

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический

Направление подготовки Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование системы электроснабжения базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения

УДК 621.31.031:622.276.05

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Д	Морозова В.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Климова Г.Н.	К.Т.Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трофимова М.Н.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Панин В.Ф.	Д.Т.Н., профессор		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Завьялов В.М.	Д.Т.Н., доцент		

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

Институт Энергетический
Направление подготовки Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Д	Морозовой Веронике Александровне

Тема работы:

Проектирование системы электроснабжения базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	Приказ №832/с от 05.02.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Объектом исследования является ремонтно-механический цех базы по обслуживанию нефтегазового месторождения. В качестве исходных данных представлены: - генеральный план предприятия; - план ремонтно-механического цеха; - сведения об электрических нагрузках всего предприятия; - сведения об электрических нагрузках ремонтно-механического цеха.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования; обсуждение результатов	- постановка задачи проектирования; - проектирование системы электроснабжения рассматриваемой базы; - рассмотрение особенностей трансформаторных подстанций в системах электроснабжения с последующим выбором цеховых трансформаторов; - обсуждение результатов выполненной работы; - разработка раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»;

выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	- разработка раздела «Социальная ответственность»; - заключение.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	- схема расположения ГПП и цеховых ТП с картограммой электрических нагрузок базы; - однолинейная схема внешнего электроснабжения базы; - однолинейная схема электроснабжения ремонтно-механического цеха - эпюры отклонений напряжения.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трофимова Маргарита Николаевна
«Социальная ответственность»	Панин Владимир Филиппович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Климова Г.Н.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Д	Морозова В.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5A2Д	Морозовой Веронике Александровне

Институт	Энергетический (ЭНИН)	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов.	Материальные затраты, основная заработная плата, дополнительная заработная плата, отчисления, накладные расходы.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений	В соответствии с Налоговым кодексом РФ ЕСН=30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Планирование комплекса работ (определение состава работы, определение действующих лиц, установление длительности работы)	Расчет временных показателей проведение исследования ТП. Составление календарного план-графика
2. Определение трудоемкости выполнения работ	
3. Расчет бюджета для научно-технического исследования (определение материальных затрат, подсчет основной заработной платы исполнителей)	Расчет коэффициентов: весовой коэф., коэф. отчислений на уплату во внебюджетные фонды
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трофимова М.Н.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5A2Д	Морозова В.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ БАЗЫ ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А2Д	Морозовой Веронике Александровне

Институт	Энергетический (ЭНИН)	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. <i>Описание рабочего места (территория ремонтно-механического цеха и понизительной подстанции) на предмет возникновения:</i> 1.1. <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> 1.2. <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> 1.3. <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> 1.4 <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i>	Территория базы по обслуживанию нефтегазового месторождения. Необходимо поддержание: 1.1. Нормативных метеоусловий, уровней освещенности, вибрации и шума, электромагнитных полей; 1.2. Нормативных мер обеспечения электро- и пожаробезопасности; 1.3. Нормативных мер при обращении с выбросами, сбросами и твердыми отходами из-за ремонта оборудования. 1.4. Наиболее вероятные ЧС: загорания (пожары), поражение персонала электрическим током.
2. <i>Ознакомление и отбор законодательных и нормативных документов по теме и отбор их.</i>	ГОСТ 12.0.003-74 «ОиВПФ»; ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.01290 «Вибрационная безопасность»; ГОСТ 12.1.005-88» Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; ПУЭ, утвержденный министерством энергетики России от 08.07.2002, №204, Глава 1.7.; №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; Постановление Правительства РФ от 03.09.2010 №681; Постановление Администрации г. Томска от 11.11.2009 №1110 (с изменениями от 24.12.2014).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i> 1.1. <i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i> 1.2. <i>действие фактора на организм человека;</i> 1.3. <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i>	Вредные факторы: 1. Шум; 2. Вибрации; 3. Возможные ненормативные метеоусловия и освещенность рабочих мест; 4. Электромагнитные поля

1.4.предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности 2.1.механические опасности (источники, средства защиты); 2.2.термические опасности (источники, средства защиты); 2.3.электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 2.4.пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Опасные факторы: 2.1.Опасность электропоражения; 2.2.Опасность загораний (пожаров).
3. Охрана окружающей среды: 3.1.анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 3.2.анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 3.3.анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);	Описание проектируемой системы обращения с выбросами, сбросами, твердыми отходами ремонтно-механического цеха.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: 4.1.перечень возможных ЧС на объекте; 4.2.выбор наиболее типичных ЧС; 4.3.разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;	Возможные ЧС: загорание (пожар), электропоражения. Соблюдения техники безопасности Следовать плану эвакуации, вызвать пожарных. Разработать мероприятия по предупреждению загораний, электропоражений и ликвидации их последствий
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 5.1.специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 5.2.организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Право на условие труда, отвечающие требованиям безопасности и гигиены. Использовать оборудования и мебель согласно антропометрическим данным.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор кафедры ЭБЖ	Панин В.Ф.	д.т.н., профессор		19.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А2Д	Морозова В.А.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 136 с., 19 рис., 60 табл., 24 источника, 4 приложения.

Ключевые слова: расчетная нагрузка, картограмма нагрузок, выбор трансформаторов, компенсация, электроснабжение цеха, выбор оборудования, проверка оборудования, однолинейная схема, ресурсоэффективность, социальная ответственность.

Объектом исследования является ремонтно-механический цех базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения.

Цель работы: Проектирование системы электроснабжения базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения. Экономическое обоснование принятых решений.

В процессе исследования произведен расчет нагрузок ремонтно-механического цеха и базы в целом с применением различных методов, выбор метода расчета производился на основе исходных данных, а также осуществлен выбор оборудования и его проверка при различных режимах работы.

В результате исследования была спроектирована конкретная модель электроснабжения базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения, представлена ее экономическая целесообразность и безопасность для окружающей среды.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: исследуемая база состоит из четырнадцати цехов, из которых четыре относятся к третьей, а десять ко второй категории по степени надежности электроснабжения, напряжение питающей линии 35 кВ, внутризаводская сеть 10 кВ, рабочее напряжение внутри цехов 0,4 кВ.

Область применения: предприятия нефтедобычи.

Оглавление

Введение	10
1 Объект и методы исследования.....	12
2 Расчеты и аналитика	15
2.1 Описание технологического процесса.....	15
2.2 Выбор схемы электроснабжения и расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха.....	15
2.3 Определение расчетной нагрузки каждого цеха и предприятия в целом с учетом осветительной нагрузки	25
2.4 Картограмма и определение центра электрических нагрузок	28
2.5 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций	32
2.6 Расчет потерь мощности в трансформаторах	35
2.7 Компенсация реактивной мощности цеховых трансформаторных подстанций и уточнение их нагрузки	36
2.8 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия.....	40
2.9 Выбор трансформаторов ГПП.....	40
2.10 Выбор сечения линии, питающей ГПП	41
2.11 Схема внутризаводской распределительной сети 10 кВ	46
2.12 Расчёт токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	50
2.13 Выбор оборудования ГПП.....	55
2.14 Электроснабжение ремонтно-механического цеха	68
2.15 Выбор сечений линий питающей сети цеха	74
2.16 Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения. Построения эпюр отклонений напряжения до наиболее мощного и удаленного ЭП.....	78
2.17 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	85
2.18 Построение карты селективности действия аппаратов защиты	89
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	92
3.1 SWOT-анализ работы ремонтно-механического цеха	92
3.2 Планирование научно-исследовательской разработки	96
3.2.1 Структура работы в рамках научного исследования	96
3.2.2 Определение трудоёмкости выполнения проектировочных работ ...	97
3.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	99
3.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	102
3.3.1 Расчет материальных затрат.....	102
3.3.2 Полная заработная плата исполнителей темы.....	103
3.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	105
3.3.4 Накладные расходы	106
3.3.5 Формирование сметы технического проекта	106
3.4 Оценка конкурентоспособности и ресурсоэффективности проекта	107
4 Социальная ответственность	109
4.1 Описание рабочей зоны	109
4.2 Анализ опасных и вредных факторов	110
4.3 Производственная санитария	110

4.3.1	Воздух рабочей зоны	111
4.3.2	Вентиляция.....	112
4.3.3	Защита от шума и вибрации	112
4.3.4	Освещение	113
4.3.5	Электромагнитные поля	115
4.4	Электробезопасность	116
4.4.1	Защита от случайного прикосновения.....	118
4.4.2	Защитное заземление	118
4.4.3	Зануление	119
4.5	Мероприятия по технике безопасности и пожарной безопасности	119
4.6	Охрана окружающей среды.....	121
4.7	Предотвращение ЧС и устранение их последствий	123
4.8	Эвакуация людей из зданий и помещений	126
	Заключение	128
	Список литературы	130
	Приложения А – Схема расположения ГПП и цеховых ТП с картограммой нагрузок всей базы	133
	Приложение Б – Однолинейная схема внешнего электроснабжения базы...	134
	Приложение В – Однолинейная схема электроснабжения ремонтно- механического цеха.....	135
	Приложение Г – Эпюры отклонений напряжения. Карта селективности.....	136

Введение

Данная выпускная квалификационная работа рассматривает проектирование системы электроснабжения базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения в целом и ремонтно-механического цеха в частности. Целью работы является проектирование системы электроснабжения такого предприятия и развитие способности решать практические вопросы проектирования системы электроснабжения.

Исследуемая база предполагает наличие нагрузки по степени надежности электроснабжения как 2 и 3 категории. В состав базы входят различные цеха, каждый из которых выполняет свою функцию в технологическом процессе. Работа персонала осуществляется в три смены по восемь часов.

Процесс выполнения выпускной квалификационной работы предусматривает следующие этапы:

1. Расчет нагрузки ремонтно-механического цеха;
2. Определение расчетной нагрузки всей базы с учетом осветительной нагрузки каждого цеха и прилегающей территории, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций, ГПП, а также в линиях;
3. Построение картограммы электрических нагрузок для дальнейшего наилучшего расположения ГПП на всей территории базы;
4. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций и расчет схемы внутризаводского электроснабжения.
5. Выбор сечения проводов и напряжения питающей предприятие сети, а также выбор мощности трансформаторов ГПП;
6. Расчет токов короткого замыкания в сети выше и ниже 1000В.

На последнем этапе проектируется электроснабжение ремонтно-механического цеха, которое включает в себя следующие этапы расчета:

- распределение электроприемников по пунктам питания;
- определение расчетных нагрузок;

- выбор и проверка сечений питающих линий по допустимой токовой нагрузке и потере напряжения;
- выбор защитных аппаратов;
- построение эпюр отклонений напряжения для цепи от ГПП до наиболее мощного и удаленного ЭП;
- расчет токов КЗ для построения карты селективности действия аппаратов защиты.

Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» отображает оценку технического проекта посредством SWOT-анализа функциональности разработанной системы электроснабжения базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения. Рассматриваются организационно-технические вопросы, связанные со всеми видами работ исполнителей проекта.

В разделе «Социальная ответственность» производится оценка условий труда электротехнического персонала, анализ вредных и опасных факторов, пожарной безопасности и охраны окружающей среды.

1 Объект и методы исследования

Объектом исследования является база по обслуживанию нефтедобывающего месторождения в целом и ее ремонтно-механический цех в частности. Исходными данными являются ведомость электрических нагрузок (таблица 1.1), генплан предприятия (рисунок 1.1), план ремонтно-механического цеха (рисунок 1.2), ведомость электрических нагрузок ремонтно-механического цеха (таблица 1.2).

Таблица 1.1 – Ведомость электрических нагрузок

Наименование	Установленная мощность, кВт
1. Ремонтно-механический цех	-
2. Компрессорная	650
3. Сборочный цех	500
4. Кузнечно-сварочный цех	800
5. Цех ремонта штанговых глубинных насосов	1500
6. Шламовая	400
7. Компрессорная	510
8. Склад	80
9. Склад	50
10.Административно-бытовой комплекс	90
11.Прокатно-ремонтный цех электрооборудования	1000
12.Электrolаборатория	450
13.Автомобильный бокс	120
14.Автомобильный бокс	100

Таблица 1.2 – Ведомость электрических нагрузок цеха

Номер на генплане	Наименование электроприемника	$P_{\text{ном}}$ ЭП, кВт
1-3,6	Вентилятор	10,0
4,5	Вентилятор	7,5
7-9	Универсально-заточный станок	17,0
10-12	Фрезерный станок	7,5
13,14	Фрезерный станок	12,0
15-18	Резьбонарезной станок	4,5
19-21	Резьбонарезной станок	7,5
22,23	Сварочный агрегат, ПВ=60%	65,0

Продолжение таблицы 1.2

24,25	Преобразователь сварочный, ПВ=40%	25,0
26-28	Пресс фрикционный	13,0
29-31	Ножницы отрезные	7,5
32-34	Пресс гидравлический	12,0
35,36	Точильный станок	4,5
37,38	Точильный станок	7,5
39-42	Шлифовальный станок	8,0
43-47	Токарно-винторезный станок	10,0
48-50	Токарно-винторезный станок	12,0
51-53	Радиально-сверлильный станок	8,0
54,55	Радиально-сверлильный станок	13,0
56-58	Вертикально-сверлильный станок	4,5
59	Вертикально-сверлильный станок	7,5
60	Кран-балка, ПВ=40%	25,0

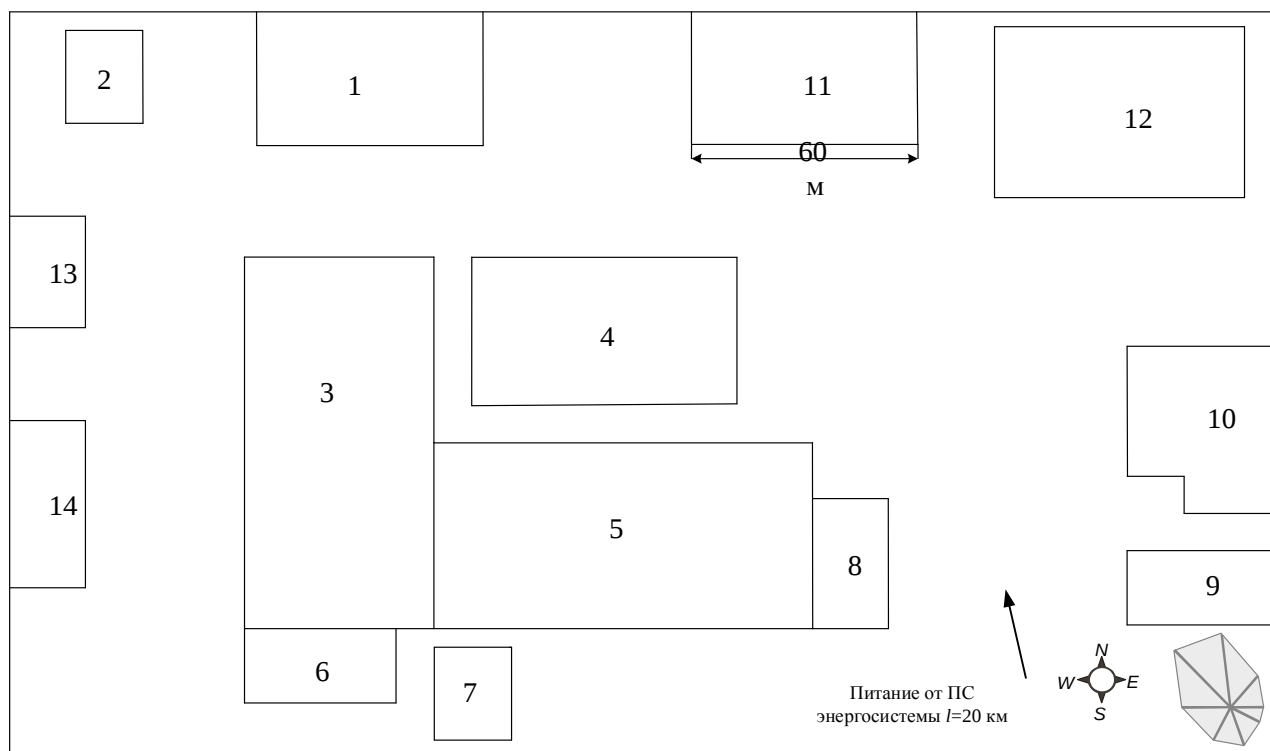
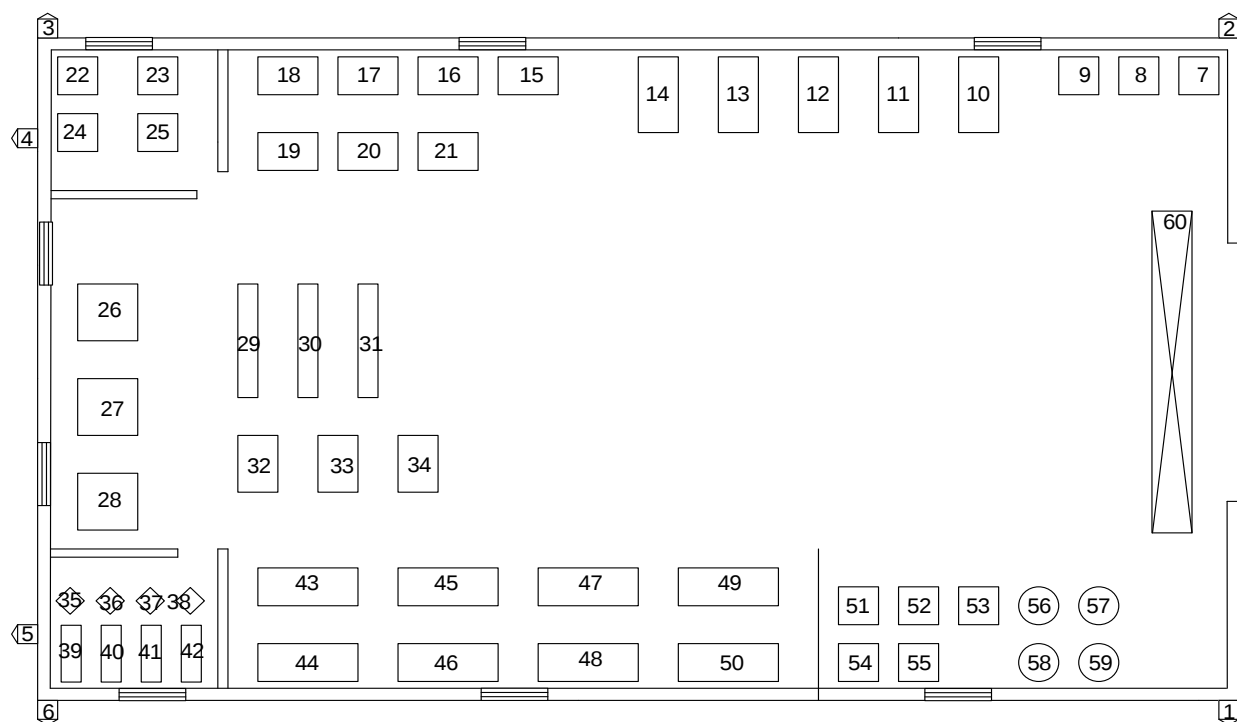


Рисунок 1.1 – Генплан производственной базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения



2 Расчеты и аналитика

2.1 Описание технологического процесса

На сегодняшний день растет спрос на топливно-энергетические ресурсы и сырьевые комплексы страны, основная доля приходится на нефтяную и газовую промышленности. Заданием данного курсового проекта является обеспечить ЭЭ базу, которая будет обслуживать нефтяное месторождение.

Исходными данными для разработки технологической схемы таких баз являются данные разведки, расчет запасов определенной местности, труды лабораторных исследований и тестовой эксплуатации разведочных скважин, условия технического задания на проектирование и соответствующие нормативные документы.

Проектное решение должно быть наиболее оптимальное и эффективное, нацеленное на рациональное использование ресурсов базы для обслуживания нефтяного месторождения.

База состоит из 14 производственных помещений, которые связаны между собой общим технологическим процессом, либо не связаны, а служат как вспомогательные (автомобильный бокс, склад). Основные цеха относятся ко II категории, а вспомогательные к III категории потребителей. Характеристика среды каждого производственного помещения и распределение электроприемников по степени бесперебойности питания предприятия представлена в таблице 1.1. Категории помещений по пожаробезопасности определяются исходя из вида находящихся в цехах горючих веществ и материалов, их количества и свойств, а также исходя из характеристик технологических процессов, проводимых в них. Осуществляется определение категорий помещений соответствующими буквами алфавита от наиболее опасной (А) к наименее опасной (Д).

Таблица 2.1.1 – Характеристики производственных помещений

Наименование	Характеристика производственных помещений	Категории ЭП по степени бесперебойности и питания	Пожаробезопасность
1. Ремонтно-механический цех	Нормальная	II	Г
2. Компрессорная	Нормальная	II	Г
3. Сборочный цех	Нормальная	II	Г
4. Кузнечно-сварочный цех	Жаркая	II	В1
5. Цех ремонта штанговых глубинных насосов	Нормальная	II	В4
6. Шламовая	Нормальная	II	Б
7. Компрессорная	Нормальная	II	Г
8. Склад 1	Нормальная	III	Д
9. Склад 2	Нормальная	III	Д
10. Административно-бытовой комплекс	Нормальная	II	Д
11. Прокатно-ремонтный цех электрооборудования	Нормальная	II	Г
12. Электролаборатория	Нормальная	II	Б
13. Автомобильный бокс 1	Нормальная	III	Д
14. Автомобильный бокс 2	Нормальная	III	Д

В целом предприятие относится ко II категории, т.к. от технологического процесса базы зависит отпуск добываемых ресурсов и рабочая занятость людей. Характеристика внешней среды является нормальной по всей территории базы, показателями которой являются температура, влажность и т.д.

2.2 Выбор схемы электроснабжения и расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха

Так как большинство приемников не связаны между собой единым технологическим процессом намечаем магистральную цеховую сеть и запитываем их напрямую от ШРА (распределительный шинопровод). Однако в

здании цеха есть отделенные стенами зоны, где приемники будут запитаны от ШР (распределительного шкафа), которые в свою очередь будут питаться от ШРА. Следовательно, схема электроснабжения цеха является смешанной.

В следствии небольших токов нагрузки цеха запитываем 2 ШРА-73, рассчитанные на номинальные токи 250 А. На рисунке 2.2.1 и 2.2.2 приведена схема питания электроприемников ремонтно-механического цеха.

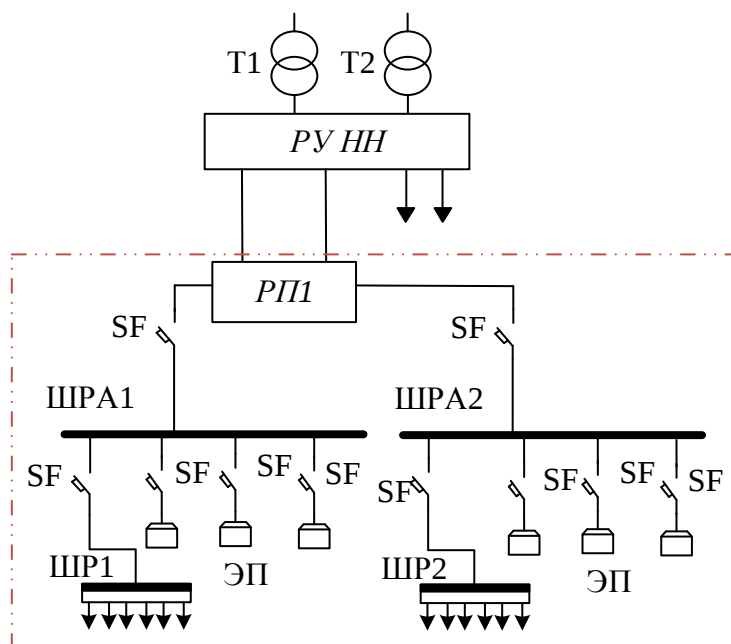


Рисунок 2.2.1 – Схема питания ремонтно-механического цеха.

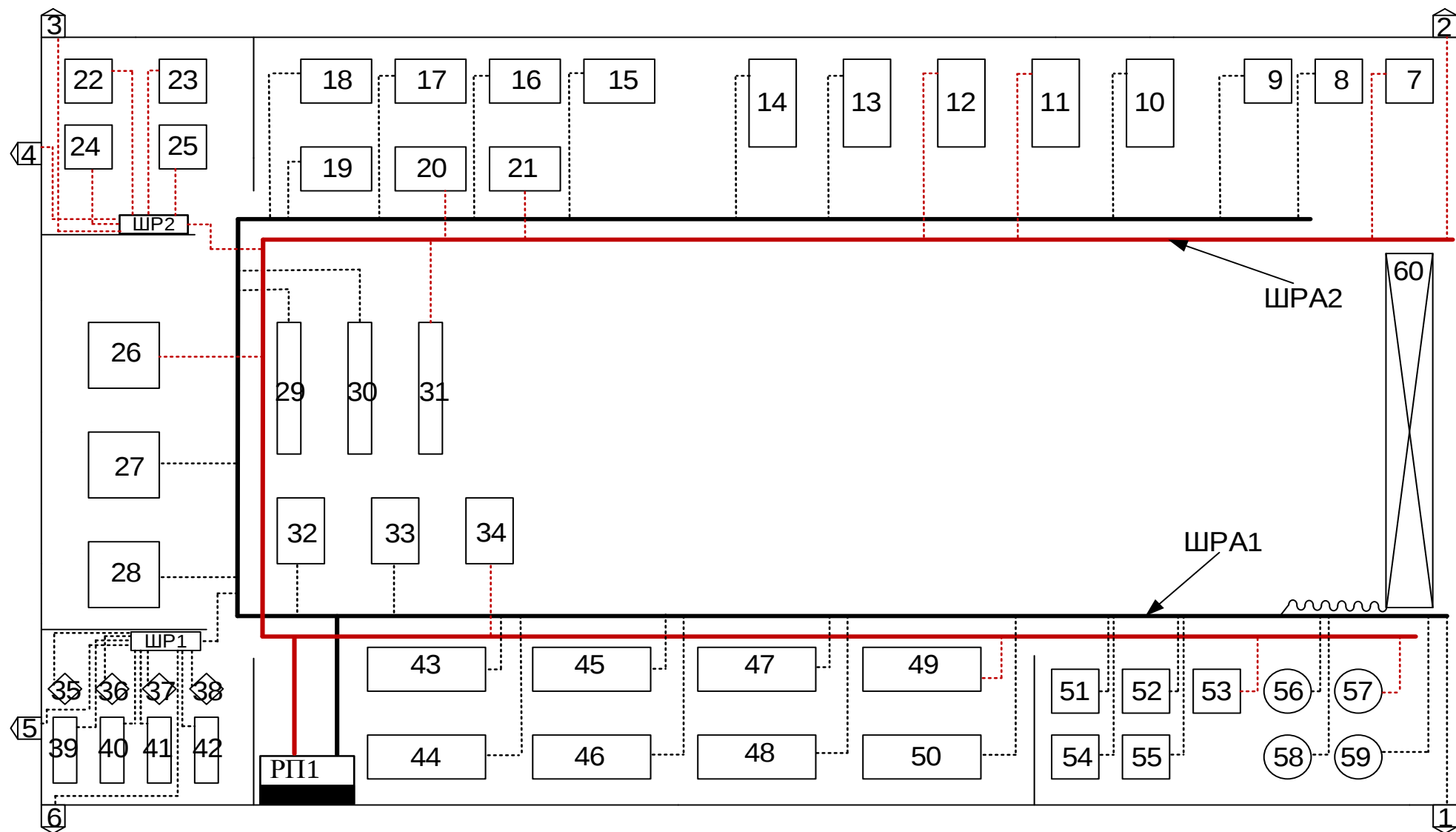


Рисунок 2.2.2 – Схема питания ремонтно-механического цеха

Для решения и оптимизации технологического процесса важным фактором является определение электрических нагрузок. При расчетах электрических нагрузок будем использовать метод коэффициентов расчетной активной мощности. Расчет будет приведен на примере ШР1 ремонтно-механического цеха.

