

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

---

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Электроснабжение автозавода</b>

УДК 621.31.031:629.3.013

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А3ДЗ	Чинков Евгений Вячеславович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Лукутин Борис Владимирович	Доктор технических наук		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко Аркадий Альбертович	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Ледовская Анна Михайловна	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель отделения	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение электроэнергетики и электротехника	Шестакова Вера Васильевна	к.т.н., доцент		

Томск – 2018 г.

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

---

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП 13.03.02

\_\_\_\_\_ Шестакова В.В.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А3ДЗ	Чинков Евгений Вячеславович

Тема работы:

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ АВТОЗАВОДА	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	24.04.2018. №2900/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. Д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. Д.).</i></p>	<p>Объектом выполненной работы является система электроснабжения автозавода. Основным видом выпускаемой продукции предприятия является автотранспорт. На предприятии имеются синхронные двигатели (в компрессорной), которые генерируют реактивную мощность, что будет учтено при расчете компенсации реактивной мощности. Отливка деталей из листовой стали для крыш, дверей, крыльев и т. д. производится в литейном цехе серого чугуна. Штамповка кузовных деталей осуществляется в прессово – кузовном цехе. Сборка и регулировка топливной системы осуществляется в цехе топливной аппаратуры. В литейном цехе ковкого чугуна и цветных металлов отливаются блоки и го-</p>
--	--

	ловки цилиндров
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>В результате анализа технологического процесса производства определены категории электроприемников по бесперебойности электроснабжения, и характеристика окружающей среды подразделений предприятия. В процессе работы производился: расчет электрической нагрузки предприятия, строились картограммы электрических нагрузок, определялись места для размещения пунктов приёма электрической энергии, определялись средства и способы транспортировки электрической энергии, рассчитывались токи короткого замыкания, выбиралось и проверялось электрооборудования системы электроснабжения автозавода.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Схема электроснабжения автозавода, картограмма электрических нагрузок</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Социальная ответственность	Ассистент Ледовская Анна Михайловна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Фигурко Аркадий Альбертович

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Лукутин Борис Владимирович	Доктор технических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А3Д3	Чинков Евгений Вячеславович		

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

---

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.03.18	Описание технологического процесса	7
02.04.18	Определение расчетных электрических нагрузок	9
08.04.18	Определение расчётных нагрузок цехов на напряжении распределения	11
14.04.18.	Выбор системы питания	20
30.04.18	Расчёт токов короткого замыкания	20
10.05.18	Релейная защита и автоматика	13
22.05.18	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
25.05.18	Социальная ответственность	10
		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Лукутин Борис Владимирович	Доктор технических наук		

**СОГЛАСОВАНО:**

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-  
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А3ДЗ	Чинкову Евгению Вячеславовичу

Институт	ЭНИН	Кафедра	ТПТ
Центр цифровых образовательных технологий	Бакалавр	Электроснабжение предприятий	Электроэнергетика и электротехника

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

1. Стоимость ресурсов: материально-технических, энергетических, финансовых, и человеческих.	Стоимость материальных затрат, оплаты труда, прочие затраты.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	Отчисления на социальные нужды и амортизационные отчисления.

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

1. Расчёт затрат на сооружение ЛЭП и ОРУ ПГВ завода.

2. Стоимость отвода земли под подстанцию.

3. Стоимость постоянного отвода земель для охранной зоны ВЛ и ПС.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)**

1. Расходы на этапе проектирования на материальные затраты.

2. Расходы на этапе проектирования на заработную плату.

3. Смета затрат.

4. Смета наличных капитальных затрат.

5. Результаты расчёта приведённых затрат.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	Фигурко Аркадий Альбертович	К.Э.Н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А3ДЗ	Чинков Евгений Вячеславович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А3ДЗ	Чинкову Евгению Вячеславовичу

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение	Отделение электро- энергетики и электро- техники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 Электроэнер- гетика и электротех- ника

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Система электроснабжения автозавода

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

#### 1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты)

1.1. В качестве вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения выявлены:

- Аномальные параметры микроклимата рабочей зоны;
- Недостаточная освещенность рабочей зоны;
- Повышенный уровень шума;
- Повышенный уровень электромагнитных излучений.

1.2. В качестве опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения выявлены:

- Опасность поражения электрическим током.

#### 2. Экологическая безопасность:

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

Анализ воздействия на литосферу: образование отходов, связанных с обслуживанием системы электроснабжения автозавода.

<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>Возможные ЧС на объекте: возникновение пожаров, возгораний.          Разработка мер по предупреждению ЧС: помещения, где идёт эксплуатация и обслуживание оборудования, установлены системы пожарной сигнализации          Разработка мероприятий по пожарной профилактике.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности работников (электротехнический персонал) в рабочей зоне.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОКД ИШНКБ	Ледовская Анна Михайловна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А3Д3	Чинков Евгений Вячеславович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 125 страниц, 13 рисунков, 28 таблиц, 36 источника, 4 приложения.

**Ключевые слова:** системы электроснабжения автозавода, расчет электрической нагрузки предприятия, картограмма электрических нагрузок, размещения пунктов приёма электрической энергии, способы транспортировки электрической энергии, расчет токов короткого замыкания, проверка электрооборудования системы электроснабжения автозавода.

**Объект исследования:** Основным видом выпускаемой продукции предприятия является автотранспорт. На предприятии имеются синхронные двигатели (в компрессорной), которые генерируют реактивную мощность, что будет учтено при расчете компенсации реактивной мощности.

Отливка деталей из листовой стали для крыш, дверей, крыльев и т. д. производится в литейном цехе серого чугуна. Штамповка кузовных деталей осуществляется в прессово – кузовном цехе. Сборка и регулировка топливной системы осуществляется в цехе топливной аппаратуры. В литейном цехе ковкого чугуна и цветных металлов отливаются блоки и головки цилиндров.

Моторный цех осуществляет сборку силовых агрегатов, которые поставляются на склад.

**Область применения:** результаты данной работы могут быть использованы для проектирования системы электроснабжения автомобильного завода

## Список принятых сокращений

ГПП – главная понизительная подстанция;

ПГВ– подстанция глубокого ввода;

СЭС–система электрического снабжения;

ЭП – электроприемник;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

ВЛ – воздушная линия;

КЛ – кабельная линия;

ТП – трансформаторная подстанция;

ПКТП – передвижная комплектная трансформаторная подстанция;

РУ – распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

ЗУ – заземляющее устройство;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ПР – пункт распределительный;

ВН – высшее напряжения;

ППЭ– пункт приема электроэнергии;

ОПН– ограничители перенапряжения;

## Содержание

Введение	15
1. Исходные данные на проектирование	16
2. Описание технологического процесса	19
3. Определение расчетных электрических нагрузок	14
3.1 Определение расчетных нагрузок цехов до 1000 В	15
3.2 Определение расчётных нагрузок цехов на напряжении распределения	19
3.3 Определение расчетных нагрузок на шинах высшего напряжения пункта приёма электроэнергии	29
3.4 Выбор компенсирующих устройств и места их установки	31
3.5 Определение расчетных нагрузок ВН ППЭ с учётом компенсации	33
4 Определение центра электрических нагрузок	36
5 Выбор системы питания	39
5.1 Построение графиков нагрузок	39
5.2 Выбор рационального напряжения, системы питания	42
5.3 Выбор силовых трансформаторов ППЭ, схем РУ ВН	45
5.4 Выбор питающих ЛЭП	45
6. Технико-экономический расчёт	46
6.1. Планирование использования рабочего времени	56
6.2. Расчет электрических затрат на электрическое обслуживание и показателей работы электротехнической службы	59
7 Выбор системы распределения	61
7.1. Выбор числа РП, КТП, СП и мест их установки	62
8. Расчёт потерь в цеховых КТП	63
9 Выбор сечения и марки проводов системы распределения	64
10 Расчёт токов короткого замыкания	72
11 Выбор и проверка основного высоковольтного оборудования,	82

коммутационных аппаратов	
12 Релейная защита и автоматика	92
12.1 Продольная дифференциальная токовая защита трансформаторов ПГВ	92
12.2 МТЗ со стороны ВН	97
12.3 МТЗ со стороны НН	98
12.4 Защита от перегрузки	98
12.5 Газовая защита	99
13. Социальная ответственность	101
13.1 Производственная безопасность	101
13.1.1 Анализ опасных и вредных факторов на территории завода	101
13.1.2 Анализ опасных и вредных факторов в литейном цехе	103
13.2 Экологическая безопасность	109
13.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	112
13.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	113
Заключение	119
Список литературы	121
Приложение А. Спецификация оборудования	127
Приложение Б. Схема электроснабжения автозавода	128
Приложение В. Схема ПГВ	132

## Введение

В данном дипломном проекте рассматривается проектирование системы электроснабжения автозавода, который является предприятием автомобилестроения.

**Объектом** выполненной работы является электроснабжение автозавода.

**Цель работы** – разработка системы электроснабжения автозавода.

В результате анализа технологического процесса производства определены категории электроприемников по бесперебойности электроснабжения, и характеристика окружающей среды подразделений предприятия. В процессе работы производился: расчет электрической нагрузки предприятия, строились картограммы электрических нагрузок, определялись места для размещения пунктов приёма электрической энергии, определялись средства и способы транспортировки электрической энергии, рассчитывались токи короткого замыкания, выбиралось и проверялось электрооборудование системы электроснабжения. В работе рассматривался перечень вопросов, которые подлежали исследованию, проектированию и разработке: - Промышленная, производственная, экологическая безопасность; безопасность в чрезвычайных ситуациях; правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

**Основные технико-эксплуатационные показатели:**

Экономичность, надежность и безопасность эксплуатации системы электроснабжения объекта.

**Эффективность электроустановок** определяется применением современных технологий и оборудования с учетом особенностей технико-технологических условий функционирования системы электроснабжения автозавода.

## 1 Исходные данные на проектирование

- 1) Генеральный план автозавода представлен на рисунке 1.
- 2) Мощность системы питания 550 МВ·А.
- 3) Питание предприятия можно осуществлять от подстанции энергосистемы на классах напряжения 220, 110, 35 кВ.
- 4) Индуктивное сопротивление системы ( $X_c$ ) принимать 0,3; 0,6; 0,9 о.е. соответственно классам напряжения 220, 110, 35 кВ.
- 5) Расстояние от источника питания до завода 7 км.
- 6) Сведения об электрических нагрузках представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Ведомость электрических нагрузок завода

№ на плане	Наименование цеха	$P_n$ , кВт
1	Цех шасси и главный конвейер	3600
	Цех шасси и главный конвейер (6 кВ - АД)	3200
2	Моторный цех	2600
3	Прессово-кузовной цех	2900
	Прессово-кузовной цех (6 кВ - АД)	2000
4	Инструментальный цех	1950
5	Ремонтно – механический цех	700
6	Конструкторско-экспериментальный цех	460
7	Экспедиция и склад	220
8	Деревообрабатывающий цех	1210
9	Модельный цех	1300
10	Литейный цех серого чугуна	2500
	Литейный цех серого чугуна (6 кВ - АД)	2200
11	Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов	3300
	Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов (6 кВ АД)	3200
12	Кузнечный цех	1500
13	Арматурно-агрегатный цех	2850
14	Склад масел и химикатов	180

15	Гараж	150
16	Заводоуправление	120
17	Проходная	20
18	Лаборатория (ЦЗЛ)	170
19	Скрапоразделочная	1620
20	Цех топливной аппаратуры	1540
21	Открытый склад лесоматериалов	110
22	Компрессорная	1200
	Компрессорная (6 кВ СД)	3880
	Освещение цехов и территории завода	Определить по площади

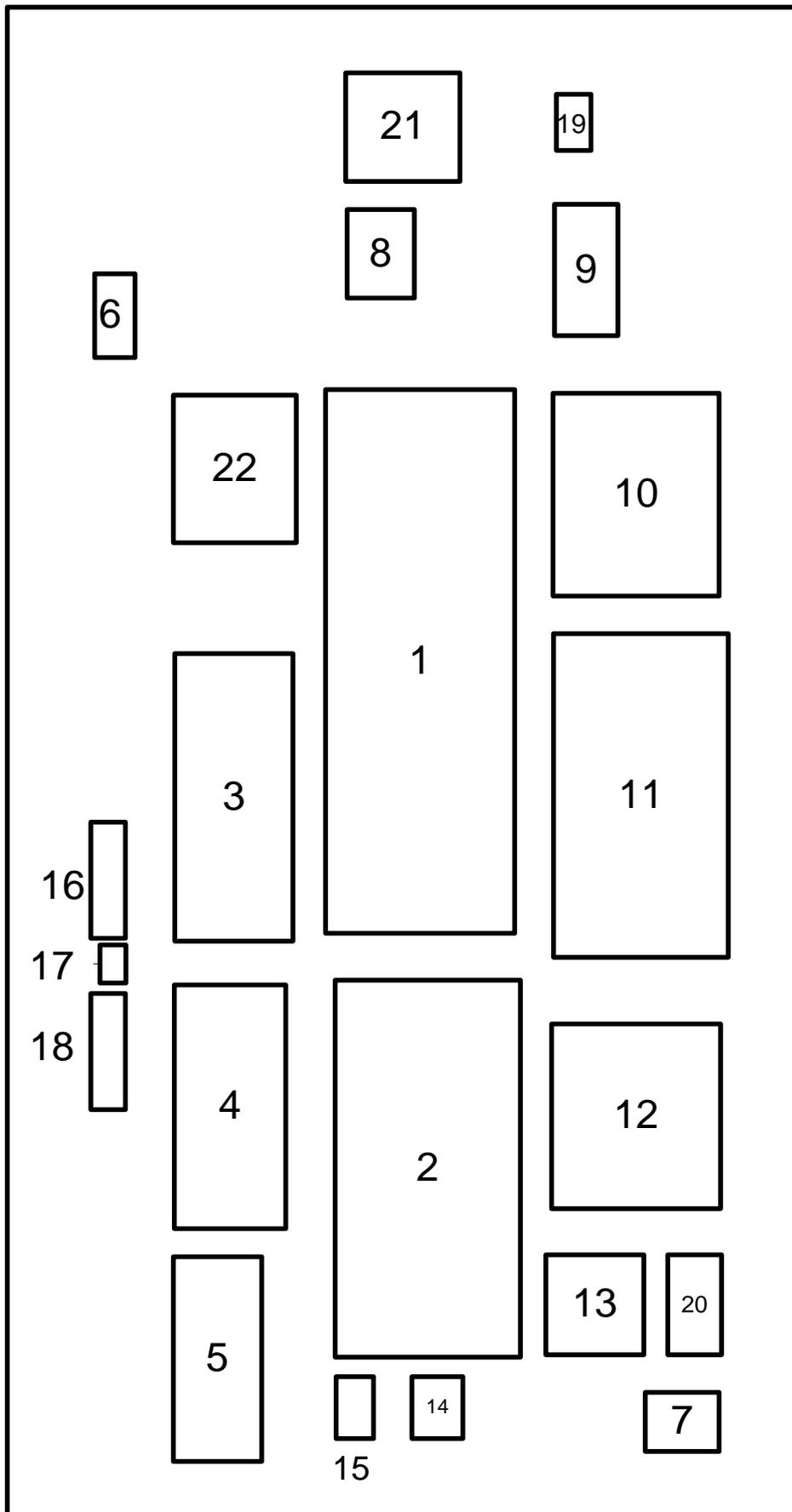


Рисунок 1 - Генеральный план автозавода

## 2 Описание технологического процесса

Основным видом выпускаемой продукции предприятия является автотранспорт. На предприятии имеются синхронные двигатели (в компрессорной), которые генерируют реактивную мощность, что будет учтено при расчете компенсации реактивной мощности.

Отливка деталей из листовой стали для крыш, дверей, крыльев и т. д. производится в литейном цехе серого чугуна. Штамповка кузовных деталей осуществляется в прессово – кузовном цехе. Сборка и регулировка топливной системы осуществляется в цехе топливной аппаратуры. В литейном цехе ковкого чугуна и цветных металлов отливаются блоки и головки цилиндров.

Моторный цех осуществляет сборку силовых агрегатов, которые поставляются на склад. В сборочном цехе осуществляют установку задних и передних крыльев, буферов, проводят антикоррозийную обработку кузова, сухую шлифовку, нанесение мастики, изолирование кузова, вторичную окраску кузова грунтом, покрывают эмалью, осуществляют мокрое шлифование и окончательную окраску кузова металлизированными эмалями и проводят сушку.

Сборка автомобиля осуществляется на главном конвейере, поэтому технологический процесс сборки максимально механизирован и автоматизирован. Выполнение данной операции выполняют с помощью спаренных конвейеров сборки: кузов транспортируется главным подвесным конвейером сборки, а нижним расположенным под ним и параллельным ему, транспортируется шасси автомобиля.

Согласованное перемещение кузова и шасси обеспечивает в определённый момент подъём шасси гидроподъёмником напольного конвейера до совмещения с кузовом. Так происходит предварительная установка шасси на кузов. Сборка кузова и шасси начинается с регулирования положения кузова на шасси, а дальнейшее соединение и крепление шасси с кузовом выполняется на операциях общей сборки автомобиля.

На втором напольном конвейере производится сборка шасси. Он расположен параллельно напольному конвейеру подачи готового шасси на главный

сборочный конвейер автомобиля. К напольному конвейеру сборки шасси по подвижным конвейерам подаются следующие сборочные единицы: моторный агрегат, задний мост, собранный карданный вал, глушитель выпуска дополнительной первой ступени, штанга стабилизатора поперечной устойчивости. Собранные и проверенные автомобили отправляются на склад готовой продукции.

Таблица 2 - Степень надежности электроснабжения электроприемников

№	Наименование цеха	Кат-я надежности	Хар-р окр. среды	Руст, кВт
1	Цех шасси и главный конвейер	II	норм	3600
	Цех шасси и главный конвейер (6кВ)	II	норм	3200
2	Моторный цех	II	норм	2600
3	Прессово-кузовной цех	II	жаркая	2900
	Прессово-кузовной цех (6кВ)	II	жаркая	2000
4	Инструментальный цех	III	норм	1950
5	Ремонтно-механический цех	III	норм	700
6	Конструкторско-экспериментальный цех	III	норм	460
7	Экспедиция и склад	III	норм	220
8	Деревообрабатывающий цех	III	пыльная	1210
9	Модельный цех	III	норм	2500
10	Литейный цех серого чугуна	I	жаркая	2500
	Литейный цех серого чугуна (6кВ)	I	жаркая	2200
11	Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов	I	жаркая	3300
	Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов (6кВ)	I	жаркая	3200
12	Кузнечный цех	II	жаркая	1500
13	Арматурно-агрегатный цех	II	норм	2850
14	Склад масел и химикатов	III	хим. акт	180
15	Гараж	III	норм	150
16	Заводоуправление	II	норм	120
17	Проходная	III	норм	20
18	Лаборатория	II	норм	170
19	Скrapоразделочная	II	пыльная	1620
20	Цех топливной аппаратуры	II	норм	1540
21	Открытый склад лесоматериалов	III		110
22	Компрессорная	I	норм	1200
	Компрессорная (6кВ)	I	норм	3880

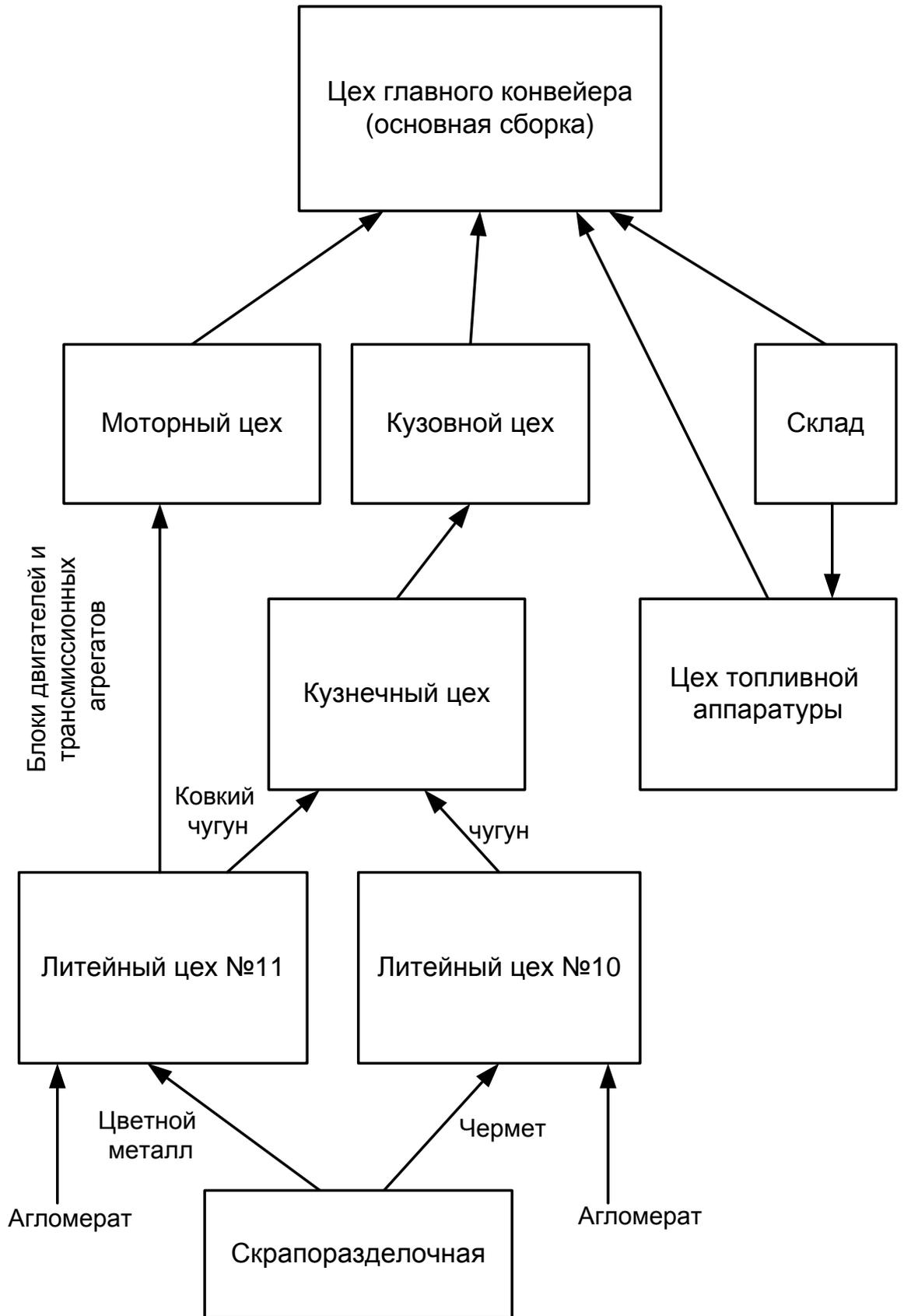


Рисунок 2 - Технологический процесс автозавода

### 3 Определение расчетных электрических нагрузок

#### 3.1 Определение расчетных нагрузок цехов до 1000 В

Указанные в проектном задании установленные мощности цехов позволяют применить к расчету их нагрузок, метод коэффициента спроса, которые рассмотрим на примере моторного цеха.

Для расчета применим:  $P_H = 2600$  кВт;  $F = 391,88 \times 613,21 = 315107$  м<sup>2</sup>.  
 $k_C = 0,85$ ;  $\cos \varphi = 0,9$ ;  $\rho_{уд} = 16 \text{ Вт/м}^2$ ;  $\cos \varphi_o = 0,5$ ;  $k_{C.O.} = 0,85$ ;  
 $k_{ПРА} = 1,065$  (для ламп ДРЛ).

Расчетную силовую и осветительную нагрузку цеха определим по формулам:

$$P_{P.C.} = k_C \cdot P_H, \quad (3.1.1)$$

$$Q_{P.C.} = \operatorname{tg} \varphi \cdot P_{P.C.}, \quad (3.1.2)$$

$$P_{P.O.} = k_{C.O.} \cdot k_{ПРА} \cdot F \cdot \rho_{уд}, \quad (3.1.3)$$

$$Q_{P.O.} = P_{P.O.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_o, \quad (3.1.4)$$

где  $K_c=0,85$  – коэффициент спроса [2];

$\operatorname{tg} \varphi=0,48$ - соответствует  $\cos \varphi$  [3].

$K_{co}=0,85$  - коэффициент спроса осветительной нагрузки;

$K_{пра}=1,065$ - коэффициент, учитывающий потери в пускорегулирующей аппаратуре [3];

$\rho_{уд}=16$ -удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м<sup>2</sup>;

$\operatorname{tg} \varphi_o=1,73$ -соответствует  $\cos \varphi_o$  осветительной нагрузки [3].

$$P_{P.C.} = 0,85 \cdot 2600 = 2210 \text{ кВт},$$

$$Q_{P.C.} = 0,48 \cdot 2210 = 1070,35 \text{ кВАр},$$

$$P_{P.O.} = 0,85 \cdot 1,065 \cdot 315107 \cdot 16 = 4295,54 \text{ кВт},$$

$$Q_{P.O.} = 4295,54 \cdot 1,73 = 7431,29 \text{ кВАр}.$$

Расчетные значения нагрузок цеха найдём по формулам:

$$P_{P.Ц.} = P_{P.C.} + P_{P.O.} = 2210 + 4295,54 = 6505,54 \text{ кВт}, \quad (3.1.5)$$

$$Q_{P.Ц.} = Q_{P.C.} + Q_{P.O.} = 1070,35 + 7431,29 = 8501,64 \text{ кВАр}, \quad (3.1.6)$$

$$S_{P.Ц.} = \sqrt{P_{P.Ц.}^2 + Q_{P.Ц.}^2} = \sqrt{6505,54^2 + 8501,64^2} = 10705,14 \text{ МВА}. \quad (3.1.7)$$

Расчет по остальным цехам записываем в таблицу 3.1.

