

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 ферросплавного завода

УДК 621.31.031:669.168.3

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Д	Щеголеватых К.Б.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сарсикеев Е.Ж.	К.Т.Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Потехина Н.В.	ст.преподаватель		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭПП	Сурков М.А.	К.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
5А3Д	Щеголеватых Ксении Борисовны

Тема работы:

Проектирование системы электроснабжения ферросплавного завода

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Приказ №969/с от 15.02.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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.).</p>	<p>Объектом исследования является прокатно-ремонтный цех электрооборудования базы по обслуживанию нефтяной промышленности. В качестве исходных данных представлены:</p> <ul style="list-style-type: none"> - генеральный план предприятия; - план ремонтно-механического цеха; - сведения об электрических нагрузках всего предприятия; - сведения об электрических нагрузках ремонтно-механического цеха.
<p>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;</p>	<ul style="list-style-type: none"> - постановка задачи проектирования; - проектирование системы электроснабжения рассматриваемой базы; - рассмотрение особенностей трансформаторных подстанций в системах электроснабжения с последующим выбором цеховых трансформаторов;

содержание процедуры исследования, проектирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	обсуждение результатов выполненной работы; - разработка раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; - 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 прокатно-ремонтного цеха электрооборудования - эпюры отклонений напряжения.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Потехина Нина Васильевна
«Социальная ответственность»	Дашковский Анатолий Григорьевич
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	Сарсикеев Е.Ж.	К.Т.Н., ДОЦЕНТ		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Д	Щеголеватых К.Б.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Д	Щеголеватых Ксении Борисовны

Институт	Энергетический	Кафедра	ЭПП
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

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

1. Стоимость ресурсов проекта: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ»: Инженер –17000 руб; Руководитель – 26300 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Премияльный коэффициент 30%; Коэффициент доплат и надбавок 15%; Коэффициент дополнительной заработной платы 13%; Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 27,1 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентных технических решений – радиальная сеть; SWOT-анализ.
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Формирование плана и графика проекта: - Определение структур работ; - Определение трудоемкости работ; - Разработка диаграммы Ганта. Формирование бюджета затрат проекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценочная карта сравнения конкурентных решений
2. Матрица SWOT
3. Календарный план-график проведения исследований
4. Бюджет затрат проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Потехина Н.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Д	Щеголеватых К.Б.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ
ФЕРРОСПЛАВНОГО ЗАВОДА»**

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Д	Щеголеватых Ксении Борисовны

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования).	Ремонтно-механический цех электрооборудования по обслуживанию ферросплавного завода.
2. Ознакомление и отбор законодательных и нормативных документов по теме и отбор их.	ГОСТ 12.1.003-83, СанПиН 2.2.2.542-96, СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03, СН 2.2.4/2.1.8.562-96 –шум, СН 2.2.4/2.1.8.556-96, НРБ-99, СанПиН 2.2.4.548-96

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная санитария - анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	В качестве основных вредных факторов проектируемой производственной среды, рабочего места, рассмотрено воздействие шума освещения, электромагнитного излучения, несоответствие параметров микроклимата.
2. Производственная безопасность - анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения	Опасные факторы: опасность электропоражения.
3. Охрана окружающей среды - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - анализ воздействия объекта на атмосфер(выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу(сбросы)	Описание проектируемой системы обращения с твердыми отходами прокатно-ремонтного цеха электрооборудования.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Возможные ЧС: загорание (пожар). Средства тушения. План эвакуации.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	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
Доцент	Дашковский А.Г.	К.Т.Н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Д	Щеголеватых К.Б.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 126 с., 12 рис., 58 табл., 23 источника, 7 приложений.

Основными словами являются ремонтно-механический цех, ферросплавный завод, схема электроснабжения, расчетная нагрузка, картограмма, трансформатор, выбор оборудования, однолинейная схема, ресурсоэффективность, социальная ответственность.

Объектом исследования является ремонтно-механический цех по обслуживанию ферросплавного завода.

Главная задача: проектирование системы электроснабжения базы по обслуживанию ферросплавного завода и обосновать свое решение с экономической точки зрения.

В процессе проектирования произведен расчет нагрузок ремонтно-механического цеха и завода в целом, выбор оборудования и его проверка, построение эпюр напряжения, расчет токов короткого замыкания и построение карты селективности.

В итоге проектирования получена модель электроснабжения завода, которая эффективна и позволит конкурировать с альтернативными проектами.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: исследуемый завод состоит из девятнадцати цехов, из которых три относятся к первой, одиннадцать ко второй, а пять относятся к третьей категории по степени надежности электроснабжения, напряжение питающей линии 110 кВ, внутризаводская сеть 10 кВ, рабочее напряжение внутри цехов 0,4 кВ.

Содержание

Введение	8
1. Описание технологического процесса ферросплавного завода.....	9
2. Выбор схемы электроснабжения и расчёт нагрузок электромеханического цеха.....	12
3. Определение расчетных электрических нагрузок по цехам и по заводу в целом.....	18
4. Построение картограммы и определение условного центра электрических нагрузок.....	24
5. Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности	29
6. Построение годового графика нагрузки.....	36
7. Выбор и проверка сечения линии, питающей ГПП	40
8. Выбор сечения проводников в сетях выше 1000 В	42
9. Расчёт токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	46
10. Выбор и проверка высоковольтного оборудования.....	52
11. Электроснабжение ремонтно-механического цеха.....	63
12. Расчёт токов КЗ в сети ниже 1000 В.....	77
13. Построение эпюры отклонения напряжения	82
14. Карта селективности защитных аппаратов	92
15. Компоновка и размещение КТП 10/0,4 кВ.....	93
16. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	94
17. Социальная ответственность	109
Литература	124

Введение

В выпускной квалификационной работе проектируется электроснабжение ремонтно-механического цеха и в целом электроснабжение ферросплавного завода. Цель работы применить знания, которые были приобретены в ранее изученных дисциплинах.

Целью работы является применение усвоенных ранее дисциплин в практических вопросах проектирования системы электроснабжения промышленного предприятия. Во время выполнения работы были рассмотрены следующие пункты:

- Проектирование электроснабжение ферросплавного завода, ремонтно-механического цеха и расчет их нагрузок.
- Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов и трансформаторов ГПП.
- Проработка высоковольтной схемы внутризаводской сети, выбор и проверка высоковольтного оборудования.
- Выбор и проверка внутризаводских линий и аппаратов защиты
- Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения.
- Построение карты селективности действия защитных аппаратов.
- Рассмотрение ресурсоэффективности и социальной ответственности проекта.

1. Описание технологического процесса ферросплавного завода

Основой производства черных металлов (чугуна, стали, железа и сплавов на его основе) завода ферросплавных материалов в первую очередь является сырье. В качестве первичных сырьевых ресурсов используется железная руда. Как правило, любой завод ферросплавных материалов обладает собственной железной дорогой, по которой железная руда импортируется на предприятие, и по которой готовая продукция экспортируется к потребителям. Разгрузка вагонов производится с помощью опрокидывания и сыпая на конвейер транспортёра.

Железная руда, пройдя по системе транспортёра, попадает в отделение дробления, после чего измельчённая руда, пройдя по системе транспортера, укладывается в большие горки (рудный склад), на этом этапе в руду добавляют различные элементы: известняк, уголь и т.д. Данные материалы улучшают химические процессы, протекающие при выплавке в доменной печи. Однако, в таком виде железную руду, равномерно перемешанную со вспомогательными компонентами, еще рано отправлять в домну на переплавку. Эти компоненты должны пройти процесс агломерации (первичного спекания), в результате которого получают вторичное сырьё – агломераты.

Полученные агломераты загружаются в тележки специального транспортёра, которые непрерывно доставляют вторичное сырьё непосредственно к доменной печи.

Сама доменная печь представляет собой камеру, к которой подаётся поток воздуха и природный газ, который раскаляет камеру печи до 2000 градусов. Через колошник в домну постоянно загружается агломерат, который почти полностью заполняет печь. В нижней части печи находятся фурмы, устройство через которые подаётся раскалённый воздух, обогащённый кислородом, и природный газ. При такой высокой температуре уголь из агломерата сгорает и образует диоксид углерода: CO_2 . Вследствие

конвекции этот газ поднимается выше и покидает зону, насыщенную кислородом, соединяется с ещё не сгоревшим углеродом и образует угарный газ: CO . Угарный газ также вследствие конвекции поднимается выше и вступает в реакцию с расплавленным агломератом: $FeO_2 + CO = Fe + CO_2$. В результате этой реакции получается почти чистый металл. Готовый чугун сливают раз в 40 минут. На время, пока идёт плавка, канал, по которому из печи выходит жидкий чугун забивают тугоплавкой массой. Чтобы выпустить металл, в этой пробке каждый раз бурят отверстие. Расплавленный чугун сливают в каналы в полу цеха, по которым он попадает в ковш через отверстие для слива металла, находящийся под цехом. Ковш с расплавленным чугуном по железной дороге доставляют в другое отделение цеха, где из чугуна получают сталь. Этот чугун сливают в специальные ёмкости, где раскалённый металл может достаточно длительное время храниться в расплавленном состоянии. Эти ёмкости специально подогревают и из расплавленного чугуна частично удаляются вредные примеси, в частности сера. В этом цеху установлены кислородные конверторы, где будет получена сталь. В конвертор опускается фурма, через которую подаётся чистый кислород под давлением 10 атм. Струя газа, выходящая из нее, перемешивает жидкий металл. Остаточные примеси кремния и марганца соединяются с кислородом и сгорают, также начинает выгорать оставшийся углерод.

Примерно через 30 минут после начала переплавки из кислородного конвертора сливают готовую сталь. Данную сталь по железной дороге в ковшах доставляют в электрометаллургический цех, где в неё добавляют легирующие элементы: хром, вольфрам и т.д. После загрузки легирующих элементов в ковш, в него опускают три огромных графитовых электрода, на которые подают трёхфазное напряжение. При электродуговой плавке легирующие элементы вступают в реакцию со сталью и образуют новые соединения. Легированная сталь из ковша выливается в устройство непрерывного разлива, где сталь охлаждается и приобретает необходимую

форму. Производство стали приходится разбивать на два этапа, так как перерабатывать в сталь железную руду, в которой много связанного кислорода экономически невыгодно.

Для охлаждения доменных печей, кислородных конверторов, устройств непрерывного разлива используют водяное охлаждение. Как правило, воду перекачивают из искусственно созданного водоёма, который находится на территории предприятия. На предприятии часть двигательной нагрузки работает с $U_{ном} = 10$ кВ.

В соответствии с технологическими особенностями их работы и рекомендациями по применению электродвигателей [3, ст.186] были выбраны электродвигатели, тип, количество и мощности которых приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Высоковольтное оборудование цехов

Название цеха	Марка двигателя	Номинальная мощность $P_{ном}$, кВт	Количество двигателей n , шт
Цех плавки электрокорунда	СДН-2-17-49-12	1250	3
Цех шлифзерна	СДН-2-17-49-12	1250	2
Газоочистка	СДН-2-18-64-12	2500	2
Водооборотная станция	СДН-2-17-49-12	1250	2

2. Выбор схемы электроснабжения и расчёт нагрузок электромеханического цеха

В соответствии с заданием на курсовое проектирование, необходимо рассчитать расчётную нагрузку ремонтно-механического цеха методом коэффициента расчётной активной мощности. Для этого в первую очередь необходимо выбрать схему электроснабжения цеха.

Схема внутрицеховой сети определяется технологическим процессом производства, планировкой помещения цеха, взаимным расположением ТП.

ЭП и вводов питания, расчётной мощностью, требованиями бесперебойности ЭС, технико-экономическими соображениями, условиями окружающей среды. Наиболее распространённым для цеховых сетей является напряжение 380 В (четырёхпроводные системы с заземлённой нейтралью). Так как окружающая среда в ремонтно-механическом цехе не оказывает вредного влияния на электросети (отсутствует технологическая пыль, газы или пары, способные нарушать нормальную работу оборудования, относительная влажность не превышает 60% при 20 °С), то среда помещения цеха является нормальной.

Так как в цехе нет ограничений по окружающей среде и технологии производства, то принимаем магистральную схему питания ЭП (рис.1).

Ведомость нагрузок ремонтно-механического цеха, а также коэффициенты использования ЭП и коэффициенты активной мощности приведены в таблице 2.

Таблица 2.1 – Ведомость нагрузок ремонтно-механического цеха

№ п/п	Наименование электрооборудования в шкафах.	Число и установленная мощность, кВт.
1-6	Токарно-винторезный станок	6x17
7-8	Вертикально-сверлильный станок	2x4,6
9-11	Плоскошлифовальный станок	3x11,6
12-13	Вертикально-сверлильный станок	2x10
14-16	Долбежный станок	3 X 7,5
17-18	Сварочный агрегат ПВ=60%, $U_n=220В$, однофазный	2X21КВА
19-21	Зубодолбежный станок	3x12
22-24	Вентиляторы	3x2,4
25-27	Вентиляторы	3x2,4
28-29	Мостовой кран с ПВ=25%	2x9,4
30-31	Установка высокочастотная	2x15
32	Сварочный агрегат ПВ=60%, ; $U_n=220В$	1x21
33-34	Молот ковочный	2x15
35	Установка высокочастотная ТВЧ	1X15
36	Электропечь сушильная	1x30
37	Электропечь-ванна	1x12
38	Листозагибочная машина	1X19
39-40	Заточной станок	2X9
41-42	Универсально-фрезерный станок	2x12
43-45	Токарно-револьверный станок	3X16
46-47	Заточной станок	2X9
48-49	Радиально-сверлильный станок	2x6
50-51	Универсально - заточной станок	2X7
52-54	Полировальный станок	3X10
55	Горизонтально-протяжный станок	1x40
56-58	Горизонтально-фрезерный станок	3X17
59-60	Пресс гидравлический	2X15
61	Продольно-строгальный станок	1X40
62	Токарно-карусельный станок. Тип 153-1	1x28
63	Зубофрезерный станок «Пфаутер»	1x14
64	Расточной станок	1x28
65	Лоботокарный станок	1x30
66	Зубодолбежный станок	1x20
67	Токарно-винторезный станок. Тип 1А660	1x55
68	Кран-балка с ПВ=25%	1x7,65

Расчет электрических нагрузок электроприемников напряжением до 1 кВ выполняется по форме Ф636-92 и производится для каждого узла питания, а также по цеху в целом. Результаты расчёта значения расчётной мощности ремонтно-механического цеха приведены в таблице 2.2.

Пример расчёта:

Сварочный агрегат ПВ=60% $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$, $S_{\text{пасп}} = 21 \text{ кВА}$, $\cos(\varphi)=0,4$.

При включении однофазного сварочного трансформатора с ПКР на фазное напряжение он учитывается в графе 2 как эквивалентный трехфазный электроприемник с номинальной установленной мощностью:

$$P_{\text{ном.уст}} = 3 \cdot S_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}_{\text{о.е.}}} \cdot \cos(\varphi);$$

$$P_{\text{ном.уст}} = 3 \cdot 21 \cdot \sqrt{0,6} \cdot 0,4 = 19,5 \text{ кВт.}$$

В цеху имеется 3 одинаковых сварочных трансформатора. В соответствии со схемой электроснабжения цеха, каждый сварочный трансформатор получает питание от разных распределительных шинопроводов. Для снижения уровня несимметрии протекающих токов, данные сварочные трансформаторы подключаются к разным фазам («А», «В» и «С» соответственно). В связи с этим проверка по неравномерности загрузки фаз не производится.

Пример расчёта для распределительного шинопровода ШРА 3.

Определение группового коэффициента использования (графа 5):

$$K_{\text{и(гр)}} = \frac{\sum (K_{\text{и}} \cdot P_{\text{ном}})}{\sum P_{\text{ном}}};$$

Определение эффективного числа электроприёмников (графа 10):

$$n_{\text{эфф}} = \frac{(\sum P_{\text{ном}})^2}{\sum n \cdot p_{\text{ном}}^2};$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования, эффективного числа электроприемников и постоянной времени нагрева сети определяется и заносится в графу 11 коэффициент расчетной нагрузки K_p .

Для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, постоянная времени нагрева принимается равной: $T_0 = 10$ мин.

Определение расчётной активной мощности:

Расчетная активная мощность подключенных к узлу питания электроприемников напряжением до 1 кВ (графа 13) определяется по формуле:

$$P_p = K_p \cdot \sum (K_{и} \cdot P_{ном});$$

Определение расчётной реактивной мощности:

Расчетная реактивная мощность подключенных к узлу питания электроприемников напряжением до 1 кВ (графа 14) определяется следующим образом ($n_s \leq 10$):

$$Q_p = 1,1 \cdot \sum K_{и} \cdot P_{ном} \cdot \operatorname{tg}(\varphi)$$

Определение полной расчётной мощности:

Полная расчетная мощность (графа 14) определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2}$$

Определение расчётного тока:

Расчетный ток (графа 16) определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

Полная расчётная мощность ремонтно-механического цеха с учётом осветительной нагрузки определяется по формуле:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2}$$

Таблица 2.2– Сводная ведомость расчёта нагрузок ремонтно–механического цеха

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ							Расчетные величины			Эффективное число ЭП, пэ	Коэффициент расчётной нагрузки, Кр	Расчетная мощность			Расчетный ток, А
По заданию технологов				По справочным данным			Ки·Рн	Ки·Рн·tg(φ)	п·Рн ²			Активная, кВт Pr=Kp·∑Ки·Рн	Реактивная, кВар Qp=1,1·Ки·Рн·tg(φ) при пэ≤10 Qp=Ки·Рн·tg(φ) при пэ>10	Полная, кВА	
Наименование ЭП	Количество электроприемников, шт	Установленная мощность, кВт		Коэффициент использования, Ки	Коэффициенты реактивной мощности										
		одного ЭП	Общая		cos(φ)	tg(φ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ШРА 1															
Вентиляторы	3	2,4	7,2	0,60	0,80	0,75	4,3	3,2	17,3						
Сварочный агрегат ПВ=60%,	2	19,5	39,0	0,3	0,40	2,29	11,7	26,8	760,5						
Плоскошлифовальный станок	3	11,6	34,8	0,14	0,50	1,73	4,9	8,4	403,7						
Долбежный станок	1	7,5	7,5	0,14	0,50	1,73	1,1	1,8	56,3						
Мостовой кран с ПВ=25%	1	9,4	9,4	0,06	0,50	1,73	0,6	1,0	88,4						
Токарно-винторезный станок	3	17	51,0	0,14	0,50	1,73	7,1	12,4	867,0	10,11					
Итого по ШРА 1	13		148,9	0,20			29,6	53,6	2193,1	10,00	1,43	42,4	59,0	72,7	110,4
ШРА 2															
Установка высокочастотная	3	15	45,0	0,35	0,5	1,73	15,8	27,3	675,0						
Вентиляторы	3	2,4	7,2	0,6	0,8	0,75	4,3	3,2	17,3						
Молот ковочный	2	15	30,0	0,24	0,65	1,17	7,2	8,4	450,0						
Заточной станок	2	9	18,0	0,14	0,5	1,73	2,5	4,4	162,0						
Токарно-револьверный станок	3	16	48,0	0,14	0,5	1,73	6,7	11,6	768,0						
Мостовой кран с ПВ=25%	1	9,4	9,4	0,06	0,5	1,73	0,6	1,0	88,4						
Горизонтально-фрезерный станок	3	17	51,0	0,14	0,5	1,73	7,1	12,4	867,0						
Вертикально-сверлильный станок	2	10	20,0	0,14	0,5	1,73	2,8	4,8	200,0						
Долбежный станок	2	7,5	15,0	0,14	0,5	1,73	2,1	3,6	112,5						
Зубодолбежный станок	3	12	36,0	0,14	0,5	1,73	5,0	8,7	432,0						
Сварочный агрегат ПВ=60%,	1	19,5	19,5	0,3	0,4	2,29	5,9	13,4	380,3						
Токарно-винторезный станок	3	17	51,0	0,14	0,5	1,73	7,1	12,4	867,0						
Вертикально-сверлильный станок	2	4,6	9,2	0,14	0,5	1,73	1,3	2,2	42,3	25,50					
Итого по ШРА 2	30		359,3	0,19			68,4	113,5	5061,7	25,00	1,33	91,0	113,5	145,5	221,0

Таблица 2.2 – Продолжение

ШРА 3															
Полировальный станок	3	10	30,0	0,14	0,5	1,73	4,2	7,3	300,0						
Радиально-сверлильный станок	2	6	12,0	0,14	0,5	1,73	1,7	2,9	72,0						
Зубофрезерный станок «Пфауер»	1	14	14,0	0,14	0,5	1,73	2,0	3,4	196,0						
Зубодолбежный станок	1	20	20,0	0,14	0,5	1,73	2,8	4,8	400,0						
Электropечь сушильная	1	30	30,0	0,8	0,95	0,33	24,0	7,9	900,0						
Электropечь-ванна	1	12	12,0	0,55	0,95	0,33	6,6	2,2	144,0						
Листозагибочная машина	1	19	19,0	0,14	0,5	1,73	2,7	4,6	361,0						
Универсально-фрезерный станок	2	12	24,0	0,14	0,5	1,73	3,4	5,8	288,0						
Заточной станок	2	9	18,0	0,14	0,5	1,73	2,5	4,4	162,0						
Пресс гидравлический	2	15	30,0	0,14	0,5	1,73	4,2	7,3	450,0						
Продольно-строгальный станок	1	40	40,0	0,14	0,5	1,73	5,6	9,7	1600,0						
Универсально - заточный станок	2	7	14,0	0,14	0,5	1,73	2,0	3,4	98,0						
Горизонтально-протяжный станок	1	40	40,0	0,14	0,5	1,73	5,6	9,7	1600,0						
Расточной станок	1	28	28,0	0,14	0,5	1,73	3,9	6,8	784,0						
Лоботокарный станок	1	30	30,0	0,14	0,5	1,73	4,2	7,3	900,0						
Токарно-карусельный станок	1	28	28,0	0,14	0,5	1,73	3,9	6,8	784,0						
Токарно-винторезный станок	1	55	55,0	0,14	0,5	1,73	7,7	13,3	3025,0						
Кран-балка с ПВ=25%	1	7,65	7,7	0,06	0,5	1,73	0,5	0,8	58,5	16,83					
Итого по ШРА 3	25		451,7	0,19			87,3	108,3	12122,5	16,00	1,39	121,4	108,3	162,7	247,2
РУНН															
ШРА 1	13	2,4-19,5	148,9	0,2			29,6	53,6	2193,1						
ШРА 2	30	2,4-19,5	359,3	0,19			68,4	113,5	5061,7						
ШРА 3	25	6,0-55	451,7	0,19			87,3	108,3	12122,5	47,55					
Итого по РУНН	68	2,4-55	959,9	0,19			185,3	275,4	19377,3	47	0,73	135,3	201,042	242,3	368,2
Осветительная нагрузка			44	0,95								39,7			
Итого по ТП			1003,9									175,0	201,04	266,5	404,9

3. Определение расчетных электрических нагрузок по цехам и по заводу в целом

Расчетная мощность предприятия определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учетом расчетной нагрузки освещения цехов и территории предприятия, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП и потерь в высоковольтных линиях. Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приемников электроэнергии.