Графы 1 и 4 соответствуют исходным данным, 5 и 6 графа заполняется согласно справочным материалам. Электродвигатели с повторно-кратковременным режимом работы не приводятся к длительному режиму с ПВ=100%.

Графы 7 и 8 содержат расчет для каждого ЭП, а в итоговую строку суммарные значения. Также в итоговую строку графы 5 заносится значение средневзвешенного (группового) коэффициента использования, который определяется по формуле:

$$K_{и.гр} = \frac{\sum K_{и} P_H}{\sum P_H} = \frac{19,22}{73,5} = 0,26.$$

Для последующего эффективного числа ЭП в графе 9 построчно определяют величины $n \cdot p_H^2$ и в итоговую строку заносятся их суммарное значение.

В графу 10 заносим эффективное число ЭП $n_э$, это такое число однородных по режиму работы ЭП одинаковой мощности, которое обуславливает такие же значения расчетной нагрузки, что и группа различных по мощности ЭП и определяется по выражению:

$$n_э = \frac{(\sum P_H)^2}{\sum n \cdot p_H^2} = \frac{(73,5)^2}{565,25} = 9.$$

В зависимости от $K_{и}$ и $n_э$ и постоянной времени нагрева сети в графу 11 заносятся значения коэффициента расчетной нагрузки K_p , который определяется по таблице 3.3 [1].

Если при выборе K_p по таблице значение попадает в диапазон, то необходимо использовать метод линейной интеграции:

$$y = y_1 - \frac{y_1 - y_2}{x_2 - x_1} \cdot (x - x_1),$$

где y – значения K_p ;

x – значения K_u .

Тогда для ШР1

$$y = y_1 - \frac{y_1 - y_2}{x_2 - x_1} \cdot (x - x_1) = 1,9 - \frac{1,9 - 1,65}{0,3 - 0,2} \cdot (0,26 - 0,2) = 1,568.$$

Расчетная активная и реактивная мощности, подключенные к узлу питания ЭП до 1000 В, определяются по следующим выражениям и их значения заносятся в итоговую строку графы 12 и 13 соответственно:

$$P_p = K_p \cdot \sum K_u P_n = 1,568 \cdot 19,22 = 30,13 \text{ кВт.}$$

При $n_3 \leq 10$

$$Q_p = \sum K_u P_n \operatorname{tg} \varphi = 24,32 \text{ кВар.}$$

Полная расчётная нагрузка ШР1 определяется:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = 38,72 \text{ кВА.}$$

Расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 58,83 \text{ А.}$$

Остальные данные расчета представлены в таблице

Таблица 2.2.1 – Расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха

Исходные данные							Расчетные величины			Эффективное число ЭП, пэ	Коэффициент расчетной нагрузки, Кр	Расчетная мощность и ток			
По заданию технологов				По справочным данным			Ки·Рн	Ки·Рн·tg(φ)	п·рн2			Рр=Кр·ΣКи·Рн	Qр=1,1·Ки·Рн·tg(φ) при пэ<10 Qр=Ки·Рн·tg(φ) при пэ>10	Sp=Рр2+Qр2	Расчетный ток
Наименование характерных категорий ЭП, подключаемых к узлу питания	Количество ЭП п,шт	Установлен ная мощность, кВт		Коэффициент использования	Коэффициенты реактивной мощности										
		Одного ЭП, рн	Общая Рн=п·рн		Ки	cos(φ)									
<u>ШР1</u>															
Вентилятор	1	10	10	0,65	0,8	0,75	6,50	4,88	100,00						
Вентилятор	1	7,5	7,5	0,65	0,8	0,75	4,88	3,66	56,25						
Станки															
Точильный	2	4,5	9	0,14	0,5	1,73	1,26	2,18	40,50						
Точильный	2	7,5	15	0,14	0,5	1,73	2,10	3,64	112,50						
Шлифовальный	4	8	32	0,14	0,5	1,73	4,48	7,76	256,00						
Итого по ШР1:	10	4,5-10	73,5	0,26			19,22	22,11	565,25	9	1,568	30,13	24,32	38,72	58,83
<u>ШР2</u>															
Вентилятор	1	10	10	0,8	0,85	0,62	8,00	4,96	100,00						
Вентилятор	1	7,5	7,5	0,8	0,85	0,62	6,00	3,72	56,25						

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Сварочный агрегат, ПВ=60%	2	65	130,0	0,3	0,6	1,33	39,00	52,00	8450,00						
Преобразователь сварочный, ПВ=40%	2	25	50,0	0,3	0,6	1,33	15,00	20,00	1250,00						
Итого по ШР2:	6	7,5-65	197,5	0,34			68,00	80,68	9856,25	3	1,624	110,43	88,74	141,67	215,25
<u>ШРА1</u>															
ШР1	10		73,5	0,26			19,22	22,11	565,25						
Кран-балка ПВ=40%	1	25	25,0	0,1	0,5	1,73	2,50	4,33	625,00						
Станки															
Вертикально-сверлильный	1	7,5	7,5	0,14	0,5	1,73	1,05	1,82	56,25						
Вертикально-сверлильный	1	4,5	4,5	0,14	0,5	1,73	0,63	1,09	20,25						
Радиально-сверлильный	2	13	26	0,14	0,5	1,73	3,64	6,30	338,00						
Токарно-винторезный	2	12	24	0,14	0,5	1,73	3,36	5,82	288,00						

Продолжение таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Токарно-винторезный	5	10	50	0,14	0,5	1,73	7	12,12	500,00						
Пресс гидравлический	2	12	24	0,14	0,5	1,73	3,36	5,82	288,00						
Пресс фрикционный	2	13	26	0,14	0,5	1,73	3,64	6,30	338,00						
Ножницы отрезные	2	7,5	15	0,14	0,5	1,73	2,10	3,64	112,50						
Резьбонарезной	4	4,5	18	0,14	0,5	1,73	2,52	4,36	81,00						
Резьбонарезной	1	7,5	7,5	0,14	0,5	1,73	1,05	1,82	56,25						
Фрезерный	2	12	24	0,14	0,5	1,73	3,36	5,82	288,00						
Фрезерный	1	7,5	7,5	0,14	0,5	1,73	1,05	1,82	56,25						
Универсально-заточный	2	17	34	0,14	0,5	1,73	4,76	8,24	578,00						
Вентилятор	1	10	10	0,65	0,8	0,75	6,5	4,88	100,00						
Итого по ШРА1	39	4,5-13	376,5	0,17			64,69	96,30	4290,75	33	1,12	72,45	96,30	120,51	183,10
<u>ШРА2</u>															
ШР2	6	7,5-65	197,5	0,34			68,00	80,68	9856,25						
Станки															
Вертикально-сверлильный	2	4,5	9	0,14	0,5	1,73	1,26	2,18	40,50						

Окончание таблицы 2.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Радиально-сверлильный	3	8	24	0,14	0,5	1,73	3,36	5,82	192,00						
Токарно-винторезный	1	12	12	0,14	0,5	1,73	1,68	2,91	144,00						
Пресс гидравлический	1	12	12	0,14	0,5	1,73	1,68	2,91	144,00						
Пресс фрикционный	1	13	13	0,14	0,5	1,73	1,82	3,15	169,00						
Ножницы отрезные	1	7,5	7,5	0,14	0,5	1,73	1,05	1,82	56,25						
Резьбонарезной	2	7,5	15	0,14	0,5	1,73	2,10	3,64	112,50						
Фрезерный	2	7,5	15	0,14	0,5	1,73	2,10	3,64	112,50						
Универсально-заточный	1	17	17	0,14	0,5	1,73	2,38	4,12	289,00						
Вентилятор	1	10	10	0,65	0,8	0,75	6,5	4,88	100,00						
Итого по ШРА2	21	4,5-65	332	0,28			91,93	115,74	11216,00	9	1,214	111,60	115,74	160,79	244,29
<u>РП1</u>															
ШРА1	39		376,5	0,18			64,69	96,3	4290,75	27					
ШРА2	21		332	0,26			91,93	115,74	11216,00	12					
Итого РП1	60	4,5-65	708,5	0,22			156,6	212,04	15506,75	32	0,75	117,47	212,04	242,40	358,29

2.3 Определение расчетной нагрузки каждого цеха и предприятия в целом с учетом осветительной нагрузки

Расчет будет производиться на примере сборочного цеха.

Определение расчетной активной и реактивной нагрузки каждого цеха предприятия определяются следующим образом:

$$P_p = K_c \cdot P_n = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_p \cdot \tan \phi = 125 \cdot 1,02 = 127,53 \text{ кВар},$$

где P_n – суммарная установленная мощность всех приёмников цеха;

K_c – коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;

$\tan \phi$ – принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

Расчетная осветительная нагрузка $P_{п.о.}$ определяется по формуле:

$$P_{п.о.} = P_{н.о.} \cdot K_{с.о.} = 72 \cdot 0,95 = 68,4 \text{ кВт},$$

где $P_{н.о.}$ – номинальная мощность осветительной нагрузки;

$K_{с.о.}$ – коэффициент спроса осветительной нагрузки, принимаемый по справочным данным.

Номинальная мощность осветительной нагрузки определяется согласно следующему выражению:

$$P_{н.о.} = P_{уд.о.} \cdot F = 15 \cdot 4800 = 72 \text{ кВт}.$$

где $P_{уд.о.}$ – удельная нагрузка на 1 м² площади цеха;

F – площадь цеха, м².

Тогда полная расчетная нагрузка цеха:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{п.о.})^2 + (Q_p + Q_{п.о.})^2} = \sqrt{(125 + 68,4)^2 + (127,53 + 0)^2} = 231,66 \text{ кВА}.$$

Результаты расчетов по определению расчетной нагрузки остальных цехов предприятия приведены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Расчет электрических нагрузок предприятия

№	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка					Сил+освет. Нагрузка		
	P_n	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p	Q_p	F	$P_{уд}$	$P_{но}$	K_{co}	P_{po}	$P_{po}+P_p$	Q_p	S_p
	кВт				кВт	кВар	м²	Вт/м²	кВт		кВт	кВт	кВар	кВА
1	242,4	-	-	-	117,47	212,04	2040	15	30,60	0,9	27,54	145,01	212,04	256,88
2	650	0,4	0,8	0,75	260,00	195,00	480	16	7,68	1	7,68	267,68	195,00	331,18
3	500	0,25	0,7	1,02	125,00	127,53	4800	15	72,00	0,95	68,40	193,40	127,53	231,66
4	800	0,45	0,75	0,88	360,00	317,49	2660	15	39,90	0,9	35,91	395,91	317,49	507,49
5	1500	0,3	0,7	1,02	450,00	459,09	4800	15	72,00	0,95	68,40	518,40	459,09	692,46
6	400	0,7	0,85	0,62	280,00	173,53	720	16	11,52	1	11,52	291,52	173,53	339,26
7	510	0,4	0,8	0,75	204,00	153,00	480	16	7,68	1	7,68	211,68	153,00	261,18
8	80	0,25	0,6	1,33	20,00	26,67	680	17	11,56	0,6	6,94	26,94	26,67	37,90
9	50	0,25	0,6	1,33	12,50	16,67	760	17	12,92	0,6	7,75	20,25	16,67	26,23
10	90	0,4	0,7	1,02	36,00	36,73	1600	18	28,80	0,9	25,92	61,92	36,73	71,99
11	1000	0,3	0,7	1,02	300,00	306,06	2040	15	30,60	0,9	27,54	327,54	306,06	448,28
12	450	0,5	0,8	0,75	225,00	168,75	2904	25	72,60	0,9	65,34	290,34	168,75	335,82
13	120	0,3	0,7	1,02	36,00	36,73	560	17	9,52	0,6	5,71	41,71	36,73	55,58
14	100	0,3	0,7	1,02	30,00	30,61	840	17	14,28	0,6	8,57	38,57	30,61	49,24
							37612	0,16	6,02	1	6,02	6,02	0	6,08
Итого					2455,97	2259,88	62976				380,92	2836,89	2259,88	3651,17

На данном этапе можно приближенно определить потери мощности в трансформаторах цеховых ТП и высоковольтной сети как:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 3651,17 = 73,02 \text{ кВт}; \Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p^H = 0,1 \cdot 3651,17 = 365,11 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_L = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 3651,17 = 109,54 \text{ кВт}.$$

Тогда значение полной мощности на шине 10 кВ ГПП:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{2774,05^2 + 2512,41^2} = 3742,66 \text{ кВА},$$

где суммарные расчетные активная и реактивная мощности, отнесенные к шинам 10 кВ ГПП, определяются из выражений:

$$P_{p\Sigma} = \sum P_p \cdot K_{p.m.(a)} + P_{po} + \Delta P_L + \Delta P_T = 2455,97 \cdot 0,9 + 380,92 + 109,54 + 73,02 = 2774,05 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = \sum Q_p \cdot K_{p.m.(p)} + \Delta Q_T = 2259,88 \cdot 0,95 + 365,11 = 2512,41 \text{ кВар}.$$

где $K_{p.m.}$ - коэффициент разновременности максимумов нагрузки отдельных групп электроприемников, принимаемый в пределах 0,9-0,95;

$K_{p.m.(a)} = 0,95$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузок для активной мощности;

$K_{p.m.(p)} = 0,9$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузок для реактивной мощности.

Полная расчетная мощность предприятия со стороны ВН трансформаторов ГПП определяется по формуле:

$$S_{pГПП} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_T)^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T - Q_{KV})^2},$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП определяются по формуле:

$$\Delta P_{T.ГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 3742,66 = 74,85 \text{ кВт}; \Delta Q_{T.ГПП} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 3742,66 = 374,27 \text{ кВар}.$$

Реактивная мощность компенсирующий устройств определяем как:

$$Q_{ку} = P_{p\Sigma} \cdot (tg_{фест} - tg_{фнорм}) = 2774,05 \cdot \left(\frac{2512,41}{2774,05} - 0,4 \right) = 1402,79 \text{ кВар},$$

$$\text{где } tg_{фест} = \frac{Q_{p\Sigma}}{P_{p\Sigma}} \text{ и } tg_{фнорм} = 0,4.$$

Следовательно

$$S_{pГПП} = \sqrt{(2774,05 + 74,85)^2 + (2512,41 + 374,27 - 1402,79)^2} = 3212,19 \text{ кВА}.$$

2.4 Картограмма и определение центра электрических нагрузок

Как правило, ГПП рекомендуется устанавливать в центре электрических нагрузок предприятия, это является наиболее оптимальным решением в экономическом плане.

Картограмма нагрузок представляет собой размещённые на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определённом масштабе соответствуют расчётным нагрузкам цехов [1].

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

$$x_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot x_i}{\sum P_{pi}}$$
$$y_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot y_i}{\sum P_{pi}}$$

где X_i и y_i – координаты центра электрической нагрузки i -того цеха;

P_{pi} – расчетная активная мощность i -того цеха с учетом осветительной нагрузки, кВт.

Радиусы окружностей для каждого цеха определяем из выражения:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}},$$

где P_{pi} – расчётная активная мощность i – го цеха с учётом освещения, кВт;

m – масштаб для определения площади круга, кВА/мм² (постоянный для всех цехов предприятия).

Можно принять, что нагрузка распределена по цеху равномерно, поэтому центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане. Осветительную нагрузку наносим в виде сектора круга,

изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора (α) определяем из соотношения полных расчётных (P_{pi}) и осветительных нагрузок (P_{po}) цехов [1]:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{P_{pi}}$$

Расчетные данные для построения картограммы нагрузок сведены в таблицу 2.4.1 и 2.4.2.

Таблица 2.4.1 – Данные для построения картограммы нагрузок

№ цеха по генплану	P_{pi} кВт	P_{po} кВт	r мм	α , град	x_i , м	y_i , м	$P_{pi} \cdot x_i$	$P_{pi} \cdot y_i$
1	145,01	27,54	6,1	68	92	174	13341	25232
2	267,68	7,68	9,1	10	24	174	6424	46576
3	193,4	68,40	6,3	127	86	82	16632	15859
4	395,91	35,91	10,7	33	154	108	60970	42758
5	518,4	68,4	12,0	48	156	56	80870	29030
6	291,52	11,52	9,4	14	80	24	23322	6996
7	211,68	7,68	8,1	13	120	16	25402	3387
8	26,94	6,94	2,5	93	218	50	5872	1347
9	20,25	7,75	2,0	138	308	42	6238	851
10	61,92	25,92	3,4	151	308	82	19071	5077
11	327,54	27,54	9,8	30	206	174	67473	56992
12	290,34	64,34	8,5	81	2888	164	83618	47616
13	41,71	5,71	3,4	49	10	124	417	5172
14	38,57	8,57	3,1	80	10	64	386	2468
Итого	2830,87						410036	289362

Кузнечно-сварочный цех (№4):

Радиус окружности:

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{p1} + P_{po1}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{395,91}{3,14 \cdot 1}} = 10,7 \text{ мм.}$$

Угол сектора осветительной нагрузки:

$$\alpha_1 = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o}}{P_{p1} + P_{po1}} = \frac{360^\circ \cdot 35,91}{395,91} = 33 \text{ град.}$$

Координаты центра электрических нагрузок предприятия:

$$x_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot x_i}{\sum P_{pi}} = \frac{407890}{2807,54} = 168 \text{ м,}$$

$$y_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot y_i}{\sum P_{pi}} = \frac{285303}{2807,54} = 117 \text{ м.}$$

ЦЭН следует рассматривать, как условный центр, т.к. его положение обусловлено постоянным изменением технологического процесса. Поэтому необходимо определять зону рассеяния центра электрических нагрузок. Т.к. расположить ГПП в центре электрических нагрузок невозможно (координаты ЦЭН попадают на цех №4), изменяем координаты ГПП по периметру базы, который входит в зону рассеяния ЦЭН. Дисперсия случайных координат:

$$\sigma_x = \sqrt{\sum_{i=1}^n P_{xi} \cdot (x_i - x_0)^2} = \sqrt{[0,043 \cdot (92-168)^2 + \dots + 0,014 \cdot (10-168)^2]} = 81,38$$

$$\sigma_y = \sqrt{\sum_{i=1}^n P_{yi} \cdot (y_i - y_0)^2} = \sqrt{[0,043 \cdot (174-117)^2 + \dots + 0,014 \cdot (64-117)^2]} = 60,60$$

Мера мощности случайной величины

$$h_x = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot 81,71} = 0,009; \quad h_y = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot 60,55} = 0,012$$

Определение полуоси эллипса:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{0,009} = 199 \text{ м}; \quad R_y = \frac{\sqrt{3}}{0,0012} = 148 \text{ м.}$$

Таблица 2.4.2 – Данные для построения картограммы нагрузок

№	xi, м	yi, м	$P_{pi} \cdot x_i$	$P_{pi} \cdot y_i$	$(x_i - m_x)^2$, м	$(y_i - m_y)^2$, м	$P_{xi} (x_i - m_x)^2$, м	$P_{yi} (y_i - m_y)^2$, м
1	92	174	13341	25232	5618	3156	287,18	161,3
2	24	174	6424	46576	20642	3217	1968,09	306,72
3	86	82	16632	15859	6671	1245	459,51	85,75
4	154	108	60970	42758	187	86	26,37	12,15
5	156	56	80870	29030	136	3755	25,16	693,41
6	80	24	23322	6996	7687	8701	798,15	903,50
7	120	16	25402	3387	2273	10258	171,36	773,41
8	218	50	5872	1347	2533	4527	24,30	43,43
9	308	42	6238	851	19691	5667	142,04	40,88
10	308	82	19071	5077	19691	1245	434,29	27,45
11	206	174	67473	56992	1469	3217	171,37	375,31
12	288	164	83618	47616	14478	2183	1497,28	225,75
13	10	124	417	5172	24861	45	369,36	0,67
14	10	64	386	2468	24861	2839	341,52	39,00
Итого			410036	289362			6637	3680

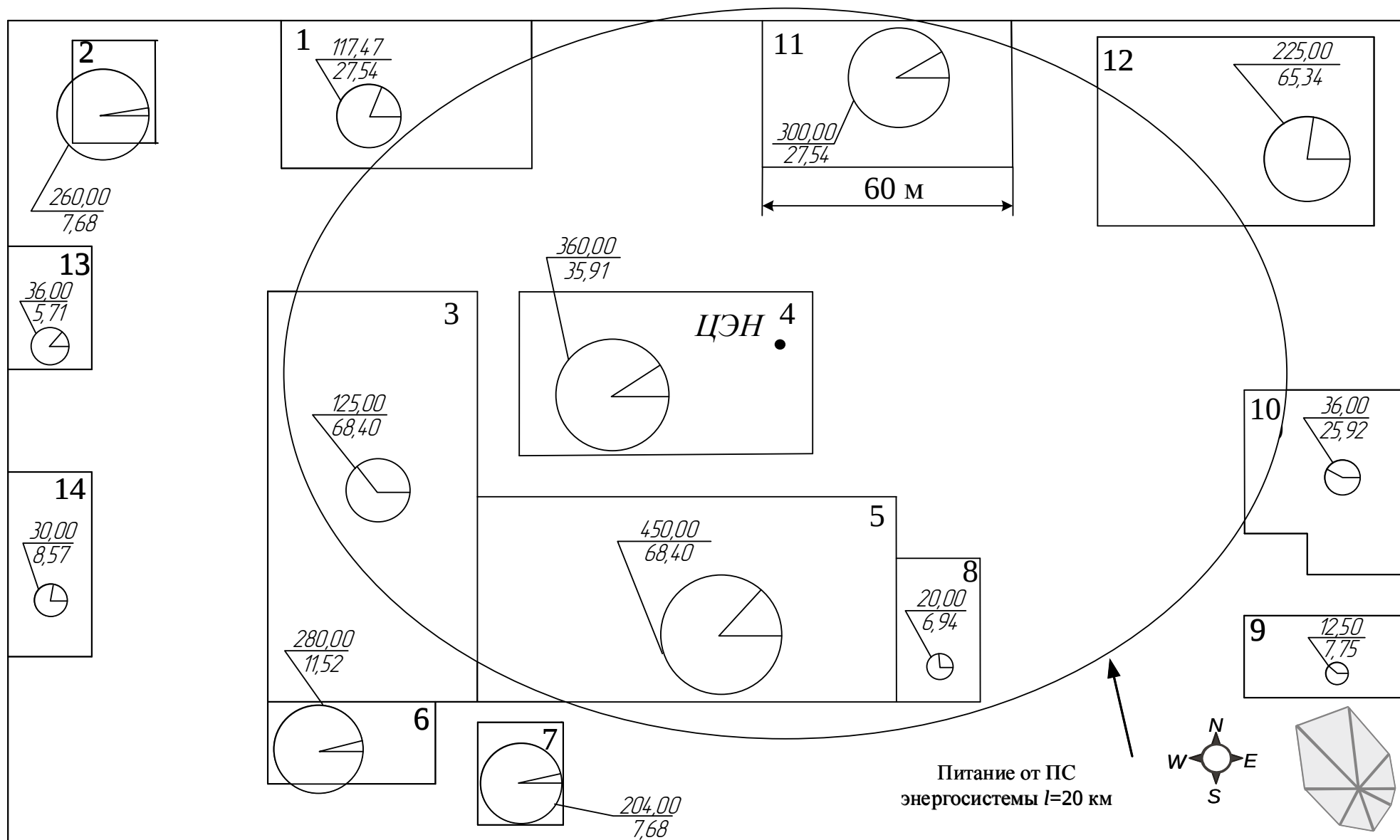


Рисунок 2.4.1 – Генплан предприятия с картограммой нагрузок

2.5 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций

Номинальные мощности трансформаторов определяются плотностью нагрузки цехов и выбираются обычно одинаковыми для всей группы цехов согласно данным загрузки в нормальном режиме и с учетом минимального необходимого резервирования в послеаварийном режиме.

Удельная плотность нагрузки для заданного предприятия:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_u} = \frac{3655,23}{25364} = 0,14 \text{ кВА/м}^2,$$

где S_p - суммарная мощность предприятия;

F_u - суммарная площадь цехов, м².

Для данной плотности нагрузки намечаем использование трансформаторов мощностью 1000 кВА, однако количество трансформаторов такой мощности будет небольшим и возникнет большая удаленность некоторых цехов от ТП, что нецелесообразно. Следовательно, выбираем трансформаторы меньшей мощностью 630 кВА.

Минимальное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{расч.н.}}}{\beta S_{\text{тр}}} = \frac{2836,89}{0,7 \cdot 630} = 6,4 \approx 7,$$

где $P_{\text{расч.н.}}$ – суммарная расчетная нагрузка с учетом освещения, подведенная к трансформаторам, МВт;

$\beta = 0,7 - 0,8$ коэффициент загрузки для потребителей II-категории;

$S_{\text{тр}}$ – номинальная мощность одного трансформатора, МВА.

Согласно [2] для второй категории потребителей необходима установка двухтрансформаторных подстанций и в нашем случае необходимо прибегнуть к увеличению трансформаторов на 1. Следовательно в дальнейших расчетах курируется значение $N_{\min} = 8$. В предварительном выборе трансформаторов расчёт коэффициента загрузки производим по активной мощности.

Активная нагрузка, приходящаяся на 1 трансформатор:

$$P_1 = \frac{\sum P_{\text{расч.нн.}}}{N_{\text{min}}} = \frac{2836,89}{8} = 354,61 \text{ кВт.}$$

Таблица 2.5.1 – Число трансформаторов в цехе

Наименование	Суммарная расчетная нагрузка с учетом освещения, кВт	Минимальное число трансформаторов
1. Ремонтно-механический цех	145,01	0,41
2. Компрессорная	267,68	0,75
3. Сборочный цех	193,40	0,55
4. Кузнечно-сварочный цех	395,91	1,12
5. Цех ремонта штанговых глубинных насосов	518,40	1,46
6. Шламовая	291,52	0,82
7. Компрессорная	211,68	0,60
8. Склад	26,94	0,08
9. Склад	20,25	0,06
10. Административно-бытовой комплекс	61,92	0,17
11. Прокатно-ремонтный цех электрооборудования	327,54	0,92
12. Электролаборатория	290,34	0,82
13. Автомобильный бокс	41,71	0,12
14. Автомобильный бокс	38,57	0,11

Из таблицы видно, на какие цеха приходится наибольшая нагрузка, поэтому устанавливаем КТП в 4, 5, 6 11 цехах. Выбираем трансформаторы двухобмоточные масляные типа ТМ-630/10/0,4 [3].