Таблица 3 - Расчетные нагрузки цехов

Наименование цеха	$P_n$ , кВт	$\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$	$K_c$	$P_{pc}$ , кВт	$Q_{pc}$ , кВАр	$K_{co}$	$K_{пра}$	$\rho_{уд}$ , Вт/м <sup>2</sup>	$P_{po}$ , кВт	$Q_{po}$ , кВАр	$P_{pc}$ , кВт	$Q_{pc}$ , кВАр	$S_{pc}$ , кВ·А
Цех шасси и главный конвейер	3600	0,75/0,88	0,85	3060,00	2698,67	0,8	1,065	16	6322,20	10937,40	9382,20	13636,06	16551,97
Моторный цех	2600	0,9/0,48	0,85	2210,00	1070,35	0,8	1,065	16	4295,54	7431,29	6505,54	8501,64	10705,14
Прессово-кузовной цех	2900	0,65/1,17	0,7	2030,00	2373,33	0,8	1,065	14	1826,78	3160,33	3856,78	5533,66	6745,08
Инструментальный цех	1950	0,65/1,17	0,4	780,00	911,92	0,8	1,065	14	1460,40	2526,49	2240,40	3438,41	4103,91
Ремонтно-механический цех	700	0,85/0,62	0,4	280,00	173,53	0,8	1,065	14	972,75	1682,85	1252,75	1856,38	2239,54
Конструкторско-экспериментальный цех	460	0,6/1,33	0,5	230,00	306,67	0,8	1,065	20	259,66	449,21	489,66	755,88	900,62
Экспедиция и склад	220	0,7/1,02	0,7	154,00	157,11	0,6	1,065	10	207,44	358,88	361,44	515,99	629,99
Деревообрабатывающий цех	1210	0,75/0,88	0,5	605,00	533,56	0,8	1	12	257,67	0,00	862,67	533,56	1014,34
Модельный цех	1300	0,8/0,75	0,4	520,00	390,00	0,8	1,065	16	511,90	885,59	1031,90	1275,59	1640,72
Литейный цех серого чугуна	2500	0,75/0,88	0,5	1250,00	1102,40	0,8	1,065	12	1553,29	2687,19	2803,29	3789,59	4713,75
Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов	3300	0,8/0,75	0,5	1650,00	1237,50	0,8	1,065	12	2608,42	4512,56	4258,42	5750,06	7155,23

Продолжение таблицы 3

Наименование цеха	$P_n$ , кВт	$\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$	$K_c$	$P_{pc}$ , кВт	$Q_{pc}$ , кВАр	$K_{co}$	$K_{пра}$	$\rho_{уд}$ , Вт/м <sup>2</sup>	$P_{po}$ , кВт	$Q_{po}$ , кВАр	$P_{pc}$ , кВт	$Q_{pc}$ , кВАр	$S_{pc}$ , кВ·А
Кузнечный цех	1500	0,65/1,17	0,6	900,00	1052,2 2	0,8	1,065	12	1439,27	2489,93	2339,27	3542,15	4244,88
Арматурно-агрегатный цех	2850	0,9/0,48	0,65	1852,50	897,21	0,8	1,065	14	526,70	911,19	2379,20	1808,40	2988,46
Склад масел и химикатов	180	0,65/1,17	0,6	108,00	126,27	0,6	1	10	85,22	0,00	193,22	126,27	230,82
Гараж	150	0,9/0,48	0,65	97,50	47,22	0,6	1,065	20	133,57	231,08	231,07	278,30	361,73
Заводоуправления	120	0,65/1,17	0,5	60,00	70,15	0,75	1,065	20	289,27	500,44	349,27	570,59	669,00
Проходная	20	0,7/1,02	0,6	12,00	12,24	0,75	1,065	16	56,91	98,45	68,91	110,69	130,39
Лаборатория (ЦЗЛ)	170	0,8/0,75	0,4	68,00	51,00	0,75	1,065	20	289,27	500,44	357,27	551,44	657,07
Скрапоразделочная	1620	0,8/0,75	0,4	648,00	486,00	0,8	1,065	14	104,45	180,71	752,45	666,71	1005,33
Цех топливной аппаратуры	1540	0,8/0,75	0,5	770,00	577,50	0,8	1,065	14	289,17	500,26	1059,17	1077,76	1511,09
Открытый склад лесоматериалов	110	0,85/0,62	0,4	44,00	27,27	0,6	1	10	335,59	0,00	379,59	27,27	380,57
Компрессорная	1200	0,85/0,62	0,5	600,00	371,85	0,75	1,065	10	653,37	1130,33	1253,37	1502,17	1956,39

### 3.2 Определение расчётных нагрузок цехов на напряжении распределения

На примере моторного цеха, определим по следующим формулам расчётные значения нагрузок на стороне высшего напряжения трансформаторов:

$P_{рвц}$  – расчетная активная мощность, кВт:

$$P_{P.B.Ц.} = P_{P.Ц.} + \Delta P_{TP}, \quad (3.2.1)$$

где  $P_{P.Ц.}$  – расчетное значение активной мощности, потребляемой цехом на стороне низкого напряжения, кВт;

$\Delta P_{TP}$  – потери активной мощности в цеховом трансформаторе, кВт [3].

$Q_{рвц}$  – расчетная реактивная мощность, кВАр:

$$Q_{P.B.Ц.} = Q_{P.Ц.} + \Delta Q_{TP}, \quad (3.2.2)$$

где  $Q_{P.Ц.}$  – расчетное значение реактивной мощности, потребляемой цехом на стороне низкого напряжения, кВАр [3].

$\Delta Q_{TP}$  – потери реактивной мощности в цеховом трансформаторе, кВАр.

Так как тип силового трансформатора ещё не определён, можно принимать:

$$\Delta P_{TP} \approx 0,02 \cdot S_{P.Ц.}, \quad (3.2.3)$$

$$\Delta Q_{TP} \approx 0,1 \cdot S_{P.Ц.}. \quad (3.2.4)$$

$S_{рвц}$  – расчетная полная мощность, кВ·А:

$$S_{P.B.Ц.} = \sqrt{P_{P.B.Ц.}^2 + Q_{P.B.Ц.}^2}, \quad (3.2.5)$$

$$\Delta P_{TP} = 0,02 \cdot 10705,14 = 214,10 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{TP} = 0,1 \cdot 10705,14 = 1070,51 \text{ кВАр},$$

$$P_{P.B.Ц.} = 6505,54 + 214,10 = 6719,65 \text{ кВт},$$

$$Q_{P.B.Ц.} = 8501,64 + 1070,51 = 9572,15 \text{ кВАр},$$

$$S_{P.B.Ц.} = \sqrt{6719,65^2 + 9572,15^2} = 11695,29 \text{ кВ·А}.$$

По полученным расчетным значениям нагрузок выбираются линии, питающие цеховые ТП и коммутационно-защитную аппаратуру этих линий.

Результаты расчета по остальным цехам представим в таблице 4.

Таблица 4 - Расчетные нагрузки цехов предприятия на стороне ВН

№	Наименование цеха	$\Delta P_{тр},$ кВт	$\Delta Q_{тр},$ кВАр	$P_{рвц},$ кВт	$Q_{рвц},$ кВАр	$S_{рвц},$ кВ·А
1	Цех шасси и главный конвейер	331,04	1655,20	9713,23	15291,26	18115,45
2	Моторный цех	214,10	1070,51	6719,65	9572,15	11695,29
3	Прессово-кузовной цех	134,90	674,51	3991,68	6208,17	7380,71
4	Инструментальный цех	82,08	410,39	2322,48	3848,80	4495,24
5	Ремонтно-механический цех	44,79	223,95	1297,54	2080,33	2451,81
6	Конструкторско-экспериментальный цех	18,01	90,06	507,67	845,94	986,59
7	Экспедиция и склад	12,60	63,00	374,04	578,99	689,30
8	Деревообрабатывающий цех	20,29	101,43	882,95	634,99	1087,58
9	Модельный цех	32,81	164,07	1064,72	1439,67	1790,60
10	Литейный цех серого чугуна	94,27	471,37	2897,56	4260,96	5152,83
11	Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов	143,10	715,52	4401,52	6465,59	7821,59
12	Кузнечный цех	84,90	424,49	2424,16	3966,64	4648,74
13	Арматурно-агрегатный цех	59,77	298,85	2438,97	2107,24	3223,20
14	Склад масел и химикатов	4,62	23,08	197,84	149,35	247,88
15	Гараж	7,23	36,17	238,31	314,47	394,57
16	Заводоуправления	13,38	66,90	362,65	637,49	733,43
17	Проходная	2,61	13,04	71,51	123,73	142,91
18	Лаборатория (ЦЗЛ)	13,14	65,71	370,42	617,15	719,78
19	Скрапоразделочная	20,11	100,53	772,56	767,24	1088,81
20	Цех топливной аппаратуры	30,22	151,11	1089,39	1228,87	1642,22
21	Открытый склад лесоматериалов	7,61	38,06	387,20	65,33	392,67
22	Компрессорная	39,13	195,64	1292,50	1697,81	2133,80
	$\Sigma$			43818,56	62902,18	77035,01

Расчетные нагрузки ЭП 6 кВ определяем через коэффициент спроса.

Расчеты сводим в таблицу 5.

Таблица 5- Расчетные нагрузки ЭП 6 кВ

№ цеха	Наименование цеха	$P_{н},$ кВт	$\cos\varphi$	$K_c$	$P_{pc},$ кВт	$Q_{pc},$ кВАр	$S_{pc},$ кВ·А
1	Цех шасси и главный конвейер (АД)	3200	0,8	0,85	2720	2040	3400
3	Прессово-кузовной цех (АД)	2000	0,8	0,85	1700	1275	2125
10	Литейный цех серого чугуна (АД)	2200	0,8	0,85	1870	1402,5	2337,5
11	Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов (АД)	3200	0,8	0,85	2720	2040	3400
22	Компрессорная (СД)	3880	1	0,85	3298	0	3298
$\Sigma$					12308	6757,5	14560,5

### 3.3 Определение расчетных нагрузок на шинах высшего напряжения пункта приёма электроэнергии

Расчетные значения нагрузок на шинах ВН ППЭ определяются по расчётным значениям активной и реактивной мощностей всех отходящих линий с учётом коэффициента одновременности максимумов силовой нагрузки и по расчетной мощности осветительной нагрузки территории предприятия.

По полученным расчетным значениям нагрузок выбирают мощность силовых трансформаторов ППЭ, токоведущие части и коммутационную аппаратуру РУ низшего напряжения ППЭ.

Определим мощность, требуемую на освещение территории завода по формулам:

$$F_{ТЕР} = F_3 - F_{\Sigma Ц}, \quad (3.3.1)$$

$$P_{О.ТЕР} = F_{ТЕР} \cdot \rho_{ВД} \cdot k_{С.О.} \cdot k_{ПРА}, \quad (3.3.2)$$

$$Q_{О.ТЕР} = P_{О.ТЕР} \cdot tg \varphi_o, \quad (3.3.3)$$

где  $F_3 = 1675,16 \times 3220,37 = 5394648 \text{ м}^2$  – площадь всей территории завода определяется из рисунка 1;

$F_{\Sigma ц}$  – сумма площадей цехов, м<sup>2</sup>[3].

$\rho_{y\phi} = 1,0$  - удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м<sup>2</sup>;

$K_{co} = 1,0$  - коэффициент спроса осветительной нагрузки [3].

$K_{пра} = 1,065$  (для ламп ДНаТ).

$$F_{TEP} = 5394648 - 2076151 = 3318497 \text{ м}^2,$$

$$P_{O.TEP} = 3318497 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,065 = 3534,20 \text{ кВт},$$

$$Q_{O.TEP} = 3534,20 \cdot 1,73 = 6114,16 \text{ кВАр}.$$

Расчётную нагрузку завода в целом на шинах низкого напряжения найдём по формулам:

$$P_{HHIIIЭ} = (\Sigma P_{P.B.Ц.0,4} + \Sigma P_{P.C.6}) \cdot k_o + P_{O.TEP}, \quad (3.3.4)$$

$$Q_{HHIIIЭ} = (\Sigma Q_{P.B.Ц.0,4} + \Sigma Q_{P.C.6}) \cdot k_o + Q_{O.TEP}, \quad (3.3.5)$$

$$S_{HHIIIЭ} = \sqrt{P_{HHIIIЭ}^2 + Q_{HHIIIЭ}^2}, \quad (3.3.6)$$

где  $k_o = 0,9$  - коэффициент одновременности max силовой нагрузки, т.к. средневзвешенный коэффициент использования  $k_{и.ср.взв} = 0,66$ , а число присоединений 6 кВ на сборных шинах РП, ПГВ  $n = 9-25$  [2].

$$P_{HHIIIЭ} = (43818,56 + 12308) \cdot 0,9 + 3534,20 = 54048,11 \text{ кВт},$$

$$Q_{HHIIIЭ} = (62902,18 + 6757,5) \cdot 0,9 + 6114,16 = 68807,88 \text{ кВАр},$$

$$S_{HHIIIЭ} = \sqrt{54048,11^2 + 68807,88^2} = 87496,98 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Расчетные нагрузки завода на высшем напряжении ППЭ должны учитывать потери в силовых трансформаторах ППЭ, которые еще не выбраны. Эти потери, как и потери в трансформаторных подстанциях  $\Delta P_T$  и  $\Delta Q_T$  учитываются приблизительно, по суммарным значениям нагрузок на стороне низшего напряжения по формулам (3.2.3, 3.2.4).

$$\Delta P_{ППЭ} \approx 0,02 \cdot 87496,98 \approx 1749,9 \text{ кВт}.$$

$$\Delta Q_{ППЭ} \approx 0,1 \cdot 87496,98 \approx 8749,7 \text{ кВАр}.$$

Определяем расчетную полную нагрузку завода на ВН ППЭ по формуле:

$$S_{PB3} = \sqrt{\left(P_{HHIIIЭ} + \Delta P_{IIIЭ}\right)^2 + \left(Q_{HHIIIЭ} + \Delta Q_{IIIЭ}\right)^2}. \quad (3.3.7)$$

$$S_{PB3} = \sqrt{(54048,11 + 1749,9)^2 + (68807,88 + 8749,7)^2} = 95543,70 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

### 3.4 Выбор компенсирующих устройств и места их установки

Определив расчётную нагрузку на шинах 6 кВ, необходимо решить вопрос о потоках реактивной мощности с точки зрения взаимоотношений с энергоснабжающей организацией. Мощность, которую может потреблять предприятие от энергосистемы согласно приказу Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49 и [9],  $tg \varphi_3 = 0,5$  [3].

Тогда экономическая величина реактивной мощности в часы максимальных нагрузок системы определяем по формуле:

$$Q_3 = tg \varphi_3 \cdot P_3. \quad (3.4.1)$$

$$Q_3 = 0,5 \cdot 55798,04 = 27899,02 \text{ кВАр}.$$

Так как  $Q_3 > Q_3$ , то определяем мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV} = Q_3 - Q_3, \quad (3.4.2)$$

$$Q_{KV} = 77557,58 - 27899,02 = 49658,55 \text{ кВАр}.$$

Будем учитывать что:

1) устанавливать компенсирующие устройства мощностью менее 150 кВАр обычно экономически не выгодно;

2) на шинах цеховой подстанции низшего напряжения может быть установлена компенсирующая установка большей мощность, чем по расчету, с целью снижения перетоков реактивной мощности и доведения коэффициента реактивной мощности по конкретной цеховой подстанции до уровня (0,3-0,6).

Целесообразно начать установку КУ с шин 0,4 кВ для увеличения пропускной способности всех элементов системы распределения.

В качестве примера приведем расчет для моторного цеха:

$$Q_{KVi} = \frac{Q_{KV} \cdot Q_{PBLi}}{\sum Q_{PBLi}} \quad (3.4.3)$$

$$Q_{KVi} = \frac{9572,15 \cdot 49658,55}{62902,18} = 7556,8 \text{ кВАр.}$$

Принимаем к установке 12 БСК мощностью по 600 кВАр, т.е. окончательно для главного корпуса  $Q_{KV}^* = 7200$  кВАр. Расчётная реактивная мощность цеха после компенсации составит

$$Q_{PB.Ц.}^* = Q_{PB.Ц.} - Q_{KV}^* = 9572,15 - 7200 = 2372,15 \text{ кВАр.}$$

Расчет по остальным цехам сводим в таблицу 6.

Таблица 6 - Выбор компенсирующих устройств

№	Наименование цеха	$Q_{PB.Ц.}$ кВАр	$Q_{KVi}$ кВАр	$Q_{KV}^*$ кВАр	Тип БСК	$Q_{PB.Ц.}^*$ кВАр
1	Цех шасси и главный конвейер	15291,26	12071,8	12000	20 КРМ-0,4-600-25-9-УХЛ4	3291,26
2	Моторный цех	9572,15	7556,8	7200	12 КРМ-0,4-600-25-9-УХЛ4	2372,15
3	Прессово-кузовной цех	6208,17	4901,08	5000	8 КРМ-0,4-400-25-7-УХЛ4	1208,17
4	Инструментальный цех	3848,80	3038,46	2400	4 КРМ-0,4-600-25-9-УХЛ4	1448,80
5	Ремонтно-механический цех	2080,33	1642,33	1600	4 КРМ-0,4-400-25-7-УХЛ4	480,33
6	Конструкторско-экспериментальный цех	845,94	667,836	600	КРМ-0,4-600-25-9-УХЛ4	245,94
7	Экспедиция и склад	578,99	457,087	600	КРМ-0,4-600-25-9-УХЛ4	-21,01
8	Деревообрабатывающий цех	634,99	501,3	600	КРМ-0,4-600-25-9-УХЛ4	34,99
9	Модельный цех	1439,67	1136,55	1200	2 КРМ-0,4-600-25-9-УХЛ4	239,67
10	Литейный цех серого чугуна	4260,96	3363,85	3200	8 КРМ-0,4-400-25-7-УХЛ4	1060,96
11	Литейный цех ковкого чугуна и	6465,59	5104,3	4800	8 КРМ-0,4-600-25-9-УХЛ4	1665,59
12	Кузнечный цех	3966,64	3131,49	3200	8 КРМ-0,4-400-25-7-УХЛ4	766,64

Продолжение таблицы 6

№	Наименование цеха	$Q_{PB.Цi}$ кВАр	$Q_{KVi}$ кВАр	$Q_{KV}^*$ кВАр	Тип БСК	$Q_{PB.Ц.к}^*$ ВАр
13	Арматурно-агрегатный цех	2107,24	1663,58	1600	4 КРМ-0,4-400-25-7-УХЛ4	507,24
14	Склад масел и химикатов	149,35	117,904	150	КРМ-0,4-150-25-6-УХЛ4	-0,65
15	Гараж	314,47	248,263	300	КРМ-0,4-300-25-7-УХЛ4	14,47
16	Заводоуправления	637,49	503,272	600	2 КРМ-0,4-300-25-7-УХЛ4	37,49
17	Проходная	123,73	97,6787			123,73
18	Лаборатория (ЦЗЛ)	617,15	487,213	600	2 КРМ-0,4-300-25-7-УХЛ4	17,15
19	Скрапоразделочная	767,24	605,702	600	2 КРМ-0,4-300-25-7-УХЛ4	167,24
20	Цех топливной аппаратуры	1228,87	970,14	600	2 КРМ-0,4-300-25-7-УХЛ4	628,87
21	Открытый склад лесоматериалов	65,33	51,5717			65,33
22	Компрессорная	1697,81	1340,35	1200	2 КРМ-0,4-600-25-9-УХЛ4	497,81

### 3.5 Определение расчетных нагрузок ВН ППЭ с учётом компенсации

По полученным данным в таблице 6 окончательно уточняем расчетные нагрузки цехов на шинах ВН ППЭ с учётом компенсации реактивной мощности, результаты расчётов отображены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетные нагрузки с учетом компенсации реактивной мощности

№	Наименование цеха	$P_{PB.Ц}$ , кВт	$Q_{PB.Ц}$ , кВАр	$Q_{PB.Ц.}^*$ , кВАр	$S_{PB.Ц.}$ , кВ·А
1	Цех шасси и главный конвейер	9713,23	----	3291,26	10255,70
2	Моторный цех	6719,65	----	2372,15	7126,06
3	Прессово-кузовной цех	3991,68	----	1208,17	4170,51
4	Инструментальный цех	2322,48	----	1448,80	2737,32
5	Ремонтно-механический цех	1297,54	----	480,33	1383,59
6	Конструкторско-экспериментальный цех	507,67	----	245,94	564,11
7	Экспедиция и склад	374,04	----	-21,01	374,63

8	Деревообрабатывающий цех	882,95	----	34,99	883,65
9	Модельный цех	1064,72	----	239,67	1091,36
10	Литейный цех серого чугуна	2897,56	----	1060,96	3085,70
11	Литейный цех ковкого чугуна и	4401,52	----	1665,59	4706,12
12	Кузнечный цех	2424,16	----	766,64	2542,50
13	Арматурно-агрегатный цех	2438,97	----	507,24	2491,16
14	Склад масел и химикатов	197,84	----	-0,65	197,84
15	Гараж	238,31	----	14,47	238,75
16	Заводоуправления	362,65	----	37,49	364,59
17	Проходная	71,51	123,73	----	142,91
18	Лаборатория (ЦЗЛ)	370,42	----	17,15	370,81
19	Скrapоразделочная	772,56	----	167,24	790,46
20	Цех топливной аппаратуры	1089,39	----	628,87	1257,88
21	Открытый склад лесоматериалов	387,20	65,33	----	392,67
22	Компрессорная	1292,50	----	497,81	1385,05
$\Sigma$		43818,56		14852,18	46553,36

Тогда расчетные нагрузки завода на НН ППЭ с учетом компенсации реактивной мощности будут равны:

$$P_{\text{ННППЭ}} = (\Sigma P_{P.C.0,4} + \Sigma P_{P.C.6}) \cdot k_o + P_{O.TEP} = (43818,56 + 12308) \cdot 0,9 + 3534,20 = 54048,11 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ННППЭ}} = (\Sigma Q_{P.C.0,4}^* + \Sigma Q_{P.C.6}) \cdot k_o + Q_{O.TEP} = (14852,18 + 6757,5) \cdot 0,9 + 6114,16 = \\ = 25562,88 \text{ кВар},$$

$$S_{\text{ННППЭ}} = \sqrt{P_{\text{ННППЭ}}^2 + Q_{\text{ННППЭ}}^2} = \sqrt{54048,11^2 + 25562,88^2} = 59788,45 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в трансформаторах ППЭ:

$$\Delta P_{\text{ППЭ}} \approx 0,02 \cdot S_{\text{ННППЭ}} \approx 0,02 \cdot 59788,45 \approx 1195,77 \text{ кВт}.$$

$$\Delta Q_{\text{ППЭ}} \approx 0,1 \cdot S_{\text{ННППЭ}} \approx 0,1 \cdot 59788,45 \approx 5978,84 \text{ кВар}.$$

Тогда расчетные нагрузки завода на ВН ППЭ с учетом компенсации реактивной мощности будут равны:

$$S_{PB3} = \sqrt{(P_{HHIII\Theta} + \Delta P_{III\Theta})^2 + (Q_{HHIII\Theta} + \Delta Q_{III\Theta})^2} =$$
$$= \sqrt{(54048,11 + 1195,77)^2 + (25562,88 + 5978,84)^2} = 63614,20 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

#### 4 Определение центра электрических нагрузок

Расчет центра электрических нагрузок производится для определения мест расположения цеховых трансформаторных подстанций и пункта приёма электрической энергии.

Построение картограммы производится на основании результатов расчетных нагрузок цехов. Картограмма строится из условия, что площади кругов в выбранном масштабе являются расчетными нагрузками цехов (рисунок 3).

Расчет центра электрических нагрузок сведем в таблицу 8.

Таблица 8 - Расчет центра электрических нагрузок

№ цеха	U <sub>ном</sub> кВ	P <sub>рс</sub> , кВт	P <sub>ро</sub> , кВт	X <sub>i</sub> , мм	Y <sub>i</sub> , мм	P <sub>p</sub> , кВт	r <sub>i</sub> , мм	α <sub>i</sub> , °
1	0,4	9382,20	6322,20	43	89,8	15704,39	15,81	144,93
2		6505,54	4295,54	43,8	36,6	10801,09	13,11	143,17
3		3856,78	1826,78	23,6	75,6	5683,56	9,51	115,71
4		2240,40	1460,40	23,2	43,1	3700,80	7,68	142,06
5		1252,75	972,75	21,9	16,6	2225,49	5,95	157,35
6		489,66	259,66	11,2	126,2	749,32	3,45	124,75
7		361,44	207,44	70,3	10	568,89	3,01	131,27
8		862,67	257,67	38,9	132,7	1120,33	4,22	82,80
9		1031,90	511,90	60,3	131	1543,81	4,96	119,37
10		2803,29	1553,29	65,5	107,4	4356,58	8,33	128,35
11		4258,42	2608,42	66	75,8	6866,84	10,46	136,75
12		2339,27	1439,27	65,5	42,1	3778,53	7,76	137,13
13		2379,20	526,70	61,2	22,3	2905,90	6,80	65,25
14		193,22	85,22	44,8	11,5	278,44	2,11	110,18
15		231,07	133,57	36,2	11,5	364,64	2,41	131,87
16		349,27	289,27	10,5	66,9	638,55	3,19	163,09
17		68,91	56,91	11	58,1	125,81	1,42	162,83
18		357,27	289,27	10,5	48,9	646,55	3,21	161,07
19		752,45	104,45	59	146,5	856,91	3,69	43,88
20		1059,17	289,17	71,6	22,3	1348,34	4,63	77,21
21		379,59	335,59	41,2	146	715,18	3,37	168,93
22		1253,37	653,37	23,7	110,1	1906,74	5,51	123,36
1	6	2720	-----	43	89,8	2720,00	6,58	-----
3		1700	-----	23,6	75,6	1700,00	5,20	-----
10		1870	-----	65,5	107,4	1870,00	5,46	-----

11		2720	-----	66	75,8	2720,00	6,58	-----
22		3298	-----	23,7	110,1	3298,00	7,25	-----

Произвольным образом выбираем оси координат на генеральном плане завода. Координаты центра электрических нагрузок завода определяются по следующим формулам:

$$X_o = \frac{\sum P_{Pi} \cdot x_i}{\sum P_{Pi}} = 45,02 \text{ мм}, \quad (4.1)$$

$$Y_o = \frac{\sum P_{Pi} \cdot y_i}{\sum P_{Pi}} = 73,20 \text{ мм}, \quad (4.2)$$

где  $x_i, y_i$  – координаты ЦЭН для  $i$ -го цеха;

$P_{Pi}$  – расчетная нагрузка  $i$ -го цеха [3].

Для примера определим расчётную нагрузку моторного цеха соответствующую площади круга в выбранном масштабе, радиус  $r$ , мм, этой площади определим по формуле:

$$r = \sqrt{\frac{P_P}{\pi \cdot m}}, \quad (4.3)$$

где  $P_P = P_{P.C.} + P_{P.O.}$  – расчетная активная мощность с учетом осветительной нагрузки;

$m = 20 \text{ кВт/мм}^2$  – масштаб.

$$r = \sqrt{\frac{10801,09}{3,14 \cdot 20}} = 13,11 \text{ мм.}$$

Осветительная нагрузка показывается в виде сегмента круга. Угол сектора  $\alpha^\circ$ , найдём по формуле:

$$\alpha = \frac{P_{P.O.} \cdot 360}{\pi \cdot r^2 \cdot m} = \frac{4295,54 \cdot 360}{3,14 \cdot 13,11^2 \cdot 20} = 143,17^\circ. \quad (4.4)$$

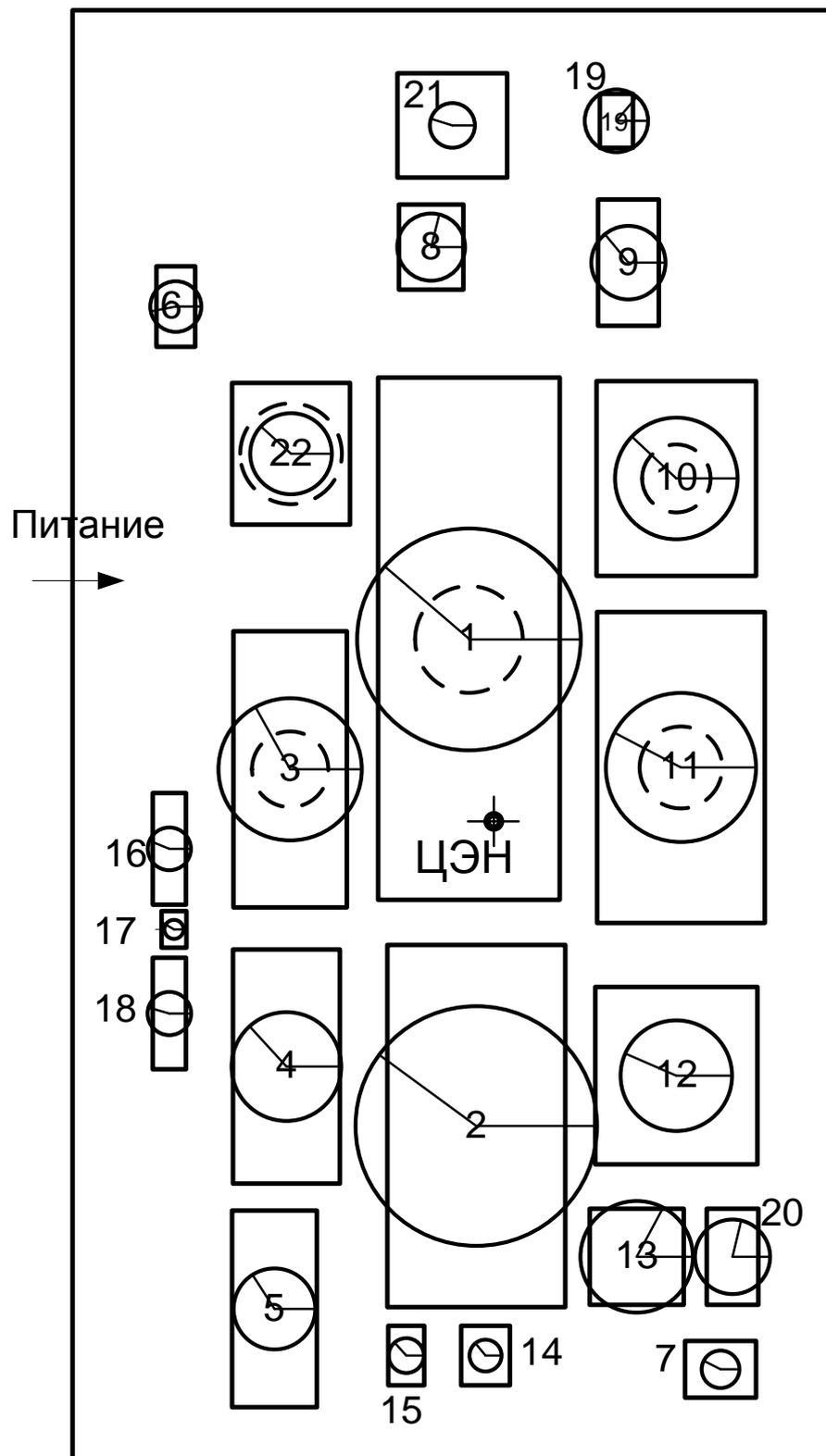


Рисунок 3 - Картограмма электрических нагрузок

## **5 Выбор системы питания**

В систему питания входят питающие ЛЭП и ППЭ (ПГВ или ГПП), состоящий из устройства высшего напряжения, силовых трансформаторов и РУ низшего напряжения.

