

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

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 130302 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование системы электроснабжения локомотивного депо

УДК 621.31.031: 656.21

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Д	Абрамов Т.Ю.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент	Обухов С.Г.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Сурков М.А.	к.т.н.		

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

Институт Энергетический (ЭНИН)
Направление подготовки 130302 – Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

УТВЕРЖДАЮ:

И. о. зав. кафедрой ЭПП

(Подпись)

(Дата)

Сурков М.А.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Д	Абрамову Тимофею Юрьевичу

Тема работы:

Проектирование системы электроснабжения локомотивного депо

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является цех ремонта электровазозов и локомотивное депо. В качестве исходных данных представлены:

- генеральный план завода;
- план цеха;
- сведения об электрических нагрузках завода;
- сведения об электроприёмниках

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	- постановка задачи проектирования; - проектирование системы электроснабжения рассматриваемого завода; - детальное рассмотрение особенностей трансформаторных подстанций в системах электроснабжения с последующим выбором цеховых трансформаторов; - обсуждение результатов выполненной работы; - разработка раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; - разработка раздела «Социальная ответственность»; - заключение.
Перечень графического материала	- картограмма электрических нагрузок предприятия; - план внутризаводского электроснабжения; - однолинейная схема инструментального цеха.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Потехина Нина Васильевна
«Социальная ответственность»	Дашковский Анатолий Григорьевич

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент	Обухов С.Г.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Д	Абрамов Т.Ю.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Д	Абрамову Тимофею Юрьевичу

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»: Руководитель – 26300 руб., Инженер–17000руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Премияльный коэффициент 30%; Коэффициент доплат и надбавок 35%; Коэффициент дополнительной заработной платы 13%; Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 1,3.
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
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.График Ганта 3.Бюджет затрат НТИ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Потехина Н.В.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Д	Абрамов Т.Ю.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИБОРОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА»

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Д	Абрамов Тимофею Юрьевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)</i>	Учебная лаборатория. Помещение закрытого типа с естественной вентиляцией воздуха. Помещение имеет как искусственный, так и естественный источник освещения.
2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i>	«Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» ФЗ от 03.07.2016 N301-ФЗ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная санитария <i>Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</i>	Основными вредными факторами, оказывающими действие на рабочее место диспетчера являются шум, освещение, электромагнитное излучение, несоответствие параметров микроклимата
2. Производственная безопасность <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой среды</i>	В качестве основных выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды была выбрана электробезопасность.
3. Экологическая безопасность <i>–анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i>	Описание выбросов, сбросов, твердых отходов рабочего места.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Наиболее вероятным ЧС в здании может быть пожар в здании
5. Организационные вопросы обеспечения безопасности	-организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: Эргономические требования к рабочему месту Социальное страхование работника.
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Д	Абрамов Т.Ю.		

Запланированные результаты обучения по программе

Выполняя данную выпускную работу не только систематизировать, но и расширить и закрепить теоретические знания, получаемые по специальности.

Выполняя проект, мы познакомились с основными приемами проектирования, а также научились на практике применять теоретические знания при решении конкретных инженерно-технических задач. Помимо овладения методиками технико-экономических расчетов при проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия получилось развить творческое мышление и приобрести навыки самостоятельной работы.

Исходные данные

1. Генплан завода и сведения об электрических нагрузках отдельных цехов.
2. Генплан цеха и сведения об электрических нагрузках по отдельным ЭП

Вопросы, подлежащие проработке

1. Выбор схемы электроснабжения цеха. Расчет электрических нагрузок цеха.
2. Определение расчетных электрических нагрузок по цехам и по заводу в целом.
3. Построение картограммы и определение условного центра электрических нагрузок, зоны рассеяния условного центра электрических нагрузок.
4. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.
5. Выбор и проверка питающих линий ГПП.
6. Выбор количества, мощности и расположения цеховых ТП с учетом компенсации реактивной мощности.
7. Выбор и проверка внутризаводских линий.
8. Расчет потерь в КТП и внутризаводских линиях.
9. Расчет токов КЗ выше 1 кВ. Проверка внутризаводских линий по токам КЗ.
10. Выбор и проверка высоковольтного оборудования.

- 11.Выбор и проверка аппаратов защиты
- 12.Проработка схемы внутриводской сети выше 1000 В.
- 13.Выбор распределительных пунктов в сети ниже 1000В.
- 14.Выбор и проверка низковольтных линий от КТП до отдельного ЭП.
- 15.Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения. Построение эюр отклонения напряжения от ГПП до наиболее мощного и удаленного ЭП.
- 16.Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В
- 17.Построение карты селективности действия защитных аппаратов.

Перечень графического материала

1. Генплан предприятия с картограммой нагрузок
2. Схема силовой сети предприятия
3. Схема электрическая принципиальная выше 1000В
4. Схема силовой сети цеха
5. Электроснабжение цеха. Однолинейная схема
6. Эюра отклонения напряжения. Карта селективности.

Реферат

Выпускная квалификационная работа 130 с., 20 рис., 67 табл., 26 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: метод коэффициента расчетной мощности, локомотивное депо, выбор числа и мощности трансформаторов, компенсация реактивной мощности, электроснабжение цеха по ремонту электровозов, цеховая однолинейная схема, ресурсоэффективность, социальная ответственность.

Объектом исследования является цех по ремонту лектровозов.

Цель работы – проектирование системы электроснабжения локомотивного депо.

В процессе исследования произведен расчет нагрузок цеха и предприятия в целом в соответствии с особенностями эксплуатации и свойствами технологического процесса. На основе исходных данных и полученных расчетных результатов произведен выбор электрооборудования, проведена его проверка в соответствии с нормами ГОСТ, ПУЭ при всех режимах работы.

В результате исследования спроектирована модель электроснабжения заданного предприятия, представлен всесторонний анализ потенциала и перспектив развития производства и определены все аспекты социальной ответственности предприятия в целом безопасность для окружающей среды.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: исследуемая база состоит из тринадцати цехов, из которых пять относятся ко второй, а все остальные к третьей категории по степени надежности электроснабжения, напряжение линии, питающей ГПП составляет 35 кВ, распределительная сеть по предприятию составляет 10 кВ, а рабочее напряжение внутри цехов 0,4 кВ.

Определения, сокращения, нормативные ссылки

В выпускной работе использовались следующие сокращения:

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ЭЭ – электрическая энергия

РУ – распределительное устройство

КРУ – комплектное распределительное устройство

ЛЭП – линия электропередач

ТН – трансформатор напряжения

Р – разъединитель

РП – распределительный пункт

ЭП – электроприемник

ИП – источник питания

ГПП – главная понизительная подстанция

ТП – трансформаторная подстанция

ЭУ – электроустановка

КЛ – кабельная линия

ШР – шкаф распределительный

ТЭО – технико-экономическое обоснование

НН – низкое напряжение

ЭЭС – электроэнергетическая система

СЭС – система электроснабжения

ЭСПП – электроснабжение промышленных предприятий

КЗ – короткое замыкание

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КТПН – КТП наружной установки

ЦЭН – центр электрических нагрузок

СР – сопротивление разрядное

ИРМ – источник реактивной мощности

ККУ – комплектная конденсаторная установка

Оглавление

Введение	13
Объекты и методы исследования	14
1.Выбор схемы и расчёт электрических нагрузок цеха.	19
1.1.Выбор электроснабжения цеха.....	19
1.2.Расчёт электрических нагрузок цеха	20
2. Определение расчетной нагрузки предприятия в целом	28
3. Картограмма нагрузок и определение центра электрических нагрузок, зоны рассеяния	34
4. Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности	39
4.1. Выбор мощности и количества цеховых трансформаторов	39
4.2 Компенсация реактивной мощности.....	40
4.3 Определение места расположения цеховых трансформаторов	43
5. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП	45
6. Выбор сечения линии, питающей ГПП	46
7. Выбор сечения проводников в сетях выше 1000 В	48
8. Расчёт потерь в КТП и внутризаводских линиях	52
9. Расчёт токов короткого замыкания в сетях выше 1000В.....	55
9.1. Расчёт токов КЗ	55
9.2. Проверка кабелей на термическую стойкость к ТКЗ	59
10. Выбор оборудования ГПП.....	60
10.1.Выбор трансформаторов собственных нужд.....	62
10.2.Выбор трансформаторов напряжения.....	62

10.3.Выбор высоковольтных выключателей Q_1, Q_2 на стороне ВН ГПП.....	63
10.4.Выбор низковольтных выключателей Q_{19} и Q_{18} на стороне НН ГПП.....	65
10.5.Выбор высоковольтных выключателей $Q_3 - Q_{17}$ на стороне ВН ТМ-630/10	
66	
10.6.Выбор трансформаторов тока	68
10.7.Разъединители	70
10.8.Предохранители	72
10.9.Ограничители перенапряжения.....	73
10.10.Перечень оборудования ГПП	74
12. Электроснабжение цеха ремонта электровозов.	75
12.1. Выбор и проверка аппаратов защиты.	75
12.2.Выбор распределительных шкафов	81
13.Выбор сечений цеховых электрических сетей	82
14.Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения. Построение эпюры отклонения напряжения от ГПП до наиболее мощного и удаленного ЭП.....	85
15.Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	90
16.Построение карты селективности действия аппаратов защиты	94
17.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	98
17.1. Технология QuaD	98
17.2. Планирование научно-исследовательских работ	100
17.2.1. Организация работ технического проекта	100
17.2.2.Структура работ в рамках технического проектирования	101
17.2.3.Определение трудоемкости выполнения технического проекта и построение графика проведения научного исследования	102
17.2.4. Анализ графика проведения технического проекта	106
17.3. Составление сметы затрат на разработку технического проекта	106

17.3.2. Расчет полной заработной платы исполнителей темы.....	107
17.3.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	109
17.3.4. Амортизация.....	110
17.3.5. Накладные расходы.....	110
17.3.6. Формирование сметы технического проекта.....	111
17.4. Оценка конкурентоспособности и ресурсоэффективности проекта	111
18. Социальная ответственность	113
Заключение.....	114
Список литературы:	116

Введение

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения локомотивного депо и цеха по ремонту электровозов, в частности. Входными данными служат номинальные мощности цехов, мощности электроприёмников в проектируемом цехе, а также генпланы завода и цеха.

Цели курсового проекта:

1. Определение расчётной нагрузки цеха по ремонту электровозов;
2. Определить расчетные нагрузки предприятия в целом по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов с учетом расчетной нагрузки освещения цехов и территории предприятия.
3. На основе уже рассчитанных данных построить картограмму электрических нагрузок с целью определения места положения ГПП на территории предприятия.
4. Рассчитать схему внутривозовского электроснабжения. Для этого выбирается число и мощности цеховых трансформаторных подстанций и проводники для их соединения и питания, а также потери в цеховых ТП и кабельных линиях.
5. Рассчитать компенсацию реактивной мощности.
6. Разработать схему внешнего электроснабжения. Для этого необходимо осуществить подбор напряжения питающей сети на предприятии, сечения проводов, мощности трансформаторов ГПП. Данные действия выполняются с учетом надежности электроснабжения, а именно питающая линия – двухцепная, а ГПП представляет собой двух трансформаторную подстанцию.
7. Рассчитать токи короткого замыкания в сети выше 1000 В для проверки правильности выбора сечений проводников и выбора устройств защиты цеховых ТП.
8. Произвести разработку сети до 1000 В, куда входит выбор токоведущих частей, распределение потребителей по пунктам питания, выбор распределительных пунктов. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В, выбор аппаратов защиты. Построения карты селективности действия защитных аппаратов, с помощью которой, в свою очередь, можно проверить правильность выбора защитных аппаратов и селективность их действия.

Объекты и методы исследования

Объектом исследования является предприятие локомотивного депо и цех по ремонту электровозов, в него входящий, в частности.

Исходными данными на проектирование являются генплан завода (Рисунок 1), сведения об электрических нагрузках завода (Таблица 1), генплан цеха по ремонту

№ на ген. плане	Наименование потребителей	$P_{\text{ном}}$, кВт
1.	Цех по ремонту тепловозов	1780
2.	Цех по ремонту путевой техники	930
3.	Цех по ремонту электровозов	--
4.	Административный корпус	450
5.	Бытовой корпус	100
6.	Склад кислородных баллонов	200
7.	Склад баллонов сжиженного газа	150

электровозов (Рисунок 2) и сведения об его электрических нагрузках (Таблица 2).

Таблица 1 – Сведения об электрических нагрузках завода

8.	Материальный склад	70
9.	Компрессорная 10 кВ 0,38 кВ	6400 850
10.	Раздаточная ГСМ	400
11.	Склад песка	350
12.	Пескосушилка	460
13.	Насосная 10 кВ 0,38 кВ	2500 1200

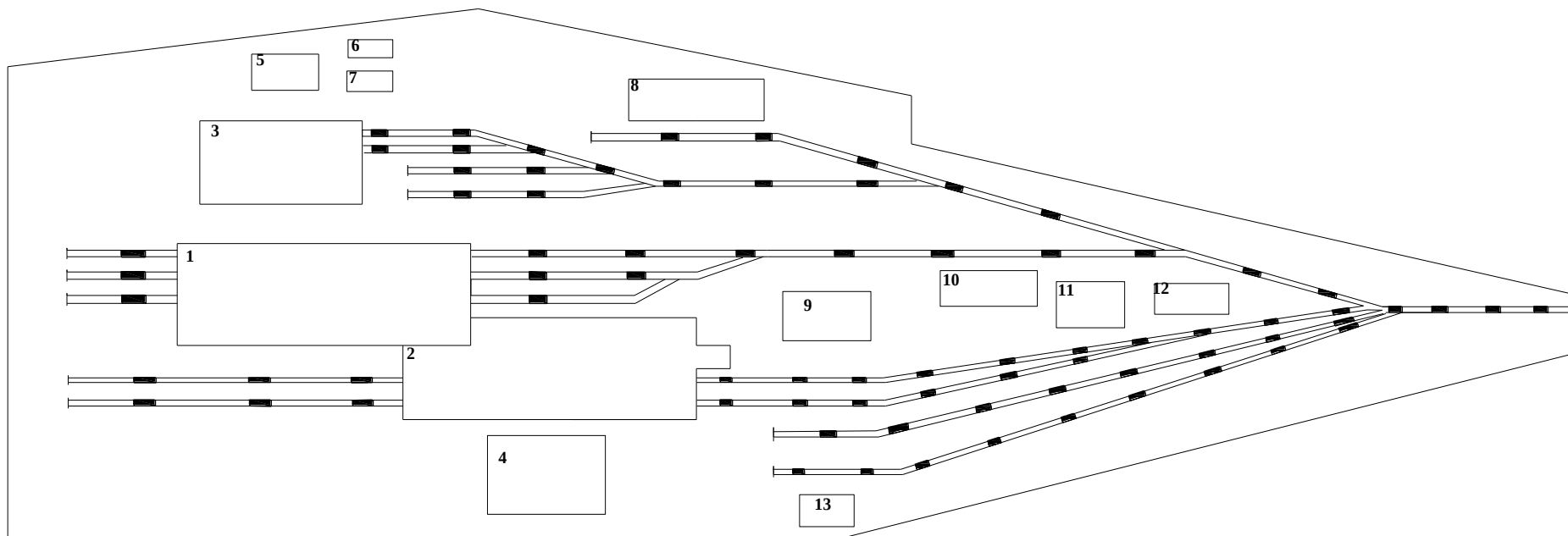


Рисунок 1 – Генеральный план локомотивного депо

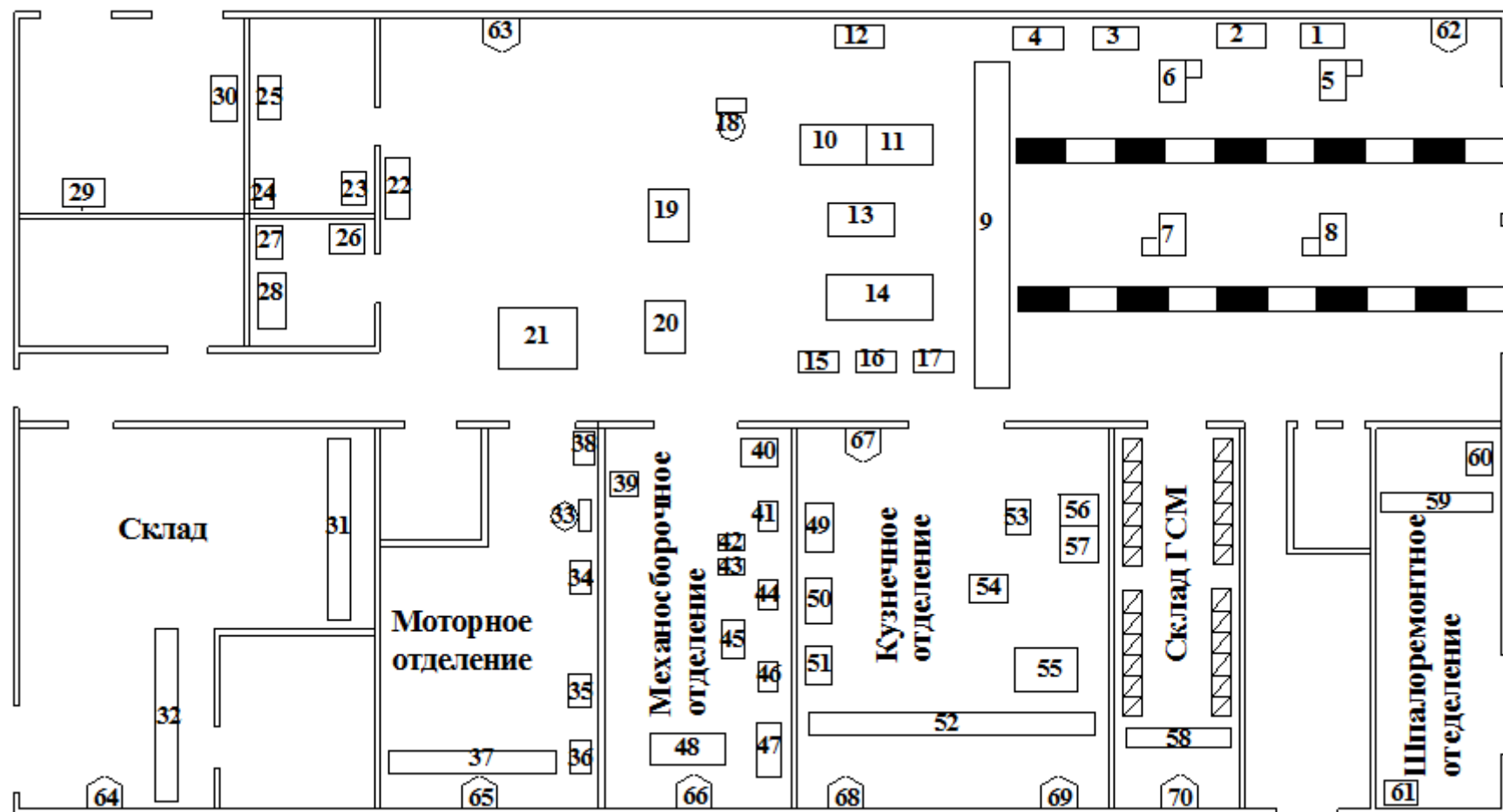


Рисунок 2 – План цеха по ремонту электровозов

Таблица 2 – Сведения об электрических нагрузках цеха

Номер на плане	Наименование электроприемника	Установленная мощность ЭП, кВт
1	Сварочный трансформатор	20
2	Зарядное устройство	15
3	Сварочный трансформатор ПВ=40 %	20
4	Зарядное устройство	15
5-8	Домкрат	15
9	Кран–балка	30
10-11	Механический пресс	3,5
12	Сверлильный станок	2
13	Точильный станок	5,5
14	Выпрямитель	8
15-17	Сварочный трансформатор	20
18	Вертикально-сверлильный станок	5
19,20	Фрезерный станок	3
21	Пресс фрикционный	10
22-25	Испытательный стенд	5,5
26-27	Муфельная печь	15
28	Вулканизационный станок	3
29-30	Сварочный трансформатор	20
31	Кран–балка	10
32	Кран–балка	7,5
33	Вертикально-сверлильный станок	5
34	Сварочный трансформатор	20
35-36	Фрезеровочный станок	3
37	Кран–балка	10
38	Выпрямитель	20
39	Координатно–расточный станок	22
40	Трубогибочный станок	7,5
41	Рельсореальный станок	7,5
42,43	Фрезерный станок	15
44-46	Шлифовальный станок	7,5
47	Точильный станок	5,5
48	Токарный станок	15
49,50	Гидравлический пресс	15
51	Сварочный трансформатор	20
52	Кран–балка	15
53	Сварочный трансформатор	10
54	Электролом	20

55	Электродпечь	30
56,57	Вентилятор горна	15
58,59	Кран–балка	10
60,61	Токарный станок	15
62,63	Вентилятор	20
64-70	Вентилятор	7,5

1. Выбор схемы и расчёт электрических нагрузок цеха.

1.1. Выбор электроснабжения цеха.

Таблица 3. Характеристика потребителей по категории надежности электроснабжения

№ на ген. плане	Наименование потребителей	Категория ЭП по степени надежности
1.	Цех по ремонту тепловозов	II
2.	Цех по ремонту путевой техники	II
3.	Цех по ремонту электровозов	II
4.	Административный корпус	III
5.	Бытовой корпус	III
6.	Склад кислородных баллонов	III
7.	Склад баллонов сжиженного газа	III
8.	Материальный склад	III
9.	Компрессорная 10 кВ 0,38 кВ	II
10.	Раздаточная ГСМ	III
11.	Склад песка	III
12.	Пескосушилка	III
13.	Насосная 10 кВ 0,38 кВ	II

Произведём анализ исходных данных. Цех предназначен для ремонта электровозов. Учтём, что основная часть электроприемников – краны и асинхронные двигатели, которые никак не влияют на окружающую среду. Принимаем, что условия окружающей среды нормальные (температура около 20°С, влажность не превышает 60%). Исключением является кузнечное отделение, в котором работают с раскалёнными металлами.

Следующим пунктом анализа является расположение электроприемников. Применение шинпровода было бы рационально при близком расположении большого числа электроприемников. Однако в цехе ремонта электровозов картина иная. Большое количество ЭП равномерно расположены по цеху, большое количество комнат, в которых также есть потребители, что делает выбор шинпровода не логичным.

Цех отнесем ко второй группе по бесперебойности электроснабжения. Исходя из вышеперечисленных условий выбираем радиальную схему электроснабжения цеха.

1.2. Расчёт электрических нагрузок цеха

Расчет ЭП напряжением до 1 кВ будет осуществляться методом коэффициента расчетной мощности согласно форме Ф636-92 [8, стр. 8].

Пример расчета для РП-2:

Первые четыре столбца заполняются на основании исходных данных, столбцы пять и шесть содержат данные об электроприёмниках, которые берутся из справочных материалов. Для удобства допускается объединение приёмников в группы с одинаковыми коэффициентами использования $K_{и}$ и реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ ($\cos\varphi$).