Таблица 2.5.2 – Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

Наименование пункта питания	Потребители электроэнергии	Место расположения пункта питания на генплане	Кол-во и мощность трансформаторов
ТП-5	Цех 5,7	Цех 5	2х630 кВА
ТП-11	Цех 8,9,10,11,12	Цех 11	2х630 кВА
ТП-6	Цех 1,3,6,13,14	Цех 6	2х630 кВА
ТП-4	Цех 2,4	Цех 4	2х630 кВА

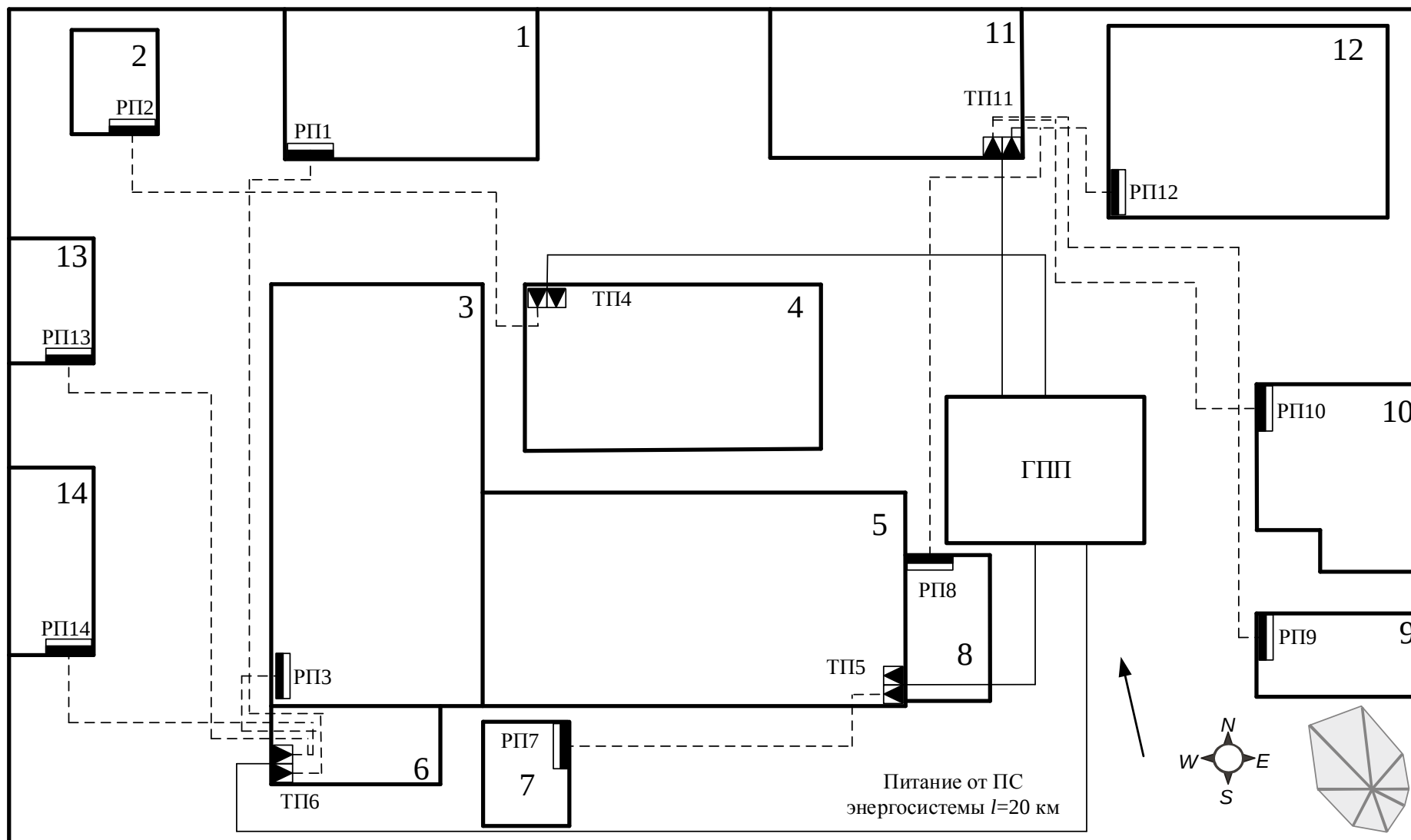


Рисунок 2.5.1 – Схема расположения ГПП и цеховых ТП

Таблица 2.5.3 – Параметры трансформаторов внутризаводского снабжения

Тип	S _{ном} , кВА	U _{ном} обмоток, кВ		Схема соед. обмот ок	Потери тр-ра, Вт		U _{кз} %	I _{хх} %	Сопротивления тр-ра, мОм			
		ВН	НН		ΔP _{хх} , Вт	ΔP _{кз} , Вт			R _т	X _т	Z _т	Z ⁽¹⁾ _т
ТМ- 630/10/ 0,4	630	10	0,4	Δ-Y- 0	1250	7600	5,5	1,25	3,1	13,6	14	42

Примечания:

1. Указанные в таблице значения сопротивлений приведены к напряжению 0,4 кВ.

2. В колонках 10, 11, 12 указаны сопротивления прямой последовательности (для расчетов токов КЗ).

2.6 Расчет потерь мощности в трансформаторах

Определяем потери в трансформаторах согласно выражениям:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{xx,mp} \cdot n + \Delta P_{кз,mp} \cdot n \cdot \beta_m^2; \Delta Q_{mp} = \frac{n \cdot S_{н,mp}}{100} \cdot (I_{xx} + \beta_m^2 \cdot U_{кз}).$$

Ниже приведен пример расчета для ТП-11:

$$\Delta P_{mp} = 1,25 \cdot 2 + 7,6 \cdot 2 \cdot 0,73^2 = 10,51 \text{ кВт}; \Delta Q_{mp} = \frac{2 \cdot 630}{100} \cdot (1,25 + 0,73^2 \cdot 5,5) = 52,26 \text{ кВар}.$$

Для остальных ТП расчет ведется аналогично. Сводим результаты в таблицу 2.6.1.

Таблица 2.6.1 – Потери в цеховых ТП

	ΔP, кВт	ΔQ, кВар
ТП-11	10,51	52,26
ТП-5	11,19	55,37
ТП-6	10,55	52,47
ТП-4	9,23	46,44
Итого	41,48	206,54

2.7 Компенсация реактивной мощности цеховых трансформаторных подстанций и уточнение их нагрузки

Для снижения потерь в линиях и трансформаторах примем вариант компенсации реактивной мощности на стороне низкого напряжения каждой ТП.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют расчетами по минимуму приведенных затрат в два этапа:

- 1) Выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
- 2) Определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 6-10 кВ предприятия;
- 3) Суммарная расчетная мощность батарей до 1 кВ.

Минимальное наиболее целесообразное число цеховых трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{расч.н.}}}{\beta_{\text{т}} S_{\text{тр}}} + \Delta N = \frac{2830,87}{0,7 \cdot 630} = 6,4 + 0,6 = 7,$$

где ΔN - добавка до оптимального числа трансформаторов.

Экономически оптимальное число трансформаторов [п. 6]

$$N_{\text{тр.эк}} = N_{\min} + m = 7 + 1 = 8,$$

где m – дополнительное число трансформаторов.

Необходимо уточнить оптимальное число цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности. Для этого проводится технико-экономический анализ.

Определяем наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_{\max.\text{тр}} = \sqrt{(N_{\text{тр.опт.}} \cdot \beta_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}})^2 - P_{\text{расч.н.}}^2} = \sqrt{(8 \cdot 0,73 \cdot 630)^2 - 2836,89^2} = 2342,77 \text{ кВар},$$

где коэффициент загрузки трансформаторов

$$\beta_1 = \frac{S_p^{\text{HH}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{3655,23}{2 \cdot 630} = 0,73.$$

Мощность БК определяется по формуле:

$$Q_{\text{БК.НН}} = Q_p^{\text{HH}} - Q_c - \Delta Q_{\text{тр}},$$

где Q_c - реактивная мощность, передаваемая из сети энергосистемы в сеть предприятия, определяется по формуле:

$$Q_c = \alpha \cdot P_{p\Sigma} = 0,24 \cdot 2836,89 = 680,85 \text{ кВар},$$

где $\alpha = 0,24$ для величины напряжения питающей сети 35 кВ.

Тогда

$$Q_{\text{БК.НН}} = 2259,88 - 680,85 - 52,26 = 1526,77 \text{ кВар}.$$

Принимаем к установке четыре регулируемые конденсаторные установки типа УКМ-0,4-337,5-37,5УЗ с $K_y = 388,613$ руб./кВар и одну типа УКМ58-0,4-200-33^{1/3}УЗ с $K_y = 521$ руб./кВар и с $\Delta P_{\text{БК}} = 4,5 \cdot 10^{-3}$ кВт/кВар [4]. Суммарная максимальная мощность всех БК составит 1550 кВар.

Затраты на компенсацию реактивной мощности стороне низкого напряжения составят:

$$Z_{\text{БК1}} = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2 = 0 + 89,91 \cdot 1350 + 0 = 121375,5 \text{ руб.},$$

где $Z_0 = 0$ руб/кВар, так как в цену устройства БК входят вводное и регулирующее устройства;

$$Z_2 = 0 \text{ руб/кВар}^2;$$

$$Z_1 = 89,91 \text{ руб/кВар} - \text{удельные затраты на 1 МВА генерируемой мощности};$$

$$Q = 1350 \text{ кВар} - \text{генерируемая БК реактивная мощность}.$$

Определяем удельные затраты на 1 кВар генерируемой мощности:

$$Z_{1\text{БК}}^{\text{HH}} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{\bar{U}_{\text{БК}}}{\bar{U}} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}} = 0,223 \cdot 388,613 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 + 721,57 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} = 89,91 \text{ руб/кВар},$$

где $C_0 = 721,57$ руб/кВар – удельная стоимость потерь на активную мощность в Сибири [5];

$E = 0,023$ – суммарные ежегодные отчисления от капитальных вложений;

$\bar{U}_{БК}$ – относительная величина напряжения сети в месте присоединения БК, для БК напряжением до 1000В равно 1.

Для второго типа БК расчет ведется аналогично, в результате расчет получаем следующие показатели:

$$Z_{2БК}^{HH} = 119,43 \text{ руб/кВар};$$

$$Z_{БК2} = 23886,01 \text{ руб.}$$

Тогда полные затраты на компенсацию реактивной мощности конденсаторными установками выбранного типа будут равны:

$$Z_{\Sigma}^{HH} = Z_{БК1} + Z_{БК2} = 145261,5 \text{ руб.}$$

Так как трансформатор обладает достаточной пропускной способностью, существует возможность установки компенсирующих устройств на высокой стороне. Мощность БК определяется по формуле:

$$Q_{БК.ВН} = Q_p^{HH} - Q_c = 2259,88 - 680,85 = 1579,03 \text{ кВар.}$$

Для компенсации реактивной мощности определяем 5 регулируемых конденсаторных установок типа УКРЛ(П)56-10,5-300-150 У3 с мощностью минимальной ступени регулирования 150 кВар с $K_y = 733,33 \text{ руб./кВар}$ и с $\Delta P_{БК} = 2,5 \cdot 10^{-3} \text{ кВт/кВар}$. Суммарная мощность всех БК составит 1500 кВар [5].

Определяем удельные затраты на 1 кВар генерируемой мощности:

$$Z_{БК}^{ВН} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{\bar{U}_{БК}}{\bar{U}} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0,223 \cdot 733,33 \cdot \left(\frac{1,05}{1} \right)^2 + 721,57 \cdot 2,5 \cdot 10^{-3} = 169,91 \text{ руб/кВар},$$

где $\bar{U}_{БК}$ – относительная величина напряжения сети в месте присоединения БК, для БК напряжением выше 1000В равно 1,05.

Затраты на низкой стороне составят:

$$Z_{БК} = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2 = 0 + 169,91 \cdot 1500 + 0 = 254857,9 \text{ руб.}$$

По данным расчета затрат целесообразным и экономически выгодным является установка регулируемых конденсаторных установок на низкой стороне. Разница в затратах составит примерно 110 тыс. рублей.

Определим фактическую загруженность каждой ТП. Долю реактивной мощности ТП 11 определяем в процентном соотношении определяем следующим образом:

$$Q_{\%} = \frac{Q_p}{Q_{r\text{ТП}}} \cdot 100 = \frac{554,87}{2259,88} \cdot 100 = 24,55\%.$$

Определяем мощность КБ:

$$Q_{\text{БК КТП11}}^{\text{нн}} = \frac{Q_{\%}}{100} \cdot Q_{\text{БК}}^{\text{нн}} = \frac{24,55}{100} \cdot 1568,52 = 385,12 \text{ кВар}.$$

$$Q_{\text{БК ТП11факт.}}^{\text{нн}} = 337,5 \text{ кВар} - \text{фактическая мощность КБ}.$$

Пересчитаем коэффициент загрузки трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности:

$$\beta_{\text{т факт.}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{БК ТП11факт.}}^{\text{нн}})^2}}{n \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{\sqrt{726,99^2 + (554,87 - 337,5)^2}}{2 \cdot 630} = 0,6.$$

Для остальных ТП расчет аналогичен. Результаты сведем в таблицу 2.7.1.

Таблица 2.7.1 – Результаты расчета компенсации реактивной мощности

	$n_{\text{тр}}$	P_p , кВт	Q_p , кВар	$Q_{\%}$, %	$Q_{\text{БК ТП}}^{\text{нн}}$, кВар	$Q_{\text{БК ТПфакт.}}^{\text{нн}}$, кВар	$Q_{\text{р-с-БК}}$, кВар	Кол-во марка КБ	$\beta_{\text{т факт.}}$
ТП11	2	726,99	554,87	24,55	385,12	337,5	217,37	1х УКМ-0,4-337,5-37,5У3	0,6
ТП5	2	730,08	612,09	27,59	424,84	404,1	207,99	1 х УКМ-0,4-337,5-37,5У3 1 х УКМ58-0,4-200-33 ^{1/3} У3	0,6
ТП6	2	710,21	580,43	25,68	402,86	337,5	243,93	1 х УКМ-0,4-337,5-37,5У3	0,6
ТП4	2	663,59	512,49	22,68	355,71	337,5	174,99	1 х УКМ-0,4-337,5-37,5У3	0,55
Итого	8	2836,89	2259,88	100	1568,52	1451	844,28		

2.8 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Выбор напряжения питающих и распределительных сетей зависит от мощности, потребляемой предприятием, его удаленности от источника питания, напряжения источника питания, количества и единичной мощности ЭП.

Экономически целесообразное напряжение питающей линии ГПП можно оценить по формуле Илларионова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{2,97}}} = 33,97 \text{ кВ}$$

где L – расстояние от источника питания, км;

P – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке предприятия, МВт.

Принимаем напряжение питающей линии ГПП $U=35$ кВ.

2.9 Выбор трансформаторов ГПП

Согласно всем требованиям, предъявляемым к схемам ГПП, на стороне ВН ГПП (35 кВ) принимаем схему 4Н - два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий, а на НН ГПП (10 кВ) схему обходную систему шин, секционированную вакуумным выключателем с устройством АВР [6].

Электроснабжение базы по обслуживанию нефтяного месторождения осуществляется от подстанции энергосистемы по двум ВЛЭП напряжением 35 кВ. ГПП размещается на территории предприятия в соответствии с расчетным центром электрических нагрузок (рисунок 2.4.1).

Мощность трансформаторов на ГПП определяем по формуле:

$$S_{н.тр.} = \frac{S_{р.ГПП}}{N_{тр} \cdot \beta_m},$$

где $S_{p.ГПП}$ – полная расчётная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП;

$\beta_m = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП.

$$S_{н.тр.} = \frac{S_{p.ГПП}}{2 \cdot \beta_m} = \frac{3212,19}{2 \cdot 0,7} = 2294,42 \text{ кВА}.$$

Полученное значение $S_{н.тр.}$ округляем до ближайшего большего типа ТМН-2500-35/10 [7]. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 2.9.1.

Таблица 2.9.1 – Паспортные данные трансформатора ТМН-2500-35/10

Тип тр-ра	$S_{ном},$ кВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ	$U_k,$ %	$P_{кз},$ кВт	$P_{хх},$ кВт	$I_x,$ %	Группа соединения обмоток
ТМН- 2500/35	2500	35/10,5	6,5	23,5	3,9	1,0	Y - Δ - 11

С учетом того, что в нормальном режиме коэффициент загрузки трансформаторов ГПП для электроснабжения предприятия II категории принимается равным 0,7, в послеаварийном режиме любой из трансформаторов с учетом допустимой перегрузки (до 40 %) должен обеспечить полностью необходимую мощность предприятия.

Проверяем трансформаторы ГПП на условие работы в послеаварийном режиме следующим образом:

$$S_{p.ГПП} = 3212,19 \text{ кВА} < 1,4 \cdot S_{н.тр} = 1,4 \cdot 2500 = 3500 \text{ кВА}.$$

Условие выполнено.

2.10 Выбор сечения линии, питающей ГПП

Линии, питающие трансформаторы ГПП, выполняются воздушными двухцепными проводом марки АС. Выбор сечения провода производим по экономической плотности тока.

Сечение проводов фазы ВЛ определяется следующим образом:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}},$$

где расчетный ток приходящийся на одну линию в нормальном режиме:

$$I_p = \frac{S_{\text{трГПП}}^{\text{ВН}}}{2\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2 \cdot 2500}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 41,24 \text{ А.}$$

В послеаварийном или ремонтном режиме:

$$I_{p.\text{макс}} = \frac{S_{\text{трГПП}}^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 82,48 \text{ А.}$$

Для приближенного определения T_{max} используем суточный график электрической нагрузки, характерный для нефтяного промысла [8].

По графику электрических нагрузок определим электроэнергию, потребляемую предприятием, т.е. необходимо найти площадь под ступенчатой линией Р. Поделив потребляемую ЭЭ за сутки на максимальную получим T_{max} .

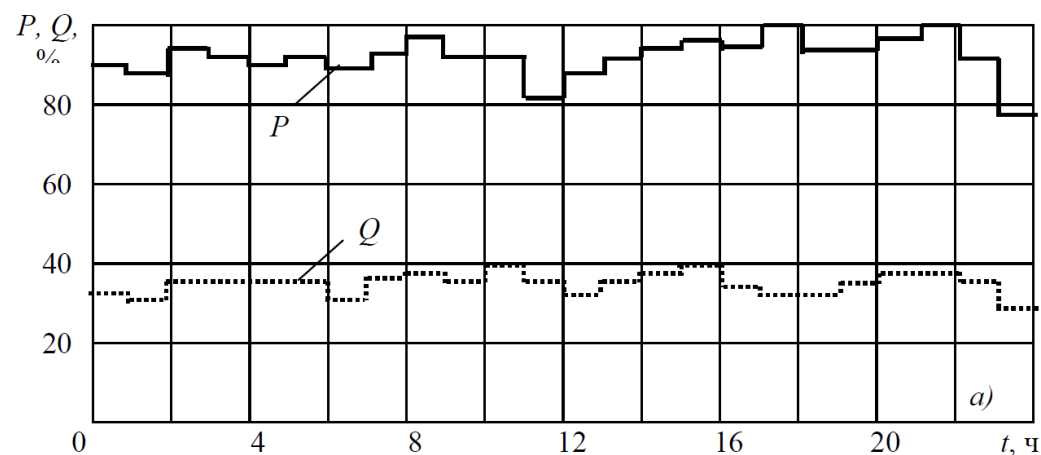


Рисунок 2.10.1 – Характерный суточный график нагрузки базы

Таблица 2.10.1 – Данные графика для определения $T_{\max}$

t, ч	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P, о.е.	0,9	0,88	0,95	0,91	0,9	0,91	0,89	0,91	0,98	0,91	0,91	0,81
Q, о.е.	0,31	0,30	0,35	0,35	0,35	0,35	0,30	0,35	0,36	0,35	0,40	0,35
P, МВт	2564	2507	2706	2592	2564	2592	2536	2592	2792	2592	2592	2308
Q, МВар	460	445	519	519	519	519	445	519	534	519	594	519
t, ч	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
P, о.е.	0,88	0,9	0,92	0,96	0,95	1	0,93	0,93	0,96	1	0,9	0,78
Q, о.е.	0,31	0,35	0,38	0,40	0,34	0,31	0,31	0,35	0,38	0,38	0,36	0,30
P, МВт	2507	2564	2621	2735	2706	2849	2649	2649	2735	2849	2564	2222
Q, МВар	460	519	564	594	505	460	460	519	564	564	534	445

По таблице 2.10.1 определяем суточное потребление активной ЭЭ:

$$\sum_{i=1}^{24} W_{i,p} = \sum_{i=1}^{24} P_{i,p} \cdot t_i = 62,59 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч};$$

Принимаем, что предприятие работает в три смены без выходных и праздничных дней (графики выходных дней не заданы).

$$W_{\text{год}} = W_{\text{сут}} \cdot 365 = 62,59 \cdot 365 = 22,85 \text{ тыс. МВтч};$$

Определим время использования максимума нагрузки:

$$T_{\text{max}} = \frac{\sum W_i}{P_{\text{max}}} = \frac{22845,47 \cdot 10^3}{2849} = 8019 \text{ ч}.$$

При $T_m > 5000$ часов для алюминиевых неизолированных проводов принимаем экономическую плотность тока равной $j_{\text{эк}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$ [9].

Тогда экономически целесообразное сечение проводов равно

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{41,24}{1,0} = 41,24 \text{ мм}^2.$$

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного сечения и принимаем в качестве ВЛЭП провода марки АС – 50/8. Допустимый длительный ток для выбранного сечения равен $I_{\text{дон}} = 210 \text{ А}$.

Выбранное сечение необходимо проверить по следующим условиям:

- По допустимой токовой нагрузке и по перегрузочной способности (в послеаварийном и ремонтном режиме при отключении одной из питающих линий).

$$\begin{aligned} I_{\text{расч}} &\leq I_{\text{доп}}; \\ 1,3 \cdot I_{\text{доп}} &\geq I_{\text{расч}}. \end{aligned}$$

где 1,3 – коэффициент допустимой перегрузки линии.

$$41,24 \text{ А} \leq 210 \text{ А}.$$

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 210 = 273 \text{ А} > I_{\text{рmax}} = 82,48 \text{ А}.$$

- По условиям механической прочности:

Согласно условию механической плотности на воздушных линиях выше 1кВ могут применяться сталеалюминевые провода сечением не менее 25 мм^2 .

$$F_{расч} = 50 \text{ мм}^2 \geq F_{\min} = 25 \text{ мм}^2.$$

- По допустимой потере напряжения:

$$L_{\text{дон}} = l_{\Delta U \text{ 1\%}} \cdot \Delta U_{\text{дон\%}} \cdot k_z \geq L;$$

где $l_{\Delta U \text{ 1\%}}$ - длина линии при полной нагрузке на 1 % потери напряжения, км;

$\Delta U_{\text{дон\%}}$ - допустимая потеря напряжения, %, ($\Delta U_{\text{дон\%}} = 5\%$, $\Delta U_{\text{доп.ав\%}} = 10\%$);

$k_z = \frac{I_{\text{дон}}}{I_p}$ - коэффициент, обратный коэффициенту загрузки линии;

$L_{\text{дон}}$ - допустимая длина линии, км; L - фактическая длина линии, км;

Принимаем $l_{\Delta U \text{ 1\%}} = 1,48 \text{ км}$ [1].

Нормальный режим:

$$L_{\text{дон}} = l_{\Delta U \text{ 1\%}} \cdot \Delta U_{\text{дон\%}} \cdot k_z = 1,48 \cdot 5 \cdot \frac{210}{41,24} = 37,68 \text{ км}.$$

Послеаварийный режим:

$$L_{\text{дон}} = l_{\Delta U \text{ 1\%}} \cdot \Delta U_{\text{дон\%}} \cdot k_z = 1,48 \cdot 10 \cdot \frac{210}{82,48} = 37,68 \text{ км}.$$

В обоих случаях $L_{\text{дон}} = 37,68 \text{ км} > L = 20 \text{ км}$, следовательно, условие выполняется.

- По условиям коронирования проводов ВЛЭП напряжением 35 кВ не проверяются.

Таким образом, оставляем намеченное сечение проводами марки АС – 50/8 на металлических двухцепных опорах для электроснабжения базы по обслуживанию нефтяного месторождения от подстанции энергосистемы напряжением 35 кВ. На ГПП устанавливаются два трансформатора типа ТМН – 2500-35/10.

2.11 Схема внутриводской распределительной сети 10 кВ

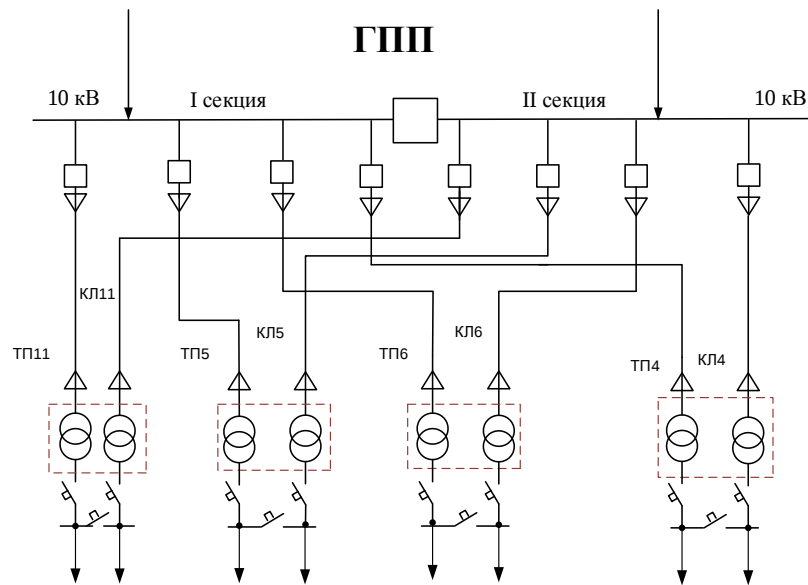


Рисунок 2.11.1 – Однолинейная схема внутриводской распределительной сети

Сечения жил кабелей в сетях выше 1000 В выбираются по экономической плотности тока:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}};$$

где I_p – расчетный ток, А;

$j_{\text{эк}}$ - нормированная плотность тока, А/мм² [10]. Полученное значение округляется до ближайшего стандартного, для которого по табл. 1.3.4 – 1.3.22 ПУЭ определяется допустимый длительный ток.

Намечаем прокладку кабельных линий кабелями с бумажной изоляцией. Ниже приведен пример выбора и проверки сечения для линии КЛ11, питающей ТП-11 от шин ГПП.

Расчетный ток КЛ11:

$$I_p = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{n_{\text{лин}} \cdot \sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 630}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А};$$

где $n_{\text{лин}}$ – число питающих линий.

Экономическое сечение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{36,37}{1,2} = 30,31 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{эк}} - 1,2$ для кабелей с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами А/мм².

Ближайшее стандартное значение: $S = 35 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 115 \text{ А}$ [8].

Выбранные сечения должны быть проверены по следующим условиям:

1) По нагреву максимальным рабочим током и током послеаварийного режима.

Длительно допустимый ток кабеля $I_{\text{доп}}$, соответствующий выбранному по нормированной плотности сечению, должен обеспечить по тепловому нагреву прохождение по линии максимального расчетного тока по выражению:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2}$$

где K_1, K_2 – коэффициенты, учитывающие влияние температуры окружающей среды и влияние рядом проложенных кабельных линий, соответственно [9].

Согласно нашим условиям $K_1 = 1$, $K_2 = 0,92$.

Тогда

$$I_{\text{доп}} = 105 \text{ А} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2} = \frac{36,37}{1 \cdot 0,92} = 39,53 \text{ А}.$$

Условие выполнено.