В соответствии с заданием на курсовое проектирование, ведомость нагрузок ферросплавного завода представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Ведомость нагрузок ферросплавного завода

№	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
1	Электрометаллургический корпус	7060
2	Цех плавки электрокорунда	3660
	10кВ	950
	0,38кВ	
3	Отделение дробления	6300
4	Кислотная станция	2660
5	Станция оборотного водоохлаждения печей	1000
6	Шихтарник	2200
7	Холодильно – компрессорный цех	1900
8	Цех шлифзерна	
	10кВ (СД)	2200
	0,38кВ	1500
9	Отделение фильтров	1200
10	Контейнерный склад:	250
11	Инженерно-лабораторный корпус	660
12	Гараж	100
13	Инструментальный	250
14	Газоочистка	
	10кВ	4200
	0,38 кВ	500
15	Фильтровальная станция	500
16	Водооборотная станция	
	10 кВ	2500
	0,38 кВ	1200
17	Ремонтно-механический цех	-
18	Водозабор	640
19	Гараж	250
	Длина питающей линии, км	12

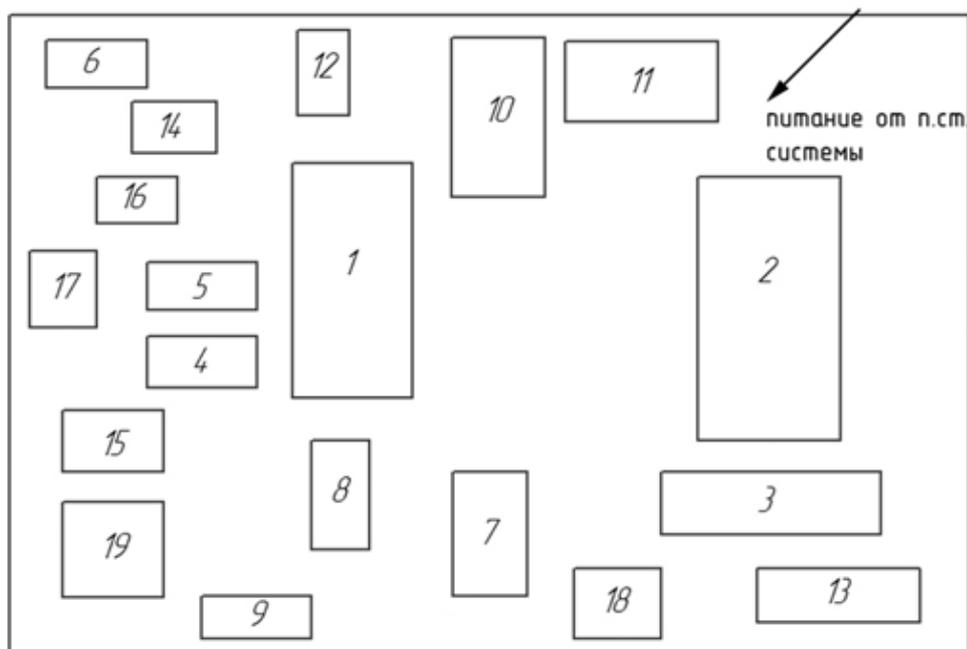


Рисунок 1 – Генплан ферросплавного завода

Расчётная силовая нагрузка цеха определяется по методу коэффициента спроса, расчётная осветительная нагрузка определяется по методу удельной плотности нагрузки и методу коэффициента спроса:

$$P_p = K_c \cdot P_{уст}, \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}(\varphi); \text{ кВар};$$

$$P_{ном.о} = P_{уд} \cdot F_{ц}, \text{ кВт};$$

$$P_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{ном.о}, \text{ кВт};$$

где $K_c, K_{с.о}$ – коэффициенты спроса силовой и осветительной нагрузки,

$P_{уд}$ – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м², $F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Расчет силовой и осветительной нагрузки произведем на примере цеха плавки электрокорунда при нагрузке 0,38 кВт.

В соответствии с [1, ст.22] определяются $K_c, \cos(\varphi)$ для цеха плавки электрокорунда:

$$K_c = 0,5; \cos(\varphi) = 0,75; \text{tg}(\varphi) = 0,88.$$

Определение расчётной активной и реактивной мощности:

$$P_p = K_c \cdot P_{уст} = 0,5 \cdot 950 = 475 \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 475 \cdot 0,88 = 418,9 \text{ кВар.}$$

Вычисления для остальных цехов осуществляется аналогично и сведены в таблицу 3.2. В соответствии с [1, ст. 13] определяется коэффициент спроса осветительной нагрузки и удельная плотность осветительной нагрузки цеха плавки электрокорунда:

$$K_{c.o} = 0,95; P_{уд} = 19 \text{ Вт/м}^2.$$

В соответствии с генпланом предприятия, представленном на рис.1. определяется площадь цеха плавки электрокорунда:

$$F_{ц} = 19900 \text{ м}^2.$$

Определение расчётной активной мощности осветительной нагрузки:

$$P_{ном.o} = P_{уд} \cdot F_{ц} = 19 \cdot 19900 \cdot 10^{-3} = 378,1 \text{ кВт};$$

$$P_{p.o} = K_{c.o} \cdot P_{ном.o} = 0,95 \cdot 378,1 = 359,2 \text{ кВт.}$$

Определение полной расчётной мощности цеха:

$$S_p^{нн} = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p)^2} = \sqrt{(475 + 359,2)^2 + (418,9)^2} = 933,5 \text{ кВар.}$$

Вычисления для остальных цехов осуществляется аналогично и сведены в таблицу 3.2.

Суммарная расчетная нагрузка предприятия на стороне НН:

$$S_p^{нн} = \sqrt{(\sum P_p + \sum P_{p.o})^2 + (\sum Q_p)^2} = \sqrt{15520,1^2 + 12460,8^2} = 20016,6 \text{ кВА.}$$

Потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{p.нн} = 0,02 \cdot 20016,6 = 400,332 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{p.нн} = 0,1 \cdot 20016,6 = 2001,66 \text{ кВар.}$$

Определим активные потери в высоковольтных сетях:

$$\Delta P_{л} = 0,03 \cdot S_{p.нн} = 0,03 \cdot 20016,6 = 600,498 \text{ кВт.}$$

Нагрузка 10 кВ:

Как правило, высоковольтная нагрузка цеха имеет большую установленную мощность, нежели низковольтная. Следовательно, коэффициент спроса силовой высоковольтной нагрузки цеха:

$$K_c = 0,7;$$

Определение расчётной активной мощности высоковольтной нагрузки цеха:

$$P_p = K_c \cdot P_{уст} = 0,7 \cdot 3750 = 2625 \text{ кВт.}$$

В соответствии с таблицей 1, в цехе плавки электрокорунда установлены три синхронных двигателя (СД) 3×СДН-2-17-49-12. Синхронные двигатели могут работать в режиме недовозбуждения, в режиме номинального возбуждения и в режиме перевозбуждения. На этапе расчёта высоковольтной двигательной нагрузки принимается, что СД работают в режиме номинального возбуждения ($\cos(\varphi) = 1$). В этом режиме СД потребляет из сети только активную мощность. Поэтому, $\text{tg}(\varphi) = 0$ и расчётная реактивная мощность $Q_p = 0$. Тогда полная расчётная мощность высоковольтной двигательной нагрузки определяется по формуле:

$$S_{p.вн}^{(2)} = P_p = 2625 \text{ кВА.}$$

Таблица 3.2 – Сводная ведомость расчёта электрических нагрузок ферросплавного завода

№ на плане	Наименование помещения	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка					Общая нагрузка		
		P_n , кВт	K_c	$\cos(\varphi)$	$\operatorname{tg}(\varphi)$	P_p , кВт	Q_p , кВар	$F_{ц}$, м ²	$P_{уд о}$, Вт/м ²	$P_{но}$, кВт	$K_{со}$	$P_{ро}$, кВт	$P_p+P_{ро}$, кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА
Потребители электроэнергии 0,38 кВ															
1	Электрометаллургический корпус	7060	0,4	0,7	1,02	2824,0	2881,1	15750	19	299,3	0,95	284,3	3108,3	2881,1	4238,2
2	Цех плавки электрокорунда	950	0,5	0,75	0,88	475,0	418,9	19900	19	378,1	0,95	359,2	834,2	418,9	933,5
3	Отделение дробления	6300	0,5	0,8	0,75	3150,0	2362,5	8550	12	102,6	0,95	97,5	3247,5	2362,5	4015,9
4	Кислотная станция	2660	0,5	0,75	0,88	1330,0	1172,9	2400	25	60,0	0,85	51,0	1381,0	1172,9	1811,9
5	Станция оборотного водоохл.-ия	1000	0,6	0,8	0,75	600,0	450,0	2100	18	37,8	0,85	32,1	632,1	450,0	775,9
6	Шихтарник	2200	0,4	0,65	1,17	880,0	1028,8	2870	12	34,4	0,95	32,7	912,7	1028,8	1375,3
7	Холодильно – компрессорный цех	1900	0,6	0,8	0,75	1140,0	855,0	4950	18	89,1	0,85	75,7	1215,7	855,0	1486,3
8	Цех шлифзерна	1500	0,4	0,75	0,88	600,0	529,2	3825	12	45,9	0,85	39,0	639,0	529,2	829,7
9	Отделение фильтров	1200	0,5	0,7	1,02	600,0	612,1	2550	18	45,9	0,95	43,6	643,6	612,1	888,2
10	Контейнерный склад	250	0,3	0,6	1,33	146,9	204,9	8050	0,16	1,3	0,6	0,8	147,7	204,9	252,6
11	Инженерно-лабораторный корпус	660	0,4	0,8	0,75	264,0	198,0	6900	26	179,4	0,85	152,5	416,5	198,0	461,2
12	Гараж	100	0,2	0,6	1,33	20,0	26,7	2400	0,16	0,4	0,6	0,2	20,2	26,7	33,5
13	Инструментальный цех	250	0,7	0,8	0,75	175,0	131,3	4800	16	76,8	1	76,8	251,8	131,3	284,0
14	Газоочистка:	500	0,65	0,75	0,88	325,0	286,6	2600	18	46,8	0,85	39,8	364,8	286,6	463,9
15	Фильтровальная станция	500	0,5	0,7	1,02	250,0	255,1	3375	18	60,8	0,85	51,6	301,6	255,1	395,0
16	Водооборотная станция	1200	0,6	0,8	0,75	720,0	540,0	1980	18	35,6	0,95	33,9	753,9	540,0	927,3
17	Ремонтно-механический цех					135,9	201,2	2750	16	44,0	0,95	41,8	177,7	201,2	268,4
18	Водозабор	640	0,5	0,8	0,75	320,0	240,0	3250	18	58,5	0,85	49,7	369,7	240,0	440,8
19	Гараж	250	0,2	0,6	1,33	50,0	66,7	5100	0,16	0,8	0,6	0,5	50,5	66,7	83,6
	Территория завода							321950	0,16	51,5	1	51,5	51,5	0,0	51,5
	Итого по 0,38 кВ	29120				14005,8	12460,8	104100		1649,0		1514,3	15520,1	12460,8	20016,6
Потребители электроэнергии 10 кВ															
2	Цех плавки электрокорунда	3750	0,7	1	0,00	2625	0,0						2625,0	0,0	2625,0
8	Цех шлифзерна	3750	0,6	1	0,00	2250	0,0						2250,0	0,0	2250,0
14	Газоочистка:	5000	0,8	1	0,00	4000	0,0						4000,0	0,0	4000,0
16	Водооборотная станция	2500	0,8	1	0,00	2000	0,0						2000,0	0,0	2000,0
	Итого по 10 кВ	15000				10875	0,0						10875,0	0,0	10875,0
	Итого по силовой нагрузке												24880,8	12460,8	

Суммарная расчетная активная мощность, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП:

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_{p.н} + \sum P_{p.в}) \cdot K_{p.м(а)} + P_{p.о.} + \Delta P_{т} + \Delta P_{л} = \\ = (15520,1 + 10875) \cdot 0,95 + 1514,3 + 400,332 + 600,49 = 27590,472 \text{ кВт.}$$

Суммарная расчетная реактивная мощность, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП:

$$Q_{p\Sigma} = (\sum Q_{p.н} + \sum Q_{p.в}) \cdot K_{p.м(а)} + \Delta Q_{т} = \\ = (12460,8 + 0) \cdot 0,95 + 2001,66 = 13839,42 \text{ кВар.}$$

Полная мощность предприятия на шинах 10 кВ ГПП:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{27590,472^2 + 13839,42^2} = 30866,87 \text{ кВА.}$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{т.ГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 30866,87 = 617,34 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Q_{т.ГПП} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 30866,87 = 3086,69 \text{ кВар.}$$

Экономически целесообразное напряжение по формуле Илларионова:

$$U_{эк} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{p\Sigma}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{12} + \frac{2500}{27,59}}} = 86,95 \text{ кВ,}$$

где L - длина питающей линии, км

Принимаем напряжение питающей линии ГПП 110 кВ.

Реактивная мощность передаваемая из сети энергосистемы:

$$Q_c = \alpha \cdot P_{p\Sigma} = 0,29 \cdot 27590,472 = 8001,24 \text{ кВар.}$$

Мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} - Q_c = 13839,42 - 8001,24 = 5838,18 \text{ кВар.}$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП:

$$S_{p.ГПП} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{т.ГПП})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{т.ГПП} - Q_{ку})^2} = \\ = \sqrt{(27590,472 + 617,34)^2 + (13839,42 + 3083,69 - 5838,18)^2} = 30307,69 \text{ кВА.}$$

4. Построение картограммы и определение условного центра электрических нагрузок

Эффективность системы электроснабжения промышленного предприятия в значительной степени зависит от взаимного расположения подстанций и потребителей электрической энергии. У каждого предприятия существует символический центр (центры) потребления электрической энергии – центр электрических нагрузок (ЦЭН). Главную понизительную подстанцию (ГПП) и цеховые ТП рекомендуется располагать как можно ближе к ЦЭН, насколько это позволяют производственные условия. Это обеспечивает возможность построения экономически целесообразной системы внутризаводского электроснабжения, с минимальной протяженностью сетей вторичного напряжения, значительным снижением расхода проводникового материала, наименьшими потерями энергии.

В настоящее время разработано множество методов определения оптимального месторасположения подстанций на территории промышленного предприятия, при которых достигаются наименьшие затраты. Наиболее распространенным является метод определения местоположения источников питания, базирующийся на законах классической механики при определении центра тяжести предметов. Для определения ЦЭН на генплан предприятия наносят картограмму нагрузок, которая представляет собой размещенные на генеральном плане окружности.

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

Окружности на картограмме электрических нагрузок поделены на секторы, показывающие долю активной мощности силовой и осветительной нагрузки. Окружности, представляющие собой силовую высоковольтную нагрузку, на картограмме изображены отдельно.

В соответствии с генпланом ферросплавного завода рис.2, определяются координаты центров нагрузок цехов предприятия (считается, что нагрузка по цеху распределена равномерно, поэтому центр нагрузок цеха совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане).

Из ведомости расчёта нагрузок предприятия были выписаны значения расчётной активной силовой и осветительной нагрузки. Расчёт координат центра электрических нагрузок и диаметров окружностей производился согласно таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Ведомость построения картограммы электрических нагрузок

№ цеха	P_{pi} , кВт	P_{po} , кВт	r , мм	α , град.	X_i , мм	Y_i , мм	$P_{pi} \cdot X_i$	$P_{pi} \cdot Y_i$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потребители 0,38 кВ								
1	2824	284,3	22,2	32,9	51	57	158522,7	177172,4
2	475	359,2	11,5	155,0	119	53	99269,2	44212,3
3	3150	97,5	22,7	10,8	119	24	386448,9	77939,3
4	1330	51,0	14,8	13,3	29	44	40049,0	60764,0
5	600	32,1	10,0	18,3	29	57	18331,8	36031,4
6	880	32,7	12,1	12,9	13	89	11865,3	81231,9
7	1140	75,7	13,9	22,4	73	18	88748,7	21883,2
8	600	39,0	10,1	22,0	50	25	31950,8	15975,4
9	600	43,6	10,1	24,4	37	6	23813,4	3861,6
10	146,9	0,8	4,8	1,9	70	80	10336,2	11812,8
11	264	152,5	8,1	131,8	95	87	39566,6	36234,6
12	20	0,2	1,8	4,1	47	88	950,8	1780,3
13	175	76,8	6,3	109,8	124	9	31223,2	2266,2
14	325	39,8	7,6	39,3	24	79	8754,7	28817,6
15	250	51,6	6,9	61,6	16	32	4826,2	9652,4
16	720	33,9	11,0	16,2	19	68	14323,3	51262,3
17	135,9	41,8	5,3	84,7	9	55	1599,4	9774,2
18	320	49,7	7,7	48,4	93	7	34384,4	2588,1
19	50	0,5	2,8	3,5	11	16	555,4	807,8
Потребители 10 кВ								
2	2625	0	20,4	0,0	119	53	312375	139125
8	2250	0	18,9	0	50	25	112500	56250
14	4000	0	25,2	0	24	79	96000	316000
16	2000	0	17,8	0	19	68	38000	136000
Итого	24880,8	1462,7	-	-	-	-	1564394,9	1321443

Пример расчёта:

$$r = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{2824 + 284,3}{3,14 \cdot 2}} = 22,2 \text{ мм};$$

Определение координат центра электрических нагрузок:

$$x_0 = \frac{\sum (P_{pi} \cdot x_i)}{\sum P_{pi}} = \frac{1564394,9}{(24880,8 + 1462,7)} = 59,38 \text{ мм};$$

$$y_0 = \frac{\sum (P_{pi} \cdot y_i)}{\sum P_{pi}} = \frac{1321443}{(24880,8 + 1462,7)} = 50,16 \text{ мм};$$

где x_i, y_i – координаты центра электрической нагрузки i -го цеха,

P_{pi} – расчетная активная мощность i -го цеха с учетом освещения, кВт.

Расчёт диаметров окружностей для низковольтной и высоковольтной нагрузки цеха №16.

$$d_{16}^{нн} = 2 \cdot \sqrt{\frac{P_p^{нн}}{\pi \cdot m}} = 2 \cdot \sqrt{\frac{(720 + 33,9)}{3,14 \cdot 8}} = 10,9 \text{ мм};$$

$$d_{16}^{вн} = 2 \cdot \sqrt{\frac{P_p^{вн}}{\pi \cdot m}} = 2 \cdot \sqrt{\frac{2000}{3,14 \cdot 8}} = 17,8 \text{ мм},$$

где m – масштаб для определения площади круга кВт/мм², принимается постоянным при расчёте диаметров всех окружностей.

Расчёт сектора окружности, показывающего долю осветительной нагрузки цеха №16:

$$\alpha = \frac{360 \cdot P_{po}}{(P_p + P_{po})} = \frac{360 \cdot 33,9}{(720 + 33,9)} = 15,3 \text{ град};$$

Так как установка ГПП в месте нахождения центра электрических нагрузок невозможна, то необходимо построить зону рассеяния ЦЭН.

Вычисляем эмпирические вероятности по формулам:

$$P(X_i) = P(Y_i) = \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

Пример расчёта для цеха №16:

$$P(X_i) = P(Y_i) = \frac{P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{720 + 33,9}{24880,8 + 1462,7} = 0,0286$$

Данные всех расчётов сведены в таблицу 4.2.

Среднеквадратичные отклонения случайных величин:

$$\sigma_x^2 = \sum_{i=1}^n P_{X_i} \cdot (X_i - X_0)^2 = 1586,31 \text{ мм}^2$$

$$\sigma_y^2 = \sum_{i=1}^n P_{Y_i} \cdot (Y_i - Y_0)^2 = 558,25 \text{ мм}^2.$$

Точности случайных величин:

$$h_x = \frac{1}{\sigma_x \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \sigma_x^2}} = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot 1586,31}} = 0,018 \frac{1}{\text{мм}}$$

$$h_y = \frac{1}{\sigma_y \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \sigma_y^2}} = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot 558,25}} = 0,03 \frac{1}{\text{мм}}$$

Размеры полуосей эллипса рассеяния:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x} = \frac{\sqrt{3}}{0,018} = 96,23 \text{ мм}$$

$$R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y} = \frac{\sqrt{3}}{0,030} = 57,74 \text{ мм}$$

Таблица 4.2 – Расчётные данные для построения картограммы нагрузок

№ цеха	P_{pi} , кВт	P_{po} , кВт	r , мм	α , град.	X_i , мм	Y_i , мм	$P_{pi} \cdot X_i$	$P_{pi} \cdot Y_i$	Эмпирическая вероятность $P(X_i)=P(Y_i)$	$(X_i - m_x)^2$	$(Y_i - m_y)^2$	$P_{xi} \cdot (X_i - m_x)^2$	$P_{yi} \cdot (Y_i - m_y)^2$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Потребители 0,38 кВ													
1	2824	284,3	22,2	32,9	51	57	158522,7	177172,4	0,1180	70,30	46,76	8,29	5,52
2	475	359,2	11,5	155,0	119	53	99269,2	44212,3	0,0317	3554,02	8,05	112,54	0,26
3	3150	97,5	22,7	10,8	119	24	386448,9	77939,3	0,1233	3554,02	684,45	438,12	84,37
4	1330	51,0	14,8	13,3	29	44	40049,0	60764,0	0,0524	923,21	37,97	48,40	1,99
5	600	32,1	10,0	18,3	29	57	18331,8	36031,4	0,0240	923,21	46,76	22,15	1,12
6	880	32,7	12,1	12,9	13	89	11865,3	81231,9	0,0346	2151,51	1508,40	74,54	52,26
7	1140	75,7	13,9	22,4	73	18	88748,7	21883,2	0,0461	185,38	1034,39	8,56	47,74
8	600	39,0	10,1	22,0	50	25	31950,8	15975,4	0,0243	88,07	633,12	2,14	15,36
9	600	43,6	10,1	24,4	37	6	23813,4	3861,6	0,0244	501,06	1950,28	12,24	47,65
10	146,9	0,8	4,8	1,9	70	80	10336,2	11812,8	0,0056	112,69	890,31	0,63	4,99
11	264	152,5	8,1	131,8	95	87	39566,6	36234,6	0,0158	1268,47	1357,04	20,05	21,45
12	20	0,2	1,8	4,1	47	88	950,8	1780,3	0,0008	153,37	1431,72	0,12	1,10
13	175	76,8	6,3	109,8	124	9	31223,2	2266,2	0,0096	4175,18	1694,31	39,91	16,19
14	325	39,8	7,6	39,3	24	79	8754,7	28817,6	0,0138	1252,05	831,63	17,34	11,52
15	250	51,6	6,9	61,6	16	32	4826,2	9652,4	0,0115	1882,21	329,86	21,55	3,78
16	720	33,9	11,0	16,2	19	68	14323,3	51262,3	0,0286	1630,90	318,20	46,67	9,11
17	135,9	41,8	5,3	84,7	9	55	1599,4	9774,2	0,0067	2538,59	23,41	17,13	0,16
18	320	49,7	7,7	48,4	93	7	34384,4	2588,1	0,0140	1130,01	1862,95	15,86	26,15
19	50	0,5	2,8	3,5	11	16	555,4	807,8	0,0019	2341,05	1167,04	4,49	2,24
Потребители 10 кВ													
2	2625	0	20,4	0,0	119	53	312375	139125	0,0996	3554,02	8,05	354,14	0,80
8	2250	0	18,9	0	50	25	112500	56250	0,0854	88,07	633,12	7,52	54,08
14	4000	0	25,2	0	24	79	96000	316000	0,1518	1252,05	831,63	190,11	126,28
16	2000	0	17,8	0	19	68	38000	136000	0,0759	1630,90	318,20	123,82	24,16
Итого	24880,8	1462,7	-	-	-	-	1564394,9	1321443				1586,31	558,25

5. Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности

5.1 Выбор мощности и количества цеховых трансформаторов

Ориентировочно выбор номинальной мощности цеховых трансформаторов можно произвести по удельной плотности нагрузки:

$$\sigma = \frac{S_{\text{расч.н}}}{F_{\text{ц}}} = \frac{20016,6}{104100} = 0,2 \text{ кВА/м}^2,$$

где $S_{\text{расч.н}}$ – суммарная расчетная мощность предприятия напряжением до 1000В;

$F_{\text{ц}}$ – площадь всех цехов предприятия.

Для данной плотности нагрузки рекомендуется использовать цеховые трансформаторы мощностью 1600 кВА [1, ст. 107], однако количество трансформаторов такой мощности будет небольшим и возникнет большая удаленность некоторых цехов от ТП, в целях сокращения количества низковольтных линий выбираем трансформаторы мощностью 1000 кВА. Установка трансформаторов одного типоразмера не рациональна из-за неравномерного распределения мощности по предприятию и невозможности обеспечения требуемой категории по надёжности электроснабжения. Исходя из этих соображений, будем использовать трансформаторы с номинальной мощностью 1000 и 2500 кВА.

Минимально возможное число трансформаторов с номинальной мощностью 1000 кВА:

$$N_{\text{min}} = \frac{P_p^{(1600)}}{\beta_T \cdot S_{\text{н.тр}}} = \frac{8429,8}{0,7 \cdot 1000} \approx 12,$$

где β_T – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

Выбираем трансформаторы ТМ-1000/10 и ТМ-2500/10 по таблице П. 4.8. [1, с. 236].

В таблице 5.1 представлены параметры трансформаторов.