Для каждой характерной группы электроприемников в графах 7 и 8 соответственно записываются величины $K_{и}P_{н}$ и $K_{и}P_{н}\text{tg}\varphi$. В итоговой строке определяются суммы этих величин.

$$\sum K_{и} \cdot P_{н} = 0,7 + 6 + 0,84 + 2 + 4 + 3 = 16,54 \text{ кВт}.$$

$$\sum K_{и} \cdot P_{н} \cdot \text{tg}\varphi_i = 1,21 + 13,74 + 1,45 + 3,46 + 4,68 + 3,06 = 27,6 \text{ кВар}.$$

Средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{и.ср} = \frac{\sum K_{и} \cdot P_{н}}{\sum P_{н}} = \frac{16,54}{78,5} = 0,21.$$

Для графы 9 найдем значение произведения $n \cdot P_{н}^2$ и просуммируем для всех приемников:

$$\sum n \cdot p_n^2 = 1 \cdot 5^2 + 1 \cdot 20^2 + 2 \cdot 3^2 + 1 \cdot 10^2 + 1 \cdot 20^2 + 1 \cdot 7,5^2 = 999,25 \text{ кВт.}$$

Тогда эффективное число электроприемников равняется:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum n \cdot P_n^2} = \frac{78,5^2}{999,25} = 6.$$

Вычислим расчётный коэффициент нагрузки K_p .

Если $y = K_p$, $x = K_n$, то K_p считается по формуле:

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

Для РП-2: $y_1 = 1,62$; $y_2 = 1,28$; $x_1 = 0,2$; $x_2 = 0,3$; $x = 0,21$.

$$y = 1,62 - \frac{1,62 - 1,28}{0,3 - 0,2} \cdot (0,21 - 0,2) = 1,6.$$

Вычислим расчетную активную мощность:

$$P_p = K_p \cdot \sum K_n \cdot P_n = 1,6 \cdot 16,54 = 26,18 \text{ кВт.}$$

Вычислим расчетную реактивную мощность при $\text{пэ} > 10$:

$$Q_p = 1,1 \sum K_n \cdot P_n \cdot \text{tg} \varphi = 1,1 \cdot 27,6 = 30,36 \text{ кВар.}$$

Полная мощность равняется:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{26,18^2 + 30,36^2} = 40,09 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток считается по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{40,09}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 60,92 \text{ А.}$$

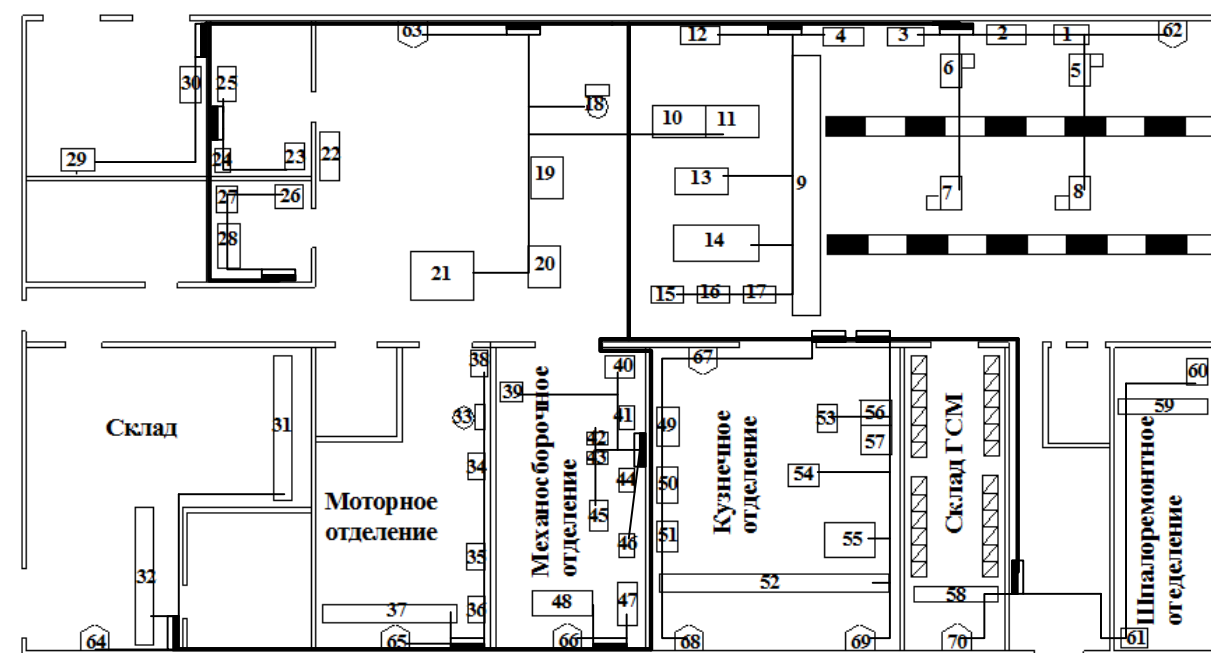


Рисунок 3– Присоединение ЭП к РП

Таблица 4 – Расчёт цеховых нагрузок методом расчётного коэффициента

Исходные данные						Расчётные величины					Расчётная нагрузка				
По заданию технологов				По справочным данным											
Наименование ЭП	Кол-во ЭП, п	Номинальная мощность, кВт		k_u	$\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$										
		Одног-о ЭП, p_H	Общая $P_H = p_H n$												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
РП1															
Кран-балка	1	10	10	0,1	0,5/1,73	1,00	1,73	100,00							
Кран-балка	1	7,5	7,5	0,06	0,5/1,73	0,45	0,78	56,25							
Вентилятор	1	7,5	7,5	0,4	0,7/1,02	3,00	3,06	56,25							
Итого по РП 1	3		25	0,18		4,45	5,57	212,50	2	2,6	11,41	6,13	12,95	19,68	
РП2															
Вер-сверлильный станок	1	5	5	0,14	0,5/1,73	0,7	1,21	25							
Сварочный трансформатор	1	20	20	0,3	0,4/2,29	6	13,74	400							
Фрезеровочный станок	2	3	6	0,14	0,5/1,73	0,84	1,45	18							
Кран–балка	1	10	20	0,1	0,5/1,73	2	3,46	100							
Выпрямитель	1	20	20	0,2	0,65/1,17	4	4,68	400							
Вентилятор	1	7,5	7,5	0,4	0,7/1,02	3	3,06	56,25							
Итого по РП2	7		78,5	0,21		16,54	27,60	999,25	6	1,6	26,18	30,36	40,09	60,92	

РПЗ														
Точильный станок	1	5,5	5,5	0,14	0,5/1,73	0,8	1,33	30,3						
Токарный станок	1	15	15	0,14	0,5/1,73	2,1	3,63	225						
Вентилятор	1	7,5	7,5	0,4	0,7/1,02	3	3,06	56,25						
Итого по РПЗ	3		28	0,21		5,87	8,02	311,55	2	3,3	19,35	8,82	21,26	32,31
РП4														
Координатно– расточный станок	1	22	22	0,14	0,5/1,73	3,1	5,33	484						
Трубогибочный станок	1	7,5	7,5	0,14	0,5/1,73	1,04	1,82	56,3						
Рельсореальный станок	1	7,5	7,5	0,14	0,5/1,73	1,04	1,82	56,3						
Фрезерный станок	2	15	30	0,14	0,5/1,73	4,2	7,27	450						
Шлифовальный станок	3	7,5	22,5	0,14	0,5/1,73	3,15	5,45	169						
Итого по РП4	8		89,5	0,14		12,53	21,69	1215,6	6	2,1	26,26	23,86	35,48	53,91
РП5														
Гидравлический пресс	2	15	30	0,65	0,8/0,75	19,50	14,63	450,00						
Сварочный трансформатор	1	20	20	0,3	0,4/2,29	6,00	13,74	400,00						
Кран–балка	1	15	15	0,1	0,5/1,73	1,50	2,59	225,00						
Вентилятор	1	7,5	7,5	0,4	0,7/1,02	3,00	3,06	56,25						
Итого по РП5	5		72,5	0,41		30,00	34,02	1131,3	4	1,3	37,38	37,42	52,89	80,36
РП6														
Сварочный трансформатор	1	10	10	0,3	0,4/2,29	3,00	6,87	100,00						
Электромолот	1	20	20	0,24	0,65/1,1	4,80	5,62	400,00						

					7									
Электропечь	1	30	30	0,5	0,95/0,3 3	15,00	4,95	900,00						
Вентилятор горна	2	15	30	0,75	0,85/0,6 2	22,50	13,95	450,00						
Вентилятор	2	7,5	15	0,4	0,7/1,02	6,00	6,12	112,50						
Итого по РП6	7		105	0,49		51,3	37,51	1962,5	5	1,2	59,51	41,26	72,41	110
РП7														
Кран–балка	2	10	20	0,1	0,5/1,73	2,00	3,46	200,00						
Токарный станок	2	15	30	0,14	0,5/1,73	4,20	7,27	450,00						
Вентилятор	1	7,5	7,5	0,4	0,7/1,02	3,00	3,06	56,25						
Итого по РП7	5		57,5	0,16		9,20	13,79	706,25	4	2,3	20,81	15,17	25,75	39,13
РП8														
Сварочный трансформатор	1	20	20	0,3	0,4/2,29	6,00	13,74	400,00						
Зарядное устройство	1	15	15	0,4	0,7/1,02	6,00	6,12	225,00						
Сварочный тр-ор ПВ=40%	1	20	20	0,25	0,35/2,6 8	5,00	13,40	400,00						
Домкрат	4	15	60	0,17	0,5/1,73	10,20	17,65	900,00						
Вентилятор	1	20	20	0,5	0,75/0,8 8	10,00	8,80	400,00						
Итого по РП8	8		135	0,28		37,2	59,71	2325	7	1,3	48,52	65,68	81,66	124,1
РП9														
Зарядное устройство	1	15	15	0,4	0,7/1,02	6	6,12	225						
Кран-балка	1	30	30	0,2	0,5/1,73	6	10,38	900						
Сверлильный	1	2	2	0,14	0,5/1,73	0,3	0,5	4						

станок														
Точильный станок	1	5,5	5,5	0,14	0,5/1,73	0,77	1,33	30,25						
Выпрямитель	1	8	8	0,2	0,65/1,1 7	1,6	1,9	64						
Сварочный трансформатор	3	20	60	0,3	0,4/2,3	18	41,2	1200						
Итого по РП9	8		120,5	0,27		32,65	61,40	2423,3	6	1,4	45,02	67,54	81,17	123,3
РП10														
Механический пресс	2	3,5	7	0,65	0,8/0,75	4,55	3,41	24,5						
Вертикально-сверлильный станок	1	5	5	0,14	0,5/1,73	0,7	1,21	25						
Фрезерный станок	2	3	6	0,14	0,5/1,73	0,84	1,45	18						
Пресс фрикционный	1	10	10	0,65	0,8/0,75	6,5	4,9	100						
Вентилятор	1	20	20	0,5	0,75/0,9	10	8,8	400						
Испытательный стенд	1	5,5	5,5	0,17	0,65/1,1 7	0,94	1,1	303						
Итого по РП10	8		53,5	0,44		23,5	20,84	597,75	4	1,2	29,03	22,93	36,99	56,20
РП11														
Испытательный стенд	3	5,5	16,5	0,17	0,65/1,1 7	2,81	3,28	90,75						
Итого по РП11	3		16,5	0,17		2,81	3,28	90,75	3	2,7	7,46	3,61	8,28	12,59
РП12														
Муфельная печь	2	15	30	0,5	0,95/0,3 3	15,00	4,95	450,00						
Вулканизационны	1	3	3	0,5	0,95/0,3	1,50	0,49	9,00						

й станок					3									
Итого по РП12	3		33	0,5		16,5	5,44	459,00	2	1,6	26,40	5,98	27,07	41,13
РП13														
Сварочный трансформатор	2	20	40	0,3	0,4/2,29	12	27,48	800,00						
Итого по РП13	2		40	0,3		12	27,48	800,00	2	2,5	29,40	30,23	42,17	64,07
РУНН														
РП1	3		25	0,18		4,45	5,57	212,5						
РП2	7		78,5	0,21 1		16,54	27,60	999,25						
РП3	3		28	0,21		5,87	8,02	311,55						
РП4	8		89,5	0,14		12,53	21,69	1215,6						
РП5	5		72,5	0,41		30	34,02	1131,3						
РП6	7		105	0,49		51,3	37,51	1962,5						
РП7	5		57,5	0,16		9,2	13,79	706,25						
РП8	8		135	0,28		37,2	59,71	2325						
РП9	8		120,5	0,27		32,65	61,40	2423,2 5						
РП10	8		53,5	0,44		23,53	20,84	597,75						
РП11	3		16,5	0,17		2,81	3,28	90,75						
РП12	3		33	0,5		16,5	5,44	459						
РП13	2		40	0,3		12	27,48	800						
Итого по РУНН	70		854,5	0,4		255	326,35	13235	55	0,6	165,73	326,35	366,02	556,1

2. Определение расчетной нагрузки предприятия в целом

Электрическая нагрузка завода считается по методу коэффициента спроса.

Конечной целью расчёта является определение расчётной нагрузки, которой необходимо обеспечить предприятие. Следовательно, эта мощность должна учитывать потери (ЦП, ГПП, высоковольтные линии) и освещение (цехов и территории предприятия).

Расчет силовой и осветительной нагрузки произведем на примере цеха по ремонту тепловозов.

Расчетная активная силовая нагрузка сборочного цеха:

$$P_p = K_c P_n = 0,4 \cdot 1780 = 712 \text{ кВт}.$$

Расчетная реактивная силовая нагрузка сборочного цеха:

$$Q_p = P_p \operatorname{tg} \varphi = 712 \cdot 0,88 = 626,56 \text{ кВар}.$$

Вычисления для остальных цехов осуществляется аналогично и сведены в таблицу 7.

Пренебрегаем в расчётах потребляемой реактивной мощностью от ламп освещения, считая при этом, что в целом по заводу установлены люминисцентные лампы $\operatorname{tg} \varphi \approx 1$.

Расчетная активная осветительная нагрузка цеха по ремонту тепловозов:

$$P_{p.o.} = P_{но.} \cdot K_{co} = 65 \cdot 0,85 = 55,2 \text{ кВт},$$

где K_{co} принимаем равным 0,85 [табл. ПЗ.1].

Номинальная мощность осветительной нагрузки:

$$P_{но.} = P_{уд.} \cdot F = 15 \cdot 4332 = 65 \text{ кВт}.$$

Удельную плотность осветительной нагрузки принимаем $15 \text{ Вт} / \text{м}^2$ [табл. ПЗ.2] $F = 4332 \text{ м}^2$ – площадь цеха (определяется по генплану).

Суммарная расчетная активная нагрузка цеха:

$$P_p + P_{p.o.} = 712 + 55,2 = 767,2 \text{ кВт}.$$

Суммарная расчетная реактивная нагрузка цеха:

$$Q_p = 626,56 \text{ кВар}$$

Определим полную расчетную нагрузку цеха:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o.})^2 + Q_p^2} = \sqrt{767,23^2 + 626,56^2} = 990,56 \text{ кВА.}$$

Вычисления для остальных цехов осуществляется аналогично и сведены в таблицу 6.

Суммарная расчетная нагрузка предприятия:

$$S_{\text{пп}} = \sqrt{(\sum P_p + \sum P_{p.o.})^2 + (\sum Q_p)^2} = \sqrt{7060,89^2 + 6935,6^2} = 9897,41 \text{ кВА.}$$

Потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах и высоковольтной линии:

$$\Delta P_m = 0,02 S_p^H = 0,02 \cdot 4557,16 = 88,15 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = 0,1 S_p^H = 0,1 \cdot 4557,16 = 440,78 \text{ ВАр};$$

$$\Delta P_l = 0,03 S_p^H = 0,03 \cdot 4557,16 = 132,23 \text{ кВт}.$$

Суммарная расчетная активная мощность, реактивная и полная, отнесенные к шинам НН ГПП:

$$\begin{aligned} P_{p\Sigma} &= (\sum P_p^H + \sum P_p^e) K_{p.m.} + P_{p.o.} + \Delta P_m + \Delta P_l = \\ &= (3112,7 + 3740) \cdot 0,9 + 208,16 + 88,16 + 132,23 = 6596,01 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{p\Sigma} &= (\sum Q_p^H + \sum Q_p^e) K_{p.m.} + \Delta Q_m = \\ &= (3120,8 + 3814,8) \cdot 0,9 + 440,78 = 6682,8 \text{ ВАр}; \end{aligned}$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{6596^2 + 6682,8^2} = 9389,74 \text{ кВА.}$$

Мощность, теряемая в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{m.ГПП} = 0,02 S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 9389,74 = 187,79 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{m.ГПП} = 0,1 S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 9389,74 = 938,97 \text{ ВАр}.$$

По формуле Илларионова выберем экономически целесообразное напряжение питающей линии ГПП (в дано не указана длинна линии, поэтому принимаем $l = 10 \text{ км}$):

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P_{p\Sigma}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{6,6}}} = 48,3 \text{ кВ.}$$

Т.к. суммарная мощность предприятия меньше 10МВА (9750кВА), то принимаем напряжение питающей линии ГПП 35кВ.

В режиме наибольших активных нагрузок для 35кВ из энергосистемы передаётся реактивная мощность, равная:

$$Q_c = \alpha P_{p\Sigma} = 0,24 \cdot 6596,01 = 1583,04 \text{кВАр};$$

Мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{кy}} = Q_{p\Sigma} - Q_c = 6682,8 - 1583,04 = 5099,77 \text{кВАр};$$

Расчетная полная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП:

$$\begin{aligned} S_{p\text{ГПП}} &= \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{m\text{ГПП}})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{m\text{ГПП}} - Q_{\text{кy}})^2} = \\ &= \sqrt{(6596,01 + 187,79)^2 + (6682,8 + 938,97 - 5099,77)^2} = 7237,45 \text{кВА}. \end{aligned}$$

Таблица 6– Результаты расчета осветительной и общей нагрузки предприятия

№	Наименование помещения	Осветительная нагрузка					Силовая + осв.		
		F	P _{уд}	P _{но}	K _{со}	P _{ро}	P _р +P _{ро}	Q _р	S _р
		м ²	Вт/м ²	кВт	10 ⁻¹	кВт	кВт	кВАр	кВА
1	Цех по ремонту тепловозов	4332	15	65	8,5	55,2	767,23	626,56	990,56
2	Цех по ремонту путейской техники	4239	15,00	63,59	8,5	54,1	426,05	327,36	537,29
3	Цех по ремонту электровозов	1947	15,00	29,20	0,85	24,8	190,55	366,02	412,65
4	Административный корпус	1313	18,00	23,64	9	21,3	201,28	183,6	272,43
5	Бытовой корпус	380	18,00	6,84	8	5,47	45,47	40,8	61,09
6	Склад кислородных баллонов	121	18,00	2,18	6	1,31	81,31	60	101,05
7	Склад баллонов сжиженного газа	121	18,00	2,18	6	1,31	61,31	45	76,05
8	Материальный склад	824	18,00	14,83	6	8,90	33,40	18,38	38,12
9	Компрессорная	645	16,00	10,32	8,5	8,77	2546,27	2588,25	3630,78
10	Раздаточная ГСМ	432	16,00	6,91	6	4,15	84,15	93,60	125,86
11	Склад песка	444	18,00	7,98	6	4,79	109,79	78,75	135,11
12	Пескосушилка	346	16,00	5,53	8,5	4,70	280,7	242,88	371,19
13	Насосная	259	16,00	4,15	8,5	3,53	2223,53	2264,40	3173,57
14	Предприятие	61660	0,16	9,87	1	9,87	9,87		
	Итого по заводу	77062				208	7060,89	6935,60	9897,41

Таблица 7 – Результаты расчета силовой нагрузки предприятия

№ по ген. плану	Наименование потребителей	Силовая нагрузка						
		P_n , кВт	K_c	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
	Потребители электроэнергии 0,38кВ							
1	Цех по ремонту тепловозов	1780	0,4	0,75	0,88	712	626,56	
2	Цех по ремонту путейской техники	930	0,4	0,75	0,88	372	327,36	
3	Цех по ремонту электровозов	837,1				165,73	366,02	
4	Административный корпус	450	0,4	0,7	1,02	180	183,6	
5	Бытовой корпус	100	0,4	0,7	1,02	40	40,8	
6	Склад кислородных баллонов	200	0,4	0,8	0,75	80	60	
7	Склад баллонов сжиженного газа	150	0,4	0,8	0,75	60	45	
8	Материальный склад	70	0,35	0,8	0,75	24,5	18,375	
9	Компрессорная	850	0,35	0,7	1,02	297,5	303,45	
10	Раздаточная ГСМ	400	0,2	0,6	1,17	80	93,6	
11	Склад песка	350	0,3	0,8	0,75	105	78,75	
12	Пескосушилка	460	0,6	0,75	0,88	276	242,88	
13	Насосная	1200	0,6	0,7	1,02	720	734,4	
	Итого по 0,38кВ	7777,1				3112,73	3120,8	S_p'' =4407,8

	Потребители электроэнергии 6-10кВ							
1	Компрессорная	6400	0,35	0,7	1,02	2240	2284,8	
2	Насосная	2500	0,6	0,7	1,02	1500	1530	
	Итого по 6-10кВ	8900				3740	3814,8	$S_p^6=5342,3$
	Итого по заводу	16677,1				6852,73	6935,6	9750

3. Картограмма нагрузок и определение центра электрических нагрузок, зоны рассеяния

Картограмма нагрузок является необходимостью для определения центра электрических нагрузок, которая наносится на генплан предприятия и представляет собой размещенные на генеральном плане окружности.

В качестве примера расчет произведем для цеха №9 компрессорной.

Для определения радиусов окружностей зададим масштаб:

- для нагрузки до 1000 В $m = 0,5 \text{ кВт/м}^2$;
- для нагрузки свыше 1000 В $m = 0,5 \text{ кВт/м}^2$.

Радиусы окружностей:

$$r_{\text{HH}} = \sqrt{\frac{P_{\text{pi}}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{297,5}{\pi \cdot 0,5}} = 9,73 \text{ м};$$

$$r_{\text{BH}} = \sqrt{\frac{P_{\text{pi}}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{2240}{\pi \cdot 0,5}} = 21,86 \text{ м}.$$

Сектор осветительной нагрузки:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{\text{po}}}{P_{\text{pi}}} = \frac{360^\circ \cdot 8,77}{297,5} = 10,61^\circ \text{ град.}$$

Расчет для остальных цехов аналогичен и представлен в таблице 8.

Координаты ЦЭН:

$$x_0 = \frac{\sum P_{p.i.} x_i}{\sum P_{p.i.}} = \frac{1885996,3}{6836,26} = 274,8 \text{ м};$$

$$y_0 = \frac{\sum P_{p.i.} y_i}{\sum P_{p.i.}} = \frac{432776,8}{6863,26} = 63,06 \text{ м}.$$

$$m_x = x_0 = 274,8 \text{ м};$$

$$m_y = y_0 = 63,06 \text{ м}.$$

Определяем параметры нормального закона распределения.