Рассмотрим ПГВ – подстанцию глубокого ввода. Так как на заводе имеются цеха относящиеся к I категории надёжности, то ПГВ выполнена в виде комплектной блочной двух трансформаторной подстанции КТПБ, с регулировкой напряжения под нагрузкой.

### **5.1 Построение графиков нагрузок**

Графики электрических нагрузок дают представление о характере изменения нагрузок в течение характерных суток или всего года. Графики электрических нагрузок используются при определении потерь электроэнергии в элементах СЭС, а также при выборе силовых трансформаторов, сечения жил и марки проводников и других целей.

Для построения годового графика нагрузки по предприятию в целом, необходимо знать суточные графики нагрузок, как в летний, так и в зимний период. При этом принимаем, что зимнее время – 213 суток, а летнее – 152 суток. Суточные графики нагрузок представлены на рисунках 4, 5, годовой график на рисунке 6.

Необходимые данные для построения графиков и выполнения расчётов приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Ведомость суточных нагрузок завода

Часы	Зима			Лето		
	%	P, кВт	S, кВ·А	%	P, кВт	S, кВ·А
0	35	19335,35	22264,97	32	17678,04	20356,54
1	35	19335,35	22264,97	32	17678,04	20356,54
2	33	18230,48	20992,69	30	16573,16	19084,26
3	35	19335,35	22264,97	32	17678,04	20356,54
4	35	19335,35	22264,97	32	17678,04	20356,54
5	32	17678,04	20356,54	27	14915,84	17175,83
6	27	14915,84	17175,83	20	11048,77	12722,84
7	50	27621,94	31807,10	41	22649,99	26081,82
8	92	50824,36	58525,06	82	45299,97	52163,64
9	100	55243,87	63614,20	92	50824,36	58525,06
10	100	55243,87	63614,20	92	50824,36	58525,06
11	93	51376,80	59161,21	92	50824,36	58525,06
12	88	48614,61	55980,50	85	46957,29	54072,07
13	97	53586,55	61705,77	92	50824,36	58525,06
14	93	51376,80	59161,21	88	48614,61	55980,50
15	90	49719,48	57252,78	84	46404,85	53435,93
16	85	46957,29	54072,07	78	43090,22	49619,08
17	90	49719,48	57252,78	81	44747,53	51527,50
18	90	49719,48	57252,78	82	45299,97	52163,64
19	88	48614,61	55980,50	80	44195,10	50891,36
20	93	51376,80	59161,21	88	48614,61	55980,50
21	93	51376,80	59161,21	90	49719,48	57252,78
22	86	47509,73	54708,21	83	45852,41	52799,79
23	70	38670,71	44529,94	67	37013,39	42621,51

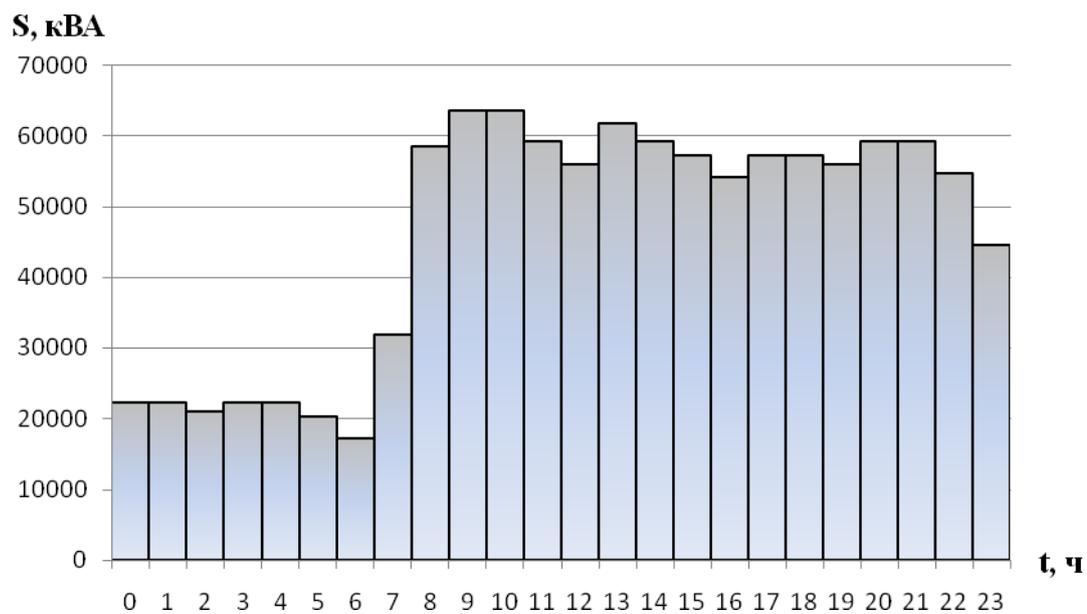


Рисунок 4 - Суточный график нагрузки (зима)

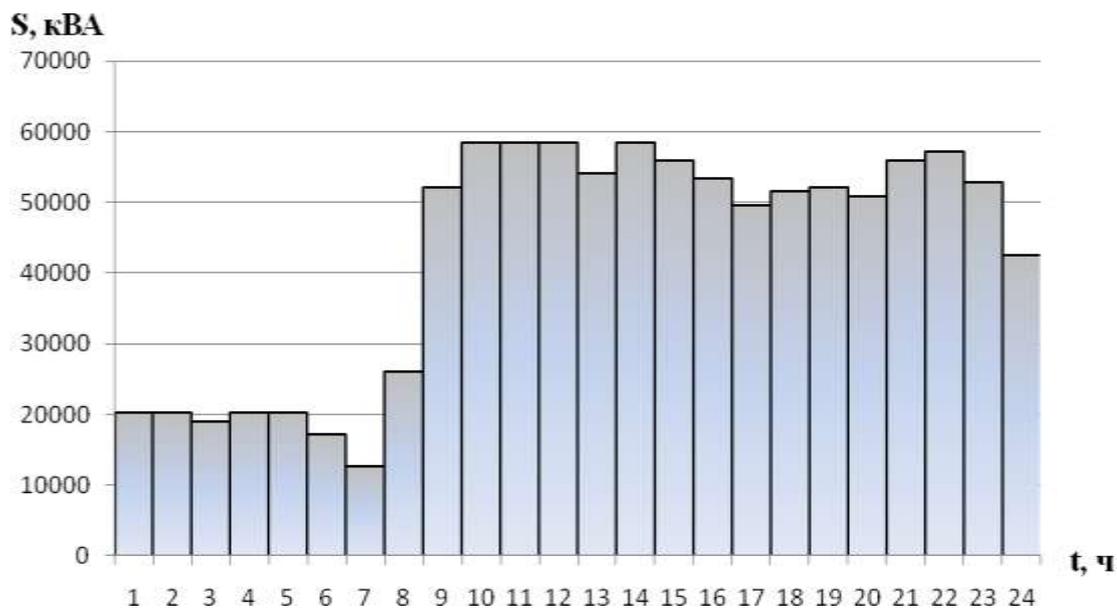


Рисунок 5 - Суточный график нагрузки (лето)

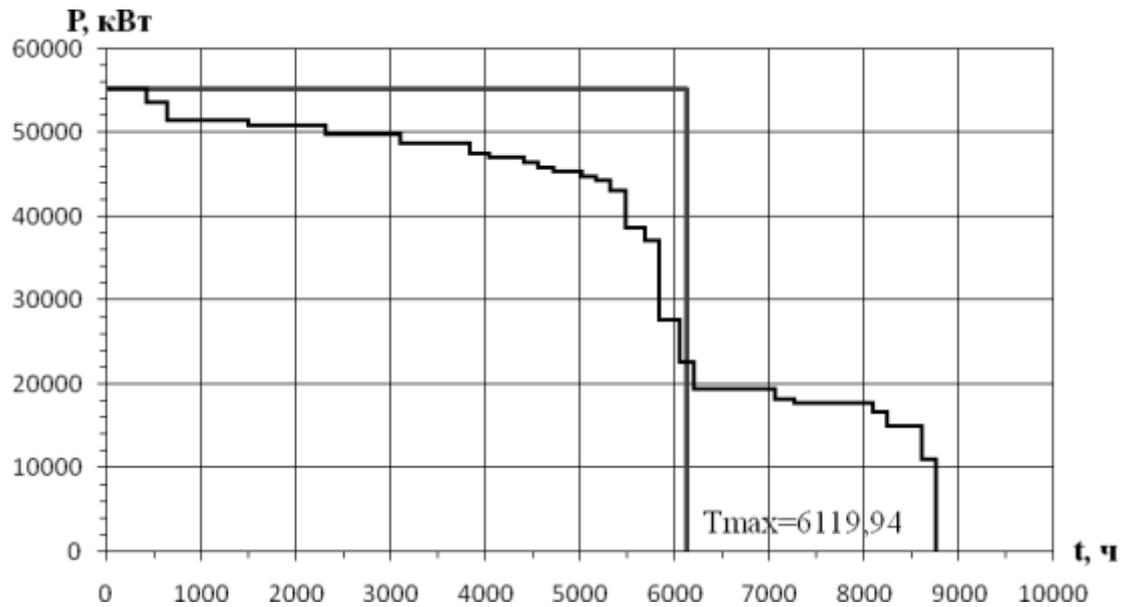


Рисунок 6 - Годовой график нагрузки

Продолжительность использования максимальной нагрузки  $T_M$ , ч, определим по формуле:

$$T_M = \frac{\sum P_i \cdot t_i}{P_{\max}}, \quad (5.1)$$

где  $P_{\max} = P_3 = 55243,87$  кВт.

$$T_M = \frac{338089170}{55243,87} \approx 6119,94 \text{ часов.}$$

## 5.2 Выбор рационального напряжения, системы питания

Для определения приближенного значения рационального напряжения  $U_{\text{рац}}$ , кВ, воспользуемся формулой Илларионова:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P_p}}}, \quad (5.2)$$

где  $P_p$  - значение расчетной нагрузки завода, МВт [3].

$l$  - расстояние от подстанции энергосистемы до завода, км.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{7} + \frac{2500}{55243,87}}} \approx 92,58 \text{ кВ.}$$

Намечаем два ближайших значения стандартных напряжения 35кВ и 110кВ. Далее на основании ТЭР приведённого в пункте 5.3, окончательно выбираем напряжение питания предприятия  $U_{\text{пит}} = 110\text{кВ}$ .

### 5.3 Выбор силовых трансформаторов ППЭ, схем РУ ВН

Выбор трансформаторов ППЭ произведем согласно [8]. Выбор трансформаторов ППЭ производится по расчетному максимуму нагрузки  $S_3$ . По заводу намечаются два стандартных трансформатора. Намеченные трансформаторы проверяются на эксплуатационную (систематическую) и послеаварийную перегрузку.

По суточному графику (зима) определим среднеквадратичную мощность  $S_{\text{ср.кв}}$ , кВ·А, согласно формуле:

$$S_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot t_i}{\sum t_i}}. \quad (5.3.1)$$

$$S_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{57472177004 \cdot 10^6}{24}} \approx 48935,41 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Мощность одного трансформатора для  $n=2$  – трансформаторной подстанции  $S_{\text{тр}}$ , кВ·А, определим по формуле:

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{ср.кв}}}{n}, \quad (5.3.2)$$

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{48935,41}{2} \geq 24467,70 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Согласно [9] намечаем к установке два трансформатора типа ТРДН-40000/110/10. Проверяем выбранные трансформаторы на перегрузочную способность по формулам:

- коэффициент загрузки  $k_1$  в нормальном режиме:

$$k_1 = \frac{1}{S_{TP} \cdot n} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot t_i}{\sum t_i}}. \quad (5.3.3)$$

$$k_1 = \frac{1}{40000 \cdot 2} \cdot 57731,858 = 0,61.$$

$k_{MAX}$  - коэффициент максимума [3].

$$k_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{TP}}. \quad (5.3.4)$$

$$k_{MAX} = \frac{63614,20}{40000} = 1,59.$$

$k_2$  - коэффициент аварийной перегрузки [3].

$$k_2 = \frac{1}{S_{TP}} \cdot \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}. \quad (5.3.5)$$

$$k_2 = \frac{1}{40000} \cdot \sqrt{\frac{53327478814,64 \cdot 10^6}{16}} = \frac{57731,858}{40000} = 1,44.$$

Согласно [8]  $K_2 < 1,5$ . следовательно принимаем к установке два трансформатора ТРДН-40000/110/10 У1.

При аварийном отключении одного из трансформаторов ППЭ следует предпринять меры возможного временного отключения потребителей третьей категории.

Учитывая, что расстояние до источника питания составляет 7 км, применение схемы с отделителями и короткозамыкателями ввиду ненадежности нежелательно. Принимаем схему с выключателями на высокой стороне (блок «линия – трансформатор» с выключателем). Как правило, в таких схемах предусматривается неавтоматическая перемычка со стороны линий – перемычку не устанавливают только в условиях стесненной площадки. Схема показана на рисунке 7.

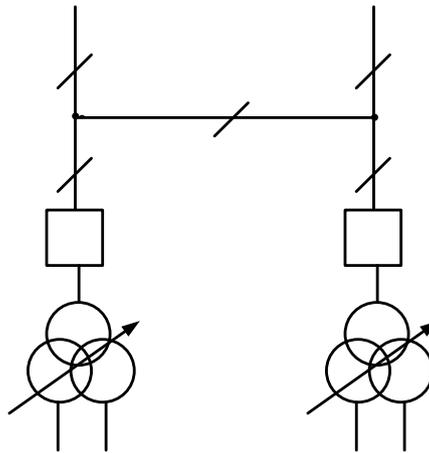


Рисунок 7 - Однолинейная схема электрических соединений ППЭ

#### 5.4 Выбор питающих ЛЭП

Питание завода осуществляется по двухцепной воздушной ЛЭП с напряжением сети  $U=110$  кВ [8].

Выбор экономически целесообразного сечения ВЛ произведем по экономической плотности тока  $J_э$ . Величина  $J_э$  зависит от материала провода и числа часов использования максимума нагрузки. Сечение питающей линии электропередачи для выбранного стандартного рационального напряжения определяем в следующей последовательности по формулам:

1. Ток в линии  $I_{н.р.}$ , А, в нормальном режиме:

$$I_{н.р.} = \frac{S_3}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_c} ; \quad (5.4.1)$$

Ток в линии  $I_{п.а.р.}$ , А, в послеаварийном режиме (ПАР):

$$I_{п.а.р.} = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U_c} , \quad (5.4.2)$$

где  $n = 2$  – количество цепей на ЛЭП;

$U_c = 115$  кВ – номинальное напряжение сети;

$S_3 = 63614,20$  кВ·А – полная расчетная мощность завода.

$$I_{н.р.} = \frac{63614,20}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 159,69 \text{ А.}$$

$$I_{п.а.р.} = \frac{63614,20}{\sqrt{3} \cdot 115} = 319,37 \text{ А.}$$

2. Сечение провода рассчитываем по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{н.р.}}}{J_{\text{э}}}, \quad (5.4.3)$$

где  $I_{\text{н.р.}}$  – расчетный ток в нормальном режиме [3].

Согласно [1]  $J_{\text{э}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$  при  $T_{\text{max}} \geq 5000$  часов. Следовательно:

$$F_{\text{э}} = \frac{159,69}{1,0} = 159,69 \text{ мм}^2.$$

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного значения и выбираем провод марки АС-150/24 ( $I_{\text{д}} = 450 \text{ А}$ ).

3. Проверка сечения проводов по условию допустимого нагрева [8].

Проверку сечения проводов по условиям допустимого нагрева производим с учетом следующего неравенства:

$$I_{\text{ПАР}} \leq I_{\text{д}}, \quad 319,37 \text{ А} \leq 450 \text{ А}.$$

4. Проверка по падению напряжения.

$$\Delta u_{\text{л\%,max}} = l \frac{P_3 \cdot r_0 + Q_3 \cdot x_0}{U_{\text{н}}^2} \cdot 100\% < 10\%, \quad (5.4.4)$$

где  $l$  – расстояние от источника питания до завода, км [3].

$r_0, x_0$  – активное и индуктивное сопротивление линии, Ом/км, [1].

$$\Delta u_{\text{л\%,max}} = 7 \cdot \frac{55243,87 \cdot 0,2039 + 31541,72 \cdot 0,415}{115^2 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 1,289\% < 10\%.$$

5. Проверка на «корону».

Так как сечение провода для линии 110 кВ больше  $70 \text{ мм}^2$ , то провод по потерям на «корону» не проверяется [8].

Выбранный провод марки АС-150/24 проходит по всем расчётным параметрам.

## 6. Техничко-экономический расчёт

Экономия электроэнергии означает прежде всего уменьшение потерь электроэнергии во всех звеньях системы электроснабжения и в самих электроприёмниках. Основными путями снижения потерь электроэнергии в промышленности является следующее: рациональное построение системы электроснабжения при её проектировании и реконструкции, включающее в себя применение рациональных напряжений; мощности и числа трансформаторов на трансформаторных подстанциях; места размещения подстанций; схемы электроснабжения; компенсация реактивной мощности и многое другое [10].

Для рационального построения системы питания проводится технико-экономическое сравнение вариантов 35 и 110 кВ.

Техничко-экономическое сравнение вариантов производится на основе применения укрупнённых стоимостных показателей (УСП) электрических сетей, которые приведены в справочнике [6].

Критерием для выбора варианта системы питания является минимум суммарных дисконтированных затрат, т.е. разновременных затрат приведенных к одному периоду – началу сооружения объекта определяемых по формуле:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_{\text{РАСЧ}}} (K_t + I_t)(1 + E_{\text{НП}})^{1-t}, \quad (6.1)$$

где  $K_t$  – капитальные затраты в год  $t$  [6];

$I_t$  – эксплуатационные издержки в год  $t$  [6];

$E_{\text{НП}}$  – норма дисконта, равная 0,08 ... 0,12 [6];

$t$  – текущие годы строительства и эксплуатации объекта [6];

$T_{\text{РАСЧ}}$  – расчетный период, принимаемый для энергетических объектов, равным перспективному периоду времени, на который разрабатывается объект, – для распределительных сетей равен 8 годам.

Из предположения, что капитальные вложения  $K$  в рассматриваемые варианты будут освоены за один год, а эксплуатационные издержки  $I$  из года в

год неизменны суммарные дисконтные затраты равны:

$$З = К + И_1 + \sum_{t=2}^{T_{РАСЧ}} И_t (1 + E_{НП})^{1-t} = К + 5,9 И. \quad (6.2)$$

Капитальные вложения  $K$  определяются по УСП, определенных в справочнике [10] по состоянию на 01.01.2000. Полученные значения приводятся к настоящему времени с применением индекса пересчета.

Индекс пересчета по капитальным вложениям в электроэнергетику с учетом НДС по отношению к уровню сметных цен на 01.01.2010 равен – 4,8.

Тот же индекс для строительно-монтажных работ в электроэнергетике – 4,8.

Зональные повышающие коэффициенты на базисную стоимость электросетевых объектов для Западной Сибири равны: для воздушных линий – 1,3...1,7; для подстанций – 1,3...1,6.

Базовые показатели стоимости ВЛ на стальных опорах со сталеалюминиевыми проводами сечением до 150 мм<sup>2</sup> при числе цепей на опоре равном двум:

$$K_{ВЛ35} = 1390 \text{ тыс. руб./км}; \quad K_{ВЛ110} = 1590 \text{ тыс. руб./км.}$$

Стоимость постоянного отвода земель для охранной зоны ВЛ и ПС в ценах 2000 г. составляет для ОЭС Сибири – 49,62 руб./м<sup>2</sup>. Однако в связи с тем, что площадь постоянного отвода земли под опоры ЛЭП 35 и 110 кВ одинакова и составляет 65...70 м<sup>2</sup>, эта стоимость при сравнении рассматриваемых вариантов не учитывается [10].

Для получения полной стоимости воздушной линии к базовым показателям добавляются затраты на благоустройство, временные сооружения, авторский надзор, проектно-изыскательские работы и прочие расходы, которые в совокупности составляют от 12,5 до 14,5 %, причём большее значение относится к напряжению 500 кВ. В данном проекте следует принять 13%. [10].

Стоимость подстанций определяется по УСП, которые учитывают установленное оборудование – выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, разрядники, панели управления, РЗА, строительные и мон-

тажные работы.

Стоимость ОРУ из двух блоков «линия – масляный выключатель – трансформатор» и неавтоматической перемычкой со стороны линий составляет (цены 2000 г.):

для 35 кВ -  $K_{ОРУ35} = 2 \cdot 1900 = 3800$  тыс. руб.;

для 110 кВ -  $K_{ОРУ110} = 2 \cdot 2950 = 5900$  тыс. руб.

Стоимость ячейки трансформатора 40 МВ·А с учётом собственно трансформатора, кабельного хозяйства, панелей управления, защит и автоматики, материалов, строительных и монтажных работ (цены 2000 г.) [10]:

для 35/10 кВ –  $K_{Т35} = 2 \cdot 3500 = 7000$  тыс. руб.;

для 110/10 кВ –  $K_{Т110} = 2 \cdot 5300 = 10600$  тыс. руб.

Постоянная часть затрат по ПС с открытой установкой оборудования и выключателями на стороне ВН учитывает подготовку и благоустройство территории, устройство собственных нужд, внутриплощадочные и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, водоснабжение и канализацию, наружное освещение, ограду и прочее. В ценах 2000 г. она равна [10]:

- для 35/10 кВ –  $K_{П35} = 5000$  тыс. руб.;

- для 110/10 кВ –  $K_{П110} = 8000$  тыс. руб.

Площадь земель, отводимых под подстанции, составляет

- для 35/10 кВ –  $S_{35} = 1,5$  тыс.м<sup>2</sup> ;

- для 110/10 кВ –  $S_{35} = 2,5$  тыс.м<sup>2</sup>.

Стоимость отвода земли под подстанцию:

- для 35/10 кВ –  $K_{з35} = 1,5 \cdot 49,62 = 75$  тыс. руб.;

- для 110/10 кВ –  $K_{з110} = 2,5 \cdot 49,62 = 125$  тыс. руб.

Итого стоимость сооружения ОРУ подстанции предприятия составляет:

- по варианту 1 (110 кВ)

$K_{ПС\Sigma} = K_{ОРУ110} + K_{Т110} + K_{П110} = 5900 + 10600 + 8000 = 24\,500$  тыс. руб.

- по варианту 2 (35 кВ)

$K_{ПС\Sigma} = K_{ОРУ35} + K_{Т35} + K_{П35} = 3800 + 7000 + 5000 = 15800$  тыс. руб.

Расчёт стоимости сооружения линии и ОРУ на ПГВ предприятия представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчёт затрат на сооружение ЛЭП и ОРУ ПГВ завода

Исходные данные и составляющие затрат	Вариант 1 (110 кВ)	Вариант 2 (35 кВ)
	Расчётные значения	Расчётные значения
Длина линии, км	7	7
Базисная удельная стоимость ЛЭП, тыс. руб./км (в ценах 2000 г.)	1590	1390
Базисная стоимость ЛЭП, тыс. руб. (в ценах 2000 г.)	3180	2780
Базисная стоимость ОРУ, тыс. руб. (в ценах 2000 г.)	24500	15800
Зональный коэффициент	1,3	1,3
Затраты на ЛЭП и ОРУ с учётом зонального коэффициента, тыс. руб. (в ценах 2000 г.)	35984	24154
Стоимость земельного участка под ОРУ, тыс. руб. (в ценах 2000 г.)	125	75
Сумма затрат на землю с учётом НДС тыс. руб. (в ценах 2000 г.)	142	85
Коэффициент приведения затрат (в ценах 2010 г.)	4,8	4,8
Стоимость ВЛ и ОРУ в ценах 2010 г., тыс. руб.	173404	116347
Затраты на ПИР, благоустройство и пр., тыс. руб.	22542	15125
Полная стоимость ЛЭП и ОРУ, тыс. руб.	195946	131472

Эксплуатационные издержки И определяются по выражению:

$$И = И_{р} + И_{ф} + \Delta И, \quad (6.3)$$

где  $И_{р}$  – ежегодные издержки на ремонт и обслуживание элементов электрической сети, руб./год;

$И_{ф}$  – финансовые издержки, вызванные выплатой процентов по кредитам

на капитальные затраты (в данном случае принимаются равными нулю), руб./год [10];

$\Delta И$  – затраты на возмещение потерь электроэнергии, руб./год [10].

Для электрооборудования подстанций при напряжениях до 150 кВ  $I_p$  составляет 5,9% капитальных вложений. Для ЛЭП 35 кВ и выше на стальных опорах – 0,8% [10].

Таким образом с учётом коэффициента приведения затрат к современному уровню цен (4,8) и с учётом зонального коэффициента (1,3) имеем:

$$I_{p35} = 4,8 \cdot 1,3 \cdot (2780 \cdot 0,008 + 15800 \cdot 0,059) = 5956 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{p110} = 4,8 \cdot 1,3 \cdot (3180 \cdot 0,008 + 24500 \cdot 0,059) = 9179 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на возмещение потерь электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta И = \Delta Э Ц, \quad (6.4)$$

где  $Ц$  – тариф на электроэнергию, который по состоянию на начало 2010 г. может быть принят среднему по России для промышленных потребителей 2,15 руб./кВт·ч. [6].

Потери электроэнергии складываются из потерь в трансформаторах ПГВ и в воздушных ЛЭП.

Потери электроэнергии в трансформаторах определим по выражению:

$$\Delta Э_T = n \Delta P_{xx} T_{вк} + \frac{1}{n} \Delta P_k \left( \frac{S_{рнпшэ}}{S_H} \right)^2 \tau, \quad (6.5)$$

где  $T_{вк}$  – число часов включения трансформатора за год;

$\tau$  – время максимальных потерь, определяемое по графикам в зависимости от числа часов использования максимума (6119,9 ч/год) и среднего  $\cos\phi$  предприятия равно 5873 ч/год.