Сечение жил линий, которые могут работать в послеаварийных режимах с перегрузкой, выбирают по условию:

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{п.ав}}}{K_1 \cdot K_2};$$

где $I_{\text{п.ав}}$ – расчетный ток линии в послеаварийном режиме;

$K_{\text{пер}}$ – кратность перегрузки, для нашего случая $K_{\text{пер}} = 1,2$ [9].

Ток линии в послеаварийном режиме равняется двойному току нормального режима.

Тогда

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,2 \cdot 115 = 138 \text{ А} \geq \frac{I_{\text{п.ав}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{2 \cdot 36,37}{1 \cdot 0,92} = 79,07 \text{ А}.$$

Условие выполнено.

Предварительно намечаем кабель марки ААШв – 3х35-10, способ прокладки кабеля в траншее [10].

2) По нагреву от кратковременного выделения тепла током КЗ – фактор термической стойкости.

Проверка проводников на термическую стойкость при КЗ заключается в определении их температуры нагрева к моменту отключения КЗ и сравнении этой температуры с предельно допустимой температурой нагрева при КЗ. Проводник удовлетворяет условию термической стойкости, если температура нагрева проводника к моменту отключения КЗ не превышает его предельно допустимую температуру нагрева.

Этот этап проверки проведем после расчетов токов КЗ. Для остальных кабелей расчет производится аналогично. Сведем данные по предварительному выбору кабелей внутризаводской сети в таблицу 2.11.1.

Таблица 2.11.1 – Расчет выбора кабелей внутризаводской сети

Номер линии	Назначение линии	Количество линий	Расчетная нагрузка на один кабель		длина линии l , км	Способ прокладки	$F_{эк}$, мм ²	Допустимая нагрузка на один кабель		Проверка по нагреву		Марка и сечение кабеля, выбранного по условию допустимого нагрева S , мм ²	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	R , Ом	X , Ом
			Норм. режим I_p , А	П.авр. режим $I_{п.ав}$, А				Норм. режим $I_{доп}$, А	П.авр. режим $1,2I_{доп}$, А	Норм. режим $\frac{I_p}{K_1 \cdot K_2}$, А	П.авр. режим $\frac{I_{п.ав}}{K_1 \cdot K_2}$, А					
КЛ-11	ГПП-ТП-11	2	36,37	72,74	0,09	траншея	30,31	115	138	39,53	79,07	ААШв –3х35	0,894	0,08	0,056	0,007
КЛ-5	ГПП-ТП-5	2	36,37	72,74	0,035	траншея	30,31	115	138	39,53	79,07	ААШв –3х35	0,894	0,08	0,031	0,003
КЛ-6	ГПП-ТП-6	2	36,37	72,74	0,28	траншея	30,31	115	138	39,53	79,07	ААШв –3х35	0,894	0,08	0,25	0,022
КЛ-4	ГПП-ТП-4	2	36,37	72,74	0,12	траншея	30,31	115	138	39,53	79,07	ААШв –3х35	0,894	0,08	0,107	0,01

2.12 Расчёт токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

Расчет токов КЗ проводится в целях проверки элементов электроустановок и выбора аппаратуры на электродинамическую и термическую стойкость, а также уставок срабатывания защит и проверки их на чувствительность.

При расчете токов КЗ принимают следующие допущения, которые не дают существенных погрешностей:

- Трёхфазная сеть принимается симметричной;
- Не учитываются токи нагрузки;
- Не учитываются емкостные токи в ВЛ и КЛ;
- Не учитывается насыщение магнитных цепей;
- Не учитываются токи намагничивания трансформаторов.

Расчёт токов КЗ будем проводить для участка распределительной сети 10кВ ГПП –ТП-11. Намечаем на схеме расчетные точки. Составляем расчетную схему:

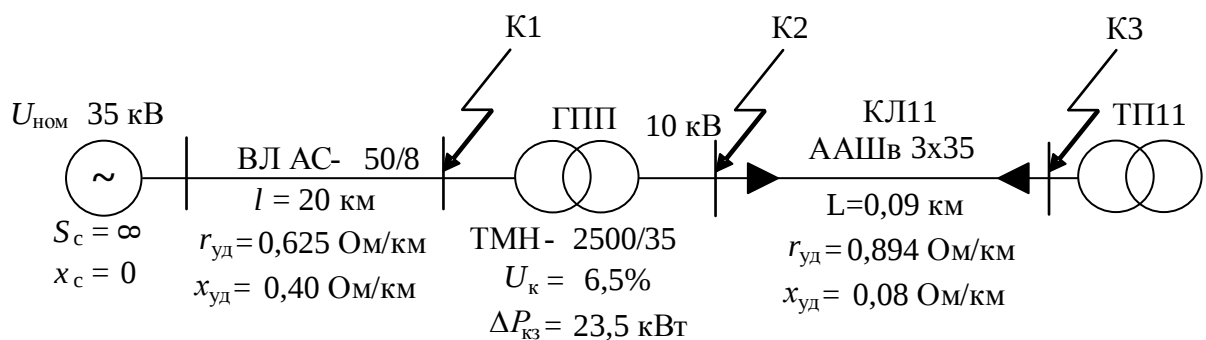


Рисунок 2.12.1 – Однолинейная расчетная схема для ГПП – ТП-11

Расчет ведем в относительных единицах. Для этого все расчётные данные приведем к базисному напряжению и базисной мощности. Величина базисного напряжения превышает номинальное на 5%. Следовательно, используя стандартный ряд базисных напряжений, принимаем $U_{б1} = 37$ кВ, $U_{б2} = 10,5$ кВ [1, стр.147]. За базисную мощность принимаем $S_б = 100$ МВА. Принимаем, что источник энергосистемы бесконечной мощности $S_c = \infty$ и соответственно индуктивное сопротивление $x_c = 0$.

Расчет параметров:

1. Сопротивления воздушной линии 35 кВ:

$$r_{\text{в.л}} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{б1}}^2} = \frac{0,625 \cdot 20 \cdot 100}{37^2} = 0,91 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{в.л}} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{б1}}^2} = \frac{0,4 \cdot 20 \cdot 100}{37^2} = 0,58 \text{ о.е.}$$

где $l = 20$ км - длина воздушной линии;

$U_{\text{б1}}$ - базисное напряжение данной ступени трансформации, кВ;

r_0 - активное сопротивление провода АС-50;

x_0 - индуктивное сопротивление провода АС-50.

2. Сопротивление трансформатора ГПП ТМН – 2500/35:

$$x_{\text{мп}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н.тр.}}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6 \text{ о.е.}$$

где $S_{\text{н.тр.}}$ - номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора.

Активным сопротивлением пренебрегаем, т.к. трансформатор большой мощности.

3. Сопротивление кабельной линии КЛ-11:

$$r_{\text{КЛ-1}} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{б1}}^2} = \frac{0,894 \cdot 0,09 \cdot 100}{10,5^2} = 0,073 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{КЛ-1}} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{б1}}^2} = \frac{0,08 \cdot 0,09 \cdot 100}{10,5^2} = 0,007 \text{ о.е.}$$

где l - длина кабельной линии;

$U_{\text{б2}}$ - базисное напряжение данной ступени трансформации, кВ;

r_0 - активное сопротивление провода ААШв 3х35;

x_0 - индуктивное сопротивление провода ААШв 3х35.

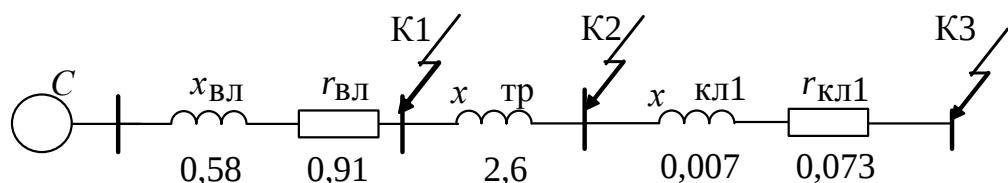


Рисунок 2.12.2 – Однолинейная схема замещения

Точка К1

Базовый ток

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА.}$$

Результирующее сопротивление

$$Z_{рез1} = \sqrt{r_{\delta 1}^2 + x_{\delta 1}^2} = \sqrt{0,91^2 + 0,58^2} = 1,18 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{рез1}} = \frac{1,56}{1,18} = 1,44 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,98 \cdot 1,44 = 4,04 \text{ кА,}$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, определяемый следующим образом:

$$k_{y\delta} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,64} = 1,98$$

где $T_a = x/\gamma = 0,64$.

Для остальных точек расчет ведется аналогичным образом, все данные сведены в таблицу 2.12.1.

Таблица 2.12. 1 – Сводная ведомость токов КЗ

Расчетные точки		К1	К2	К3
Токи КЗ, кА	$I_{кз}^{(3)}$	1,44	1,66	1,65
	$i_{y\delta}$	4,04	4,69	4,65

Проверка КЛ11 будет проводится по токам КЗ в точке К2, т.к. по результатам расчета токи короткого замыкания в этой точке выше чем в конце линии.

Для проверки сечения кабеля на термическую стойкость к токам КЗ используется выражение:

$$F_{\min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \text{ мм}^2$$

где C_T – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника, для нашего случая $90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ [1];

B_k – тепловой импульс тока КЗ, $A^2 \cdot c$.

Тепловой импульс тока короткого замыкания B_k определяется по формуле:

$$B_k = I_{I0}^2 (t_{np} + T_a) = 1,66^2 \cdot (0,435 + 0,011) = 1,23 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot c,$$

где I_{I0} – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

t_{np} – приведенное (расчетное) время отключения тока КЗ;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ определяется как:

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma} = \frac{3,184}{314 \cdot 0,91} = 0,011 c,$$

где x_Σ , r_Σ – результирующие индуктивное и активное сопротивление схемы относительно точки КЗ.

Приведенное время отключения тока КЗ определяется по выражению:

$$t_{np} = t_{p.з.} + t_{откл} = 0,41 + 0,025 = 0,435 c,$$

где $t_{p.з.}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{откл}$ – полное время отключения вакуумного выключателя равное 0,025 с.

Полное время действия релейной защиты $t_{p.з.}$ определяется по выражению:

$$t_{p.з.} = t_{p.з.min} + \Delta t_c = 0,4 + 0,01 = 0,41 c,$$

где $t_{p.з.min}$ – минимальное время срабатывания первой ступени защиты, принимаемое равным $t_{p.з.min} = 0,01$ с;

Δt_c – степень селективности, принимается в проекте в зависимости от числа ступеней распределения энергии по территории предприятия.

Тогда

$$F_{min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{1,23 \cdot 10^6}}{90} = 12,32 \text{ мм}^2$$

Условие выполнено. Выбранный для КЛ11 кабель марки ААШв 3х35 проходит по термической стойкости к току КЗ, следовательно, оставляем намеченный кабель.

Выбранное сечение необходимо проверить по потере напряжения:

$$\Delta U_{кл} = \frac{P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot x_0 \cdot l}{10 \cdot U_n^2} = \frac{726,99 \cdot 0,894 \cdot 0,09 + 554,87 \cdot 0,08 \cdot 0,09}{10 \cdot 10^2} = 0,064;$$

где l – длина линии, км;

P, Q – активная и реактивная мощности передаваемые по линии;

r_0, x_0 – погонное активное и реактивное сопротивления КЛ, Ом/км.

Относительные потери напряжения считают приемлемыми, если они в послеаварийных режимах работы не превышают в сетях высокого напряжения – 10%. В нашем случае выбранный кабель ААШв 3х35 прошел все этапы проверки и удовлетворяет всем требованиям.

Таблица 2.12.2 – Результаты проверки кабелей на термическую стойкость

Номер линии	Назначение линии	Количество линий	Марка и сечение кабеля $S, \text{мм}^2$	длина линии $l, \text{км}$	$S_{\min}, \text{мм}^2$ по термической стойкости при КЗ	$\Delta U_{кл}, \%$
КЛ-11	ГПП-ТП-11	2	ААШв – 3х35	0,09	12,32	0,064
КЛ-5	ГПП-ТП-5	2	ААШв – 3х35	0,035	12,32	0,025
КЛ-6	ГПП-ТП-6	2	ААШв – 3х35	0,28	12,32	0,195
КЛ-4	ГПП-ТП-4	2	ААШв – 3х35	0,12	12,32	0,078

2.13 Выбор оборудования ГПП

В качестве схемы внешнего электроснабжения выбираем схему 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Все виды аппаратов должны выбираться в соответствии с вычисленными максимальными расчетными величинами для нормального режима и короткого замыкания. Для их выбора производится сравнение указанных расчетных величин с допускаемыми значениями высоковольтного оборудования. Составляется таблица сравнения указанных расчетных и допустимых величин. При этом для обеспечения надежной безаварийной работы расчетные величины должны быть меньше допустимых. Высоковольтное оборудование выбирается в соответствие со схемой ГПП.

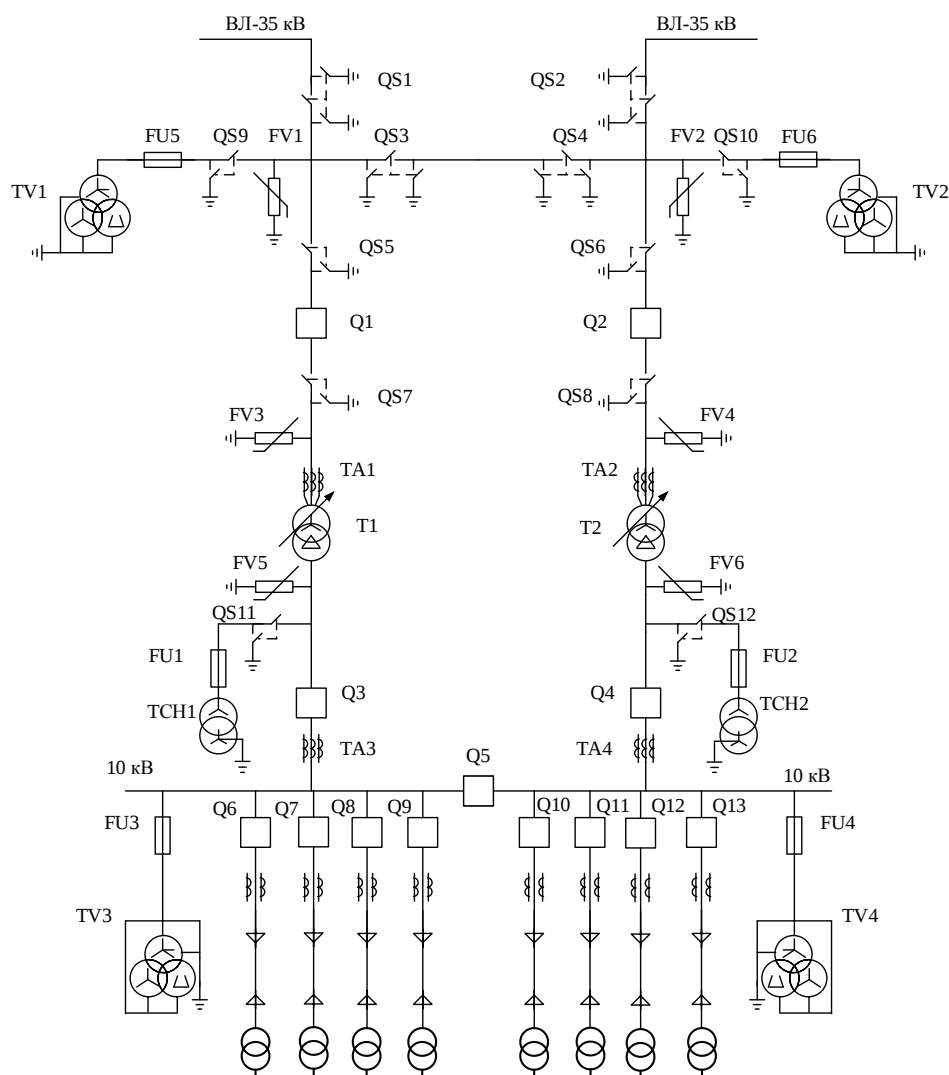


Рисунок 2.13.1 – Схема ГПП для выбора высоковольтного оборудования

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,24 \text{ А};$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 137,46 \text{ А}.$$

Ток в питающих линиях:

Нормальный режим:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номВН}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,24 \text{ А};$$

Аварийный режим (вся нагрузка на одной линии):

$$I_{\text{п.ав.}} = 2 \cdot I_{\text{расч}} = 2 \cdot 41,24 = 82,48 \text{ А}.$$

Выбор высоковольтных выключателей Q1, Q2 на стороне ВН ГПП

Предварительно выбираем вакуумный (трехполюсный) выключатель типа ВБН-35-20/1600 УХЛ-1, предназначенный для установки в открытых и закрытых распределительных устройствах и коммутации электрических цепей 35 кВ при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 (60) Гц [11].

Таблица 2.13.1 – Паспортные данные выключателя

Тип	ВБН-35-20/1600 УХЛ-1
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	1600
Номинальный ток отключения, кА	20
Предельный сквозной ток, кА	51
Предельный ток термической стойкости, кА	20
Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с	3
Полное время отключения, с	0,08
Собственное время включения, с	0,06

Выполняем проверку выбора выключателя по следующим параметрам:

По напряжению установки:

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

По длительному току:

$$I_{\text{раб. max}} = 41,24 \text{ A} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ A};$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{П,т}} = 1,44 \text{ кА} \leq I_{\text{откл. ном}} = 20 \text{ кА};$$

На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} = 4,04 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{\text{П0 (КЗ)}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 1,44^2 \cdot (0,18 + 0,002) = 0,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{x_{\text{вл}}}{\omega \cdot r_{\text{вл}}} = \frac{0,58}{314,15 \cdot 0,91} = 0,002 \text{ с};$$

приведенное время отключения тока КЗ:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с},$$

где $t_{\text{р.з.}} = 0,1 \text{ с}$ – время действия релейной защиты тупиковой подстанции;

$t_{\text{откл}} = 0,08 \text{ с}$ – полное время отключения выключателя.

Проверяем термическую стойкость выключателя по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k = 0,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_k = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный выключатель проходит проверку.

Таблица 2.13.2 – Результаты проверки ВБН-35-20/1600 УХЛ-1

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
35 кВ	35 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
41,42	1600 А	$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$
1,44 кА	20 кА	$I_{\text{П,т}} \leq I_{\text{откл. ном}}$
4,04 кА	51 кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$0,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{\text{н0}}^2 \cdot t_{\text{пр}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Выбор высоковольтных выключателей Q3, Q4 и Q5 на стороне НН ГПП

Предварительно выбираем Q3, Q4 с $I_{\text{раб}} = 800 \text{ А}$, Q5 с $I_{\text{номНН}} = 219,94 \text{ А}$ ВВ/TEL-10-8/800 [11].

Таблица 2.13.3 – Паспортные данные выключателя

Тип	ВВ/TEL-10-8/800
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	800
Номинальный ток отключения, кА	8
Предельный сквозной ток, кА	20
Предельный ток термической стойкости, кА	8
Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с	3
Полное время отключения, с	0,025

Выполняем проверку выбора выключателя по следующим параметрам:

По напряжению установки:

$$U_{\text{НН}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

По длительному току:

$$I_{\text{раб}} = 137,46 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 800 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб. max}} = 274,92 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}.$$

По отключающей способности:

$$I_{\text{П,т}} = 1,66 \text{ кА} \leq I_{\text{откл. ном}} = 8 \text{ кА};$$

На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} = 4,69 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{\text{П0 (КЗ)}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 1,66^2 \cdot (0,011 + 0,125) = 0,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ для каждого выключателя:

$$T_{a1} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{3,18}{314,15 \cdot 0,91} = 0,011 \text{ с};$$

приведенное время отключения тока КЗ:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл}} = 0,1 + 0,025 = 0,125 \text{ с},$$

где $t_{\text{р.з.}} = 0,1 \text{ с}$ – время действия релейной защиты подстанции;

$t_{\text{откл}} = 0,025 \text{ с}$ – полное время отключения выключателя.

Проверяем термическую стойкость выключателя по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k = 0,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_k = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 8^2 \cdot 3 = 192 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный выключатель проходит проверку.

Таблица 2.13.4 – Результаты проверки ВВ/TEL-10-8/800

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
10 кВ	10 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
274,92 А	800 А	$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$
1,66 кА	20 кА	$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл. ном}}$
4,69 кА	51 кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$0,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$192 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{\text{н0}}^2 \cdot t_{\text{пр}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Выбор высоковольтных выключателей Q6 – Q13 на стороне ВН ТМ-630/10

Предварительно выбираем с $I_{\text{раб}} = 34,65 \text{ А}$ ВВ/TEL-10-8/800 [11].

Таблица 2.13.5 – Паспортные данные выключателя

Тип	ВВ/TEL-10-8/800
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	800
Номинальный ток отключения, кА	8
Предельный сквозной ток, кА	20
Предельный ток термической стойкости, кА	8
Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с	3
Полное время отключения, с	0,025

Выполняем проверку выбора выключателя по следующим параметрам:

По напряжению установки:

$$U_{\text{нн}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

По длительному току:

$$I_{\text{раб}} = 34,65 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 800 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб. max}} = 69,3 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}.$$

По отключающей способности:

$$I_{\Pi, \tau} = 1,65 \text{ кА} \leq I_{\text{откл. ном}} = 8 \text{ кА};$$

На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} = 4,65 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{\Pi 0 (K3)}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 1,65^2 \cdot (0,01 + 0,105) = 0,313 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ для каждого выключателя:

$$T_{a1} = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{3,187}{314,15 \cdot 0,983} = 0,01 \text{ с};$$

приведенное время отключения тока КЗ:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл}} = 0,08 + 0,025 = 0,105 \text{ с},$$

где $t_{\text{р.з.}} = 0,08 \text{ с}$ – время действия релейной защиты подстанции;

$t_{\text{откл}} = 0,025 \text{ с}$ – полное время отключения выключателя.

Проверяем термическую стойкость выключателя по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k = 0,313 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_k = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 8^2 \cdot 3 = 192 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный выключатель проходит проверку.

Таблица 2.13.6 – Результаты проверки ВВ/TEL-10-8/800

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
10 кВ	10 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
69,3 А	800 А	$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$
1,65 кА	20 кА	$I_{\Pi, \tau} \leq I_{\text{откл. ном}}$
4,65 кА	51 кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$0,313 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$192 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{\text{н0}}^2 \cdot t_{\text{пр}} \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Выбор трансформаторов собственных нужд

$$S_{\text{с.н}} \approx 0,05 \cdot S_{\text{тр. ном}} = 0,05 \cdot 2500 = 125 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора ТЗ, Т4 типа ТМ-250-10/0,4 [12].

Таблица 2.13.7 – Выбор контрольно-измерительных приборов

Цепь установки приборов	Место установки приборов	Перечень приборов
Двухобмоточный трансформатор	ВН (35 кВ)	Амперметр, вольтметр
	НН (10 кВ)	Амперметр, вольтметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии
Сборные шины 10кВ	На каждой секции шин	Вольтметр для измерения междупазного напряжения и вольтметр для измерения трехфазных напряжений, амперметр, ваттметр

Выбор трансформаторов напряжения на 35 кВ

Принимаем к установке трансформатора напряжения типа НАМИ – 35 УХЛ1 [13].

Таблица 2.13.8 – Каталожные данные трансформатора НАМИ – 35 УХЛ1

Тип	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Номинальная мощность в классе точности, ВА	Максимальная мощность, ВА
	Обмотка ВН	Обмотки НН			
		основная	дополнительная	0,5	
НАМИ – 35 УХЛ1	35/√3	0,1/√3	0,1	360	2000

Выбор трансформаторов напряжения на 10 кВ

Принимаем трансформатор типа НТМИ-10 по табл. 7.17 [8].

Таблица 2.13.9 – Каталожные данные трансформатора НТМИ-10

Тип	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Номинальная мощность в классе точности, ВА	Предельная мощность, ВА
	Обмотка ВН	Обмотки НН			
		основная	дополнительная	0,5	
НТМИ-10	10	0,1	0,1/3	120	960

Таблица 2.13.10 – Измерительные приборы вторичной цепи ТН

Прибор	Тип	Число обмоток	Кол-во	$P_{ном},$ Вт	$Q_{ном},$ Вар	$P_{\Sigma},$ Вт	$Q_{\Sigma},$ Вар
Вольтметр	Э-350	1	5	2	-	10	-
Ваттметр	Д-304	3	1	2	1,5	6	4,5
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ.03	3	1	1,5	2	4,5	4,5
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.02	3	1	1,5	2	4,5	4,5
Итого						25	13,5

Вычисляем расчетную нагрузку трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{25^2 + 13,5^2} = 28,41 \text{ ВА}$$

Номинальная мощность выбранных трансформаторов напряжения в классе точности 0,5 равна 120 ВА, что больше мощности нагрузки вторичной цепи. Таким образом, трансформаторы удовлетворяют условиям проверки и будут работать в выбранном классе точности.

Выбор трансформаторов тока ТА1 – ТА4

Марку трансформатора тока на 35 кВ следует выбирать по номинальному току первичной обмотки трансформатора ТМН-4000/35:

$$I_{номТТ} \geq I_{номВН} = 41,24 \text{ А.}$$

Принимаем к установке трансформатор тока типа ТВТ-35-1-200/5.

Трансформатор тока на 10 кВ выбираем по номинальному току вторичной обмотки трансформатора

$$I_{номТТ} \geq I_{номНН} = 137,46 \text{ А.}$$

Принимаем к установке с номинальным током первичной обмотки $I_{ном} = 300 \text{ А.}$

Таблица 2.13.11 – Паспортные данные ТЛМ-10-1-0,5/10Р-10-300/5-У3

Тип	ТЛМ-10-1-0,5/10Р-10-300/5-У3
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток, А	300
Номинальный вторичный ток, А	5

Продолжение таблицы 2.13.11

Номинальный коэффициент трансформации	60
Номинальная вторичная нагрузка, ВА	15
Класс точности	0,5
Ток термической стойкости, кА	18,4
Ток электродинамической стойкости, кА	100
Время термической стойкости, с	3

Таблица 2.13.12 – Измерительные приборы вторичной нагрузки ТТ

Прибор	Тип	Число обмоток	Кол-во	$P_{порт},$ $Вт$	$Q_{порт},$ $Вар$	$P_{\Sigma},$ $Вт$	$Q_{\Sigma},$ $Вар$
Амперметр	Э-350	1	5	0,5	-	2,5	-
Ваттметр	Д-304	1	1	0,5	0,4	0,5	0,4
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ.03	3	1	1,5	2	4,5	6
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ.02	3	1	1,5	2	4,5	6
Итого						12	12,4

Рассчитаем мощность, которую потребляют приборы:

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{12^2 + 12,4^2} = 17,26 \text{ ВА.}$$

Суммарное сопротивление приборов вычисляем по формулам:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{17,26}{5^2} = 0,69 \text{ Ом.}$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ, сечением 4 мм^2 , расчетная длина $l = 6 \text{ м}$ [14].

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем вторичную нагрузку ТТ:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} = 0,04 + 0,1 + 0,69 = 0,83 \text{ Ом,}$$

где $r_{\text{конт}}$ сопротивление контактов принимается равным $0,1 \text{ Ом}$ [15].

Определяем номинальную нагрузку ТТ:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Вторичная нагрузка больше номинальной, соответственно, принимаем к установке по 2 ТТ на фазу. Выполним проверку выбранных ТТ:

По напряжению:

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

По току:

$$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А} \geq I_{\text{раб. max}} = 137,46 \text{ А.}$$

На электродинамическую устойчивость:

$$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 4,69 \text{ кА.}$$

По термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 18,4^2 \cdot 3 = 1015,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 0,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранный трансформатор тока проходит проверку.