Таблица 5.1 – Технические данные трансформаторов

Тип	S _{ном.} , кВА	U _{ном} обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		U _{кз} %	I _{хх} %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТМ- 1000/10	1000	10	0,4	Δ/Y ₀ - 11	2,45	12,2	5,5	1,25
ТМ- 2500/10	2500	10	0,4	Δ/Y ₀ - 11	4,6	25	5,5	1

5.2 Компенсация реактивной мощности

Наибольшее значение реактивной мощности, которую можно передать из сети энергосистемы в сеть предприятия в режиме наибольших активных нагрузок энергосистемы:

$$Q_c = \alpha \cdot P_{p\Sigma} = 0,29 \cdot 27590,472 = 8001,24 \text{ кВАр},$$

где $\alpha = 0,29$ – для высшего напряжения ГПП 110 кВ.

Анализ баланса реактивной мощности на шинах ГПП:

$$Q_p^{\text{НН}} = 12460,8 \text{ кВАр} > Q_c = 8001,24 \text{ кВАр}.$$

Реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы, не достаточно для существующей реактивной нагрузки.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы ТП 1000 кВА в сеть напряжением до 1000 В, определяется соотношением:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\min}^{(1000)} \cdot \beta_T \cdot S_{\text{н.тп2}})^2 - (\Sigma P_p^{(1000)})^2} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 3846,9^2} = 4070 \text{ кВАр}$$

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы ТП 2500 кВА в сеть напряжением до 1000 В, определяется соотношением:

$$Q_{11} = \sqrt{(N_{\min}^{(2500)} \cdot \beta_T \cdot S_{\text{н.тп1}})^2 - (\Sigma P_p^{(2500)})^2} = \sqrt{(6 \cdot 0,7 \cdot 2500)^2 - 8613,9^2} = 6004 \text{ кВАр}.$$

Так как в цехах № 2,8,14,16 расположены синхронные двигатели, то целесообразно часть их использовать для компенсации реактивной

мощности. В этом случае синхронные двигатели будут работать в режиме перевозбуждения, и генерировать реактивную мощность в сеть.

В соответствии с технологией производства, имеются синхронные двигатели с номинальными мощностями $P_{\text{номСД}} = 1250$ кВт и $P_{\text{номСД}} = 2500$ кВт.

Максимальная реактивная мощность, которую можно получить от СД в режиме их номинальной загрузки определяется как:

$$Q_{\text{СД}1250} = \frac{\alpha \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{ном}})}{\eta_{\text{ном}}} = \frac{0,92 \cdot 1250 \cdot 0,48}{0,955} = 575 \text{ кВАр};$$

$$Q_{\text{СД}2500} = \frac{\alpha \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{ном}})}{\eta_{\text{ном}}} = \frac{0,92 \cdot 2500 \cdot 0,48}{0,962} = 1150 \text{ кВАр},$$

где α – коэффициент наибольшей допустимой перегрузки СД по реактивной мощности в зависимости от напряжения и коэффициента загрузки по активной мощности;

Примем, что в режиме перевозбуждения работают $2 \times \text{СДН-2-17-49-12}$ ($P_{\text{номСД}} = 1250$ кВт) и СДН-2-18-64-12 ($P_{\text{номСД}} = 2500$ кВт).

Полная располагаемая мощность генерации СД:

$$Q_{\text{СД}} = N_2 \cdot Q_{\text{СД}2} + N_8 \cdot Q_{\text{СД}8} + N_{14} \cdot Q_{\text{СД}14} + N_{16} \cdot Q_{\text{СД}16} =$$

$$= 3 \cdot 575 + 2 \cdot 575 + 2 \cdot 1150 + 2 \cdot 575 = 6325 \text{ кВАр}.$$

Составляем баланс реактивной мощности в узле А:

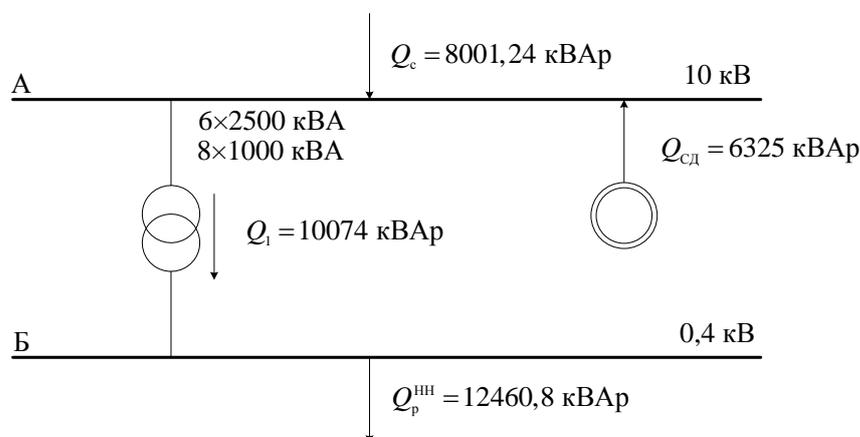


Рисунок 2 – Баланс реактивной мощности без использования БК

Имеются различные варианты установки БК на стороне ВН и НН.

На основе анализа баланса мощностей в узле А принимаем решение БК ВН использовать.

Пропускная способность трансформаторов выше генерируемой реактивной мощности сети, поэтому используем для компенсации некоторой части реактивной мощности высоковольтные синхронные двигатели.

Реактивная мощность, которая может быть передана на сторону 0,4 кВ синхронными двигателями без увеличения числа трансформаторов:

$$Q_{\text{сд}} = Q_1 - Q_c = 10074 - 8001,24 = 2072,76 \text{ кВАр.}$$

Определяем величину удельных затрат при передаче генерируемой реактивной мощности СД в сеть 0,4 кВ.

Затраты на генерацию реактивной мощности СД:

$$Z_{\text{сд}} = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2, \text{ у.е.},$$

где Z_0 – постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой мощности, у.е./кВАр;

Z_1 – удельные затраты на 1 кВАр генерируемой мощности, у.е./кВАр;

Z_2 – удельные затраты на 1 кВАр² генерируемой мощности, у.е./кВАр²;

Q – генерируемая СД реактивная мощность.

Поскольку СД используются на предприятии для обеспечения технологического процесса, то $Z_0=0$.

$$Z_1 = C_0 \cdot \frac{D_1}{Q_{\text{сд}}} = 85 \cdot \frac{11,9}{2072,76} = 0,4879 \text{ у.е./кВАр};$$

$$Z_2 = C_0 \cdot \frac{D_2}{Q_{\text{сд}}^2} = 85 \cdot \frac{10,4}{2072,76^2} = 0,0002 \text{ у.е./кВАр},$$

где D_1 , D_2 – постоянные коэффициенты, определяемые техническими параметрами СД;

$C_0 = 85$, у.е./кВАр – удельная стоимость потерь на активную мощность в Сибири по таблице 5.2 [1, с.113].

Суммарные приведенные затраты на генерацию реактивной мощности
СД:

$$Z_{\text{сд}} = Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2 = 0,4879 \cdot 2072,76 + 0,0002 \cdot 2072,76^2 = 1870,56 \text{ у.е.}$$

Устанавливаем БК на напряжение 0,4 кВ.

Определяем необходимую мощность БК на напряжение 0,4 кВ:

$$Q_{\text{БК}}^{\text{нн}} = Q_{\text{р}}^{\text{нн}} - Q_1 = 12460,8 - 10074 = 2395,8 \text{ кВАр.}$$

Выбираем по таблице П.6.2. [2, с.167] для ТП1 конденсаторные батареи 5хУК-0,38-450Н мощностью 450 кВАр, остальные конденсаторные батареи указаны в таб.5.2

Таблица 5.2 – Технические данные комплектных конденсаторных установок

Тип	Мощность, кВАр	Кол-во ступеней	Удельные потери, кВт/кВАр	Удельная стоимость у.е/кВАр	Приведенные затраты у.е/кВАр, в год
УКБН-0,38-200-50УЗ	200	4	0,0045	9,3	2,05
УК-0,38-450Н	150	3	0,0045	10,5	2,31

Пример расчета затрат для УКБН-0,38-200-50УЗ.

Затраты на компенсацию реактивной мощности стороне низкого напряжения составят:

$$Z_{\text{БК_нн}} = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2, \text{ у.е.},$$

где Z_0 – постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой мощности, у.е./кВАр;

Z_1 – удельные затраты на 1 кВАр генерируемой мощности, у.е./кВАр;

Z_2 – удельные затраты на 1 кВАр² генерируемой мощности, у.е./кВАр²;

Q – генерируемая БК реактивная мощность.

Определяем удельные затраты на 1 кВАр генерируемой мощности:

$$\begin{aligned} Z_{\text{БК}}^{\text{нн}} &= E \cdot K_y \cdot \left(\frac{\bar{U}_{\text{БК}}}{\bar{U}} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}} = 0,223 \cdot 9,3 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 + 85 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} = \\ &= 2,456 \text{ у.е./кВАр,} \end{aligned}$$

где $C_0 = 85$, у.е./кВар – удельная стоимость потерь на активную мощность в Сибири по таблице 5.2 [1, с.113].

K_y – удельная стоимость КБ;

$\Delta P_{БК}$ – удельные потери активной мощности в КБ;

$E = 0,223$ – суммарные ежегодные отчисления от капитальных вложений;

$\bar{U}_{БК}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети, для БК напряжением до 1000В равно 1.

\bar{U} – относительная величина напряжения сети в месте присоединения БК;

Суммарные приведенные затраты на БК НН:

$$Z_{БК_НН} = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2 = 0 + 2,456 \cdot 2400 + 0 = 5894,4 \text{ у.е.}$$

Общие приведенные затраты по варианту 1:

$$Z_{\text{Вар1}} = Z_{БК_НН} + Z_{СД} = 5894,4 + 1870,56 = 7764,96 \text{ у.е.}$$

5.3 Определение места расположения цеховых трансформаторов

Таблица 5.3 – Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

Наименование пункта питания	Потребители электроэнергии	Место расположения пункта питания на генплане	Кол-во и мощность тр-ров
ТП-1	Цех 1,12,14	Цех 1	2x2500 кВА
ТП-2	Цех 3,13,18	Цех 3	2x2500 кВА
ТП-3	Цех 4,15,5,17,16,19	Цех 4	2x2500 кВА
ТП-4	Цех 2,10,11	Цех 2	2x1000 кВА
ТП-5	Цех 7	Цех 7	2x1000 кВА
ТП-6	Цех 6	Цех 6	2x1000 кВА
ТП-7	Цех 8	Цех 8	1x1000 кВА
ТП-8	Цех 9	Цех 9	1x1000 кВА

Определим фактическую загруженность каждой ТП.

Пересчитаем коэффициент загрузки трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности:

$$\beta_{\text{т.факт.}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{БК_НН}^{\text{ТП1факт.}})^2}}{n \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{\sqrt{3493,3^2 + (3194,3 - 2250)^2}}{2 \cdot 2500} = 0,72.$$

Для остальных ТП расчет аналогичен. Результаты сведем в таблицу 5.4

Таблица 5.4 – Результаты расчета компенсации реактивной мощности

№ ТП	$n_{\text{тр}}$	P_p , кВт	Q_p , кВАр	$Q_{\text{БК ТП}}^{\text{НН}}$, кВАр	Кол-во марка КБ	$\beta_{\text{Т факт.}}$
ТП1	2	3493,3	3194,3	2250	5× УК-0,38-450Н	0,72
ТП2	2	3869,0	2733,8	2250	5× УК-0,38-450Н	0,78
ТП3	2	3296,8	2685,8	900	2× УК-0,38-450Н	0,75
ТП4	2	1398,3	821,8	400	2×УКБН-0,38-200-50У3	0,74
ТП5	2	1215,7	855,0	-	-	0,73
ТП6	2	912,7	1029,0	-	-	0,69
ТП7	1	639,0	529,2	200	1×УКБН-0,38-200-50У3	0,72
ТП8	1	643,6	612,1	200	1×УКБН-0,38-200-50У3	0,76

Схема питания ферросплавного завода представлена в Приложении 1.

6. Построение годового графика нагрузки

Выбираем характерный суточный график электрических нагрузок предприятия.

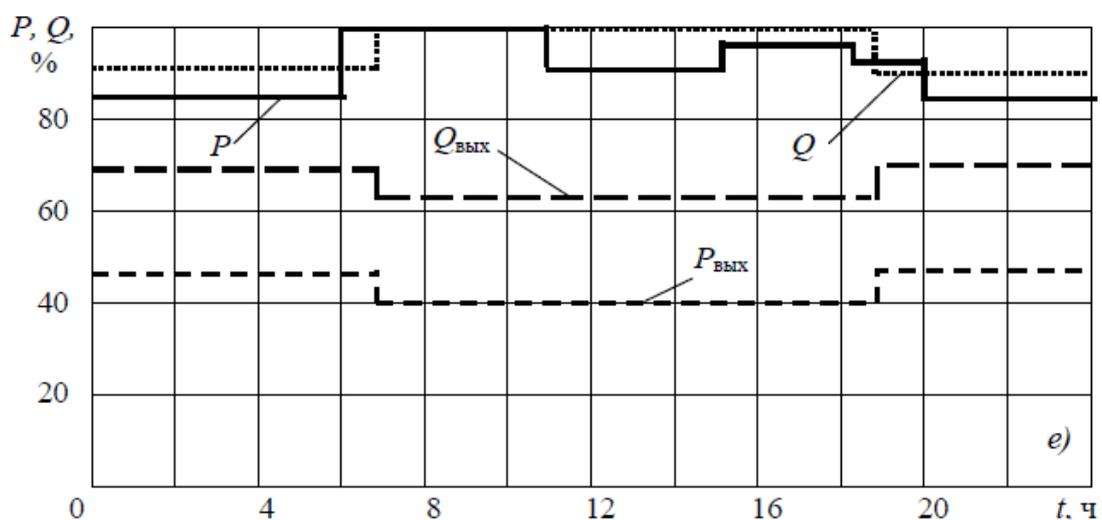


Рисунок 3 – Типовой суточный график ферросплавного завода

Согласно производственному календарю, в 2017 году: 248 рабочих и 117 выходных дня.

Расчёт для рабочих дней:

Мощность ступени

$$P_{ст} = \frac{n\% \cdot P_{p\Sigma}}{100},$$

$n\%$ – загруженность графика электрических нагрузок.

Пример для 1 ступени:

$$P_{ст} = \frac{n\% \cdot P_{p\Sigma}}{100} = \frac{87 \cdot 27590,5}{100} = 24003,7 \text{ кВт}.$$

Таблица 6.1 – Суточное изменение нагрузки рабочего дня в кВт

$T_{ст}$, часы	$n\%$	$P_{ст}$, кВт	$n\%$	$Q_{ст}$, кВар
0-1	87	24003,7	92	12732,3
1-2	87	24003,7	92	12732,3
2-3	87	24003,7	92	12732,3
3-4	87	24003,7	92	12732,3
4-5	87	24003,7	92	12732,3
5-6	87	24003,7	92	12732,3
6-7	100	27590,5	100	13839,4
7-8	100	27590,5	100	13839,4
8-9	100	27590,5	100	13839,4
9-10	100	27590,5	100	13839,4
10-11	100	27590,5	100	13839,4
11-12	90	24831,4	100	13839,4
12-13	90	24831,4	100	13839,4
13-14	90	24831,4	100	13839,4
14-15	90	24831,4	100	13839,4
15-16	98	27038,7	100	13839,4
16-17	98	27038,7	100	13839,4
17-18	96	26486,9	100	13839,4
18-19	96	26486,9	92	12732,3
19-20	96	26486,9	92	12732,3
20-21	87	24003,7	92	12732,3
21-22	87	24003,7	92	12732,3
22-23	87	24003,7	92	12732,3
23-24	87	24003,7	92	12732,3

Суточное потребление электрической активной энергии :

$$W_{сут}^{(раб)} = 610819,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Максимальная нагрузка:

$$P_{max}^{(раб)} = 27,59 \text{ МВт}.$$

Расчёт для выходных дней:

Пример для 1 ступени:

$$P_{ст} = \frac{n\% \cdot P_{p\Sigma}}{100} = \frac{47 \cdot 25105,5}{100} = 12967,5 \text{ кВт}.$$

Таблица 6.2 – Суточное изменение нагрузки выходного дня в кВт

$T_{ст}$, часы	$n\%$	$P_{ст}$, кВт	$n\%$	$Q_{ст}$, кВар
0-1	47	12967,5	70	9687,6
1-2	47	12967,5	70	9687,6
2-3	47	12967,5	70	9687,6
3-4	47	12967,5	70	9687,6
4-5	47	12967,5	70	9687,6
5-6	47	12967,5	70	9687,6
6-7	47	12967,5	70	9687,6
7-8	47	12967,5	70	9687,6
8-9	40	11036,2	62	8580,4
9-10	40	11036,2	62	8580,4
10-11	40	11036,2	62	8580,4
11-12	40	11036,2	62	8580,4
12-13	40	11036,2	62	8580,4
13-14	40	11036,2	62	8580,4
14-15	40	11036,2	62	8580,4
15-16	40	11036,2	62	8580,4
16-17	40	11036,2	62	8580,4
17-18	40	11036,2	62	8580,4
18-19	40	11036,2	62	8580,4
19-20	40	11036,2	62	8580,4
20-21	47	12967,5	70	9687,6
21-22	47	12967,5	70	9687,6
22-23	47	12967,5	70	9687,6
23-24	47	12967,5	70	9687,6

Суточное потребление электрической активной энергии:

$$W_{сут}^{(вых)} = 288044,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Максимальная нагрузка:

$$P_{max}^{(вых)} = 12,9 \text{ МВт}.$$

Годовое число часов использования максимума нагрузки:

$$\begin{aligned}
 T_{max} &= \frac{(W_{сут}^{(раб)} \cdot 248)}{P_{max}^{(раб)}} + \frac{(W_{сут}^{(вых)} \cdot 117)}{P_{max}^{(вых)}} = \\
 &= \frac{(610819,2 \cdot 248)}{27590,5} + \frac{(288044,4 \cdot 117)}{12967,5} = 8111,5 \text{ час.}
 \end{aligned}$$

Выбор мощности трансформаторов ГПП

Согласно ГОСТ 14209-85 для трансформатора допускается длительная аварийная перегрузка 40% и систематическая перегрузка в зависимости от условий охлаждения, типа трансформатора и графика нагрузки.

Мощность трансформаторов ГПП:

$$S_{\text{ном.тр}}^{\text{ГПП}} = \frac{S_{\text{р.ГПП}}}{2 \cdot \beta_{\text{T}}} = \frac{30891,6}{2 \cdot 0,7} = 22065,43 \text{ кВА},$$

где β_{T} - коэффициент загрузки трансформаторов ГПП

2 – число трансформаторов ГПП

Полученное в результате расчёта значение округляем до ближайшего большего стандартного. Принимаем к установке 2 трансформатора ТДН – 25000/110-У1

В нормальном режиме коэффициент загрузки трансформаторов ГПП принимается равным 0,7, в аварийном режиме любой из трансформаторов с учетом допустимой перегрузки (до 40 %) обеспечит полностью необходимую мощность завода, так как:

$$S_{\text{р.ГПП}} = 30891,6 \text{ кВА} < 1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}}^{\text{ГПП}} = 1,4 \cdot 25000 = 35000 \text{ кВА}.$$

7. Выбор и проверка сечения линии, питающей ГПП

Воздушные линии, питающие трансформаторы ГПП, выполняются двухцепными, используется провод марки АС.

Сечение провода производим по экономической плотности тока:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{эк}}},$$

где $I_{\text{р}}$ - расчётный ток, А, $j_{\text{эк}}$ - экономическая плотность тока, А/мм².

Для линий, питающих трансформаторов расчётный ток определяется следующим образом:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ А}.$$

При $T_{\text{max}} = 8111,5$ час экономическая плотность тока принимается равной $j_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$.

Сечение провода по экономической плотности тока:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{131,2}{1} = 131,2 \text{ мм}^2.$$

Округляем сечение до стандартного значения. Принимаем сечение 120 мм².

Для выбранного провода необходимо провести ряд проверок:

1) По допустимой токовой нагрузке по нагреву и по перегрузочной способности (в послеаварийном или ремонтном режиме при отключении одной из питающих линий):

$$I_{\text{р}} \leq I_{\text{доп}};$$

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{п.а}},$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для выбранного сечения, А, $I_{\text{п.а}}$ - расчётный ток в послеаварийном режиме, А.

Согласно ПУЭ для провода АС 120/19 $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$.

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{п.а} = 2 \cdot I_p = 262,4 \text{ А.}$$

Выполняем проверку

$$I_p = 131,2 \text{ А} \leq I_{доп} = 390 \text{ А};$$

$$1,3 \cdot I_{доп} = 1,3 \cdot 390 = 507 \text{ А} \geq I_{п.а} = 262,4 \text{ А.}$$

2) По условию механической прочности алюминиевые провода должны выполняться сечением не менее 35 мм^2 .

$$120 \text{ мм}^2 > 35 \text{ мм}^2.$$

3) По допустимой потере напряжения

$$L_{доп} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{доп \%} \cdot K_3 \geq L,$$

где $l_{\Delta U 1\%}$ - длина линии при полной нагрузке, на которой потеря напряжения равна 1%;

$\Delta U_{доп \%}$ - допустимая потеря напряжения, %;

K_3 - коэффициент загрузки линии.

$$K_3 = \frac{I_{доп}}{I_p} = \frac{390}{131,2} = 2,97.$$

Допустимая потеря напряжения в нормальном режиме $\Delta U_{доп \%} = 5 \%$.

Принимаем $l_{\Delta U 1\%} = 6,4 \text{ км}$.

$$L_{доп} = 6,4 \cdot 5 \cdot 2,97 = 95 \text{ км} \geq L = 12 \text{ км}$$

4) Так как напряжение линии, питающей ГПП, в нашем случае составляет 110 кВ, то необходимо также выполнить проверку по условию коронирования проводов.

Согласно ПУЭ минимальное сечение для 110 кВ составляет 70 мм^2 .
Выбранный провод проверку по короне проходит.

8. Выбор сечения проводников в сетях выше 1000 В

Распределительная сеть выше 1000В по территории завода выполняется кабельными линиями, проложенными в траншеях.

Сечением кабельных линий выбираем по экономической плотности тока.

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}}.$$

Расчётным током линии для питания цеховых трансформаторов, высоковольтных электродвигателей и электропечей является их номинальный ток, независимо от фактической нагрузки.

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{n_{\text{лин}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}.$$

Пример расчёта для кабельной линии КЛ2 (ГПП – ТП2)

Определяем расчётный ток:

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{n_{\text{лин}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 2500}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 144,3 \text{ А}.$$

Определяем экономически целесообразное сечение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{144,3}{1,2} = 120,3 \text{ мм}^2,$$

где При $T_{\text{м}} > 5000$ часов для алюминиевых кабелей принимаем экономическую плотность тока равной $j_{\text{эк}}=1,2 \text{ А/мм}^2$ [1, табл. 6.1].

Округляем полученное значение до ближайшего стандартного.

Принимаем $F = 120 \text{ мм}^2$

По табл. 1.3.16 находим допустимый длительный ток. $I_{\text{доп}} = 240 \text{ А}.$

Выполняем проверку по тепловому нагреву:

$$I_{\text{доп}} = 240 \text{ А} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{144,3}{1 \cdot 0,85} = 169,8 \text{ А} - \text{условие выполняется,}$$

Определяем по таблице 1.3.12. [4] допустимую температуру жил кабеля для напряжения 10 кВ, $t = +60^\circ\text{C}$.

Температура окружающей среды нормальная (при прокладке в траншее $+15^\circ\text{C}$), соответственно $K_1=1$ по таблице 1.3.3. [4]. По условиям прокладки КЛ1 в траншее проложено 6 кабелей.

По таблице 1.3.26. [4] находим поправочный коэффициент $K_2=0,85$.

Линия КЛ2 может работать с перегрузкой, соответственно выполняем проверку по длительному нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{п.ав.}} = 2 \cdot I_{\text{расч}} = 2 \cdot 144,3 = 288,6 \text{ А.}$$

$$I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{пер}} = 240 \cdot 1,2 = 288 \text{ А} < \frac{I_{\text{п.ав.}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{288,6}{1 \cdot 0,85} = 339,5 \text{ А};$$

Условие не выполняется. Повышаем сечение до 240 мм^2 :

$$I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{пер}} = 355 \cdot 1,2 = 426 \text{ А} \geq \frac{I_{\text{п.ав.}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{288,6}{1 \cdot 0,85} = 339,5 \text{ А}$$

Предварительно выбираем кабель марки ААШв-3х240.