Для установки на подстанции намечаем к установке трансформаторы ТРДНС – 40000/35 У1 (подстанция 35/10 кВ) или ТРДН – 40000/110 У1 (подстанция 110/10 кВ) [6].

$$\Delta \mathcal{E}_{T35} = 2 \cdot 36 \cdot 8760 + 0,5 \cdot 170 \cdot \left( \frac{59788,45}{40000} \right)^2 \cdot 5873 = 1,63 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta \mathcal{E}_{T110} = 2 \cdot 40 \cdot 8760 + 0,5 \cdot 160 \cdot \left( \frac{59788,45}{40000} \right)^2 \cdot 5873 = 1,65 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Потери мощности в трансформаторах найдём по формуле:

$$\Delta P_T = n \Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \Delta P_K \left( \frac{S_{РНППЭ}}{S_H} \right)^2. \quad (6.6)$$

$$\Delta Q_T = n \Delta Q_{XX} + \frac{1}{n} \Delta Q_K \left( \frac{S_{РНППЭ}}{S_H} \right)^2. \quad (6.7)$$

$$\Delta P_{T35} = 2 \cdot 36 + 0,5 \cdot 170 \cdot \left( \frac{59788,45}{40000} \right)^2 = 261,9 \text{ кВт}.$$

$$\Delta P_{T110} = 2 \cdot 40 + 0,5 \cdot 160 \cdot \left( \frac{59788,45}{40000} \right)^2 = 269,9 \text{ кВт}.$$

Потери холостого хода найдём по формуле:

$$\Delta Q_{xx} = S_H \frac{I_{xx}}{100}. \quad (6.8)$$

$$\Delta Q_{xx35} = 40000 \cdot 0,5 \cdot 0,01 = 200 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{xx110} = 40000 \cdot 0,46 \cdot 0,01 = 184 \text{ кВАр};$$

Потери короткого замыкания вычислим по выражению:

$$\Delta Q_{кз} = \frac{U_k}{100} S_H. \quad (6.9)$$

$$\Delta Q_{кз35} = 0,01 \cdot 10,5 \cdot 40000 = 4200 \text{ кВАр}.$$

$$\Delta Q_{кз110} = 0,01 \cdot 10,5 \cdot 40000 = 4200 \text{ кВАр}.$$

$$\Delta Q_{T35} = 2 \cdot 200 + 0,5 \cdot 4200 \cdot \left( \frac{59788,45}{40000} \right)^2 = 5091,7 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{T110} = 2 \cdot 184 + 0,5 \cdot 4200 \cdot \left( \frac{59788,45}{40000} \right)^2 = 5059,7 \text{ кВАр};$$

Расчетная мощность на стороне высокого напряжения ПГВ:

$$S_{РВНППЭ35} = \sqrt{(54048,11 + 261,9)^2 + (25562,88 + 5091,7)^2} = 62364 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{РВПШЭ110} = \sqrt{(54048,11 + 269,9)^2 + (25562,88 + 5059,7)^2} = 62355 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Так как укрупнённые показатели стоимости ЛЭП по справочнику [6] не зависят от сечения проводов, то для технико-экономического сравнения вариантов примем для ЛЭП 110 кВ сечение такое же, как и для ЛЭП 35 кВ [10].

Выбор экономически целесообразного сечения ВЛ 35 кВ произведем по экономической плотности тока  $J_{\circ}$ . Величина  $J_{\circ}$  зависит от материала провода и числа часов использования максимума нагрузки. Сечение питающей линии электропередачи для выбранного стандартного рационального напряжения определяем в следующей последовательности по формулам:

Ток в линии  $I_{Н.Р.}$ , А, в нормальном режиме:

$$I_{Н.Р.} = \frac{S_3}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_C}; \quad (6.10)$$

Ток в линии  $I_{ПАР}$ , А, в послеаварийном режиме (ПАР):

$$I_{ПАР} = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot U_C}, \quad (6.11)$$

где  $n = 2$  – количество цепей на ЛЭП;

$U_C = 37$  кВ – номинальное напряжение сети;

$S_3 = 63614,20$  кВ·А – полная расчетная мощность завода.

$$I_{Н.Р.} = \frac{63614,20}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 496,32 \text{ А}.$$

$$I_{ПАР} = \frac{63614,20}{\sqrt{3} \cdot 37} = 992,64 \text{ А}.$$

2. Сечение провода рассчитываем по экономической плотности тока:

$$F_{\circ} = \frac{I_{Н.Р.}}{J_{\circ}}, \quad (6.12)$$

где  $I_{Н.Р.}$  – расчетный ток в нормальном режиме.

Согласно [1]  $J_{\circ} = 1,0$  А/мм<sup>2</sup> при  $T_{\max} \geq 5000$  часов. Следовательно:

$$F_{\circ} = \frac{496,32}{1,0} = 496,32 \text{ мм}^2.$$

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного значения и выбираем провод марки АС-400/51 ( $I_D = 825$  А). Провода такого сечения для линий 35 кВ не применяется. Таким образом, при выполнении линии электропередачи на напряжение 35 кВ необходимо увеличить количество параллельных цепей, что экономически невыгодно. Для дальнейшего рассмотрения примера ТЭР, принимаем допустимую перегрузку линии в равной 1,45 [6].

$$I_{H.P.} = \frac{S_3}{n \cdot K_{nep} \cdot \sqrt{3} \cdot U_C} = \frac{63614,20}{2 \cdot 1,45 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 342,28 \text{ A};$$

$$I_{ПАР.} = \frac{S_3}{K_{nep} \cdot \sqrt{3} \cdot U_C} = \frac{63614,20}{1,45 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 684,57 \text{ A}.$$

Рассчитаем сечение провода по экономической плотности тока:

$$F_3 = \frac{I_{H.P.}}{J_3} = \frac{342,28}{1,0} = 342,28 \text{ мм}^2. \quad (6.13)$$

Даже с учетом допустимой перегрузки экономическое сечение выходит за пределы диапазона сечений, используемых на напряжении 35 кВ. Поэтому для ТЭР принимаем провод АС-300/39 с допустимым током  $I_D=710$  А [10].

Потери энергии в линиях электропередачи найдём согласно формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_L = \frac{S_{РВППЭ}^2 R_L}{U_H^2} \tau. \quad (6.14)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{Л35} = \frac{62364^2 \cdot 0,766 \cdot 5873}{35^2} 10^{-3} = 1,43 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta \mathcal{E}_{Л110} = \frac{62364^2 \cdot 0,766 \cdot 5873}{110^2} 10^{-3} = 0,14 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарные потери электроэнергии в линиях и трансформаторах равны:

$$\Delta \mathcal{E}_{35} = 1,63 \cdot 10^6 + 1,43 \cdot 10^6 = 3,06 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

$$\Delta \mathcal{E}_{110} = 1,65 \cdot 10^6 + 0,14 \cdot 10^6 = 1,79 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Затраты на возмещение потерь электроэнергии в ценах 2010 г.

$$\Delta И_{35} = 3,06 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год} \cdot 2,15 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч} = 6579 \text{ тыс. руб./год};$$

$$\Delta И_{110} = 1,79 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год} \cdot 2,15 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч} = 3827 \text{ тыс. руб./год}$$

Эксплуатационные издержки равны:

$$I_{35} = 5956 + 6579 = 12535 \text{ тыс. руб./год};$$

$$I_{110} = 9179 + 3827 = 13006 \text{ тыс. руб./год}.$$

Суммарные дисконтные затраты:

$$Z_{35} = K_{35} + 5,9I_{35} = 131472 + 5,9 \cdot 12535 = 205428 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_{110} = K_{110} + 5,9I_{110} = 195946 + 5,9 \cdot 13006 = 272681 \text{ тыс. руб.}$$

Из расчёта видно, что капитальные вложения  $K$  на сооружение сети 110кВ больше капитальных вложений на сооружение сети 35кВ на 67253 тыс. руб., и эксплуатационные издержки  $I$  на 35кВ близки к эксплуатационным издержкам на 110кВ. Вариант на 110 кВ дороже на 46408 тыс. руб. (на 16%).

Но в варианте 35 кВ следует учитывать принятые допущения (коэффициент перегрузки линии, применение трансформаторов ТРДНС, предназначенных для эксплуатации в сетях собственных нужд). Использование класса напряжения 35 кВ приведет к необходимости увеличения числа питающих цепей, следовательно, к удорожанию ВЛЭП и ОРУ [6].

По техническим показателям ЛЭП 110 кВ значительно превосходит ЛЭП 35 кВ, так как имеет большую пропускную способность, что важно с позиции перспективного развития, меньшие потери напряжения, меньший расход электроэнергии. Это говорит о невыгодности применения в качестве напряжения системы питания напряжения 35 кВ [6].

Окончательно выбираем напряжение питания предприятия  $U_{\text{пит}} = 110\text{кВ}$ .

## 6.1. Планирование использования рабочего времени

Для определения эффективного фонда рабочего времени планируем баланс использования рабочего времени [10].

Расчетную трудоемкость увеличиваем на 50% для учета пусконаладочных и непредвиденных работ:

$$T_{P\Sigma} = 1,5 \cdot (T_{TP} + T_O + T_{TO}) = 17617,15 \cdot 1,5 = 26425,7 \text{ чел/ч}$$

где  $T_{P\Sigma}$  – расчетная годовая трудоемкость ремонтов оборудования;

$T_{тр}$ ,  $T_o$ ,  $T_{то}$  – трудоемкость текущего ремонта, осмотра, технического обслуживания.

Таблица 11 - Баланс использования рабочего времени

Статьи баланса	Обозначение	Расчетная величина			
		Экспл. перс.		Ремонт.перс.	
		Дней	Часов	Дней	Часов
1	2	3	4	5	6
1.Календарь рабочего времени	$T_k$	365		365	
2.Нерабочие дни	$t_{прв}$	114	798	107	856
3.Номинальный фонд рабочего времени	$T_H = T_k - t_{прв} t_v$	251	1757	258	2064
4. Плановые целосменные не-выходы:					
а) основной и дополнительный отпуска	$t_{цс}$	24	168	24	192
б) болезни, % от Фк	3,5	10,6	74	9	72
в) в связи с выполнением государственных обязанностей, % от Фк	0,5	1,5	11	1,3	10
5.Плановые внутрисменные потери (сокращенный рабочий день),%от Фк	$t_{вс} = 0,5$	1,5	11	1,3	10
6.Эффективный фонд рабочего времени	$T_Э = T_H - t_{цс} - t_{вс}$	225,5	1579	232,7	1862

7.Средняя продолжительность рабочего времени	$t_{дн} = T_{\text{э}} / (T_{\text{н}} - t_{\text{цс}})$	-	7	-	8
8.Коэффициент использования рабочего времени	$K_{\text{и}} = \frac{T_{\text{э}}}{T_{\text{н}}}$		0,898		0,902

Списочная численность ремонтно-эксплуатационных рабочих рассчитывается по формуле:

$$Ч_{p-э} = \frac{T_{\Sigma \text{эл}}}{T_{\text{н}} \cdot k_{\text{вн}} \cdot k_{\text{и}}},$$

где  $T_{\Sigma \text{эл}}$  – годовая трудоемкость ремонтных работ и работ по техническому обслуживанию, ч;

– годовой номинальный фонд времени одного рабочего  $T_{\text{н}}$ , ч;

– коэффициент выполнения норм  $K_{\text{вн}}$ ;

– коэффициент использования рабочего времени  $K_{\text{и}}$ .

$$Ч_{p-э} = \frac{26425,7}{2132 \cdot 1,1 \cdot 0,862} = 13 \text{ человек}$$

$$Ч_{\text{э}} = Ч_{p-э} \cdot \frac{T_{\text{о}} + T_{\text{мо}}}{T_{\Sigma}} = 6 \text{ человек}$$

$$Ч_{\text{р}} = Ч_{p-э} - Ч_{\text{э}} = 7 \text{ человек}$$

Ремонтный персонал выполняет все виды работ, за исключением работ по техническому обслуживанию [6].

Определяем основную заработную плату рабочих в соответствии с численностью ремонтных  $Ч_{\text{р}}$  и эксплуатационных  $Ч_{\text{э}}$  рабочих, годовым номинальным фондом рабочего времени одного рабочего  $T_{\text{н}}$  и тарифными ставками среднего разряда  $C_{\text{т}}$ .

Квалификацию персонала в электрохозяйстве промышленного предприятия считаем на уровне четвертого разряда.

Тарифный фонд заработной платы ремонтников и эксплуатационников:

$$\Phi_{\text{т}}^{\text{р}} = Ч_{\text{р}} \cdot T_{\text{н}} \cdot C_{\text{т}}^{\text{р}};$$

$$\Phi_T^{\text{э}} = \text{Ч}_9 \cdot T_H \cdot C_T^{\text{э}},$$

где  $\Phi_T$  - тарифный фонд заработной платы, руб;

$C_T^P$  и  $C_T^{\text{э}}$  - часовая тарифная ставка ремонтников и эксплуатационников, руб.

$$\Phi_T^P = 7 \cdot 2064 \cdot 43,27 = 625164,96 \text{ руб.}$$

$$\Phi_T^{\text{э}} = 6 \cdot 2132 \cdot 47,73 = 607984,74 \text{ руб.}$$

В фонд основной заработной платы  $\Phi_{\text{осн}}^{\text{э}}$  включаются доплаты и премии к тарифному фонду зарплаты [6]:

- для эксплуатационников - 25% премии за экономию электроэнергии, безаварийную работу; 25% - за работу в ночное время;
- для ремонтников - 40% премии за выполнение норм выработки; 25% - за работу в ночное время.

$$\Phi_{np}^{\text{э}} = (0,25 + 0,25) \cdot \Phi_T^{\text{э}} = 0,5 \cdot 607984,74 = 303992,37 \text{ руб.}$$

$$\Phi_{np}^P = (0,4 + 0,25) \cdot \Phi_T^P = 0,65 \cdot 625164,96 = 406357,22 \text{ руб.}$$

Фонд основной заработной платы должен учитывать двойную оплату эксплуатационного дежурного персонала в праздничные дни. Тарифный фонд заработной платы дежурного персонала с учетом двойной оплаты [6].

$$\Phi_{\text{д}}^{\text{э}} = C_T^{\text{э}} \cdot 6 = 47,73 \cdot 6 = 286,38 \text{ руб.}$$

$$\Phi_{\text{допл}} = 2 \cdot \Phi_{\text{д}}^{\text{э}} \cdot \text{Ч}_9^n \cdot n = 2 \cdot 286,38 \cdot 3 \cdot 0,5 = 859,14 \text{ руб.}$$

где

$\Phi_{\text{д}}^{\text{э}}$  - дневная тарифная ставка;

$\text{Ч}_9^n$  - численность эксплуатационного персонала, работающего в праздничные дни (примерно 30-50% эксплуатационного персонала);

n - число праздничных дней в году.

Дополнительная заработная плата  $\Phi^{\text{доп}}$  ( $\Phi^{\text{доп}}$ ) включает доплаты до годового фонда заработной платы, связанные с оплатой ежегодных отпусков и выполнением государственных обязанностей, принимаем 11% от  $\Phi^{\text{т}}$  ( $\Phi^{\text{т}}$ ).

Районный коэффициент начисляется на величину  $\Phi_{\text{осн}}$  и равен  $K=1,15$ .

С учетом премий и доплат фонды основной заработной платы для эксплуатационников и ремонтников составляют соответственно:

$$\Phi_{\text{доп}}^{\text{э}} = 0,11 \cdot \Phi_m^{\text{э}} = 0,11 \cdot 607984,74 = 66878,32 \text{ руб.};$$

$$\Phi_{\text{доп}}^{\text{р}} = 0,11 \cdot \Phi_m^{\text{р}} = 0,11 \cdot 625164,96 = 68768,15 \text{ руб.};$$

$$\Phi_{\text{осн}}^{\text{э}} = (\Phi_m + \Phi_{\text{пр}} + \Phi_{\text{доп}} + \Phi_{\text{д}}) \cdot 1,15 = (607984,74 + 303992,37 + 66878,32 + 859,14) \cdot 1,15 = 1126671,75 \text{ руб.};$$

$$\Phi_{\text{осн}}^{\text{р}} = (\Phi_m + \Phi_{\text{пр}} + \Phi_{\text{доп}}) \cdot 1,15 = (625164,96 + 406357,22 + 68768,15) \cdot 1,15 = 1265333,63 \text{ руб.}$$

Отчисления в фонд социального страхования и составляют 26,2%:

$$\Phi_{\text{ОСН}\Sigma} = \Phi_{\text{осн}}^{\text{э}} + \Phi_{\text{осн}}^{\text{р}} = 1126671,75 + 1265333,63 = 2392005,38 \text{ руб.}$$

$$\Phi_{\text{ОТЧ}\Sigma} = 0,262 \cdot \Phi_{\text{осн}\Sigma} = 626705,41 \text{ руб.}$$

Среднемесячная заработная плата работников:

$$Z_{\text{ср}}^{\text{э}} = \frac{\Phi_{\text{осн}}^{\text{э}}}{12 \cdot \mathcal{U}_{\text{э}}} = \frac{1126671,75}{12 \cdot 6} = 15648,22 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{ср}}^{\text{р}} = \frac{\Phi_{\text{осн}}^{\text{р}}}{12 \cdot \mathcal{U}_{\text{р}}} = \frac{1265333,63}{12 \cdot 7} = 15063,5 \text{ руб.}$$

## 6.2. Расчет электрических затрат на электрическое обслуживание и показателей работы электротехнической службы

Стоимость материалов, идущих на ремонт электрооборудования составляет 25% от основной заработной платы рабочих [10].

$$\Phi_{CM} = 0,25 \cdot \Phi_{OCHZ} = 598001,35 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления определяются на основе норм амортизации (9,4%) и стоимости капитальных вложений системы электроснабжения [10].

$$A = 0,094 \cdot K = 0,094 \cdot 62388,37 = 5864,51 \text{ руб.}$$

Прочие расходы считаем в размере 20% от годового фонда основной заработной платы рабочих [10].

$$\Phi_{проч} = 0,2 \cdot \Phi_{OCHZ} = 0,2 \cdot 2392005,38 = 478401,08 \text{ руб.}$$

Составляем смету годовых затрат.

Расчет сводим в таблицу 12.

Таблица 12 – Смета годовых затрат на электрохозяйство

Элементы затрат	Затраты	
	тыс.руб.	%
Основная и дополнительная заработная плата электротехнического персонала	2392	58,3
Отчисления от заработной платы	626,7	15,3
Стоимость материалов, комплектующих изделий на ремонт	598	14,6
Амортизационные отчисления	5,9	0,14
Прочие расходы	478,4	11,7
Итого:	4101	100,0

## 7 Выбор системы распределения

В систему распределения СЭС предприятия входят: РУ низкого напряжения ППЭ; цеховые комплектные трансформаторные подстанции (КТП); РП 10 кВ и ЛЭП (КЛЭП и токопроводы). Схемы электрических сетей должны обеспечивать надежность питания потребителей электрической энергии, быть удобными в эксплуатации. При этом затраты на сооружение линий, расход проводникового материала и потери электроэнергии должны быть минимальными [10].

Напряжение распределения определяем исходя из соотношения расчетной нагрузки 6 кВ и завода по формуле:

$$\frac{S_{6кВ}}{S_3} \cdot 100\% = \frac{14560,5}{63614,20} \cdot 100\% \approx 22\% . \quad (7.1)$$

Т.к. мощность ЭП 6кВ составляет от суммарной мощности предприятия около 22 %, то даже без ТЭР напряжение распределения принимаем равным 10 кВ. Электроприемники напряжением 6 кВ при этом получают питание от понижающих трансформаторов 10/6 кВ.

Для распределительных устройств низшего напряжения ППЭ выбираем схему, приведенную на рисунке 8, которая применяется для трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой мощностью 25-63 МВ·А, напряжением 10 кВ. В ней присоединение сборных шин (двух секций) к трансформатору с расщеплённой обмоткой 10 кВ, без реактирования отходящих линий, выполняется так, что каждая секция присоединяется к одной ветви обмотки трансформатора 10 кВ. Схема позволяет уменьшить отрицательное влияние нагрузок одной ветви на колебания напряжения в другой при резкопеременных нагрузках [10].

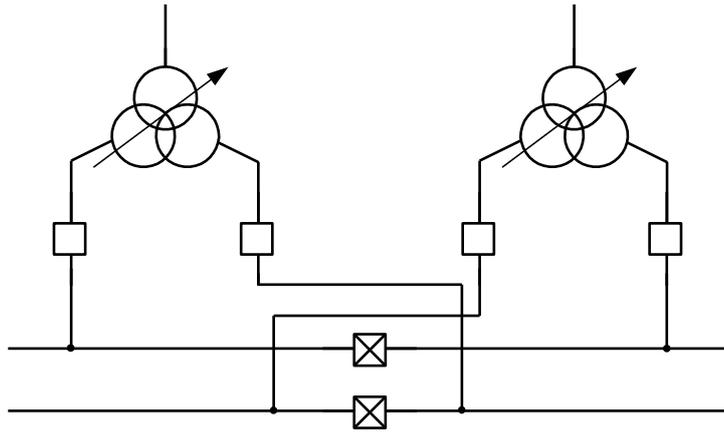


Рисунок 8 - Схема подключения РУ НН к трансформаторам ППЭ

### 7.1. Выбор числа РП, КТП, СП и мест их установки

Выбор произведём на основании [10]. Вторичные распределительные пункты РП 10 кВ, питающиеся от ППЭ, рекомендуется сооружать для удаленных от ППЭ потребителей (компрессорных и насосных станций, производственного корпуса с несколькими ТП 10/0,4 кВ), при условии, что число отходящих линий от РП должно быть не менее 8-10. При числе отходящих линий 10 кВ менее 8 целесообразность сооружения РП должна быть обоснована. Предельная, подключаемая к РП, нагрузка определяется исходя из пропускной способности выключателя линии, питающей РП. РП 10 кВ следует выполнять с одной одиночной секционированной выключателем системой шин [12].

Будем принимать к установке комплектные трансформаторные подстанции (КТП). При выборе числа и мощности трансформаторов будем учитывать условия резервирования потребителей. При наличии электроприёмников I и II категорий надёжности число трансформаторов цеховой ТП не должно быть менее двух. Потребители третьей категории могут получать питание от однотрансформаторных подстанций [12].

По условию окружающей среды в цехах с нормальными условиями трансформаторные подстанции выполняются встроенными, а в цехах с химически активной средой, жаркой и пыльной, а также сырой – пристроенными к зданию.

Цеховые трансформаторные подстанции выполняются с трансформаторами мощностью до 2500 кВ·А включительно без сборных шин на стороне высокого напряжения, как при радиальной, так и при магистральной схемах подключения.

Мощность трансформаторов выбирается по полной расчетной мощности ТП с учетом компенсации реактивной мощности. Выбранные трансформаторные подстанции проверяются по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах. Мощность устанавливаемых трансформаторов выбирается в зависимости от удельной плотности по площади цеха  $S_{уд}$ :

если  $S_{уд} \leq 0,2$ , то  $S_{тр} \leq 1000$  кВ·А;

если  $0,2 \leq S_{уд} \leq 0,3$ , то  $S_{тр} \leq 1600$  кВ·А;

если  $S_{уд} > 0,3$ , то  $S_{тр} \leq 2500$  кВ·А.

Питание ТП 10/0,4 кВ может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов мощностью 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме. Радиальным схемам питания секций 10 кВ следует отдавать предпочтение по сравнению с магистральными схемами при повышенных требованиях к надежности электроснабжения электроприемников, подключенных к этим секциям (при питании от РП, в основном, электроприемников I категории) [12].

Если нагрузка цеха на напряжении до 1000В не превышает 150 -200 кВА, то в данном цехе ТП можно не предусматривать, а электроприёмники цеха запитывать с шин ближайшей ТП кабельными ЛЭП 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор цеховых трансформаторных подстанций на примере моторного цеха.

Удельную плотность нагрузки  $S_{уд}$ , кВА/м<sup>2</sup>, найдём по формуле:

$$S_{уд} = \frac{S_{ц}}{F} . \quad (7.1)$$

$$S_{уд} = \frac{7126,06}{315107} = 0,02 \text{ кВА/м}^2.$$

Так как удельная плотность  $S_{уд} < 0,2 \text{ кВ} \cdot \text{А/м}^2$ , то на цеховой подстанции можно устанавливать трансформаторы до 1000 кВ·А. По величине расчетной мощности цеха выбираем двадцать трансформаторов марки ТМЗ–630/10 У1 и проверяем их на перегрузочную способность по формулам:

$$k_{з.НР} = \frac{S_{ц}}{n \cdot S_{ТР}} = \frac{7126,06}{20 \cdot 630} = 0,59 ; \quad (7.2)$$

$$k_{з.ПАР} = \frac{S_{ц}}{\left(\frac{n}{2}\right) \cdot S_{ТР}} = \frac{7126,06}{10 \cdot 630} = 1,19 < 1,5 . \quad (7.3)$$

Согласно [8]  $K_2 < 1,5$ . Отсюда следует, что данные трансформаторы обеспечивают резервирование.

Результаты расчетов по остальным цехам сведем в таблицу 13.

На проходной №17 устанавливаем силовой пункт (СП17), а его нагрузку учитываем в нагрузке цеха №16.

Таблица 13 - Выбор числа и мощности КТП

№ цеха	Наименование цеха	Кат. надежн.	$F$ , м <sup>2</sup>	$S_{ц}$ , кВ·А	$S_{уд}$ , кВ·А/м <sup>2</sup>	Число и мощность КТП	$k_{з.НР}$	$k_{з.ПАР}$
1	Цех шасси и главный конвейер	II	463776	10255,70	0,02	10×(2×630)	0,81	1,63
2	Моторный цех	II	315107	7126,06	0,02	6×(2×1000)	0,59	1,19
3	Прессово-кузовной цех	II	153150	4170,51	0,03	4×(2×1000)	0,52	1,04
4	Инструментальный цех	III	122435	2737,32	0,02	2×(2×1000)	0,68	----
5	Ремонтно-механический цех	III	81552	1383,59	0,02	2×(2×400)	0,86	----
6	Конструкторско-экспериментальный цех	III	15238	564,11	0,04	1×630	0,90	----
7	Экспедиция и склад	III	32464	374,63	0,01	1×400	0,94	----
8	Деревообрабатывающий цех	III	26840	883,65	0,03	1×1000	0,88	----
9	Модельный цех	III	37552	1091,36	0,03	2×630	0,87	----
10	Литейный цех серого чугуна	I	151926	3085,70	0,02	4×(2×630)	0,61	1,22
11	Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов	I	255127	4706,12	0,02	4×(2×1000)	0,59	1,18
12	Кузнечный цех	II	140773	2542,50	0,02	4×(2×630)	0,50	1,01
13	Арматурно-агрегатный цех	II	44157	2491,16	0,06	2×(2×1000)	0,62	1,25
14	Склад масел и химикатов	III	14203	197,84	0,01	1×250	0,79	----
15	Гараж	III	10452	238,75	0,02	1×250	0,95	----

Продолжение таблицы 13

№ цеха	Наименование цеха	Кат. надежн.	$F, \text{ м}^2$	$S_{ц}, \text{ кВт} \cdot \text{А}$	$S_{уд}, \text{ кВт} \cdot \text{А}/\text{м}^2$	Число и мощность КТП	$k_{з.НР}$	$k_{з.ПАР}$
16	Заводоуправления	II	18108	507,50	0,03	2×400	0,63	1,25
17	Проходная	III	4453	142,91	0,03	СП	учтено в цехе №16	
18	Лаборатория (ЦЗЛ)	II	18108	370,81	0,02	2×250	0,74	1,48
19	Скрапоразделочная	II	8757	790,46	0,09	2×630	0,63	1,25
20	Цех топливной аппаратуры	II	24243	1257,88	0,05	2×1000	0,63	1,26
21	Открытый склад лесоматериалов	III	55932	392,67	0,01	1×400)	0,98	
22	Компрессорная	I	81799	1385,05	0,02	2×1000	0,69	1,39
1	Цех шасси и главный конвейер (АД)	II	----	3713,29	----	1×(2×2500)	0,74	1,49
3	Прессово-кузовной цех (АД)	II	----	2403,27	----	1×(2×1600)	0,75	1,50
10	Литейный цех серого чугуна (АД)	I	----	2403,27	----	1×(2×1600)	0,75	1,50
11	Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов (АД)	I	----	3713,29	----	1×(2×2500)	0,74	1,49
22	Компрессорная (СД)	I	----	4615,21	----	2×(2×1600)	0,72	1,44

## 8. Расчёт потерь в цеховых КТП

Рассчитаем уточнённые потери в трансформаторах. Потери реактивной мощности и активной в трансформаторе определим по формулам:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{XX} + k_{3.HP}^2 \cdot \Delta P_{K3}; \quad (8.1)$$

$$\Delta Q_{TP} = \Delta Q_{XX} + k_{3.HP}^2 \cdot \Delta Q_{K3}, \quad (8.2)$$

где  $\Delta P_{XX}$ ,  $\Delta P_{K3}$ ,  $\Delta Q_{XX}$ ,  $\Delta Q_{K3}$  -потери XX и КЗ [4].