Эмпирическая вероятность для первого цеха:

$$P(x_i) = P(y_i) = \frac{712}{6863,26} = 0,1037.$$

Дисперсия для первого цеха:

$$\sigma_x^2 = P(x_i) \cdot (x - m_x)^2 = 0,1037 \cdot (122,3 - 274,8)^2 = 2412,94 м;$$

$$\sigma_y^2 = P(y_i) \cdot (y - m_y)^2 = 0,1037 \cdot (92,15 - 63,06)^2 = 87,806 м.$$

Дисперсия:

$$\sigma_x^2 = \sum P(x_i) \cdot (x - m_x)^2 = 6058,76 м;$$

$$\sigma_y^2 = \sum P(y_i) \cdot (y - m_y)^2 = 1795,966 м.$$

Точности случайных величин:

$$h_x = \frac{1}{\sigma_x \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot 6058,76}} = 0,009;$$

$$h_y = \frac{1}{\sigma_y \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot 1795,966}} = 0,0166.$$

Размер полуосей эллипса рассеяния:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x} = \frac{\sqrt{3}}{0,009} = 190,66 м;$$

$$R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y} = \frac{\sqrt{3}}{0,0166} = 103,806 м.$$

По картограмме нагрузок видно, что ГПП не удастся разместить в ЦЭН, т.к. её придётся выносить за пределы предприятия, однако она попадает в зону рассеяния.

Таблица 8 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузки

№ цеха по ген. плану	$P_{p.i}, \kappa BA$	$P_{po}, \kappa Bm$	r, M	$\alpha, град$	x_i, M	y_i, M	$S_{p.i} x_i, \kappa BA \cdot M$	$S_{p.i} y_i, \kappa BA \cdot M$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Потребители 0,4кВ							
1	712	55,23	15,06	27,91	122,3	92,15	87077	65610
2	372	54,05	10,9	52,28	210,69	64,07	78377	23834
3	165,73	24,8	10,3	53,89	106,25	142,18	17609	23563
4	180	21,3	7,6	42,53	209,43	23,8	37697	4284
5	40	5,47	3,6	49,24	107,84	176,38	4313	7055
6	80	1,3	5,05	5,9	141,01	185,29	11280	14823
7	60	1,3	4,37	7,83	141,01	172,72	8461	10363
8	24,5	9	2,8	130,65	267,73	165,88	6559	4064
9	297,5	8,8	9,73	10,61	302,72	83,98	90059	24984
10	80	4,15	5,05	18,65	365,7	94,46	29256	7556
11	105	4,8	5,8	16,41	405,23	88,29	42549	9270
12	276	4,7	9,38	6,13	445,23	90,5	122883	24978
13	720	3,53	15,14	1,76	302,1	10,26	217512	7387
	Потребители 6-10кВ							
9	2240		26,71		302,72	83,98	678092,8	188115,2
13	1500		21,86		302,1	10,26	453150	15390
Итого	6852,73						1884877	431280

Таблица 9 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузки

№	Рхi	дисперсии цехов		точности случайных величин		размер полуосей	
		σ^2x	σ^2y	hx	hy	Rx	Ry
1	0,1039	2424,42	88,678	0,009110238	0,0167174	190,1214	103,6077
2	0,0543	224,89	0,070				
3	0,0242	689,14	151,871				
4	0,0263	113,12	40,230				
5	0,0058	163,21	75,121				
6	0,0117	209,76	174,770				
7	0,0088	157,32	105,529				
8	0,0036	0,19	37,889				
9	0,0434	33,23	19,227				
10	0,0117	95,92	11,602				
11	0,0153	259,65	9,850				
12	0,0403	1166,37	30,602				
13	0,1051	76,85	291,532				
9	0,3269	250,18	144,765				
13	0,2189	160,10	607,357				
дисперсия		6024,35	1789,091				

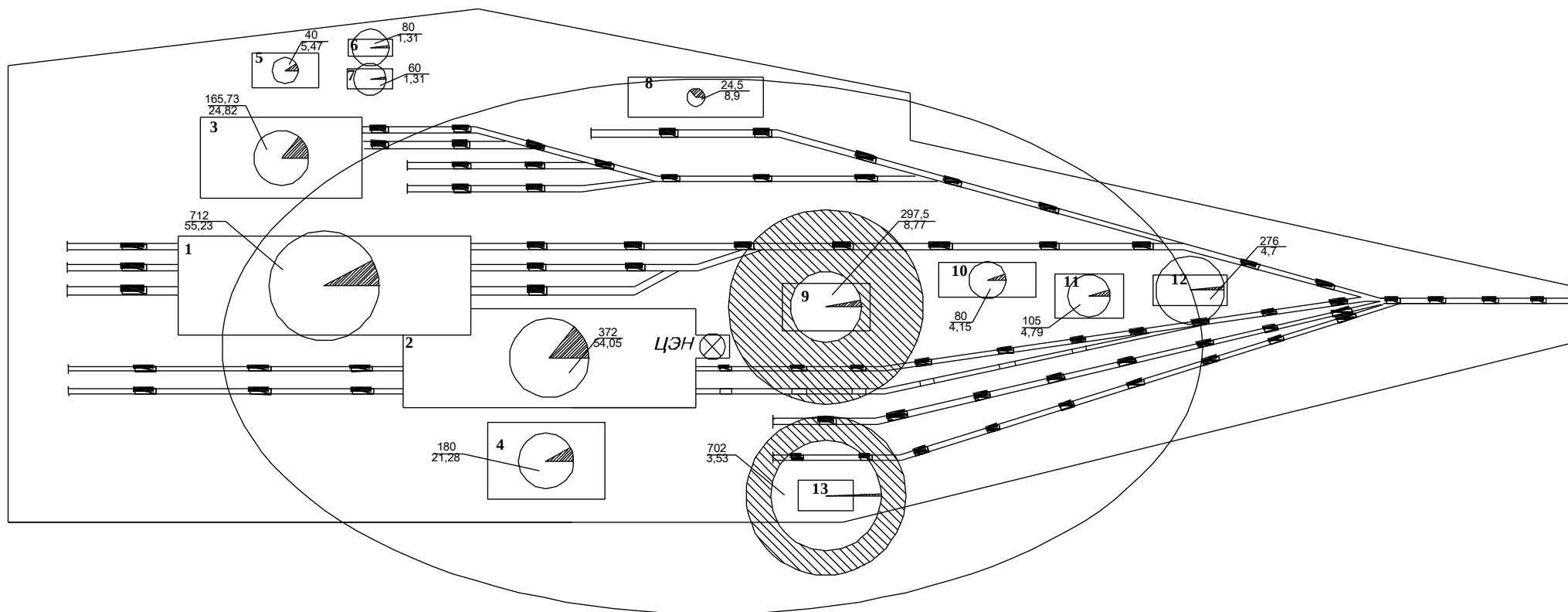


Рисунок 4 – Картограмма нагрузок

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

4.1. Выбор мощности и количества цеховых трансформаторов

Выбор цеховых трансформаторов зависит от нескольких условий: от удельной плотности нагрузки завода, от категории снабжения потребителя и пропускаемой мощности. В целях экономии и унификации целесообразно выбрать одинаковое число трансформаторов.

Удельная плотность нагрузки:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{\text{ц}}} = \frac{4557,16}{15402,24} = 0,296 \text{ кВА} / \text{м}^2,$$

где S_p – полная мощность предприятия;

$F_{\text{ц}}$ – суммарная площадь цехов, м^2 .

Воспользовавшись таблицей, целесообразная мощность трансформаторов 1600кВА. Т.к. для текущего проекта при такой мощности трансформаторов их количество будет крайне мало, то перейдём к мощности равной 630кВА.

Минимальное число трансформаторов:

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{расч.н.}}}{\beta \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{3320,89}{0,7 \cdot 630} = 7,53 \approx 8,$$

где $P_{\text{расч.н.}}$ – активная расчётная нагрузка с учетом освещения, кВт;

$\beta = 0,7$ коэффициент загрузки, т.к. есть потребители и второй, и третьей категории;

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

Выбираем трансформатор ТМЗ-630/6-10 по таблице П. 4.8. [1, с. 236].

В таблицу 10 сведём данные о трансформаторе.

Таблица 10 – Технические данные трансформатора

Тип	$S_{\text{ном}},$ кВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		Потери, кВт		$U_{\text{кз}} \%$	$I_{\text{хх}} \%$
		ВН	НН	XX	КЗ		
ТМЗ-630/6-10	630	6; 10	0,4; 0,69	2,3	8,5	5,5	3,2

4.2 Компенсация реактивной мощности

«Бесплатная» реактивная мощность, генерируемая из сети для 35кВ:

$$Q_c = \alpha P_{p\Sigma} = 0,24 \cdot 6596 = 1583,04 \text{кВАр};$$

Из баланса реактивной мощности:

$$Q_p^{\text{HH}} = 3120,8 \text{кВАр} > Q_c = 1583,04 \text{кВАр}.$$

Нагрузка предприятия требует реактивной мощности больше, чем выдаёт энергосистема.

Определим сколько реактивной мощности способны пропустить 8 трансформаторов:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\text{min}} \cdot \beta_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр.}})^2 - P_{\text{расч.НН}}^2} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 3320,89^2} = 1191 \text{кВАр},$$

Для компенсации реактивной мощности можно использовать, имеющиеся на предприятии в цехах № 9 и 13 синхронные двигатели.

Таблица 11 – Параметры синхронных двигателей

№ цеха	№ двигателя	P, кВт	КПД	D1	D2	кол-во	$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$	α
13	СДН-15-39-6	1250	94,45	6,77	6,98	2	0,9	0,484	0,98
9	СДН-15-64-6	2000	95,73	8,39	7,2	3	0,9	0,484	0,98

Реактивная мощность, генерируемая синхронниками в режиме недовозбуждения:

$$Q_{\text{СД13}} = \frac{\alpha_m \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}}} = \frac{0,98 \cdot 1250 \cdot 0,48}{0,9445} = 628,16 \text{кВАр};$$

$$Q_{\text{СД9}} = \frac{\alpha_m \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}}} = \frac{0,98 \cdot 2000 \cdot 0,48}{0,9573} = 991,61 \text{кВАр};$$

Полная располагаемая мощность генерации СД:

$$Q_{\text{сд}} = N_{13} \cdot Q_{\text{сд13}} + N_9 \cdot Q_{\text{сд9}} = \\ = 2 \cdot 628,16 + 3 \cdot 991,61 = 4231,154 \text{ кВар}.$$

Трансформаторы не в состоянии пропустить всю реактивную мощность через себя. Для решения этой проблемы можно либо поставить КБ НН, либо увеличить число трансформаторов и произвести расчёты ещё раз.

Вариант 1. Установим КБ НН.

Мощность, необходимую скомпенсировать:

$$Q'_{\text{КБНН}} = Q_{\text{расчНН}} - Q_1 = 3120,8 - 1199 = 1921,8 \text{ кВар}.$$

Выбираем компенсирующее устройство УКБН–0,38–200–50УЗ в количестве 10 штук. Приведём данные в таблице

Таблица 11 – 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

Баланс реактивной мощности от ГПП до потребителя:

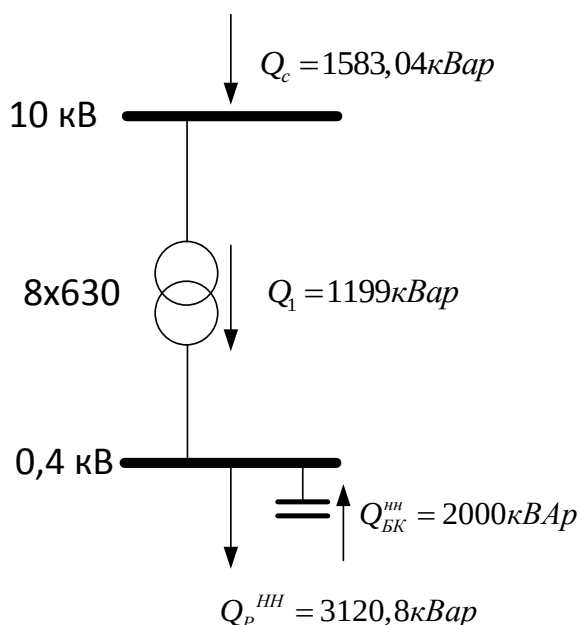


Рисунок 5 – Баланс реактивной мощности

Посчитаем затраты на установку батарей:

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

$$\begin{aligned} Z_0 &= 0; Z_2 = 0; Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК}}{U} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = \\ &= 0,223 \cdot 9,3 \cdot 1 + 85 \cdot 0,0045 = 2,4564 \text{ у.е./кВар} \end{aligned}$$

$$Z = Z_0 + Z_1 Q + Z_2 Q^2 = 0 + 2,4564 \cdot 2000 = 4912,8 \text{ у.е.}$$

Вариант 2. Увеличим мощность трансформаторов.

Пересчитаем реактивную мощность, переходящую через трансформаторы:

$$\begin{aligned} Q_1' &= \sqrt{((N_{\min} + 1) \cdot \beta_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр.}})^2 - P_{\text{расч.НН}}^2} = \sqrt{((8+1) \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 3320,89^2} = \\ &= 2173,62 \text{ кВАр}, \end{aligned}$$

Удельная стоимость на установку 1 трансформатора мощностью 630кВА равны 12000у.е. Удельные затраты равны

$$Z_{\text{тр}} = E \cdot K_{\text{тр}} = 0,223 \cdot 12000 = 2676 \text{ у.е.}$$

Мощность, необходимую скомпенсировать:

$$Q_{\text{КБНН}}'' = Q_{\text{расч.НН}} - Q_1' = 3120,8 - 1199 = 1929,8 \text{ кВАр.}$$

Выбираем компенсирующее устройство УКБН–0,38–200–50УЗ в количестве 5 штук.

Посчитаем затраты на установку батарей:

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

$$\begin{aligned} Z_0 &= 0; Z_2 = 0; Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК}}{U} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = \\ &= 0,223 \cdot 9,3 \cdot 1 + 85 \cdot 0,0045 = 2,4564 \text{ у.е./кВар} \end{aligned}$$

$$Z = Z_0 + Z_1 Q + Z_2 Q^2 = 0 + 2,4564 \cdot 1000 = 2456,4 \text{ у.е.}$$

$$Z_{\Sigma} = Z + Z_{\text{тр}} = 2456,4 + 2676 = 5132,4 \text{ у.е.}$$

Первый вариант выгоднее, поэтому останавливаемся на нём

4.3 Определение места расположения цеховых трансформаторов

Таблица 12 – Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

Подстанция	Питающиеся цеха	Расположение подстанции	Кол-во и мощность тр-ров
ТП-1	Цех 1,2	Цех 2	2х630 кВА
ТП-2	Цех 1,3,5,6,7,8	Цех 3	2х630 кВА
ТП-3	Цех 4,9,10,11,12	Цех 9	2х630 кВА
ТП-4	Цех 13	Цех 13	2х630 кВА

Определим фактическую загруженность каждой ТП.

Установив конденсаторные батареи, пересчитаем коэффициенты загрузки трансформаторов на цеховых подстанциях (ТП-1):

$$\beta_{\text{т.факт.}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{БК ТП1 факт.}}^{\text{нн}})^2}}{n \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{\sqrt{809,67^2 + (640,64 - 400)^2}}{2 \cdot 630} = 0,67.$$

Для остальных ТП расчет аналогичен. Результаты сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – 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	$\beta_{\text{т факт.}}$
ТП-1	2	809,67	640,64	200	2×УКБН–0,38–200–50У3	0,67
ТП-2	2	795,65	843,48	200	2×УКБН–0,38–200–50У3	0,723
ТП-3	2	982,19	902,28	200	4×УКБН–0,38–200–50У3	0,784
ТП-4	2	723,53	734,4	200	2×УКБН–0,38–200–50У3	0,633

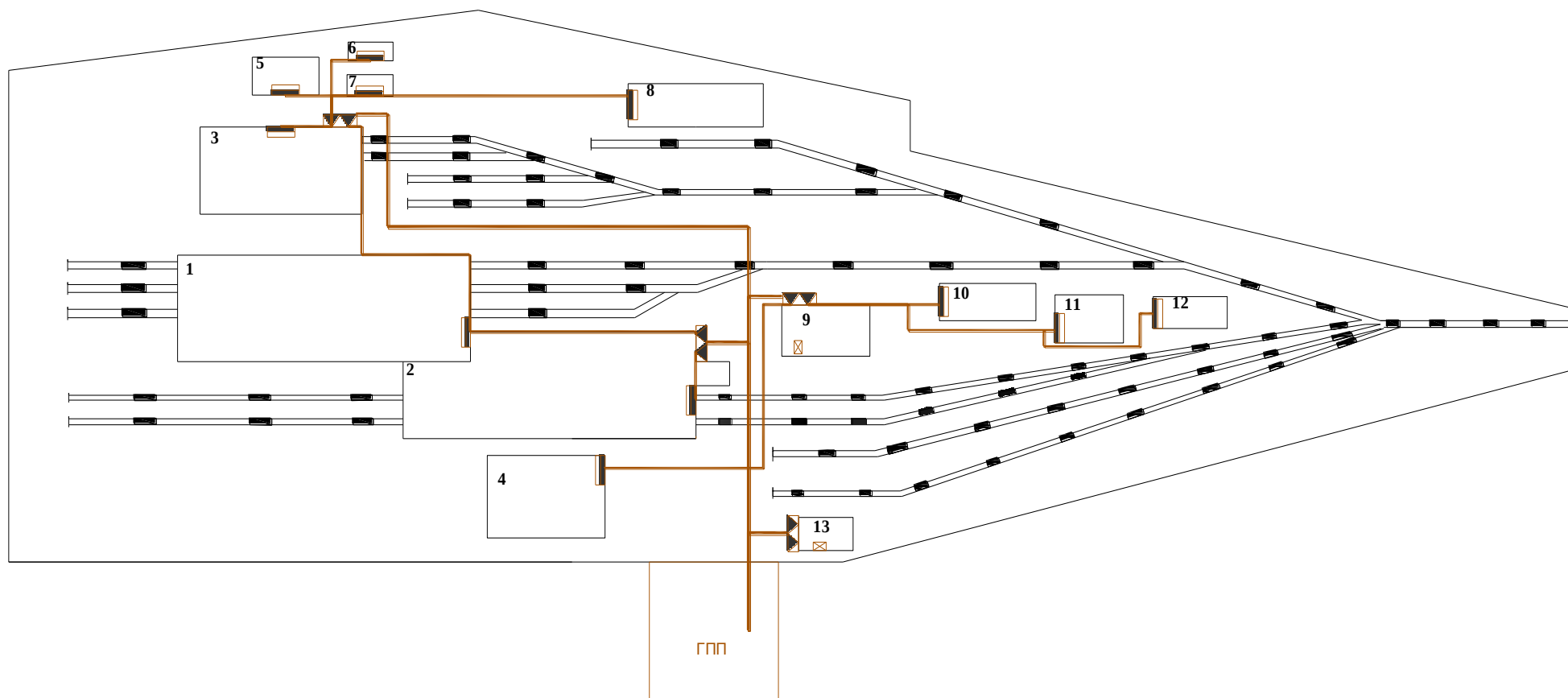


Рисунок 6 – Схема силовой сети локомотивного депо

5. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

По формуле вычислим номинальную мощность трансформатора ГПП:

$$S_{\text{н.тр.}} = \frac{S_{\text{р.ГПП}}}{N_{\text{тр}} \cdot \beta_{\text{т}}},$$

где $S_{\text{р.ГПП}}$ – рассчитанная мощность предприятия полная со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП;

$\beta_{\text{т}} = 0,7$ – для второй категории коэффициент.

$$S_{\text{н.тр.}} = \frac{S_{\text{р.ГПП}}}{N_{\text{тр}} \cdot \beta_{\text{т}}} = \frac{7237,44}{2 \cdot 0,7} = 5169,6 \text{ кВА}.$$

Из стандартного ряда мощности трансформаторов выбираем ближайшее большее значение $S_{\text{н.тр.}}$.

Выбираем трансформаторы ТМН-6300/35 по таблице 7.3. [3, с. 160].

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Паспортные данные трансформатора ТМН-6300/35

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		$U_{\text{кз}} \%$	$I_{\text{хх}} \%$
		ВН	НН		XX	КЗ		
ТМН- 6300/35	6,3	35	11	Y / Δ – 11	8	46,5	7,5	0,8

Трансформатор может быть перегруженным на 40 % по 6 часов в течение пяти дней. В случае, если один из двух выбранных трансформаторов выйдет из строя, то не будет превышать допустимая перегрузка.

Проверка: $S_{\text{р.ГПП}} = 7237,44 \text{ кВА} < 1,4 \cdot S_{\text{ном.тр.}} = 8820 \text{ кВА}.$

6. Выбор сечения линии, питающей ГПП

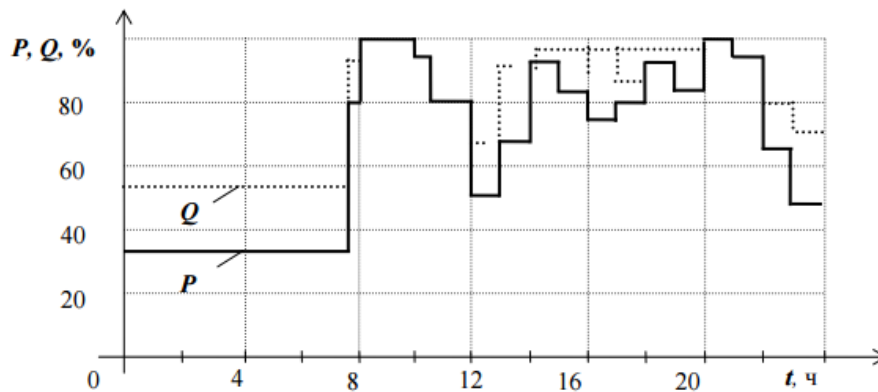


Рисунок 7 – Суточный график нагрузки ремонтно–механического завода

Снабжение ГПП будет осуществляться воздушным двухцепным проводом типа АС.

Линии будем выбирать по экономической плотности тока и расчётному току.

Суточный график нагрузки приведён для определения постоянной времени $T_{\max}$, используемой затем для определения экономической плотности тока.