Выбор высоковольтных разъединителей QS1-QS12

Выбор разъединителей QS1, QS2 производим по току линии в послеаварийном режиме

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{п.ав.}} = 82,48 \text{ А}$$

Выбор разъединителей QS3-QS8 производим по току линии в нормальном режиме

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм}} = 41,24 \text{ А}$$

Принимаем к установке разъединитель РВ3-35/630У3 по табл. 7.10 [8]

Таблица 2.13.13 – Паспортные данные разъединителя РВ3-35/630-У3

Тип	РВ3-35/630У3
Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	630
Амплитуда предельного сквозного тока, кА	51
Предельный ток термической стойкости, кА	20
Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с	4

Поскольку время действия релейной защиты не известно, проверку делаем по максимальному времени $t_{np} = t_{терм}$.

Таблица 2.13.14 – Результаты проверки разъединителя РВЗ-35/630УЗ

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
35 кВ	35 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
82,48 А для QS1, QS2 41,24 А для QS3 – QS8	630 А	$I_{расч} \leq I_{ном}, I_{п.ав} \leq I_{ном}$
4,04 кА	51 кА	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$1,44^2 \cdot 4 = 8,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{н0}^2 \cdot t_{np} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$

Выбор разъединителей QS9, QS10 для трансформатора напряжения ТН 35 кВ производится по отключающей способности, так как номинальный ток в первичной обмотке небольшой.

$$I_{номТН} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 0,033 \text{ А}$$

Для установки принимаем разъединитель наружной установки типа РЛНД-10/400-У1.

Для трансформаторов собственных нужд ТМ 250/10 выбираем разъединители QS11, QS12:

$$I_{номТН} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,43 \text{ А}$$

Для установки принимаем разъединитель наружной установки типа РЛНД-10/400-У1.

Таблица 2.13.15 – Результаты проверки разъединителя РЛНД-10/400-У1

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
14,43 А для QS11, QS12	400 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
4,69 кА	25 кА	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$11,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{н0}^2 \cdot t_{np} \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$

Выбранные разъединители удовлетворяют всем условиям проверки.

Выбор предохранителей FU1 и FU2

Выбор предохранителей (FU1 и FU2) производим для защиты трансформаторов собственных нужд ТМ-250-10/0,4.

Номинальный ток первичной обмотки:

$$I_{\text{тр.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,34 \text{ А.}$$

Для установки выбираем предохранители типа ПКТ101-10-16-31,5-У3.

Таблица 2.13.16 – Результаты проверки предохранителей

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
10 кВ	10 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
14,34 А	16 А	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
4,69 кА	31,5 кА	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{ном.откл}}$

Для защиты трансформаторов напряжения 10 кВ НТМИ-10 используем предохранители марки ПКН 001-10 У1 (FU3, FU4). Для защиты трансформаторов напряжения 35 кВ НАМИ-35-УХЛ1 используем предохранители марки ПКН 001-35 У3 (FU5, FU6).

Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН)

Выбираем ОПН (FV1 – FV4) типа ОПН-П1-35П УХЛ1, для защиты трансформаторов собственных нужд и силовых трансформаторов со стороны 35 кВ. Для защиты трансформаторов собственных нужд и силовых трансформаторов со стороны 10 кВ выбираем ОПН (FV5, FV6) типа ОПН-П1-10П УХЛ1 [16].

Таблица 2.13.17 – Основные технические характеристики ОПН

Параметр ограничителя	ОПН-П1-35П УХЛ1	ОПН-П1-10П УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	35	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,5	12
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Остающееся напряжение при токе грозовых перенапряжений с амплитудой, кВ, не более:		
5000 А	122	35,9
10000 А	129	37,2
20000 А	137	39,5

Продолжение таблицы 2.13.17		
Остающееся напряжение при токе коммутационных перенапряжений на волне 30/60 мкс с амплитудой. кВ, не более:		
250 А	98	28,3
500 А	101	29,5
1000 А	105	31,2
Остающееся напряжение при импульсах тока 1/10 мкс с амплитудой 10000 А, кВ, не более	152	45
Ток пропускной способности ограничителя (прямоугольный импульс длительностью 2 мс), А	550	400
Удельная поглощаемая энергия одного импульса, кДж/кВ, не менее	2,1	2,1

Таблица 2.13.18 – Перечень оборудования главной схемы подстанции

Обозначение	Наименование	Тип
Q1, Q2	Выключатели вакуумные	ВБН-35-20/1600 УХЛ1
Q3 – Q13	Выключатели вакуумные	ВВ/TEL-10-8/800
QS1 – QS8	Разъединители	РВЗ-35/630УЗ
QS9, QS10	Разъединители	РЛНД-10/400-У1
QS11, QS12	Разъединители	РЛНД-10/400-У1
TV1, TV2	Трансформаторы напряжения	НАМИ – 35 УХЛ1
TV3, TV4	Трансформаторы напряжения	НТМИ-10
FU1, FU2	Предохранители	ПКТ101-10-16-31,5-УЗ
FV1 – FV4	Ограничители перенапряжений	ОПН-П1-35П УХЛ1
FV5, FV6	Ограничители перенапряжений	ОПН-П1-10П УХЛ1
TA1, TA2	Трансформаторы тока	ТВТ-35-1-200/5.
TA3, TA4	Трансформаторы тока	ТЛМ-10-1-0,5/10Р-10-200/5-УЗ
T1, T2	Силовые трансформаторы	ТМН-2500-35/10
TCH1, TCH2	Трансформаторы собственных нужд	ТМ-250-10/0,4

2.14 Электроснабжение ремонтно-механического цеха

Большая часть электроприемников цеха запитаны от шинпровода напрямую через ответвительные коробки, где устанавливаются автоматические выключатели. Также в цехе есть распределительные шкафы, которые через ответвительную коробку запитаны от ШРА.

Ниже приведен пример расчета выбора автоматического выключателя для фрезерного станка с $P_{ном} = 7,5$ кВт.

Номинальный ток ЭП №10:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{7,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8 \cdot 0,8} = 17,8 \text{ А};$$

где $\cos \varphi$ и $\eta=0,8$ – для электроприемников с $P_{ном} \leq 10$ кВт, а для электроприемников с $P_{ном} > 10$ кВт $\cos \varphi$ и $\eta=0,9$.

Номинальный ток АВ:

$$I_{ном.АВ} \geq K_{зап} \cdot I_{длит} = 1,15 \cdot 17,8 = 20,48 \text{ А};$$

где для одиночных ЭП $K_{зап}=1,15$ [8, табл. 8.6]; $I_{длит}$ – длительный максимальный рабочий ток линии (для отдельного ЭП равен $I_{ном}$).

Номинальный ток теплового расцепителя АВ:

$$I_{ном.тепл} \geq K_{зап} \cdot I_{длит} = 1,15 \cdot 17,8 = 20,48 \text{ А}.$$

Проверка по току срабатывания расцепителя:

$$I_{ном.Э.О} \geq 1,5 \cdot I_{пуск} = 1,5 \cdot 89,02 = 133,54 \text{ А};$$

где $I_{пуск}$ – пусковой ток ЭП, определяемый следующим образом:

$$I_{пуск} = k \cdot I_{ном} = 5 \cdot 17,8 = 89,02 \text{ А},$$

где $k = 5$ – кратность пускового тока.

К установке выбираем автоматический выключатель типа ВА51-25 с $I_{ном.АВ} = 25 \text{ А}$, $I_{ном.тепл} = 25 \text{ А}$, $I_{ном.Э.О} = I_{ном.тепл} \cdot K_{кз} = 25 \cdot 7 = 175 \text{ А}$.

Для остальных ЭП расчеты представлены в таблице 2.14.1.

Таблица 2.14.1 – Выбор защитных аппаратов для ЭП ремонтно-механического цеха

	<i>Наименование</i>	<i>$P_{ном},$ кВт</i>	<i>КПД</i>	<i>$\cos \varphi$</i>	<i>$I_{ном}, А$</i>	<i>$K_z I_{длит},$ А</i>	<i>$I_{пуск}, А$</i>	<i>$1,5 I_{пуск},$ А</i>	<i>$mun AB$</i>	<i>$I_{номAB},$ А</i>	<i>$I_{ном.тепл},$ А</i>	<i>$I_{номэо},$ А</i>
1-3,6	Вентилятор	10	0,8	0,8	23,74	27,30	118,70	178,05	BA51-31	100	31,5	220,5
4,5	Вентилятор	7,5	0,8	0,8	17,80	20,48	89,02	133,54	BA51-25	25	25	175
7-9	Универсально-заточный станок	17	0,9	0,9	31,89	36,67	159,44	239,16	BA51-31	100	40	280
10-12	Фрезерный станок	7,5	0,8	0,8	17,80	20,48	89,02	133,54	BA51-25	25	25	175
13,14	Фрезерный станок	12	0,9	0,9	22,51	25,89	112,54	168,82	BA51-31	100	31,5	220,5
15-18	Резьбонарезной станок	4,5	0,8	0,8	10,68	12,29	53,41	80,12	BA51-25	25	25	175
19-21	Резьбонарезной станок	7,5	0,8	0,8	17,80	20,48	89,02	133,54	BA51-25	25	25	175
22,23	Сварочный агрегат, ПВ=60%	65	0,9	0,9	94,4	108,31	472,2	914,42	BA51-33	160	160	1600
24,25	Преобразователь сварочный, ПВ=40%	25	0,9	0,9	29,66	34,11	148,29	351,70	BA51-31	100	63	441
26-28	Пресс фрикционный	13	0,9	0,9	24,38	28,04	121,92	182,88	BA51-31	100	31,5	220,5
29-31	Ножницы отрезные	7,5	0,8	0,8	17,80	20,48	89,02	133,54	BA51-25	25	25	175
32-34	Пресс гидравлический	12	0,9	0,9	22,51	25,89	112,54	168,82	BA51-31	100	31,5	220,5
35,36	Точильный станок	4,5	0,8	0,8	10,68	12,29	53,41	80,12	BA51-25	25	25	175

Продолжение таблицы 2.14.1

	<i>Наименование</i>	<i>P_{ном}, кВт</i>	<i>КПД</i>	<i>cos φ</i>	<i>I_{ном}, А</i>	<i>K_з I_{длит}, А</i>	<i>I_{пуск}, А</i>	<i>1,5 I_{пуск}, А</i>	<i>тип АВ</i>	<i>I_{ном АВ}, А</i>	<i>I_{ном.тепл}, А</i>	<i>I_{ном.эо}, А</i>
37,38	Точильный станок	7,5	0,8	0,8	17,80	20,48	89,02	133,54	BA51-25	25	25	175
39-42	Шлифовальный станок	8	0,8	0,8	18,99	21,84	94,96	142,44	BA51-25	25	25	175
43-47	Токарно- винторезный станок	10	0,8	0,8	23,74	27,30	118,70	178,05	BA51-31	100	31,5	220,5
48-50	Токарно- винторезный станок	12	0,9	0,9	22,51	25,89	112,54	168,82	BA51-31	100	31,5	220,5
51-53	Радиально- сверлильный станок	8	0,8	0,8	18,99	21,84	94,96	142,44	BA51-25	25	25	175
54,55	Радиально- сверлильный станок	13	0,9	0,9	24,38	28,04	121,92	182,88	BA51-31	100	31,5	220,5
56-58	Вертикально- сверлильный станок	4,5	0,8	0,8	10,68	12,29	53,41	80,12	BA51-25	25	25	175
59	Вертикально- сверлильный станок	7,5	0,8	0,8	17,80	20,48	89,02	133,54	BA51-25	25	25	175
60	Кран-балка, ПВ=40%	25	0,9	0,9	29,66	34,11	148,29	351,70	BA51-31	100	63	441

Пример расчета выбора автоматического выключателя для защиты ШР1 ремонтно-механического цеха, который питается от ШРА через ответвительную коробку, в которой установлен АВ.

Длительный ток ШР1:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{38,72}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 58,83 \text{ А.}$$

Номинальный ток АВ:

$$I_{\text{ном.АВ}} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 58,83 = 64,71 \text{ А};$$

где для группы ЭП $K_{\text{зап}} = 1,1$ [8]; $I_{\text{длит}}$ – длительный максимальный рабочий ток линии (для группы ЭП равен $I_{\text{расч}}$).

Номинальный ток теплового расцепителя АВ:

$$I_{\text{ном.тепл}} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 58,83 = 64,71 \text{ А.}$$

Проверка по току срабатывания расцепителя:

$$I_{\text{ном.Э.О}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 162,1 = 202,6 \text{ А};$$

где $I_{\text{пик}}$ – пиковый ток группы ЭП, определяемый следующим образом:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах}} + (I_{\text{расч}} - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном.мах}}) = 118,7 + (58,83 - 0,65 \cdot 23,74) = 162,1 \text{ А},$$

где $I_{\text{пуск.мах}}$ - наибольший из пусковых токов двигателей в группе по паспортным данным;

$I_{\text{ном.мах}}$ - номинальный (приведенный к ПВ = 100%) ток двигателя с наибольшим пусковым током;

$K_{\text{и}}$ - коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток;

$I_{\text{расч}}$ - расчетный ток нагрузки всей группы электроприемников.

К установке выбираем автоматический выключатель типа ВА51Г-31 с $I_{\text{ном.АВ}} = 100 \text{ А}$, $I_{\text{ном.тепл}} = 80 \text{ А}$, $I_{\text{ном.Э.О}} = I_{\text{ном.тепл}} \cdot K_{\text{кз}} = 80 \cdot 3 = 240 \text{ А}$.

Для остальных групп ЭП расчеты представлены в таблице 2.14.2.

Таблица 2.14.2 – Выбор защитных аппаратов для ШР и ШРА цеха

	$I_{расч}, A$	$K_3 \cdot I_{расч}, A$	$I_{пик}, A$	$1,25 \cdot I_{пик}, A$	Тип АВ	$I_{номAB}, A$	$I_{ном.тепл}, A$	$I_{номэо}, A$
ШР1	58,83	64,71	162,10	202,62	ВА51Г-31	100	80	240
ШР2	215,50	237,05	650,87	813,59	ВА51-31	250	250	1750
ШРА1	183,10	201,41	338,07	422,59	ВА51-31	250	200	2400
ШРА2	244,30	268,72	679,91	849,89	ВА51-31	400	320	2240
ТП РУНН	358,29	394,12	837,99	1047,48	ВА53-39	630	400	2800

Выбор распределительных шкафов (ШР)

Распределительные шкафы ремонтно-механического цеха выполнены как в напольном, так и в навесном исполнении. ШР состоят из металлической оболочки со встроенными аппаратами защиты ЭП, приборами и сборными шинами. Устанавливаем шкафы распределения серии ПР8503, предназначенных для эксплуатации в цепях с номинальным напряжением до 660 В переменного тока частотой 50 Гц [1].

Таблица 2.14.3 – Параметры распределительные шкафов цеха

<i>№ Шкафа</i>	<i>I_p, A</i>	<i>Кол-во отходящих линий, шт</i>	<i>Тип</i>	<i>I_n, A</i>
ШР1	58,83	10	ПР8503-1131-2	100
ШР2	215,5	6	ПР8503-2001-5	320

Выбор радиальных шинопроводов ремонтно-механического цеха

Номинальный ток распределительного шинопровода $I_{ном}$ должен быть больше расчетного тока нагрузки ШРА.

$$I_{ном} \geq I_{расч},$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток шинопровода, А.

Для ШРА1 с $I_{расч} = 183,1$ А и ШРА2 с $I_{расч} = 244,3$ А выбираем шинопровод типа ШРА-73, номинальный ток которого $I_{ном} = 250$ А [1].

Необходимо учесть потери в шинопроводе. При токе нагрузки, близком к номинальному току шинопровода, потери напряжения допускается определять по линейной потере напряжения на 100 м шинопровода по формуле:

$$\Delta U_{ШРА} = \frac{\Delta U_{\text{лин.ШРА}} \cdot L_{\text{расч}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{8,5 \cdot 0,2}{380} = 0,13\% \leq 5\%,$$

где $\Delta U_{\text{лин.ШРА}}$ – линейная потеря напряжения шинопровода на длине 100 м составляет 8,5 В;

$L_{\text{расч}}$ – длина шинопровода до точки подключения нагрузки, м.

Выбранный тип шинопровода проходит условия проверки.

2.15 Выбор сечений линий питающей сети цеха

Выбор сечений проводников питающей сети цеха производится из условий допустимого нагрева длительно протекающим максимальным током нагрузки, допустимой потери напряжения, по условию соответствия выбранному аппарату защиты. Среда цеха нормальная, относительная влажность не превышает 60 % при 20 °С, воздействия среды помещения не влияют на работу оборудования.

Ниже представлен пример выбора сечения питающей линии от ШР1 до ЭП №41 (шлифовального станка).

По условию нагрева длительным (расчетным) током

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{K_{\text{прокл}}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot \eta \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \frac{1}{K_{\text{прокл}}} = \frac{8}{\sqrt{3} \cdot 0,8 \cdot 0,8 \cdot 0,38} \cdot \frac{1}{1} = 18,99 \text{ А},$$

где для наших условий $K_{\text{прокл}} = K_1 \cdot K_2 = 1$ [1].

Выбираем сечение токопроводящей жилы 2,5 мм² с $I_{\text{доп}} = 23 \text{ А}$ [9].

По условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{доп}} = 23 \text{ А} \leq \frac{K_{\text{защ}} \cdot I_{\text{защ}}}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 25}{1} \text{ А},$$

где $I_{\text{защ}}$ – ток уставки срабатывания защитного аппарата;

$K_{\text{защ}}$ – кратность длительно допустимого тока для провода или кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата.

Выбранное сечение не проходит проверку по условию согласования с выбранным АВ, поэтому выбираем кабель сечением $S=6 \text{ мм}^2$. Принимаем кабель марки АВВГ - (4х6): $I_{\text{дон}}=29,44 \text{ А}$.

Таблица 2.15.1 – Выбор сечений кабельных линий цеха

	Наименование	$I_{ном}, А$	$I_{ном.тепл}, А$	$I_{ном}/K_{прокл}, А$	$I_{доп}, А$	$S, мм^2$	Марка кабеля	$K_{защ} \cdot I_{ном.тепл} / K_{прокл}, А$	$I_{доп}, А$	$S, мм^2$	Марка кабеля
1-3,6	Вентилятор	23,74	31,5	23,74	24,84	4	АВВГ(4х4)	31,5	38,64	10	АВВГ(4х10)
4,5	Вентилятор	17,80	25	17,80	24,84	4	АВВГ(4х4)	25	29,44	6	АВВГ(4х6)
7-9	Универсально-заточный станок	31,89	40	31,89	38,64	10	АВВГ(4х10)	40	55,2	16	АВВГ(4х16)
10-12	Фрезерный станок	17,80	25	17,80	24,84	4	АВВГ(4х4)	25	29,44	6	АВВГ(4х6)
13,14	Фрезерный станок	22,51	31,5	22,51	24,84	4	АВВГ(4х4)	31,5	38,64	10	АВВГ(4х10)
15-18	Резьбонарезной станок	10,68	25	10,68	17,48	2,5	АВВГ(4х2,5)	25	29,44	6	АВВГ(4х6)
19-21	Резьбонарезной станок	17,80	25	17,80	24,84	4	АВВГ(4х4)	25	29,44	6	АВВГ(4х6)
22,23	Сварочный агрегат, ПВ=60%	94,44	160	94,44	101,2	50	АВВГ(4х50)	160	184	120	АВВГ(4х120)
24,25	Преобразователь сварочный, ПВ=40%	29,66	63	29,66	38,64	10	АВВГ(4х10)	63	69	25	АВВГ(4х25)
26-28	Пресс фрикционный	24,38	31,5	24,38	24,84	4	АВВГ(4х4)	31,5	38,64	10	АВВГ(4х10)

Продолжение таблицы 2.15.1

	Наименование	$I_{ном}, A$	$I_{ном.тепл}, A$	$I_{ном}/K_{прокл}, A$	$I_{доп}, A$	$S, мм^2$	Марка кабеля	$K_{защ} \cdot I_{ном.тепл} / K_{прокл}, A$	$I_{доп}, A$	$S, мм^2$	Марка кабеля
29-31	Ножницы отрезные	17,80	25	17,80	24,84	4	АВВГ(4х4)	25	29,44	6	АВВГ(4х6)
32-34	Пресс гидравлический	22,51	31,5	22,51	24,84	4	АВВГ(4х4)	31,5	38,64	10	АВВГ(4х10)
35,36	Точильный станок	10,68	25	10,68	17,48	2,5	АВВГ(4х2,5)	25	29,44	6	АВВГ(4х6)
37,38	Точильный станок	17,80	25	17,80	24,84	4	АВВГ(4х4)	25	29,44	6	АВВГ(4х6)
39-42	Шлифовальный станок	18,99	25	18,99	24,84	4	АВВГ(4х4)	25	29,44	6	АВВГ(4х6)
43-47	Токарно- винторезный станок	23,74	31,5	23,74	24,84	4	АВВГ(4х4)	31,5	38,64	10	АВВГ(4х10)
48-50	Токарно- винторезный станок	22,51	31,5	22,51	24,84	4	АВВГ(4х4)	31,5	38,64	10	АВВГ(4х10)
51-53	Радиально- сверлильный станок	18,99	25	18,99	24,84	4	АВВГ(4х4)	25	29,44	6	АВВГ(4х6)

Продолжение таблицы 2.15.1

	<i>Наименование</i>	$I_{\text{ном}}, A$	$I_{\text{ном.тепл}}, A$	$I_{\text{ном}}/K_{\text{прокл}}, A$	$I_{\text{доп}}, A$	$S, \text{мм}^2$	<i>Марка кабеля</i>	$K_{\text{защ}} \cdot I_{\text{ном.тепл}} / K_{\text{прокл}}, A$	$I_{\text{доп}}, A$	$S, \text{мм}^2$	<i>Марка кабеля</i>
54,55	Радиально-сверлильный станок	24,38	31,5	24,38	24,84	4	АВВГ(4х4)	31,5	38,64	10	АВВГ(4х10)
56-58	Вертикально-сверлильный станок	10,68	25	10,68	17,48	2,5	АВВГ(4х2,5)	25	29,44	6	АВВГ(4х6)
59	Вертикально-сверлильный станок	17,80	25	17,80	24,84	4	АВВГ(4х4)	25	29,44	6	АВВГ(4х6)
60	Кран-балка, ПВ=40%	29,66	63	29,66	60	10	ВВГ(4х10)	63	80	16	ВВГ(4х6)
	ШРА1 -ШР1	58,83	80	58,83	69	25	АВВГ(4х25)	80	82,8	35	АВВГ(4х35)
	ШРА 2-ШР2	215,50	250	215,5	234,6	95	АВВГ(4х95)	250	368	120	АВВГ-2(4х120)
	КТП 6 - РП1	368,29	400	358,29	385	120	АВВГ-2(4х120)	400	432,4	150	АВВГ-2(4х150)

2.16 Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения. Построения эпюры отклонений напряжения от ГПП до наиболее мощного и удаленного ЭП

Согласно ПУЭ для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более $\pm 5\% U_n$. Для осветительных сетей промышленных предприятий и общественных зданий допускается отклонение напряжения от $+5$ до $-2,5\%$ U_n .

Наиболее удаленным и мощным ЭП ремонтно-механического цеха является сварочный агрегат (ЭП22). Расчет цеховой сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонения напряжения выполняется для цепочки ГПП(10кВ) – КТП6 – ШРА2 – ШР2 – ЭП22. Подстанция ТП6 – двухтрансформаторная, следовательно, необходимо рассмотреть максимальный, минимальный и послеаварийный режим работы сети.

По результатам расчета электрических нагрузок используем известные нагрузки узлов сети для максимального режима.

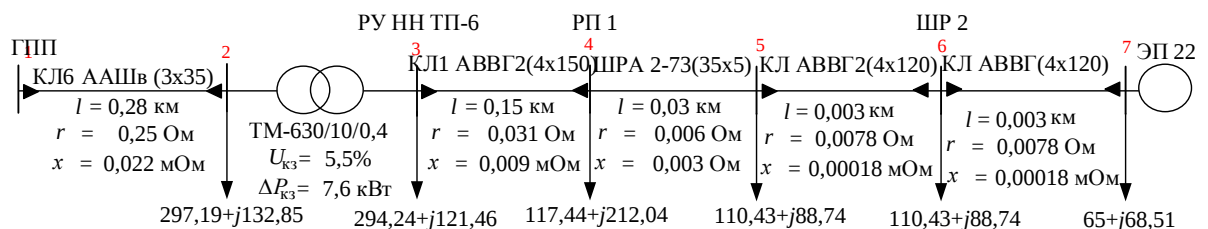


Рисунок 2.16.1 – Радиальная схема для расчета отклонений напряжения

Участок 6 – 7

Расчетная активная нагрузка на участке 6 – 7:

$$P_{6-7} = P_{ном.ЭП22} = 65 \text{ кВт},$$

где $P_{ном.ЭП22}$ – номинальная активная мощность ЭП 22.

Расчетная реактивная нагрузка на участке 6 – 7:

$$Q_{6-7} = Q_{ном.ЭП22} = 68,51 \text{ кВар},$$

где $Q_{ном.ЭП22}$ – номинальная реактивная мощность ЭП 22.

Участок 4 – 6

Расчетная активная нагрузка на участке 4 – 6:

$$P_{4-6} = P_{ШР2} = 110,43 \text{ кВт},$$

где $P_{ШР2}$ – расчетная активная нагрузка ШР2, определяемая методом коэффициента расчетной активной мощности.

Расчетная реактивная нагрузка на участке 5 – 6:

$$Q_{4-6} = Q_{ШР2} = 88,74 \text{ кВар},$$

где $Q_{ШР2}$ – расчетная реактивная нагрузка ШР2, определяемая методом коэффициента расчетной активной мощности.

Участок 3 – 4

Расчетная активная нагрузка на участке 3 – 4:

$$P_{3-4} = P_{РП1} = 117,44 \text{ кВт},$$

где $P_{РП1}$ – расчетная активная нагрузка РП1.

Расчетная реактивная нагрузка на участке 3 – 4:

$$Q_{3-4} = Q_{РП1} = 212,04 \text{ кВар},$$

где $Q_{РП1}$ – расчетная реактивная нагрузка РП1.

Участок 2 – 3

Потоки мощности, передаваемые через вторичную обмотку цехового трансформатора:

$$P_{2-3} = P_{руннтп6} = 294,24 \text{ кВт},$$

где $P_{руннтп6}$ – расчетная активная нагрузка ТП6.

$$Q_{2-3} = Q_{руннтп6} - Q_{БК_ТП6} = 290,22 - \frac{337,5}{2} = 121,46 \text{ кВар},$$

где $Q_{руннтп6}$ – расчетная реактивная нагрузка ТП6;

$Q_{БК_ТП4}$ – мощность конденсаторных батарей, установленных на ТП6.

Участок 1 – 2

Расчетная активная нагрузка на участке 1 – 2:

$$P_{1-2} = P_{руннтп6} + \Delta P_{Tp} = 294,24 + 2,95 = 297,19 \text{ кВт},$$

где $P_{руннтп6}$ – расчетная активная нагрузка ТП6;

ΔP_{Tp} - потери активной мощности в трансформаторе ТП6.

