимуществами является большой запас углеводородов, заинтересованность государства в развитии компании, большой выбор потребителей как внутренних, так и на внешнем рынке.

4) Планирование выполнения работ по проекту.

Было произведено распределение обязанностей по выполнению проекта и рассчитано время, необходимое для выполнения работы. Общая продолжительность работ составила 96 дней. 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 253,35 тыс.руб.

Расчет показал, что трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки и составляют 149,43 тыс.руб. Минимальные затраты составляют материалы и амортизационные отчисления, в сумме около 4,3 тыс.руб.

Расходы по заработной плате определены по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок и составили: заработная плата руководителя – 21426,19 руб., заработная плата инженера – 128005,39 руб. В основную заработную плату внесена премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 30 % от оклада.

Накладные и контрагентные расходы составили в сумме 54800,14 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	Денисенко Константин Витальевич

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

Тема ВКР:

Электроснабжение нефтегазопромыслового района №8 ПАО «Сургутнефтегаз»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочая зона – главная понизительная подстанция. Объектом исследования является электротехническое оборудование подстанции.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p 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 17.0.001-86 ГОСТ 17.2.1.01-86 ГОСТ 17.11.02-86</p>
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>1. - отклонение показателей микроклимата; - повышенный уровень шума; - недостаточный уровень освещения; - повышенные уровни электромагнитных излучений; - электробезопасность.</p> <p>2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия – это сохранение здоровья и жизни человека</p>

3. Экологическая безопасность:	При работе цеха происходит загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС на объекте – аварии, взрыв, пожар, стихийное бедствие, эпидемия, теракты, оружие массового поражения. Одной из наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией в процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования является возникновение пожара или взрыв оборудования.

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.			20.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А5Д1	Денисенко Константин Витальевич		20.04.2020

10 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.

Подстанция – это потенциально опасное место. На работника главной понизительной подстанции влияют различные опасные и вредные факторы. Электромагнитное излучение, высокое напряжение, шум. Кроме того, существует опасность возникновения короткого замыкания и пожара.

В данном разделе рассматривается охрана труда инженера-электрика, обслуживающего главную понизительную подстанцию сетевого района. Необходимо выявить опасные и вредные факторы и принять меры по уменьшению воздействия этих факторов на работающий персонал.

10.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Система стандартов безопасности труда, утверждаемая Госстандартом России, является основным видом нормативных правовых актов по безопасности труда.

Нормативные акты, регулирующие деятельность по обеспечению безопасности и снижению риска ЧС, могут быть подразделены по юридической силе на Конституцию РФ, Федеральные законы и законы Российской Федерации, подзаконные акты - Указы Президента РФ, Постановления Правительства РФ, а также нормативно-правовые акты субъектов РФ.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках.

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы.

Работы в действующих электроустановках должны проводиться по наряду-допуску, по распоряжению, по перечню работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом или распоряжением.

Весь персонал, работающий в помещениях с энергооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в колодцах, туннелях и траншеях, а также участвующий в обслуживании и ремонте воздушных линий, должен пользоваться защитными касками.

Подготовка рабочего места в электроустановках выше 1000 В должна проводиться работником из числа оперативного или оперативно-ремонтного персонала с группой не ниже IV, допущенным распорядительным документом руководителя организации. В тех случаях, когда производитель работ совмещает обязанности допускающего, подготовку рабочего места он должен выполнять с одним из членов бригады, имеющим группу III.

Подготовка рабочего места и допуск бригады к работе могут производиться только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование, или уполномоченного на это работника.

При подготовке рабочего места должны быть отключены:

- токоведущие части, на которых будут производиться работы, а также не огражденные токоведущие части, к которым возможно случайное приближение людей или механизмов;
- цепи управления и питания приводов коммутационных аппаратов;
- с каждой стороны, откуда на рабочее место может быть подано напряжение, должен быть видимый разрыв, который создается: отключением разъединителей, снятием предохранителей, отсоединением шин и проводов. Силовые и измерительные трансформаторы должны быть отключены со стороны всех своих обмоток для исключения возможности обратной трансформации.

10.2 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 10.1.

Таблица 10.1 – 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 [31]; СанПиН 2.2.4.3359-16 [32]; СП 60.13330.2016 [33]
2. Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [34]; СанПиН 2.2.4.3359-16 [32]
3. Повышенные уровни электромагнитных излучений		+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16 [32]
4. Недостаточный уровень освещения		+	+	ГОСТ Р 55710-2013 [36] СП.52.13330.2016 [37]
5. Электробезопасность		+	+	ГОСТ 12.1.038 – 82 [38]; ПУЭ [6]; Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н [40]; ПОТЭУ [41]

Отклонение показателей микроклимата

Производственный микроклимат имеет большое влияние как на жизнедеятельность человека, так и на осуществление работниками своих трудовых обязанностей. Повышенные показатели тех или иных факторов микроклимата, могут способствовать развитию в человеческом организме патологических болезней.