Выбор сечения КЛ17 (ГПП-СД).

Определяем расчётный ток:

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном.СД}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9 \cdot 0,955} = 83,97 \text{ А.}$$

Определяем экономически целесообразное сечение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{83,97}{1,2} = 70,0 \text{ мм}^2.$$

Принимаем $F = 70 \text{ мм}^2$

$$I_{\text{доп}} = 130 \text{ А} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{83,97}{1 \cdot 1} = 83,97 \text{ А} - \text{условие выполняется}$$

Послеаварийного режима нет, проверка на перегрузку не выполняется. Предварительно выбираем кабель марки ААШв-3х70.

Результаты предварительно выбранных КЛ заносим в таблицу 7.

Таблица 7 – Выбор сечений кабельных линий 10 кВ

№ линии	Назначение линии	Кол-во линий	Расчётная нагрузка		длина линии l , км	$F_{эк}$, мм ²	Способ прокладки	Марка кабеля	Допустимые нагрузки		Проверка по нагреву	
			Норм.режим $I_{расч}$, А	П.ав. режим $I_{п.ав.}$, А					Норм. режим, $I_{доп}$, А	П.ав. режим, $1,2I_{доп}$, А	Норм. режим $\frac{I_p}{K_1 \cdot K_2}$, А	П.ав. режим $\frac{I_{п.ав.}}{K_1 \cdot K_2}$, А
КЛ1	ГПП-ТП1	2	144,34	288,7	0,34	120,3	траншея	ААШв 3х240	355	426	169,8	339,6
КЛ2	ГПП-ТП2	2	144,34	288,7	0,28	120,3	траншея	ААШв 3х240	355	426	169,8	339,6
КЛ3	ГПП-ТП3	2	144,44	288,7	0,70	120,3	траншея	ААШв 3х240	355	426	169,8	339,6
КЛ4	ГПП-ТП4	2	57,74	155,48	0,07	48,11	траншея	ААШв 3х70	165	198	67,9	189,6
КЛ5	ГПП-ТП5	2	57,74	155,48	0,47	48,11	траншея	ААШв 3х70	165	198	67,9	189,6
КЛ6	ГПП-ТП6	2	57,74	155,48	0,66	48,11	траншея	ААШв 3х70	165	198	67,9	189,6
КЛ7	ГПП-ТП7	1	28	56	0,94	24	траншея	ААШв 3х25	90	108	31,1	62,2
КЛ8	ГПП-ТП8	1	28	56	0,74	24	траншея	ААШв 3х25	90	108	31,1	62,2
КЛ9	ГПП-СД	1	166,71	-	0,5	138,9	траншея	ААШв 3х120	240	-	166,7	-
КЛ10	ГПП-СД	1	83,97	-	0,94	69,97	траншея	ААШв 3х70	130	-	83,97	-
КЛ11	ГПП-СД	1	83,97	-	0,51	69,97	траншея	ААШв 3х70	130	-	83,97	-
КЛ12	ГПП-СД	1	83,97	-	0,07	69,97	траншея	ААШв 3х70	130	-	83,97	-

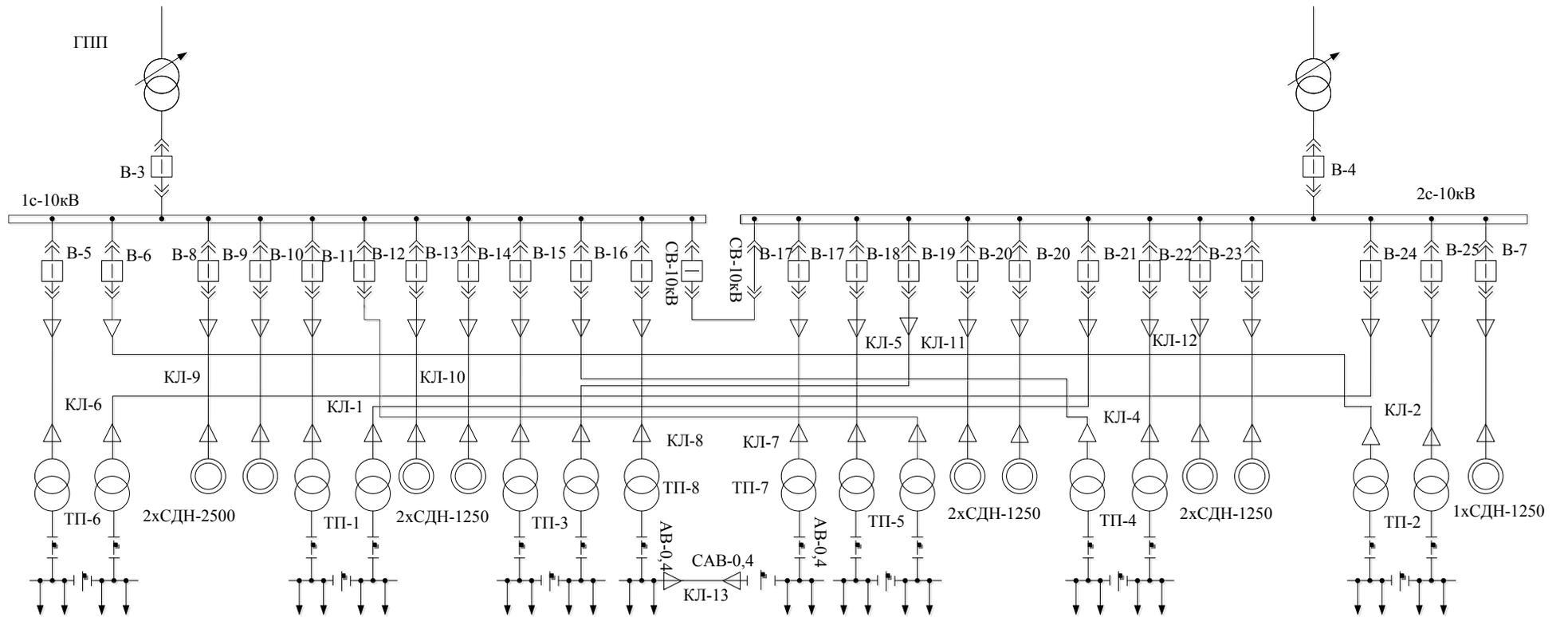


Рисунок 4 – Однолинейная схема внутривозводской сети 10 кВ

9. Расчёт токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

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

Для расчета токов КЗ составляется расчетная схема – упрощенная однолинейная схема электроустановки, в которой учитывают все источники питания, трансформаторы, воздушные и кабельные линии, реакторы.

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

Принимаем $U_{\text{ср.ном}} = 115$ и $10,5$ кВ, базисная мощность $S_{\text{б}} = 1000$ МВА. Считаем, что система бесконечной мощности $S_{\text{с}} = \infty$, следовательно индуктивное сопротивление $x_{\text{с}} = 0$.

Определяем сопротивления элементов:

Сопротивление воздушной линии 110 кВ

$$R_{\text{ВЛ}} = \frac{r_0 \cdot L \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{ср.ном}}^2} = \frac{0,27 \cdot 12 \cdot 1000}{115^2} = 0,24 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{ВЛ}} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{ср.ном}}^2} = \frac{0,309 \cdot 12 \cdot 1000}{115^2} = 0,28 \text{ о.е.},$$

где $L = 12$ км - длина воздушной линии; $r_0 = 0,27$ Ом/км - активное сопротивление провода АС-120; $x_0 = 0,309$ Ом/км - индуктивное сопротивление провода АС-120.

Сопротивление трансформатора ТДН-25000/110-У1.

$$X_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{кз}} \% \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,2 \text{ о.е.},$$

где $u_{\text{кз}} \%$ - напряжение короткого замыкания трансформатора.

Активным сопротивлением трансформатора при расчёте пренебрегают, в силу того, что трансформатор большой мощности.

Точки, используемые для определения токов короткого замыкания, показаны на расчётной схеме (рис. 5).

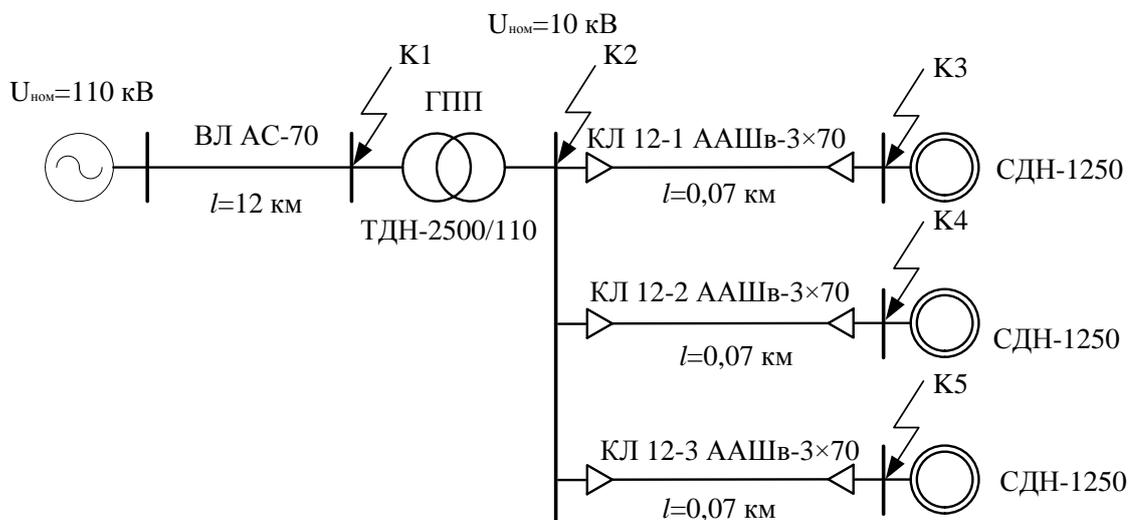


Рисунок 5 – Расчётная схема для определения токов короткого замыкания

Расчёт сопротивления кабельной линии КЛ12:

$$R_{\text{КЛ12}} = \frac{r_0 \cdot l_{\text{КЛ12}} \cdot S_6}{U_{\text{ср.ном}}^2} = \frac{0,447 \cdot 0,7 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,28 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{КЛ12}} = \frac{x_0 \cdot l_{\text{КЛ12}} \cdot S_6}{U_{\text{ср.ном}}^2} = \frac{0,0612 \cdot 0,07 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,038 \text{ о.е.},$$

где $l_{\text{КЛ12}} = 0,07 \text{ км}$ - длина кабельной линии КЛ12 от ГПП до СДН-1250;
 $U_{\text{ср.ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ - среднее номинальное напряжение данной ступени трансформации; $r_0 = 0,447 \text{ Ом/км}$ – удельное активное сопротивление кабеля ААШВ –3×70; $x_0 = 0,0612 \text{ Ом/км}$ – удельное реактивное сопротивление кабеля ААШВ –3×70.

Расчёт активных и реактивных сопротивлений остальных кабельных линий полностью аналогичен предыдущему, поэтому не приводятся.

Схема замещения, используемая для расчётов токов короткого замыкания, представлена на рисунке 6.

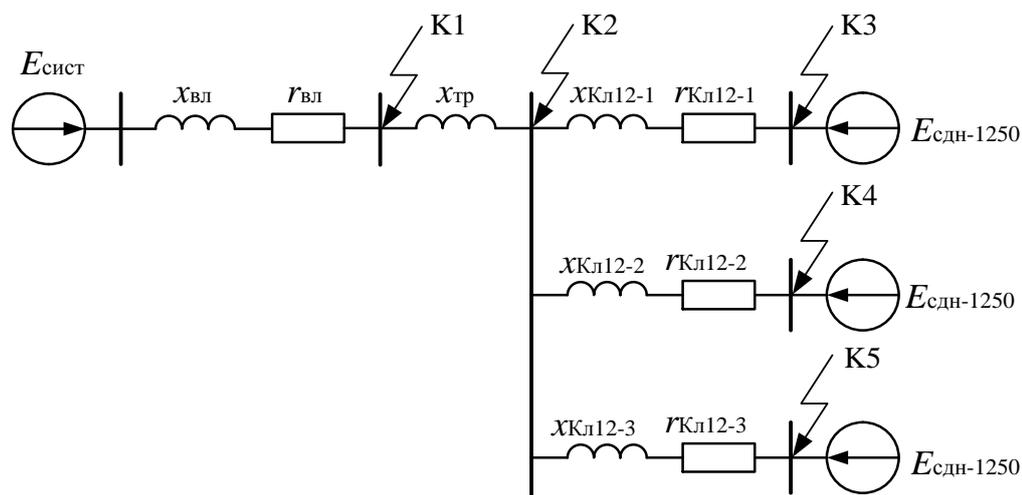


Рисунок 6 – Схема замещения

Расчёт токов короткого замыкания внутризаводской сети ферросплавного завода:

Точка К1:

Базовый ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

Результирующее сопротивление до точки К3:

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{вл}}^2 + x_{\text{вл}}^2} = \sqrt{0,24^2 + 0,28^2} = 0,37 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{I_6}{Z_{\text{рез}}} = \frac{5,02}{0,37} = 13,57 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ от системы:

$$i_{\text{уд.сист}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 13,57 \cdot 1,07 = 20,53 \text{ кА},$$

где $k_{\text{уд}} = 1,07$ – ударный коэффициент, определяемый по рисунку 7.1 [1]

При расчётах токов короткого замыкания необходимо учесть подпитку места короткого замыкания синхронными двигателями. Подпитка от СД учитывается при его удалении от места короткого замыкания не более чем на 300 м. В соответствии с этим, подпитку учитываем только от 3хСДН-1250, находящихся в ТП4.

Точка К2:

Базовый ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА};$$

Результирующее сопротивление до точки К3:

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{вл}}^2 + (x_{\text{вл}} + x_{\text{тр}})^2} = \sqrt{0,24^2 + (0,28 + 4,2)^2} = 4,22 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{I_6}{Z_{\text{рез}}} = \frac{54,986}{4,22} = 13,03 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 13,03 = 34,09 \text{ кА.}$$

Рассчитываем ток КЗ от синхронного двигателя СДН-1250.

Принимаем значение сверхпереходной ЭДС $E'' = 1,1$, сверхпереходное реактивное сопротивление двигателя по продольной оси $x_d'' = 0,2$.

Номинальный ток СДН-1250:

$$I_{\text{номСД}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9 \cdot 0,955} = 83,966 \text{ А}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ СДН-1250:

$$I_{\text{кз.СД}}^{(3)} = \frac{E'' \cdot I_{\text{номСД}}}{\sqrt{r_{\text{вл}}^2 + (x_d'' + x_{\text{вл}})^2}} = \frac{1,1 \cdot 83,966}{\sqrt{0,28^2 + (0,2 + 0,038)^2}} = 0,175 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ двигателя СТД-1250:

$$i_{\text{уд.СД}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд.СД}} \cdot I_{\text{кз.СД}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 0,175 = 0,47 \text{ кА.}$$

Суммарный ток КЗ в точке К2:

$$I_{\text{кз}\Sigma}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} + 3 \cdot I_{\text{кз.СТД-1250}}^{(3)} = 13,03 + 3 \cdot 0,175 = 13,56 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{уд}\Sigma} = i_{\text{уд}} + i_{\text{уд.СТД-1250}} = 34,09 + 3 \cdot 0,47 = 35,5 \text{ кА.}$$

Расчёты, выполняемы для определения токов короткого замыкания в других точках, полностью аналогичны, поэтому не приводятся. Результаты расчётов токов короткого замыкания заносятся в сводную ведомость расчёта токов КЗ (табл. 9.1.), так как расчётное значение тока КЗ в точке К2 больше, чем в точках К3, К4 и К5, следовательно проверку линии КЛ12-1, КЛ12-2 и КЛ12-3 на устойчивость к токам КЗ будем производить именно по этому току.

Таблица 8.1 – Сводная ведомость токов КЗ

Расчетные точки		К1	К2
Токи КЗ, кА	$I_{кз}^{(3)}$	13,57	13,56
	$i_{уд}$	20,53	35,5

Проверяем ранее выбранные сечения кабельных линий на термическую стойкость к токам КЗ. Проверяя сечение КЛ7, одновременно проверяем сечение линий КЛ1, КЛ3, КЛ4, КЛ5, КЛ6 КЛ7, КЛ8, КЛ9, КЛ10, КЛ11 и КЛ12 так как они имеют такое же или большее сечение.

Постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ определяется как:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{x_{вл} + x_{тр}}{\omega \cdot r_{вл}} = \frac{0,28 + 4,2}{314 \cdot 0,24} = 0,06 \text{ с.}$$

Приведенное время отключения тока КЗ определяется по выражению:

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

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

$t_{откл}$ – полное время отключения вакуумного выключателя.

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

$$t_{p.з.} = t_{p.з.min} + \Delta t_c = 0,1 + 0 = 0,1, \text{ с,}$$

где $t_{p.з.min}$ – минимальное время срабатывания первой ступени защиты, принимаемое равным $t_{p.з.min} = 0,1$ с;

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

Тепловой импульс тока короткого замыкания B_k определяется по формуле:

$$B_k = I_{н0}^2 (t_{пр} + T_a) = 13,03^2 \cdot (0,125 + 0,1) = 38,2 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с.}$$

Определяем минимальное допустимое сечение КЛ17:

$$F_{\min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{38,2 \cdot 10^6}}{90} = 68,6 \text{ мм}^2,$$

где C_T - коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника, определяемый по таблице 6.2 [1, с. 139]. Для кабелей 10 кВ с алюминиевыми жилами принимаем $C_T = 90 \text{ A} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}} / \text{мм}^2$

Полученное значение минимального сечения показывает, что выбранный для данного участка распределительной сети кабель марки ААШв – (3×25) не проходит по термической стойкости к току КЗ. Поэтому принимаем сечение 70 мм².

Марки и сечения кабелей принятые по условию термической стойкости к токам КЗ сведены в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Принятые марки и сечения кабелей

Номер линии	Назначение участка питающей линии	Термически стойкое сечение кабеля F_{\min} , мм ²	Принятое сечение кабеля F , мм ²	Длительно допустимый ток $I_{\text{доп}}$, А
КЛ1	ГПП-ТП1	68,6	ААШв –3×240	355
КЛ2	ГПП-ТП2	68,6	ААШв –3×240	355
КЛ3	ГПП-ТП3	68,6	ААШв –3×240	355
КЛ4	ГПП-ТП4	68,6	ААШв –3×70	165
КЛ5	ГПП-ТП5	68,6	ААШв –3×70	165
КЛ6	ГПП-ТП6	68,6	ААШв –3×70	165
КЛ7	ГПП-ТП7	68,6	ААШв –3×70	165
КЛ8	ГПП-ТП8	68,6	ААШв –3×120	240
КЛ9	ГПП -СД	68,6	ААШв –3×70	165
КЛ10	ГПП -СД	68,6	ААШв –3×70	165
КЛ11	ГПП -СД	68,6	ААШв –3×70	165
КЛ12	ГПП -СД	68,6	ААШв –3×70	165

10. Выбор и проверка высоковольтного оборудования

Электроснабжение предприятия осуществляется от подстанции энергосистемы по двум ЛЭП напряжением 110 кВ.

На основе опыта эксплуатации разработаны типовые схемы распределительных устройств, обеспечивающих надежность и экономичность принимаемых решений. В нашем случае согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008 применяем типовую схему 4Н - два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.

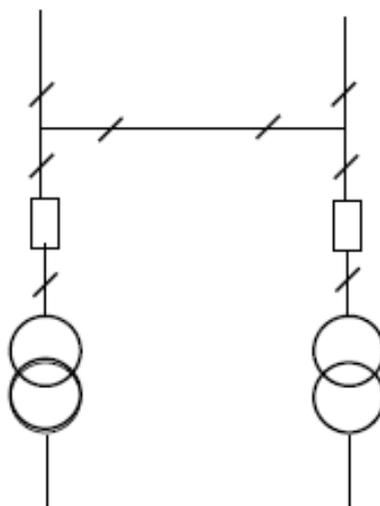


Рисунок 7 – Схема 4Н

Аппараты системы электроснабжения выбирают по условиям длительной номинальной работы, режиму перегрузок и режиму возможных коротких замыканий. Выбранные по номинальным напряжению и току аппараты проверяются на динамическую и термическую стойкость к токам КЗ, на отключающую способность.

10.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Необходимо установить не менее двух трансформаторов (ТСН) для питания оборудования собственных нужд подстанций:

- устройств обогрева выключателей и шкафов КРУ с установленными в них электрическими аппаратами и приборами;
- электрического освещения;

– систем сигнализации и пожаротушения.

Номинальную мощность трансформаторов выбирают по расчетной мощности потребителей собственных нужд, составляющей около 5% от расчетной мощности подстанции:

$$S_{С.Н} = 0,05 \cdot S_{тр.ном} = 0,05 \cdot 25000 = 1250 \text{ кВА} .$$

Выбираем два трансформатора ТМ-1000/10 [3, с.158].

10.2 Выбор контрольно-измерительных приборов

В качестве подключаемых измерительных приборов выбираем: амперметр и вольтметр на стороне 110 кВ; амперметр, вольтметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной мощности в РУ 10 кВ. Перечень контрольно-измерительных приборов сведен в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Перечень контрольно-измерительных приборов на подстанции

Цепь установки приборов	Места установки приборов	Перечень приборов
Двухобмоточный трансформатор	ВН (110 кВ)	Амперметр, вольтметр
	НН (10 кВ)	Амперметр, вольтметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии
Сборные шины 10 кВ	На каждой секции шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения, вольтметр для измерения трехфазных напряжений, амперметр, ваттметр

10.3 Выбор трансформаторов напряжения

На напряжение 110 кВ выбираем трансформаторы напряжения НКФ-110-57-0,5-150[3, с.189]. Каталожные данные трансформатора напряжения приведены в таблице 9.2

Таблица 9.2– Каталожные данные трансформатора напряжения НКФ-110-57-0,5-150-У1

Номинальное напряжение обмотки,			Класс точности	Номинальная мощность, ВА	Максимальная мощность, ВА
Первичной	Основной вторичной	Дополнительной			
110 / $\sqrt{3}$	0,1 / $\sqrt{3}$	0,1	0,5	150	2000

Для установки в РУ 10 кВ выбираем трансформатор напряжения НТМИ-10-0,5-120-У3. Каталожные данные трансформатора напряжения приведены в таблице 10.3

Таблица 9.3 – Каталожные данные трансформатора напряжения НТМИ-10-0,5-120-У3

Номинальное напряжение обмотки,			Класс точности	Номинальная мощность, ВА	Максимальная мощность, ВА
Первичной	Основной вторичной	Дополнительной			
10	0,1	0,1/3	0,5	120	960

В качестве подключаемых измерительных приборов выбираем вольтметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, установленные в РУ 10 кВ, данные о которых сводим в таблицу 9.4

Таблица 9.4 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Число обмоток	Кол-во	$P_{\text{потр}}, \text{Вт}$	$Q_{\text{потр}}, \text{ВАр}$	$P_{\Sigma}, \text{Вт}$	$Q_{\Sigma}, \text{ВАр}$
Вольтметр	Э-350	1	9	2	-	18	-
Ваттметр	Д-304	3	1	2	1,5	6	4,5
Счётчики активной энергии	СА3-681	2	1	3	2,25	6	4,5
Счётчики реактивной энергии	СР3-682	2	1	3	2,25	6	4,5
Итого						36	13,5

Расчётная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{36^2 + 13,5^2} = 38,45 \text{ ВА.}$$

Номинальная мощность основной вторичной обмотки в классе точности 0,5 составляет 120 ВА, следовательно, трансформатор напряжения удовлетворяет условиям проверки.

10.4 Выбор трансформаторов тока

Для измерения тока на стороне ВН используем встроенные трансформаторы тока типа ТВТ. Марку выбираем по номинальному току первичной обмотки трансформатора ТД-25000/110-У1.

Выбираем трансформаторы тока ТВТ-1-110-300/5[3, с.195].

$$I_{\text{ТГ}} = 300 \text{ А} \geq I_{\text{ном.ВН}} = 131,2 \text{ А} - \text{проверка по току выполняется.}$$

Для измерения тока на стороне 10 кВ используем трансформаторы тока типа ТЛМ.