Расчетная реактивная нагрузка на участке 1 – 2:

$$Q_{1-2} = Q_{2-3} + \Delta Q_{Tp} = 121,46 + 10,95 = 132,85 \text{ кВар},$$

где $Q_{руннтп6}$ – расчетная реактивная нагрузка ТП6;

ΔQ_{Tp} - потери реактивной мощности в трансформаторе ТП6.

Потери напряжения

Участок 1 – 2

Потери напряжения на данном участке определим по выражению:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{10 \cdot U_1^2}, \%$$

где R_{1-2} , X_{1-2} – активное и индуктивное сопротивления КЛ6, питающей ТП6;

U_1 – напряжение на шинах РУ НН ГПП (величину напряжения в начале участка в максимальном режиме принимаем равным $U_1 = 10,5 \text{ кВ}$).

Тогда в процентах

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{297,19 \cdot 0,25 + (132,85) \cdot 0,0224 \cdot 10^{-3}}{10 \cdot 10,5^2} = 0,07\%.$$

В вольтах:

$$\Delta U_{1-2} = \Delta U_{(1-2)\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,07 \cdot \frac{10500}{100} = 7,37 \text{ В}.$$

Тогда напряжение в узле 2:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2} = 10500 - 7,37 = 10492,63 \text{ В}.$$

Участок 2 – 3

Потери напряжения на участке 2 – 3 определяются потерей напряжения на цеховом трансформаторе и определяется по выражению:

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

где U_a , U_p – активная и реактивная составляющие напряжения КЗ;

$\cos \varphi_2$ и $\sin \varphi_2$ – коэффициенты мощности по нагрузке трансформатора (с учетом установки компенсирующих устройств).

Активная составляющая напряжения короткого замыкания цехового трансформатора определяется:

$$U_a \% = \frac{\Delta P_K \cdot 100}{S_{ном.тр}} = \frac{7,6 \cdot 100}{630} = 1,21\%.$$

Реактивная составляющая:

$$U_p \% = \sqrt{U_{\kappa 3}^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,21^2} = 5,37\%.$$

Коэффициенты мощности для вторичной нагрузки цехового трансформатора определяем по выражению:

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_{2-3}}{\sqrt{(P_{2-3})^2 + (Q_{2-3})^2}} = \frac{294,24}{\sqrt{(294,24)^2 + (121,46)^2}} = 0,924;$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_{2-3}}{\sqrt{(P_{2-3})^2 + (Q_{2-3})^2}} = \frac{121,46}{\sqrt{(294,24)^2 + (121,46)^2}} = 0,382$$

Отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы:

$$\beta_T = \frac{\sqrt{(P_{1-2})^2 + (Q_{1-2})^2}}{S_{н.мп}} = \frac{\sqrt{(297,19)^2 + (132,85)^2}}{630} = 0,517;$$

Тогда

$$\begin{aligned} \Delta U_{T\%} &= \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2 = \\ &= 0,517 \cdot (1,21 \cdot 0,924 + 5,37 \cdot 0,382) + \frac{0,517^2}{200} \cdot (1,21 \cdot 0,924 - 5,37 \cdot 0,382)^2 = 1,636\%. \end{aligned}$$

Потери напряжения

$$\Delta U_{2-3} = \Delta U_{T\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 1,636 \cdot \frac{10492,63}{100} = 171,7 \text{ В.}$$

Напряжение в узле 3

$$U_3 = (U_2 - \Delta U_{2-3}) \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = (10492,63 - 171,7) \cdot \frac{400}{10500} = 393,18 \text{ В.}$$

Участок 3 – 4

$$\Delta U_{(3-4)\%} = \frac{P_{3-4} \cdot R_{3-4} + Q_{3-4} \cdot X_{3-4}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{117,44 \cdot 0,031 + 212,04 \cdot 0,009}{10 \cdot 393,18^2} = 3,605\%$$

В вольтах

$$\Delta U_{3-4} = \Delta U_{(3-4)\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 3,605 \cdot \frac{393,18}{100} = 14,18 \text{ В.}$$

Напряжение в узле 4

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{3-4} = 393,18 - 14,18 = 379 \text{ В.}$$

Участок 4 – 5

$$\Delta U_{(4-5)\%} = \frac{P_{4-5} \cdot R_{4-5} + Q_{4-5} \cdot X_{4-5}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{110,43 \cdot 0,006 + 88,74 \cdot 0,003}{10 \cdot 0,379^2} = 0,065\%.$$

В вольтах

$$\Delta U_{4-5} = \Delta U_{(4-5)\%} \cdot \frac{U_4}{100} = 0,065 \cdot \frac{379}{100} = 0,25 \text{ В.}$$

Напряжение в узле 5

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{4-5} = 379 - 0,25 = 378,75 \text{ В.}$$

Участок 5 – 6

$$\Delta U_{5-6} = \frac{P_{5-6} \cdot R_{5-6} + Q_{5-6} \cdot X_{5-6}}{10 \cdot U_5^2} = \frac{110,43 \cdot 0,0013 + 88,74 \cdot 0,18 \cdot 10^{-6}}{10 \cdot 0,379^2} = 0,071\%$$

В вольтах

$$\Delta U_{5-6} = \Delta U_{(5-6)\%} \cdot \frac{U_5}{100} = 0,071 \cdot \frac{378,75}{100} = 0,27 \text{ В.}$$

Напряжение в узле 6

$$U_6 = U_5 - \Delta U_{5-6} = 378,75 - 0,27 = 378,49 \text{ В.}$$

Участок 6 – 7

$$\Delta U_{6-7} = \frac{P_{6-7} \cdot R_{6-7} + Q_{6-7} \cdot X_{6-7}}{10 \cdot U_6^2} = \frac{65 \cdot 0,001 + 68,51 \cdot 0,18 \cdot 10^{-6}}{10 \cdot 0,378^2} = 0,044\%$$

В вольтах

$$\Delta U_{6-7} = \Delta U_{(6-7)\%} \cdot \frac{U_6}{100} = 0,044 \cdot \frac{377,49}{100} = 0,17 \text{ В.}$$

Напряжение в узле 7

$$U_7 = U_6 - \Delta U_{6-7} = 378,49 - 0,17 = 378,32 \text{ В.}$$

Для режимов минимальных нагрузок и послеаварийного режима расчет проводим аналогично, однако следует принять во внимание, что величину напряжения в начале участка в режиме минимальных нагрузок принимаем равным $U_1=10$ кВ. В послеаварийном режиме величина нагрузки в узлах 2 и 3 увеличивается в два раза по сравнению с максимальным, а в остальных узлах остается без изменений. Также следует отметить, что нагрузка ЭП №22 считается постоянной во всех режимах.

Для определения потоков мощностей минимального режима необходимо воспользоваться характерным суточным графиком электрических нагрузок. В нашем случае $P_{\min}=0,78 \cdot P_{\max}$, а минимальная реактивная мощность $Q_{\min}=0,75 \cdot Q_{\max}$.

Таблица 2.16.1 – Результаты расчета режимов

Участок	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7
Марка кабеля	ААШВ (3х35)	ТМ – 630/10	АВВГ-2 (4х120)	ШРА2	АВВГ-2 (4х120)	АВВГ (4х120)
R, Ом	0,25	$U_{кз}=5,5\%$	0,03	0,006	0,001	0,001
X, Ом	$0,022 \cdot 10^{-3}$	$\Delta P_{кз}=7,6$ кВт	$0,009 \cdot 10^{-3}$	0,003	$0,18 \cdot 10^{-3}$	$0,18 \cdot 10^{-3}$
<u>Максимальный режим</u>						
P, кВт	297,19	294,24	117,44	110,43	110,43	65,00
Q, кВар	132,85	121,46	212,04	88,74	88,74	68,51
ΔU , %	0,06	1,243	2,753	0,063	0,054	0,043
ΔU , В	5,74	130,39	10,87	0,24	0,21	0,16
<u>Минимальный режим</u>						
P, кВт	231,99	229,5	91,63	86,14	86,14	65,00
Q, кВар	99,64	91,10	159,03	66,56	66,56	68,51
ΔU , %	0,05	1,243	3,220	0,064	0,087	0,068
ΔU , В	5,74	130,48	12,71	0,24	0,33	0,26
<u>Послеаварийный режим</u>						
P, кВт	594,86	588,48	117,44	110,43	110,43	65,00
Q, кВар	265,70	242,92	212,04	88,74	88,74	68,51
ΔU , %	0,11	2,486	2,826	0,065	0,055	0,044
ΔU , В	11,48	260,76	11,01	0,25	0,21	0,17

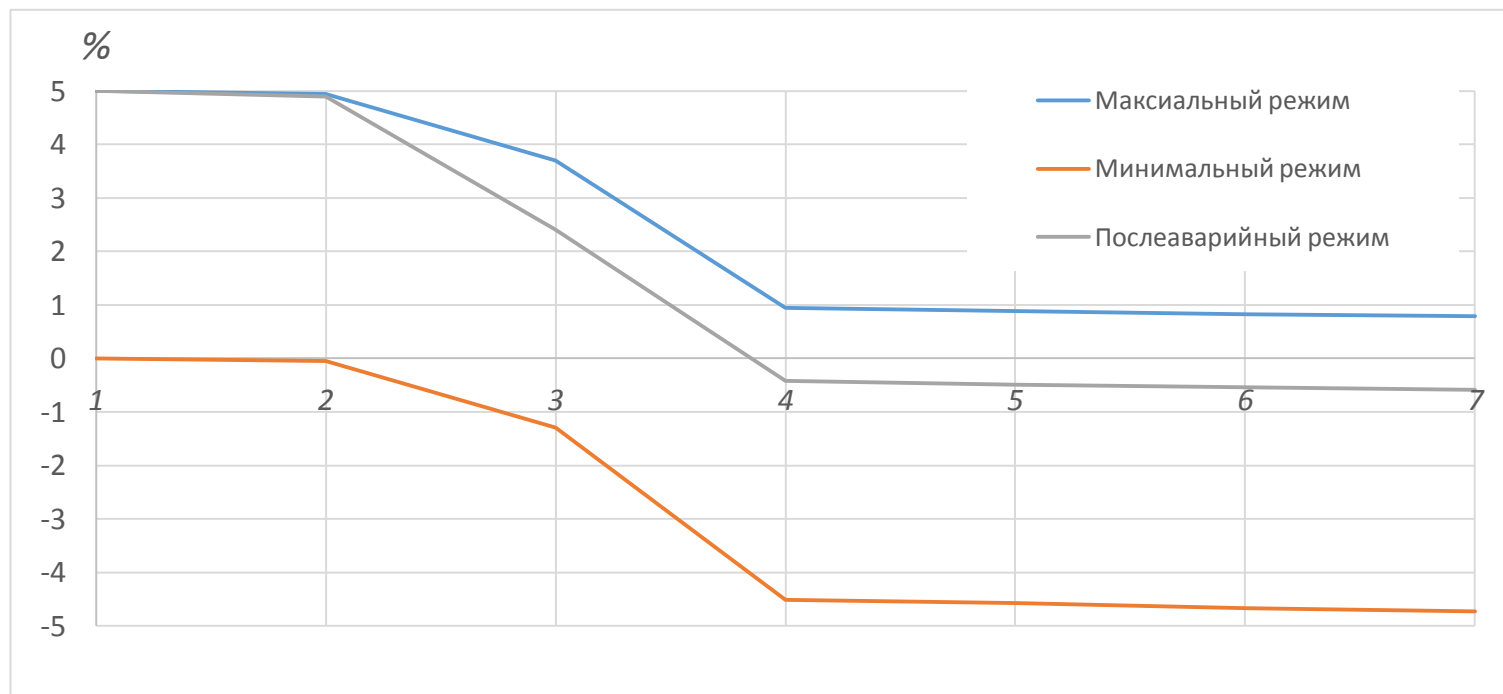
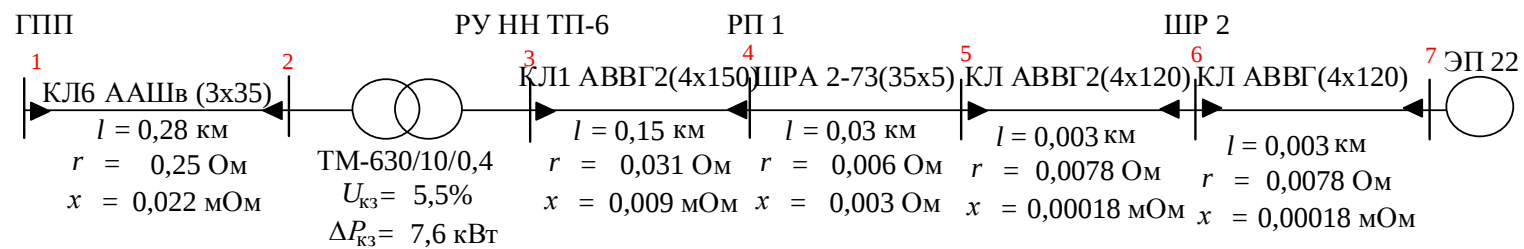


Рисунок 2.16.2 – Эпюры отклонений напряжения

2.17 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В

Особенности расчета токов КЗ в сетях до 1000 В:

- 1) мощность системы ($S_{\text{сист}}$) принимается бесконечной, т. е. напряжение на шинах цеховых ТП считается неизменным при КЗ в сети до 1 кВ;
- 2) учитываются активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети;

Расчет ведется в именованных единицах, напряжение принимается на 5% выше номинального напряжения сети ($U = 1,05 \cdot U_{\text{ном.сети}} = 400 \text{ В}$ при $U_{\text{ном.сети}} = 380 \text{ В}$)

Расчет трехфазных токов КЗ

Ток трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{рез}}},$$

где $Z_{\text{рез}}$ – полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)},$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент тока КЗ, определяется по кривым затухания [1].

Для расчета токов КЗ составим расчетную схему.

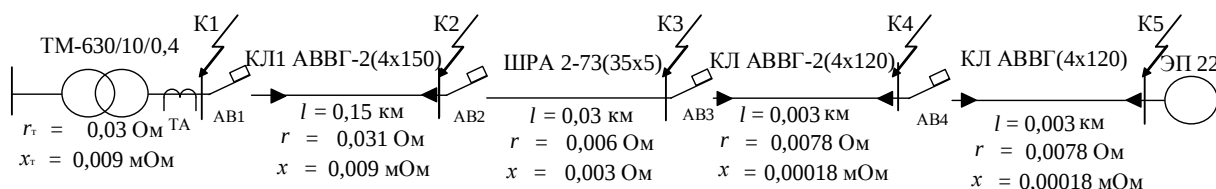


Рисунок 2.17.1 – Расчетная схема распределительной сети

Определяем сопротивления для расчета трехфазного КЗ, используя справочные данные[1].

1. Сопротивления трансформатора:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{н.тр}}^2} = 3,06 \text{ мОм}; \quad X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{н.тр}}^2} \sqrt{\left(\frac{U_{\text{кз}}}{100}\right)^2 + \left(\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{н.тр}}}\right)^2} = 14,3 \text{ мОм};$$

2. Сопротивления первичной обмотки трансформатора тока ТТ:

$$R_{\text{ТТ}} = 0,11 \text{ мОм}; \quad X_{\text{ТТ}} = 0,17 \text{ мОм}.$$

3. Сопротивления автоматического выключателя QF1:

$$R_{\text{QF1}} = 0,15 \text{ мОм}; \quad X_{\text{QF1}} = 0,1 \text{ мОм}; \quad R_{\text{кQF1}} = 0,4 \text{ мОм}.$$

4. Сопротивления кабельной линии КЛ1:

$$R_{\text{КЛ1}} = 15,6 \text{ мОм}; \quad X_{\text{КЛ1}} = 9 \text{ мОм}.$$

5. Сопротивления автоматического выключателя QF2:

$$R_{\text{QF2}} = 0,3 \text{ мОм}; \quad X_{\text{QF2}} = 0,24 \text{ мОм}; \quad R_{\text{кQF2}} = 0,55 \text{ мОм}.$$

6. Сопротивление шинпровода ШРА2:

$$R_{\text{ШРА}} = 6 \text{ мОм}; \quad X_{\text{ШРА}} = 3 \text{ мОм}.$$

7. Сопротивления автоматического выключателя QF3:

$$R_{\text{QF3}} = 0,3 \text{ мОм}; \quad X_{\text{QF3}} = 0,24 \text{ мОм}; \quad R_{\text{кQF3}} = 0,55 \text{ мОм}.$$

8. Сопротивления кабельной линии КЛ2:

$$R_{\text{КЛ2}} = 0,392 \text{ мОм}; \quad X_{\text{КЛ2}} = 0,18 \text{ мОм}.$$

9. Сопротивления автоматического выключателя QF4:

$$R_{\text{QF4}} = 0,7 \text{ мОм}; \quad X_{\text{QF4}} = 0,5 \text{ мОм}; \quad R_{\text{кQF3}} = 0,6 \text{ мОм}.$$

10. Сопротивления кабельной линии КЛ3:

$$R_{\text{КЛ3}} = 0,783 \text{ мОм}; \quad X_{\text{КЛ3}} = 0,18 \text{ мОм}.$$

11. Переходные сопротивления ступеней распределения:

$$R_{\text{РУ НН}} = 15 \text{ мОм}; \quad R_{\text{ШР2}} = 20 \text{ мОм}.$$

12. Активные переходные сопротивления неподвижных контактных соединений:

$$R_{\text{кШРА}} = 0,009 \text{ мОм}; \quad R_{\text{кКЛ1}} = 0,021 \text{ мОм}; \quad R_{\text{кКЛ2}} = 0,024 \text{ мОм}; \quad R_{\text{кКЛ3}} = 0,024 \text{ мОм}.$$

Определяем эквивалентные сопротивления до точек КЗ:

$$R_1 = R_{\text{тр}} + R_{\text{ТТ}} + R_{\text{РУ НН}} = 18,17 \text{ мОм}; \quad X_1 = X_{\text{тр}} + X_{\text{ТТ}} = 14,47 \text{ мОм}.$$

$$R_2 = R_1 + R_{\text{QF1}} + R_{\text{КЛ1}} + R_{\text{кQF1}} + R_{\text{кКЛ1}} + R_{\text{ПН1}} = 54,1 \text{ мОм};$$

$$X_2 = X_1 + X_{\text{КЛ1}} + X_{\text{QF1}} = 23,59 \text{ мОм}.$$

$$R_3 = R_2 + R_{QF2} + R_{ШПА2} + R_{кQF2} + R_{кШПА2} = 60,66 \text{ мОм.};$$

$$X_3 = X_2 + X_{ШПА2} + X_{QF2} = 26,76 \text{ мОм.}$$

$$R_4 = R_3 + R_{QF3} + R_{КЛ2} + R_{кQF3} + R_{кКЛ2} = 61,93 \text{ мОм.};$$

$$X_4 = X_3 + X_{КЛ2} + X_{QF3} = 27,18 \text{ мОм.}$$

$$R_5 = R_4 + R_{QF4} + R_{КЛ3} + R_{кQF4} + R_{кКЛ3} + R_{кШП2} = 89,04 \text{ мОм.};$$

$$X_5 = X_4 + X_{КЛ3} + X_{QF4} = 27,86 \text{ мОм.}$$

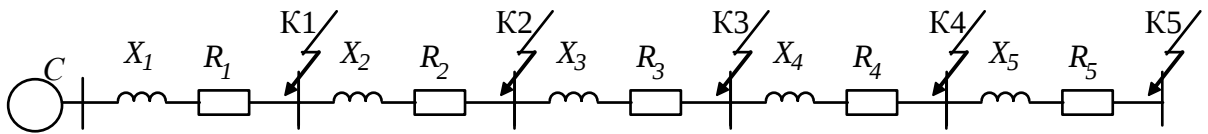


Рисунок 2.17.2 – Упрощенная схема замещения цеховой сети

Пример расчета тока КЗ для точки К1:

$$Z_{K1} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{18,17^2 + 14,47^2} = 23,23 \text{ мОм};$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 23,23} = 9,94 \text{ кА};$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,05 \cdot 9,94 = 14,76 \text{ кА.}$$

Для остальных точек расчет проводится аналогично и результаты заносятся в таблицу 2.17.1.

Расчет однофазных токов КЗ

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{TP}^{(1)}}{3} + Z_{\phi-0}};$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение в точке КЗ, В;

$Z_{\phi-0}$ – полное сопротивление петли «фаза нуль» до точки КЗ, мОм;

$Z_{TP}^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ, мОм.

Схема замещения для расчетов однофазного КЗ не изменится, однако необходимо добавить сопротивления нулевых проводников [8].

Сопротивления нулевой жилы кабельных линий и шинопровода:

$$R_{0-КЛ1} = r_0 \cdot l/n = 0,208 \cdot 150/2 = 15,6 \text{ мОм};$$

$$R_{0-КЛ2} = r_0 \cdot l/n = 0,261 \cdot 3/2 = 0,392 \text{ мОм};$$

$$R_{0-КЛ3} = r_0 \cdot l = 0,261 \cdot 3 = 0,783 \text{ мОм};$$

$$R_{0-ШРА} = r_0 \cdot l = 0,42 \cdot 30 = 12,6 \text{ мОм}.$$

Индуктивные сопротивления кабельных линий и шинпровода [17]:

$$X_{КЛ1} = x_0 \cdot l/n = 0,282 \cdot 150/2 = 21,15 \text{ мОм};$$

$$X_{КЛ2} = x_0 \cdot l/n = 0,294 \cdot 3/2 = 0,441 \text{ мОм};$$

$$X_{КЛ3} = x_0 \cdot l = 0,294 \cdot 3 = 0,882 \text{ мОм};$$

$$X_{0-ШМА} = x_0 \cdot l = 0,42 \cdot 3 = 1,26 \text{ мОм}.$$

Сопротивления трансформатора:

$$Z_{TP}^{(1)} = 42 \text{ мОм};$$

Пример расчета тока КЗ для точки К2:

$$R_1 = R_{TT} + R_{ПУНН} = 15,11 \text{ мОм}; \quad X_1 = X_{TT} = 0,17 \text{ мОм}.$$

$$R_2 = R_1 + R_{QF1} + R_{КЛ1} + R_{0-КЛ1} + R_{КQF1} + R_{ККЛ1} + R_{РП1} = 61,64 \text{ мОм};$$

$$X_2 = X_1 + X_{КЛ1} + X_{QF1} = 21,44 \text{ мОм}.$$

Тогда

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{R_2^2 + X_2^2} = \sqrt{61,64^2 + 21,44^2} = 65,26 \text{ мОм};$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{TP}^{(1)}}{3} + Z_{\phi-0}} = \frac{230}{\frac{42}{3} + 65,26} = 2,9 \text{ кА};$$

Результаты расчетов токов КЗ для остальных точек сведены в таблицу 2.17.1.

Таблица 2.17.1 – Сводная ведомость токов КЗ

Расчетные точки		К1	К2	К3	К4	К5
Токи КЗ, кА	$I_{КЗ}^{(1)}$	7,9	2,9	2,26	2,22	2,16
	$I_{КЗ}^{(2)}$	8,61	3,39	3,02	2,96	2,14
	$I_{КЗ}^{(3)}$	9,94	3,91	3,48	3,41	2,48
	$i_{y\phi}$	14,76	5,53	4,93	4,83	3,5

2.18 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

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

- 1) Номинальный и пусковой токи электроприемника;
- 2) Расчетный и пиковый ток силового распределительного шкафа;
- 3) Расчетный и пиковый ток подстанции;
- 4) Защитные характеристики защитных аппаратов (автоматических выключателей)
- 5) Значения токов КЗ в сети 0,4 кВ

Построим карту селективности действия аппаратов защиты для цепочки защит ТП6 – РП1 – ШРА2 – ШР2 – ЭП22.

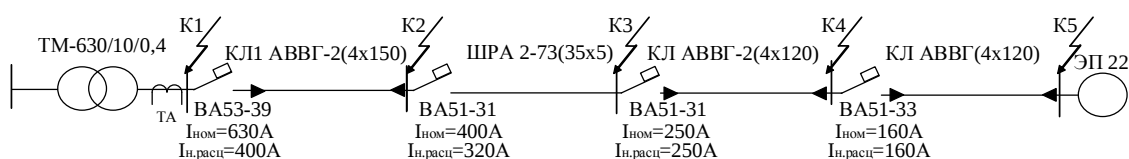


Рисунок 2.18.1 – Расчетная схема для участка цеховой сети ТП6 – ЭП 22

Таблица 2.18.1 – Данные для построения карты селективности

	РУНН1	РП1	ШР2	ЭП22	Ток КЗ, кА				
					1	2	3	4	5
I_p, A	358,29	244,3	215,25	—	9,94	3,91	3,48	3,41	2,48
$I_{пик}, A$	837,99	679,91	650,87	—					
$I_{ном}, A$	—	—	—	94,4					
$I_{пуск}, A$	—	—	—	472,2					

Таблица 2.18.2 – Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания установки в зоне КЗ, А
ВА51-37 (РУНН1)	400	2800
ВА51-31 (РП1)	320	2240
ВА51-31 (ШР2)	250	1750
ВА51-33 (ЭП)	160	1600

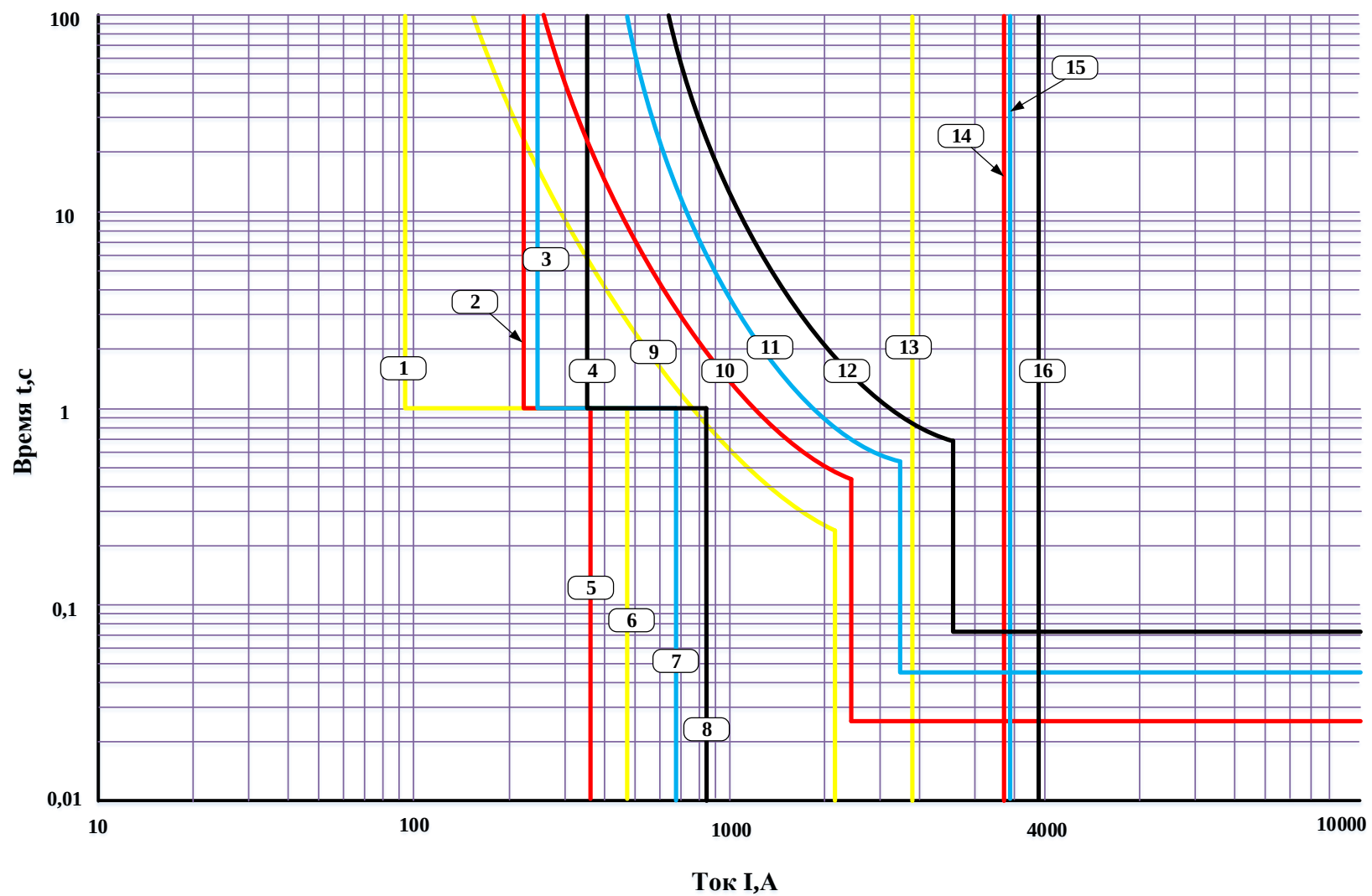


Рисунок 2.18.2 – Карта селективности аппаратов защиты в установках до 1000 В

На рисунке 2.18.2 приняты следующие обозначения:

- 1 – номинальный ЭП 22;
- 2 – расчетный ток ШР2;
- 3 – расчетный ток РП1;
- 4 – расчетный ток РУ НН;
- 5 – пусковой ток ЭП 22;
- 6 – пиковый ток ШР2;
- 7 – пиковый ток РП1;
- 8 – пиковый ток РУ НН ТП6;
- 9 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА51-33 (ЭП);
- 10 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА51-31 (ШР2);
- 11 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА51-31 (РП1);
- 12 – защитная характеристика автоматического выключателя ВА51-37 (РРУ НН ТП6);
- 13 – ток КЗ в точке К5;
- 14 – ток КЗ в точке К4;
- 15 – ток КЗ в точке К3;
- 16 – ток КЗ в точке К2.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

Целью данного раздела является обоснование целесообразного использования технического проекта, выполняемого в рамках выпускной квалификационной работы. В разделе рассматриваются планово-временные и материальные показатели процесса проектирования.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

1. Составление SWOT-анализа проектирования ремонтно-механического цеха базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения
2. Планирование технико-конструкторских работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей) эффективности проекта.