Нарушение теплового режима вызывает серьезные заболевания у рабочих. Повышенная тепловая энергия приводит к тепловому удару, нарушению координации, адинамии, падению давления. Не соблюдение баланса соли ведет к возникновению судорожной болезни, головным болям и сильной слабости организма.

Низкие температурные режимы могут стать причиной возникновения обморожений, зуда, жжения кожных покровов, радикулиту, невриту, миозиту, ревматизму.

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».

Допустимые величины показателей микроклимата, таблица 10.2, устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины, таблица 10.3.

Таблица 10.2 – 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 10.3 – 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	Па	19,0 – 21,0	18,0 – 22,0	60 – 40	0,2
Теплый	Па	20,0 – 22,0	19,0 – 23,0	60 – 40	0,2

Подстанция не является местом постоянного пребывания персонала. Но в закрытом распреедустройстве должно быть обеспечено отопление в зимний период и вентиляция в летний период. Нормы производственной вентиляции установлены согласно СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

Повышенный уровень шума

Силовые трансформаторы являются основным источником шума на подстанции и окружающего района. Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.

Влияние шума на здоровье человека может быть различным – от простого раздражения до серьезных патологических заболеваний всех внутренних органов и систем. Прежде всего, страдает слух человека. Повышенный шумовой раздражитель также негативно влияет на нервную систему человека, сердечно-сосудистую систему, вызывает сильное раздражение. Повышенный шум может стать причиной бессонницы, быстрого утомления, агрессивности, влиять на репродуктивную функцию и способствовать серьезному расстройству психики. Зафиксированы функциональные изменения организма под влиянием шума: повышение кровяного давления, нарушение функции щитовидной железы и коры надпочечников, изменение активности мозга и центральной нервной системы.

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».

Общие требования по шумовой безопасности сведены в таблицу 10.4.

Таблица 10.4 – 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

Шум в трансформаторе может превышать допустимы пределы, только в случае ненормальной работы и плохого технического состояния (разбалтывание элементов трансформатора, расслоение магнитопровода). Поэтому при нормальной работе специальных мероприятий по снижению шума не требуется, но необходимо следить за исправным состоянием оборудования.

Повышенные уровни электромагнитных излучений

Электромагнитное излучение создает большинство высоковольтного оборудования подстанции – трансформаторы, линии электропередачи, реакторы и другое силовое оборудование.

Воздействие электромагнитных полей на человека зависит от напряженностей электрического и магнитных полей, потока энергии, частоты колебаний, размера облучаемой поверхности тела и индивидуальных особенностей организма.

Нормирование ЭМП промышленной частоты осуществляют по СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».

Предельно-допустимые уровни магнитного поля частотой 50 Гц приведены в таблице 10.5.

Таблица 10.5 – 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

Предельно допустимый уровень напряженности воздействующего электрического поля устанавливается равным 5 кВ/м. Пребывание в электрическом поле напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается. Пребывание в электрическом поле напряженностью до 5 кВ/м допускается в течении всего рабочего дня. При напряженности электрического поля свыше 20 кВ/м и до 25 кВ/м время пребывания персонала не должно превышать 10 минут. Максимальное время пребывания в электрическом

поле напряженностью более 5 кВ/м может быть реализовано однократно или промежутками в течение рабочего дня.

В разных частях подстанции уровень электромагнитного поля неравномерный. При проведении работ в зоне превышенного значения магнитного излучения ограничивается время нахождения персонала.

Недостаточный уровень освещения

Основное предназначение освещения в рабочей зоне: обеспечить оптимальные условия работы согласно нормам и требованиям; снизить утомляемость органов зрения; обеспечить безопасность сотрудников; предотвращения профессиональных заболеваний; повышения эффективности труда и качества работы.

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 10.6.

Таблица 10.6 – 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
Машинные залы и подстанции	200	0,40	25	80	20

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

U_0 – равномерность освещенности;

UGR – объединенный показатель дискомфорта;

R_a – общий индекс цветопередачи;

K_p – коэффициент пульсации освещенности.

В зоне ОРУ работы могут проводиться только в дневное время суток. В ЗРУ обеспечить естественное освещение невозможно, так как наличие окон не предусмотрено. Поэтому применяется искусственное освещение. В качестве источников искусственного освещения применяются светодиодные лампы.

Электробезопасность

Эксплуатация большинства машин кузнечного цеха связана с применением электрической энергии. Электрический ток, проходя через организм, оказывает термическое, электролитическое и биологическое действие, вызывая местные и общие электротравмы.