Расчеты произведем на примере моторного цеха:

Марка трансформатора ТМЗ–1000. Потери XX и КЗ вычислим по формулам:

$$\Delta Q_{XX} = S_{TP} \cdot \frac{I_{XX, \%}}{100\%}, \quad (8.3)$$

$$\Delta Q_{K3} = S_{TP} \cdot \frac{U_{K3, \%}}{100\%}, \quad (8.4)$$

$$\Delta Q_{XX} = 1000 \cdot \frac{1,2}{100} = 12 \text{ кВ} \cdot \text{Ар},$$

$$\Delta Q_{K3} = 1000 \cdot \frac{5,5}{100} = 55 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе для нормального режима работы:

$$\Delta P_{TP} = 1,55 + 0,72^2 \cdot 10,8 = 7,15 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{TP} = 12 + 0,72^2 \cdot 55 = 40,51 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Полученные значения умножим на количество трансформаторов в цехе и окончательно получим для всего цеха:

$$\Delta P_{цеха} = 12 \cdot 7,15 = 83,40 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{цеха} = 12 \cdot 40,51 = 412,75 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Расчеты по потерям мощности для трансформаторов остальных цехов сведем в табл. 14.

Таблица 14 - Расчет потерь мощности для цеховых КТП

№ цеха	Наименование цеха	Марка и к-во транс-ов	$I_{XX}$ %	$U_{K3}$ %	$\Delta P_{XX}$ кВт	$\Delta P_{K3}$ кВт	$\Delta Q_{XX}$ , кВт·Ар	$\Delta Q_{K3}$ , кВт·Ар	$K_{з.пр.}$	$\Delta P_{цеха}$ кВт	$\Delta Q_{цеха}$ , кВт·Ар
1	Цех шасси и главный конвейер	20×ТМЗ-630	1,8	5,5	1,05	7,6	11,34	34,65	0,81	121,70	685,92
2	Моторный цех	12×ТМЗ-1000	1,5	5,5	3,00	11,2	15	55	0,59	83,40	412,75
3	Прессово-кузовной цех	8×ТМЗ-1000	1,5	5,5	3,00	11,2	15	55	0,52	48,35	239,58
4	Инструментальный цех	4×ТМЗ-1000	1,5	5,5	3,00	11,2	15	55	0,68	32,98	163,03
5	Ремонтно-механический цех	4×ТМЗ-400	2	4,5	0,88	5,5	8	18	0,86	19,97	85,84
6	Конструкторско-экспериментальный цех	ТМЗ-630	1,8	5,5	1,05	7,6	11,34	34,65	0,90	7,14	39,12
7	Экспедиция и склад	ТМЗ-400	2	4,5	0,88	5,5	8	18	0,94	5,70	23,79
8	Деревообрабатывающий цех	ТМЗ-1000	1,5	5,5	3,00	11,2	15	55	0,88	11,75	57,95
9	Модельный цех	2×ТМЗ-630	1,8	5,5	1,05	7,6	11,34	34,65	0,87	13,50	74,67
10	Литейный цех серого чугуна	8×ТМЗ-630	1,8	5,5	1,05	7,6	11,34	34,65	0,61	31,19	194,63
11	Литейный цех ковкого чугуна и	8×ТМЗ-1000	1,5	5,5	3,00	11,2	15	55	0,59	55,01	272,26
12	Кузнечный цех	8×ТМЗ-630	1,8	5,5	1,05	7,6	11,34	34,65	0,50	23,87	161,26
13	Арматурно-агрегатный цех	4×ТМЗ-1000	1,5	5,5	3,00	11,2	15	55	0,62	29,38	145,33
14	Склад масел и химикатов	ТМЗ-250	2,1	4,5	0,74	3,7	5,25	11,25	0,79	3,06	12,30
15	Гараж	ТМЗ-250	2,1	4,5	0,74	3,7	5,25	11,25	0,95	4,11	15,51
16	Заводоуправления	2×ТМЗ-400	2	4,5	0,88	5,5	8	18	0,63	6,19	30,49

Продолжение таблицы 14

№ цеха	Наименование цеха	Марка и к-во транс-ов	$I_{XX}$ %	$U_{K3}$ %	$\Delta P_{XX}$ кВт	$\Delta P_{K3}$ кВт	$\Delta Q_{XX}$ , кВ·Ар	$\Delta Q_{K3}$ , кВ·Ар	$K_{з.пр.}$	$\Delta P_{цеха}$ кВт	$\Delta Q_{цеха}$ , кВ·Ар
17	Проходная	СП									
18	Лаборатория (ЦЗЛ)	2×ТМЗ-250	2,1	4,5	0,74	3,7	5,25	11,25	0,74	5,55	22,88
19	Скrapopазделочная	2×ТМЗ-630	1,8	5,5	1,05	7,6	11,34	34,65	0,63	8,08	49,95
20	Цех топливной аппаратуры	2×ТМЗ-1000	1,5	5,5	3,00	11,2	15	55	0,63	14,86	73,51
21	Открытый склад лесоматериалов	ТМЗ-400	2	4,5	0,88	5,5	8	18	0,98	6,18	25,35
22	Компрессорная	2×ТМЗ-1000	1,5	5,5	3,00	11,2	15	55	0,69	16,74	82,76
1	Цех шасси и главный конвейер (АД)	2×ТМ - 2500/10	1	6,5	2,9	16,5	25	162,5	0,74	24,00	229,25
3	Прессово-кузовной цех (АД)	2×ТМ - 1600/10	1,3	5,5	3,3	16,5	20,8	88	0,75	25,21	140,87
10	Литейный цех серого чугуна (АД)	2×ТМ - 1600/10	1,3	5,5	3,3	16,5	20,8	88	0,75	25,21	140,87
11	Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов (АД)	2×ТМ - 2500/10	1	6,5	2,9	16,5	25	162,5	0,74	24,00	229,25
22	Компрессорная (СД)	2×ТМ - 1600/10	1,3	5,5	3,3	16,5	20,8	88	0,72	47,52	266,25

Из расчётов видно, что уточнённые данные получились более точными и низкими чем при предварительных расчётах (таблица 3.2), поэтому в дальнейшем, при выборе КЛЭП, будем пользоваться максимальными значениями.

## 9 Выбор марки проводов и сечения в системах распределения

В промышленных распределительных сетях выше 1000 В в качестве основного способа транспортировки электроэнергии применяются кабельные линии электропередач. Выбираем, сечения кабельной линии с учётом нормальных и послеаварийных режимов работы электрической сети и перегрузочную способность кабельной линии. Прокладка кабельной линии будем производить в земле. После проверке сечения кабельной линии по условию ПАР для кабелей напряжением 10кВ необходимо учитывать допустимую в течение пяти суток (на время ликвидации аварии) перегрузку кабельной линии из сшитого полиэтилена до 17 % номинальной при прокладке в земле. Расчет мощности и тока в нормальном режиме определим согласно формулам [4]:

$$S_{P.HP} = \sqrt{P_{P.B.U.}^2 + Q_{P.B.U.}^2} ; \quad (9.1)$$

Расчетный ток нормального режима

$$I_{P.HP} = \frac{S_{P.HP}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} ; \quad (9.2)$$

Расчетный ток послеаварийного режима

$$I_{P.ПАР} = \frac{S_{P.HP}}{\sqrt{3} \cdot U_H} . \quad (9.3)$$

$$S_{P.HP} = \sqrt{507,67^2 + 245,94^2} = 564,11 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

$$I_{P.HP} = \frac{564,11}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 31 \text{ А.}$$

Выбираем сечение линии по экономической плотности тока и по току нормального режима по формуле:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{P.HP}}{J_{\text{ЭК}}} , \quad (9.4)$$

где  $J_{\text{ЭК}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$  при  $T_{\text{max}} > 5000$  часов.

$$F_{ЭК} = \frac{31}{1,2} = 26 \text{ мм}^2.$$

По [14] примем стандартное сечение  $F_{СТ} = 50 \text{ мм}^2$  с допустимым током  $I_{ДОП} = 175 \text{ А}$ .

Допустимый длительный ток нормального режима найдем по формуле:

$$I_{ДОП.НР} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{ДОП}, \quad (9.5)$$

где  $k_1 = 1,0$  – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды [1];

$k_2 = 0,93$  – коэффициент, учитывающий количество параллельно проложенных кабелей в одной траншее [1];

$k_3 = 1,0$  – коэффициент учитывающий фактическое тепловое сопротивление грунта [1].

$$I_{ДОП.НР} = 1,0 \cdot 0,93 \cdot 1,0 \cdot 175 = 162,75 \text{ А}.$$

Проверка выбранного кабеля выполняется по следующим условиям:

$$I_{Р.НР} \leq I_{ДОП.НР}; \quad 31 \leq 162,75 \text{ А};$$

Окончательно принимаем кабель марки  $2 \times \text{АПвП2г-6}(3 \times 50)$ . Это одножильный электроэнергетический кабель с алюминиевой жилой, с изоляцией из сухого сшитого полиэтилена, с медной концентрической возвратной жилой продольно герметизированной, с оболочкой из термопластичного полиэтилена. Кабель в земле расположен в плоскости. Основные достоинства кабелей из СПЭ-изоляцией является его экологическая безопасность, отсутствие жидких включений обеспечивает сохранение чистоты окружающей среды, что позволяет прокладывать кабель на любых объектах и эксплуатировать кабельные линии практически без обслуживания.

Благодаря одножильной конструкции, кабель значительно легче прокладывать и монтировать, даже в самых тяжелых условиях. Прокладка кабеля

с ПЭ оболочкой может вестись при температуре до  $-20^{\circ}\text{C}$  с предварительным подогревом.

Кабели из сшитого полиэтилена имеют как достоинства, так недостатки, которые необходимо учитывать на всех стадиях работ, начиная с проектирования, прокладки, монтажа, испытаний и эксплуатации кабельных линий.

Благодаря уникальным характеристикам, высокой электрической прочности изоляции, невысокой повреждаемости, длительному сроку службы СПЭ-кабелей, их применение становится не только технически обоснованным, но и экономически выгодным.

Результаты остальных расчетов сведем в таблицу 6.3.

Для установки в цех шасси и главный конвейер (цех №1) принимаем 4АД по 800кВт, тогда полную мощность одного электродвигателя определим по формуле:

$$S_{\text{эд}} = \frac{P_{\text{н}}}{\cos \varphi \cdot \eta} . \quad (9.6)$$

Из [12] выбираем стандартный ЭД А4 АК4-450Х-4МУ3 со следующими параметрами:  $P_{\text{н}} = 800$  кВт;  $U_{\text{н}} = 6$  кВ;  $\eta = 0,947$ ;  $\cos \phi = 0,91$ .

$$S_{\text{эд}} = \frac{800}{0,947 \cdot 0,91} = 928,32 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$I_{\text{р.нр}} = \frac{928,32}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 85 \text{ А}.$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{85}{1,2} = 71 \text{ мм}^2$$

По [14] принимаем стандартное сечение  $F_{\text{ст}} = 70 \text{ мм}^2$  с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$ .

$$I_{\text{доп.нр}} = 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 215 = 215 \text{ А}.$$

Проверка выбранного кабеля выполняется по следующим условиям:

$$I_{\text{р.нр}} \leq I_{\text{доп.нр}} ;$$

$$85 \leq 215 \text{ А};$$

Окончательно принимаем кабель марки  $1 \times \text{АПвП2г}-6(3 \times 70)$ .

В цехе №3 установлены 4АД по 500 кВт (А4-400ХК-4МУЗ).

В цехе №10 установлены 4АД по 500кВт (А4-400ХК-4МУЗ).

В цехе №11 установлены 4АД по 800кВт (АК4-450Х-4МУЗ).

В цехе №22 установлены 4СД по 1000кВт (СТД-1000-2РУХЛ4).

Результаты остальных расчетов сведем в таблицу 15.

Таблица 15 - Выбор кабельных линий

№	КЛЭП	$S_p$ , кВ·А	$I_{p.нр}$ , А	$I_{p.пар}$ , А	$F_{э}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст}$ , мм <sup>2</sup>	$I_d$ , А	$I_{d.нр}$ , А	$I_{d.пар}$ , А	Тип кабеля
1	ПГВ - РП1	19216,69	1057	2113	881	3×500	1950	1813,5	2121,80	3×2×АПвП2Г-6(3×500)
2	РП1 - ТП 1.10	5764,43	317	634	264	2×150	660	613,8	718,15	2×2×АПвП2Г-6(3×150)
3	ТП 1.10 - ТП 1.11	4738,86	261	521	217	2×120	590	548,7	641,98	2×2×АПвП2Г-6(3×120)
4	ТП 1.11 - ТП 1.12	1025,57	56	113	47	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
5	РП1 - ТП 1.9	3076,71	169	338	141	150	330	306,9	359,07	2×АПвП2Г-6(3×150)
6	ТП 1.9 - ТП 1.8	2051,14	113	226	94	95	260	241,8	282,91	2×АПвП2Г-6(3×95)
7	ТП 1.8 - ТП 1.7	1025,57	56	113	47	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
8	РП1 - ТП 3.5	4488,52	247	494	206	300	495	460,35	538,61	2×АПвП2Г-6(3×300)
9	ТП 3.5 - ТП 3.4	3445,90	189	379	158	185	375	348,75	408,04	2×АПвП2Г-6(3×185)
10	ТП 3.4 - ТП 3.3	1042,63	57	115	48	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
11	РП1 - ТП 3.1	2085,26	115	229	96	95	260	241,8	282,91	2×АПвП2Г-6(3×95)
12	ТП 3.1 - ТП 3.2	1042,63	57	115	48	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
13	РП1 - ТП 2.1	3801,78	209	418	174	240	440	409,2	478,76	2×АПвП2Г-6(3×240)
14	ТП 2.1 - ТП 2.6	2614,10	144	287	120	120	295	274,35	320,99	2×АПвП2Г-6(3×120)
15	ТП 2.6 - ТП 2.5	1426,42	78	157	65	70	215	199,95	233,94	2×АПвП2Г-6(3×70)
16	ТП 2.5 - ТП 15	238,75	13	----	11	50	175	162,75	----	1×АПвП2Г-6(3×50)
17	ПГВ - ТП 6	564,11	31	----	26	50	175	162,75	----	1×АПвП2Г-6(3×50)
18	ПГВ - ТП 8	1276,32	70	----	58	50	175	162,75	----	1×АПвП2Г-6(3×50)
19	ТП 8 - ТП 21	392,67	22	----	18	50	175	162,75	----	1×АПвП2Г-6(3×50)
20	ПГВ - ТП 22.1	2307,60	127	254	106	120	295	274,35	320,99	2×АПвП2Г-6(3×120)
21	ПГВ - ТП 22.2	2307,60	127	254	106	120	295	274,35	320,99	2×АПвП2Г-6(3×120)
22	ПГВ - ТП 22.3	1385,05	76	152	63	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)

Продолжение таблицы 15

№	КЛЭП	$S_p$ , кВ·А	$I_{p.нр}$ , А	$I_{p.пар}$ , А	$F_э$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст}$ , мм <sup>2</sup>	$I_d$ , А	$I_{d.нр}$ , А	$I_{d.пар}$ , А	Тип кабеля
23	ПГВ - ТП 4.1	2737,32	151	----	125	120	295	274,35	----	1×АПвП2Г-6(3×120)
24	ТП 4.1 - ТП 4.2	1368,66	75	----	63	50	175	162,75	----	1×АПвП2Г-6(3×50)
25	ПГВ - ТП 5.1	1383,59	76	----	63	50	175	162,75	----	1×АПвП2Г-6(3×50)
26	ТП 5.1 - ТП 5.2	691,80	38	----	32	50	175	162,75	----	1×АПвП2Г-6(3×50)
27	ПГВ - ТП 16	650,41	36	72	30	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
28	ТП 16 - СП 17	142,91	206	----	172	185	335	311,55	----	1×АПвВГ-0,4(4×185)
29	ПГВ - ТП 18	370,81	20	41	17	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
30	ПГВ - РП2	16988,82	934	1868	778	3×500	1950	1813,5	2121,80	3×2×АПвП2Г-6(3×500)
31	РП2 - ТП 1.3	2051,14	113	226	94	95	260	241,8	282,91	2×АПвП2Г-6(3×95)
32	ТП 1.3 - ТП 1.2	1025,57	56	113	47	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
33	РП2 - ТП 10.5	2403,27	132	264	110	120	295	274,35	320,99	2×АПвП2Г-6(3×120)
34	РП2 - ТП 11.5	1176,53	65	129	54	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
35	РП2 - ТП 11.4	1176,53	65	129	54	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
36	РП2 - ТП 12.4	1271,25	70	140	58	70	215	199,95	233,94	2×АПвП2Г-6(3×70)
37	ТП 12.4 - ТП 12.3	635,62	35	70	29	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
38	РП2 - ТП 13.1	2491,16	137	274	114	120	295	274,35	320,99	2×АПвП2Г-6(3×120)
39	ТП 13.1 - ТП 13.2	1245,58	68	137	57	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
40	РП2 - ТП 20	1830,35	101	201	84	95	260	241,8	282,91	2×АПвП2Г-6(3×95)
41	ТП 20 - ТП 7	572,47	31	----	26	50	175	162,75	----	1×АПвП2Г-6(3×50)
42	ТП 7 - ТП 14	197,84	11	----	9	50	175	162,75	----	1×АПвП2Г-6(3×50)
43	РП2 - ТП 1.4	3076,71	169	338	141	150	330	306,9	359,07	2×АПвП2Г-6(3×150)
44	ТП 1.4 - ТП 1.5	2051,14	113	226	94	95	260	241,8	282,91	2×АПвП2Г-6(3×95)

Продолжение таблицы 15

№	КЛЭП	$S_p$ , кВ·А	$I_{p.нр}$ , А	$I_{p.пар}$ , А	$F_{э}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст}$ , мм <sup>2</sup>	$I_d$ , А	$I_{d.нр}$ , А	$I_{d.пар}$ , А	Тип кабеля
45	ТП 1.5 - ТП 1.6	1025,57	56	113	47	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
46	РП2 - ТП 2.2	3563,03	196	392	163	185	375	348,75	408,04	2×АПвП2Г-6(3×185)
47	ТП 2.2 - ТП 2.3	2375,35	131	261	109	120	295	274,35	320,99	2×АПвП2Г-6(3×120)
48	ТП 2.3 - ТП 2.4	1187,68	65	131	54	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
49	ПГВ - РП3	12305,11	677	1353	564	2×500	1300	1209	1414,53	2×2×АПвП2Г-6(3×500)
50	РП3 - ТП 19	790,46	43	87	36	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
51	РП3 - ТП 9	1091,36	60	----	50	50	175	162,75	----	1×АПвП2Г-6(3×50)
52	РП3 - ТП 10.1	771,42	42	85	35	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
53	РП3 - ТП 10.2	771,42	42	85	35	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
54	РП3 - ТП 10.3	771,42	42	85	35	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
55	РП3 - ТП 10.4	771,42	42	85	35	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
56	РП3 - ТП 11.1	3713,29	204	408	170	185	375	348,75	408,04	2×АПвП2Г-6(3×185)
57	РП3 - ТП 11.2	1176,53	65	129	54	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
58	РП3 - ТП 11.3	1176,53	65	129	54	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
59	РП3 - ТП 12.1	1271,25	70	140	58	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)
60	ТП 12.1 - ТП 12.2	635,62	35	70	29	50	175	162,75	190,42	2×АПвП2Г-6(3×50)

Таблица 16 - Выбор кабельных линий для питания электродвигателей

№	Тип двигателя	$S_p$ , кВ·А	$I_{p.нр.}$ , А	$I_{p.пар.}$ , А	$F_{э.}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст.}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{д.}$ , А	$I_{д.нр.}$ , А	$I_{д.пар.}$ , А	Тип кабеля
1	АК4-450Х-4МУ3	928,32	85	----	71	70	215	215	----	1×АПвП2г-6(3×70)
3	А4-400ХК-4МУ3	600,82	55	----	46	50	175	175	----	1×АПвП2г-6(3×50)
10	А4-400ХК-4МУ3	600,82	55	----	46	50	175	175	----	1×АПвП2г-6(3×50)
11	АК4-450Х-4МУ3	928,32	85	----	71	50	175	175	----	1×АПвП2г-6(3×50)
22	СТД-1000-2РУХЛ4	1153,80	106	----	88	70	215	215	----	1×АПвП2г-6(3×70)
1	АК4-450Х-4МУ3	928,32	85	----	71	70	215	215	----	1×АПвП2г-6(3×70)

## 10 Расчёт токов короткого замыкания

При расчете тока короткого замыкания вводятся некоторые допущения

Все ЭДС считаются совпадающими по фазе.

Источников ЭДС остаются неизменными.

Поперечные емкости цепи короткого замыкания и токи намагничивания трансформаторов не учитываются [12].

Активное сопротивление цепи КЗ схемы напряжением выше 1 кВ, учитывается только при соотношении  $r_{\Sigma} = 1/3 \cdot x_{\Sigma}$ .

Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ представлена на рисунке 10.

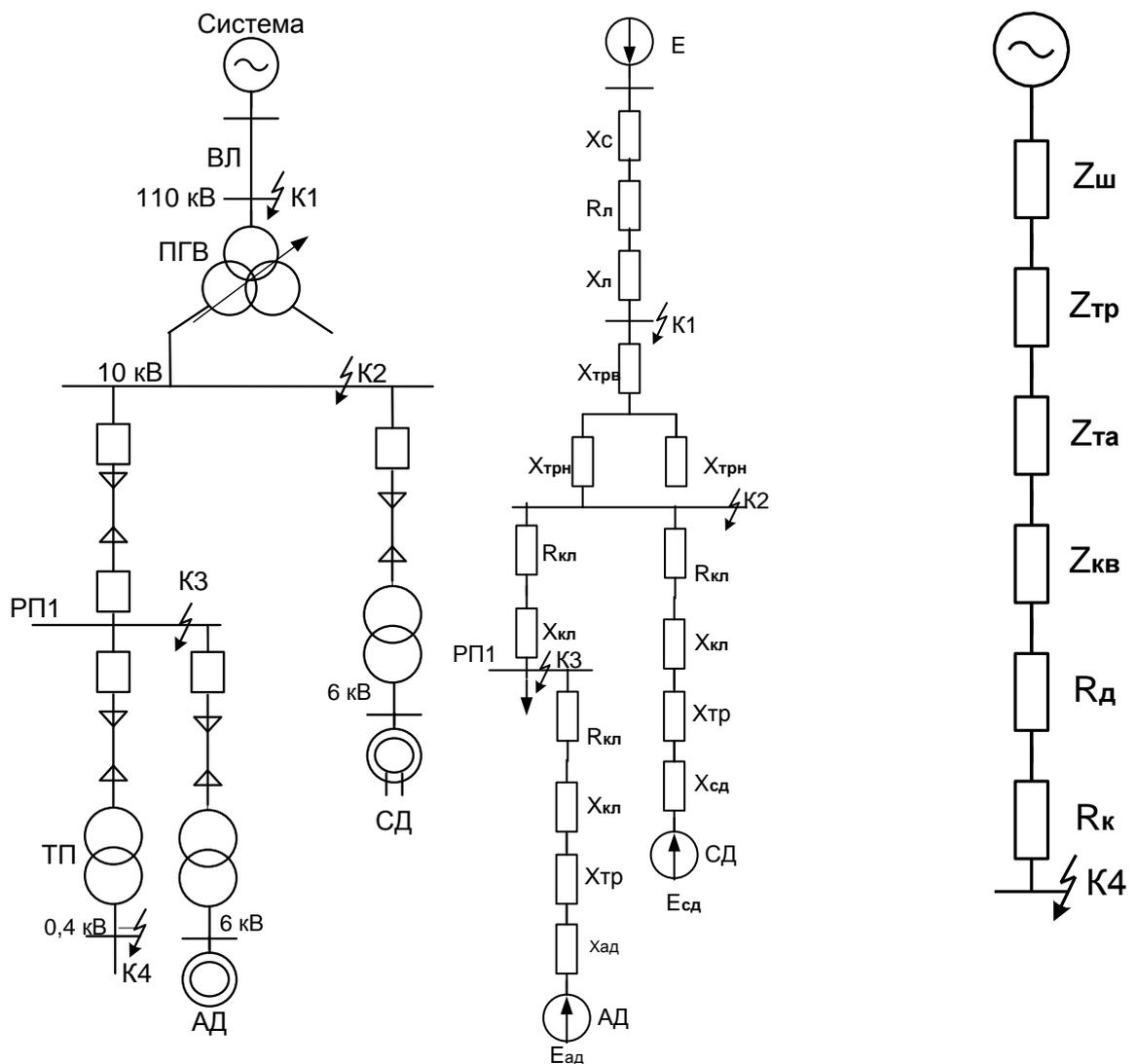


Рисунок 10 - Принципиальная схема расчета токов КЗ

Расчет будем вести в относительных единицах, приведенных к базисным условиям [4]. Принимаем за базисное условие  $S_6=S_c=550 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ;  $U_{61}=115 \text{ кВ}$ ;  $U_{62}=10,5 \text{ кВ}$ ;  $x_c=0,6 \text{ о.е.}$ ;  $E_c=1$ .