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1375 \text{ А}$$

Выбираем трансформаторы тока ТЛМ-10-1-0,5/10Р-10/15-1500/5 УЗ[3, с.194]., паспортные данные на который приведены в таблице 9.5.

$$I_{\text{ТГ}} = 1500 \text{ А} \geq I_{\text{ном.НН}} = 1375 \text{ А} - \text{проверка по току выполняется.}$$

Таблица 9.5 – Паспортные данные трансформатора тока ТЛМ-10-1-0,5/10Р-10/15-1500/5 УЗ

номинальное напряжение трансформатора, кВ	10
номинальный первичный ток трансформатора, А	1500
номинальный вторичный ток трансформатора, А	5
номинальный коэффициент трансформации трансформатора	300
номинальная вторичная нагрузка, А	15
класс точности трансформатора	0,5
ток термической стойкости, кА	26
время термической стойкости, с	3
ток электродинамической стойкости, кА	100

В качестве подключаемых измерительных приборов выбираем амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, установленные в РУ 10 кВ, данные о которых сводим в таблицу 9.6

Таблица 9.6 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Число обмоток	Кол-во	$P_{\text{потр}}, \text{Вт}$	$Q_{\text{потр}}, \text{ВАр}$	$P_{\Sigma}, \text{Вт}$	$Q_{\Sigma}, \text{ВАр}$
Амперметр	Э-350	1	1	0,5	-	0,5	-
Ваттметр	Д-304	1	1	0,5	0,4	0,5	0,4
Счётчики активной энергии	САЗ-681	2	1	2,5	2,25	5	4,5
Счётчики реактивной энергии	СРЗ-682	2	1	2,5	2,25	5	4,5
Итого						11	9,4

Мощность, потребляемая приборами:

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{11^2 + 9,4^2} = 14,47 \text{ ВА}.$$

Определяем суммарное сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{14,47}{5^2} = 0,58 \text{ Ом}.$$

Сопротивление контактов $r_{\text{конт}}$ принимаем равным 0,1 Ом.

Принимаем контрольный кабель АКРВГ, по условию прочности принимаем сечение жил 4 мм^2 , расчетная длина $l = 6 \text{ м}$.

Сопротивление провода:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,042 \text{ Ом}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}} + r_{\text{пр}} = 0,58 + 0,1 + 0,042 = 0,722 \text{ Ом}.$$

Номинальная нагрузка трансформатора тока:

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

Так как получилось, что $r_2 > Z_{2\text{ном}}$, то принимаем к установке по 2 трансформатора тока на фазу.

Выполняем проверки выбранного трансформатора тока ТЛМ-10-1-0,5/10Р-10/15-1500/5 УЗ:

- По напряжению:

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

- По току:

$$I_{1\text{ном}} = 1500 \text{ А} \geq I_{\text{раб}} = 1375 \text{ А}.$$

- На электродинамическую устойчивость:

$$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 35,5 \text{ кА}.$$

- По термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 38,2 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

10.5 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей ЛР1-ЛР2 производим по току линии в послеаварийном режиме.

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{п.ав}} = 262,4 \text{ А.}$$

Выбираем разъединитель РНДЗ-2-110/1000У1 [3, с.178], паспортные данные которого приведены в таблице 9.7

Таблица 9.7 – Паспортные данные разъединителя РНДЗ-2-110/1000 У1

номинальное напряжение, кВ	110
номинальный ток, А	1000
амплитуда предельного сквозного тока, кА	80
предельный ток термической стойкости	31,5
время протекания тока термической стойкости, с	3

Так как время действия релейной защиты на данном этапе проектирования неизвестно, то принимаем, что приведённое время отключения тока КЗ $t_{\text{пр}} = t_{\text{терм}}$.

Таблица 9.8 – Результаты выбора и проверки

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппарата	Условия выбора и проверки
110 кВ	110 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
262,4 для ЛР1,ЛР2 131,2 для ЛР3,ЛР4	1000 А	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, I_{\text{п.ав}} \leq I_{\text{ном}}$
20,53	80 кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.ск}}$
$13,57^2 \cdot 3 = 552,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{К}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot t_{\text{пр}}$

Выбор разъединителей ЛР5-ЛР8 производим по току линии в нормальном режиме.

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}} = 131,2 \text{ А.}$$

Выбираем разъединитель РНДЗ-1-110/1000У1 [3,с.178] с одним заземляющим ножом, его параметры аналогичны представленным в таблице 9.8. Проверка аналогична рассмотренной выше.

Выбор разъединителей ЛР9-ЛР10 для трансформатора напряжения НТМИ-10-0,5-120-У3 производится по отключающей способности, так как номинальный ток в первичной обмотке небольшой ($S_{\text{max}} = 2000 \text{ ВА}$)

$$I_{\text{ном.ТН}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,01 \text{ А.}$$

Выбираем разъединитель РНДЗ-1-110/1000У1.

Выбираем разъединители ЛР11-ЛР12 для трансформаторов собственных нужд ТМ-1000/10.

$$I_{\text{ном.ТЧН}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,74 \text{ А}$$

Выбираем разъединитель РЛНД- 1-10/400У1.

10.6 Выбор выключателей

Выбираем выключатели на стороне 110 кВ.

Предварительно выбираем выключатель ВГТ-110-40/3150У1, паспортные данные которого приведены в таблице 9.9

Таблица 9.9 – Паспортные данные выключателя ВГТ-110-40/3150У1

Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	102
Ток термической стойкости, кА	40
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Собственное время отключения, мс	35
Полное время отключения, мс	55

Осуществляем проверки выбранного выключателя:

- По напряжению:

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

- По току:

$$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А} \geq I_{\text{расч}} = 131,2 \text{ А.}$$

- На электродинамическую устойчивость:

$$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 20,53 \text{ кА.}$$

- На отключающую способность:

$$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА} \geq I_{\text{п0}} = 13,57 \text{ кА}.$$

- По термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_K.$$

Рассчитываем тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{пр}} + T_a) = 13,57^2 \cdot (0,125 + 0,06) = 34,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$T_a = \frac{X_{\text{вЛ}}}{w \cdot R_{\text{вЛ}}} = \frac{0,28}{314 \cdot 0,24} = 0,06 \text{ с}$$

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

Результаты расчёта сведём в таблицу 9.10

Таблица 9.10 – Проверка выключателя ВГТ-110-40/3150У1

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппарата	Условия выбора и проверки
110 кВ	110 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
131,2 А	3150 А	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
13,57 кА	40 кА	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{ном.откл}}$
20,53 кА	102 кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.ск}}$
34,06 кА ² · с	4800 кА ² · с	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_K = I_{\text{п0}}^2 \cdot t_{\text{пр}}$

Выключатель ВГТ-110-40/3150У1 успешно прошёл все проверки.

Выбираем выключатели на 10кВ: расчетный ток для выключателя В5

$$I_{\text{расч}} = 1375 \text{ А}, \text{ для В3, В4 } I_{\text{расч}} = 2750 \text{ А}.$$

Предварительно выбираем выключатели: для В5 - ВВ-10-20/1600 У3;
для В3, В4 - ВВ-10-40/3150 У3.

Паспортные данные о выключателя сведены в таблицу 9.11

Таблица 9.11 – Паспортные данные выключателей 10 кВ.

	ВВ-10-20/1600 УЗ	ВВ-10-40/3150 УЗ
$U_{\text{ном}}$, кВ	10	10
$I_{\text{ном}}$, А	1600	3150
$I_{\text{ном.откл}}$, кА	20	40
$i_{\text{дин}}$, кА	52	100
$I_{\text{терм}}$, кА	20	40
$t_{\text{терм}}$, с	3	3
$t_{\text{откл}}$, с	0,07	0,07

Для проверки данных выключателей достаточно проверить на соответствие необходимым условиям выключатель ВВ-10-20/1600 УЗ:

- По напряжению:

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

- По току:

$$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А} \geq I_{\text{расч}} = 1375 \text{ А}.$$

- На электродинамическую устойчивость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 35,5 \text{ кА}.$$

- На отключающую способность:

$$I_{\text{ном.откл}} = 20 \text{ кА} \geq I_{\text{п0}} = 13,56 \text{ кА}.$$

- По термической стойкости:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_K.$$

Рассчитываем тепловой импульс тока КЗ:

$$B_K = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{пр}} + T_a) = 13,56^2 \cdot (0,16 + 0,059) = 40,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$T_a = \frac{X_K}{w \cdot R_K} = \frac{X_{\text{ВЛ}} + X_{\text{тр}}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_{\text{ВЛ}}} = \frac{0,28 + 4,2}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,24} = 0,059 \text{ с}$$

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{откл}} = 0,1 + 0,059 = 0,16 \text{ с}.$$

Результаты проверки сведем в таблицу 9.12

Таблица 9.12 – Проверка выключателя ВВ-10-20/1600 У3

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппарата	Условия выбора и проверки
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
1375 А	1600 А	$I_{расч} \leq I_{ном}$
13,56 кА	20 кА	$I_{п0} \leq I_{ном.откл}$
35,5	52 кА	$i_{уд} \leq i_{пр.ск}$
40,27 кА ² ·с	1200 кА ² ·с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_K = I_{п0}^2 \cdot t_{пр}$

Выключатель ВВ-10-20/1600 У3 успешно прошёл все проверки.

10.7 Выбор предохранителей

Выбираем предохранители для защиты трансформаторов собственных нужд (ПК1, ПК2). Номинальный ток ТМ-1000/10 , $I_{ном.ТЧН} = 57,74$ А

Выбираем предохранители ПКТ-101-10-80-20У1.

Результаты выбора и проверки сведем в таблицу 9.13

Таблица 9.13 – Проверка предохранителя ПКТ-101-10-80-20У1

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппарата	Условия выбора и проверки
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
57,74 А	80 А	$I_{расч} \leq I_{ном.вст}$
13,56 кА	20 кА	$I_{п0} \leq I_{ном.откл}$

Для защиты трансформаторов напряжения можно использовать специальные предохранители марки ПКН.

Выбираем для защиты трансформатора напряжения НТМИ-10-0,5-120-У3 предохранители ПКН 001-10 У3 (ПК3,ПК4). Проверки в данном случае не требуются.

10.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбор производится по напряжению установки.

Выбираем ОПН типа ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1 для защиты силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения со стороны 110 кВ (ОПН1-ОПН4).

Для защиты силовых трансформаторов со стороны 10 кВ и ТСН выбираем ОПН (ОПН5-ОПН6) типа ОПН-П1-10П УХЛ1.

Перечень оборудования ГПП приведен в таблице 9.14

Принципиальная схема приведена в Приложении 3.

Таблица 9.14 – Перечень оборудования ГПП

Обозначение	Наименование	Тип
ЛР1-ЛР4	Разъединители	РНДЗ-2-110/1000У1
ЛР5-ЛР10	Разъединители	РНДЗ-1-110/1000У1
ЛР11-Лр12	Разъединители	РЛНД -1-10/400У1
ОПН1-ОПН2	Ограничители перенапряжения	ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1
ОПН5,ОПН6	Ограничители перенапряжения	ОПН-П1-10П УХЛ1
Т1,Т2	Силовые трансформаторы	ТД-25000/110-У1
ТСН1,ТСН2	Трансформаторы собственных нужд	ТМ-1000/10
ПК1, ПК2	Предохранители	ПКТ-101-10-80-20У1
ПК3,ПК4	Предохранители	ПКН 001-10 У3
В1,В2	Выключатели элегазовые	ВГТ-110-40/3150У1
В3	Выключатель вакуумный	ВВ-10-20/1600 У3
В4,В5	Выключатели вакуумные	ВВ-10-40/3150 У3
ТТ1, ТТ2	Трансформаторы тока	ТВТ-1-110-300/5
ТТ3, ТТ4	Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1-0,5/10Р-10/15-1000/5 У3
ТН1, ТН2	Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57-0,5-150-У1
ТН3, ТН4	Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-0,5-120-У3

11. Электроснабжение ремонтно-механического цеха

Проектирование электроснабжения цеха выполняется в следующей последовательности.

1. Приёмники цеха распределяются по пунктам питания выбирается схема и способ прокладки питающей сети цеха. Принятая схема питающей сети должна обеспечивать требуемую надёжность питания приёмников и требуемую по технологическим условиям гибкость и универсальность. Выбор способа прокладки питающей сети производится с учётом характера окружающей среды и возможных условий места прокладки.

2. Определяются расчётные электрические нагрузки по пунктам питания.

3. Производится выбор сечений питающей сети по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева и проверка их по потере напряжения.

4. Производится выбор силовой распределительной сети и аппаратов защиты и управления цеха.

5. Для участка цеховой сети (от вводного автомата на подстанции до самого мощного или самого удалённого электроприёмника) строится карта селективности действия аппаратов защиты.

6. Производится расчёт питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения и построения эпюры отклонений напряжения для цепочки линий от шин ГПП до зажимов одного наиболее удалённого от цеховой ТП или наиболее мощного электроприёмника для режимов максимальной и минимальной нагрузок

7. Производится расчёт токов короткого замыкания для участка цеховой сети от ТП до наиболее мощного электроприёмника цеха. Полученные данные наносятся на карту селективности действия аппаратов защиты.

11.1 Выбор и проверка комплектных шинопроводов

Магистральные и распределительные шинопроводы, применяемые в цеховых сетях для передачи и распределения электроэнергии, выбираются таким образом, чтобы номинальный ток шинопровода был не менее расчетного тока:

$$I_p \leq I_{\text{ном}},$$

где $I_{\text{ном}}$ - номинальный ток шинопровода, А.

Для ШРА1: ШРА-73-250 с $I_{\text{ном}} = 250$ А ;

Для ШРА2: ШРА-73-250 с $I_{\text{ном}} = 250$ А ;

Для ШРА3: ШРА-73-250 с $I_{\text{ном}} = 250$ А ;

Технические данные шинопроводов приведены в таблице 10.1

Таблица 10.1 – Технические данные шинопроводов ШРА-73-250

Показатели	ШРА-73-250
Номинальный ток, А	250
Номинальное напряжение, В	380/220
Сопrotивление на фазу, Ом/км:	
-активное	0,2
-реактивное	0,1

11.2. Выбор защитной аппаратуры

Для обеспечения защиты от токов короткого замыкания и от возможных перегрузок в качестве аппаратов защиты используем автоматические выключатели.

Выбор автоматических выключателей можно разделить на следующие этапы:

1. Выбор типа автомата.
2. Выбор номинального тока автомата по условию:

$$I_{\text{ном.АВ}} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}},$$

где $I_{\text{ном.АВ}}$ – номинальный ток АВ;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, принимаемый по табл. 8.6 [3,с.204]

$I_{\text{длит}}$ – длительный максимальный рабочий ток линии (расчетный – для группы ЭП, и номинальный для отдельного ЭП).

3. Выбор номинального тока теплового расцепителя автоматов по условию:

$$I_{\text{ном.тепл}} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} .$$

4. Проверка по току срабатывания (уставки) электромагнитного расцепителя:

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

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

где $I_{\text{пик}}$ - пиковый ток группы ЭП;

$I_{\text{пуск}}$ - пусковой ток ЭП.

Ток срабатывания электромагнитного расцепителя:

$$I_{\text{кз}} = K_{\text{кз}} \cdot I_{\text{ном.тепл}} .$$

$K_{\text{кз}}$ - уставка срабатывания в зоне КЗ.

Приведём пример выбора автоматического выключателя для плоскошлифовального станка.

$$I_{\text{ном}} = I_{\text{длит}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos(\varphi_{\text{пасп}}) \cdot \eta} = \frac{11,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,76 \cdot 0,95} = 24,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{пуск}} = 5 \cdot I_{\text{длит}} = 5 \cdot 24,4 = 122,1 \text{ А}.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА-13-29 с $I_{\text{ном}} = 63 \text{ А}$,
 $I_{\text{ном.тепл}} = 31,5 \text{ А}$, $K_{\text{кз}} = 6$ [3,с.93].

Выполняем проверки:

$$I_{\text{ном.АВ}} = 63 \text{ А} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,15 \cdot 24,4 = 28,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.тепл}} = 31,5 \text{ А} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,15 \cdot 24,4 = 28,1 \text{ А}$$

$$I_{\text{кз}} = K_{\text{кз}} \cdot I_{\text{ном.тепл}} = 6 \cdot 31,5 = 189 \text{ А} \geq 1,5 \cdot I_{\text{пуск}} = 1,5 \cdot 122,1 = 183 \text{ А}$$

Автоматический выключатель типа ВА-13-29 удовлетворяет указанным выше условиям.

Аналогично выбираем автоматы, защищающие ЭП цеха, результаты сводим в таблицу 10.2.

Пример расчета выбора автоматического выключателя для защиты ШРА1.

Длительный ток ШР1:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{72,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 110,4 \text{ А.}$$

Определяем пиковый ток группы:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах}} + (I_{\text{расч}} - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном.мах}}) = 199,9 + (110,4 - 0,3 \cdot 40) = 298 \text{ А,}$$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА57-35 с $I_{\text{ном}} = 250 \text{ А}$, $I_{\text{ном.тепл}} = 125 \text{ А}$, $K_{\text{кз}} = 3$ [3,с.93].

Проверяем выбранный автоматический выключатель.

$$I_{\text{ном.АВ}} = 250 \text{ А} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 104,7 = 115 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.тепл}} = 125 \text{ А} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 104,7 = 115 \text{ А};$$

$$I_{\text{кз}} = K_{\text{кз}} \cdot I_{\text{ном.тепл}} = 3 \cdot 125 = 375 \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 298 = 372 \text{ А.}$$

Все необходимые условия выполняются.

Таблица 10.2 – Выбор автоматических выключателей

№ ЭП	Наименование	$I_{\text{длит}}, \text{А}$	$I_{\text{пуск}}, \text{А}$	$K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}}, \text{А}$	$1,5 \cdot I_{\text{пуск}}, \text{А}$	Марка АВ	$I_{\text{ном.АВ}}, \text{А}$	$I_{\text{ном.тепл}}, \text{А}$	$K_{\text{кз}}$	$I_{\text{кз}}, \text{А}$
1–6	Токарно-винторезный станок	35,8	178,9	41,1	268,3	ВА13-29	63	50	6	300
7–8	Вертикально-сверлильный станок	9,7	48,4	11,1	72,6	ВА13-29	63	12,5	6	75
9–11	Плоскошлифовальный станок	24,4	122,1	28,1	183,1	ВА13-29	63	31,5	6	189
12–13	Вертикально-сверлильный станок	19,5	97,5	22,4	146,3	ВА13-29	63	25	6	150
14–16	Долбежный станок	73,1	365,7	84,1	548,5	ВА57-35	250	100	6	600
17–18	Сварочный агрегат ПВ=60%, $U_{\text{н}}=220\text{В}$, однофазный	40,0	199,9	46,0	299,9	ВА13-29	63	50	6	300
19–21	Зубодолбежный станок	24,6	123,0	28,3	184,5	ВА13-29	63	31,5	6	189
22–24	Вентиляторы	4,9	24,6	5,7	36,9	ВА13-29	63	6,3	6	37,8
25–27	Вентиляторы	4,6	23,1	5,3	34,7	ВА13-29	63	6,3	6	37,8
28–29	Мостовой кран с ПВ=25%	7,9	39,6	9,1	59,3	ВА13-29	63	10	6	60
30–31	Установка высокочастотная	29,6	148,1	34,1	222,1	ВА13-29	63	40	6	240
32	Сварочный агрегат ПВ=60%, ; $U_{\text{н}}=220\text{В}$	40,0	199,9	46,0	299,9	ВА13-29	63	50	6	300
33–34	Молот ковочный	27,9	139,5	32,1	209,2	ВА13-29	63	40	6	240
35	Установка высокочастотная ТВЧ	28,9	144,5	33,2	216,8	ВА13-29	63	40	6	240

Таблица 10.2 – Продолжение

36	Электропечь сушильная	50,5	50,5	58,1	75,8	BA13-29	63	63	3	189
37	Электропечь-ванна	20,2	20,2	23,2	30,3	BA13-29	63	31,5	3	94,5
38	Листозагибочная машина	35,7	178,7	41,1	268,1	BA13-29	63	50	6	300
39–40	Заточной станок	18,7	93,5	21,5	140,2	BA13-29	63	40	6	240
41–42	Универсально-фрезерный станок	22,6	112,9	26,0	169,3	BA13-29	63	31,5	6	189
43–45	Токарно-револьверный станок	29,4	147,1	33,8	220,6	BA13-29	63	40	6	240
46–47	Заточной станок	18,9	94,7	21,8	142,0	BA13-29	63	31,5	6	189
48–49	Радиально-сверлильный станок	11,7	58,5	13,5	87,8	BA13-29	63	16	6	96
50–51	Универсально -заточный станок	12,7	63,6	14,6	95,4	BA13-29	63	16	6	96
52–54	Полировальный станок	20,5	102,5	23,6	153,8	BA13-29	63	31,5	6	189
55	Горизонтально-протяжный станок	82,0	410,1	94,3	615,1	BA57-35	250	100	8	800
56–58	Горизонтально-фрезерный станок	34,9	174,3	40,1	261,4	BA13-29	63	50	6	300
59–60	Пресс гидравлический	28,9	144,5	33,2	216,8	BA13-29	63	40	6	240
61	Продольно-строгальный станок	67,3	336,7	77,4	505,0	BA57-35	250	80	8	640
62	Токарно-карусельный станок. Тип 153-1	55,3	276,4	63,6	414,6	BA57-35	250	80	6	480
63	Зубофрезерный станок «Пфаутер»	25,2	125,8	28,9	188,7	BA13-29	63	31,5	6	189

Таблица 10.2 – Продолжение

64	Расточной станок	47,1	235,7	54,2	353,5	BA13-29	63	63	6	378
65	Лоботокарный станок	57,8	289,0	66,5	433,5	BA57-35	250	80	6	480
66	Зубодолбежный станок	38,5	192,7	44,3	289,0	BA13-29	63	50	6	300
67	Токарно-винторезный станок. Тип 1A660	104,7	523,6	120,4	785,4	BA57-35	250	125	8	1000
68	Кран-балка с ПВ=25%	7,1	35,7	8,2	53,6	BA13-29	63	10	6	60

Таблица 10.3 – Выбор автоматических выключателей

№	$I_{\text{длит}}, \text{ А}$	$I_{\text{пик}}, \text{ А}$	Марка АВ	$I_{\text{ном.АВ}}, \text{ А}$	$I_{\text{ном.тепл}}, \text{ А}$	$K_{\text{кз}}$	$I_{\text{кз}}, \text{ А}$
ШРА1	110,4	298	ВА52-35	250	125	3	375
ШРА2	221	409	ВА52-35	250	250	3	750
ШРА3	247,2	756	ВА52-37	400	320	5	1600

Произведем выбор вводного автоматического выключателя для ТПЗ.

$$I_p = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 3798 \text{ А};$$

Так как в цехе установлена двухтрансформаторная подстанция, необходимо учесть аварийный режим с учётом того, что при отключении одного трансформатора второй может работать с перегрузкой до 40 %, а тепловой расцепитель не должен ложно срабатывать.

$$I_{\text{п/ав}} = 1,4 \cdot I_p = 1,4 \cdot 3798 = 5317 \text{ А};$$

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах}} + (I_{\text{п/ав}} - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном.мах}}) = 523,6 + (5317 - 0,14 \cdot 104,7) = 5826 \text{ А}.$$

Выбираем автоматический выключатель типа Э-40 с $I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$, $I_{\text{ном.тепл}} = 6300 \text{ А}$, $K_{\text{кз}} = 3$ [3,с.93].

$$I_{\text{ном.АВ}} = 6300 \text{ А} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{п/ав}} = 1,1 \cdot 5317 = 5849 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.тепл}} = 6300 \text{ А} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{п/ав}} = 1,1 \cdot 5317 = 5848 \text{ А};$$

$$I_{\text{кз}} = K_{\text{кз}} \cdot I_{\text{ном.тепл}} = 3 \cdot 6300 = 18,9 \text{ кА} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 5826 = 7283 \text{ А}.$$

Все необходимые условия выполняются.

Произведем выбор секционного автоматического выключателя для РУНН.

$$I_p = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 3798 \text{ А};$$

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах}} + (I_p - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном.мах}}) = 523,6 + (3798 - 0,14 \cdot 104,7) = 4307 \text{ А}.$$

Выбираем автоматический выключатель типа Э-40 с $I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$, $I_{\text{ном.тепл}} = 5000 \text{ А}$, $K_{\text{кз}} = 3$ [3,с.93].

$$I_{\text{ном.АВ}} = 5000 \text{ А} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 3798 = 4177 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.тепл}} = 5000 \text{ А} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 3798 = 4177 \text{ А};$$

$$I_{\text{кз}} = K_{\text{кз}} \cdot I_{\text{ном.тепл}} = 3 \cdot 5000 = 15 \text{кА} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 4307 = 5384 \text{ А.}$$

Все необходимые условия выполняются.