Местные травмы от поражения электрическим током подразделяются на: электрические ожоги, электрические знаки, металлизацию кожи, механические повреждения, электроофтальмию.

Общие электротравмы или электрические удары по тяжести делятся на четыре степени.

I степень характеризуется судорожным сокращением мышц без потери сознания;

II степень – сокращение мышц с потерей сознания, но сохранившимся дыханием и работой сердца;

III – потеря сознания и нарушение сердечной деятельности и/или дыхания;

IV – клиническая смерть, т.е. отсутствие дыхания и кровообращения.

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.

Техническими мероприятиями, обеспечивающими электробезопасность на подстанции, являются:

- производство необходимых отключений и принятие мер, препятствующих ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;
- на приводах коммутационных аппаратов и ключах дистанционного управления вывешиваются запрещающие плакаты ("Не включать! Работают люди." и т.д.);
- проверяется отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- включаются заземляющие ножи или устанавливаются переносные заземления, откуда на рабочее место может быть подано напряжение и вывешивается плакат "заземлено";
- ограждается рабочее место, вывешиваются предупреждающие плакаты.

Основными мерами защиты от поражения электрическим током на подстанции являются:

- обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением от случайного прикосновения;
- электрическое разделение сети;
- устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах оборудования, использованием двойной защиты изоляции, выравнивание потенциала защитным заземлением и занулением;
- организация безопасной эксплуатации электроустановок;
- применение индивидуальных средств защиты: изолирующие штанги; диэлектрические перчатки, боты, коврики; предохранительные пояса; каски и другие.

Исправность средств защиты проверяется осмотром перед каждым применением.

10.3 Экологическая безопасность

При проектировании электросетевых объектов должны быть выполнены следующие требования в части обеспечения экологической безопасности подстанции:

- предотвращение попадания трансформаторного масла на рельеф местности;
- применение, где это возможно, сухих реакторов, трансформаторов и конденсаторов, оптико-электронных измерительных трансформаторов;
- соблюдение требований по пожарной безопасности;
- применение взрывобезопасного оборудования;
- соблюдению требований ГОСТов и санитарных норм в области: электрических полей; магнитных полей; электростатических полей; электромагнитных помех; шума; качества атмосферного воздуха.

Для маслonaполненного оборудования должно быть организовано централизованное масляное хозяйство, оборудованное резервуарами для хранения масла, насосами, оборудованием для очистки, осушки и регенерации масел, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла.

На территории ОРУ подстанций следует предусматривать устройства по сбору и удалению масла с целью исключения возможности растекания его при аварии по территории и попадания в водоемы.

Газоотводы, выхлопные и предохранительные устройства выключателей должны быть расположены так, чтобы выброс жидкости или газа был направлен в сторону от места, где может находиться обслуживающий персонал.

При проектировании подстанции должны предусматриваться мероприятия по ограничению распространения шума, как на территорию подстанции, так и в окружающее его пространство.

При расположении подстанции в районах массового гнездования и мест остановки перелетных птиц при перелетах для предотвращения их гибели следует предусматривать закрытие отверстий полых железобетонных стоек опор сетками или наголовниками, а также установку на порталах и опорах отходящих ВЛ противоптичьих заградителей.

10.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Причины возникновения чрезвычайных ситуаций:

- в результате стихийных природных бедствий (землетрясения, наводнения, ураганы, снегопады и других)
- при крупных авариях, взрывах, пожарах;
- в процессе воздействия технологических процессов промышленного производства на материалы и конструкции сооружений;
- при нарушениях правил эксплуатации сооружений, технологических процессов;
- нарушение правил техники безопасности при проведении работ и выполнению технологических процессов;

- человеческие ошибки, связанные с низким уровнем профессиональной подготовки рабочих и специалистов, их некомпетентностью и безответственностью;
- теракты и оружия массового поражения;
- эпидемии.

Наиболее вероятным чрезвычайным происшествием на заводе является взрыв оборудования и пожар. Основы противопожарной защиты определяются Федеральным законом от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

Во всех помещениях подстанции на видных местах вывешены таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны. Обеспечена безопасность людей при пожаре, а также разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности для каждого взрывопожароопасного и пожароопасного участка.

На территории подстанции в целях обеспечения пожарной безопасности запрещается:

- хранение и применение в подвалах и цокольных этажах легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, баллонов с горючими газами;
- использовать вентиляционные камеры и другие технические помещения для производственных мастерских, а также хранения оборудования;
- загромождать оборудованием двери эвакуационных выходов и пути эвакуации;
- проводить уборку помещений и стирку одежды с применением легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, а также отогревать замерзшие коммуникации паяльными лампами и другими способами с применением открытого огня.