Определяем ток базисный по формуле:

$$I_B = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (10.1)$$

$$I_{B1} = \frac{550}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,76 \text{ кА.}$$

$$I_{B2} = \frac{550}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 30,24 \text{ кА.}$$

### Рассчитываем ток КЗ в точке К1.

Находим сопротивление воздушной линии по формулам:

$$r_{Л} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2}; \quad (10.2)$$

$$x_{Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2}, \quad (10.3)$$

$$z_{\Sigma K1} = \sqrt{r_{Л}^2 + (x_c + x_{Л})^2}, \quad (10.4)$$

где  $r_0 = 0,244 \text{ Ом/км}$  – удельное активное сопротивление линии [1];

$x_0 = 0,423 \text{ Ом/км}$  – удельное реактивное сопротивление линии [1]

$l = 7 \text{ км}$  – длина линии (исходные данные).

$$r_{Л} = 0,244 \cdot 7 \cdot \frac{550}{115^2} = 0,071 \text{ о.е.}$$

$$x_{Л} = 0,423 \cdot 7 \cdot \frac{550}{115^2} = 0,123 \text{ о.е.}$$

$$z_{\Sigma K1} = \sqrt{0,071^2 + (0,6 + 0,123)^2} = 0,726 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1 определим по формуле:

$$I_{\text{ПО}(K1)} = \frac{E_c''}{z_{\Sigma K1}} \cdot I_{B1} \quad (10.5)$$

$$I_{\text{ПО}(K1)} = \frac{1}{0,726} \cdot 2,76 = 3,8 \text{ кА.}$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ вычислим по формуле [4]:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}}. \quad (10.6)$$

$$T_a = \frac{0,723}{314 \cdot 0,071} = 0,032 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент для времени  $t = 0,01$ с находим по формуле:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-0,01/T_a}. \quad (10.7)$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-0,01/0,032} = 1,73$$

Ударный ток КЗ вычислим по формуле:

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}(K1)}. \quad (10.8)$$

$$i_{\text{уд}} = 1,73 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,8 = 9,3 \text{ кА.}$$

### Расчет токов КЗ в точке К2

Сопротивление трансформатора найдём по формулам:

$$x_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{К}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ.ТР}}}; \quad (10.9)$$

$$x_{\text{ТВ}} = 0,125 \cdot x_{\text{ТР}}; \quad (10.10)$$

$$x_{\text{ТН}} = 1,75 \cdot x_{\text{ТР}}. \quad (10.11)$$

$$x_{\text{ТР}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{550}{40} = 1,44 \text{ о.е.,}$$

$$x_{\text{ТВ}} = 0,125 \cdot x_{\text{ТР}} = 0,125 \cdot 1,44 = 0,18 \text{ о.е.,}$$

$$x_{\text{ТН}} = 1,75 \cdot x_{\text{ТР}} = 1,75 \cdot 1,44 = 2,52 \text{ о.е.}$$

Результирующее сопротивление схемы замещения до точки К2:

$$z_{\Sigma K2} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + (x_{K1} + x_{\text{ТВ}} + x_{\text{ТН}})^2} = \sqrt{0,071^2 + (0,723 + 0,18 + 2,52)^2} = 3,424 \text{ о.е.}$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{3,423}{314 \cdot 0,071} = 0,154 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент для времени  $t=0,01$ с:

$$K_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,154} = 1,94.$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К2:

$$I_{ПО(К2)} = \frac{E''}{Z_{\Sigma К2}} \cdot I_{Б2} = \frac{1}{3,424} \cdot 30,24 = 8,83 \text{ кА.}$$

В этой точке необходимо учитывать подпитку тока КЗ от высоковольтных двигателей. Определим сопротивление подпитывающей цепочки.

Сопротивление двигателя, трансформатора и кабельную продукцию от двигателей цеха № 1 до шин РУНН ПГВ (для двигателей мощностью  $P_n = 800$  кВт типа АК4-450Х-4МУЗ в количестве 4 шт) определяется следующим образом [4]:

Определим сопротивление КЛ от РП1 до ПГВ:

$$r_{КЛ.РП1} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{Б2}^2} = 0,0605 \cdot 0,58 \cdot \frac{550}{3 \cdot 10,5^2} = 0,058 \text{ о.е.},$$

$$x_{КЛ.РП1} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{Б2}^2} = 0,16 \cdot 0,58 \cdot \frac{550}{3 \cdot 10,5^2} = 0,15 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление КЛ от РП1 до ТП 1.11:

$$r_{КЛ.ТП1.11} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{Б2}^2} = 0,206 \cdot 0,093 \cdot \frac{550}{2 \cdot 10,5^2} = 0,048 \text{ о.е.};$$

$$x_{КЛ.ТП1.11} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{Б2}^2} = 0,079 \cdot 0,093 \cdot \frac{550}{2 \cdot 10,5^2} = 0,018 \text{ о.е.};$$

Сопротивление трансформатора ТМ-2500/10:

$$x_{ТР} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ.ТР}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{550}{2,5} = 12,1 \text{ о.е.};$$

Найдём сопротивление АД:

$$x_{АД1} = \frac{S_B}{I_{П} \cdot \sum S_{Н.АД}} = \frac{550}{5,4 \cdot 3,71} = 27,45 \text{ о.е.};$$

$$\begin{aligned} z_1 &= \sqrt{(r_{КЛ.ТП1.11} + r_{КЛ.РП1})^2 + (x_{КЛ.ТП1.11} + x_{КЛ.РП1} + x_{АД1} + x_{mp})^2} = \\ &= \sqrt{(0,058 + 0,048)^2 + (0,15 + 0,018 + 27,45 + 12,1)^2} = 39,58 \text{ о.е.} \end{aligned}$$

Начальное значение периодической составляющей тока подпитки от цеха

№ 1:

$$I_{\text{ПО(ЦЕХ1)}} = \frac{E''}{z_1} \cdot I_{B2} = \frac{1,2}{39,58} \cdot 30,24 = 0,92 \text{ кА.}$$

Сопротивление двигателя, трансформатора и кабельную продукцию от двигателей цеха № 3 до шин РУНН ПГВ (для двигателей мощностью  $P_H = 500$  кВт типа А4-400ХК-4МУ3 в количестве 4 шт.) определяется следующим образом [4]:

Определим сопротивление КЛ от РП1 до ПГВ:

$$r_{\text{КЛ.РП1}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,0605 \cdot 0,58 \cdot \frac{550}{3 \cdot 10,5^2} = 0,058 \text{ о.е.},$$

$$x_{\text{КЛ.РП1}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,016 \cdot 0,58 \cdot \frac{550}{3 \cdot 10,5^2} = 0,015 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление КЛ от РП1 до ТП 3.4:

$$r_{\text{КЛ.ТП3.4}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,1 \cdot 0,123 \cdot \frac{550}{1 \cdot 10,5^2} = 0,061 \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{КЛ.ТП3.5}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,173 \cdot 0,123 \cdot \frac{550}{1 \cdot 10,5^2} = 0,106 \text{ о.е.};$$

Сопротивление трансформатора ТМ-1600/10:

$$x_{\text{ТР}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{550}{1,6} = 18,9 \text{ о.е.};$$

Найдём сопротивление АД:

$$x_{\text{АД3}} = \frac{S_B}{I_{II} \cdot \sum S_{\text{Н.АД}}} = \frac{550}{5,4 \cdot 2,4} = 42,44 \text{ о.е.};$$

$$\begin{aligned} z_3 &= \sqrt{(r_{\text{КЛ.ТП3.4}} + r_{\text{КЛ.РП1}})^2 + (x_{\text{КЛ.ТП3.4}} + x_{\text{КЛ.РП1}} + x_{\text{АД3}} + x_{\text{мп}})^2} = \\ &= \sqrt{(0,058 + 0,061)^2 + (0,015 + 0,106 + 42,44 + 18,9)^2} = 61,46 \text{ о.е.} \end{aligned}$$

Начальное значение периодической составляющей тока подпитки от цеха № 3:

$$I_{\text{ПО(ЦЕХ3)}} = \frac{E''}{z_3} \cdot I_{B2} = \frac{1,2}{61,46} \cdot 30,24 = 0,59 \text{ кА.}$$

Сопrotивление двигателя, трансформатора и кабельную продукцию от двигателей цеха № 10 до шин РУ НН ПГВ (для двигателей мощностью  $P_H = 500$  кВт типа А4-400ХК-4МУЗ в количестве 4 шт.) определяется следующим образом [4]:

Определим сопротивление КЛ от РП2 до ПГВ:

$$r_{\text{КЛ.РП2}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,0605 \cdot 0,98 \cdot \frac{550}{3 \cdot 10,5^2} = 0,098 \text{ о.е.},$$

$$x_{\text{КЛ.РП2}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,016 \cdot 0,98 \cdot \frac{550}{3 \cdot 10,5^2} = 0,026 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление КЛ от РП2 до ТП 10.5:

$$r_{\text{КЛ.ТП10.5}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,1 \cdot 0,123 \cdot \frac{550}{1 \cdot 10,5^2} = 0,061 \text{ о.е.},$$

$$x_{\text{КЛ.ТП10.5}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,173 \cdot 0,123 \cdot \frac{550}{1 \cdot 10,5^2} = 0,106 \text{ о.е.}$$

Сопrotивление трансформатора ТМ-1600/10:

$$x_{\text{ТР}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{550}{1,6} = 18,9 \text{ о.е.};$$

Найдём сопротивление АД:

$$x_{\text{АД10}} = \frac{S_B}{I_{\text{П}} \cdot \sum S_{\text{Н.АД}}} = \frac{550}{5,4 \cdot 2,4} = 42,44 \text{ о.е.};$$

$$\begin{aligned} z_{10} &= \sqrt{(r_{\text{КЛ.ТП10.5}} + r_{\text{КЛ.РП2}})^2 + (x_{\text{КЛ.ТП10.5}} + x_{\text{КЛ.РП2}} + x_{\text{АД10}} + x_{\text{мп}})^2} = \\ &= \sqrt{(0,061 + 0,098)^2 + (0,026 + 0,106 + 42,44 + 18,9)^2} = 61,47 \text{ о.е.} \end{aligned}$$

Начальное значение периодической составляющей тока подпитки от цеха № 10:

$$I_{\text{ПО(ЦЕХ10)}} = \frac{E''}{z_{10}} \cdot I_{B2} = \frac{1,2}{61,47} \cdot 30,24 = 0,58 \text{ кА.}$$

Сопrotивление двигателя, трансформатора и кабельную продукцию от двигателей цеха № 11 до шин РУ НН ПГВ (для двигателей мощностью  $P_H = 800$  кВт типа АК4-450Х-4МУЗ в количестве 4 шт.) определяется следующим образом [4]:

Определим сопротивление КЛ от РП3 до ПГВ:

$$r_{\text{КЛ.РПЗ}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,0605 \cdot 0,91 \cdot \frac{550}{2 \cdot 10,5^2} = 0,137 \text{ о.е.},$$

$$x_{\text{КЛ.РПЗ}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,16 \cdot 0,91 \cdot \frac{550}{2 \cdot 10,5^2} = 0,36 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление КЛ от РПЗ до ТП 11.1:

$$r_{\text{КЛ.ТП11.1}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,164 \cdot 0,403 \cdot \frac{550}{1 \cdot 10,5^2} = 0,329 \text{ о.е.},$$

$$x_{\text{КЛ.ТП11.1}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,077 \cdot 0,403 \cdot \frac{550}{1 \cdot 10,5^2} = 0,155 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора ТМ-2500/10:

$$x_{\text{ТР}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{550}{2,5} = 12,1 \text{ о.е.};$$

Найдём сопротивление АД:

$$x_{\text{АД11}} = \frac{S_B}{I_{\text{П}} \cdot \sum S_{\text{Н.АД}}} = \frac{550}{5,4 \cdot 3,71} = 27,45 \text{ о.е.};$$

$$z_{11} = \sqrt{(r_{\text{КЛ.ТП11.1}} + r_{\text{КЛ.РПЗ}})^2 + (x_{\text{КЛ.ТП11.1}} + x_{\text{КЛ.РПЗ}} + x_{\text{АД11}} + x_{\text{ТР}})^2} = \\ = \sqrt{(0,329 + 0,137)^2 + (0,155 + 0,36 + 27,45 + 12,1)^2} = 40,07 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока подпитки от цеха № 11:

$$I_{\text{ПО(ЦЕХ11)}} = \frac{E''}{z_{11}} \cdot I_{B2} = \frac{1,2}{40,07} \cdot 30,24 = 0,91 \text{ кА.}$$

Сопротивление двигателя, трансформатора и кабельная линия от двигателей цеха №22 до шин РУ НН ПГВ (для двигателей мощностью  $P_{\text{н}} = 1000$  кВт типа СТД-1000-2РУХЛ4 в количестве 4 шт.) определяется следующим образом [4]:

Определим сопротивление КЛ от ПГВ до ТП 22.1 (ТП 22.2):

$$r_{\text{КЛ.ТП22.1}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,253 \cdot 0,369 \cdot \frac{550}{1 \cdot 10,5^2} = 0,466 \text{ о.е.},$$

$$x_{\text{КЛ.ТП22.1}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{n_y \cdot U_{B2}^2} = 0,081 \cdot 0,369 \cdot \frac{550}{1 \cdot 10,5^2} = 0,149 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора ТМ-1600/10:

$$x_{TP} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ.ТР}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{550}{1,6} = 18,9 \text{ о.е.};$$

Найдём сопротивление СД:

$$x_{CD22} = \frac{S_B}{I_{II} \cdot \sum S_{H.CD}} = \frac{550}{6,7 \cdot 2,31} = 35,54 \text{ о.е.};$$

$$\begin{aligned} z_{22} &= \sqrt{r_{KL.TП22.1}^2 + (x_{KL.TП22.1} + x_{CD22} + x_{mp})^2} = \\ &= \sqrt{0,466^2 + (0,149 + 35,54 + 18,9)^2} = 54,59 \text{ о.е.} \end{aligned}$$

Начальное значение периодической составляющей тока подпитки от цеха № 22:

$$I_{ПО(ЦЕХ22)} = 2 \cdot \frac{E''}{z_{10}} \cdot I_{Б2} = 2 \cdot \frac{1}{54,59} \cdot 30,24 = 1,11 \text{ кА.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К2 с учётом подпитки от АД и СД:

$$\begin{aligned} I_{ПО(К2)} &= I_{ПО(К2)} + I_{ПО(ЦЕХ1)} + I_{ПО(ЦЕХ3)} + I_{ПО(ЦЕХ10)} + I_{ПО(ЦЕХ11)} + I_{ПО(ЦЕХ22)} = \\ &= 8,83 + 0,92 + 0,59 + 0,58 + 0,91 + 1,11 = 12,94 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударный ток в точке К2 с учетом подпитки от АД и СД:

$$\begin{aligned} i_{y\partial} &= \sqrt{2} \cdot (K_{y\partial} \cdot I_{ПО(К2)} + K_{y\partial.AД} \cdot \sum I_{ПО.AД}), \\ i_{y\partial} &= \sqrt{2} \cdot (1,94 \cdot 8,83 + 1,85 \cdot 4,11) = 34,98 \text{ кА.} \end{aligned}$$

### Расчет токов короткого замыкания в точке К3

$$z_{K3} = \sqrt{(r_{JL} + r_{KLПП1})^2 + (x_{K2} + x_{KLПП1})^2} = \sqrt{(0,071 + 0,058)^2 + (3,324 + 0,15)^2} = 3,48 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К3:

$$I_{ПО(К3)} = \frac{E''}{z_{\Sigma K3}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1}{3,48} \cdot 30,24 = 8,68 \text{ кА.}$$

Постоянная аperiodическая составляющая времени затухания тока короткого замыкания:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{3,474}{314 \cdot 0,129} = 0,086 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент для времени  $t=0,01\text{с.}$ :

$$K_{yд} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,086} = 1,89.$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке КЗ с учётом подпитки от АД и СД:

$$\begin{aligned} I_{по(КЗ)} &= I_{по(КЗ)} + I_{по(ЦЕХ1)} + I_{по(ЦЕХ3)} + I_{по(ЦЕХ10)} + I_{по(ЦЕХ11)} + I_{по(ЦЕХ22)} = \\ &= 8,68 + 0,92 + 0,59 + 0,58 + 0,91 + 1,11 = 12,79 \text{ кА} \end{aligned}$$

Ударный ток в точке КЗ с учетом подпитки от АД:

$$\begin{aligned} i_{yд} &= \sqrt{2} \cdot (K_{yд} \cdot I_{по(КЗ)} + K_{yд.АД} \cdot \sum I_{по.АД}) \\ i_{yд} &= \sqrt{2} \cdot (1,89 \cdot 8,68 + 1,85 \cdot 4,11) = 33,95 \text{ кА}. \end{aligned}$$

### Расчет токов КЗ в точке К4

Расчет будем вести с учетом следующих допущений:  $S_c = \infty$ ,  $x_c = 0$ .

Сопротивление цехового трансформатора ТП 5.1 (ТМЗ-400):

$$r_{TP} = \frac{I_{XX}}{100} \cdot \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{НОМ.ТР}} = \frac{1,2}{100} \cdot \frac{0,4^2}{0,4} = 4,8 \text{ мОм};$$

$$x_{TP} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{НОМ.ТР}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{0,4^2}{0,4} = 22 \text{ мОм}.$$

Сопротивление шинпровода:

$$r_{ш} = 0,015 \text{ мОм}; \quad x_{ш} = 0,007 \text{ мОм}.$$

Сопротивление трансформатора тока:

$$r_{та} = 0,05 \text{ мОм}; \quad x_{та} = 0,07 \text{ мОм}.$$

Сопротивление автоматического выключателя:

$$r_{кв} = 0,36 \text{ мОм}; \quad x_{кв} = 0,28 \text{ мОм}.$$

Сопротивление дуги:  $r_{д} = 5 \text{ мОм}$

Сопротивление контактов:

— для контактных соединений шинпроводов:  $r_{ки} = 0,01 \text{ мОм};$

— для контактных соединений коммутационного аппарата:

$$r_{к.к} = 1 \text{ мОм}.$$

Результирующее сопротивление схемы замещения определим по формулам:

$$r_{\Sigma} = r_{uu} + r_{TP} + r_{ma} + r_{kb} + r_{\partial} + r_{kau} + r_{к.к}; \quad (10.12)$$

$$x_{\Sigma} = x_{uu} + x_{TP} + x_{ma} + x_{kb}; \quad (10.13)$$

$$z_{K4} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}. \quad (10.14)$$

$$r_{\Sigma} = 0,015 + 4,8 + 0,05 + 0,36 + 5 + 0,01 + 1 = 11,255 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma} = 0,007 + 22 + 0,07 + 0,28 = 22,357 \text{ мОм};$$

$$z_{K4} = \sqrt{11,255^2 + 22,357^2} = 25,47 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного КЗ в точке К4:

$$I_{\text{ПО}(K4)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot z_{K4}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 25,47} = 9,07 \text{ кА}.$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{22,357}{314 \cdot 11,255} = 0,0063 \text{ с}.$$

Ударный коэффициент для времени  $t=0,01\text{с}$ :

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,0063} = 1,21.$$

Ударный ток:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}(K4)} = 1,21 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,07 = 16,29 \text{ кА}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 17.

Таблица 17 - Величины токов КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{но}}, \text{ кА}$	$i_{y\partial}, \text{ кА}$
К1	3,8	9,3
К2	12,94	34,98
К3	12,79	33,95
К4	9,07	16,29

## 11 Выбор и проверка основного высоковольтного оборудования, коммутационных аппаратов

### Высоковольтные выключатели 110 кВ

Выключатели выбираются по номинальным значениям напряжения и тока, роду установки и условиям работы, конструктивному выполнению и коммутационной способности [4]. Выбранные выключатели проверяем на стойкость при сквозных токах КЗ.

Ток в питающей линии ВЛЭП в нормальном режиме  $I_{HP} = 159,69$  А, в послеаварийном режиме  $I_{ПАР} = 319,37$  А.

Предварительно выбираем выключатель марки ВМТ-110Б-20/1000 УХЛ1. Это маломасляный трёх полюсный выключатель, наружной установки, работающий на открытом воздухе в умеренно холодном климате [4]. Имеет следующие номинальные параметры:  $U_H = 110$ кВ,  $I_{НОМ} = 1000$ А,  $I_{ОТКЛ.Н} = 20$ кА. Буква «Б» в обозначении означает класс изоляции.

Тогда расчётный тепловой импульс тока КЗ, кА<sup>2</sup>с, найдём по формуле:

$$B_K = I_{ПО(К-1)}^2 \cdot (\tau + T_a), \quad (11.1)$$

где  $\tau = t_{PЗ} + t_{в.откл.} = 1,8 + 0,1 = 1,9$ с;

$t_{PЗ} \approx 1,8$ с - время действия основной релейной защиты, берётся из карты селективности, так как её нет, то на стадии проектирования берётся приблизительно в зависимости от места КЗ;

$t_{в.откл.} = t_{с.в.откл.} + t_{\partial} = 0,05 + 0,05 = 0,1$ с - полное время отключения выключателя, складывается из собственного времени отключения выключателя и времени горения дуги;

$T_a = 0,032$  с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей.  $B_K = 3,8^2 \cdot (1,9 + 0,032) = 28,3$  кА<sup>2</sup>с.

Результаты проверки выключателя приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Проверка выключателей ВМТ-110Б-20/1000 УХЛ1

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{РАБ.МАХ} = 319,37 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.МАХ}$
$I_{ПО} = 3,8 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.Н} = 20 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.Н} \geq I_{П.О.}$
$i_{УД} = 9,3 \text{ кА}$	$i_{М.ДИН} = 52 \text{ кА}$	$i_{М.ДИН} \geq i_{УД}$
$B_K = 28,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$\frac{I_T}{t_T} = 20/3\text{с}$ $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Аппарат по условиям проверки проходит.

### Разъединители 110 кВ

Разъединители выбираем по конструктивному выполнению, номинальным значениям напряжения и тока, роду установки (наружная, внутренняя), стойкости токам КЗ. Условия выбора и проверка разъединителей приведены в таблице 19.

Предварительно выбираем разъединитель марки РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1. Это двухколонковый разъединитель наружной установки с двумя заземляющими ножами, работающий на открытом воздухе в районах с холодным климатом [4].

Таблица 19 – Проверка разъединителей РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{РАБ.МАХ} = 319,37 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.МАХ}$
$i_{УД} = 9,3 \text{ кА}$	$i_{М.ДИН} = 80 \text{ кА}$	$i_{М.ДИН} \geq i_{УД}$
$B_K = 28,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$\frac{I_T}{t_T} = 31,5/4 \text{ с}$ $I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Аппарат по условиям проверки проходит.

## Выключатели на стороне 10 кВ

Максимальный рабочий ток на РУ НН ПГВ равен:

$$I_{P.MAX} = \frac{S' / 2}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_C} = \frac{63614,20 / 2}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1748,94 \text{ А.}$$

Для установки на ПГВ (РУНН), а также на РП принимаем к установке малогабаритные ячейки КРУ типа К-104М УЗ для вводных и секционных ячеек.

Предварительно выбираем выключатель марки ВЭ-10-2500-20УЗ. Это электромагнитный выключатель, внутренней установки, работающий в районах с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией. Имеет следующие номинальные параметры:  $U_H = 10 \text{ кВ}$ ,  $I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$ ,  $I_{ОТКЛ.Н} = 20 \text{ кА}$ .

Тогда тепловой импульс:

$$B_K = I_{П0(K-2)}^2 \cdot (\tau + T_a) = 12,94^2 \cdot (1,475 + 0,154) = 273,18 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $\tau = t_{PЗ} + t_{в.откл.} = 1,4 + 0,075 = 1,475 \text{ с}$

$T_a = 0,154 \text{ с}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей.

Данные о проверке выключателя приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выключателей ВЭ-10-1250-20УЗ

Расчетные параметры цепи	Каталожные параметры выключателя	Условия выбора и проверки
$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{РАБ.МАХ} = 1748,94 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.МАХ}$
$I_{П0} = 12,94 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.Н} = 20 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.Н} \geq I_{П.О.}$
$i_{УД} = 34,98 \text{ кА}$	$i_{М.ДИН} = 51 \text{ кА}$	$i_{М.ДИН} \geq i_{УД}$
$B_K = 273,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$\frac{I_T}{t_T} = 20 / 4 \text{ с}$ $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Аппарат по условиям проверки проходит.

Выбор конкретной КРУ зависит от рабочего тока и короткого замыкания

в соответствующем присоединении, предопределяющих выбор выключателя или другого коммутационного аппарата. Поэтому для отходящих линий выберем другие выключатели, так как в этих линиях протекают другие токи [3].

Максимальный рабочий ток на отходящей линии (ТП 5.1) равен:

$$I_{P.MAX} = \frac{S'}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_C} = \frac{1383,59}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 76,08 \text{ А.}$$

Для установки на отходящей линии принимаем малогабаритные ячейки КРУ типа К-104М УЗ.

Предварительно выбираем выключатель марки ВМПЭ-10-20/630 У2. Это маломасляный подвесной выключатель с электромагнитным приводом, внутренней установки, работающий в районах с умеренным климатом на открытом воздухе или в закрытых помещениях [4]. Имеет следующие номинальные параметры:  $U_H = 10 \text{ кВ}$ ,  $I_{НОМ} = 630 \text{ А}$ ,  $I_{ОТКЛ.Н} = 20 \text{ кА}$ .

Тогда тепловой импульс:

$$B_K = I_{ПО(К-3)}^2 \cdot (\tau + T_a) = 12,79^2 \cdot (1,275 + 0,086) = 222,64 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $\tau = t_{PЗ} + t_{в.откл.} = 1,2 + 0,075 = 1,275 \text{ с}$ ;

$T_a = 0,086 \text{ с}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей.

Данные о проверке выключателя приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка выключателей ВМПЭ-10-20/630 У2

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные Выключателя	Условия для выбора и проверки
$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{УСТ}$
$I_{РАБ.МАХ} = 76,08 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.МАХ}$
$I_{ПО} = 12,79 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.Н} = 20 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.Н} \geq I_{П.О.}$
$i_{УД} = 33,95 \text{ кА}$	$i_{М.ДИН} = 52 \text{ кА}$	$i_{М.ДИН} \geq i_{УД}$
$B_K = 222,64 \text{ кА}^2\text{с}$	$\frac{I_T}{t_T} = 20/4 \text{ с}$ $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Аппарат по условиям проверки проходит.

## Предохранители (ТП 5.1)

Предохранители выбираем по номинальным значениям тока и напряжения, конструктивному выполнению, предельным отключаемым току, мощности, роду установки (наружной или внутренней), и в некоторых случаях, с учётом избирательной защиты линии [5]. Выбранные предохранители проверяют на стойкость при сквозных токах КЗ.

Предварительно выбираем предохранитель марки ПКТ103-10-100-12,5УЗ. Это предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов и линий, внутренней установки, работающий в районах с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией [4].

Данные о проверке предохранителей приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Проверка предохранителей ПКТ103-10-100-12,5УЗ

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные Аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{VCT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = U_{VCT}$
$I_{РАБ.МАХ} = 38 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 100 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.МАХ}$
$I_{ПО} = 12,79 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.Н} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.Н} \geq I_{П.О.}$

Аппарат по условиям проверки проходит.

## Выключатели нагрузки (ТП 5.1)

Выключатели нагрузки способны отключать небольшие рабочие токи линий, токи холостого хода и малые нагрузки трансформаторов и других электроприемников. Для отключения токов короткого замыкания, превышающих допустимые значения для выключателей нагрузки, последние комплектуются кварцевыми предохранителями ПКТ. Выключатели нагрузки и предохранители выбирают по номинальному току и напряжению [4].

Выберем выключатель нагрузки для ТП 5.1, в котором установлен трансформатор ТМЗ-400/10. Предварительно принимаем к установке выключо-

чатель нагрузки марки ВНР-10/400-20У2 с контролем целостности предохранителя и ручным приводом. Тогда тепловой импульс:

$$B_K = I_{\text{ПО}(K-3)}^2 \cdot (\tau + T_a) = 12,79^2 \cdot (0,5 + 0,086) = 95,86 \text{ кА}^2\text{с},$$

Данные о проверке выключателей нагрузки приведены в таблице 23.

Таблица 23 - Проверка выключателей нагрузки ВНР-10/400-20У2

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные Аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{РАБ.МАХ}} = 38 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}}$
$i_{\text{ВД}} = 33,95 \text{ кА}$	$i_{\text{М.ДИН}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{М.ДИН}} \geq i_{\text{ВД}}$
$B_K = 95,86 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T / t_T = 20/1 \text{ с}$ $I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Аппарат по условиям проверки проходит.

Таблица 24 - Проверка ТН НАМИ-10-У2

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{\text{С.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{1\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{1\text{НОМ}} = U_{\text{С.НОМ}}$
$S_{2\text{РАСЧ}} = 67 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\text{НОМ}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\text{НОМ}} \geq S_{2\text{РАСЧ}}$

Аппарат по условиям проверки проходит.

### Выбор и проверка шин на ПГВ

Так как это сборные шины, то согласно [1] по экономической плотности тока они не проверяются. Предварительно принимаем к установке алюминиевые шины прямоугольного сечения 80×12, при количестве полос на фазу 1.

Данные о проверке шин приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Условия проверки шин

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные Аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{РАБ.МАХ}} = 1748,94 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ}} = 1810 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}}$
$i_{\text{ВД}} = 34,98 \text{ кА}$	$i_{\text{М.ДИН}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{М.ДИН}} \geq i_{\text{ВД}}$
$B_K = 273,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T / t_T = 31,5/3 \text{ с}$ $I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Шины по условиям проверки проходит.