Произведем выбор вводного автомата для ремонтно-механического цеха.

$$I_{\text{длит}} = 368,2 \text{ А.}$$

Определяем пиковый ток группы ЭП ремонтно-механического цеха:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах}} + (I_{\text{р}} - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном.мах}}) = 523,6 + (368,2 - 0,14 \cdot 104,7) = 877 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.мах}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{пасп}} \cdot \eta_{\text{ном}}} = \frac{55}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,84 \cdot 0,95} = 104,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{пуск.мах}} = 5 \cdot I_{\text{ном.мах}} = 5 \cdot 104,7 = 523,6 \text{ А.}$$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА51-39 с $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$,
 $I_{\text{ном.тепл}} = 630 \text{ А}$, $K_{\text{кз}} = 2$ [3,с.93].

Проверяем выбранный автоматический выключатель.

$$I_{\text{ном.АВ}} = 630 \text{ А} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 368,2 = 405 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.тепл}} = 630 \text{ А} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 368,2 = 405 \text{ А};$$

$$I_{\text{кз}} = K_{\text{кз}} \cdot I_{\text{ном.тепл}} = 3 \cdot 630 = 1890 \text{ А} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 877 = 1096 \text{ А.}$$

Все необходимые условия выполняются.

Произведем выбор секционного автоматического выключателя для ВРУ.

$$I_{\text{длит}} = I_{\text{рШРА1}} + I_{\text{рШРА2}} = 110,4 + 221 = 331,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах}} + (I_{\text{р}} - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном.мах}}) = 199,9 + (331,4 - 0,14 \cdot 40) = 526 \text{ А.}$$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА51с $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$,
 $I_{\text{ном.тепл}} = 400 \text{ А}$, $K_{\text{кз}} = 2$ [3,с.93].

$$I_{\text{ном.а}} = 400 \text{ А} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 331,4 = 365 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.тепл}} = 400 \text{ А} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{длит}} = 1,1 \cdot 331,4 = 365 \text{ А};$$

$$I_{\text{кз}} = K_{\text{кз}} \cdot I_{\text{ном.тепл}} = 2 \cdot 400 = 800 \text{ А} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 4307 = 658 \text{ А.}$$

11.3. Выбор сечений цеховой электрической сети

Сечения силовых линий выбираются по:

1. допустимому нагреву длительно протекающим максимальным током нагрузки;

2. по условию соответствия выбранному аппарату защиты

Сечение проводов и кабелей напряжением до 1000 В по условию нагрева определяют в зависимости от расчетного значения допустимой длительной нагрузки при нормальных условиях прокладки, определенной как большая величина из двух соотношений:

1. По условию нагрева длительно расчетным током:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{k_{\text{прокл}}},$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток кабеля или провода в нормальном режиме;

$I_{\text{расч}}$ - длительный расчетный ток линии.

За расчетный ток нагрузки линии, питающей одиночный электроприемник, принимается номинальный ток нагрузки этого ЭП:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{ном.ЭП}}$$

Так как в цехе имеются ЭП с ПКР режимом работы, то расчётные токи этих ЭП определяются как:

$$I_{\text{расч(ПКР)}} = \frac{P_{\text{уст}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}}}{\left(\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{пасп}} \cdot \eta_{\text{ном}}\right) \cdot 0,875};$$

В случае, если $\text{ПВ} \geq 40\%$, то расчётный ток такого ЭП принимается равным номинальному.

Пример определение расчётного тока для мостового крана с $\text{ПВ}=25\%$:

$$I_{\text{расч(ПКР)}} = \frac{P_{\text{уст}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}}}{\left(\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{пасп}} \cdot \eta_{\text{ном}}\right) \cdot 0,875} = \frac{9,4 \cdot \sqrt{0,25}}{\left(\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,95 \cdot 0,95\right) \cdot 0,875} = 9 \text{ А.}$$

2. По условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{k_3 \cdot I_3}{k_{\text{прокл}}},$$

где I_3 - ток уставки срабатывания защитного аппарата;

k_3 - кратность длительно допустимого тока для провода или кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата.

Для электроприемников, которые получают питание от распределительного шинопровода ШРА-73, будем использовать провод марки АВВГ.

Пример выбора сечения линии к плоскошлифовальному станку:

Кабель проложен открыто, поэтому $k_{\text{прокл}} = 1$.

Выбираем кабель марки АВВГ(4х4). $I_{\text{доп}} = 24,84$ по таблице 1.3.7 ПУЭ (взят с коэффициентом 0,92 согласно примечанию).

$$I_{\text{доп}} = 24,84 \text{ А} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{k_{\text{прокл}}} = \frac{24,4}{1} = 24,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп}} = 24,84 \leq \frac{k_3 \cdot I_3}{k_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 31,5}{1} = 31,5 \text{ А},$$

где $I_3 = I_{\text{ном.тепл}} = 31,5 \text{ А}$, $k_3 = 1$.

Условие соответствия аппарату защиты не выполняется. Увеличиваем сечение кабеля: АВВГ(4х10). $I_{\text{доп}} = 38,64$ по таблице 1.3.7 ПУЭ (взят с коэффициентом 0,92 согласно примечанию).

$$I_{\text{доп}} = 38,64 \geq \frac{k_3 \cdot I_3}{k_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 31,5}{1} = 31,5 \text{ А}$$

Выбор сечения линии ТПЗ-ВРУ

Выбираем кабель марки ААБГ $2 \times (4 \times 185)$. $I_{\text{доп}} = 2 \cdot 385 \cdot 0,92 = 708,4 \text{ А}$
по таблице 1.3.7 ПУЭ (взят с коэффициентом 0,92 согласно примечанию).

$$I_{\text{доп}} = 708,4 \text{ А} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{k_{\text{прокл}}} = \frac{I_{\text{расч}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{404,9}{1 \cdot 0,92} = 440 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп}} = 708,4 \geq \frac{k_3 \cdot I_3}{k_{\text{прокл}}} = \frac{k_3 \cdot I_3}{K_1 \cdot K_2} = \frac{1 \cdot 630}{1 \cdot 0,92} = 684,8 \text{ А},$$

где $K_1 = 1$; – поправочный температурный коэффициент, отражающий температуру окружающей среды;

$K_2 = 0,92$; – поправочный температурный коэффициент, отражающий дополнительное увеличение температуры за счёт рядом проложенных кабелей (линия ТПЗ-РУНН ААБГ $2 \times (4 \times 185)$ проложена и в траншее).

Результаты расчёта сечений питающей сети цеха приведены в таблице 10.4

Таблица 10.4 – Выбор сечений кабелей

			Автоматический выключатель		Кабель	Проверка на соответствие АВ	
№ ЭП	Название ЭП	I_p	Марка АВ	I_3	Марка	$I_{доп}, А$	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{прокл}}$
1–6	Токарно-винторезный станок	35,8	ВА13-29	50	АВВГ(4x16)	55,2	50
7–8	Вертикально-сверлильный станок	9,7	ВА13-29	12,5	АВВГ(4x2,5)	17,48	12,5
9–11	Плоскошлифовальный станок	24,4	ВА13-29	31,5	АВВГ(4x10)	38,64	31,5
12–13	Вертикально-сверлильный станок	19,5	ВА13-29	25	АВВГ(4x6)	28,8	25
14–16	Долбежный станок	73,1	ВА57-35	100	АВВГ(4x50)	101,2	100
17–18	Сварочный агрегат ПВ=60%, $U_n=220В$, однофазный	40,0	ВА13-29	50	АВВГ(2x10)	55	50
19–21	Зубодолбежный станок	24,6	ВА13-29	31,5	АВВГ(4x10)	38,64	31,5
22–24	Вентиляторы	4,9	ВА13-29	6,3	АВВГ(3x2,5)	19	6,3
25–27	Вентиляторы	4,6	ВА13-29	6,3	АВВГ(3x2,5)	19	6,3
28–29	Мостовой кран с ПВ=25%	9,0	ВА13-29	10	АВВГ(3x2,5)	19	10
30–31	Установка высокочастотная	29,6	ВА13-29	40	АВВГ(3x10)	42	40
32	Сварочный агрегат ПВ=60%, ; $U_n=220В$	40,0	ВА13-29	50	АВВГ(2x10)	55	50
33–34	Молот ковочный	27,9	ВА13-29	40	АВВГ(4x16)	55,2	40
35	Установка высокочастотная ТВЧ	28,9	ВА13-29	40	АВВГ(4x10)	42	40
36	Электроды сушильная	50,5	ВА13-29	63	АВВГ(3x25)	75	63
37	Электроды-ванна	20,2	ВА13-29	31,5	АВВГ(3x6)	32	31,5
38	Листогабочная машина	35,7	ВА13-29	50	АВВГ(4x16)	55,2	50
39–40	Заточной станок	18,7	ВА13-29	40	АВВГ(4x16)	55,2	40
41–42	Универсально-фрезерный станок	22,6	ВА13-29	31,5	АВВГ(4x10)	38,64	31,5
43–45	Токарно-револьверный станок	29,4	ВА13-29	40	АВВГ(4x16)	55,2	40
46–47	Заточной станок	18,9	ВА13-29	31,5	АВВГ(4x10)	38,64	31,5

Таблица 10.4 – Продолжение

48–49	Радиально-сверлильный станок	11,7	BA13-29	16	АВВГ(4x2,5)	17,48	16
50–51	Универсально - заточный станок	12,7	BA13-29	16	АВВГ(4x2,5)	17,48	16
52–54	Полировальный станок	20,5	BA13-29	31,5	АВВГ(4x10)	38,64	31,5
55	Горизонтально-протяжный станок	82,0	BA57-35	100	АВВГ(4x50)	101,2	100
56–58	Горизонтально-фрезерный станок	34,9	BA13-29	50	АВВГ(4x16)	55,2	50
59–60	Пресс гидравлический	28,9	BA13-29	40	АВВГ(4x16)	55,2	40
61	Продольно-строгальный станок	67,3	BA57-35	80	АВВГ(4x35)	82,8	80
62	Токарно-карусельный станок. Тип 153-1	55,3	BA57-35	80	АВВГ(4x35)	82,8	80
63	Зубофрезерный станок «Пфаутер»	25,2	BA13-29	31,5	АВВГ(4x10)	38,64	31,5
64	Расточной станок	47,1	BA13-29	63	АВВГ(4x25)	69	63
65	Лоботокарный станок	57,8	BA57-35	80	АВВГ(4x35)	82,8	80
66	Зубодолбежный станок	38,5	BA13-29	50	АВВГ(4x16)	55,2	50
67	Токарно-винторезный станок. Тип 1А660	104,7	BA57-35	125	АВВГ(4x70)	128,8	125
68	Кран-балка с ПВ=25%	8,2	BA13-29	10	АВВГ(3x2,5)	19	10
	Линия ТПЗ-РУНН	404,9	BA51-39	630	ААБГ 2×(4×185)	708,4	684,8

12. Расчёт токов КЗ в сети ниже 1000 В

Особенности расчета токов КЗ в сетях до 1000 В:

- мощность системы ($S_{\text{сист}}$) принимается бесконечной, т.е. напряжение на шинах цеховых ТП считается неизменным при КЗ в сети до 1 кВ;

- учитываются активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети;

При расчетах токов КЗ необходимо учитывать следующие сопротивления:

1) индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей;

2) активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;

3) активные сопротивления различных контактов и контактных соединений;

4) значения параметров синхронных и асинхронных электродвигателей.

Расчет ведется в именованных единицах, напряжение принимается на 5 % выше номинального напряжения сети, сопротивления всех элементов схемы замещения выражаются в мОм.

Схема для расчёта токов КЗ приведена на рис.8.

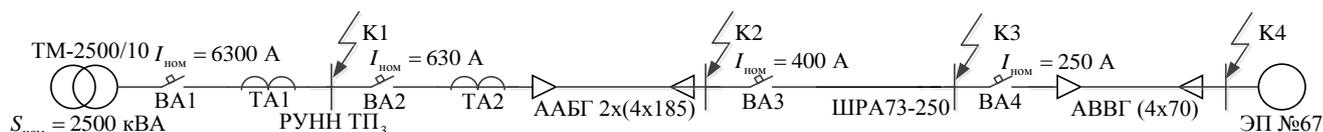


Рисунок 8– Схема для расчёта токов КЗ

Определяем сопротивления для расчёта трёхфазного КЗ.

1. Сопротивления трансформатора

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{25 \cdot 10^6 \cdot 0,4^2}{2500^2} = 0,64 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{\left(\frac{u_{\text{кз}}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{25}{2500}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{2500} \cdot 10^6 = 3,46 \text{ мОм.}$$

Сопротивление автоматических выключателей [5, таб.1.10]

$$R_{\text{БА1}} = 0,03 \text{ мОм}, X_{\text{БА1}} = 0,04 \text{ мОм}, R_{\text{кБА1}} = 0,04 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{БА2}} = 0,04 \text{ мОм}, X_{\text{БА2}} = 0,05 \text{ мОм}, R_{\text{кБА2}} = 0,05 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{БА3}} = 0,15 \text{ мОм}, X_{\text{БА3}} = 0,17 \text{ мОм}, R_{\text{кБА3}} = 0,4 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{БА4}} = 0,4 \text{ мОм}, X_{\text{БА4}} = 0,5 \text{ мОм}, R_{\text{кБА4}} = 0,6 \text{ мОм}.$$

2. Сопротивления первичной обмотки трансформатора тока ТА2 [5, таб 10.11]

$$R_{\text{ТА2}} = 0,07 \text{ мОм}, X_{\text{ТА2}} = 0,05 \text{ мОм}.$$

Сопротивления трансформатора тока ТА1 не учитываем ввиду их малости.

3. Сопротивления кабельных линий [5, с.9]

$$R_{\text{КЛ1}} = \frac{r_0 \cdot l_{\text{КЛ1}}}{2} = \frac{0,169 \cdot 110}{2} = 9,3 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{КЛ1}} = \frac{x_0 \cdot l_{\text{КЛ1}}}{2} = \frac{0,078 \cdot 110}{2} = 4,29 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{КЛ2}} = r_0 \cdot l_{\text{КЛ2}} = 0,447 \cdot 1 = 0,447 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{КЛ2}} = x_0 \cdot l_{\text{КЛ2}} = 0,08 \cdot 1 = 0,08 \text{ мОм}.$$

4. Сопротивления ШРА [5, таб.1.3]:

$$R_{\text{ШРА}} = r_0 \cdot l_{\text{ШРА}} = 0,21 \cdot 36,5 = 7,7 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{ШРА}} = x_0 \cdot l_{\text{ШРА}} = 0,21 \cdot 36,5 = 7,7 \text{ мОм}.$$

5. Переходные сопротивления ступеней распределения [5, с.8]:

$$R_{\text{рунн}} = 15 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{бпу}} = 20 \text{ мОм}.$$

6. Активные переходные сопротивления неподвижных контактных соединений [5, таб.1.8]:

$$R_{\text{к КЛ1}} = 0,021 \text{ мОм}, R_{\text{к КЛ2}} = 0,029 \text{ мОм}, R_{\text{к ШРА}} = 0,009 \text{ мОм}$$

Определим эквивалентные сопротивления на участках схемы между точками КЗ.

$$R_1 = R_{тр} + R_{BA1} + R_{kBA1} + R_{рунн} = 0,64 + 0,04 + 0,03 + 15 = 15,71 \text{ мОм};$$

$$X_1 = X_{тр} + X_{BA1} = 3,46 + 0,04 = 3,5 \text{ мОм};$$

$$R_2 = R_{BA2} + R_{kBA2} + R_{TA2} + R_{KJI} + R_{кKJI} + R_{ШР} = 0,04 + 0,05 + 0,07 + 9,3 + 0,021 + 20 = 29,5 \text{ мОм};$$

$$X_2 = X_{BA2} + X_{TA2} + X_{KJI} = 0,05 + 0,05 + 4,29 = 4,39 \text{ мОм};$$

$$R_3 = R_{ШРА} + R_{кШРА} + R_{BA3} + R_{kBA3} = 6,2 + 0,009 + 0,15 + 0,4 = 6,8 \text{ мОм};$$

$$X_3 = X_{ШРА} + X_{BA4} = 7,7 + 0,17 = 7,87 \text{ мОм}.$$

$$R_4 = R_{BA4} + R_{kBA4} + R_{KJ2} + R_{кKJ2} = 0,4 + 0,6 + 0,447 + 0,029 = 1,48 \text{ мОм};$$

$$X_4 = X_{BA4} + X_{KJ2} = 0,5 + 0,08 = 0,58 \text{ мОм}.$$

Упрощенная схема замещения цеховой сети для расчета токов трехфазного и двухфазного КЗ представлена на рис 9.

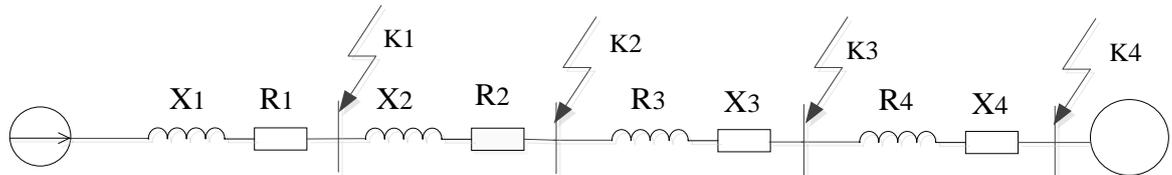


Рисунок 9 – Упрощенная схема замещения цеховой сети для расчета токов трехфазного и двухфазного КЗ

Рассчитываем токи трёхфазного и двухфазного КЗ.

Производим расчёт для точки К1.

Полное сопротивление до точки КЗ:

$$Z_{рез} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{15,71^2 + 3,5^2} = 16,1 \text{ мОм}.$$

Периодическая составляющая тока трехфазного КЗ

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,1} = 14,34 \text{ кА}.$$

$$i_{уд.сист} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 14,3 \cdot 1 = 20,2 \text{ кА},$$

где $k_{уд} = 1$ – ударный коэффициент, определяемый по рисунку 7.1 [1]

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 0,87 \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 0,87 \cdot 14,3 = 12,48 \text{ кА}.$$

Расчёты для остальных точек проводятся аналогично, результаты сводим в таблицу 11.1.

Рассчитываем однофазное КЗ.

Ток однофазного КЗ равен:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф}}}{\frac{Z_{\text{тр}}^{(1)}}{3} + Z_{\text{ф-0}}},$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение в точке КЗ, кВ;

$Z_{\text{ф-0}}$ – полное сопротивление петли «фаза ноль» до точки КЗ, Ом;

$Z_{\text{тр}}^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ, Ом.

При схеме соединения Δ / Y_n величина $Z_{\text{тр}}^{(1)}/3$ равна сопротивлению трансформатора при трех- или двухфазном КЗ и определяется по выражению:

$$Z_{\text{тр}} = \sqrt{R_{\text{тр}}^2 + X_{\text{тр}}^2} = \sqrt{0,64^2 + 3,46^2} = 3,5 \text{ мОм}.$$

К схеме замещения нужно добавить сопротивления нулевых проводников.

8. Сопротивления нулевой жилы кабельных линий КЛ1 и КЛ2:

$$R_{0\text{-КЛ1}} = \frac{r_0 \cdot l_{\text{КЛ1}}}{2} = \frac{0,169 \cdot 110}{2} = 9,3 \text{ мОм};$$

$$R_{0\text{-КЛ2}} = r_0 \cdot l_{\text{КЛ2}} = 0,447 \cdot 1 = 0,447 \text{ мОм};$$

Кроме этого изменятся индуктивные сопротивления кабельных линий.

Принимаем $x_0 = 0,15 \text{ мОм/м}$ [5, с.27].

$$X_{\text{КЛ1}} = \frac{x_0 \cdot l_{\text{КЛ1}}}{2} = \frac{0,15 \cdot 110}{2} = 8,5 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{КЛ2}} = x_0 \cdot l_{\text{КЛ2}} = 0,15 \cdot 1 = 0,15 \text{ мОм}.$$

Также рассчитываем сопротивления для шинпровода [5, с.8]:

$$R_{\text{ШРА}} = r_0 \cdot I_{\text{ШРА}} = 0,42 \cdot 36,5 = 15,3 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{ШРА}} = x_0 \cdot I_{\text{ШРА}} = 0,42 \cdot 36,5 = 15,3 \text{ мОм}.$$

Упрощенная схема замещения цеховой сети для расчета токов однофазных КЗ не изменится, однако значения сопротивлений будут другими.

$$R_1 = R_{\text{БА1}} + R_{\text{кБА1}} + R_{\text{ПУНН}} = 0,03 + 0,04 + 15 = 15,07 \text{ мОм};$$

$$X_1 = X_{\text{БА1}} = 0,04 \text{ мОм};$$

$$R_2 = R_{\text{БА2}} + R_{\text{кБА2}} + R_{\text{ТА2}} + R_{\text{КЛ1}} + R_{\text{кКЛ1}} + R_{\text{0-КЛ1}} + R_{\text{ШР}} = 0,04 + 0,05 + 0,07 + 9,3 + 0,021 + 9,3 + 20 = 38,8 \text{ мОм};$$

$$X_2 = X_{\text{БА2}} + X_{\text{ТА2}} + X_{\text{КЛ1}} = 0,05 + 0,05 + 4,29 = 4,4 \text{ мОм};$$

$$R_3 = R_{\text{ШРА}} + R_{\text{кШРА}} + R_{\text{БА3}} + R_{\text{кБА3}} = 15,3 + 0,009 + 0,15 + 0,4 = 15,9 \text{ мОм};$$

$$X_3 = X_{\text{ШРА}} + X_{\text{БА3}} = 15,3 + 0,17 = 15,47 \text{ мОм}.$$

$$R_4 = R_{\text{БА4}} + R_{\text{кБА4}} + R_{\text{КЛ2}} + R_{\text{0-КЛ2}} + R_{\text{кКЛ2}} = 0,4 + 0,6 + 0,447 + 0,447 + 0,029 = 1,9 \text{ мОм};$$

$$X_4 = X_{\text{БА4}} + X_{\text{КЛ2}} = 0,5 + 0,15 = 0,65 \text{ мОм}.$$

Рассчитываем ток однофазного КЗ для точки К1.

Полное сопротивление петли «фаза ноль»:

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{15,07^2 + 0,05^2} = 15,07 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{тр}}^{(1)}}{3} + Z_{\phi-0}} = \frac{230}{3,5 + 15,07} = 12,38 \text{ кА}.$$

Расчёты для остальных точек аналогичны, заносятся в таблицу 11.1

Таблица 11.1 – Сводная ведомость токов КЗ

Расчетные точки	К1	К2	К3	К4
$I_{\text{КЗ}}^{(1)}$, кА	12,38	2,24	2,06	1,47
$I_{\text{КЗ}}^{(2)}$, кА	12,45	2,95	2,76	1,86
$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$, кА	14,3	3,39	3,17	2,14
$I_{\text{уд}}$, кА	20,2	4,80	4,48	3,03

13. Построение эпюры отклонения напряжения

Расчётная схема для построения эпюры напряжения приведена на рис. 13.

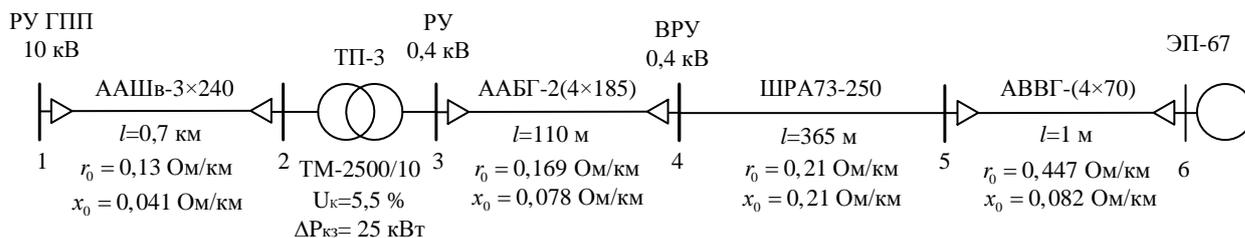


Рисунок 10 – Расчётная схема для построения эпюры напряжения

Подстанция ТПЗ – двухтрансформаторная, следовательно, необходимо рассмотреть максимальный, минимальный и послеаварийный режим работы сети.