3.1 SWOT-анализ работы ремонтно-механического цеха

SWOT - анализ является инструментом стратегического менеджмента. Представляет собой комплексное исследование технического проекта. SWOT - анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта [19].

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 3.1.1 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Высокая энергоэффективность и энергосбережение технологи. С2. Экологичность технологии. С3. Квалифицированный персонал, технический уровень производства С4. Повышение безопасности производства С5. Уменьшение затрат на ремонт оборудования	Слабые стороны проекта: Сл1. Сложность ремонта некоторых частей оборудования Сл2. Дороговизна оборудования Сл3. Сложность эксплуатации электрооборудования
Возможности: В1. Увеличение производительности электрооборудования В2. Появление дополнительной автоматизированной системы управления внутрицеховой структуры В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые на производстве В4. Улучшение технологии производства	В1С1С2С3С4; В2С1С3С4; В3С5; В4С1С3С4С5;	В2Сл1Сл2; В3Сл2; В4Сл1Сл2Сл3;
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на технологии производства У2. Импорт отдельных частей для конструкций У3. Введения дополнительных государственных требований к стандартизации и сертификации продукции У4. Угрозы выхода из строя сложного энергоемкого оборудования	У1С1С3; У2С5; У3С5; У4С3	У1Сл2; У2Сл1Сл2; У3Сл2; У4Сл1Сл2Сл3;

Таблица 3.1.2 – Интерактивная матрица проекта «Сильные стороны – возможности»

	Сильные стороны					
Возможности		<i>C1</i>	<i>C2</i>	<i>C3</i>	<i>C4</i>	<i>C5</i>
	<i>B1</i>	+	+	+	+	-
	<i>B2</i>	+	-	+	+	-
	<i>B3</i>	-	-	-	-	+
	<i>B4</i>	+	-	+	+	+

Таблица 3.1.2: B1C1C2C3C4, B2C1C3C4, B3C5, B4C1C3C4C5. Каждая из записей представляет собой направление реализации проекта.

В случае, когда несколько возможностей сильно коррелируют с одними и теми же сильными сторонами, с большой вероятностью можно говорить об их единой природе. Здесь: B1B2B4C1C3C4.

Таблица 3.1.3 – Интерактивная матрица проекта «Сильные стороны – угрозы»

	Сильные стороны					
Угрозы		<i>C1</i>	<i>C2</i>	<i>C3</i>	<i>C4</i>	<i>C5</i>
	<i>Y1</i>	+	-	+	-	-
	<i>Y2</i>	-	-	-	-	+
	<i>Y3</i>	-	-	-	-	+
	<i>Y4</i>	-	-	+	-	-

Таблица 3.1.3: Y1Y4C3.

Таблица 3.1.4 – Интерактивная матрица проекта «Слабые стороны – возможности»

	Слабые стороны			
Возможности		<i>Сл1</i>	<i>Сл2</i>	<i>Сл3</i>
	<i>B1</i>	-	-	-
	<i>B2</i>	+	+	-
	<i>B3</i>	-	+	-
	<i>B4</i>	+	+	+

Таблица 3.1.4: B2B3B4Сл2, B2B4Сл1Сл2.

Таблица 3.1.5 – Интерактивная матрица проекта «Слабые стороны – угрозы»

Угрозы	Слабые стороны			
		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	-
	У2	+	+	-
	У3	-	+	-
	У4	+	+	+

Таблица 3.1.5: У1У2У3У4Сл2, У2У4Сл1Сл2.

В рамках **третьего этапа** должен быть составлен итог SWOT-анализа, в котором указываются стратегические планы на дальнейшее развитие и реализацию проекта. По результатам второго этапа можно выделить следующие основные задачи:

- Внедрение автоматической системы сигнализации повреждения оборудования;
- Внедрение новых технологий обнаружения неисправностей;
- Внедрение нескольких источников поставки частей и материалов;
- Обеспечение подготовки квалифицированных кадров, и благоприятные условия труда для них.

В результате анализа было установлено, что технический проект имеет такие важные преимущества как высокая энергоэффективность, повышенная безопасность производства, экологичность, которые обеспечивают высокую производительность и экономичности технологического процесса.

Однако присутствует сложность ремонта отдельных частей оборудования, что приводит к большим затрат на поставку этих частей с заводов, что в свою очередь сопровождается большими затратами чем ремонт на предприятии.

Главными факторами, влияющими на функциональную и бесперебойную работу предприятия являются поставка материалов и обнаружение повреждений оборудования на ранних стадиях, когда ремонт или замена частей агрегатов не составляет больших затрат.

Есть вероятность в нехватке квалифицированного персонала, эту проблему можно решить путем создания специальных программ по

привлечению молодежи, а также организацией более выгодных и комфортабельных условий работы (график вахтовым методом, выплата премий и т.д.).

3.2 Планирование научно-исследовательской разработки

3.2.1 Структура работы в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования проектирования базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения, провести распределение исполнителей, в состав которых входят руководитель и инженер, по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 3.2.1.1.

Таблица 3.2.1.1 – Перечень этапов работ при проектировании

Основные этапы	№	Содержание работ	Исполнитель
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания (схем моделирования, проектирования)	Руководитель

Продолжение таблицы 3.2.1.1

Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме, примерный план работ	Руководитель
	3	Выбор направления оптимизационной задачи	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель
Теоретические исследования	5	Разработка вариантов проектирования	Инженер
	6	Выбор программного обеспечения для расчетов	Инженер
	7	Сравнение возможных вариантов по ряду критериев	Инженер
	8	Расчет основных и аварийных принципов функционирования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
Разработка технической документации	10	Оценка надежности полученных результатов	Руководитель
	11	Вопросы безопасности и экологичности проекта	Инженер
Оформление отчёта по НИР	12	Составление пояснительной записки по проекту	Инженер

3.2.2 Определение трудоёмкости выполнения проектировочных работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож_i}$ используется следующая формула:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \cdot t_{\min_i} + 2 \cdot t_{\max_i}}{5};$$

где $t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Рассчитаем ожидаемое значение трудоёмкости для различных этапов:

$$t_{ож_1} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \text{ чел.} - \text{дн}; \quad t_{ож_2} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 8}{5} = 6,2 \text{ чел.} - \text{дн};$$

$$t_{ож_3} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \text{ чел.} - \text{дн}; \quad t_{ож_4} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \text{ чел.} - \text{дн};$$

$$t_{ож_5} = \frac{3 \cdot 6 + 2 \cdot 8}{5} = 6,8 \text{ чел.} - \text{дн}; \quad t_{ож_6} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \text{ чел.} - \text{дн};$$

$$t_{ож_7} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \text{ чел.} - \text{дн}; \quad t_{ож_8} = \frac{3 \cdot 15 + 2 \cdot 20}{5} = 17 \text{ чел.} - \text{дн};$$

$$t_{ож_9} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 8}{5} = 6,2 \text{ чел.} - \text{дн}; \quad t_{ож_{10}} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 8}{5} = 6,2 \text{ чел.} - \text{дн};$$

$$t_{ож_{11}} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 4}{5} = 3,4 \text{ чел.} - \text{дн}; \quad t_{ож_{12}} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 7}{5} = 5,8 \text{ чел.} - \text{дн};$$

Исходя из ожидаемой трудоёмкости определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями, по следующей формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

При проектировании и разработки моделей все действия выполняются последовательно, соответственно продолжительность каждой работы будет равна $T_{pi} = t_{ожi}$.

3.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}};$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Определим коэффициент календарности на 2016 год:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 126} = 1,525.$$

Тогда длительность первой работы в календарных днях:

$$T_{k4} = T_{p4} \cdot k_{\text{кал}} = 1,4 \cdot 1,525 = 2,135 \approx 2 \text{ дн.}$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе необходимо округлить до целого числа. Все рассчитанные значения сводим в таблицу 3.2.3.1.

Таблица 3.2.3.1 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ (чел-дни)			Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$		
Составление и утверждение технического задания (схем моделирования, проектирования)	3	5	3,8	3,8	6
Подбор и изучение материалов по теме, примерный план работ	5	8	6,2	6,2	10
Выбор направления оптимизационной задачи	2	3	2,4	2,4	4
Календарное планирование работ	1	2	1,4	1,4	2
Разработка вариантов проектирования	6	8	6,8	6,8	10
Выбор программного обеспечения для расчетов	2	3	2,4	2,4	4
Сравнение возможных вариантов по ряду критериев	3	5	3,8	3,8	6
Расчет основных и аварийных принципов функционирования	15	20	17	17	26
Оценка эффективности полученных результатов	5	8	6,2	6,2	10
Оценка надежности полученных результатов	5	8	6,2	6,2	10
Вопросы безопасности и экологичности проекта	3	4	3,4	3,4	5
Составление пояснительной записки по проекту	5	7	5,8	5,8	9
Итого	55	81	65,4	65,4	102

На основании таблицы построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта.

Таблица 3.2.3.2 – Календарный план-график проведения исследований

№	Вид работы	Исполнители	Ткi (кал. дн.)	Продолжительность выполнения работ									
				Февраль		Март			Апрель			Май	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составление и утверждение технического задания (схем моделирования, проектирования)	Руководитель	6										
2	Подбор и изучение материалов по теме, примерный план работ	Руководитель	10										
3	Выбор направления оптимизационной задачи	Инженер	4										
4	Календарное планирование работ	Руководитель	2										
5	Разработка вариантов проектирования	Инженер	10										
6	Выбор программного обеспечения для расчетов	Инженер	4										
7	Сравнение возможных вариантов по ряду критериев	Инженер	6										
8	Расчет основных и аварийных принципов функционирования	Инженер	26										
9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	10										
10	Оценка надежности полученных результатов	Руководитель	10										
11	Вопросы безопасности и экологичности проекта	Инженер	5										
12	Составление пояснительной записки по проекту	Инженер	9										

Согласно составленному календарному плану с учетом вероятностного характера выполнения работ (благоприятный, неблагоприятный) продолжительность проектирования составляет 10 полных декад, начиная со второй декады февраля, заканчивая третьей декадой мая.

Далее, по диаграмме Ганта можно наглядно оценить показатели рабочего времени для каждого исполнителя. Продолжительность выполнения проекта в рабочих днях составит 102 дня, из которых 64 дней – продолжительность выполнения работ инженером, а 38 дней – продолжительность выполнения работ руководителем.

3.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- накладные расходы.

3.3.1 Расчет материальных затрат

В материальные затраты включают дополнительные затраты на канцелярские принадлежности, информационные носители, картриджи и т.п.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расх}i} ,$$

где m – количество видов материальных ресурсов;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию (натур.ед.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./натур.ед.).

Таблица 3.3.1.1 – Материальные затраты

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, ($З_m$), руб.
Бумага	1	250	250
Ручка	2	84	168
Папка	1	50	50
Калькулятор	1	722	722
Итого			1190

При расчете материальных затрат не учитывались транспортные расходы, т.к. данные канцелярские принадлежности были доставлены на рабочее место самими исполнителями технического проекта.

3.3.2 Полная заработная плата исполнителей темы

Полная заработная плата включает основную и дополнительную заработную плату и определяется как:

$$З_{полн} = З_{осн} + З_{доп},$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Заработная плата инженера главного специалиста определяется как:

$$З_{II} = З_{осн} + З_{доп};$$

где $З_{доп}$ – дополнительная заработная плата, составляет $0,33 \cdot З_{осн}$;

$З_{осн}$ – основная заработная плата.

Размер основной заработной платы определяется по формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p;$$

где $Z_{он}$ – среднедневная заработная плата;

T_p – суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим работником.

Размер среднедневной заработной платы рассчитывается по формуле:

$$Z_{он} = \frac{Z_M \cdot M}{F_D};$$

где Z_M – месячный оклад научно-технического работника;

M – количество месяцев работы без отпуска ($M = 10,95$ для пятидневной рабочей недели и отпуске в 32 рабочих дней);

F_D – действительный годовой фонд научно технического персонала (определяется за вычетом выходных, праздничных и больничных дней).

Месячный оклад научно-технического работника определяется по формуле:

$$Z_M = Z_{ТС} \cdot (1 + k_{np} + k_D) \cdot k_p;$$

где $Z_{ТС}$ – заработная плата по тарифной ставке;

k_{np} – премиальный коэффициент, 0,3;

k_D – коэффициент доплат и надбавок, 0,35;

k_p – районный коэффициент, для наших исследуемых зон возьмем усредненный 1,55.

Размер заработной платы по тарифной ставке определяется по формуле:

$$Z_{ТС} = T_{ci} \cdot k_T;$$

где T_{ci} – тарифная ставка работника;

k_T – тарифный коэффициент в зависимости от ставки.

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату руководителя НТИ:

$$Z_{ТС} = T_{ci} \cdot k_T = 8000 \cdot 1,407 = 11256 \text{ руб};$$

$$Z_M = Z_{ТС} \cdot (1 + k_{np} + k_D) \cdot k_p = 11256 \cdot (1 + 0,3 + 0,35) \cdot 1,55 = 28787,22 \text{ руб};$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_M \cdot M}{F_D} = \frac{28787,22 \cdot 10,95}{366 - 126} = 1313,42 \text{ руб}$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p = 1313,42 \cdot 38 = 49909,84 \text{ руб};$$

$$З_{\Pi} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} + 0,15 \cdot З_{\text{осн}} = 49909,84 + 0,15 \cdot 49909,84 = 57393,32 \text{ руб.}$$

По аналогии рассчитаем заработную плату инженера:

$$З_{TC} = T_{ci} \cdot k_T = 4400 \cdot 0,75 = 3300 \text{ руб};$$

$$З_M = З_{TC} \cdot (1 + k_{np} + k_D) \cdot k_p = 3300 \cdot (1 + 0,3 + 0,25) \cdot 1,55 = 7928,25 \text{ руб};$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_M \cdot M}{F_D} = \frac{7928,25 \cdot 11,2}{366 - 126} = 369,99 \text{ руб}$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p = 369,99 \cdot 64 = 23679,04 \text{ руб};$$

$$З_{\Pi} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} + 0,15 \cdot З_{\text{осн}} = 23679,04 + 0,2 \cdot 29679,04 = 28414,85 \text{ руб.}$$

3.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На основании пункта 1 ст.58 Федерального закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2016 году вводится пониженная ставка – 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$З_{\text{внеб1}} = 0,302 \cdot (57393,32) = 17332,78 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{внеб2}} = 0,302 \cdot (28414,85) = 8581,28 \text{ руб.}$$

3.3.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не включенные в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = Z_{\text{проч.}} \cdot k_{\text{нр}} = (Z_{\text{спец}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot 0,16 = \\ = (1190 + 73588,88 + 12219,29 + 25914,06) \cdot 0,16 = 18066 \text{ руб}$$

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

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

3.3.5 Формирование сметы технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку проекта.

Определение суммы затрат на технический проект приведено в таблице 3.3.5.1.

Таблица 3.3.5.1 – Смета затрат технического проекта

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Доля, %
1. Материальные затраты	1,19	0,97
2. Затраты по полной заработной плате исполнителей темы	85,81	69,61
3. Отчисления во внебюджетные фонды	18,21	14,77
4. Накладные расходы	18,07	14,65
Итого	123,28	100,0

Смета затрат на разработку технического проекта составляет 123,28 тыс.руб, из которых более половины (69,61 %) составляют затраты на оплату

труда исполнителей проекта. Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы.

3.4 Оценка конкурентоспособности и ресурсоэффективности проекта

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики проекта;
- конкурентоспособность проекта;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа, модели и т.п.);
- бюджет разработки и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научного проекта и определить направления для его будущего повышения и реализации. Для такой оценки были подобраны критерии эффективности такие как: экономичность, гибкость, безопасность, качество электроэнергии, надежность.

1. Экономичность – оптимизация затрат на электрическую часть предприятия на стадии проектирования приводит к их уменьшению на доли процентов.

2. Гибкость – возможность наращивания производственной мощности предприятия, при вводе более мощного оборудования для расширения технологии производства.

3. Под обеспечением надлежащего качества электроэнергии понимаются характеристики, определенные в ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

4. Безопасность – это свойство системы электроснабжения сохранять безопасное состояние при монтаже, эксплуатации и ремонтных работах.

5. Надежность – бесперебойное снабжение электроэнергией.

Критерии ресурсоэффективности и их количественные характеристики приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки	Конкурентоспособность
1. Качество ЭЭ	0,2	5	1,00
2. Надежность	0,2	5	1,00
3. Безопасность	0,25	5	1,25
4. Экономичность	0,15	4	0,6
5. Гибкость	0,2	5	1,00
Итого:	1,00		4,85

Позиция оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Значения показателей, определяемые экспертным путем, в сумме составляют 1.

Анализ конкурентоспособности проекта определяется согласно выражению:

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

где K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Тогда

$$K_{k\Sigma} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,85$$

Показатель конкурентоспособности проекта достаточно высок (по 5-балльной шкале), что свидетельствует положительной оценке использования технического проекта. В результате выполнения поставленных задач по данному разделу можно сделать следующие вывод о том, что реализация данного технического проекта позволяет внедрять технологию производства и увеличивать эффективность как ремонтно-механического цеха, так и базы в общем.

4 Социальная ответственность

4.1 Описание рабочей зоны

На сегодняшний день процессы, происходящие в индустрии промышленности страны, тесно связаны с экономикой и занимаемой на мировом рынке местом. Принципы взаимосвязи человека и предприятия должны отражать стратегическую деятельность, направленную на общую цель. Термины устойчивого развития предприятия и социальной ответственности подразумевает под собой ряд соглашений, норм и ценностей. А также сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества и развития предприятия в целом.

Целью данного раздела является оценка условий труда, анализ вредных и опасных факторов, разработка мер защиты от них, рассмотрение вопросов производственной санитарии, техники безопасности, пожарной профилактики, охраны окружающей среды, защиты в ЧС при работе электротехнического (электроэнергетического) персонала, обслуживающего проектируемую систему электроснабжения ремонтно-механического цеха базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения и на понизительной подстанции 35кВ/10кВ, как части системы электроснабжения.

Для осуществления производства в данном цехе установлено соответствующее оборудование (60 единиц). Технологический процесс включает в себя работу со сварочным оборудованием, станками и транспортными приспособлениями.

Персонал, обслуживающий электроустановки и оборудование проектируемой системы электроснабжения, работает в условиях возможного воздействия ряда неблагоприятных для здоровья факторов, обусловленных состоянием помещений и характером производства. В связи с этим,

обязательным является соблюдение санитарных норм проектирования промышленных предприятий.

4.2 Анализ опасных и вредных факторов

В процессе трудовой деятельности электротехнический персонал, обслуживающий проектируемую систему электроснабжения цеха и находящейся на своем рабочем месте (ремонтно-механический цех, понижительная подстанция) подвержен влиянию опасных (вызывающие травмы) и вредных (вызывающие заболевания) производственных факторов.

К опасным относятся следующие факторы технологического процесса:

- Возможность поражение человека вращающимися частями электрооборудования (токарно-винторезный станок, универсально-заточный станок);
- Возможность поражения электричеством (работа со сварочным аппаратом, случайное прикосновение к токоведущим частям оборудования);
- Возможность загорания (пожара);
- Возможность повышенного уровня шума и вибраций (в местах, где установлено технологическое оборудование);
- Возможность недостаточной освещенности рабочей зоны, отклонения от нормативов метеоусловий, уровня электромагнитного поля.

4.3 Производственная санитария

Согласно ГОСТ 12.0.002-97 производственной санитарией называется система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих воздействие на работающих вредных производственных факторов.

Для создания нормальных условий работы объем производственных помещений должен составлять на одного работающего не менее 15 м³, площадь не менее 4,5 м², при высоте помещения не меньше 3,2 м.

В цехах должны быть предусмотрены гардеробные, душевые, помещения для отдыха, оздоровительные кабинеты для рабочих завода.

4.3.1 Воздух рабочей зоны

Большое значение для охраны здоровья и труда человека имеет качество воздуха в производственных помещениях.

По ГОСТ 12.1.005-97ССБТ нормируются следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздушного потока, ПДК вредных веществ.

Эти данные приведены в таблице 4.3.1.1.

Таблица 4.3.1.1 – Нормируемое качество воздуха

Сезон года	Категория работы	Температура, С°	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный период года	I	20-30	60-40	0,2
	IIa	18-20		0,2
	IIб	17-19		0,3
	III	16-18		0,3
Теплый период года	I	22-25	60-40	0,2
	II a	21-23		0,3
	II б	20-22		0,4
	III	18-21		0,5

При оценке допустимых значений температуры и влажности воздуха учитывается категория тяжести работ. По степени физической тяжести работа электротехнического персонала относится к категории средней тяжести III [20,21].

Параметры микроклимата в зимнее время поддерживаются системой отопления, летом – общеобменной вентиляцией.

4.3.2 Вентиляция

При осуществлении любого производственного процесса, как правило, всегда выделяется теплота. Источниками теплоты являются печи, котлы, паропроводы и т. д. Теплота выделяется при сжигании топлива, нагреве, при переходе электроэнергии в теплоту и т.п.

Многие производственные процессы сопровождаются выделением пыли. Проникая в организм человека при дыхании, при заглатывании и через поры кожи могут вызвать различные заболевания. Поэтому для поддержания микроклимата в цехах завода в оптимальном состоянии используется вентиляция помещений.

Вентиляция позволяет осуществлять регулируемый воздухообмен, обеспечивающий нормальные санитарно-гигиенические условия в производственных помещениях.

В цехах завода используется общеобменная, механическая приточно-вытяжная вентиляция. Для очистки загрязненного воздуха, выбрасываемого в атмосферу, используются пылеотделители.

4.3.3 Защита от шума и вибрации

Повышение звукового давления негативно влияет на орган слуха. Для измерения громкости (в децибелах Дб) может быть использован – двушкальный шумомер. В цехе допускается громкость не выше 140 Дб. Громкость выше заданной нормы может вызвать болевой эффект [22].

Шум на исследовательском рабочем месте создаётся вентиляционной системой и производственным оборудованием (станки, агрегаты).

Для защиты от шума по СанПиН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 и вибрации по СанПиН 2.2.4/2.1.8.566 – 96 предусматриваются следующие меры:

- обеспечение персонала индивидуальными средствами защиты по ГОСТ 12.4.011 – 89;
- установка звукоизолирующих кабин;

- звукоизолирующие кожухи и экраны;
- виброизолирующие материалы под оборудование (пружины, резины и другие прокладочные материалы).

Предельно допустимые уровни шума согласно ГОСТ 12.1.003-83 “Шум. Общие требования безопасности.” представлены в таблице 4.3.3.1.

Таблица 4.3.3.1 – Предельно допустимые уровни шума

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ									По шкале
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Ремонтно-механический цех	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80
Главный щит управления	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Технические нормы вибрации согласно ГОСТ 12.1.01290 «Вибрационная безопасность» представлены в таблице 4.3.3.2.

Таблица 4.3.3.2 – Нормы вибрации

Вид вибрации	Среднеквадратичная частота, Гц									
	Логарифмический уровень виброскорости									
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Ремонтно-механический цех	-	103	100	101	106	112	118	-	-	-

4.3.4 Освещение

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормированных условий работы в помещениях и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03.

Правильно спроектированное и выполненное освещение на предприятии, обеспечивает возможность нормальной производственной деятельности.

Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное. Поэтому в соответствии с санитарными правилами все цеха завода имеют естественное освещение.

Однако дневной свет, зависящий также от погодных условий, не может обеспечить необходимый уровень освещенности в течении всех рабочих смен.

Поэтому цеха завода обеспечиваются как естественным, так и искусственным освещением.

В качестве источников искусственного освещения применяются люминесцентные лампы.

Нормативы освещенности для ремонтно-механического цеха представлены в таблице 4.3.4.1.

Таблица 4.3.4.1 – Нормативы освещенности

Наименование цеха, отделения, участка, технологической операции, оборудования, рабочего места	Освещенность, лк		
	при комбинированном освещении		при общем освещении
	общее + местное	общее	
<i>Ремонтно-механический цех</i>			
Общий уровень освещенности по цеху			300
Металлорежущие станки (токарные, фрезерные, универсально-заточный и т. д.)	2000	200	
Металлорежущие шлифовальные, резьбонарезные станки	2500	250	
Разметочный стол, слесарные, лекальные работы, работа с чертежами	2000	200	500
Отдел технического контроля (ОТК)	2500	250	750

В соответствии со СНиП 23-05-95 территория Российской Федерации зонирована на пять групп административных районов по ресурсам светового климата, Томская область относится к первой группе.

При проектировании здания необходимо учитывать естественную освещенность и составлять планы цехов таким образом, чтобы уровень КЕО (коэффициент естественной освещенности) удовлетворял нормативным требованиям, приведенным ниже.