### Выбор и проверка ОПН

В “Рекомендациях по технологическому проектированию подстанций 35-750 кВ ” предписано на всех вновь строящихся подстанциях следует устанавливать только ОПН (ограничители перенапряжения). Они служат для защиты подстанций от грозových и внутренних перенапряжений. На подстанциях ОПН должны быть обязательно установлены [5]:

- между токоведущими частями и землей перед силовыми трансформаторами;

- в нейтралях силовых трансформаторов.

ОПН для защиты подстанций от грозových перенапряжений должны отвечать следующим требованиям:

1. Номинальное напряжение разрядника  $U_{\text{ном. опн}} = U_{\text{ном. сети}}$ .

2. Расстояние до защищаемого объекта не должно превышать значения, указанные в ПУЭ (для подстанции на 110 кВ 103м).

Выбор ОПН для защиты от внутренних перенапряжений произведём согласно методике которую предлагает Ф.Х. Халилов.

1. Выбор по длительно допустимому рабочему напряжению  $U_{\text{ндр}}$ .

Для сети с эффективно заземленной нейтралью ( $k < 1,4$ )  $U_{\text{ндр}}$  определяется по формуле

$$U_{\text{ндр}} > \frac{U_{\text{раб. наиб}}}{\sqrt{3}}$$

$U_{\text{наиб. раб}}$  - максимальное напряжение сети  $U_{\text{раб. наиб}} = k_p U_{\text{ном}}; k_p = 1,15$

Для ОПН –110 кВ получим  $U_{\text{ндр}} \geq 73$  кВ,

2. Выбор по величине импульсного тока

Рассчитать этот ток можно с помощью ЭВМ. Для дипломного проектирования для типовой подстанции можно воспользоваться табличными данными приведёнными в таблице 8.13.

3. Выбор по величине коммутационного тока через ОПН

Расчет этих токов также обычно выполняется с помощью ЭВМ. Ориентировочные значения  $I_k$  для ОПН разных классов напряжения для подстанций приведено в таблице 30.

Таблица 26 - Амплитуды импульсных и коммутационных токов

$U_{ном}$	Импульсный ток, I, кА	Коммутационный ток, $I_k$ , А
110	$\leq 5$	300-500
220	$\leq 8$	400-600
330	$\leq 10$	500-700
500	$\leq 15$	800-1000
750	$\leq 20$	1200-1400

Всем этим параметрам удовлетворяет ОПН-П-110/73/10/2-УХЛ1. Это ограничитель перенапряжения в полимерном корпусе, имеет 2 класс пропускной способности. Он отвечает всем требованиям для подстанции 110/6-10 кВ [4]:

- номинальное напряжение  $U_{ном} = 110$  кВ;
- длительно допустимое рабочее напряжение  $U_{ндр} = 73$  кВ;
- номинальный импульсный ток  $I = 10$  кА > расчетного 5 кА ;
- коммутационный ток  $I_k = 401-750$  > расчетного 300-500 А.

Если раззаземлить часть нейтралей, то в нейтрали возникают перенапряжения, опасные для изоляции. Для защиты изоляции в нейтраль трансформатора ставят по ПУЭ [1] ОПНН-110 кВ.

## Выбор и проверка коммутационных аппаратов 0,4 кВ

### Автоматические выключатели

Выбираем автоматический выключатель на стороне 0,4 кВ (ТП 5.4) с трансформатором 400 кВ·А.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{P.MAX} = \frac{S_{P.B.II.}}{\sqrt{3} \cdot U_C} = \frac{691,8}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 998,53 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель марки ВА 75-45. Это автоматический выключатель серии ВА. Данные о проверке автоматических выключателей приведены

в таблице 31.

Таблица 27 - Проверка автоматических выключателей ВА 75-45

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные Аппарата	Условия выбора и проверки
$U_{УСТ} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_H = 0,4 \text{ кВ}$	$U_H = U_{УСТ}$
$I_{РАБ.МАХ} = 2454,3 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.МАХ}$
$I_{ПО} = 9,07 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.Н} = 60 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.Н} \geq I_{П.О.}$

Аппарат по условиям проверки проходит.

Выбираем номинальный ток расцепителя  $I_{Н.РАСЦ} = 2000 \text{ А}$ , что соответствует току срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{СП} = 1,25 \cdot I_{Н.РАСЦ} = 1,25 \cdot 2000 = 2500 \text{ А}.$$

Для отходящих линий, у которых мощность трансформаторов не превышает 1000 кВА, используем автоматические выключатели марки ВА 55-43 на токи до 1600 А,  $I_{ОТКЛ.Н} = 40 \text{ кА}$ . Они оснащены электротепловой защитой, а также искрогасительной камерой, которая препятствует разбрасыванию искр за пределы корпуса [5].

### Проверка кабельных линий на термическую стойкость

Определяем минимальное сечение кабельной линии, отходящей от ПГВ к ТП 5.1 на 10 кВ по формуле:

$$I_{КЗ} \leq \frac{I_{КЗ.доп,1с} \cdot K_{пр,н}}{\sqrt{t_{КЗ}}}, \quad (11.2)$$

где  $I_{КЗ}$  - расчётный ток трёхфазного короткого замыкания;

$I_{КЗ.доп,1с}$  - допустимый односекундный ток короткого замыкания, [10];

$K_{пр,н}$  - коэффициент, учитывающий предшествующую загрузку кабеля [10];

$t_{КЗ} = \tau + T_a$  - длительность короткого замыкания, с;

$$\tau = t_{рз} + t_{в.откл.} = 0,7 + 0,075 = 0,775 \text{ с};$$

$T_a = 0,154 \text{ с}$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей

в точке К2.

Проверим кабель сечением 50 мм<sup>2</sup>.

$$12,94 \text{ кА} \leq \frac{6,9 \cdot 1,05}{\sqrt{0,775 + 0,154}} = 7,52 \text{ кА}.$$

При проверке по термической стойкости окончательно принимается кабель сечением не менее 95 мм<sup>2</sup>.

## **12 Релейная защита и автоматика**

Для определения места повреждения и подачи сигнала на отключение соответствующих выключателей устанавливаются специальные автоматические устройства – это и есть релейная защита, действующая на отключение.

При выполнении релейной защиты учитываются следующие виды повреждений и ненормальных режимов работы понижающих трансформаторов: - многофазное замыкание в обмотках и на выводах; внешние короткие замыкания; однофазные замыкания в обмотках (включая витковые) и на выводах; перегрузка обмоток; возгорание масла; понижение уровня масла; «пожар» стали магнитопровода [1]. Релейная защита трансформаторов 110 кВ часто выполняется на электромеханической элементной базе (реле типа ДЗТ-11).

### **12.1 Продольная дифференциальная токовая защита трансформаторов ПГВ**

Она обеспечивает защиту от всех видов КЗ в обмотках и на выводах трансформатора, включая витковые, действующую без выдержки времени на отключение поврежденного трансформатора от неповрежденной части электрической системы с помощью выключателя [1]. В защите используются реле типа ДЗТ-11.

Защита может выполняться одним комплектом реле или двумя – чувствительным и грубым. Защита двумя комплектами реле выполняется в тех случаях, когда защита с одним комплектом реле имеет требуемую чувствительность при КЗ на выводах НН трансформатора, но не обладает требуемой чувствительностью при КЗ. Рассматриваемая защита с реле ДЗТ-11 выполняется так, чтобы при внутренних повреждениях трансформатора торможение было минимальным или совсем отсутствовало [1]. Поэтому тормозная обмотка реле обычно подключается к трансформаторам тока, установленных на стоне низшего напряжения трансформатора. Выбор коэффициентов трансформации ТТ производится с учетом схем соединения их вторичных обмоток и необходимо-

сти выравнивания вторичных токов в плечах защиты [1]. При этом следует исходить из первичного номинального тока защищаемого трансформатора  $I_{ном}$ , если на данной стороне ТТ соединяются в звезду, и тока  $\sqrt{3}I_{ном}$ , если в треугольник.

Расчетные уставки защиты выполнены одним комплектом реле. Произведем расчет продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПГВ, выполненной с реле типа ДЗТ-11 согласно [12].

Определим первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующей его номинальной мощности по формуле:

$$I_{н.п.} = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}, \quad (12.1.1)$$

где  $S_{н.т.}=40000$  - номинальная мощность защищаемого трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.ср}$ - номинальное напряжение обмотки трансформатора, кВ.

Ток для высшей стороны напряжения:

$$I_{н.п.вн} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,82 \text{ A};$$

Для низшей стороны напряжения:

$$I_{н.п.ни} = \frac{40000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1099,72 \text{ A}.$$

Принимаем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации 300/5 и 1500/5. Схемы соединения трансформаторов тока следующие: на высшей стороне  $\Delta$ , а на низшей стороне –  $Y$ .

Определим соответствующие вторичные токи в плечах защиты по выражению:

$$I_{н.в.} = \frac{I_{н.п.} \cdot k_{сх}}{n_{Т.Т.}}, \quad (12.1.2)$$

где  $n_{Т.Т.}$  - коэффициент трансформации трансформатора тока;

$k_{сх}$  - коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в звезду и  $\sqrt{3}$  при соединении в треугольник.

Ток для высшей стороны напряжения:

$$I_{н.в.вн} = \frac{200,82 \cdot \sqrt{3}}{60} = 5,79 \text{ А};$$

Для низшей стороны напряжения:

$$I_{н.в.нн} = \frac{1099,72 \cdot 1}{300} = 3,67 \text{ А}.$$

Выберем сторону, к трансформаторам тока которой целесообразно присоединить тормозную обмотку реле. В соответствии с [12], для двухобмоточных трансформаторов, в том числе и с расщепленной обмоткой, это сторона НН (тормозная обмотка включается на сумму токов обеих секций обмотки НН трансформатора).

Первичный минимальный ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от броска тока намагничивания по выражению:

$$I_{с.з.мин} = K_{отс} \cdot I_{н.н.}, \quad (12.1.3)$$

где  $K_{отс} = 1,5$  – коэффициент отстройки от броска.

$$I_{с.з.мин} = 1,5 \cdot 200,82 = 301,23 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле на основной стороне:

$$I_{с.р.осн} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх}}{n_m}. \quad (12.1.4)$$

$$I_{с.р.осн} = \frac{301,23 \cdot \sqrt{3}}{60} = 8,69 \text{ А}.$$

Определяем число витков рабочих обмоток реле, включенных в плечо защиты с основной стороны 110кВ по формуле:

$$w_{осн.расч} = \frac{F_{с.р.}}{I_{с.р.осн}}. \quad (12.1.5)$$

$$w_{осн.расч} = \frac{100}{8,69} = 11,51 \text{ ВИТКОВ}.$$

Принимается  $w_{осн} = 11$  витков (110 кВ), что соответствует минимальному току срабатывания защиты:

$$I_{с.з.мин} = \frac{F_{ср} \cdot n_{т\text{ ВН}}}{W_{ВН} \cdot K_{сх\text{ ВН}}} = \frac{100 \cdot 60}{11 \cdot \sqrt{3}} = 314,92 \text{ А}.$$

Расчетное число витков обмотки реле, включаемых с не основной стороны (10 кВ) определяется по формуле:

$$W_{расч.неосн.} = W_{осн.} \cdot \frac{I_{в.н}}{I_{н.н}} \quad (12.1.6)$$

$$W_{расч.неосн.} = 11 \cdot \frac{5,79}{3,67} = 17,35.$$

Принимаем ближайшее к  $W_{нн\ расч}$  целое число, т.е.  $W_{нн} = 17$ .

Для определения числа витков тормозной обмотки реле вычисляется максимальный ток небаланса при внешнем К.З. на шинах 10 кВ по формуле:

$$I_{н.б.расч} = (K_a K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_v) I_{К-2,мах}^{(3)}, \quad (12.1.7)$$

где  $K_a = 1$  - коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$K_{одн} = 1$  - коэффициент однотипности ТТ;

$\varepsilon = 0,1$  - относительная погрешность ТТ;

$\Delta U_{рег}$  - погрешность, обусловленная переключением РПН;

$$\Delta U_{рег} = D = 16 \%,$$

где  $D$  - диапазон регулирования для ТРДН-40000/110 ( $D = \pm 16 \%$ ).

$$\Delta f_v = \frac{W_{н.н.расч} - W_{н.н.}}{W_{н.н.расч}} = \frac{17,35 - 17}{17,35} = 0,02$$

$$I_{н.б.расч} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 11,82 = 3,31 \text{ кА.}$$

Число витков тормозной обмотки определим по формуле:

$$W_{торм.расч} = \frac{k_n I_{н.б.расч} W_{н.расч}}{I_{торм} Tg \lambda}, \quad (12.1.8)$$

где  $I_{торм}$  - первичный тормозной ток при К.З., кА.

$Tg \lambda = 0,75$  для реле ДЗТ-11.

$$W_{торм.расч} = \frac{1,5 \cdot 3,31 \cdot 17,35}{11,82 \cdot 0,75} = 9,72 \text{ витков.}$$

Согласно стандартного ряда число витков тормозной обмотки для ДЗТ-11 выбирается  $w_T = 9$ .

Определим чувствительность защиты при металлическом КЗ в защищаемой зоне, когда торможение отсутствует. Для этого определим ток КЗ между двумя фазами на стороне НН трансформатора:

$$I_{K-2}^{(3)} = 12,94 \cdot \frac{10,5}{115} = 1,079 \text{ кА.}$$

$$I_{K-2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,079 = 0,94 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K-2}^{(2)} \cdot K_{\text{CX}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{CX}}^{(3)}}, \quad (12.1.9)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{940 \cdot \sqrt{3}}{314,92 \cdot \sqrt{3}} = 2,98 > 1,5.$$

Определяем чувствительность защиты при КЗ в защищаемой зоне, когда имеется торможение.

Вторичный ток, подводимый к рабочей обмотке реле на стороне 110кВ:

$$I_{\text{раб.р.}} = \frac{I_{K-2}^{(2)} \cdot K_{\text{CX ВН}}}{n_{\text{T ВН}}} = \frac{940 \cdot \sqrt{3}}{60} = 27,14 \text{ А.}$$

Вторичный ток, подводимый к тормозной обмотке:

$$I_{\text{тор.р.}} = \frac{I_{K-2}^{(2)} \cdot K_{\text{CX НН}}}{n_{\text{T НН}}} = \frac{940 \cdot 1}{300} = 3,13 \text{ А.}$$

Рабочая МДС реле:

$$F_{\text{раб}} = \sum_{n=1}^p I_{\text{раб.р.}} \cdot W_{\text{раб.н}} = 27,14 \cdot 11 + 3,13 \cdot 17 = 352 \text{ А.}$$

Тормозная МДС реле:

$$F_{\text{тор}} = I_{\text{тор.р.}} \cdot W_{\text{тор}} = 3,13 \cdot 9 = 28,17 \text{ А.}$$

По характеристике срабатывания реле, приведенной в [12], графически определяем рабочую МДС срабатывания реле:  $F_{\text{СР}} = 140 \text{ А.}$

Тогда коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{F_{\text{раб}}}{F_{\text{СР}}} = \frac{352}{140} = 2,51 > 1,5.$$

Как следует из приведённых расчётов, во всех рассматриваемых случаях

КЗ в защищаемой зоне, как при отсутствии, так и при наличии торможения, защита выполненная с реле серии ДЗТ-11, обеспечивает минимально допустимый по ПУЭ коэффициент чувствительности [1].

## 12.2 МТЗ со стороны ВН

Защита предназначена для отключения внешних многофазных КЗ при отказе защиты или выключателя смежного поврежденного элемента, а также для выполнения функций ближнего резервирования по отношению к основным защитами трансформатора (дифференциальной и газовой) [4]. В качестве защиты от токов внешних многофазных КЗ используются:

- токовые защиты шин секций распределительных устройств низшего и среднего напряжений, подключенных к соответствующим выводам трансформатора [4];

- максимальная токовая защита с пуском напряжения, устанавливаемая на стороне высшего напряжения защищаемого трансформатора [4].

МТЗ со стороны ВН содержит два реле тока типа РТ-40 и реле времени. Комбинированный пуск выполнен двумя фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М и двумя минимальными реле напряжения типа РН-54/160. Ток срабатывания защиты на стороне ВН найдём по формуле:

$$I_{с.з.}^{ВН} = \frac{k_{отс} k_{сзп}}{k_B} I_{н.тр}^{ВН} \quad (12.2.1)$$

$$I_{с.з.}^{ВН} = \frac{1,2 \cdot 2,225}{0,85} \cdot 159,69 = 501,61 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле найдём по выражению:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз}}{k_{ТТ}^{ВН}} \quad (12.2.2)$$

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз}}{k_{ТТ}^{ВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 501,61}{60} = 14,48 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности определим согласно формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кл, min}}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{7450}{501,61} = 14,85. \quad (12.2.3)$$

Время срабатывания выбирается из условий селективности защищаемого объекта и должно быть на ступень выше, чем время срабатывания МТЗ на вводных ячейках ПГВ, т.е.  $t_{\text{сз вн}} = t_{\text{сз нн}} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}$  [4].

### 12.3 МТЗ со стороны НН

Защита предназначена для отключения внешних многофазных КЗ на шинах НН, а также для резервирования отключения КЗ на элементах присоединённых к этим шинам, максимальные токовые защиты с комбинированным пуском по напряжению. Защита выполнена с использованием реле тока типа РТ-40 и реле времени [4].

Комбинированный пуск осуществляется фильтр-реле напряжения обратной последовательности и минимальными реле напряжения. Ток срабатывания защиты на стороне НН найдём аналогично формуле (9.2.1).

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{НН}} = \frac{1,2 \cdot 2,3}{0,85} \cdot 1099,72 = 3570,86 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле найдём по формуле (9.2.2).

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{сз}}}{k_{\text{тт}}} = \frac{1 \cdot 3570,86}{160} = 11,9 \text{ А.}$$

Время срабатывания выбирается из условий селективности защищаемого объекта и должно быть на ступень выше, чем время срабатывания МТЗ на ячейках линий, отходящих от ПГВ, т.е.  $t_{\text{сз нн}} = t_{\text{сз л}} + \Delta t = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ с}$ .

### 12.4 Защита от перегрузки

На трансформаторах номинальной мощности 400 кВ·А и более, подверженных перегрузке, предусматривается максимальная токовая защита от токов перегрузки с действием на сигнал с выдержкой времени. Защита устанавливается на двухобмоточных трансформаторах с односторонним питанием – на

стороне питания и на стороне обмотки меньшей мощности [12].

Для двухобмоточных трансформаторов с расщепленными обмотками 10(6)кВ установка защиты обязательна на каждой части расщепленной обмотки.

Продолжительность срабатывания защиты должна быть выбрана примерно на 30% больше продолжительности пуска или самозапуска двигателей, получающих питание от защищаемого трансформатора, если эти процессы приводят к перегрузке трансформатора [12].

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} I_{н.тр}^{ВН} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 159,69 = 197,26 \text{ А} , \quad (12.4.1)$$

$$I_{ср} = \frac{k_{сх} I_{сз}}{k_{ТТ}^{ВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 197,26}{60} = 5,69 \text{ А} , \quad (12.4.2)$$

$$t_{сз} = t_{сзП} + \Delta t = 3,0 \text{ с.}$$

## 12.5 Газовая защита

Газовая защита предназначена для защиты от замыканий внутри бака трансформатора и в контактном объёме устройства регулирования под напряжением (РПН), сопровождающихся выделением газа. В качестве защиты используется в основном газовое реле. При наличии двух контактов газового реле защита действует в зависимости от интенсивности газообразования на сигнал или на отключение. Схема защиты предусматривается в соответствие с требованиями ПУЭ, возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме реле отсека РПН) на сигнал и выполнение раздельной сигнализации от сигнального и отключающего контактов реле [1].

Газовое реле отсека РПН должно действовать только на отключение. При выполнении газовой защиты с действием на отключение принимаются меры для надежного отключения выключателей трансформатора при кратковременном замыкании соответствующего контакта газового реле [4].

Газовая защита установлена на трансформаторах ПГВ и на внутрице-



## 13. Социальная ответственность

### 13.1. Производственная безопасность

#### 13.1.1 Анализ опасных и вредных факторов на территории завода

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 был проведён анализ опасных и вредных производственных факторов, имеющих место на территории ГПП. Результаты анализа приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Опасные и вредные производственные факторы на ГПП

Наименование неблагоприятного фактора по ГОСТ 12.0.003-2015		Причина возникновения данного фактора	Воздействие на человека
1		2	3
Физические	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Работа силовых трансформаторов, вентиляторов принудительного обдува трансформаторов	Ухудшение слуха
	Повышенный уровень вибрации	Работа силовых трансформаторов	Травматизм, переутомление
	Повышенная температура воздуха рабочей зоны	Наличие источников тепла в ограниченном пространстве здания ЗРУ ГПП	Снижение работоспособности
	Повышенное значение напряжения в электрической цепи	Открытые неизолированные токопроводы на напряжении 110 кВ в ОРУ ГПП, неизолированные и изолированные токопроводы на напряжении 10 кВ в ЗРУ ГПП	Электротравматизм, поражение электрическим током

Повышенный уровень электромагнитных излучений	Наличие неэкранированных токоведущих частей на напряжении 110 кВ в ОРУ	Изменение обмена веществ, помутнение хрусталика
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Низкая мощность светильников, неравномерность их расположения	Травматизм, снижение остроты зрения
Повышенная напряженность электрического поля	Возможность нахождения и работы персонала в зоне между конструкциями с потенциалом 110 кВ и хорошо заземлёнными конструкциями	Изменение обмена веществ, ухудшение общего самочувствия
Физические статические и динамические перегрузки	Длительная работа с сохранением неизменной позы, работа стоя, приложение значительных усилий при работе	Усталость, переутомление
Перенапряжение анализаторов	Работа, требующая повышенной точности операций с мелкими предметами	Нервное истощение
Монотонность труда	Длительное выполнение однотипных операций	Нервное истощение

На заводе производятся, в основном, крупногабаритные изделия, поэтому много подъемных механизмов и железнодорожные пути, представляют особо опасные зоны для передвижения людей. Опасным являются коммуникационные колодцы и места аварийных отсоединений отопительной системы с точки зрения поражения струей пара высокой температуры [24].

Территория автозавода занимает большую площадь, поэтому между цехами происходит электрифицированным и автомобильным транспортом. Опасностью представляют погрузочно-разгрузочные площадки и ворота цехов из-за большого количества техники.

К опасным и вредным производствам относятся цех кузнечный

и литейный, которые находятся в отдельных зданиях, тем самым облегчает вентиляцию [23].

При проведении технологического процесса в этих цехах на всех стадиях обработки металла возможно появление вредных производственных факторов. Основными вредным фактором являются запыленность, выделяемые газы и пары, избыточное выделение теплоты.

С точки зрения опасных и вредных факторов на территории автозавода можно рассмотреть площадки по монтажу и сборке агрегатов, где производятся сварочные работы и есть вероятность ослепления сварочной дугой работающий и обслуживающий персонал, а также складские помещения, представляют пожароопасный объект и зону с вредными выбросами в атмосферу. Источником выброса в атмосферу также является котельная автозавода которая обеспечивает отоплением в холодный период времени [23].

### **13.1.2. Анализ опасных и вредных факторов в литейном цехе**

Литейный цех преобладает большим количеством опасных и вредных производственных факторов, имеющих на участках производственного процесса. Специфика литейного цеха не позволяет полностью устранить влияние этих факторов, но с применением современных методов производства, можно значительно уменьшить их воздействие. Внедрение в производство автоматизации на наиболее вредных и опасных для здоровья людей участках позволяет отказаться от применения ручного труда. Строгое разграничение производственных участков исключает воздействие факторов технологического процесса одного участка на рабочих другого участка, т. к. помещения участков изолированы друг от друга [23].

В литейном цехе имеются следующие вредные и опасные производственные факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)

- на организм человека длительном воздействует повышен-

ная загазованность воздуха при работе и может привести к отравлению, хроническому изменению в организме, проявляемое в повреждении внутренних органов, нервной системы, кровеносной системы, иметь канцерогенное действие, наркотическое и раздражающее воздействие, оказывать удушающее действие [48];

- повышенная запыленность воздуха приводит к повреждению дыхательных путей, раздражению слизистой оболочки, десен; кожи; и к развитию профессионального заболевания – пневмокониоз;

- повышенная температура воздуха в рабочей зоне влияет на работоспособность, повышению заболеваемости, ослаблению сопротивляемости организма приводит к тепловому удару или истощению организма. [40];

- повышенный уровень шума вызывает раздражения, ухудшает действие слуховых органов, значительно уменьшает работоспособность, влияет на нервную и сердечно-сосудистую систему [40];

- повышенный уровень вибрации ведет к: снижению работоспособности, повышению утомляемости, уменьшает чувствительность организма, появляется виброболезнь - спазмы сосудов, влияет на костно – суставный аппарат и нервную систему;

- имеется повышенная скорость движения воздуха на всей территории литейного цеха, при этом обеспечивается хорошая естественная вентиляция рабочей зоны [40].

- повышенная яркость света при прокатки форм, ведет к повреждению глаз.

Литейный цех характеризуется наличием опасных и вредных производственных факторов (по ГОСТ 12.0.003-2015);

- повышенная температура поверхности;
- вращающиеся, движущиеся механизмы и машины;
- режущиеся острые края, заусеницы, шероховатость поверхности заготовок и инструмента;

- высокое напряжения в электрической цепи, которое при замыкание может привести к поражению электрическим током человека [39].

Литейный цех имеет большое число электрооборудования. По опасности поражения электрическим током (по ГОСТ 12.1.013-78) литейный цех относится к особо опасным помещениям где имеются запыленность, агрессивные химические вещества, которые при длительном воздействии разрушают изоляцию проводов [39].

### **Повышенное значение тока и напряжения в электрической цепи**

Для электротехнического персонала большую важность имеет вопрос по промышленной безопасности и охране труда представляющая собой систему организационные и технические мероприятия и средства индивидуальной защиты которые минимизируют вредные воздействия на человека и обеспечивают защиту от поражения электрическим током, электрической дуги, статического электричества и электромагнитного поля (ГОСТ 12.1.009-2009 ССБТ).

При прохождении электрической цепи через тело человека имеет возможность при следующих случаях:

- а) однофазного замыкания на землю неизолированного от земли человека;
- б) приближение человека к неизолированным токоведущим частям электроустановки на опасное расстояние;
- в) двухфазное прикосновения человека в электроустановки, находящейся под напряжением;
- г) включение человека, находящегося в зоне растекания тока замыкания на землю, на “Напряжение шага” [39].
- д.) прикосновение человека неизолированного от земли к металлическому корпусу электрооборудования оказавшегося под напряжением;
- е.) прикосновения к накопителям электрической энергии отключенным от питающей сети (БСК, кабельные или воздушные линии, дугогасящие ка-

тушки [39].

ж.) воздействие атмосферного электричества при грозовых разрядах.

Наиболее опасным видом электротравмы является электрический удар поражение организма, при котором наблюдаются явления паралича мышц опорно-двигательного аппарата, мышц грудной клетки, мышц желудочков сердца. поражение электрическим током, влекущее за собой болезненные расстройства человеческого организма или смерть. Различают поражения, вызываемые техническим током и действием атмосферного электричества - молнией. Большое практическое значение имеют первые, поскольку электрический ток широко используется на заводах и фабриках, в сельском хозяйстве, в быту и пр. Поражение током чаще всего происходит во время проведения и ремонта электрической и радиотелефонной сети, работы с радиоаппаратурой, а также при неправильном пользовании электроприборами и оборудованием (электродвигатели, трансформаторы, выпрямители и т.п.). [39];

### **Повышенный уровень электромагнитных излучений**

В технологии литейного цеха используют высокочастотные электромагнитные поля (ЭМП), в частности для быстрого разогрева металла и его термическую обработку.