Нагрузки максимального режима:

Узел 6 – Токарно-винторезный станок, расчетную нагрузку определяем по номинальным данным $S_{\text{расч.ЭП}} = S_{\text{расч.6}} = 55 + j35,5$ кВА.

Узел 5 – участок распределительного шинпровода к токарно-винторезному станку, расчётная нагрузка подключенных на этом участке ЭП равна $S_{\text{расч.5}} = 121,4 + j108,3$ кВА.

Узел 4 – вводное распределительное устройство ремонтно-механического цеха, $S_{\text{расч.4}} = 175 + j201,04$ кВА.

Узел 3 – РУ НН ТПЗ: расчетная нагрузка определена методом коэффициента расчетной активной мощности: $S_{\text{расч.ТПЗ}} = S_{\text{расч.3}} = 3296,8 + j2685,8$ кВА.

Расчетная нагрузка на 1 трансформатор:

$$S_{\text{р.тр}} = \frac{S_{\text{р.ТП}}}{2} = \frac{3296,8 + j(2685,8 - 900)}{2} = 1648,4 + j892,9 \text{ кВА}.$$

В формуле учли, что на шинах РУ НН ТПЗ установлены 2 конденсаторных батареи УК-0,38-450Н ёмкостью 450 кВАр каждая.

Узел 2 - сторона ВН трансформатора ТПЗ. Нагрузка складывается из мощности на стороне НН плюс потери в трансформаторе.

Определяем потери в трансформаторе ТМ-2500/10.

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \beta_T^2 = 4,6 + 25 \cdot 0,75^2 = 30,16 \text{ кВт};$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{тр}} &= \Delta Q_{\text{xx}} + \Delta Q_{\text{кз}} \cdot \beta^2 = S_{\text{ном.тр}} \cdot \frac{I_{\text{xx}}}{100} + S_{\text{ном.тр}} \cdot \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \beta^2 = \\ &= 2500 \cdot \frac{1}{100} + 2500 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot 0,75^2 = 102,34 \text{ кВар}. \end{aligned}$$

Расчётная нагрузка в узле 2:

$$P_{\text{расч.2}} = P_{\text{расч.3}} + \Delta P_{\text{тр}} = 1648,4 + 30,16 = 1678,56 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{расч.2}} = Q_{\text{расч.3}} + \Delta Q_{\text{тр}} = 892,9 + 102,34 = 995,24 \text{ кВар}.$$

По типовому графику определяем нагрузки в минимальном режиме:

$$P_{\text{min12}} = 0,4 \cdot P_{\text{max12}} = 0,4 \cdot 1678,56 = 671,4 \text{ кВт}.$$

$$Q_{\text{min12}} = \frac{63}{100} \cdot Q_{\text{max12}} = 0,63 \cdot 995,24 = 627 \text{ кВар}.$$

$$P_{\text{min23}} = 0,4 \cdot P_{\text{max23}} = 0,4 \cdot 1648,4 = 659,36 \text{ кВт}.$$

$$Q_{\text{min23}} = \frac{63}{100} \cdot Q_{\text{max23}} = 0,63 \cdot 892,9 = 562,5 \text{ кВар}.$$

$$P_{\text{min34}} = 0,4 \cdot P_{\text{max34}} = 0,4 \cdot 175 = 70 \text{ кВт}.$$

$$Q_{\text{min34}} = \frac{63}{100} \cdot Q_{\text{max34}} = 0,63 \cdot 231,04 = 145,6 \text{ кВар}.$$

$$P_{\text{min45}} = 0,4 \cdot P_{\text{max45}} = 0,4 \cdot 121,4 = 48,56 \text{ кВт}.$$

$$Q_{\text{min45}} = \frac{63}{100} \cdot Q_{\text{max45}} = 0,63 \cdot 108,3 = 68,23 \text{ кВар}.$$

$$P_{\text{min56}} = 0,4 \cdot 55 = 22 \text{ кВт}.$$

$$Q_{\text{min45}} = 0,63 \cdot 35,5 = 22,37 \text{ кВар}.$$

В послеаварийном режиме величина нагрузки в узлах 1,2 увеличивается в два раза по сравнению с максимальным режимом, в остальных остается без изменений.

Результаты расчета нагрузок в различных режимах сети представлены в таблице 11.2

Таблица 11.2 – Расчёт нагрузок в различных режимах сети

Обозначение участка	Нагрузка в режимах, кВА		
	Максимальный	Минимальный	Послеаварийный
1-2	1678,56+j995,24	671,4+j627	3357,12+j1990,48
2-3	1648,4+j892,9	659,36+j562,5	3296,8+j1785,8
3-4	175+j201,04	70+j145,6	175+j201,04
4-5	121+j108,3	48+j68,23	121+j108,3
5-6	55+j35,5	22+j22,37	55+j35,5

Расчет максимального режима

Участок 1-2:

Величину напряжения в начале участка принимаем $U_1 = 10,5$ кВ.

Рассчитаем сопротивления участка:

$$R_{12} = r_{012} \cdot l_{12} = 0,13 \cdot 0,7 = 0,091 \text{ Ом.}$$

$$X_{12} = x_{012} \cdot l_{12} = 0,041 \cdot 0,7 = 0,029 \text{ Ом.}$$

Потери напряжения на участке 1-2:

$$\Delta U_{12\%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{1678,56 \cdot 0,091 + 995,24 \cdot 0,029}{10 \cdot 10,5^2} = 0,16 \text{ \%}.$$

В вольтах:

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,16 \cdot \frac{10500}{100} = 16,8 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в узле 2:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10500 - 16,8 = 10483,2 \text{ В.}$$

Участок 2-3:

Определим составляющие напряжения короткого замыкания трансформатора:

$$U_{a\%} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном.тр}} \cdot 100 = \frac{25}{2500} \cdot 100 = 1 \text{ \%}.$$

$$U_{p\%} = \sqrt{U_{кз}^2 - U_{a\%}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1^2} = 5,41 \text{ \%}.$$

Фактический коэффициент загрузки цехового трансформатора:

$$\beta = \frac{S_{p.тр}}{S_{ном.тр}} = \frac{\sqrt{1678,56^2 + 995,24^2}}{2500} = 0,78.$$

Потери мощности, передаваемые через вторичную обмотку цехового трансформатора:

$$P_2 = P_{12} - \Delta P_{\text{тр}} = 1678,56 - 30,16 = 1648,4 \text{ кВт.}$$

$$Q_2 = Q_{12} - \Delta Q_{\text{тр}} = 995,24 - 102,34 = 892,9 \text{ кВар.}$$

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{1648,4^2 + 892,9^2} = 1874,7 \text{ кВА.}$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2}{S_2} = \frac{1648,4}{1874,7} = 0,88.$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{892,9}{1874,7} = 0,48.$$

Потери напряжения на участке 2-3:

$$\Delta U_{23} = \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 - U_p \cdot \sin \varphi_2) =$$

$$= 0,78 \cdot (1 \cdot 0,88 + 5,41 \cdot 0,48) + \frac{0,78^2}{200} \cdot (1 \cdot 0,88 - 5,41 \cdot 0,48) = 2,71 \text{ \%}.$$

С учетом потерь в обмотке ВН напряжения ВН равно:

$$U_{\text{ВН}} = U_2 - \Delta U_{23\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 10483,2 - 2,71 \cdot \frac{10483,2}{100} = 10199,1 \text{ В.}$$

Потеря напряжения на участке:

$$\Delta U_{23} = U_2 - U_{\text{ВН}} = 10483,2 - 10199,1 = 284,09 \text{ В.}$$

Перерасчет напряжения НН:

$$U_3 = U_{\text{ср.ном}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_1} = 400 \cdot \frac{10199,1}{10500} = 388,54 \text{ В.}$$

Участок 3-4:

Рассчитаем сопротивления участка:

$$R_{34} = \frac{r_{034} \cdot l_{34}}{n} = \frac{0,169 \cdot 0,11}{2} = 0,008 \text{ Ом.}$$

$$X_{34} = \frac{x_{034} \cdot l_{34}}{n} = \frac{0,078 \cdot 0,11}{2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Потери напряжения на участке 3-4:

$$\Delta U_{34\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{175 \cdot 0,008 + 201,04 \cdot 0,004}{10 \cdot (388,54 \cdot 10^{-3})^2} = 1,46 \text{ \%}.$$

В вольтах:

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 1,46 \cdot \frac{388,54}{100} = 5,67 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в узле 4:

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 388,54 - 5,67 = 382,87 \text{ В.}$$

Участок 4-5:

Рассчитаем сопротивления участка:

$$R_{45} = r_{045} \cdot l_{45} = 0,21 \cdot 0,0365 = 0,0077 \text{ Ом.}$$

$$X_{45} = x_{045} \cdot l_{45} = 0,21 \cdot 0,0365 = 0,0077 \text{ Ом.}$$

Потери напряжения на участке 4-5:

$$\Delta U_{45\%} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{121,4 \cdot 0,0077 + 108,3 \cdot 0,0077}{10 \cdot (382,87 \cdot 10^{-3})^2} = 1,21 \text{ \%}.$$

В вольтах:

$$\Delta U_{45} = \Delta U_{45\%} \cdot \frac{U_4}{100} = 1,21 \cdot \frac{382,87}{100} = 4,63 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в узле 5:

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 382,87 - 4,63 = 378,24 \text{ В.}$$

Участок 5-6:

Рассчитаем сопротивления участка:

$$R_{56} = 0,00045, \text{ Ом.}$$

$$X_{56} = 0,000082, \text{ Ом.}$$

Потери напряжения на участке 5-6:

$$\Delta U_{56\%} = \frac{P_{56} \cdot R_{56} + Q_{56} \cdot X_{56}}{10 \cdot U_5^2} = \frac{55 \cdot 0,00045 + 35,5 \cdot 0,000082}{10 \cdot (378,24 \cdot 10^{-3})^2} = 0,019 \text{ \%}.$$

В вольтах:

$$\Delta U_{56} = \Delta U_{56\%} \cdot \frac{U_5}{100} = 0,019 \cdot \frac{378,24}{100} = 0,07 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в узле 6:

$$U_6 = U_5 - \Delta U_{56} = 378,24 - 0,07 = 378,14 \text{ В.}$$

Расчет минимального режима

Участок 1-2:

Величину напряжения в начале участка принимаем $U_1 = 10 \text{ кВ}$.

Потери напряжения на участке 1-2:

$$\Delta U_{12\%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{671,4 \cdot 0,091 + 627 \cdot 0,029}{10 \cdot 10^2} = 0,079 \%$$

В вольтах:

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,079 \cdot \frac{10000}{100} = 7,9 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в узле 2:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10000 - 7,9 = 9992,1 \text{ В.}$$

Участок 2-3:

Определим составляющие напряжения короткого замыкания трансформатора:

$$U_{a\%} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном.тр}} \cdot 100 = \frac{25}{2500} \cdot 100 = 1 \%$$

$$U_{p\%} = \sqrt{U_{кз}^2 - U_{a\%}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1^2} = 5,41 \%$$

Фактический коэффициент загрузки цехового трансформатора:

$$\beta = \frac{S_{р.тр}}{S_{ном.тр}} = \frac{\sqrt{671,4^2 + 627^2}}{2500} = 0,37.$$

Нагрузка вторичной обмотки трансформатора определена при расчете режимов:

$$P_2 = 659,36 \text{ кВт.}$$

$$Q_2 = 562,5 \text{ кВар.}$$

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{659,36^2 + 562,5^2} = 866,7 \text{ кВА.}$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2}{S_2} = \frac{659,36}{866,7} = 0,76.$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{562,5}{866,7} = 0,65.$$

Потери напряжения на участке 2-3:

$$\begin{aligned} \Delta U_{23} &= \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 - U_p \cdot \sin \varphi_2) = \\ &= 0,37 \cdot (1 \cdot 0,76 + 5,41 \cdot 0,65) + \frac{0,37^2}{200} \cdot (1 \cdot 0,76 - 5,41 \cdot 0,65) = 1,58 \%. \end{aligned}$$

С учетом потерь в обмотке ВН напряжения ВН равно:

$$U_{\text{ВН}} = U_2 - \Delta U_{23\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 9992,1 - 1,58 \cdot \frac{9992,1}{100} = 9892,18 \text{ В.}$$

Потеря напряжения на участке:

$$\Delta U_{23} = U_2 - U_{\text{ВН}} = 9992,1 - 9892,18 = 99,92 \text{ В.}$$

Перерасчет напряжения НН:

$$U_3 = U_{\text{ном}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_1} = 380 \cdot \frac{9892,18}{10000} = 375,9 \text{ В.}$$

Участок 3-4:

Потери напряжения на участке 3-4:

$$\Delta U_{34\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{70 \cdot 0,008 + 145,6 \cdot 0,004}{10 \cdot (375,9 \cdot 10^{-3})^2} = 0,44 \text{ \%}.$$

В вольтах:

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 0,44 \cdot \frac{375,9}{100} = 1,65 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в узле 4:

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 375,9 - 1,65 = 374,25 \text{ В.}$$

Участок 4-5:

Потери напряжения на участке 4-5:

$$\Delta U_{45\%} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{48 \cdot 0,0077 + 68,23 \cdot 0,0077}{10 \cdot (374,25 \cdot 10^{-3})^2} = 0,64 \text{ \%}.$$

В вольтах:

$$\Delta U_{45} = \Delta U_{45\%} \cdot \frac{U_4}{100} = 0,64 \cdot \frac{374,25}{100} = 2,395 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в узле 5:

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 374,25 - 2,395 = 371,86 \text{ В.}$$

Участок 5-6:

Потери напряжения на участке 5-6:

$$\Delta U_{56\%} = \frac{P_{56} \cdot R_{56} + Q_{56} \cdot X_{56}}{10 \cdot U_5^2} = \frac{22 \cdot 0,00045 + 22,37 \cdot 0,000082}{10 \cdot (371,86 \cdot 10^{-3})^2} = 0,0085 \text{ \%}.$$

В вольтах:

$$\Delta U_{56} = \Delta U_{56\%} \cdot \frac{U_5}{100} = 0,0085 \cdot \frac{371,86}{100} = 0,032 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в узле 6:

$$U_6 = U_5 - \Delta U_{56} = 371,86 - 0,032 = 371,828 \text{ В.}$$

Расчет послеаварийного режима

Участок 1-2:

Величину напряжения в начале участка принимаем $U_1 = 10,5 \text{ кВ}$.

Потери напряжения на участке 1-2:

$$\Delta U_{12\%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{3357,12 \cdot 0,091 + 1990,48 \cdot 0,029}{10 \cdot 10,5^2} = 0,33 \text{ \%}.$$

В вольтах:

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,33 \cdot \frac{10500}{100} = 34,65 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в узле 2:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10500 - 34,65 = 10465,35 \text{ В.}$$

Участок 2-3:

Определим составляющие напряжения короткого замыкания трансформатора:

$$U_{a\%} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном.тр}} \cdot 100 = \frac{25}{2500} \cdot 100 = 1 \text{ \%}.$$

$$U_{p\%} = \sqrt{U_{кз}^2 - U_{a\%}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1^2} = 5,41 \text{ \%}.$$

Фактический коэффициент загрузки цехового трансформатора:

$$\beta = \frac{S_{р.тр}}{S_{ном.тр}} = \frac{\sqrt{3357,12^2 + 1990,48^2}}{2500} = 1,56.$$

Нагрузка вторичной обмотки трансформатора определена при расчете режимов:

$$P_2 = 3296,8 \text{ кВт.}$$

$$Q_2 = 1785,8 \text{ кВар.}$$

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{3296,8^2 + 1785,8^2} = 3749,4 \text{ кВА.}$$

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2}{S_2} = \frac{3296,8}{3749,4} = 0,87.$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_2}{S_2} = \frac{1785,8}{3749,4} = 0,48.$$

Потери напряжения на участке 2-3:

$$\begin{aligned} \Delta U_{23} &= \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 - U_p \cdot \sin \varphi_2) = \\ &= 1,56 \cdot (1 \cdot 0,87 + 5,41 \cdot 0,48) + \frac{1,56^2}{200} \cdot (1 \cdot 0,87 - 5,41 \cdot 0,48) = 5,38 \%. \end{aligned}$$

С учетом потерь в обмотке ВН напряжения ВН равно:

$$U_{\text{ВН}} = U_2 - \Delta U_{23\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 10465,35 - 5,38 \cdot \frac{10465,35}{100} = 9902,3 \text{ В.}$$

Потеря напряжения на участке:

$$\Delta U_{23} = U_2 - U_{\text{ВН}} = 10465,35 - 9902,3 = 563,04 \text{ В.}$$

Перерасчет напряжения НН:

$$U_3 = U_{\text{ном}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_1} = 400 \cdot \frac{9902,3}{10500} = 377,23 \text{ В.}$$

Участок 3-4:

Потери напряжения на участке 3-4:

$$\Delta U_{34\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{175 \cdot 0,008 + 201,04 \cdot 0,004}{10 \cdot (377,23 \cdot 10^{-3})^2} = 1,55 \%.$$

В вольтах:

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 1,55 \cdot \frac{377,23}{100} = 5,85 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в узле 4:

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 377,23 - 5,85 = 371,38 \text{ В.}$$

Участок 4-5:

Потери напряжения на участке 4-5:

$$\Delta U_{45\%} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{121,4 \cdot 0,0077 + 108,3 \cdot 0,0077}{10 \cdot (371,38 \cdot 10^{-3})^2} = 1,28 \%.$$

В вольтах:

$$\Delta U_{45} = \Delta U_{45\%} \cdot \frac{U_4}{100} = 1,28 \cdot \frac{371,38}{100} = 4,75 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в узле 5:

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 371,38 - 4,7 = 366,63 \text{ В.}$$

Участок 5-6:

Потери напряжения на участке 5-6:

$$\Delta U_{56\%} = \frac{P_{56} \cdot R_{56} + Q_{56} \cdot X_{56}}{10 \cdot U_5^2} = \frac{55 \cdot 0,00045 + 35,5 \cdot 0,000082}{10 \cdot (366,63 \cdot 10^{-3})^2} = 0,021 \text{ \%}.$$

В вольтах:

$$\Delta U_{56} = \Delta U_{56\%} \cdot \frac{U_5}{100} = 0,021 \cdot \frac{366,63}{100} = 0,08 \text{ В.}$$

Тогда напряжение в узле 6:

$$U_6 = U_5 - \Delta U_{56} = 366,63 - 0,08 = 366,55 \text{ В.}$$

Расчеты для построения эпюры отклонений напряжения для максимального, минимального и послеаварийного режимов систематизируем в виде таблицы 11.3.

Эпюры напряжения представлены в Приложении 2.

Таблица 11.3 – Результаты расчета режимов

Участок	1 - 2	2 - 3	3 - 4	4 - 5	5 - 6
Марка кабеля	ААШв (3x240)	ТМ - 2500/10	ААБГ-2 (4x185)	ШРА1	АВВГ (4x70)
R, Ом	0,091	$U_{кз}=5,5\%$	0,008	0,0077	$0,45 \cdot 10^{-3}$
X, Ом	0,029	$\Delta P_{кз}=25 \text{ кВт}$	0,004	0,0077	$0,08 \cdot 10^{-3}$
<u>Минимальный режим</u>					
P, кВт	671,1	659,36	70	48	22
Q, кВар	627	562,5	145,6	68,23	22,37
ΔU , %	0,079	1,58	0,44	0,64	0,0085
ΔU , В	7,9	99,92	1,65	2,395	0,032
<u>Максимальный режим</u>					
P, кВт	1678,56	1648,4	175	121,4	55
Q, кВар	995,24	892,9	201,04	108,3	35,5
ΔU , %	0,16	2,71	1,46	1,21	0,019
ΔU , В	16,8	284,09	5,67	4,63	0,07
<u>Послеаварийный режим</u>					
P, кВт	3357,12	3296,3	175	121,4	55
Q, кВар	1990,48	1785,8	201,04	108,3	35,5
ΔU , %	0,33	5,38	1,55	1,28	0,021
ΔU , В	34,65	563,04	5,85	4,75	0,08

14. Карта селективности защитных аппаратов

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

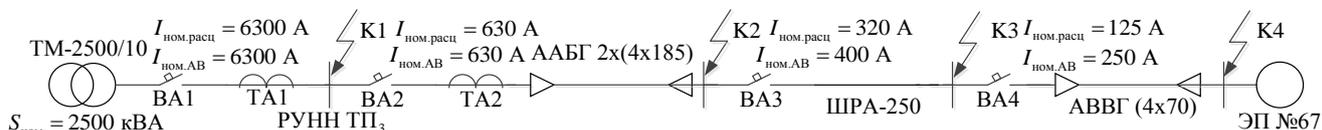


Рисунок 11 – Участок схемы цеховой сети 0,4 кВ

Данные для построения карты селективности приведены в таблицах 12.1, 12.2.

Таблица 12.1 – Данные для построения карты селективности

	РУНН	ВРУ	ШРА1	ЭП71	Ток КЗ, кА			
					1	2	3	4
I_p, A	3798	331,4	247,2	–	14,3	3,39	3,17	2,14
$I_{пик}, A$	4307	526	756	–				
$I_{ном}, A$	–	–	–	104,7				
$I_{пуск}, A$	–	–	–	523,6				

Таблица 12.2 – Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А
ВАЭ40 (РУНН)	6300	18900
ВА51-39 (ВРУ)	630	1890
ВА52-37 (ШРА)	400	1600
ВА57-35 (ЭП67)	250	1000

Однолинейная схема питания ремонтно–механического цеха ферросплавного завода представлена в приложении 4, карта селективности действия аппаратов защиты представлена в Приложении 5.

15. Компоновка и размещение КТП 10/0,4 кВ

КТП предназначена для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 на объектах энергетики. КТП нельзя устанавливать во взрывоопасных и пожароопасных помещениях и в среде, содержащей едкие пары и газы, разрушающие металлы и изоляцию.

Нормальная работа КТП с масляным трансформатором обеспечивается при следующих условиях:

- Высота над уровнем моря не более 1000м;
- Нижнее значение рабочей температуры окружающего воздуха – 40°С ;
- Эффективное значение температуры окружающего воздуха + 40°С ;
- Относительная влажность воздуха не более 80% при температуре 20°С

Состав КТП:

- Двухтрансформаторная КТП имеет два вводных устройства со стороны высокого напряжения, два силовых трансформатора с защитными кожухами и распределительное устройство со стороны низкого напряжения. Кроме того, подстанция может иметь до двух вводов от дизельной электростанции. При работе двухтрансформаторных КТП предусмотрено автоматическое включения резерва и возвращение в нормальный режим работы. В КТП применяется трехфазный двухобмоточный силовые трансформатор ТМ-2500.

- УВН (Устройства ввода высокого напряжения)
- Распределительное устройство низкого напряжения (РУНН) предназначено для приема и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока, а так же для управления электрооборудованием и защиты его от коротких замыканий и перегрузок.

КТП изображена в Приложениях 6,7.

16. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Цель раздела: определить эффективность разработки проекта электроснабжения ферросплавного завода с точки зрения финансового менеджмента, теории управления организацией и производством.

Главным потенциальным потребителем является ферросплавный завод. Завод ферросплавов – это предприятие ферросплавной промышленности, подотрасли черной металлургии. Ферросплавы производятся из рудного сырья в ферросплавных печах. Ферросплавы – сплавы железа с цветными металлами, которые используются в производстве сталей для раскисления и легирования жидкого металла, связывания вредных примесей, вследствие этого металл преобразуется в требуемую структуру.

16.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

16.1.1 Технология QuaD

На стадии проектирования системы электроснабжения одним из главных вопросов является определить конфигурацию питающей сети. Выбор должен быть наиболее выгодным для данного расположения электроприемников в цеху, технологических особенностях производства, а так же распределения мощностей. Рассмотрим два варианта схемы электроснабжения для ремонтно-механического цеха: магистральная и радиальная схемы электроснабжения.

С помощью технологии QuaD (QUality ADvisor) измеряются характеристики, которые отражают качество разработки и ее перспективность на рынке, так же можно оценить решение целесообразное вложение денежных средств проект. Каждый показатель оценим экспертным путем по сто балльной шкале.