Помещение подстанции обеспечено первичными средствами пожаротушения (ручные огнетушители ОУ-5). Огнетушители располагаются таким образом, чтобы они были защищены от воздействия прямых солнечных лучей, тепловых потоков. Проверка их работоспособности осуществляется не реже двух раз в год с представителями территориального органа Государственного пожарного надзора.

Пожарные гидранты на территории подстанции должны находиться в исправном состоянии, а в зимнее время – очищены от снега и льда. Места установки пожарных гидрантов обозначаются указателями в соответствии с требованиями норм и стандартов пожарной безопасности и оборудуются колпаками.

На подстанции имеются ящики для песка объемом 0,5 м³. Конструкция ящика обеспечивает удобство извлечения песка и исключает попадание посторонних предметов.

На территории подстанции предлагается установка насосной станции пожаротушения. Насосная пожаротушения предназначена для подачи воды и раствора пенообразователя в сети противопожарного водопровода, а также для заправки передвижных средств пожаротушения водой и раствором пенообразователя. Работа насосной станции предусмотрена без постоянного присутствия персонала. При получении сигнала от пожарной сигнализации насосная станция автоматически обеспечивает подачу воды и раствора пенообразователя к очагу возгорания.

10.5 Выводы по разделу

Сотрудники главной понизительной подстанции находятся под влиянием опасных и вредных факторов. Некоторые из них, как например электромагнитное излучение, невозможно увидеть, услышать или почувствовать. Угроза короткого замыкания в электрооборудовании, пожара, а также поражения электрическим током. Все это негативно отражается на здоровье и трудоспособности персонала подстанции

В ходе данной работы были проанализированы опасные и вредные факторы, действующие на работников подстанции, а также разработаны методы их устранения или минимизации.

Кроме того, рассмотрены наиболее вероятные чрезвычайные ситуации и меры защиты от них.

Рассмотрены вопросы экологической безопасности. Произведена оценка возможного влияния подстанции на окружающую среду и разработаны мероприятия по защите окружающей среды.

Заключение

Целью работы было осуществление электроснабжения электроприёмников ремонтного цеха нефтегазопромыслового района №8 ПАО «Сургутнефтегаз» 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 определение расчетной электрической нагрузки цеха методом упорядоченных диаграмм. На данном этапе электроприемники были распределены по пунктам питания, были рассчитаны номинальные параметры приемников, а также была определена расчетная нагрузка цеха.

Приёмники цеха запитываются от распределительных пунктов пятижильными кабелями с алюминиевыми и медными жилами с поливинилхлоридной изоляцией марки АВВГнг-LS и ВВГнг-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.

Расчетная электрическая нагрузка предприятия была определена методом коэффициента спроса. При расчете были учтены потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП, 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, была установлена главная понизительная подстанция.

Далее было определено число и мощность цеховых трансформаторов. С учетом выбранного числа трансформаторов был произведен расчет и выбор компенсирующих устройств.

Распределительная сеть 10 кВ по территории предприятия выполнена воздушными сталеалюминевыми проводами с прокладкой на железобетонных опорах. По результатам расчета короткого замыкания проводники 10 кВ были проверены на термическую стойкость.

При разработке схемы внешнего электроснабжения учитывалась категоричность электроприемников объекта, а также простота и надежность схемы. На ГПП установлены два двухобмоточных трансформатора марки ТРДН-63000/110. На стороне 110 кВ принята схема в виде мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. На стороне 10 кВ принята одинарная секционированная система шин. Электроснабжение предприятия осуществляется от подстанции энергосистемы по двум воздушным ЛЭП 110 кВ.

Также было выбрано оборудование открытого распределительного устройства, проведены проверки по номинальным параметрам, а также на стойкость токам короткого замыкания.

В экономической части был произведен расчет сметы расходов на покупку, монтаж и техническое обслуживание электрооборудования, а также смета на разработку проекта.

Произведен анализ опасных и вредных факторов на предприятии, техника безопасности, производственная санитария и пожарная безопасность. Так же был произведен расчет искусственного освещения цеха.

По проводимым в процессе расчётов проверкам, по карте селективности и по эпюрам отклонения напряжения можно сделать вывод, что данная модель электроснабжения цеха и всего предприятия 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. Сургут [Электронный ресурс]. – <https://ru.wikipedia.org/wiki/Сургут>
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. Ханты-Мансийский автономный округ [Электронный ресурс]. – https://ru.wikipedia.org/wiki/Ханты-Мансийский_автономный_округ
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 НЦ 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/apvpng-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. Мельников М.А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. - 178 с.
29. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда».
30. Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. №197-ФЗ// принят ГД ФС РФ 21.12.2001
31. ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
32. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»
33. СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
34. ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности».
35. ГОСТ 12.1.012 – 2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».
36. ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений».
37. СП.52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».
38. ГОСТ 12.1.038 – 82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»
39. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»
40. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.

41. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.
42. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».