Таблица 15 – Данные анализа графика

$t, ч$	1	2	3	4	5	6	7	8
$P, о.е.$	32	32	32	32	32	32	32	48
$Q, о.е.$	55	55	55	55	55	55	55	75
$P, кВт$	1062,7	1062,7	1062,7	1062,7	1062,7	1062,7	1062,7	1594,1
$Q, кВар$	1716,6	1716,6	1716,6	1716,6	1716,6	1716,6	1716,6	2340,8
$t, ч$	9	10	11	12	13	14	15	16
$P, о.е.$	100	100	84	80	50	68	92	83
$Q, о.е.$	100	100	84	80	68	92	97	88
$P, кВт$	3321	3321	2789,6	2656,8	1660,5	2258,3	3055,3	2756,4
$Q, кВар$	3121	3121	2621,6	2496,8	2122,3	2871,3	3027,4	2746,5
$t, ч$	17	18	19	20	21	22	23	24
$P, о.е.$	76	80	92	84	1	95	63	48
$Q, о.е.$	85	80	92	84	1	95	80	70
$P, кВт$	2524	2656,8	3055,3	2789,6	33,21	3155	2092,2	1594,1
$Q, кВар$	2652,9	2496,8	2871,3	2621,6	31,21	2965	2496,8	2184,7

По таблице определяем суточное потребление активной ЭЭ:

$$\sum_{t=1}^{24} W_{t.p.} = \sum_{t=1}^{24} P_{t.p.} \cdot t = 44752,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Т.к. по условию не даны условия работы предприятия, то принимаем работу 24/7.

$$W_{год} = W_{сут} \cdot 365 = 44752,3 \cdot 365 = 16334582 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим время использования максимума графика нагрузки:

$$T_{\max} = \frac{W_{год}}{P_{\max}} = \frac{16334582}{3321} = 4918,6 \text{ ч}$$

Экономическая плотность тока определяется из таблицы ПУЭ 1.3.36 [4].

Для рассчитанного времени максимума нагрузки экономическая плотность тока равна $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

$$\text{Определим расчётный ток линии: } I_p = \frac{S_{\text{ном.тр.}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 51,96 \text{ А}$$

$$\text{Вычислим сечение: } F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{51,96}{1,1} = 47,24 \text{ А}$$

Из номинального ряда в таблице 5.2.[4, с.117] выбираем ближайшее большее: $F = 50 \text{ мм}^2$. С учётом оговоренных ранее условий выбираем провод АС 50/8. Допустимый ток $I_{\text{дон}} = 210 \text{ А}$. Проведем проверку выбранного провода.

1. Выполним проверку по перегрузочной способности.

$$I_p = 51,96 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 210 \text{ А}$$

$$2I_p = 2 \cdot 51,96 \text{ А} = 103,92 < 1,3I_{\text{дон}} = 1,3 \cdot 210 = 273 \text{ А}$$

2. Выполним проверку по механической прочности.

$$F = 50 \text{ мм}^2 > F_{\min} = 35 \text{ мм}^2.$$

3. Выполним проверку по допустимой потере напряжения.

Коэффициент загрузки линии определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{I_{\text{дон}}}{I_p} = \frac{210}{51,96} = 4,04$$

Тогда допустимую длину питающей линии:

$$L_{дон} = I_{\Delta U 1\%} \Delta U_{дон\%} k_3 = 1,48 \cdot 5 \cdot 4,04 = 29,91 \text{ км} \geq 10 \text{ км}.$$

4. Выполним проверку по условию коронирования.

Линии 35кВ не проверяется по короне.

7. Выбор сечения проводников в сетях выше 1000 В

Внутризаводские сети выше 1кВ будем выполнять кабельными линиями, проложенными в кабельных туннелях и в воздухе по стене на скобах.

Сечения жил кабеля в сетях выше 1000В будем выбирать по экономической плотности тока.

Оформим пример выбора сечения кабеля от ГПП до цеха №9, питающей распределительное устройство 10кВ от ГПП, остальные данные сведём в таблицу.

Вычислим по формуле расчётный ток:

$$I_{расч} = \frac{n_{тр} S_{ном.тр.} + n_{СД} S_{ном.СД}}{n_{лин} \sqrt{3} U_{ном}} = \frac{2 \cdot 630 + 3 \cdot 2000}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} \cdot 0,9 = 152,55 \text{ А}$$

где: $n_{тр} = 1$ – число трансформаторов, $n_{лин} = 3$ – число питающих линий (т.к. слишком большое сечение придётся выбрать, если пустить ток по одному кабелю), $n_{СД} = 3$ – число синхронных двигателей, $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение линии.

Найдём сечение кабеля:

$$F_{эк} = \frac{I_{расч}}{j_{эк}} = \frac{152,55}{1,4} = 108,68 \text{ мм}^2$$

Ближайшее стандартизированное значение сечения $F = 150 \text{ мм}^2$. Предварительно выбираем кабель ААШв-3(3х150). По таблице 1.3.16. [10] $I_{дон} = 275 \text{ А}$.

Для окончательного выбора необходимо учесть коэффициенты. $+60^{\circ}\text{C}$ – допустимая температура жил кабеля для напряжения 10кВ, определяемая по таблице 1.3.12. [10].

Проверка кабеля проводится при стандартных условиях: температура земли $+15^{\circ}\text{C}$ и температуре жил $+60^{\circ}\text{C}$.

Поправочный коэффициент на токи $K_1 = 1$ по таблице 1.3.3. [10].

Поправочный коэффициент для 3 работающих кабелей, лежащий рядом в земле $K_2 = 0,87$ определили по таблице 1.3.26. [10].

С учётом внешних условий допустимый ток должен превышать расчётный, поправленный выбранными коэффициентами:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{K_1 K_2},$$

$$I_{\text{доп}} = 275 \text{ A} \geq \frac{I_{\text{расч}}}{K_1 K_2} = \frac{152,55}{1 \cdot 0,87} = 175,34 \text{ A} \quad \text{— проверку проходит.}$$

Выполним проверку по длительному току в послеаварийном режиме.

$$I_{\text{н.ав.}} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 152,55 = 305,1 \text{ A}$$

Определим по таблице 1.3.2. [10] допустимую перегрузку по отношению к номинальной при длительности 6 часов $K_{\text{пер}} = 1,25$.

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

$$1,25 \cdot 275 = 343,75 \text{ A} \geq \frac{2 \cdot 152,55}{1 \cdot 0,87} = 350,69 \text{ A} - \text{условие не выполняется.}$$

Выберем большее сечение: $F = 185 \text{ мм}^2$, который проходит все проверки. Выбираем кабель ААШв–3(3х185). По таблице 1.3.16. [10] $I_{\text{доп}} = 310 \text{ A}$.

Таблица 16 – Выбор и первая проверка кабелей от ГПП

ТП	I_p	n	$I_{п.ав.}$	$F_{эк}$	$F_{ном}$	Предварительная марка кабеля
ТП1	72,746	1	145,492	51,962	70	ААШВ-3х70
ТП2	72,746	1	145,492	51,962	70	ААШВ-3х70
ТП3	152,549	3	305,098	108,963	185	ААШВ-3(3х185)
ТП4	116,561	2	233,121	83,258	95	ААШВ-2(3х95)

Продолжение таблицы 16

$I_{доп}$	I_p/K_1K_2	K_1	K_2	$K_{пер}$	$K_{пер}I_{доп}$	$I_{п.ав.}/K_1K_2$	$l, км$
165	72,746	1	1	1,25	206,25	145,492	0,120
165	72,746	1	1	1,25	206,25	145,492	0,339
310	175,343	1	0,87	1,25	387,5	350,687	0,134
205	126,696	1	0,92	1,25	256,25	253,393	0,050

8. Расчёт потерь в КТП и внутривоздушных линиях

Расчёт сети выше 1кВ ведётся в относительных единицах. Расчёт сопротивлений сети производится с принятыми условиями, что базисная мощность $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$, а $x_{\text{сист}} = 0$, размерность в МВА и кВ.

Определим сопротивление воздушной линии 35кВ:

$$R_{\text{вл}} = \frac{r_0 l S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном}}^2} = \frac{0,65 \cdot 10 \cdot 100}{37^2} = 0,475 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{вл}} = \frac{x_0 l S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном}}^2} = \frac{0,4 \cdot 10 \cdot 100}{37^2} = 0,292 \text{ о.е.}$$

Где: $l = 10 \text{ км}$ – длина воздушной линии от системы к ГПП;

$U_{\text{ср.ном1}} = 37 \text{ кВ}$ – базисное напряжение;

$r_0 = 0,65 \text{ Ом/км}$ – активное сопротивление провода АС–50/8 определили по таблице П.6.2. [1, с.241];

$x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ – индуктивное сопротивление провода АС–50/8 определили по таблице П.6.1. [1, с.240].

Сопротивление трансформатора ТМН-6300/110 считается по справочным данным:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{\text{ном}}^2 S_{\sigma}}{S_{\text{ном}}^2 U_{\text{ср.ном1}}^2} = \frac{46,5 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2 \cdot 100}{6,3^2 \cdot 37^2} = 0,105 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{кз}\%} S_{\sigma}}{100 S_{\text{ном}}} = \frac{7,5 \cdot 100}{100 \cdot 6,3} = 1,19 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление кабельной линии до ТП1:

$$R_{\text{кл1}} = \frac{r_0 l S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном2}}^2} = \frac{0,447 \cdot 0,12 \cdot 100}{10,5^2} = 0,049 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{кл1}} = \frac{x_0 l S_{\sigma}}{U_{\text{ср.ном2}}^2} = \frac{0,086 \cdot 0,12 \cdot 100}{10,5^2} = 0,009 \text{ о.е.}$$

Где: $l = 0,12 \text{ км}$ – длина кабельной линии от ГПП к ТП1;

$r_0 = 0,447 \text{ Ом/км}$ – активное сопротивление кабеля ААШв-3х70;

$x_0 = 0,086 \text{ Ом/км}$ – индуктивное сопротивление кабеля ААШв-3х70;

Сопротивление остальных КЛ сведены в таблицу с учётом параллельности прокладки кабелей:

Таблица 17 – Пре дварительные марки и сечения КЛ напряжением 10кВ

Цех	КЛ	r_0	x_0	R,о.е.	X,о.е.
ТП1	ААШв-3х70	0,447	0,086	0,049	0,009
ТП2	ААШв-3х70	0,447	0,086	0,137	0,026
ТП3	ААШв-3(3х185)	0,056	0,026	0,007	0,003
ТП4	ААШв-2(3х95)	0,165	0,042	0,007	0,002

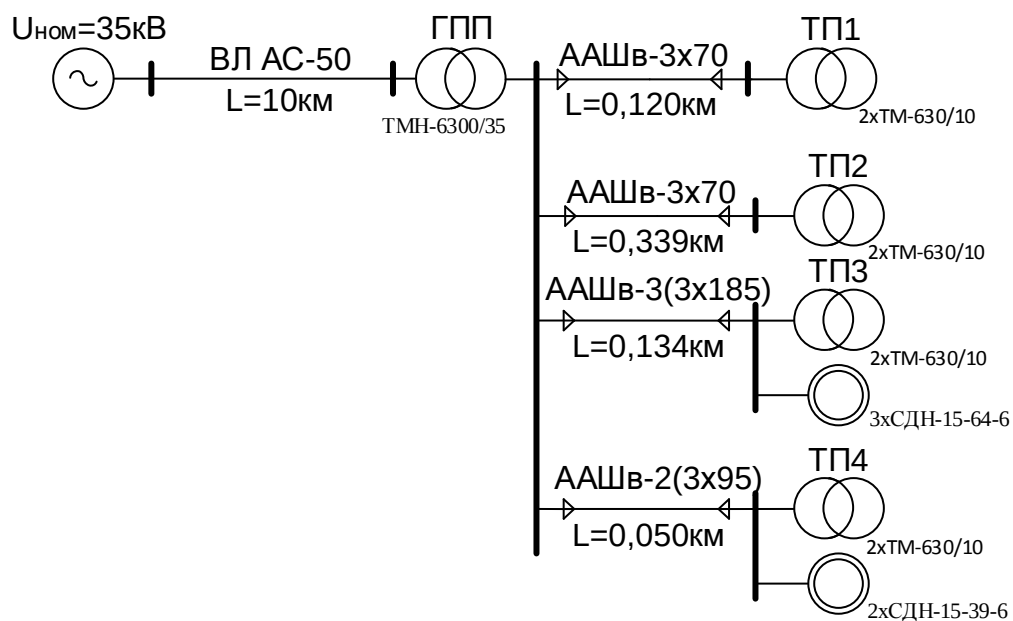


Рисунок 8 – Схема замещения внутривардской сети

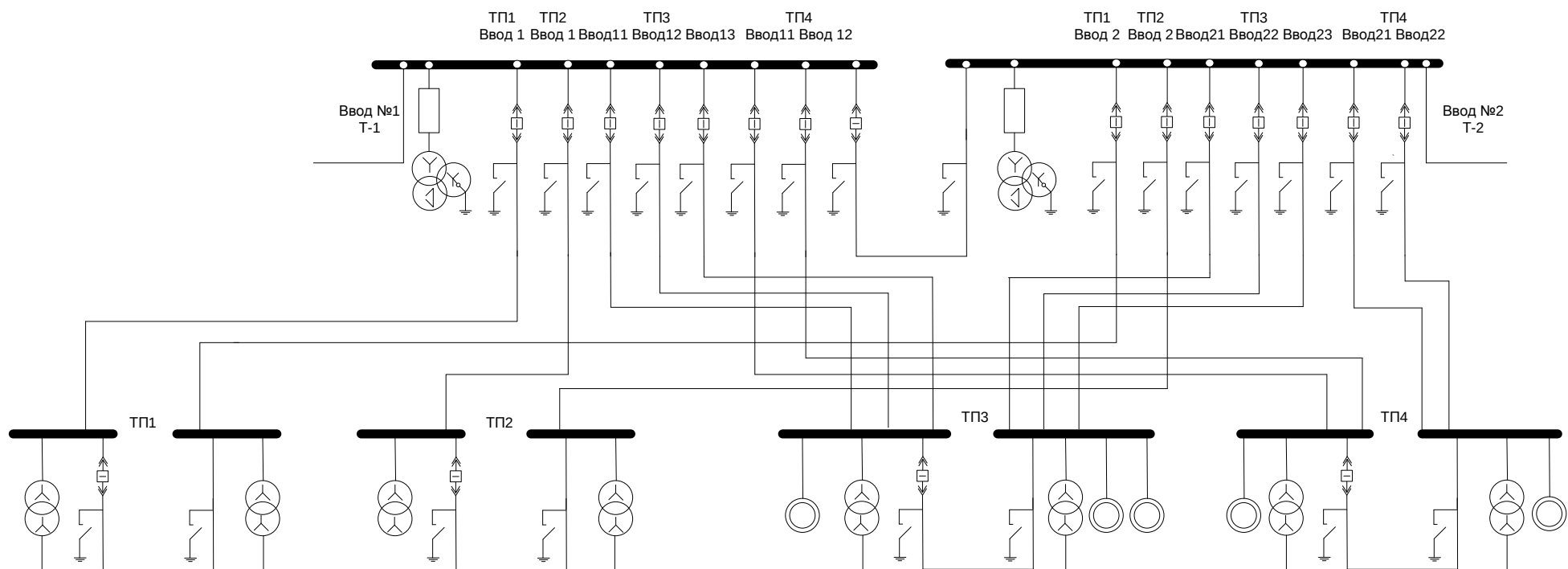


Рисунок 9 – Схема электрическая принципиальная в сети выше 1000В

9. Расчёт токов короткого замыкания в сетях выше 1000В

Для однолинейной схемы электроснабжения построим расчётную схему для расчётов токов КЗ.

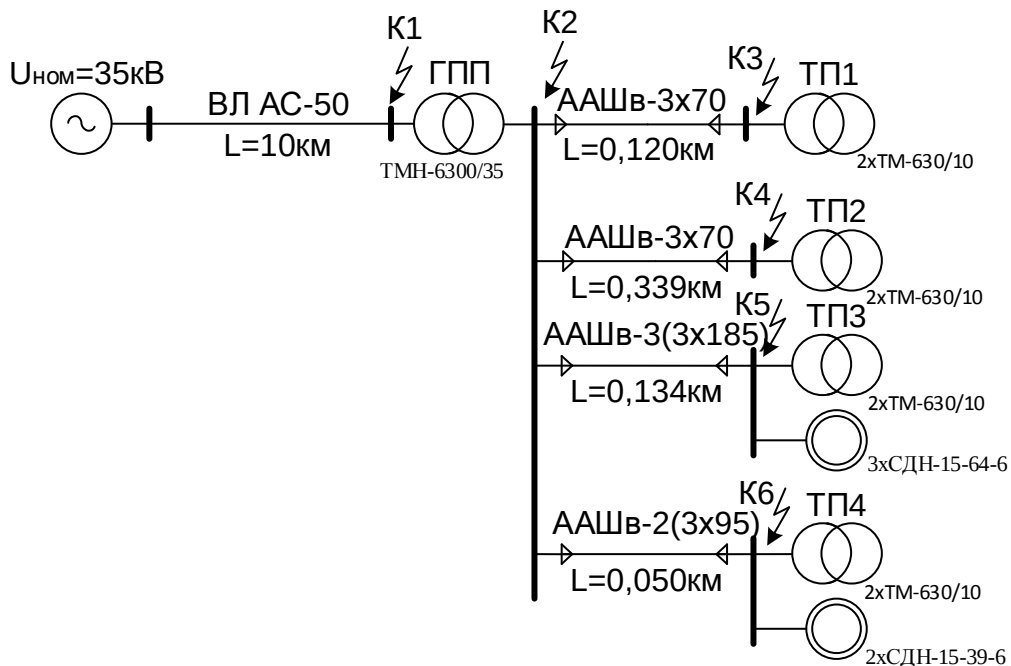


Рисунок 10 – Расчётная схема

9.1. Расчёт токов КЗ

Приведём пример расчёта тока КЗ до самой удалённой точки – К6.

Посчитаем ток базисный:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{ср.ном2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 o.e.$$

Импеданс до рассчитываемой точки:

$$\begin{aligned} Z_{рез} &= \sqrt{\left((R_{вл} + R_{кл4} + R_{трГПП})\right)^2 + \left((X_{вл} + X_{кл4} + X_{трГПП})\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left((0,475 + 0,007 + 0,105)\right)^2 + \left((0,292 + 0,002 + 1,19)\right)^2} = 1,596 o.e. \end{aligned}$$

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ по формуле:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{Z_{рез}} = \frac{5,5}{1,596} = 3,444 кА.$$

Ударный ток зависит от соотношения $\frac{X_{рез}}{R_{рез}} = \frac{1,484}{0,587} = 2,529$

Воспользуемся рисунком:

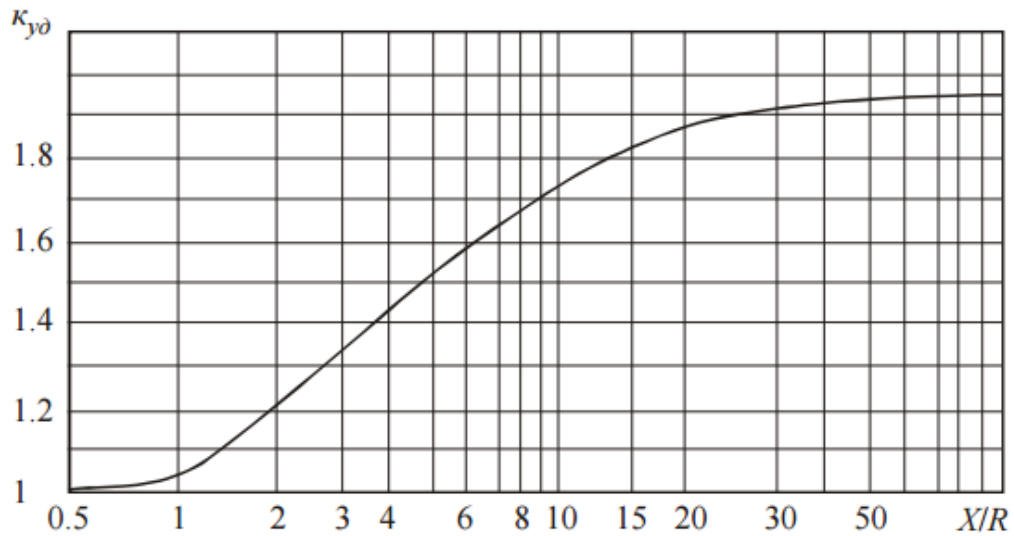


Рисунок 11 – График для определения ударного коэффициента

Тогда $k_{yd} = 1,25$.

Определим ударный ток КЗ:

$$i_{yd} = \sqrt{2} \cdot k_{yd} \cdot I_{K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot 3,444 = 6,089 \text{ кА}$$

Учтём подпитку точки КЗ от синхронных двигателей с ТПЗ и ТП4.

Для синхронного двигателя в оценочных расчётах можно принять средние значения сверхпереходной Э.Д.С. $E'' = 1,1 \text{ о.е.}$ и сверхпереходного индуктивного сопротивления по продольной оси $x_{d*}'' = 0,2 \text{ о.е.}$

С учётом внешнего индуктивного $x_{вн*}$ и активного сопротивлений $r_{вн*}$, через которые двигатель присоединен:

$$I_{п0СД13} = n \frac{E'' I_{номСД13}}{\sqrt{(x_{d*}'' + x_{вн*})^2 + r_{вн*}^2}} = 2 \cdot \frac{1,1 \cdot 0,085}{0,2/2} = 1,867 \text{ кА}$$

$$x_{вн*} = 0, r_{вн*} = 0.$$

$$I_{номСД13} = \frac{P_{ном13}}{\sqrt{3} U_{ном} \eta_{ном13} \cos \varphi_{ном13}} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9445 \cdot 0,9} = 84,9 \text{ А}$$

С учётом, что нет активной мощности, то $k_{yd} = 2$.

Определим ударный ток КЗ от СД:

$$i_{y\partial CД\#13} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} I_{n0CД13} = \sqrt{2} \cdot 2 \cdot 1,867 = 5,283 \text{ кА}$$

Подпитка от СД с ТПЗ.

$$I_{n0CД9} = n \frac{E'' I_{номCД9}}{\sqrt{\left(\frac{x_{d''}}{n} + x_{вн''}\right)^2 + r_{вн''}^2}} = 3 \cdot \frac{1,1 \cdot 0,134}{\sqrt{\left(0,2/3 + 0,005\right)^2 + 0,0143^2}} = 6,052 \text{ кА}$$

$$x_{вн''} = X_3 + X_4 = 0,002 + 0,003 = 0,005 \text{ о.е.};$$

$$r_{вн''} = R_3 + R_4 = 0,007 + 0,007 = 0,014 \text{ о.е.}$$

$$I_{номCД9} = \frac{P_{ном9}}{\sqrt{3} U_{ном} \eta_{ном9} \cos \varphi_{ном9}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9573 \cdot 0,9} = 0,134 \text{ кА}$$

Для определения ударного тока необходимо численно знать

соотношение $\frac{X_{рез}}{R_{рез}} = \frac{0,205}{0,0143} = 14,32$

Тогда $k_{y\partial} = 1,8$.