Оценочная карта магистральной сети для сравнения конкурентных технических решений приведена в таблице №13.1

Таблица 13.1 – Оценочная карта магистральной сети для сравнения конкурентных технических решений.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Макс. балл	Относ. значение (3/4)	Средне-взвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Надежность	15%	70	100	0,7	10,5
2. Уровень материалоемкости	10%	50	100	0,5	5
3. Безопасность	15%	70	100	0,7	10,5
4. Ремонтопригодность	10%	70	100	0,7	7
5. Простота обслуживания	10%	80	100	0,8	8
6. Энергоэкономичность	10%	80	100	0,8	8
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
7. Конкурентоспособность	5%	50	100	0,5	2,5
8. Срок эксплуатации	10%	50	100	0,5	5
9. Затраты на монтаж	5%	70	100	0,7	3,5
10. Цена оборудования	10%	50	100	0,5	5
Итого	100%	640	1000	6,4	65

Таблица 13.2 – Оценочная карта радиальной сети для сравнения конкурентных технических решений.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Макс. балл	Относ. значение (3/4)	Средне-взвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Надежность	15%	100	100	1	15
2. Уровень материалоемкости	10%	50	100	0,5	5
3. Безопасность	15%	60	100	0,6	9
4. Ремонтопригодность	10%	80	100	0,8	8
5. Простота обслуживания	10%	70	100	0,7	7
6. Энергоэкономичность	10%	60	100	0,6	6
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
7. Конкурентоспособность	5%	50	100	0,5	2,5
8. Срок эксплуатации	10%	50	100	0,5	5
9. Затраты на монтаж	5%	50	100	0,5	2,5
10. Цена оборудования	10%	40	100	0,4	4
Итого	100%	610	1000	6,1	64

Из проведенного анализа можно сделать вывод, что перспективность магистральной сети выше, чем радиальной сети, поскольку она обладает более высокой экономичностью.

16.1.2 SWOT-анализ

SWOT – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта, которые помогают оценить возможности, угрозы сильных и слабых сторон.

Для того что бы найти сильные и слабые стороны, магистральной сети и сетей-конкурентов проведем SWOT–анализ.

Таблица 13.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта	Слабые стороны проекта
	<p>С1.Экономичность и энергоэффективность технологии</p> <p>С2. Гибкость и универсальность</p> <p>С3.Технический уровень производства</p> <p>С4. Высокая ремонтпригодность</p> <p>С5.Низкая материалоемкость</p>	<p>Сл1. Надежность электроснабжения</p> <p>Сл2. Доступность токоведущих частей</p> <p>Сл3. Возможность отыскания поврежденного элемента</p>
<p>В1. Сотрудничество с зарубежными компаниями в области энергетики</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В3. Оперативное решение производственных и технических вопросов</p> <p>В4. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>Вероятность создания партнерских отношений с ведущими энергетическими компаниями.</p> <p>Проект имеет большой потенциал для реализации, так как имеет ряд достоинств.</p>	<p>Для того, чтобы воспользоваться благоприятными внешними возможностями следует повысить квалификацию персонала.</p>
<p>У1. Дефицит в финансовом обеспечении проекта</p> <p>У2. Усовершенствования конкурентных технических решений</p> <p>У3. Развитая конкуренция технологий производства</p> <p>У4. Высокая зависимость экономики предприятия от уровня тарифов</p>	<p>Выбор магистральной сети способствует снижению материалоемкости, повышению гибкости и надежности, что позволит конкурировать с альтернативными проектами.</p>	<p>Преодоление слабых сторон требует дополнительного финансирования, что может привести к недостаточности выделенного бюджета для дальнейшей модернизации.</p>

Из SWOT анализа видно, что проект имеет ряд преимуществ, таких как низкая материалоемкость, высокая ремонтпригодность и высокая экономичность. Проект так же обладает недостатками, которые в дальнейшем необходимо устранять. Недостатками являются невысокая надежность магистральных схем, трудность отыскания мест повреждения и низкое развитие технологий. Но в целом проект является перспективным для ферросплавного завода.

16.2 Планирование комплекса работ на создание проекта

Планирование данного проекта осуществлялось следующим образом: составление списка основных вопросов, которые требовались в проработке, затем обязанности распределялись на участников и подсчет продолжительности выполнения перечня работ, в заключение приведем пример графика Ганта.

16.2.1 Составление перечня работ

Приведем краткое описание пунктов, сделанных в расчетной части проекта и сведем в таблицу 14.1.

Таблица 14.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Исполнитель
Разработка задания	1	Составление и утверждение задания	руководитель
Анализ задания	2	Изучение поставленной задачи	инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме, примерный план работ	руководитель , инженер
	4	Календарное планирование работ	руководитель , инженер
Теоритические и экспериментальные исследования	5	Проектирование электроснабжения цеха. Расчет нагрузок цеха и предприятия.	руководитель , инженер
	6	Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов и трансформаторов ГПП.	инженер
	7	Проработка высоковольтной схемы внутризаводской сети, выбор и проверка высоковольтного оборудования.	инженер
	8	Выбор и проверка внутризаводских линий и аппаратов защиты.	инженер
	9	Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения.	инженер

Таблица 14.1 – Продолжение

	10	Построение карты селективности действия защитных аппаратов.	инженер
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	руководитель
Разработка технической документации	12	Разработка принципиальной схемы электроснабжения	инженер
	13	Вопросы безопасности проекта	инженер
Оформление отчета	14	Составление пояснительной записки	инженер

16.2.2 Определение трудоемкости выполнения

Основная часть разработки данного проекта являются трудовые затраты, поэтому определим трудоемкость выполнения работ и подробно приведем расчет к таблице 14.2.

Ожидаемая средняя трудоемкость работ:

$$t_{\text{ож}, i} = \frac{3 \cdot t_{\text{мини}} + 2 \cdot t_{\text{макси}}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел.-дн.};$$

где $t_{\text{ож}, i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

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

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

Продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями, рассчитывается по формуле:

$$T_{p,i} = \frac{t_{\text{ож},i}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.};$$

где $T_{p,i}$ – продолжительность одной работы, раб. дни.;

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

Значение каждой работы в общей продолжительности работ:

$$У_i = \frac{T_{p,i}}{T_p} \cdot 100\% = \frac{1,8}{58,6} \cdot 100\% = 3,07;$$

где $У_i$ – удельное значение каждой работы в %;

$T_{p,i}$ – продолжительность одной работы, раб.дн.;

T_p – суммарная продолжительность темы, раб.дн.

Тогда техническую готовность темы Γ_i , можно рассчитать по формуле:

$$\Gamma_i = \frac{\sum_{i=1} T_{pi}}{T_p} \cdot 100\% = \frac{1,8}{58,6} \cdot 100\% = 3,07;$$

где $\sum_{i=1} T_{pi}$ – нарастающая продолжительность на момент выполнения i -той работы.

Разработка календарного плана работ: длительность этапов в рабочих днях переводится в календарные дни по следующей формуле:

$$T_{k,i} = T_{p,i} \cdot k = 1,8 \cdot 1,47 = 2,66 \text{ дн.};$$

где $T_{k,i}$ – продолжительность выполнения одной работы в календарных днях;

$T_{p,i}$ – продолжительность одной работы в рабочих днях;

k – коэффициент календарности, предназначен для перевода рабочего времени в календарное.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$k = \frac{T_{кг}}{T_{кг} - T_{вд} - T_{пд}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,477;$$

где $T_{кг}$ – количество календарных дней в году;

$T_{вд}$ – количество выходных дней в году;

$T_{пд}$ – количество праздничных дней в году

Таблица 14.2 – Временные показатели выполнения курсового проекта

работа	t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	Исполнители	T_p	T_k	Y_i	Γ_b
№	чел-дн	чел-дн	чел-дн		раб. дн.	кал. дн	%	%
1	1	3	1,8	рук.	1,8	2,66	3,07	3,07
2	1	2	1,4	рук., инж.	0,7	1,03	1,19	4,27
3	3	4	3,4	рук., инж.	1,7	2,51	2,90	7,17
4	1	2	1,4	рук., инж.	0,7	1,03	1,19	8,36
5	13	15	13,8	рук, инж.	6,9	10,191	11,78	20,14
6	15	18	16,2	инж.	16,2	23,93	27,65	47,78
7	10	12	10,8	инж.	10,8	15,95	18,43	66,21
8	5	6	5,4	инж.	5,4	7,98	9,22	75,43
9	3	4	3,4	инж.	3,4	5,02	5,80	81,23
10	1	2	1,4	инж.	1,4	2,07	2,39	83,62
11	1	2	1,4	рук.	1,4	2,07	2,39	86,01
12	2	3	2,4	инж.	2,4	3,54	4,10	90,10
13	2	3	2,4	инж.	2,4	3,54	4,10	94,20
14	3	4	3,4	инж.	3,4	5,02	5,80	100
итого	61	80	68,6	-	58,6	86,55	100	-

16.2.3 Построение графика работ

По выше приведенным результатам построим календарный план-график. Диаграмма Ганта – это график, имеющий отрезки работы, которые характеризуют начало и конец работы. График представлен в таблице 15.1 с разбивкой по месяцам и неделям за период времени подготовки и сдачи работы.

Обозначения на графике:

Руководитель – , Инженер – 

16.3 Бюджет проекта

В процессе формирования бюджета проекта рассчитаем следующие затраты:

- Материальные затраты проекта ;
- Основная заработная плата исполнителей проекта ;
- Дополнительная заработная плата исполнителей проекта ;
- Отчисления во внебюджетные фонды ;
- Накладные расходы .

16.3.1 Расчет материальных затрат

В материальные затраты включают дополнительные затраты на канцелярские принадлежности.

Таблица 15.2 – Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Бумага	пачка	1	360	360
Ручка	шт.	2	60	120
Калькулятор	шт.	1	440	440
Папка	шт.	1	50	50
Итого	-	5	910	970

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

16.3.2 Расчет Амортизации

Таблица 15.3 – Затраты на оборудование

Наименование	Ед. измерения	Количество	Цена за ед.,руб.	Затраты на оборудование, руб.
ПК	штук	1	48000	48000

В затраты на амортизацию включается оборудование стоимость которого превышает 40000 рублей.

Затраты на амортизацию ПК:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \cdot T_k}{\text{Срок службы} \cdot 365} = \frac{48000 \cdot 83}{3 \cdot 365} = 3638,36 \text{ руб.}$$

16.3.3 Заработная плата исполнителей темы

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

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}},$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – 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:

$$Z_{\text{П}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}};$$

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

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата.

Размер основной заработной платы определяется по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p;$$

где $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата;

T_p – суммарная продолжительность работ, выполняемая работником.

Размер среднедневной заработной платы рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_D};$$

где Z_M – месячный оклад научно-технического работника;

M – количество месяцев работы без отпуска ($M = 10,4$ для шестидневной рабочей недели и отпуске в 48 рабочих дней);

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд научно технического персонала (определяется за вычетом выходных, праздничных и больничных дней).

Месячный оклад научно-технического работника определяется по формуле:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}};$$

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

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, 0,3;

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, 0,35;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, для наших исследуемых зон возьмем усредненный 1,3.

Размер заработной платы по тарифной ставке определяется по формуле:

$$Z_{\text{ТС}} = T_{\text{ci}} \cdot k_{\text{Т}};$$

где T_{ci} – тарифная ставка работника;

$k_{\text{Т}}$ – тарифный коэффициент в зависимости от ставки.

Таблица 15.4 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{ТС}}$, руб	$Z_{\text{пр}}$, руб	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб	$T_{\text{р}}$, раб. дн	$Z_{\text{осн}}$, руб	$Z_{\text{Г}}$, руб
Руководитель	26300	1493,4	54704	2380,43	13	20002,82	23002,3
Студент	1700	982,1	35360	1538,68	46	70779,28	81396,17
Итого	-	-	-	-	-	90782,1	104398,47

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

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,3) \cdot 1,3 = 54704 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{54704 \cdot 10,4}{365 - 126} = 2380,43 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 1538,68 \cdot 13 = 20002,82 \text{ руб};$$

$$Z_{II} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} + 0,15 \cdot Z_{\text{осн}} = 20002 + 0,15 \cdot 23705 = 23002,3 \text{ руб.}$$

По аналогии рассчитаем заработную плату студента:

$$Z_M = Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,3) \cdot 1,3 = 35360 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{35360 \cdot 10,4}{365 - 126} = 1538,68 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 1538,68 \cdot 46 = 70779,28 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{II}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} + 0,15 \cdot Z_{\text{осн}} = 70779,28 + 0,15 \cdot 70779,28 = 81396,17 \text{ руб.}$$

16.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данном разделе расходы основываются на:

- Государственное социальное страхование (ФСС);
- Пенсионный фонд (ПФ);
- Медицинское страхование (ФФОМС).

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

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

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Пониженная ставка – 27,1 %, для учреждений, которые осуществляют образовательную и научную деятельность в 2017 году.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$Z_{\text{внеб1}} = 0,271 \cdot (23002,3) = 6233,62 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{внеб2}} = 0,271 \cdot (81396,17) = 22058,36 \text{ руб.}$$

16.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не включенные в предыдущие статьи расходов (оплата услуг связи, печать и ксерокопирование материалов исследования, электроэнергия, почтовые расходы и т.д.)

$$Z_{\text{накл}} = \sum (\text{статей}) \cdot k_{\text{нр}} =$$

$$= (970 + 3638,36 + 104398,47 + 28291,98) \cdot 0,16 = 21967,81 \text{ руб,}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы (16%)

16.3.6 Формирование бюджета 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 15.5

Таблица 15.5 – Бюджет затрат технического проекта

Наименование статьи	Сумма,руб.	Доля,%
Материальные затраты	970	0,63
Амортизационные отчисления	3638,36	2,28
Затраты по полной заработной плате исполнителей темы	104398,47	65,55
Отчисления во внебюджетные фонды	28291,98	17,76
Накладные расходы	21967,81	13,79
Итого	159266,62	100

Смета затрат на разработку технического проекта составляет 159266,62 руб, из которых более половины (65,55 %) составляют затраты на оплату труда исполнителей проекта.

16.4 Оценка конкурентоспособности и ресурсоэффективности проекта

Вся имеющаяся информация о конкурентных разработках может быть использована:

- Технические характеристики проекта ;
- Конкурентноспособность проекта ;
- Уровень завершенности проекта
- Бюджет разработки и т.п. .

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.

Критерии ресурсоэффективности и их количественные характеристики приведены в таблице 16.

Таблица 16.1 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки	Конкурентоспособность
Качество ЭЭ	0,2	4	0,8
Надежность	0,15	4	0,6
Безопасность	0,15	4	0,6
Экономичность	0,25	5	1,25
Гибкость	0,25	5	1,25
Итого	1,00		4,50

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

$$K_{k\Sigma} = 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 = 4,50$$

Показатель конкурентоспособности проекта достаточно высок, поэтому реализация данного технического проекта позволяет внедрять технологию производства и увеличивать эффективность как ремонтно-механического цеха, так для завода в целом.

Определили эффективность рассматриваемого проекта электроснабжение ферросплавного завода. Привели пример оценочной карты магистральной и радиальной сети. Так же рассмотрели комплексный анализ (SWOT), в котором были оценены достоинства магистральной сети, а так же ее недостатки. Построили диаграмму Гранта, с помощью календарного графика работ возможно более рациональное распределение времени исполнителей. Была составлена смета проекта, общая сумма затрат составила 159266,62 руб, из которых более половины (65,55%) составляют затраты на оплату труда исполнителей проекта. Произвели оценку ресурсоэффективности проекта, показатель конкурентоспособности составил 4,5, что подтверждает эффективность реализации проекта.

Для проекта энергоснабжения ремонтно-механического цеха выбрана магистральная сеть, что приведет к повышению экономичности, надежности и простоте в обслуживании.

17. Социальная ответственность

17.1 Описание рабочей области

На сегодняшний день процессы, происходящие в индустрии промышленности страны, тесно связаны с экономикой. 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, социальных задач гражданского долга, 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.

17.2 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) 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.

17.3 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, помещения для отдыха, душевые, оздоровительные кабинеты для рабочих завода.

17.4 Воздух рабочей зоны

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

По ГОСТ 12.1.005-97ССБТ [10] нормируются следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздушного потока, ПДК вредных веществ.

Эти данные приведены в таблице 17.

Таблица 17 – 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
	IIa	21-23		0,3
	IIб	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 [10,11].

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

17.5 Вентиляция

Во время производственного процесса 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. 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.

17.6 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 [12].

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

Для защиты от шума по [13] и вибрации по [14] предусматриваются следующие меры:

- обеспечение персонала индивидуальными средствами защиты по [15];
- установка звукоизолирующих кабин;
- звукоизолирующие кожухи и экраны;
- виброизолирующие материалы под оборудование (пружины, резины и другие прокладочные материалы).

Предельно допустимые уровни шума согласно [12]. Общие требования безопасности представлены в таблице 18.1.

Таблица 18.1 – 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 [16] «Вибрационная безопасность» «Вибрационная безопасность» представлены в таблице 18.2.

Таблица 18.2 – 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	-	-	-

17.7 Освещение

Для обеспечения нормированных условий работы в помещениях оценка освещенности рабочего места производится в соответствии с [17].

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. Цех завода обеспечиваются как естественным, так и искусственным освещением, так как дневной свет, зависящий также от погодных условий, не может обеспечить необходимый уровень освещенности в течении всех рабочих смен. В качестве источников искусственного освещения применяются люминесцентные лампы.

Нормативы освещенности для ремонтно-механического цеха представлены в таблице 19.1.

Таблица 19.1 – Нормативы освещенности

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

В соответствии со [18] 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 коэффициента естественной освещенности удовлетворял нормативным требованиям, приведенным ниже.

Таблица 19.2– 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

17.8 Электромагнитные поля

Воздействие электромагнитного поля на человека можно свести к тепловому действию.

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

Согласно [19] «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 электромагнитных полей представлены в таблицах 20.1 и 20.2

Таблица 20.1 – 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 20.2 – 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

17.9 Электробезопасность

Основным документом, регламентирующим воздействие электрического тока в производственных условиях, является [20]. 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 прикосновения человека с механизмами и аппаратами.

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

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, средства индивидуальной защиты.

17.10 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[4] .

17.11 Защитное заземление

Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих 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.

17.12 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

четырёхпроводных сетях напряжением до 1кВ 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.

17.13 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 [21], пожарная профилактика обеспечивается: системой предотвращения пожара, организационно-техническими мероприятиями. 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 действия администрации и работающих в случае пожара, и организация эвакуации людей; организация внештатной пожарной дружины.

При обнаружении загорания рабочий немедленно должен сообщить по телефону 01 (101 или 112) 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.

17.14 Охрана окружающей среды

Проблема охраны природы отнесена к числу важнейших государственных задач, от решения которых во многом зависит благосостояние нынешнего и будущего поколений. Важнейшей из указанных задач является уменьшение вредного воздействия отходов металлургического производства на окружающую среду. С этой целью необходимо разрабатывать и внедрять технологические процессы, в том числе и в ферросплавном производстве, обеспечивающие уменьшение отходов и их утилизацию. Важное значение имеет также применение новых методов борьбы с вредными выбросами веществ в атмосферу.

Ферросплавные электропечи — крупные источники пылегазовых выделений. Количество и состав этих выделений зависят от технологии выплавки ферросплавов, их состава и конструкции ферросплавных печей. Наибольшее количество пылегазовых выделений приходится на углеродотермические процессы. Образующиеся колошниковые газы содержат 70—90 % оксида углерода и большое количество мелкодисперсной пыли.

Для очистки технологических газов в ферросплавных цехах применяются мокрая и сухая системы газоочистки. Для закрытых электропечей, выплавляющих ферросплавы в основном используется мокрая газоочистка для очистки газов, удаляющихся через газоход и выходящих через воронки. Применяемые системы мокрой газоочистки обеспечивают конечную запыленность газа 10—15 мг/м³ при расходе воды 40—50 м³/ч. Преимущество мокрой газоочистки состоит в том, что колошниковый газ в контакте с водой сразу же охлаждается. Однако в дальнейшем воду необходимо очищать от твердых частиц и растворенных веществ, чтобы обеспечить работу газоочистки с оборотным водным циклом. Колошниковые газы печей, выплавляющих ферросилиций, ферромарганец, силикомарганец, и в будущем предполагается очищать мокрым способом с обильным

охлаждением в начальной стадии. Планируется также освоение мокрой очистки колошниковых газов закрытых печей, выплавляющих высокопроцентный ферросилиций. Газы, выделяющиеся из печей, выплавляющих углеродистый феррохром, имеют температуру 200—250°С, что позволяет очищать их сухим способом в тканевом фильтре.

17.15 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 [22] «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.

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.

17.16 Эвакуация людей из зданий и помещений

В соответствии с требованиями главы СНиП 2.01.02-85 [23] эвакуационные пути должны обеспечивать эвакуацию всех людей, находящихся в помещениях зданий и сооружений, в течение необходимого времени эвакуации. План эвакуации представлен на рисунке 12.



Рисунок 12 – План эвакуации в случае возникновения пожар

Заключение

В результате работы была спроектирована сеть энергоснабжения, рассчитана полная нагрузка ремонтно-механического цеха и в целом ферросплавного завода. Картограмма электрических нагрузок завода изображена в Приложении 1, ГПП вынесена в зону рассеяния, т.к. расположение ГПП в центре электрических нагрузок невозможно. Количество цеховых трансформаторов составило 6хТМ – 2500/10 и 8хТМ – 1000/10. Коэффициент загрузки цеховых трансформаторов составил не более 0,78, что является рекомендованным значением. Расстояние от подстанции до завода составляло 12 км и питание осуществляется с помощью двухцепной линии ВЛ. Марка провода ВЛ АС/120. На ГПП установлено 2 трансформатора ТДН – 25000/110-У1. Произведен выбор высоковольтного оборудования, которое прошло необходимые проверки.

При проектировании электроснабжения ремонтно-механического цеха выбраны комплектные шинопроводы, защитная аппаратура, питание каждого электроприемника осуществляется кабелем марки АВВГ. Рассчитаны токи однофазного, двухфазного и трехфазного короткого замыкания, которые сведены в таблицу 11.1.

При построении эпюры напряжения режимов максимального, минимального и послеаварийного не превышают отклонения напряжения на $\pm 5\%$.

Карта селективности построена по полученным результатам токов КЗ (Приложение 5) видно, что селективность действия защиты аппаратов соблюдена .

Литература

1. Л.П. Сумарокова. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 288 с.
2. Г.Н. Климова, А.В. Кабышев. Элементы энергосбережения в электроснабжении промышленных предприятий: учебное пособие/ – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 189 с.
3. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учебное пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – 248 с.
4. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2009. – 853 с., ил.
5. Руководство по эксплуатации вакуумных выключателей ВВ/TEL. Российская Группа Компаний «Гаврида Электрик», 2012. – 58 с.
6. Обухов С.Г. Математическое моделирование в системах электроснабжения: методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Математическое моделирование в системах электроснабжения» для студентов ИнЭО, обучающихся по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электроснабжение промышленных предприятий» / С.Г.Обухов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 74 с.
7. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. – Томск: ТПУ, 2014. – 37 с.
8. Фатхутдинов Р. А. Производственный менеджмент: Учебник для вузов. 4-е изд. – СПб: 2003. – 491 с.
9. СП 2.2.1.1312-03. Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий:

Санитарно-эпидемиологические правила. – М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003. – 40 с.

10. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Стандартинформ, 2006. – 50 с.

11. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к ПЭВМ и организации работы. – М.: Минздрав России, 2003. – 56 с.

12. ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 1989. – 13 с.

13. СанПиН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – М.: Минздрав России, 1996. – 21 с.

14. СанПиН 2.2.4/2.1.8.566 – 96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – М.: Минздрав России, 1997. – 41 с.

15. ГОСТ 12.4.011 – 89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Стандартинформ, 2000. – 8 с.

16. ГОСТ 12.1.012 – 90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. – М.: Стандартинформ, 2006. – 31 с.

17. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Минздрав России, 2003. – 28 с.

18. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. – М.: Минстрой России, 2010. – 76 с.

19. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях. – М.: Минздрав России, 2003. – 38 с.

20. ГОСТ 12.1.009-76. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2010. – 16 с.

21. ГОСТ 12.0.003-74 (СТ СЭВ 790-77). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Стандартиформ, 2000. – 4 с.

22. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартиформ, 2006. – 83 с.

23. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Минстрой России, 2007. – 38 с.