Таблица 4.3.4.2 – Нормированные значения КЕО

Разряд зрительной работы	Наименьшее нормированное значение КЕО %, при совместном освещении		
	верхнем или верхнем и боковом	боковом	
		В зонах с устойчивым снежным покровом	На остальной территории
I	3.0	1.0	1.2
II	2.5	0.8	1.0
III	2.0	0.6	0.7
IV	1.5	0.4	0.5
V	1.0	0.2	0.3
VI	0.7	0.2	0.2
VII	1.0	0.2	0.3

4.3.5 Электромагнитные поля

Воздействие электромагнитного поля на человека можно свести к тепловому действию и специфическому действию на ткани человека, как биологические объекты.

Длительное воздействие электромагнитных полей на организм электротехнического персонала, находящегося вблизи источника электромагнитных полей, может привести к возникновению болезней.

Согласно СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях» пребывание вблизи и работу электротехнического персонала с электрооборудованием необходимо нормировать, чтобы воздействие электромагнитных полей не влияло на состояние здоровья человека.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) электромагнитных полей представлены в таблицах 4.3.5.1 и 4.3.5.2.

Таблица 4.3.5.1 –ПДУ постоянного магнитного поля

Время воздействия за рабочий день, минуты	Условия воздействия			
	Общее		Локальное	
	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл
0-10	24	30	40	50
11-60	16	20	24	30
61-480	8	10	12	15

Таблица 4.3.5.2 – ПДУ воздействия периодического магнитного поля

Время прибывания, час	Допустимые уровни МП, Н (мТл)/ В (мкТл) при воздействии	
	Общем	Локальном
Меньше 1 часа	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

4.4 Электробезопасность

Основным документом, регламентирующим воздействие электрического тока в производственных условиях, является ГОСТ 12.1.009-76.

По степени опасности поражения людей электрическим током ремонтно-механический цех относится к помещениям с повышенной опасностью (2 категория), характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность, а именно возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам,

механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования - с другой.

Электрический ток представляет значительную опасность для здоровья человека непосредственно при контакте человека с токопроводящей поверхностью.

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного действия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Прохождение электрического тока через тело человека вызывает поражение различных органов, оказывает воздействие на нервную систему, кровеносно-сосудистую систему человека, на кровь, сердце, мозг и т.д.

Виды воздействий электрического тока на организм человека:

- Термическое воздействие тока проявляется в ожогах, нагрев кровеносных сосудов, сердца, мозга и других органов, находящихся на пути протекания тока до критической температуры;
- Электролитическое действие тока выражается в разложении крови, что нарушает ее состав и функции;
- Механическое действие тока проявляется в значительном давлении в кровеносных сосудах и мышечных тканях;
- Биологическое действие тока проявляется в раздражении живых тканей, что вызывает реакцию организма – возбуждение, что и обуславливает непроизвольное сокращение мышц.

При наиболее неблагоприятном исходе воздействие электрического тока может привести к смерти человека.

Для защиты персонала от поражения электрическим током в цехах завода используются следующие меры: защита от случайного прикосновения; защитное заземление; зануление.

4.4.1 Защита от случайного прикосновения

Для исключения возможности случайного прикосновения или опасного приближения к токоведущим частям в цехах завода обеспечивается их недоступность путем ограждения, блокировок или расположения токоведущих частей на недоступную высоту. Ограждения применяются как сплошные, в виде кожухов и крышек, применяемые в электроустановках до 1000 В, так и сетчатые, которые имеют двери, запирающиеся на замок.

В электроустановках до 1000 В ограждаются – неизолированные токоведущие части, находящиеся под напряжением части оборудования, пусковая аппаратура, открытые плавкие вставки.

В электроустановках выше 1000 В – все без исключения токоведущие части (изолированные и неизолированные) должны быть надежно ограждены сетками, закрыты металлическими дверями, заключены в металлические ящики или расположены на недоступной высоте.

Блокировки применяются в электроустановках, в которых часто производятся работы на ограждаемых токоведущих частях и электрических аппаратах. Электрические блокировки осуществляют разрыв цепи специальными контактами, которые устанавливаются на дверях кожухов. Блокировки применяются также для предупреждения ошибочных действий персонала при переключениях [9].

4.4.2 Защитное заземление

Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетокведущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, вынос потенциала, разряд молнии и т. п.). Основное назначение защитного заземления – устранение опасности поражения персонала электрическим током при появлении напряжения на конструктивных частях электрооборудования.

4.4.3 Зануление

Защитное зануление в электроустановках напряжением до 1 кВ - преднамеренное соединение открытых проводящих частей с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с заземленной точкой источника в сетях постоянного тока, выполняемое в целях электробезопасности.

Зануление применяется в четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В с заземленной нейтралью. При занулении корпуса электрооборудования соединяются не с заземлителями, а с нулевым проводом.

Принцип действия: зануление превращает замыкание на корпус в однофазное короткое замыкание, в результате чего срабатывает максимальная токовая защита и селективно отключает поврежденный участок сети. Кроме того, зануление снижает потенциалы корпусов, появляющиеся в момент замыкания на землю. При замыкании на зануленный корпус ток короткого замыкания проходит через обмотки трансформатора, фазный провод и нулевой провод.

4.5 Мероприятия по технике безопасности и пожарной безопасности

Ремонтно-механический цех, согласно Федеральному Закону от 22.07.2008 №123-ФЗ и Техническому регламенту о пожарной безопасности относится к категории «Г», т.е. это производство где присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) негорючие вещества или материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и/или пламени. Перед началом работ в электроустановках в целях безопасности необходимо проводить организационные и технические мероприятия.

К организационным мероприятиям относят выдачу нарядов, распоряжений и допуска к работе, надзор во время работы, оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место и окончание работы. Наряд и распоряжение – это задания на безопасное производство работ, определяющее их меры безопасности, места и время, а также лица, которым поручено выполнение этих работ. При работе по наряду бригада должна состоять не менее чем из двух человек - производителя работ и члена бригады.

Производитель работ отвечает за правильность подготовки рабочего места, выполнение необходимых для производства работ мер безопасности. Он же проводит инструктаж бригады об этих мерах, обеспечивает их выполнение ее членами, следит за исправностью инструмента, такелажа, ремонтной оснастки. В зависимости от категории электроустановок (свыше или до 1000 В) производитель выполняемых работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, в установках до 1000 В и для работ, выполняемых по распоряжению, не ниже III. Перед допуском к работе ответственный руководитель и производитель работ вместе с допускающим проверяют выполнение технических мероприятий по подготовке рабочего места. После этого допускающий проверяет соответствие состава бригады и квалификации включенных в нее лиц.

Основными причинами пожара могут быть: перегрузка проводов, короткое замыкание, большие переходные сопротивления в электрических цепях, электрическая дуга, искрение и неисправности оборудования.

Согласно [23], пожарная профилактика обеспечивается: системой предотвращения пожара; системой противопожарной защиты; организационно - техническими мероприятиями. К мерам предотвращения пожара относятся: применение средств защитного отключения возможных источников загорания (защитного зануления); применение искробезопасного оборудования; применение устройства молниезащиты здания; выполнение правил (инструкций) по пожарной безопасности.

К мерам противопожарной защиты относятся: применение пожарных извещателей; средств коллективной и индивидуальной защиты от факторов пожара; системы автоматической пожарной сигнализации; порошковых или углекислотных огнетушителей, два ящика с песком 0,5 м³.

Организационно-технические мероприятия: наглядная агитация и инструктаж работающих по пожарной безопасности, разработка схемы действий администрации и работающих в случае пожара, и организация эвакуации людей; организация внештатной пожарной дружины.

При обнаружении загорания рабочий немедленно должен сообщить по телефону 01 в пожарную охрану и руководителю, далее проводится эвакуация людей и материальных ценностей. Тушение пожара организуется первичными средствами с момента обнаружения пожара. Пострадавшим при пожаре обеспечивается скорая медицинская помощь.

4.6 Охрана окружающей среды

Работа в производственных цехах базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения сопряжена с образованием и выделением газообразных, жидких и твердых отходов.

Газообразные отходы, загрязняющие воздух: естественные выделения - углекислый газ, пары воды, летучие органические соединения (ЛОС) такие как альдегиды, кетоны, азотистые соединения и т.д., бытовая пыль. Перед выбросом воздух помещений подвергается обязательной очистке в фильтровентиляционных системах, что предотвращает загрязнение атмосферы. Жидкие отходы – бытовые отходы, образующиеся в процессах влажной уборки помещений, при пользовании водопроводом, туалетом и т.п., сбрасываются в городскую канализацию и далее поступают в системы централизованной очистки на городских очистных сооружениях.

При обращении с твердыми отходами: бытовой мусор (отходы бумаги, отработанные специальные ткани для протирки оборудования и экранов мониторов, пищевые отходы и т.д.); отработанные люминесцентные лампы;

офисная техника, комплектующие и запчасти, утратившие в результате износа потребительские свойства – надлежит руководствоваться Постановлением Администрации г. Томска от 11.11.2009 г. №1110 (с изменениями от 24.12.2014), в котором сказано, что бытовой мусор после предварительной сортировки складируют в специальные контейнеры для бытового мусора (затем специализированные службы вывозят мусор на городскую свалку); утратившее потребительские свойства офисное оборудование передают специальным службам (предприятиям) для сортировки, вторичного использования или складирования на городских мусорных полигонах.

Отработанные люминесцентные лампы утилизируются в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 03.09.2010 №681. Люминесцентные лампы, применяемые для искусственного освещения, являются ртутьсодержащими и относятся к 1 классу опасности. Ртуть люминесцентных ламп способна к активной воздушной и водной миграции. Интоксикация возможна только в случае разгерметизации колбы, поэтому основным требованием экологической безопасности является сохранность целостности отработанных ртутьсодержащих ламп. Отработанные газоразрядные лампы помещают в защитную упаковку, предотвращающую повреждение стеклянной колбы, и передают специализированной организации для обезвреживания и переработки. В случае боя ртутьсодержащих ламп осколки собирают щеткой или скребком в герметичный металлический контейнер с плотно закрывающейся крышкой, заполненный раствором марганцевокислого калия. Поверхности, загрязненные боем лампы, необходимо обработать раствором марганцевокислого калия и смыть водой. Контейнер и его внутренняя поверхность должны быть изготовлены из неадсорбирующего ртуть материала (винипласта).

К сфере защиты рационального использования природных ресурсов относится и экономия ресурсов, в частности, энергетических. Наиболее весомым вкладом является экономия электрической и тепловой энергии на территории предприятия. Во-первых, улучшаются экономические показатели

деятельности предприятия (уменьшение расходов на электротепловую энергию). Во-вторых, экономия энергии означает уменьшение газа, мазута, угля, сжигаемого в топках котлов ТЭС и электроустановок (котельных) промпредприятий региональных сетей, что приводит к уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Несмотря на кажущуюся малость вклада в энергосбережение и в защиту атмосферного воздуха от загрязнения массовое движение в этом направлении, в том числе, в быту, принесет значимый эффект.

4.7 Предотвращение ЧС и устранение их последствий

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации в ремонтно-механическом цехе: возникновение пожара и электропоражение. Основные причины пожара и методы его предотвращения были рассмотрены в разделе «Мероприятия по технике безопасности и пожарной безопасности».

Современная система электробезопасности обеспечивает защиту от поражения в двух наиболее вероятных и опасных случаях:

- при прямом прикосновении к токоведущим частям электрооборудования;
- при косвенном прикосновении.

Под косвенным прикосновением понимается прикосновение человека к открытым проводящим частям оборудования, на которых в нормальном режиме (исправном состоянии) электроустановки отсутствует электрический потенциал, но при каких-либо неисправностях, вызвавших нарушение изоляции или ее пробой на корпус, на этих частях возможно появление опасного для жизни человека потенциала.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования.» для защиты от прямого прикосновения к токоведущим частям служат изоляция токоведущих частей, применение ограждений и оболочек, установка барьеров, размещение вне зоны досягаемости, устройства защитного отключения (УЗО).

Для защиты от косвенного прикосновения применяются: защитное заземление и защитное зануление.

В случае если при электропоражении работающий внешне сохранил формат нормального самочувствия, он должен быть осмотрен врачом с заключением о состоянии здоровья, пострадавшему должна быть обеспечена скорая медицинская помощь. Предварительно пострадавший должен быть освобожден от действия электрического тока. Если при этом отключить напряжение быстро невозможно, освобождение от электричества пострадавшего необходимо производить, изолировав себя диэлектрическими перчатками или галошами. При необходимости перерезать провода (каждый в отдельности) инструментом с изолированными ручками. Если есть необходимость (при потере сознания, остановке сердца и т.п.) оказания первой помощи, то до прибытия медработника необходимо начать делать: наружный массаж сердца, искусственное дыхание.

Для предотвращения от поражения электрическим током при прикосновении к корпусам электроустановок, находящихся под напряжением при пробое изоляции или в других случаях, необходимо рассчитать и установить защитное заземление.

Данные для расчёта заземления:

1. Заземление необходимо выполнить для установки, работающей под напряжением 380 В.

2. Для заземления используем трубы диаметром 4 мм и длиной 2,5 м и сталь полосовую 18х4 мм.

3. Заземлители расположены в ряд.

4. Характер грунта в месте установки заземления — глина. Заземлители установлены на глубину (от верхнего конца трубы) 17 см, а расстояние между трубами принимаем равной трём длинам заземлителей, т.е. $a=2$ м.

Верхние концы соединены с помощью полосовой стали. Определим, что для данного случая по нормам допускается сопротивление не более 4 Ом. Удельное сопротивление глины составляет $\rho_T = 0,6 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{см}$. Учитывая

применение грунта зимой и просыхания его летом, определяем расчётные значения $\rho_{\text{э}}$ и ρ_n при использовании трубчатых заземлителей соединительной полосы и соединительной полосы:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_T \cdot \kappa_{\text{э}} = 0,6 \cdot 10^4 \cdot 1,9 = 1,14 \cdot 10^4 \text{ (Ом} \cdot \text{см)},$$

где $\kappa_{\text{э}} = 1,9$ - коэффициент для вертикальных электродов.

$$\rho_n = \rho_T \cdot \kappa_n = 0,6 \cdot 10^4 \cdot 5 = 3 \cdot 10^4 \text{ (Ом} \cdot \text{см)},$$

где $\kappa_n = 5$ - коэффициент для горизонтальных электродов.

Определим величину сопротивлений одной забитой в землю трубы по формуле:

$$R_{\text{э}} = \frac{\rho_{\text{э}}}{2 \cdot \pi \cdot l_m} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_m}{d} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot h_m + l_m}{4 \cdot h_m \cdot l_m} \right),$$

где h_m - глубина заземления, $h_m = 750$ см;

l_m - длина заземления, $l_m = 250$ см;

d - диаметр заземления, $d = 0,4$ см.

Тогда

$$R_{\text{э}} = \frac{1,14 \cdot 10^4}{6,28 \cdot 250} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 250}{0,4} + 0,5 \cdot \ln \frac{750 + 250}{750 \cdot 250} \right) = 56,04 \text{ Ом}.$$

Определим число заземлителей:

$$n = \frac{R_{\text{э}}}{z} = \frac{56,04}{6} = 9 \text{ шт.}$$

Учитывая, что трубы соединены заземлительной полосой, которая выполняет роль заземлителя, уменьшаем число труб до 6 штук. Определим длину соединительной полосы:

$$l_m = 1,05 \cdot a \cdot (n-1) = 1,05 \cdot 2 \cdot (6-1) = 10,5 \text{ м},$$

где n - число заземлителей;

a - расстояние между заземлителями.

Размер резервуара 5x5 м, длина соединительной полосы вписывается в его размер. Результирующее сопротивление (полосы и трубы) с учётом коэффициента использования труб $J_{\text{э}} = 0,85$ и полосы $J_{\text{л}} = 0,86$ определяется по формуле:

$$R_c = \frac{R_{\text{Э}} \cdot R_{\text{П}}}{R_{\text{Э}} \cdot J_{\text{П}} + R_{\text{П}} \cdot J_{\text{Э}} \cdot n} = \frac{56,04 \cdot 7,26}{54,4 \cdot 0,86 + 7,26 \cdot 0,85 \cdot 9} = 3,98 \text{ Ом.}$$

Данная величина удовлетворяет требованиям защитного заземления. Контроль заземления производится при приёме в эксплуатацию, а также периодически, в сроки, установленные правилами, при перекомпоновке оборудования и ремонте заземлителей.

Схема расположения устройства защитного заземления по отношению к резервуару показана на рисунке ниже

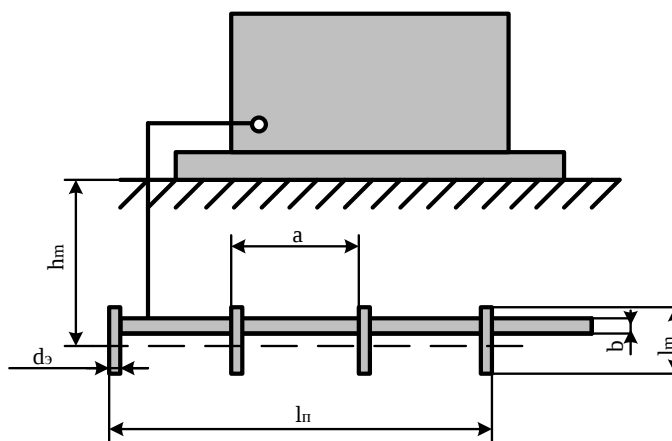


Рисунок 4.7.1 – Схема защитного заземления

4.8 Эвакуация людей из зданий и помещений

В соответствии с требованиями главы СНиП 2.01.02-85 эвакуационные пути должны обеспечивать эвакуацию всех людей, находящихся в помещениях зданий и сооружений, в течение необходимого времени эвакуации. Расчетное время эвакуации людей из помещений и зданий определяют исходя из протяженности эвакуационных путей и скорости движения людских потоков на всех участках пути от наиболее удаленных мест до эвакуационных выходов. План эвакуации представлен на рисунке 4.8.1.

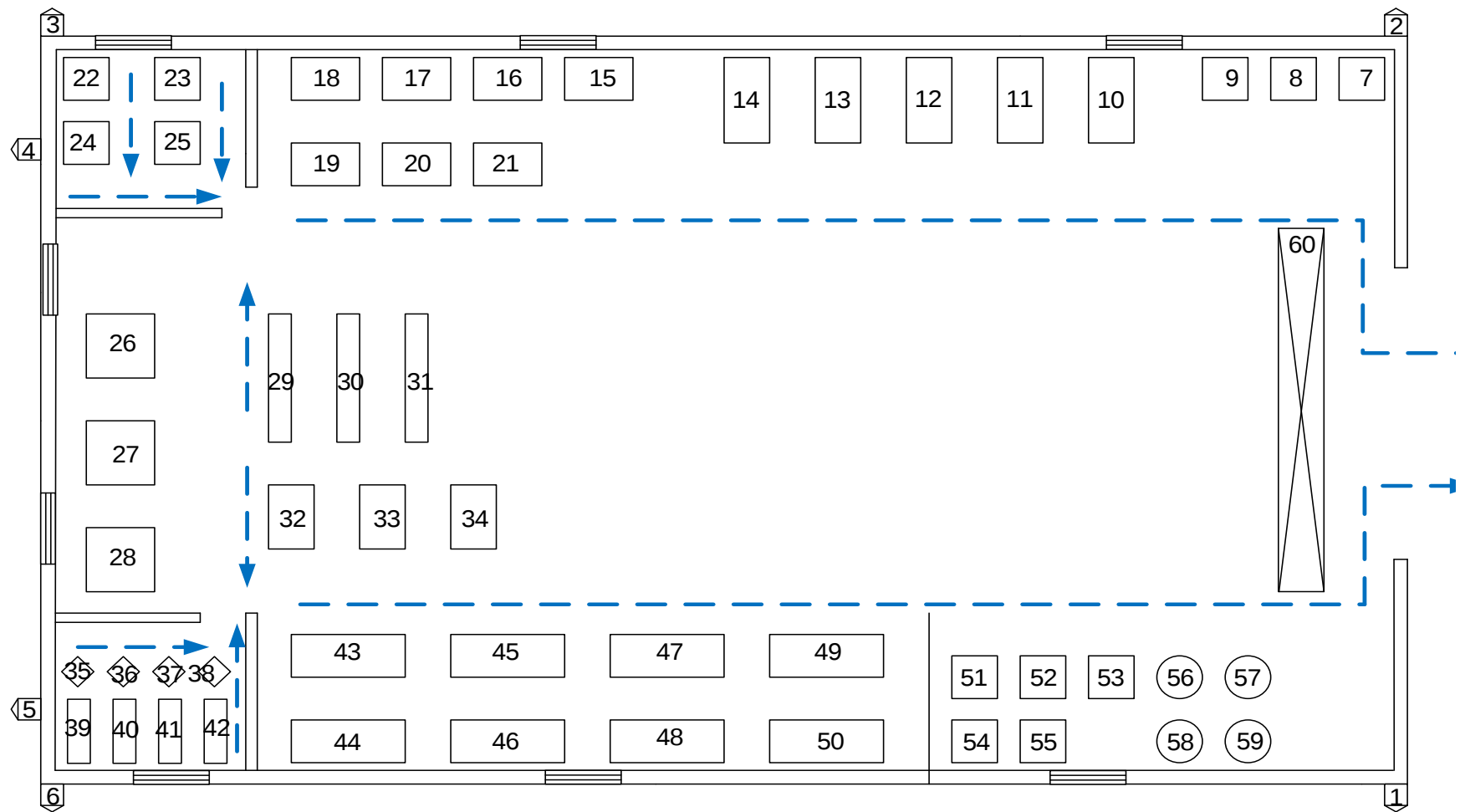


Рисунок 4.8.1 – План эвакуации в случае возникновения пожара

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Проектирование системы электроснабжения базы по обслуживанию нефтяного месторождения» были рассмотрены все вопросы технического задания.

В результате расчета электрических нагрузок ремонтно-механического цеха методом коэффициента расчетной мощности расчетный ток по цеху составил $I_p = 358,29$ А, полная расчетная мощность составила $S_p = 242,4$ кВА. Полные расчетные мощности остальных цехов базы были определены методом K_c , а также определена полная расчетная мощность всей базы с учетом осветительной нагрузки.

В результате полученных данных расчета электрических нагрузок построена картограмма нагрузок всей базы, и определен их центр. ГПП установлена в зоне рассеяния вблизи центра электрических нагрузок.

Произведен расчет оптимального выбора числа и мощности цеховых силовых трансформаторов марки ТМ, которые были распределены согласно категориям надежности цехов базы. Питание цеховых трансформаторов осуществляется по радиальной схеме кабельными линиями напряжением 10 кВ марки ААШв.

По результатам экономического сравнения нескольких вариантов компенсации реактивной мощности выбран вариант компенсации реактивной мощности на стороне низкого напряжения 0,4 кВ непосредственно на цеховых трансформаторных подстанциях. Конденсаторные батареи присоединяем к сборным шинам НН ТП.

Питание базы электроэнергией осуществляется от внешней энергосистемы двухцепной ВЛЭП на металлических опорах напряжением 35 кВ. Линия выполнена проводом марки АС-50/8. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей второй категории на ГПП устанавливаются два трансформатора типа ТМН – 2500/35.

В качестве схемы ГПП выбрана схема 4Н - два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

Питание к электроприемникам с учетом среды помещения выполнено кабелями марки АВВГ. Аппаратами защиты в сети низкого напряжения 0,4 кВ были выбраны автоматические выключатели серий АВ.

Произведены расчеты токов КЗ в нескольких точках как в сетях выше 1000 В, так и в низковольтных сетях. Согласно расчетным данным были построены эпюры отклонений напряжения для всех режимов работы (максимального, минимального, послеаварийного). Во всех режимах отклонение напряжения не превышает максимально допустимого $\pm 5\%$.

По полученным данным расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ построена карта селективности действия аппаратов защиты, из которой следует, что все аппараты выстроены правильно и работают селективно.

Список литературы

1. Л.П. Сумарокова. Электроснабжение промышленных предприятий. Учеб. Пособие. - Томск: ТПУ, 2012. – 288 с.
2. НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий (взамен СН 174-75)
3. Справочник электрослужбы [Электронный ресурс] / Электронные данные, URL: <http://www.elektrikii.ru>, свободный – Яз. рус. Дата обращения: 12.03.2016 г.
4. Издание о бизнесе и технологиях [Электронный ресурс] / «Гипер-Пресс» – Электронные данные, URL: <http://www.equipnet.ru>, свободный – Яз. рус., англ. Дата обращения: 20.03.2016 г.
5. ТомскЭнергоСбыт [Электронный ресурс] / ПАО «ТомскэнергоСбыт» – Электронные данные, URL: <http://ensb.tomsk.ru>, свободный – Яз. рус. Дата обращения: 22.03.2016 г.
6. «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)
7. Справочники и каталоги [Электронный ресурс] / Электротехническая компания «Биробиджанский завод силовых трансформаторов» – Электронные данные, URL: <http://www.birzst.ru>, свободный – Яз. рус. Дата обращения: 28.03.2016 г.
8. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.
9. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2009. – 853 с.
10. Кабельные системы [Электронный ресурс] / ООО «Кабельные системы» – Электронные данные – СПб. 2011 – 2016 г., URL: <http://www.kabel-s.ru>, свободный – Яз. рус. Дата обращения: 28.03.2016 г.

11. Высоковольтное электротехническое оборудование [Электронный ресурс] / Компания «ВЭЛТО» – Электронные данные – Екб., URL: <http://velto.ru>, свободный – Яз. рус. Дата обращения: 15.04.2016 г.
12. Электрические сети [Электронный ресурс] / Электронные данные, URL: <http://leg.co.ua>, свободный – Яз. рус. Дата обращения: 16.04.2016 г.
13. Электрические трансформаторы [Электронный ресурс] / ООО «Автоматика» – Электронные данные – г.Смоленск, URL: <http://www.tdtransformator.ru>, свободный – Яз. рус. Дата обращения: 16.04.2016г.
14. Индустрия энергии и развития [Электронный ресурс] / Компания «Индустрия энергии и развития» - Электронные данные – г.Минск, URL: <http://ineir.by>, свободный – Яз. рус. Дата обращения: 24.04.2016 г.
15. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 646 с.
16. Электротехнический рынок [Электронный ресурс] / Рекламно-информационный журнал, 2005 – 2016 г. – Электронные данные - URL: <http://www.elec.ru>, свободный – Яз. рус. Дата обращения: 08.04.2016 г.
17. Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Часть 2. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000 В. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009 - 168с
18. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. – Томск: ТПУ, 2014. – 37 с.
19. Томпсон А.А., Стрикленд, Дж.А. Стратегический менеджмент: концепции и ситуации для анализа, 12-е издание: Пер. с англ. – М.: Вильямс, 2006 – 928 с.
20. ГОСТ 12.1.005-88 “Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.”
21. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 “Гигиенические требования к ПЭВМ и организации работы.”

22. ГОСТ 12.1.003-83 “Шум. Общие требования безопасности.”
23. ГОСТ 12.0.003-74 (СТ СЭВ 790-77). “Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.”

**Приложения А – Схема расположения ГПП и цеховых ТП с картограммой
нагрузок всей базы**

Приложение Б – Однолинейная схема внешнего электроснабжения базы

Приложение В – Однолинейная схема электроснабжения ремонтно-механического цеха

Приложение Г – Эпюры отклонений напряжения. Карта селективности