Определим ударный ток КЗ:

$$i_{y\partial 9} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} I_{номCД9} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,052 = 15,405 \text{ кА}$$

Суммарный ток в точке К6:

$$I_{\Sigma КЗ}^{(3)} = I_{КЗ}^{(3)} + I_{номCД9} + I_{номCД13} = 3,444 + 1,868 + 6,052 = 11,364 \text{ кА}$$

Суммарный ударный ток:

$$i_{\Sigma y\partial} = i_{y\partial} + i_{y\partial CД9} + i_{y\partial CД13} = 6,089 + 5,283 + 15,402 = 26,777 \text{ кА}$$

Токи КЗ в остальных точках сведём в таблицу:

Таблица 18 – Расчёт токов КЗ в сети выше 1000В

	$X_{рез}$	$R_{рез}$	$Z_{рез}$	$I_{КЗ}^{(3)}$	X/R	$k_{y\partial}$	$i_{y\partial}$	$X_{внТПЗ}$	$R_{внТПЗ}$	$X_{внТП4}$	$R_{внТП4}$	$I_{н0СД13}$	$I_{н0СД9}$
K1	0,292	0,475	0,557	2,799	0,615	1,090	4,315	1,260	0,007	1,292	0,007	0,145	0,351
K2	1,483	0,580	1,592	3,454	2,558	1,270	6,204	0,070	0,007	0,102	0,007	1,828	6,308
K3	1,492	0,628	1,619	3,396	2,374	1,240	5,956	0,079	0,056	0,111	0,056	1,498	4,571
K4	1,509	0,717	1,671	3,291	2,105	1,220	5,678	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
K5	1,486	0,586	1,597	3,442	2,533	1,260	6,134	0,067	0,000	0,105	0,014	1,763	6,634

Продолжение таблицы 18

$X/R_{ТПЗ}$	$X/R_{ТП4}$	$k_{y\partial ТПЗ}$	$k_{y\partial ТП4}$	$i_{y\partial ТПЗ}$	$i_{y\partial ТП4}$	$\Sigma I_{КЗ}^{(3)}$	$\Sigma i_{y\partial}$
184,517	172,714	2	2	0,993	0,409	3,294	5,716
10,216	13,616	1,73	1,8	15,433	4,654	11,590	26,291
1,423	1,977	1,1	1,2	7,111	2,542	9,465	15,608
0	0	0	0	0	0	3,291	5,678
999	7,336	2	1,65	18,764	4,113	11,839	29,011

9.2. Проверка кабелей на термическую стойкость к ТКЗ

Проведём расчёт для точки К6.

$$\text{Постоянная времени КЗ: } T_a = \frac{X_{рез}}{\omega \cdot R_{рез}} = \frac{2,533}{314} = 0,008 \text{ с.}$$

Рассчитаем величину теплового импульса тока КЗ:

$$B_k = \left(I_{\Sigma КЗ}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{np} + T_a)$$

где t_{np} - приведенное (расчетное) время отключения тока КЗ, T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{np} = t_{p.з.} + t_{откл.} = 0,5 + 0,025 = 0,525 \text{ с}$$

где $t_{p.з.}$ - время действия второй ступени релейной защиты, $t_{откл.}$ - полное время отключения вакуумного выключателя.

$$B_k = \left(I_{\Sigma КЗ}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{np} + T_a) = 11,364^2 \cdot (0,525 + 0,008) = 68,839 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$$

$$F_{\min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{68,839}}{90} \cdot 10^3 = 92,2 \text{ мм}^2.$$

где C_T - коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника, для нашего случая $90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ по таблице 6.2 [1, стр.139], B_k - тепловой импульс тока КЗ.

Остальные расчёты сведём в таблицу:

Таблица 19 – Окончательная проверка кабеля в сети выше 1000В

	T_a	B_k	$F_{\min}$	$F_{\text{факт}}$	$F_{\text{окон}}$	Тип кабеля
К1	0,002	5,785	26,725	50	50	АС–50/8
К3	0,008	47,756	76,784	70	95	ААШВ-3х95
К4	0,007	5,774	26,700	70	70	ААШВ-3х70
К5	0,008	74,716	96,043	185	185	ААШВ-3(3х185)

10. Выбор оборудования ГПП.

В первую очередь определимся со схемой внешнего электроснабжения ГПП. С учётом класса напряжения и типом подстанции выбираем схему 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Следующим шагом должен быть выбор оборудования. Аппараты выбираются в соответствии с классом напряжения и током, который они пропускают через себя. Также производятся проверки по термическому воздействию и воздействию тепловым импульсом. Фактические значения величин, конечно же, должны быть меньше, чем для выбранных аппаратов. Для наглядности на каждом этапе всё сводится в таблицы.

Номинальный ток трансформатора ГПП:

$$I_{ном}^{BH} = \frac{S_{тр.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{BH}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,923 A$$

$$I_{ном}^{HH} = \frac{S_{тр.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{HH}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,73 A$$

Нормальный режим:

$$I_{расч} = I_{ном}^{BH} = 103,923 A$$

Аварийный режим (вся нагрузка на одной линии):

$$I_{п.ав.} = 2 \cdot I_{расч} = 2 \cdot 103,923 = 207,846 A$$

Номинальный ток цехового трансформатора:

$$I_{ном}^{BH} = \frac{S_{тр.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{BH}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,3 A$$

Нормальный режим:

$$I_{расч} = I_{ном}^{BH} = 36,3 A$$

Аварийный режим (вся нагрузка на одной линии):

$$I_{п.ав.} = 2 \cdot I_{расч} = 2 \cdot 36,3 = 72,6 A$$

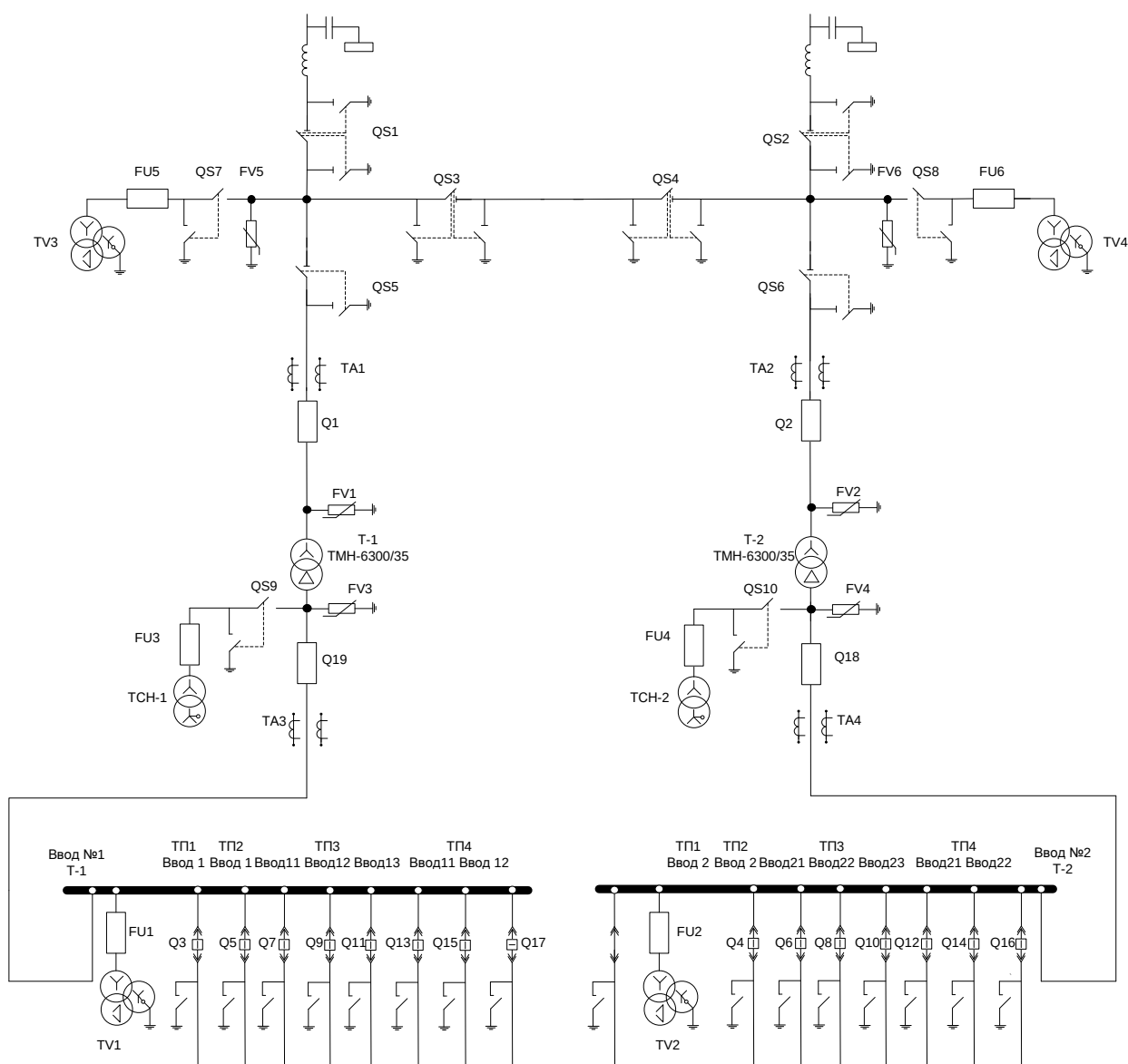


Рисунок 12 – Схема ГПП для выбора высоковольтного оборудования

10.1. Выбор трансформаторов собственных нужд

Рассчитаем номинальную мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{с.н.} = 0,05 \cdot S_{тр.ном} = 0,05 \cdot 6300 = 315 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора ТМ - 400/10 по таблице 7.3. [3, стр. 157].

Таблица 20 – Выбор контрольно-измерительных приборов

Цепь установки приборов	Место установки приборов	Перечень приборов
Двухобмоточный трансформатор	НН (10 кВ)	Амперметр, вольтметр. Амперметр, вольтметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии

10.2. Выбор трансформаторов напряжения.

ТН 35 кВ

Выбираем трансформаторы напряжения на напряжение 35 кВ (TV1-TV2) типа ЗНОМ–35–65 по таблице 7.17. [3 с. 188], каталожные данные представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Каталожные данные ТН ЗНОМ–35–65.

Номинальные напряжения обмоток, кВ			Номинальная мощность в классе точности, ВА	Предельная мощность, ВА
Обмотка ВН	Обмотка НН (осн)	Обмотка НН (дополнительная)		
35/sqrt(4)	0,1/sqrt(3)	0,1/3	0,5	
			150	1200

ТН 10 кВ

Выбираем трансформаторы напряжения на напряжение 10 кВ (TV3-TV4) типа НКФ НТМИ-10-66 У3 по таблице 7.17. [3 стр. 188], каталожные данные представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Каталожные данные НТМИ-10-66 УЗ

Номинальные напряжения обмоток, кВ			Номинальная мощность в классе точности, ВА	Предельная мощность, ВА
Обмотка ВН	Обмотки НН			
	основная	дополнительная		
1	1	0,1/ $\sqrt{3}$	120	1000

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Число обмоток	Кол-во	$P_{потр.}$ Вт	$Q_{потр.}$ Вар	$P_{сум.}$ Вт	$Q_{сум.}$ Вар
Вольтметр	Э-350	1	7	2	-	14	
Ваттметр	Д-304	3	1	2	1,5	6	4,5
Счетчик активной/реактивной энергии	СА3681	2	1	3	2,25	6	4,5
	СР3682	2	1	3	2,25	6	4,5
Итого						32	13,5

Определим расчетную нагрузку трансформатора напряжения:

$$S_{2сум.} = \sqrt{P_{сум.}^2 + Q_{сум.}^2} = \sqrt{32^2 + 13,5^2} = 34,73 \text{ ВА}$$

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

10.3. Выбор высоковольтных выключателей Q_1 , Q_2 на стороне ВН ГПП

Предварительно выбираем вакуумный (трехполюсный) выключатель типа ВБ-35-25/630-1600 УХЛ2, выключатель предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в ячейках комплектных распределительных устройств в электрических сетях трёхфазного переменного тока частотой 50Гц с напряжением 35 кВ с изолированной или заземлённой нейтралью.

Выключатели соответствуют требованиям ГОСТ 687-78, ГОСТ 18397-86 и КУЮЖ.674153.004ТУ.

Таблица 24 – Паспортные данные выключателя ВБ-35-25(31,5)/630-1600
УХЛ2

Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток, А	630, 1250, 1600
Номинальный ток отключения, кА	25, 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	63, 80
Ток термической стойкости, кА	25, 31,5
Время протекания тока терм. стойкости, с	3
Полное время отключения, мс, не более	60

Выполняем проверку выбора выключателя по следующим параметрам:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$35кВ \leq 35кВ$$

2. По длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном}$$

$$103,923А \leq 630А$$

$$I_{п.ав.} \leq I_{ном}$$

$$207,846А \leq 630А$$

3. По отключающей способности:

$$I_{П,τ} \leq I_{откл.ном}$$

$$3,294кА \leq 25кА$$

4. На электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$5,716кА \leq 63кА$$

5. Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$$

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 25^2 \cdot 3 = 2976кА^2 \cdot с$$

$$B_k = 5,785кА^2 \cdot с \leq I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 2976кА^2 \cdot с$$

Выбранный выключатель проходит проверку.

Таблица 25 – Результаты проверки ВБ-35-25(31,5)/630-1600 УХЛ2

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
35	35	$U_{уст} \leq U_{ном}, кВ$
103,923	630	$I_{ном} \leq I_{ном}, А$
3,294	25	$I_{П,τ} \leq I_{откл.ном}, кА$
5,716	63	$i_{уд} \leq i_{дин}, кА$
5,785	2976	$B_k \leq I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.}, кА^2 \cdot с$

10.4. Выбор низковольтных выключателей Q₁₉ и Q₁₈ на стороне НН ГПП

Предварительно выбираем вакуумный (трехполюсный) выключатель типа ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ-1.

Таблица 26 – Паспортные данные выключателя ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	80
Ток термической стойкости, кА	31,5
Время протекания тока терм. стойкости, с	3
Полное время отключения, мс, не более	40

Выполняем проверку выбора выключателя по следующим параметрам:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$10кВ \leq 10кВ$$

2. По длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном}$$

$$363,73А \leq 2000А$$

$$I_{п.ав.} \leq I_{ном}$$

$$727,46А \leq 2000А$$

3. По отключающей способности:

$$I_{П,τ} \leq I_{откл.ном}$$

$$11,59кА \leq 31,5кА$$

4. На электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$26,291кА \leq 80кА$$

5. Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{ПО(КЗ)}^2 \cdot (t_{пр.} + T_a) = 71,621кА^2 \cdot с$$

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 кА^2 \cdot с$$

$$B_k = 71,621кА^2 \cdot с \leq I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 2976 кА^2 \cdot с$$

Выбранный выключатель проходит проверку.

Таблица 27 – Результаты проверки ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ-1

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
10	10	$U_{уст} \leq U_{ном}, кВ$
363,73	2000	$I_{норм} \leq I_{ном}, А$
11,59	31,5	$I_{П,τ} \leq I_{откл.ном}, кА$
26,291	80	$i_{уд} \leq i_{дин}, кА$
71,621	2976	$B_k \leq I_{терм.}^2 \cdot t_{терм}, кА^2 \cdot с$

10.5. Выбор высоковольтных выключателей Q₃ – Q₁₇ на стороне ВН ТМ-630/10

Предварительно выбираем вакуумный (трехполюсный) выключатель типа ВБХ-10-20/630 УХЛ-1.

Таблица 28 – Паспортные данные выключателя ВБХ-10-20/630 УХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
ток термической стойкости, кА	20
время протекания тока терм. стойкости, с	3
Полное время отключения, мс, не более	60

Проведём расчёт для наиболее загруженной линии, если пройдёт – то подойдёт и для остальных участков линии.

Выполняем проверку выбора выключателя по следующим параметрам:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$10кВ \leq 10кВ$$

2. По длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном}$$

$$152,549А \leq 630 А$$

$$I_{п.ав.} \leq I_{ном}$$

$$305,098А \leq 630А$$

3. По отключающей способности:

$$I_{П,τ} \leq I_{откл.ном}$$

$$11,839кА \leq 20кА$$

4. На электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$29кА \leq 51кА$$

5. Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{ПО(КЗ)}^2 \cdot (t_{пр.} + T_a) = 5,719кА^2 \cdot с$$

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

$$B_k = 5,719кА^2 \cdot с \leq I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 1200кА^2 \cdot с$$

Выбранный выключатель проходит проверку.

Таблица 29 – Результаты проверки ВБХ-10-20/630 УХЛ-1.

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
10	10	$U_{уст} \leq U_{ном}, кВ$
152,5	630	$I_{ном} \leq I_{ном}, А$
305	20	$I_{П,τ} \leq I_{откл.ном}, кА$
29	51	$i_{уд} \leq i_{дин}, кА$
5,719	1200	$B_k \leq I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.}, кА^2 \cdot с$

10.6. Выбор трансформаторов тока

1. Выбираем трансформатор тока на напряжение 35 кВ (ТА1, ТА2).

Марку выбираем по номинальному току первичной обмотки трансформатора ТМН-6300/35.

$$I_{ном}^{BH} = 103,923 А$$

Будем использовать трансформатор тока ТОЛ–35Б–I 200/5. (обухов)

2. Выбираем трансформатор тока на напряжение 10 кВ (ТА3-ТА4).

Марку выбираем по номинальному току вторичной обмотки трансформатора ТМН 6300/35.

$$I_{ном}^{HH} = 363,73 А$$

Выбираем трансформатор тока ТПОЛ-10–0,5/10Р с номинальным током первичной обмотки $I_{ном}^1 = 600 А$, характеристики трансформатора тока представлены в таблице 27.

Таблица 30 – Технические характеристики трансформатора тока ТПОЛ-10–0,5/10Р

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток, А	600
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальный коэффициент трансформации	120
Номинальная вторичная нагрузка	10
Класс точности	0,5
Ток термической стойкости, кА	32
Ток электродинамической стойкости, кА	81

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Число обмоток	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э-350	1	1	0,5
Ваттметр	Д-304	2	1	0,5
Счетчик активной энергии	И680	2	1	2,5
Счетчик реактивной энергии	И673	2	1	2,5
Итого				6

Определим мощность, потребляемую приборами:

$$S_{приб} = 6 \text{ ВА}$$

Рассчитаем суммарное сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{6}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов принимаем равным $R_{конт} = 0,1 \text{ Ом}$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ, по условию прочности принимаем сечение жил 4 мм^2 , расчетная длина $l = 5 \text{ м}$

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

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока будет равна:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{конт} = 0,26 + 0,1 + 0,04 = 0,4 \text{ Ом}$$

Номинальная нагрузка трансформатора тока:

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

Выполним проверки:

1. По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

2. По току:

$$I_{раб. \max} \leq I_{ном}$$

$$363 \text{ А} \leq 600 \text{ А}$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{y\partial} \leq i_{дин}$$

$$26,291 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА}$$

4. по термической стойкости

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 32^2 \cdot 3 = 3072 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = I_{ПО(КЗ)}^2 \cdot t_{пр.} = 11,59^2 \cdot 3 = 403 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5. По вторичной нагрузке

$$Z_{2ном} = 0,6 \text{ Ом} \geq r_2 = 0,4 \text{ Ом}$$

Выбранный трансформатор тока проходит проверку.

10.7. Разъединители

1. Разъединители $QS_1 - QS_4$ выбираем по току линии в послеаварийном режиме:

$$I_{н.ав.} = 207,846 \text{ А}$$

Выбираем разъединитель РВЗ-35/630-УЗ, данные представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Паспортные данные разъединителя РВЗ-35/630-УЗ

Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток, А	630
Амплитуда предельного сквозного тока, кА	51
Ток термической стойкости, кА	20
Время термической стойкости, с	3

Так как время релейной защиты не известно, делаем проверку по максимальному времени $t_{пр} = t_{терм}$.

Выполним проверки:

1. По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$$

2. По току:

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$$

$$208A \leq 630A$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$5,716кА \leq 51кА$$

4. по термической стойкости

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200кА^2 \cdot с \geq B_k = I_{ПО(КЗ)}^2 \cdot t_{пр.} = 3,294^2 \cdot 3 = 32,55кА^2 \cdot с$$

Выбранный разъединитель проходит проверку.

2. Разъединители QS_5, QS_6 выбираем по току линии в послеаварийном режиме:

Выбираем разъединитель РВЗ 35/630УЗ. Разъединитель имеет характеристики выше, чем РВЗ-35/630-УЗ, а режим тот же. Поэтому он точно пройдет проверку.

3. Разъединители $QS_7 - QS_8$ для трансформаторов напряжения 35кВ по отключающей способности, так как номинальный ток в первичной обмотке небольшой ($S_{max} = 2000ВА$). РНДЗ-35/1000У1

$$I_{ном}^{TH} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 0,01 А$$

4. Разъединители $QS_9 - QS_{10}$ на стороне напряжения 10кВ для трансформаторов собственных нужд ТМ-400/10.

$$I_{ном}^{ТСН} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,121А$$

Выбираем разъединитель РВРЗ-10/2500УЗ, данные которого представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Технические данные разъединителя РВРЗ-10/2500УЗ

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	2500
Амплитуда предельного сквозного тока, кА	125
Ток термической стойкости, кА	45
Время термической стойкости, с	4

Выполним проверки:

1. По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$10кВ \leq 10кВ$$

2. По току:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$$

$$23,121А \leq 2500А$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$23,04 кА \leq 125кА$$

4. по термической стойкости

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 125^2 \cdot 4 = 62500 кА^2 \cdot с \geq B_k = I_{ПО(КЗ)}^2 \cdot t_{пр.} = 11,59^2 \cdot 4 = 537 кА^2 \cdot с$$

Выбранный разъединитель проходит проверку.

10.8. Предохранители

Выбираем предохранители FU3 и FU4 для защиты трансформаторов собственных нужд.

Номинальный ток первичной обмотки, как было определено выше, равен $I_{ном}^{ТСН} = 23,121А$. Выбираем предохранитель ПКТ101-10-31,5-12,5У3. В таблице 34 представлены результаты выбора и условия проверки.

Таблица 34 – Результаты выбора и условия проверки предохранителя ПКТ101-10-31,5-12,5У3.

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
10	10	$U_{уст} \leq U_{ном}, кВ$
23,121	31,5	$I_{ном} \leq I_{ном}, А$
11,59	12,5	$I_{П,τ} \leq I_{откл.ном}, кА$

Выбранный предохранитель проходит проверку.

Для защиты трансформаторов напряжения 35 кВ используем предохранители марки ПКТ101-35-31,5У3 (FU5, FU6). Для защиты трансформаторов напряжения 10 кВ используем предохранители марки ПКТ101-10-31,5-12,5У3 (FU1, FU2).

10.9. Ограничители перенапряжения

1. Выбор ОПН (FV1, FV2) для защиты силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения со стороны 35кВ.

Выбор производится по напряжению установки. Выбираем ОПН типа ОПН-П1-35П УХЛ1.

2. Выбор ОПН (FV3–FV6) для защиты трансформаторов собственных нужд.

Выбор производится по напряжению установки. Выбираем ОПН типа ОПН-П1-35П УХЛ1 и ОПН-П1-10П УХЛ1.

10.10.Перечень оборудования ГПП

Таблица 35 – Перечень оборудования ГПП

Обозначение	Наименование	Тип
TCH 1, TCH 2	Трансформаторы собственных нужд	ТМ –400/10
TV1, TV2	Трансформатор напряжения	НКФ 110-57-У1
TV3, TV4		НТМИ-10-У3
Q1, Q2	Выключатели вакуумные	ВБ-35-25(31,5)/630-1600 УХЛ2
Q18, Q19		ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ-1
Q3 – Q17		ВБХ-10-20/630 УХЛ-1
ТА1,ТА2	Трансформатор тока	ТОЛ–35Б–I 200/5
ТА3,ТА4		ТПОЛ-10–0,5/10Р
QS1 – QS4	Разъединители	РВЗ-35/630-У3
QS5, QS6		РВЗ 35/630У3
QS7, QS8		РНДЗ–35/1000У1
QS9, QS10		РВРЗ–10/2500У3
FU3, FU4	Предохранители	ПКТ101-10-31,5-12,5У3
FU5, FU6		ПКТ101-35-31,5У3
FU1, FU2		ПКТ101-10-31,5-12,5У3
FV1, FV2	Ограничители перенапряжения	ОПН-П1-35II УХЛ1
FV3, FV4		ОПН-П1-35II УХЛ1
FV5, FV6		ОПН-П1-10II УХЛ1

12. Электроснабжение цеха ремонта электровозов.

12.1. Выбор и проверка аппаратов защиты.

Аппараты защиты выбираются для защиты ЭП от ТКЗ и перегрузок.

Токи КЗ могут достигать значений в десятки раз превышающих номинальные токи присоединенных ЭП и допустимые токи проводников $I_{доп}$. Для предотвращения чрезмерного нагрева проводников и электрооборудования каждый участок сети должен быть снабжен защитным аппаратом, отключающим поврежденный элемент сети с наименьшим временем действия.

Ниже приведен пример выбора АВ для ЭП токарный станок с

$$P_{ном} = 15 \text{ кВт} \text{ и } I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi \eta} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,85 \cdot 0,95} = 28,26 \text{ А}.$$

$$I_{ном.АВ} \geq K_{зап} \cdot I_{ном} = 1,15 \cdot 28,26 = 32,5 \text{ А}$$

$$I_{ном.тепл} \geq K_{зап} \cdot I_{ном} = 1,15 \cdot 28,26 = 32,15 \text{ А}$$

где $K_{зап}$ - нерегулируемая характеристика выключателей серии ВА с комбинированными расцепителями.

Выбираем автоматический выключатель типа ВА13-29 с $I_{ном.АВ} = 63 \text{ А}$ и тепловым расцепителем $I_{ном.тепл.} = 63 \text{ А}$.

Определяем необходимую уставу срабатывания в зоне КЗ:

$$I_{пуск} = K_{пуск} \cdot I_{ном} = 5 \cdot 47,98 = 239,9 \text{ А}$$

$$I_{ном.э.о.} \geq 1,5 \cdot I_{пуск} = 1,5 \cdot 239,9 = 359,8 \text{ А}$$

Величины уставок срабатывания имеют дискретные значения, для удобства определим $K_{кз} \geq \frac{I_{ном.э.о.}}{I_{ном.тепл.}} = \frac{359,8}{63} = 5,7$. Тогда $K_{кз} = 6$ и

$I_{ном.э.о.} = K_{кз} \cdot I_{ном.тепл} = 6 \cdot 63 = 378 \text{ А}$. Остальные ВА представлены в таблице 33.

Таблица 36 – Выбор выключателей ЭП

РП	n	I _{ном}	K _{зап}	I _{ном} K _{зап}	K _{пуск}	I _{пуск}	1,5I _{пуск}	Выключатель	I _{номAB}	I _{тепл}	K _{кз}	I _{эо}
РП1												
	1	18,82	1,15	21,64	5	94,08	141,12	BA13-29	63	25	6	150
	1	14,11		16,23	5	70,56	105,84	BA13-29	63	20	6	120
	1	14,11		16,23	5	70,56	105,84	BA13-29	63	20	6	120
РП2												
	1	9,41		10,82	5	47,04	70,56	BA13-29	63	12,5	6	75
	1	37,63		43,28	3	112,89	169,34	BA13-29	63	50	6	300
	2	5,64		6,49	5	28,22	42,33	BA13-29	63	8	6	48
	1	18,82		21,64	5	94,08	141,12	BA13-29	63	25	6	150
	1	37,63		43,28	5	188,15	282,23	BA13-29	63	50	6	300
	1	14,11		16,23	5	70,56	105,84	BA13-29	63	20	6	120
РП3												
	1	10,35		11,90	5	51,74	77,61	BA13-29	63	12,5	6	75
	1	28,22		32,46	5	141,12	211,67	BA13-29	63	63	6	378
	1	14,11		16,23	5	70,56	105,84	BA13-29	63	20	6	120
РП4												
	1	41,39		47,60	5	206,97	310,45	BA13-29	63	50	12	600
	1	14,11		16,23	5	70,56	105,84	BA13-29	63	20	6	120
	1	14,11		16,23	5	70,56	105,84	BA13-29	63	20	6	120
	2	28,22		32,46	5	141,12	211,67	BA13-29	63	40	6	240
	3	14,11		16,23	5	70,56	105,84	BA13-29	63	20	6	120
РП5												
	2	28,22		32,46	5	141,12	211,67	BA13-29	63	40	6	240
	1	37,63		43,28	3	112,89	169,34	BA13-29	63	50	6	300

	1	28,22		32,46	5	141,12	211,67	BA13-29	63	40	6	240
	1	14,11		16,23	5	70,56	105,84	BA13-29	63	20	6	120
РП6												
	1	18,82		21,64	3	56,45	84,67	BA13-29	63	25	6	150
	1	37,63		43,28	5	188,15	282,23	BA13-29	63	50	6	300
	1	56,45		64,91	1	56,45	84,67	BA57-35	250	80	2,5	200
	2	28,22		32,46	5	141,12	211,67	BA13-29	63	40	6	240
	2	14,11		16,23	5	70,56	105,84	BA13-29	63	20	6	120
РП7												
	2	18,82		21,64	5	94,08	141,12	BA13-29	63	25	6	150
	2	28,22		32,46	5	141,12	211,67	BA13-29	63	40	6	240
	1	14,11		16,23	5	70,56	105,84	BA13-29	63	20	6	120
РП8												
	1	37,63		43,28	3	112,89	169,34	BA13-29	63	50	6	300
	1	28,22		32,46	5	141,12	211,67	BA13-29	63	40	6	240
	1	37,63		43,28	3	112,89	169,34	BA13-29	63	50	6	300
	4	28,22		32,46	5	141,12	211,67	BA13-29	63	40	6	240
	1	37,63		43,28	5	188,15	282,23	BA13-29	63	50	6	300
РП9												
	1	28,22		32,46	5	141,12	211,67	BA13-29	63	40	6	240
	1	56,45		64,91	5	282,23	423,35	BA57-35	250	80	6	480
	1	3,76		4,33	5	18,82	28,22	BA13-29	63	5	6	30
	1	10,35		11,90	5	51,74	77,61	BA13-29	63	16	6	96
	1	15,05		17,31	5	75,26	112,89	BA13-29	63	20	6	120
	3	37,63		43,28	3	112,89	169,34	BA13-29	63	50	6	300

РП10												
	2	6,59		7,57	5	32,93	49,39	BA13-29	63	10	6	60
	1	9,41		10,82	5	47,04	70,56	BA13-29	63	12,5	6	75
	2	5,64		6,49	5	28,22	42,33	BA13-29	63	8	6	48
	1	18,82		21,64	5	94,08	141,12	BA13-29	63	25	6	150
	1	37,63		43,28	5	188,15	282,23	BA13-29	63	50	6	300
	1	10,35		11,90	5	51,74	77,61	BA13-29	63	16	6	96
РП11												
	3	10,35		11,90	5	51,74	77,61	BA13-29	63	16	6	96
РП12												
	2	28,22		32,46	1	28,22	42,33	BA13-29	63	40	3	120
	1	5,64		6,49	1	5,64	8,47	BA13-29	63	8	3	24
РП13												
	2	37,63		43,28	3	112,89	169,34	BA13-29	63	50	6	300

Пример расчета выбора автоматического выключателя для защиты РП–1 ремонтного цеха электровозов, который питается от РУНН через АВ.

Длительный ток ШР1: $I_{РП1} = 19,68 А$

Номинальный ток АВ: $I_{номАВ} \geq I_{тепл} \geq K_{зап} I_{длит} = 1,1 \cdot 19,68 = 21,65 кА$

Пиковый ток группы ЭП:

$$I_{пик} = I_{пуск\max} + (\Sigma I_{расч} - I_{ном\max}) = 159,93 + (23,99 + 17,14) = 201,03 кА$$

где:

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

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

K_u - коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток;

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

Выбираем выключатель ВА13-29 с $I_{ном.АВ} = 63 А$, тепловым расцепителем $I_{ном.тепл.} = 25 А$ и

$$I_{ном.ЭО} \geq 1,25 I_{пик} = 1,25 \cdot 201,03 = 251,29 А = 25 \cdot 12 = 300 А.$$

Для остальных РП сведём в таблицу.

Таблица 37 – Выбор выключателей РП

РП	n	$I_{расч}$	$I_{расч}K_{зап}$	$I_{пик}$	$1,25I_{пик}$	Выключатель	$I_{номAB}$	$I_{тепл}$	$K_{кз}$	$I_{эо}$
РП1	3	19,68	21,65	201,03	251,29	BA13-29	63	25	12	300
РП2	7	60,92	67,01	297,1249	371,41	BA57-35	250	80	5	400
РП3	3	32,31	35,54	274,63	343,29	BA13-29	63	40	12	480
РП4	8	53,91	59,30	395,9079	494,88	BA13-29	63	63	12	756
РП5	5	80,36	88,40	396,99	496,24	BA57-35	250	100	5	500
РП6	7	110,02	121,02	344,2601	430,33	BA57-35	250	125	4	500
РП7	5	39,13	43,04	369	461,25	BA13-29	63	50	12	600
РП8	8	124,07	136,48	375,3938	469,24	BA57-35	250	160	4	640
РП9	8	123,33	135,66	583,9256	729,91	BA57-35	250	160	5	800
РП10	8	56,20	61,82	248,1192	310,15	BA13-29	63	63	6	378
РП11	3	12,59	13,84	94,72	118,4	BA13-29	63	16	12	192
РП12	3	41,13	45,24	55,55	69,44	BA13-29	63	50	3	150
РП13	2	64,07	70,47	319,87	399,84	BA57-35	250	80	5	400
ТП РУНН	70	958,32	1054,15	1418,92	1773,65	BA74-43	1600	1200	2	2400

12.2. Выбор распределительных шкафов

Распределительные шкафы ремонтно-механического цеха выполнены как в напольном, так и в навесном исполнении. ШР состоят из металлической оболочки со встроенными аппаратами защиты ЭП, приборами и сборными шинами. Устанавливаем шкафы распределения серии ПР8503, предназначенных для эксплуатации в цепях с номинальным напряжением до 660В переменного тока частотой 50 Гц. (1, П8.1., стр. 260).

Таблица 38 – Выбор шкафов ПР8503

РП	Кол- во ЭП	Шкаф	Число отходящих линий	Расчётный ток	Ток шкафа
РП1	3	1130-1	4	19,68	200
РП2	7	1132-1	8	60,92	200
РП3	3	1130-1	4	32,31	200
РП4	8	1132-1	8	53,91	200
РП5	5	1131-1	6	80,36	200
РП6	7	1132-1	8	110,02	200
РП7	5	1131-1	6	39,13	200
РП8	8	1132-1	8	124,07	200
РП9	8	1132-1	8	123,33	200
РП10	8	1132-1	8	56,20	200
РП11	3	1130-1	4	12,59	200
РП12	3	1130-1	4	41,13	200
РП13	2	1130-1	4	64,07	200

13. Выбор сечений цеховых электрических сетей

Выбор сечений проводников питающей сети цеха производится из условий допустимого нагрева длительно протекающим максимальным током нагрузки, допустимой потери напряжения, по условию соответствия выбранному аппарату защиты. Ниже представлен пример выбора сечения питающей линии от РП1 до ЭП №2 $P_{ном} = 7,5 кВт$ (Кран–балка).

Допустимый длительный ток четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией, согласно таблице 1.3.7 [ПУЭ], берется при расчетах с $k = 0,92$. Также при выборе учитывается прокладка кабеля в воздухе.

Предварительно выбираем кабель АВВГ – 4х50 и производим следующие проверки:

1. По условию нагрева длительно расчетным током во взрывоопасных зонах:

$$I_{доп} \cdot k \geq \frac{I_{ном}}{K_{прокл}}$$
$$110 \cdot 0,92 = 101,2 A \geq \frac{79,97}{1} = 79,97 A$$

2. По условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{доп} \geq \frac{K_{защ} \cdot I_{защ}}{K_{прокл}}$$
$$K_{прокл} = K_1 \cdot K_2 = 1 \cdot 1 = 1$$

где K_1 -коэффициент, учитывающий влияние температуры окружающей среды [ПУЭ, табл. 1.3.3]. Температура нормальная $+25^{\circ}C$. K_2 - учитывает влияние рядом проложенных кабельных линий [ПУЭ, табл. 1.3.26]. $K_{защ} = 1$ - кратность длительно допустимого тока для провода или кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата.

$$101,2 A \geq \frac{1 \cdot 100}{1} = 100 A$$

3. По условию перегрузки – таких кабелей нет (радиальная схема электроснабжения)

Принимаем кабель марки АВВГ – (4х50): $I_{дон} = 101,2 A$.

Остальные выбранные питающие линии к ЭП представлены в таблице

39.

Таблица 39 – Выбор сечений кабельных линий цеха

РП	n	$I_{ном}, A$	$K_{защ.}$	$K_{защ.} I_{защ.}, A$	Кабель	$I_{дон}, A$
РП1	3			25	АВВГ–(4х6)	29
	1	18,82	1	25	АВВГ–(4х10)	42
	1	14,11	1	20	АВВГ–(4х4)	25
	1	14,11	1	20	АВВГ–(4х4)	27
РП2				80	АВВГ–(4х35)	83
	1	9,41	1	12,5	АВВГ–(4х4)	25
	1	37,63	1	50	АВВГ–(4х16)	55
	2	5,64	1	8	АВВГ–(4х4)	25
	1	18,82	1	25	АВВГ–(4х6)	29
	1	37,63	1	50	АВВГ–(4х16)	55
	1	14,11	1	20	АВВГ–(4х4)	25
РП3				40	АВВГ–(4х16)	55
	1	10,35	1	12,5	АВВГ–(4х4)	25
	1	28,22	1	63	АВВГ–(4х25)	69
	1	14,11	1	20	АВВГ–(4х4)	27
РП4				63	АВВГ–(4х25)	69
	1	41,39	1	50	АВВГ–(4х16)	55
	1	14,11	1	20	АВВГ–(4х4)	25
	1	14,11	1	20	АВВГ–(4х4)	25
	2	28,22	1	40	АВВГ–(4х16)	55
	3	14,11	1	20	АВВГ–(4х4)	25
РП5				100	АВВГ–(4х50)	101
	2	28,22	1	40	АВВГ–(4х16)	55
	1	37,63	1	50	АВВГ–(4х16)	55
	1	28,22	1	40	АВВГ–(4х16)	55
	1	14,11	1	20	АВВГ–(4х4)	25
РП6				125	АВВГ–(4х70)	129
	1	18,82	1	25	АВВГ–(4х4)	29
	1	37,63	1	50	АВВГ–(4х16)	55
	1	56,45	1	80	АВВГ–(4х35)	83

	2	28,22	1	40	АВВГ–(4х16)	55
	2	14,11	1	20	АВВГ–(4х4)	25
РП7				50	АВВГ–(4х16)	55
	2	18,82	1	25	АВВГ–(4х4)	29
	2	28,22	1,25	50	АВВГ–(4х16)	55
	1	14,11	1,25	25	АВВГ–(4х6)	29
РП8				160	АВВГ–(4х120)	184
	1	37,63	1	50	АВВГ–(4х16)	55
	1	28,22	1	40	АВВГ–(4х16)	55
	1	37,63	1	50	АВВГ–(4х16)	55
	4	28,22	1	40	АВВГ–(4х16)	55
	1	37,63	1	50	АВВГ–(4х16)	55
РП9				160	АВВГ–(4х120)	184
	1	28,22	1	40	АВВГ–(4х16)	55
	1	56,45	1	80	АВВГ–(4х35)	83
	1	3,76	1	5	АВВГ–(4х4)	25
	1	10,35	1	16	АВВГ–(4х4)	25
	1	15,05	1	20	АВВГ–(4х4)	25
	3	37,63	1	50	АВВГ–(4х16)	55
РП10				63	АВВГ–(4х25)	69
	2	6,59	1	10	АВВГ–(4х4)	25
	1	9,41	1	12,5	АВВГ–(4х4)	25
	2	5,64	1	8	АВВГ–(4х4)	25
	1	18,82	1	25	АВВГ–(4х6)	29
	1	37,63	1	50	АВВГ–(4х16)	55
	1	10,35	1	16	АВВГ–(4х4)	25
РП11				16	АВВГ–(4х4)	25
	3	10,35	1	16	АВВГ–(4х4)	25
РП12				50	АВВГ–(4х16)	55
	2	28,22	1	40	АВВГ–(4х16)	55
	1	5,64	1	8	АВВГ–(4х4)	25
РП13				80	АВВГ–(4х35)	83
	2	37,63	1	50	АВВГ–(4х16)	55

14. Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения. Построение эпюры отклонения напряжения от ГПП до наиболее мощного и удаленного ЭП.

Согласно ПУЭ для силовых сетей отклонение напряжения от номинального должно составлять не более $\pm 5\% U_n$. Для осветительных сетей промышленных предприятий и общественных зданий допускается отклонение напряжения от $+5\%$ до $-2,5\% U_n$. Наиболее удаленным и мощным ЭП цеха по ремонту электровозов является Кран–балка (ЭП №9). Расчет цеховой сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонения напряжения выполняется для цепочки ГПП(10кВ) – ТП2 – РУНН ТП – ЭП №9. Подстанция ТП2 – двухтрансформаторная, следовательно, необходимо рассмотреть максимальный, минимальный и послеаварийный режим работы сети.

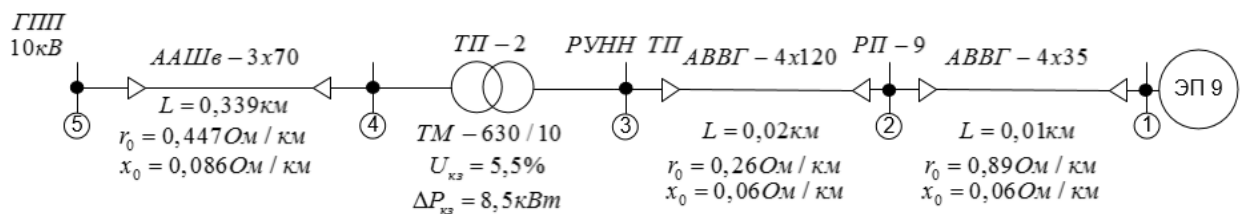


Рисунок 13 – Схема для построения эпюр напряжения

Нагрузки максимального режима:

$$\text{Узел №1 (ЭП): } P_{расч}^{№1} = 30\text{кВт}, S_{расч}^{№1} = \frac{30}{0,85} = 35,29\text{кВА},$$

$$Q_{расч}^{№1} = \sqrt{35,29^2 - 30^2} = 18,59\text{кВар}.$$

$$\text{Узел №2 (РП9): } P_{расч}^{№2} = 45,02\text{кВт}, Q_{расч}^{№2} = 67,54\text{кВар}, S_{расч}^{№2} = 81,17\text{кВА}.$$

$$\text{Узел №3 (РУНН ТП): } P_{расч}^{№3} = 795,65\text{кВт}, Q_{расч}^{№3} = 843,48\text{кВар}, \text{ из них}$$

$$Q_{кб} = 400\text{кВар}, S_{расч}^{№3} = 1159,529\text{кВА}.$$

Определим потери в трансформаторе ТМЗ – 630/10:

1. Потери активной мощности:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot \beta^2 = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{расч}^{№3}}{n_{mp} \cdot S_{ном}^{mp}} \right)^2 =$$

$$= 2,3 + 8,5 \cdot \left(\frac{1159,529}{2 \cdot 630} \right)^2 = 9,5 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mp} = \Delta Q_{xx} + \Delta Q_{кз} \cdot \beta^2 = S_{ном}^{mp} \cdot \frac{I_{xx}}{100} + \frac{U_{кз}}{100} \cdot \left(\frac{S_{расч}^{№3}}{n_{mp} \cdot S_{ном}^{mp}} \right)^2 =$$

$$= 630 \cdot \frac{3,2}{100} + \frac{5,5}{100} \cdot \left(\frac{1159,53}{2 \cdot 630} \right)^2 = 20,21 \text{ кВар}$$

Тогда расчетная нагрузка в узле 4:

$$P_{расч}^{№4} = P_{расч}^{№3} + \Delta P_{mp} = 795,65 + 9,5 = 805,15 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч}^{№4} = Q_{расч}^{№3} + \Delta Q_{mp} = 843,48 + 20,21 = 863,69 \text{ кВар}$$

$$S_{расч}^{№4} = \sqrt{(P_{расч}^{№4})^2 + (Q_{расч}^{№4})^2} = \sqrt{805,15^2 + 863,69^2} = 1180,77 \text{ кВА}$$

Потери напряжения для максимального режима

Участок 5-4

Потери напряжения на данном участке определим по выражению:

$$\Delta U_{5-4} = \frac{P_4 \cdot R_{5-4} + Q_4 \cdot X_{5-4}}{10 \cdot U_1^2}$$

где R_{5-4} и X_{5-4} активное и индуктивное сопротивления КЛ, питающей ТП1, U_1 - напряжение на шинах РУ НН ГПП (величину напряжения в начале участка в максимальном режиме принимаем равным $U_1 = 10,5 \text{ кВ}$). Т.к. потери мощности на участке 5-4 крайне малы, поэтому ими пренебрегаем.

$$\Delta U_{5-4\%} = \frac{P_4 \cdot R_{5-4} + Q_4 \cdot X_{5-4}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{805,15 \cdot 0,447 + 863,69 \cdot 0,086}{10 \cdot 10,5^2} \cdot 0,339 = 0,133\%$$

В вольтах:

$$\Delta U_{5-4} = \Delta U_{5-4\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,133 \cdot \frac{10500}{100} = 14,02 \text{ В}$$

Тогда напряжение в узле 4:

$$U_4 = U_5 - \Delta U_{5-4} = 10500 - 14,02 = 10485,98B$$

Участок 4-3

Потери напряжения на участке 3 – 4 определяются потерей напряжения на цеховом трансформаторе и определяется по выражению:

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

где U_a , U_p - активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, $\sin \varphi_2$ и $\cos \varphi_2$ - коэффициенты мощности по нагрузке трансформатора (с учетом установки компенсирующих устройств)

Активная и реактивная составляющие:

$$U_{a\%} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot 100}{S_{\text{ном.тр.}}} = \frac{8,5 \cdot 100}{630} = 1,35\%$$

$$U_{p\%} = \sqrt{U_{\kappa 3}^2 - U_{a\%}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,35^2} = 5,33\%$$

Коэффициенты мощности для вторичной нагрузки цехового трансформатора определяем по выражению

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_4}{\sqrt{P_4^2 + Q_4^2}} = \frac{805,15}{1180,77} = 0,682$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_4}{\sqrt{P_4^2 + Q_4^2}} = \frac{863,69}{1180,77} = 0,731$$

$$\beta_m = 0,723$$

$$\begin{aligned} \Delta U_m &= \beta_m \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_m^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi_2 - U_p \cdot \cos \varphi_2)^2 = \\ &= 0,723 \cdot (1,35 \cdot 0,682 + 5,33 \cdot 0,731) + \frac{0,723^2}{200} \cdot (1,35 \cdot 0,731 - 5,33 \cdot 0,682)^2 = 3,48\% \end{aligned}$$

$$\Delta U_{4-3} = \Delta U_m \cdot \frac{U_4}{100} = 3,48 \cdot \frac{10485,98}{100} = 365,42B$$

Тогда напряжение в узле 3:

$$U_3 = (U_4 - \Delta U_{4-3}) \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = (10485,98 - 365,42) \cdot \frac{400}{10500} = 385,54B$$

Участок 3-2

$$\Delta U_{3-2\%} = \frac{P_2 \cdot R_{3-2} + Q_2 \cdot X_{3-2}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{45,02 \cdot 0,0052 + 67,54 \cdot 0,0012}{10 \cdot 0,385^2} = 0,25\%$$

В вольтах:

$$\Delta U_{3-2} = \Delta U_{3-2\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 0,25 \cdot \frac{385,54}{100} = 0,96B$$

Тогда напряжение в узле 2:

$$U_2 = U_3 - \Delta U_{2-3} = 385,32 - 0,96 = 384,36B$$

Участок 2-1

$$\Delta U_{2-1\%} = \frac{P_1 \cdot R_{2-1} + Q_1 \cdot X_{2-1}}{10 \cdot U_2^2} = \frac{30 \cdot 0,0089 + 18,59 \cdot 0,0006}{10 \cdot 0,384^2} = 0,19\%$$

В вольтах:

$$\Delta U_{2-1} = \Delta U_{2-1\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 0,19 \cdot \frac{384,36}{100} = 0,72B$$

Тогда напряжение в узле 1:

$$U_1 = U_2 - \Delta U_{1-2} = 384,36 - 0,75 = 383,64B$$

Для режимов минимальных нагрузок и послеаварийного режима расчет проводим аналогично, однако следует принять во внимание, что величину напряжения в начале участка в режиме минимальных нагрузок принимаем равным $U_1 = 10kV$. В послеаварийном режиме величина нагрузки в узлах 2 и 3 увеличивается в два раза по сравнению с максимальным, а в остальных узлах остается без изменений. Также следует отметить, что нагрузка ЭП №9 считается постоянной во всех режимах.

Таблица 40 – Результаты расчета режимов

Участок	5-4	4-3	3-2	2-1
Марка кабеля	ААШв (3х70)	ТМЗ – 630/10	АВВГ (4х120)	АВВГ (4х35)
$R, \text{Ом}$	0,15	$U_{кз} = 5,5\%$	0,0052	0,0089
$X, \text{Ом}$	0,03	$\Delta P_{кз} = 8,5 \text{ кВт}$	0,0012	0,0006
Максимальный режим				
$P, \text{кВт}$	805,15	795,65	45,02	30
$Q, \text{кВар}$	863,69	843,48	67,54	18,59
$\Delta U, \%$	0,133	3,48	0,25	0,19
$\Delta U, \text{В}$	14,02	365,42	0,96	0,72
Минимальный режим				
$P, \text{кВт}$	257,65	254,93	14,41	9,6
$Q, \text{кВар}$	475,03	463,1	37,15	10,22
$\Delta U, \%$	0,156	3,89	0,1	0,07
$\Delta U, \text{В}$	15,6	388,38	0,37	0,25
Послеаварийный режим				
$P, \text{кВт}$	1610,2	1591,3	45,02	30
$Q, \text{кВар}$	1727,38	1686,96	67,54	18,59
$\Delta U, \%$	0,79	3,54	0,25	0,19
$\Delta U, \text{В}$	82,7	368,84	0,96	0,73

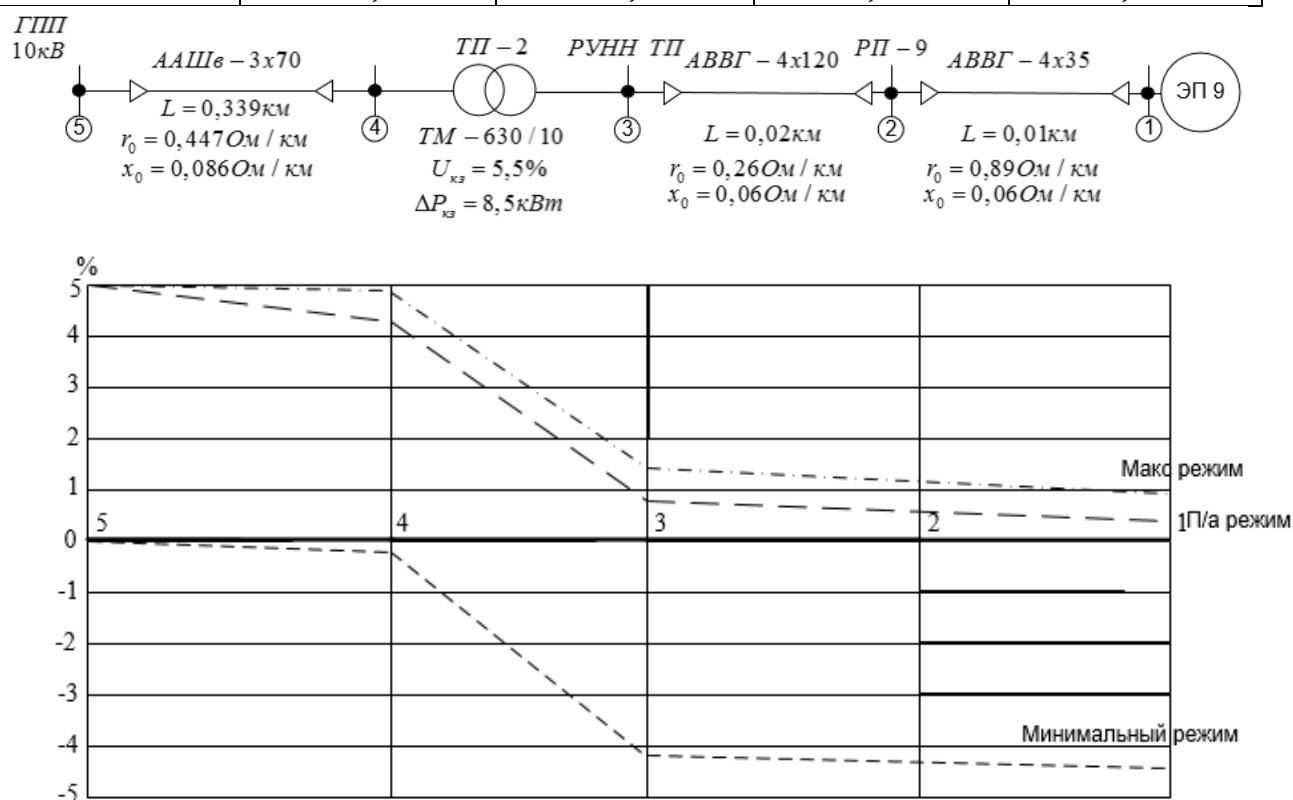


Рисунок 14 –Эпюры отклонения напряжения

15. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В

Особенности расчета токов КЗ в сетях до 1000 В:

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

2) учитываются активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети.

Расчет ведется в именованных единицах, напряжение принимается на 5% выше номинального напряжения сети

$$U = 1,05 \cdot U_{ном.сети} = 1,05 \cdot 380 = 400 В.$$

Расчет трехфазных ТКЗ:

Ток трехфазного КЗ

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

Где $Z_{рез}$ – полное сопротивление до точки КЗ

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

$k_{уд}$ - ударный коэффициент тока КЗ

Для определения ударного тока необходимо численно знать соотношение $\frac{X_{рез}}{R_{рез}}$

Воспользуемся рисунком:

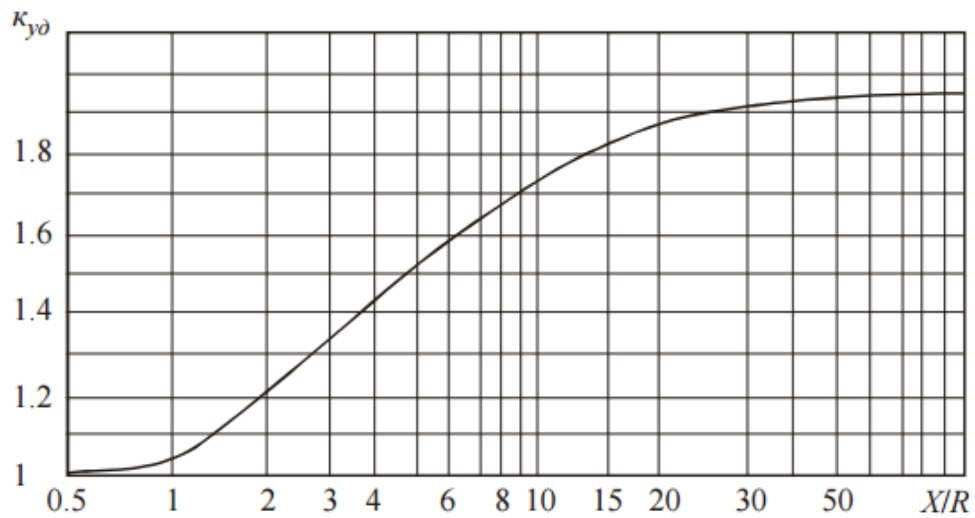


Рисунок 15 – График для определения ударного коэффициента

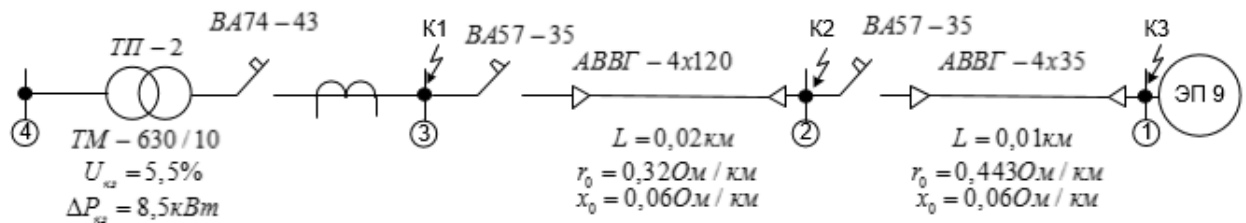


Рисунок 16 – Расчетная схема распределительной сети

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

1. Сопротивление трансформатора:

$$R_m = 3,1 \text{ мОм}$$

$$X_m = 13,6 \text{ мОм}$$

2. Сопротивление первичной обмотки трансформатора тока ТТ:

$$R_{mm} = 0,11 \text{ мОм}, X_{mm} = 0,17 \text{ мОм}$$

3. Сопротивления автоматического выключателя QF1:

$$R_{QF1} = 0,11 \text{ мОм}, X_{QF1} = 0,12 \text{ мОм}, R_{kQF1} = 0,2 \text{ мОм}$$

4. Сопротивления автоматического выключателя QF2:

$$R_{QF2} = 0,7 \text{ мОм}, X_{QF2} = 0,7 \text{ мОм}, R_{kQF2} = 0,7 \text{ мОм}$$

5. Сопротивления автоматического выключателя QF3:

$$R_{QF3} = 1 \text{ мОм}, X_{QF3} = 0,9 \text{ мОм}, R_{kQF3} = 0,72 \text{ мОм}$$

6. Сопротивления кабельной линии АВВГ-(4х120):

$$R_{кл} = r_0 \cdot L = 0,32 \cdot 0,02 = 6,4 \text{ мОм}$$

$$X_{кл} = x_0 \cdot L = 0,06 \cdot 0,02 = 1,2 \text{ мОм}$$

7. Сопротивления кабельной линии АВВГ–(4х30):

$$R_{кл} = r_0 \cdot L = 0,443 \cdot 0,01 = 4,43 \text{ мОм}$$

$$X_{кл} = x_0 \cdot L = 0,06 \cdot 0,01 = 0,6 \text{ мОм}$$

8. Активные переходные сопротивления неподвижных контактных соединений:

$$R_{ккл} = 0,027 \text{ мОм}, R_{ккл} = 0,029 \text{ мОм}$$

9. Переходные сопротивления ступеней распределения:

$$R_{рунн} = 15 \text{ мОм},$$

Определяем эквивалентные сопротивления до точек КЗ:

$$R_1 = R_{mp} + R_{mm} + R_{рунн} + R_{QF1} + R_{кQF1} = 3,1 + 0,11 + 15 + 0,11 + 0,2 = 18,52 \text{ мОм}$$

$$X_1 = X_{mp} + X_{mm} + X_{QF1} = 13,6 + 0,17 + 0,12 = 13,89 \text{ мОм}$$

$$R_2 = R_1 + R_{QF2} + R_{кQF2} + R_{ккл} + R_{кл} = 18,52 + 0,7 + 0,7 + 0,027 + 6,4 = 25,357 \text{ мОм}$$

$$X_2 = X_1 + X_{QF2} + X_{кл} = 13,89 + 0,7 + 1,2 = 15,79 \text{ мОм}$$

$$R_3 = R_2 + R_{QF3} + R_{кQF3} + R_{кл} + R_{ккл} = 25,357 + 1 + 0,72 + 4,43 + 0,029 = 31,536 \text{ мОм}$$

$$X_3 = X_2 + X_{QF3} + X_{кл} = 15,79 + 0,9 + 0,6 = 17,29 \text{ мОм}$$

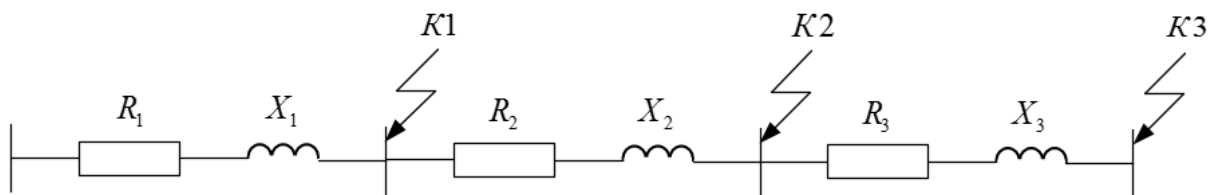


Рисунок 17 – Упрощенная схема замещения цеховой сети

$$Z_{K1} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{18,52^2 + 13,89^2} = 23,15 \text{ мОм}$$

Произведем расчеты $I_{K1}^{(3)}$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 23,15} = 9,988 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X}{R} = \frac{13,89}{18,52} = 0,75 \text{мс}$$

$$k_{y\partial} = 1,15$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,15 \cdot 9,988 = 16,2 \text{кА}$$

Расчет двухфазных ТКЗ

$$I_{\kappa 3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa 3}^{(3)}$$

Пример расчета для точки K_1 :

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,988 = 8,64 \text{А}$$

Расчет однофазных ТКЗ

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{mp}^{(1)}}{3} + Z_{\phi-0}}$$

Где U_{ϕ} - фазное напряжение в точке КЗ, $Z_{\phi-0}$ - полное сопротивление петли «фаза нуль» до точки КЗ, $Z_{mp}^{(1)}$ - полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ.

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

Сопротивления нулевой жилы кабельной линии:

$$R_0^{KL} = R_{KL} = 6,4 \text{мОм}$$

Индуктивные сопротивления кабельной линии:

$$X_0^{KL} = X_{KL} = 1,2 \text{мОм}$$

Сопротивления трансформатора:

$$\frac{Z_{mp}^{(1)}}{3} = \frac{\sqrt{3,1^2 + 13,6^2}}{3} = 4,65 \text{мОм}$$

Расчет для точки K_1 :

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{(R_1)^2 + (X_1)^2} = \sqrt{(18,52)^2 + (13,49)^2} = 22,91 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{mp}^{(1)}}{3} + Z_{\phi-0}} = \frac{230}{4,65 + 22,91} = 8,35 \text{ кА}$$

Аналогичным способом находим величины ТКЗ для точек K_1 , K_2 и K_3 .
Результаты представлены в таблице 38.

Таблица 41 – Сводная ведомость токов КЗ

Расчетные точки		K1	K2	K3
Токи КЗ, кА	$I_K^{(1)}$	8,35	5,66	4,5
	$I_K^{(2)}$	8,64	6,77	5,56
	$I_K^{(3)}$	9,988	7,83	6,43
	$i_{y\phi}$	16,2	11,07	9,09

Произведем проверку отключения защитными аппаратами однофазного КЗ.

Для выключателя ВА74-43 должно соблюдаться следующее условие:

$$I_{\kappa 3}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{\text{ном.расц.}}$$

$$8,35 \text{ кА} \geq 3 \cdot 1200 = 3600 \text{ А.}$$

У остальных выключателей ток теплового расцепителя меньше, посему он точно пройдет эту проверку.

16. Построение карты селективности действия аппаратов защиты

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

- 1) Номинальный и пусковой токи электроприемника;
- 2) Расчетный и пиковый ток силового распределительного шкафа;
- 3) Расчетный и пиковый ток подстанции;
- 4) Защитные характеристики защитных аппаратов (автоматических выключателей);

5) Значения токов КЗ в сети 0,4 кВ.

Построим карту селективности действия аппаратов защиты для цепочки защит ТП2 – РП9 –ЭП9.

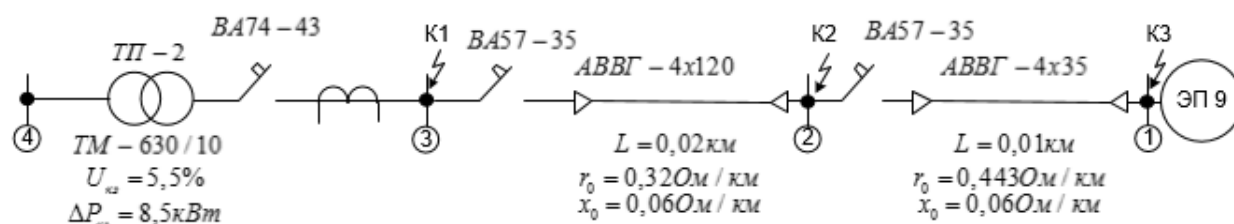


Рисунок 18 – Расчетная схема для участка цеховой сети ТП1 – ЭП №7

Таблица 42 – Данные для построения карты селективности

	РУНН	РП9	ЭП №7	ТКЗ, кА		
				1	2	3
I_p, A	960	123	-	8,35	5,66	4,5
$I_{пик}, A$	1014	584	-			
$I_{ном}, A$	-	-	56			
$I_{пуск}, A$	-	-	280			

Таблица 43 – Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А
ВА74-43	1200	2400
ВА57-35	160	800
ВА57-35	80	480

Пояснения к рис. 18:

- 1 – номинальный ток ЭП №9;
- 2 – пусковой ток ЭП №9;
- 3 – ТКЗ в точке $K_3^{(1)}$;
- 4 – расчетный ток РП-9;

- 5 – пиковый ток РП-9;
- 6 – ТКЗ в точке $K_2^{(1)}$;
- 7 – расчетный ток РУНН;
- 8 – пиковый ток РУНН ;
- 9 – ТКЗ в точке $K_1^{(1)}$;
- 10,11 – защитная характеристика ВА57-35 (имеет характеристику такую же, как и ВА51 – 25) [7, часть 2, стр. 166];
- 12 – защитная характеристика ВА74-43 [7, часть 3, стр. 200].

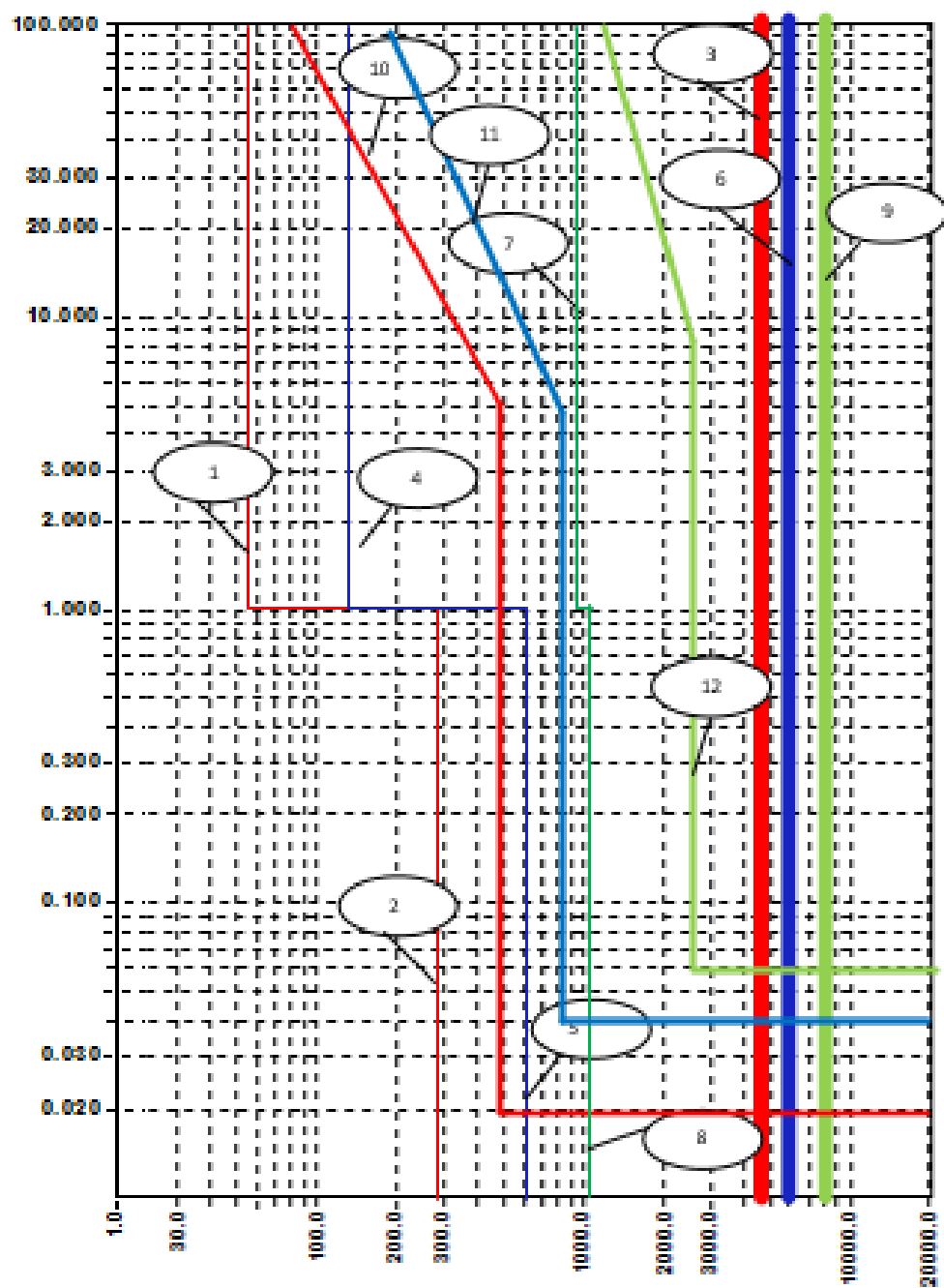


Рисунок 19 – Карта селективности

17. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Выгода и риски являются зачастую определяющими факторами для инвесторов. Чтоб привлечь их внимание к своему проекту необходимо обосновать коммерческую ценность проекта. Цель этого раздела выпускной квалификационной работы является определение конкурентоспособности и перспективности научного исследования, затрат на его выполнение, ресурсоэффективности, а также формирование графика работ.

Поставленная цель осуществляется путём выбора оптимального выбора схемы электроснабжения из двух вариантов. Предполагается создание оценочных карт, на которых будет отчётливо видно, какой из вариантов более перспективен.

Будут проведены финансовый расчёт затрат на реализацию проекта. Как уже было сказано выше, затраты являются определяющим фактором и без их точного расчёта никуда не деться.

Заключительным пунктом будет определена ресурсная, финансовая, бюджетная, социальная и экономическая эффективность проекта.

17.1. Технология QuaD

При проектировании схемы электроснабжения локомотивного депо, в частности цеха по ремонту электровозов, возможны различные конфигурации питающей сети, с точки зрения перспективности разработанной электрической схемы и целесообразности вложения денежных средств в данный проект. На стадии выбора схемы электроснабжения необходимо проанализировать возможные варианты и остановиться на наиболее оптимальном для данного расположения электроприемников в цеху, распределения мощностей и технологических особенностях производства. Для определения оптимальной схемы электроснабжения прокатно-ремонтного цеха рассмотрим два основных типа исполнения цеховых сетей: магистральная и радиальная схемы электроснабжения.

Оценку системы энергоснабжения депо произведем при помощи технологии QuaD. Данная технология позволит описать положительные стороны того или иного варианта проектирования, а также оценить перспективу ее дальнейшего использования.

Исходя из выбранного объекта исследования, с учетом экономических и технических особенностей объекта подбираются показатели оценки качества и перспективности новой разработки, что в дальнейшем позволяет принять решение о целесообразности проекта.

Все показатели определяются при помощи метода оценивания. Оценку проводит дипломник. При этом 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. В сумме веса показателей должны составлять 1.

Оценочные карты магистральной и радиальной сети приведены в таблицах 44 и 45.

Таблица 44 – Оценочная карта радиальной сети для сравнения конкурентных технических решений.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Надежность	15%	70	100	0,7	10,5
2. Гибкость схемы	15%	100	100	1	15
3. Уровень материалоемкости разработки	10%	50	100	0,5	5
4. Безопасность	15%	70	100	0,7	10,5
5. Ремонтопригодность	10%	70	100	0,7	7
6. Энергоэффективность	10%	80	100	0,8	8
7. Простота обслуживания	5%	90	100	0,9	4,5
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
8. Конкурентоспособность продукта	10%	50	100	0,5	5
9. Затраты на монтаж	10%	80	100	0,8	8
10. Инвестиционная привлекательность	10%	70	100	0,7	7
11. Цена	10%	60	100	0,6	6

Итого	100%	790	1100	7,9	86,5
-------	------	-----	------	-----	------

Таблица 45 – Оценочная карта магистральной сети для сравнения конкурентных технических решений.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Надежность	15%	100	100	0,7	10,5
2. Гибкость схемы	15%	70	100	1	15
3. Уровень материалоемкости разработки	10%	40	100	0,4	4
4. Безопасность	15%	70	100	0,7	10,5
5. Ремонтопригодность	10%	70	100	0,7	7
6. Энергоэффективность	10%	70	100	0,7	7
7. Простота обслуживания	5%	80	100	0,8	4
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
8. Конкурентоспособность продукта	10%	50	100	0,5	5
9. Затраты на монтаж	10%	60	100	0,6	6
10. Инвестиционная привлекательность	10%	90	100	0,9	9
11. Цена	10%	40	100	0,4	4
Итого	100%	740	1100	7,4	82

Сравнив полученные результаты можно сделать вывод, что радиальная сеть наиболее перспективная, потому что средневзвешенное значение радиальной схемы выше, что означает более высокую оценку по заданным параметрам.

17.2. Планирование научно-исследовательских работ

17.2.1. Организация работ технического проекта

Планирование комплекса будущих работ осуществляется в определенном порядке:

- определяется порядок работ в рамках технического исследования;

- определяются исполнители каждой работы;
- устанавливается продолжительность работ;
- осуществляется построение графика научных исследований.

Формируется рабочая группа, в которую входят руководитель, и инженер, и консультанты. На каждый вид запланированных работ устанавливается определенная должность исполнителей.

17.2.2. Структура работ в рамках технического проектирования

Выполнение ВКР - длительный процесс, в котором задействована рабочая группа. В ее состав входят: руководитель, консультанты и инженер. С целью распределения множества работы по выполнению ВКР во времени составим перечень последовательных рабочих этапов.

Таблица 49 – Перечень этапов работ при проектировании

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Инженер, руководитель
Расчеты и проектирование системы электроснабжения проектируемого цеха	2	Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Инженер
	3	Проектирование системы внутриводского электроснабжения	
	4	Проектирование системы внутрицехового электроснабжения	
Обобщение и оценка результатов	5	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер, руководитель
Оформление отчета по техническому проектированию	6	Составление пояснительной записки	Инженер
	7	Выполнение раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».	Инженер, консультант
	8	Выполнение раздела «Социальная ответственность»	

Подготовка итогового отчета ВКР	9	Проверка выпускной квалификационной работы	Руководитель, консультанты
	10	Исправление ошибок	Инженер
Сдача выпускной квалификационной работы	11	Подготовка к защите ВКР	Инженер, руководитель

17.2.3. Определение трудоемкости выполнения технического проекта и построение графика проведения научного исследования

Время, необходимое для выполнения того или иного этапа ВКР, невозможно точно определить. Это связано со множеством факторов, которые приводят к отклонению от точного графика выполнения работ.

В результате для определения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ож_1} = \frac{3 \cdot t_{\min_i} + 2 \cdot t_{\max_i}}{5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \text{ чел.-дн.}$$

где $t_{\min_i}$ - минимальное время, необходимое для выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка), чел.-дн., $t_{\max_i}$ - максимальное время, необходимое для выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{p_1} = \frac{t_{ож_1}}{Ч_i} = \frac{3,8}{1} = 3,8 \text{ чел.-дн.}$$

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

Продолжительность работ в календарных днях:

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

где T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях,
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

На 2017 год, 5 дней рабочая неделя для инженера соответствует:

$$k_{\text{кал1}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 16} = 1,48;$$

6 дней рабочая неделя для руководителя соответствует:

$$k_{\text{кал2}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 16} = 1,22.$$

Тогда длительность первой работы в календарных днях:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал1}} = 3,8 \cdot 1,22 = 4,6 \approx 5 \text{ (дн)}.$$

Значение каждой работы в общей продолжительности работ:

$$Y_i = \frac{T_{p,i}}{T_p} \cdot 100\% = \frac{3,8}{49} \cdot 100\% = 7,76 \%,$$

где Y_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:

$$\Gamma_i = \frac{\sum_{i=1} T_{pi}}{T_p} \cdot 100\% = \frac{3,8}{49} \cdot 100\% = 7,76 \%,$$

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

Таблица 50 – Временные показатели проведения научного исследования

работа	$t_{\min}$	$t_{\max}$	$t_{\text{ож}}$	Исполнители	T_p	T_k	U_i	Γ_i
№	чел- дн	чел- дн	чел- дн		раб. дн.	кал. дн	%	%
1	3	5	3,8	руководитель	3,8	5	7,76	7,76
2	2	4	2,8	инженер	2,8	4	5,71	12,53
3	3	5	3,8		3,8	6	7,76	20,55
4	4	5	4,4		4,4	6	8,98	29,85
5	3	5	3,8	руководитель	3,8	5	7,76	36,46
6	10	15	12	инженер	12	18	24,49	61,81
7	2	6	3,6		3,6	5	7,35	69,41
8	3	4	3,4		3,4	5	6,94	76,59
9	1	3	1,8	руководитель	1,8	2	3,67	79,72
10	5	7	5,8	инженер	5,8	8	11,84	91,97
11	3	5	3,8		3,8	6	7,76	100,00
Итого	39	64	49	-	49	70	100	-

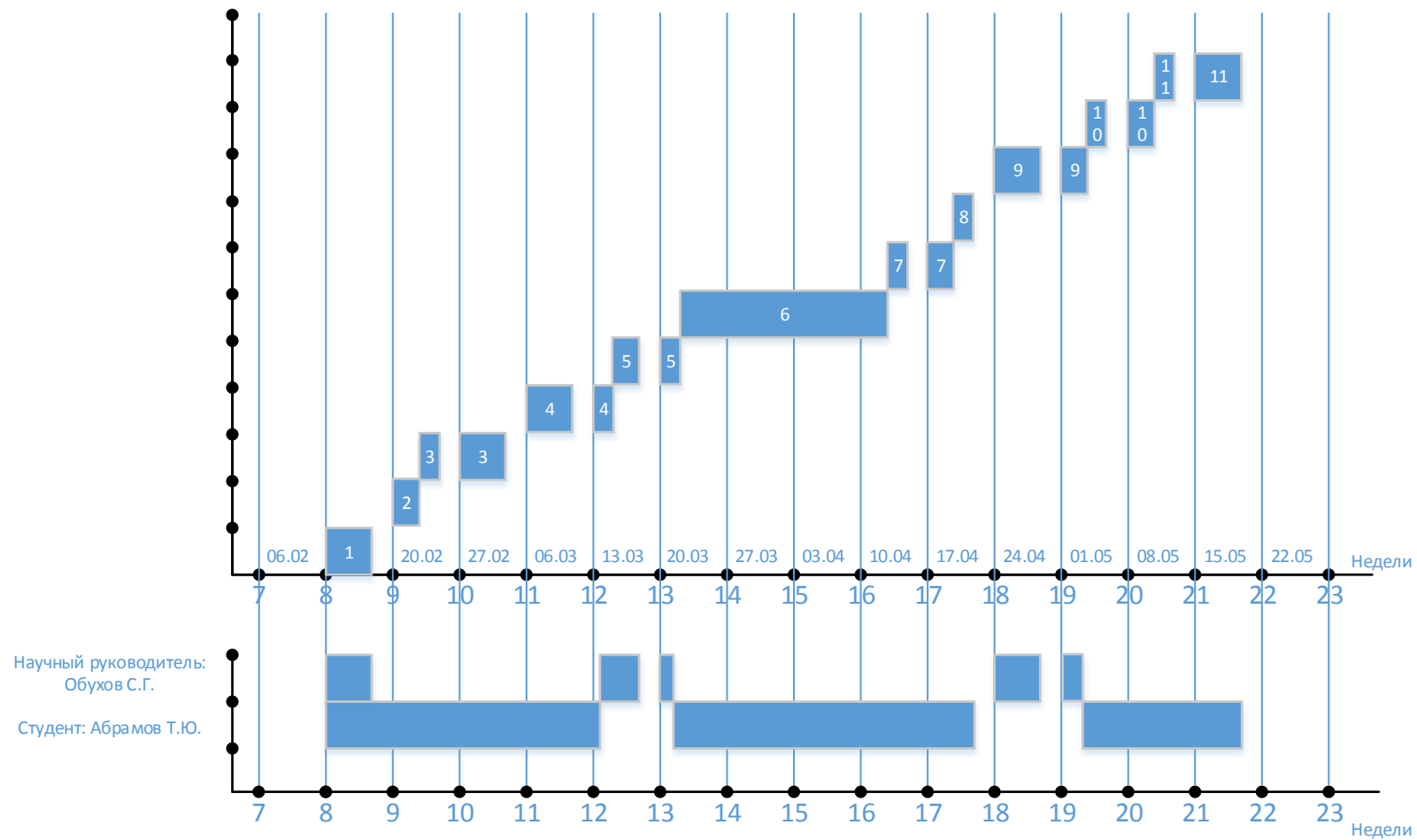


Рисунок 19 – График Ганта

17.2.4. Анализ графика проведения технического проекта

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность выполнения технического проекта составит 95 дней (из них 70 – рабочие дни, 25 – выходные). Исполнители и проверяющие ВКР потратят следующее количество времени:

- 62 дня – инженер
- 18 дней – научный руководитель

17.3. Составление сметы затрат на разработку технического проекта

Смета затрат – полный расчет затрат на создание технического проекта. Она включает в себя:

- Материальные затраты;
- Зарботную плату исполнителей технического проекта;
- Отчисления во внебюджетные фонды;
- Амортизация;
- Накладные расходы;

17.3.1. Расчет материальных затрат

В материальные затраты включаются затраты на канцелярские принадлежности, услуги печатных изданий и т.п.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх.i}$$

где m – количество видов материальных ресурсов, $N_{расх.i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию (натур.ед.), C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./натур.ед.);

Таблица 51 – Материальные затраты

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, ($З_m$)
Распечатка	2	350	700
Ручка	2	50	100
Папка	2	80	160
Калькулятор	1	1040	1040
Итого			2000

17.3.2. Расчет полной заработной платы исполнителей темы

Определяем расходы за заработную плату опираясь на трудоемкости выполняемых видов работ. Необходимо учесть действующие оклады и тарифные ставки организации.

Основная заработная плата руководителя (сотрудника ТПУ) определяется на основании отраслевой оплаты труда.

Заработная тарифная ставка за месяц работы без районного коэффициента составляет:

- руководитель (доцент, к.т.н.) – 26 300 рублей;
- инженер – 17 000 рублей.

Полная заработная плата включает в себя основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зн} = З_{осн} + З_{доп},$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата; $З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (15 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (инженера) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p,$$

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

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн..

Среднедневную заработную плату рассчитаем по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 28 раб. дня $M=11$ месяцев, 5-дневная неделя;
- при отпуске в 56 раб. дней $M=10$ месяцев, 6-дневная неделя;
- $F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,4;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Рассчитаем дополнительную заработную плату по данной формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,13).

Приведем пример для расчета заработной платы для руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,4) \cdot 1,3 = 58123 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{58123 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 2392 \text{ руб},$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 2392 \cdot 14,8 = 35401,6 \text{ руб},$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 35401,6 \cdot 0,13 = 4602,2 \text{ руб}.$$

Пример для расчета заработной платы для инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,4) \cdot 1,3 = 37570 \text{ руб}$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{37570 \cdot 10}{365 - 118 - 28} = 1715 \text{ руб},$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 1715 \cdot 68 = 116620 \text{ руб},$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 116620 \cdot 0,13 = 15160,6 \text{ руб}.$$

17.3.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

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

На основании пункта 1 ст.58 Федерального закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2017 году вводится пониженная ставка – 27,1%. Отчисления во внебюджетные фонды составят:

Таблица 52 – Отчисления в фонды

	Руководитель	Инженер
Основная заработная плата, руб.	35401,6	116620
Дополнительная заработная плата, руб.	4602,2	15160,6
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого отчисления во внебюджетные фонды:	10841	35712,5

17.3.4. Амортизация

Рассчитаем амортизацию отчислений. Амортизация рассчитывается для оборудования свыше 40 тыс. руб.

Расчет амортизационных отчислений, на полное восстановление основных средств, производится по нормативам амортизации утвержденном в установленном действующим законодательством порядке, и определенным в зависимости от балансовой стоимости оборудования. При проектировании используем ноутбук фирмы Samsung, стоимость которого составляет $C_{\text{ОБОР}} = 42000$ руб.

Определим сумму амортизационных отчислений:

$$Z_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{Г}}} \cdot \frac{1}{T_{\text{сл}}} \cdot C_{\text{ОБОР}} = \frac{101}{365} \cdot \frac{1}{3} \cdot 42000 = 3874 \text{ руб},$$

где $T_{\text{исп}}$ – время использования оборудования = 101 календарных дней;

$T_{\text{Г}}$ – количество использования в год = 365 календарных дней;

$C_{\text{ОБОР}}$ – стоимость оборудования;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования = 3 года.

Годовая норма амортизации составляет 33.3%

17.3.5. Накладные расходы

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

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= \Sigma_{\text{статей}} \cdot k_{\text{нр}} = (Z_{\text{мат}} \cdot Z_{\text{осн}} \cdot Z_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{внеб}} \cdot Z_{\text{ам}}) \cdot 0,16 = \\ &= (2000 + 35401,6 + 116620 + 4602,2 + 15160,6 + \\ &\quad + 10841 + 35712,5 + 3874) \cdot 0,16 = 41885,1 \text{ руб}. \end{aligned}$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, равный 0,16.

17.3.6. Формирование сметы технического проекта

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

Определение суммы затрат на технический проект представлено в таблице 53.

Таблица 53 – Бюджет затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	В % к итогу
Материальные затраты НТИ	2000	0,77
Затраты по основной заработной плате	152021,6	58,45
Затраты по дополнительной заработной плате	19762,8	7,60
Отчисления во внебюджетные фонды	46553,5	17,90
Амортизация	3874	1,49
Накладные расходы	35873,9	13,79
Бюджет затрат НТИ	260085,8	100

17.4. Оценка конкурентоспособности и ресурсоэффективности проекта

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

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

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку

сравнительной эффективности научного проекта и определить направления для его будущего повышения и реализации. Для такой оценки были подобраны критерии эффективности такие как: экономичность, гибкость, безопасность, качество электроэнергии, надежность.

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

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

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

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

5. Надежность – бесперебойное снабжение электроэнергией.

Критерии ресурсоэффективности и их количественные характеристики приведены в таблице 54.

Таблица 54 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки	Конкурентоспособность
Качество ЭЭ	0,2	4	0,8
Надежность	0,25	5	1,25
Безопасность	0,35	5	1,75
Экономичность	0,1	2,5	0,25
Гибкость	0,1	3	0,3
Итого	1	-	4,35

Позиция оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее

сильная. Значения показателей, определяемые экспертным путем, в сумме равны 1.

Анализ конкурентоспособности проекта определяется согласно выражению:

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

где K - конкурентоспособность научной разработки, B_i - вес показателя (в долях единицы), B_i - балл i -го показателя.

$$K_{k\Sigma} = 0,2 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,35 \cdot 5 + 0,1 \cdot 2,5 + 0,1 \cdot 3 = 4,35$$

Показатель конкурентоспособности проекта достаточно высок. В результате можно сделать вывод о том, что реализация данного технического проекта позволяет внедрять технологию производства и увеличивать эффективность цеха по ремонту электровазов.

Заключение

В ходе выполнения курсового проекта на тему «Проектирование системы электроснабжения локомотивного депо» были рассмотрены все вопросы технического задания. В результате расчета электрических нагрузок цеха по ремонту электровозов $I_p = 557 A$, полная расчетная мощность составила $S_p = 366 kVA$. Полные расчетные мощности остальных цехов базы были определены методом коэффициента спроса K_c , а также определена полная расчетная мощность всей базы с учетом осветительной нагрузки. В результате полученных данных расчета электрических нагрузок построена картограмма нагрузок и определен ее центр. ГПП установлена в зоне рассеяния, однако из-за больших размеров и наличия железных дорог, вынесена за территорию локомотивного депо. Произведен расчет оптимального выбора числа и мощности цеховых силовых трансформаторов марки ТМЗ. Питание цеховых трансформаторов осуществляется по радиальной схеме кабельными линиями напряжением 10 кВ марки ААШв. По результатам экономического сравнения нескольких вариантов компенсации реактивной мощности выбран вариант компенсации реактивной мощности на стороне низкого напряжения 0,4 кВ непосредственно на цеховых трансформаторных подстанциях. Конденсаторные батареи присоединяем к сборным шинам НН ТП. Питание ГПП электроэнергией осуществляется от внешней энергосистемы двухцепной ВЛЭП напряжением 35 кВ. Линия выполнена проводом марки АС-50/8. С учётом необходимой для второй категории загрузки трансформаторов на 0,7, устанавливаются два трансформатора типа ТМН – 6300/35.

В качестве схемы ГПП выбрана схема 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Питание к электроприемникам с учетом среды помещения выполнено кабелями марки АВВГ. Аппаратами защиты в сети низкого напряжения 0,4 кВ были выбраны автоматические выключатели серий ВА. Произведены расчеты токов КЗ в

нескольких точках как в сетях выше 1000 В, так и в низковольтных сетях. Согласно расчетным данным были построены эпюры отклонений напряжения для всех режимов работы (максимального, минимального, послеаварийного). Во всех режимах отклонение напряжения не превышает максимально допустимого $\pm 5\%$. По полученным данным расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ построена карта селективности действия аппаратов защиты, из которой следует, что все аппараты выстроены правильно и работают селективно.

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выполнены поставленные задачи, а именно, проведена оценка коммерческой ценности проекта. Swot– анализ помог выявить экологичность и высокоэффективность выполненного проекта.

Из двух конкурирующих конфигураций питающей сети была выбрана радиальная линия. Показатель ресурсоэффективности был определён как довольно высокий, что говорит о эффективности выбранного варианта.

По результатам расчетов было установлено, что время всей работы над исследованием в календарных днях составляет: для руководителя – 19 дней, а для инженера – 101 день. Бюджет всех затрат ВКР составляет 260000 рублей.

Список литературы:

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. Д. Л. Файбисович. Справочник по проектированию электрических сетей – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
5. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2009. – 853 с
6. Высоковольтное электротехническое оборудование [электронный ресурс] / компания «Контакт», г. Саратов – электронные данные, URL: <http://www.kontakt-saratov.ru>, свободный – Яз. рус. Дата обращения: 03.04.2017г.
7. А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов Низковольтные автоматические выключатели (3 из 3): учебное пособие; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 346 с.
8. Указания по расчету электрических нагрузок - РТМ 36.18.32.4-92 – 9 с.
9. Безопасность жизнедеятельности. /Под ред. Н.А. Белова - М.: Знание, 2000- 364с.
10. Справочная книга для проектирования электрического освещения. / Под ред. Г.Б. Кнорринга. – Л.: Энергия, 1976.

11. Самгин Э.Б. Освещение рабочих мест. – М.: МИРЭА, 1989. – 186с.
12. Microsoft Office Store [электронный ресурс]: Visual Studio Professional 2013. URL: http://www.microsoftstore.com/store/msru/ru_RU/pdp/Visual-Studio-Professional-2013/productID.288679300, свободный. – Загл. с экрана. – Дата обращения 12.05.2014 г.
13. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
14. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы
15. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Естественное и искусственное освещение
16. СанПиН 2.2.4.1191–03. Электромагнитные поля в производственных условиях
17. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
18. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2001. – 928 с.
19. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (МПОТ).
20. ГОСТ 12.4.011-89. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
21. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
22. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
23. ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования

24. Охрана окружающей среды. Под ред. С.В. Белова. – М.: Высшая школа, 1991.
25. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
26. TADVISER [Электронный ресурс]. URL:
<http://www.tadviser.ru/index.php/Продукт:PowerFactory>