Линии электропередач, сильные радиопередающие устройства создают электромагнитное поле, которое в разы превышает допустимый уровень. Для защиты человека были разработаны специальные санитарные нормы (ГОСТ 12.1.006-84 регламентирует воздействие электромагнитных излучений на человека), в том числе и те, которые запрещают строительство жилых и прочих объектов вблизи сильных источников излучения.

В технологическом процессе термических установок не исключены частичные утечки электромагнитной энергии за пределы печей, следовательно, есть опасность воздействия на людей [39].

При длительном воздействии малоинтенсивных ЭМП наступают выра-

женные изменения в коре головного мозга, тогда как при кратковременном влиянии закономерных нарушений био-электрической активности коры головного мозга. [39].

Наиболее опасными для здоровья человека являются излучения в двух диапазонах:

от 30 до 300 Гц (сверхнизкие частоты) - опасны для отдельных функциональных органов, от 0,3 до 30 ГГц (ультравысокие и сверхвысокие частоты) – опасны для большинства элементов тела, крови и ее составляющих. Этот диапазон частот представляет для человека наибольшую опасность, так как в этом случае даже 1 квант энергии способен нанести большие повреждения живой ткани, безопасный для здоровья человека предел интенсивности электромагнитных полей - 0,2 мкТл

цехооперативный персонал подвергается постоянному отрицательному воздействию поля промышленной частоты. Допустимое значение тока, длительно проходящего через человека и обусловленного воздействием электрического поля, составляет примерно 50-60 мкА, что соответствует напряженности электрического поля на высоте роста человека ~5 кВ /м. Пространство, в котором напряженность электрического поля равна и больше 5кВ/м, принято считать опасной зоной или зоной влияния. Если напряженность поля на рабочем месте превышает 25 кВ/м, или требуется большая продолжительность пребывания обслуживающего персонала в электрическом поле, чем указано в таблице 13.3, работы производятся с применением защитных средств экранирующих устройств или экранирующих костюмов.

Источниками электромагнитных полей являются генераторы блоков, электрических - ЛЭП, коммутационные аппараты, РУ, РЗА, измерительные приборы. Источником постоянных магнитных полей являются электромагниты, соленоиды, металлокерамические магниты на пульте управления.

Литейный цех располагается на значительном удалении от генера-

торных установок и ЛЭП и отделен от этих источников другими помещениями. Для защиты помещения наиболее эффективна установка экранов. Защитное действие экранов обусловлено тем, что экранируемое поле противоположно по фазе создаваемому полю в экране. Экран должен заземляться.

Все приборы и передающая аппаратура должны быть с заземленными экранами в виде шкафов или камер. Кроме этого индукторы и конденсаторы в измерительной аппаратуре должны иметь собственные экраны.

### **Повышенный уровень шума**

Ухо - один из наиболее сложных и тонких органов он воспринимает и очень слабые, и очень сильные звуки. Под влиянием сильного шума, особенно высокочастотного, в органе слуха происходят необратимые изменения. Шум отрицательно влияет на организм обслуживающего персонала, в том числе на его центральную нервную и сердечно-сосудистую системы. Длительное воздействие шума на организм персонала производит снижение остроты слуха и зрения, повышает кровяное давление, тем самым ослабляет внимание, увеличивает количество ошибок в действиях работающего персонала, стремительно снижается производительность труда. Длительное воздействие шума на обслуживающий персонал и может привести к появлению профессионального заболевания, тем самым может способствовать причиной несчастного случая.

При высоких уровнях шума слуховая чувствительность падает уже через 1 - 2 года, при средних - обнаруживается гораздо позже, через 5 - 10 лет, то есть снижение слуха происходит медленно, болезнь развивается постепенно. Поэтому особенно важно заранее принимать соответствующие меры защиты от шума. В настоящее время почти каждый человек, подвергающийся на работе воздействию шума, рискует стать глухим.

Для снижения шума применяют следующие методы: в источнике уменьшают, путем изменения направленности излучения, производят рацио-

нальную планировку на предприятии и цехов, применяют акустическую обработку помещений, то есть производят уменьшение шума на пути его распространения.

Если уменьшение шума не возможно до допустимых величин общетехническими мероприятиями, используют средства индивидуальной защиты. К ним относятся:

- мягкие вкладыши из ультратонкого волокна. Происходит снижение шума на 5... 20 дБ;
- наушники с высокими уровнями шума (более 120 дБ);
- шлемы применяют, если вкладыши или наушники не обеспечивают нужной защиты.

Кроме шумов на человека могут действовать инфра- и ультразвук. Основные мероприятия по борьбе с инфразвуком:

- повышение быстроходности машин;
- повышение жесткости конструкции больших размеров,
- установка глушителей реактивного типа.

Защита от действия ультразвука:

- принимают в использование оборудование более высоких рабочих частот;
- использование экранов между оборудованием и сотрудником;
- ультразвуковые установки размещают в специальных помещениях где нет людей;

### **13.2 Экологическая безопасность**

Проектируемые объекты системы электроснабжения автомобильного завода в нормальном режиме эксплуатации не оказывают влияние на атмосферный воздух с точки зрения его загрязнения.

При эксплуатации ГПП в нормальном режиме производственные отходы не образуются.

Отходы, образующиеся в ходе профилактического и капитального ремонта технологического оборудования:

- отходы минеральных масел трансформаторных, не содержащих галогены [30];

- обтирочный материал, загрязненный лакокрасочными материалами (в количестве 5% и более);

- отходы очистки трансформаторного масла при обслуживании трансформаторов [30].

На автомобильном заводе при отделе главного энергетика создан Центр по природоохранной деятельности. Природоохранная деятельность ведется по следующим направлениям: охрана атмосферного воздуха, охрана водного бассейна, решение проблем утилизации отходов производства и потребления, экономика природопользования, контроль над соблюдением и выполнением требований природоохранного законодательства, анализ негативного воздействия на окружающую природную среду по результатам лабораторных исследований и инспекционных проверок [30].

Экологической политикой предприятия определены самые важные аспекты природоохранной деятельности:

- максимальное сокращение или исключение из технологических процессов токсичных и экологически опасных материалов, что позволяет сократить выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, в сточную воду и снизить образование токсичных отходов [30];

- постоянное усовершенствование основных и вспомогательных технологических процессов с целью сокращения источников образования загрязняющих веществ, отходов и других вредных факторов воздействия на окружающую среду;

- повторное использование сырья, материалов, энергоресурсов, тары и упаковки;
- переработка и использование отходов производства и потребления [28];
- сокращение ситуаций с повышенным экологическим риском (аварийных ситуаций);
- ликвидация экологических последствий аварий [29];
- не допускать к реализации ни один проект на новое строительство, расширение и перевооружение без положительного заключения государственной экологической экспертизы;
- поддержание экологического порядка в производственных помещениях, на промышленной площадке, в зоне влияния производства на окружающую среду;
- снижение экологического риска для персонала [30];
- постоянное информирование и обучение персонала подразделений в области предотвращения негативного воздействия на окружающую среду;
- постоянное обучение и повышение квалификации специалистов в области охраны окружающей среды;
- постоянное развитие и повышение эффективности производственного экологического мониторинга и контроля [30];
- постоянное повышение технической обеспеченности работы подразделений в области охраны окружающей среды (внедрение, оснащение лаборатории химико-аналитическим оборудованием российского и зарубежного производства, позволяющего повысить качество и эффективность работ);
- планирование природоохранной деятельности [30].

Снижение количества выбрасываемых в атмосферу вредных веществ осуществляется как за счет внедрения экологически безопасных технологических процессов и используемых материалов, так и в результате оснащения источников выбросов газоочистным оборудованием.

Среди проведенных за это время мероприятий следует выделить: реконструкцию систем гидрофильтров камер окраски, оснащение камер сушки грунта установками каталитического дожигания [30].

В каждом производственном подразделении предприятия определены ответственные лица: за безопасное обращение с отходами производства и потребления, за сохранность, исправность и эксплуатацию пыле-газоочистных очистных установок, за режим сброса сточных вод. Руководители, принимающие решения в области охраны окружающей среды, инженеры-экологи, а так же ответственные лица проходят обучение и повышение квалификации.

### **13.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Возможные ЧС на объекте: возникновение пожаров, возгораний.

Основными причинами возникновения пожаров на объектах электрохозяйств является нарушение инструкций и ПТЭ электроустановок потребителей, а именно недопустимые перегревы обмоток и магнитопроводов электрических машин и трансформаторов в следствии их длительных перегрузок, которые могут привести к загоранию изоляции, перегрузки проводов и кабелей электрических сетей [31].

Учитывая факторы пожарной опасности электроустановок ПУЭ и ПТЭ рекомендуются допустимые температуры нагрева частей электрических машин и аппаратов, проводников и контактов, масла в маслонаполненных аппаратах и других частей ЭО [1]. Например для волокнистых материалов не пропитанных маслом и не погруженных в масло предельная допустимая температура нагрева не должна превышать  $90^{\circ}\text{C}$  а эти же материалы погруженные в жидкий изоляционный материал допускают температуру нагрева  $105^{\circ}\text{C}$ .

Помещение комплектной трансформаторной подстанции по категории производства и степени огнестойкости является В-II по НПБ-105-95.

В цехе имеются средства пожаротушения согласно требований ППБ-01-93:

- для тушения электрооборудования - углекислотные огнетушители, асбестовые и войлочные полотна [33];
- на плавильном участке - песок для тушения металлов;
- в пожароопасных местах вывешены таблички, запрещающие использование открытого огня [33];
- в цехе имеется пожарная сигнализация и средства тушения пожара.

#### **13.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности работников (электротехнический персонал) в рабочей зоне. На ГПП предусматриваются следующие мероприятия:

- ОРУ 110 кВ ограждено сеткой высотой 3 метра, аппараты установлены на железобетонных опорах, ввод в ЗРУ выполнен на высоте 2,4 метра [1];
- на ГПП применена система блокировки, предусматривающая доступ к токоведущим частям только после отключения аппаратов;
- к обслуживанию ГПП допущен персонал с группой допуска не ниже 4 группы [1];
- на ГПП имеется рельсовый путь для перемещения трансформаторов;
- в тёмное время суток на ГПП предусмотрено освещение двумя мачтовыми прожекторами и светильниками, установленными на здании ЗРУ [1];
- на ГПП, согласно проекту, предусматривается 13 человек обслуживающего персонала. Шесть человек дежурных электриков и семь человек электромонтёров;
- защитное заземление ГПП выполнено сопротивлением не более 0,5 Ом, для молниезащиты установлены четыре стержневых молниеотвода, обеспечивающие надёжную защиту от прямых ударов молнии [35];
- кабели от ГПП до корпусов расположены в кабельных каналах, защищённых от попадания воды, пыли и снабжённых вентиляцией;

- в зимнее время рабочее и щитовое помещение обогревается водяным отоплением;

- освещение ГПП запитано от трансформаторов собственных нужд, снабжены автоматическим выключателем резерва при аварии на одной из секций сборных шин; освещение здания ЗРУ комбинированное, естественное осуществляется через световые проёмы, а искусственное - люминесцентными лампами и лампами накаливания [30];

- в помещении ГПП предусмотрены санузел и комната отдыха;

- основным видом вентиляции является механическая приточно-вытяжная;

- в ЗРУ предусмотрены пожарный щит, ящики с песком, углекислотные огнетушители [33];

- для работы под напряжением рабочим выдаются специальные инструменты и средства индивидуальной защиты;

- на территории ГПП имеется площадка для ремонта трансформаторов, масло приёмник, оборудованы подъездные пути.

Мероприятия по охране и безопасности труда на территории завода

Предприятие размещено на территории населенного пункта в специально выделенном районе с учетом направления господствующих ветров.

Производственные корпуса и здания расположены друг относительно друга на расстоянии, обеспечивающем наиболее благоприятные условия для естественного освещения и вентиляции помещений, а также с учетом потребления энергии.

В некоторых производственных помещениях объединены несколько цехов. Это не затрудняет технологического процесса и отвечает санитарно-гигиеническим и противопожарным требованиям.

Все места на территории завода, где ведутся погрузо-разгрузочные работы и зоны действия подъемных кранов ограничиваются сетчатыми сборками и снабжены предупреждающими знаками. Крышки коммуникационных колод-

цев окрашены в белый цвет, а места аварийного отсоединения снабжены табличками типа: “Стой! Опасность” и т.п [1].

Для предотвращения наездов на пешеходов проделаны специальные пешеходные тропинки, пересекающие проезжую часть в безопасных местах (где это возможно). Места сварочных работ оборудуются табличками или плакатами “Осторожно! Сварка”. Хранилище ГСМ располагается у внешнего ограждения и имеет забор высотой 2 метра.

Сразу после окончания строительства проведены мероприятия по озеленению и благоустройству территории как внутри, так и вокруг завода.

Для освещения территории завода в темное время суток предусматривается уличное освещение. Освещены транспортные пути, пешеходные дорожки, подъезды к цехам фонарями уличного освещения и прожекторами, обеспечивающими освещенность в пределах 100 лк. Для проходов и проездов, ширина которых не превышает 4-8 м, целесообразно однорядное размещение светильников. Оптимальной высотой установки светильников является 6,5 м. Для освещения железнодорожных путей применяются прожекторы. Освещение выполнено в соответствии с требованиями СП 52.13330.2016. Проезжая часть дорог и пешеходные дорожки имеют твердое покрытие [32].

Для предотвращения попадания случайных лиц на территорию завода, для четкого определения площади завода, а также в целях соблюдения внутризаводского режима, вокруг завода устанавливается забор высотой 2 м.

На предприятии есть медпункт, в расположении которого находится машина скорой помощи. Предусмотрено необходимое количество столовых и буфетов, расположенных в производственных корпусах. На предприятии имеется пожарное депо с пожарными машинами, а в цехах – добровольные пожарные дружины [33].

На заводе выполнен комплект мер по молниезащите. Молниеотводы установлены на ГПП и на объектах складского хозяйства, на других объектах, где требуется молниезащита [34].

Для отвода талых и дождевых вод на предприятии предусмотрены водосточные каналы [30].

Для обеспечения наибольшей безопасности труда и улучшения условий труда, необходимо стремиться к ликвидации ручного труда в опасных и вредных условиях, заменяя его применением автоматизации и механизации.

Все мероприятия, проводимые в цехе для обеспечения безопасных условий труда, проводятся в соответствии с ГОСТ 12.3.027-2004:

1. Предотвращение воздействия на людей электрического тока производится в соответствии с ГОСТ 12.1.019-2009 [20]. Для этого:

- предусмотрено защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [35];
- проводится периодический контроль состояния электрооборудования и изоляции;
- электроустановки имеют блокировки, которые исключают включение оборудования при открытых его частях, которые находятся под напряжением;
- электрооборудование имеет сигнализацию, о его включении, предохранительные устройства, обесточивающие его при коротком замыкании.

2. Освещенность рабочих мест участков нормируется по СП 52.13330.2016 [32].

3. Влажность, скорость движения воздуха и содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны нормируется по ГОСТ 12.1.005-88. Допустимые значения этих параметров поддерживаются путем создания естественной и искусственной вентиляции в соответствии с СП 60.13330.2016 [32];

4. На участках с повышенной температурой воздуха и температурой поверхности оборудования производятся следующие мероприятия:

- для удаления избытков тепла применяется искусственная вентиляция выполненная в соответствии с 46. СП 60.13330.2016 [32];
- источники повышенного тепловыделения подвергаются дополнительной теплоизоляции. При этом температура наружной поверхности не должна пре-

вышать +45 °С;

- рабочие обеспечены сертифицированными средствами индивидуальной защиты - сапоги, рукавицы, суконные брюки и куртка, при необходимости антифонами, антивибрационными рукавицами, защитными очками и СИЗОД;

- по ГОСТ 12.1.005-88 нормируется содержание в воздухе литейного цеха вредных веществ и пыли;

- по ГОСТ 12.1.003- 2014 нормируются допустимые уровни звукового давления;

- по ГОСТ 12.1.029-80 проводятся мероприятия по борьбе с шумом;

- по ГОСТ 12.1.012-2004 проводятся мероприятия по борьбе с вибрацией;

- регулярные проводятся осмотры оборудования, настройка, его смазка;

- вращающиеся части оборудования ограждаются, с установкой конечных выключателей которые блокируют и отключают механизмы при ее снятии ограждения (кожуха).

5. Организационно-профилактические мероприятия:

- все работающие проходят противопожарный инструктаж:

1. Первичный противопожарный инструктаж должен проводиться со всеми вновь принятыми на работу переведенными из одного подразделения в другое или на выполнение новой для них работы, прикомандированными, учащимися и студентами, прибывшими на производственную практику или обучение, а также со строителями, выполняющими строительно-монтажные работы на территории предприятия. Первичный инструктаж проводится на рабочем месте лицом, ответственным за пожарную безопасность подразделения (цеха, производственного участка, лаборатории, склада, мастерской и т. п.), с каждым работающим отдельно.

2. Повторный противопожарный инструктаж должны проходить все работающие независимо от квалификации, стажа работы и образования не реже одного раза в 6 мес. Повторный инструктаж проводится по программе первичного инструктажа с отдельными работниками или группами работников одной

профессии с целью проверки и повышения уровня их знаний правил пожарной безопасности и инструкций о мерах противопожарной безопасности.

3. Внеплановый противопожарный инструктаж проводится в следующих случаях: при изменении правил пожарной безопасности и инструкций о мерах пожарной безопасности; при изменении технологического процесса, применении новых исходных веществ и материалов, замене или модернизации оборудования и изменении других факторов, влияющих на пожарную безопасность;

- прохождение медосмотра при трудоустройстве, и периодически в процессе трудовой деятельности;

## Заключение

Спроектированная система электроснабжения завода высоковольтной аппаратуры имеет следующую структуру. Предприятие получает питание от энергосистемы по двухцепной воздушной линии электропередачи длиной 7 км напряжением 110 кВ. В качестве пункта приема электроэнергии используется двухтрансформаторная подстанция глубокого ввода с трансформаторами мощностью 40 000 кВ·А. Вся электроэнергия распределяется на напряжении 10 кВ по кабельным линиям.

В результате проделанной работы были определены следующие параметры электроснабжения. Расчетные нагрузки цехов определены по методу коэффициента спроса. В качестве расчетной нагрузки по заводу в целом приняли нагрузку, определенную методом коэффициента спроса  $S_M = 63614,20$  кВ·А. Была построена картограмма электрических нагрузок, по которой было определено место расположения пункта приема электроэнергии.

На основании технико-экономического расчета было выбрано рациональное напряжение питания и равное 110 кВ. Были выбраны силовые трансформаторы типа ТРДН- 40 000 / 110. Питающие линии марки АС-150/24, которые прокладываются на стальных опорах. Было выбрано рациональное напряжение распределения электроэнергии 10 кВ. На территории завода расположены 56 КТП с расстановкой БСК, 3 РП.

Питание цехов осуществляется кабельными линиями, расположенными в земле. Для выбора элементов схемы электроснабжения был проведен расчет токов короткого замыкания в четырех точках. На основании этих данных были выбраны аппараты на сторонах 110 кВ, 10 кВ, 0,4 кВ, а также проведена проверка КЛЭП на термическую стойкость. Произведен расчет продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПГ В. Рассмотрен расчет молниезащиты и заземляющего устройства ПГВ.

Предложенная схема электроснабжения отвечает требованиям безопасности, надежности, экономичности.

## Список литературы

1. Правила Устройства Электроустановок (седьмое издание, переработанное и дополненное, с изменениями) - М.: Энергоатомиздат 2017.
2. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов по спец. «Электроснабжение» - 3-е изд., перераб. и доп. / В.А. Андреев – М.: Высш. Шк., 1991. – 496 с.:ил.
3. Гафуров А. М., Калимуллина Р. М., Гимадеева Л.И. Основные особенности при выборе экономически выгодных сечений проводов. // Инновационная наука. – 2016. – № 1-2 (13). – С. 31-33.
4. Неклепаев Б. Н. , Крючков И. П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования . / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков– М : Энергоатомиздат , 1978-456с.
5. Князевский Б. А. Охрана труда в электроустановках: учебник для вузов. /Б. А. Князевский. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с., ил.
6. Электротехнический справочник: В 3 х т. Т. 3.Кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии/Под общ. Ред.профессоров МЭИ В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л.А. Жукова и др. -6-е испр. И доп. – М.: Энергоиздат, 1982. – 656 с.:
7. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Уч пособие для техникумов / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин – М : Энергоатомиздат , 1980 -600с
8. Кнорринг Г.М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г.М. Кнорринг. -: Энергия, 1976.-305 с.
9. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 Т..Электроснабжение / А.А Федоров .-М.:Энергоатомиздат 1986. 586с
10. Разевиг Д. В. Техника высоких напряжений. Учебник для сту-

дентов электротехнических и электроэнергетических специальностей вузов / Д. В. Разевиг. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., Энергия, 1976.

11. Федоров А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А. А. Федоров, Старков Л. Е.: Учеб. пособие для вузов.-М.: Энергоатомиздат, 1987.-386 с.

12. Кабышев А. В. Тарасов Е. В. Низковольтные автоматические выключатели: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 346с.

13. Тарасов Е. В. Монтаж, наладка, эксплуатация электрооборудования. Часть I. Воздушные и кабельные линии электропередачи: учеб.пособие / Е. В. Тарасов; ТПУ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 146 с.

14. Копьев В. Н. Релейная защита: учебное пособие / В.Н. Копьев; ТПУ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 160 с.

15. Неклепаев Б. Н., И. П. Крючков. Электрическая часть электростанций и подстанций. 4-е издание. Учеб. для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.– 608 с.

16. Низковольтные автоматические выключатели: учебное пособие/ А.В. Кабышев, е.В. Тарасов; ТПУ. –Т омск Изд-во ТПУ, 2011. –346с.

17. Основы электроснабжения: учебное пособие / сост. А.А. Сивков, А.С. Сайгаш, Д.Ю. Герасимов; ТПУ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 184 с.

18. Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий СН 357-77. Москва - Стройиздат 2007.

19. Свод правил по проектированию и строительству электроустановок жилых и общественных зданий СП 31-110-2003. Москва - Стройиздат 2007.

20. Мельников М. А. Электроснабжение промышленных предприятий. / М.А. Мельников Учеб. пособие. – Томск: изд. ТПУ, 2000 - 144 с.

21. Коршунова Л. А. Экономика предприятия и отрасли (в электро-

энергетике): учебное пособие / Л. А. Коршунова, Н. Г. Кузьмина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010.

22. Коршунова Л. А. Организация производства на предприятиях электроэнергетики: учебное пособие / Л. А. Коршунова, Н. Г. Кузьмина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011.

23. Белов С. В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 671 с.

24. Безопасность жизнедеятельности: учебник для высших учебных заведений Министерства образования и науки РФ /В. Н. Азаров, А. И. Ажгиревич, В. А. Грачёв и др.; под общ. ред. В.В.Гутенёва. – М. – Волгоград: Прин Терра, 2009. – 512с.

25. Васин В. К., Кириллова Г. В., Звигинцева Е. А. Защита от электромагнитных и лазерных излучений: учеб. Пособие. Ч. 1. Электромагнитные поля. – М.: РГОТУПС, 2002. – 48с.

26. Кукин П. П., Лапин В. Л. и др. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств: учеб. пособие.- М.: Высшая школа, 1999. – 318 с.

27. Панин В. Ф., Сечин А. И., Федосова В. Д. Экология для инженера://под ред. проф. В. Ф. Панина. – М: Изд. Дом «Ноосфера», 2000.-284 с.

28. Козлитин А. М., Яковлев Б. Н. Чрезвычайные ситуации техногенного характера, Учеб. / Под. ред. А.И.Попова . Саратов: Сар. гос. тех. ун-т, 2000. – 124 с.

29. Дашковский А. Г., Романцов И. Г. Безопасность жизнедеятельности. Защита населения в чрезвычайных ситуациях. – Томск: Изд-во ТПУ. – 2008 – 19 с.

30. СП 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту

31. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

32. СНиП 23-05-95 от 20.05.1995. Строительные нормы и правила Российской Федерации «Естественное и искусственное освещение СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».

33. ГН 2.2.5.1313. – 03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. Минздрав России, 1998.

34 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. 123 – ФЗ. 2013.

35. Методические рекомендации "Организация тренировок по эвакуации персонала предприятий и учреждений при пожаре и иных чрезвычайных ситуациях" (утв. Главным государственным инспектором РФ по пожарному надзору 4 сентября 2007 г. N 1-4-60-10-19);

36. ГОСТ 17.1.3.06 – 82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

## СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Поз. Обозначение	Наименование	Кол- во.	Примечание
	<u>Компенсирующие устройства</u>		0,4 кВ
СВ17-СВ20, СВ34-СВ49, СВ7	КРМ-0,4-600-25-9-УХЛ4	21	
СВ5, СВ6, СВ21-СВ26	КРМ-0,4-400-25-7-УХЛ4	8	
СВ1-СВ4, СВ27-СВ29, СВ32, СВ33, СВ50-СВ57	КРМ-0,4-300-25-7-УХЛ4	17	
СВ8, СВ30,СВ31	КРМ-0,4-200-25-5-УХЛ4	3	
СВ9-СВ16	КРМ-0,4-150-25-6-УХЛ4	8	
F1-F55	Предохранитель ПКТ103-10-100-12,5У3	55	
M1, M2	Электродвигатель А4-400У-8МУ3	4	315кВт
M3, M4	Электродвигатель СДЗ-2-630-1500У3	2	630кВт
M3, M4	Электродвигатель СДЗ-2-800-1500У3	2	800кВт
M5, M6	Электродвигатель А4 – 400ХК – 4МУ3	4	500кВт
ОПН1, ОПН2	Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110/73/10/2-УХЛ1	2	110 кВ
ОПН3,ОПН4	Ограничитель перенапряжений в нейтрали ОПНН-110 кВ	2	110 кВ
ОПН5 - ОПН12	Ограничитель перенапряжений ОПН-РС\TEL	8	10кВ
Q1, Q2	Выключатель ВМТ-110Б-20/1000 УХЛ1	2	
Q3 – Q6, QB1 – QB4, Q7, Q14, Q19, Q28, Q36 – Q39	Выключатель ВЭ-10-1250-20У3	16	
Q8 – Q13, Q15 – Q18, Q20 – Q27, Q29 – Q35, Q40- Q61	Выключатель ВМПЭ-10-20/630 У2	47	
QF7, QF8, QF15, QF22, QF23, QF84, QF85, QF90, QF95, QF96	Выключатель автоматический ВА 75-45	10	0,4кВ
QF1-QF6, QF9-QF14, QF16- QF21, QF24-QF79, QF80-QF83, QF86-QF89, QF91-QF94, QF97-QF162	Выключатель автоматический ВА 55-43	152	0,4кВ
QS1- QS8	Разъединитель РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1	8	

Поз. Обозначение	Наименование	Кол- во.	Примечание
QS9- QS12	Разъединитель РВ-10/400 У2	4	
QSG1- QSG8	Заземляющие ножи ЗОН – 110М – ТУ1	8	
QSG9- QSG26	Заземляющие ножи ЗР – 10 У3	18	
QW1 – QW43	Выключатель нагрузки ВНПР-10/400-20У2	43	
T1, T2.	Трансформатор ТРДН-25000/110/10	2	
	<u>Трансформаторы 10/0,4кВ</u>		
T14	ТМЗ-250/10 У1	1	
T9, T10, T20-T27, T45, T46	ТМЗ-400/10 У1	12	
T15, T38, T41, T42, T65-T72	ТМЗ-630/10 У1	12	
T13, T28-T31, T32-T37, T39, T40, T49-T64	ТМЗ-1000/10 У1	28	
T5 – T8	ТСЗ-1000/10 У1	4	
T11, T12, T43, T44	ТСЗ-1600/10 У1	10	
	<u>Трансформаторы 10/6 кВ</u>		
T16, T17, T47, T48	ТМ - 1600/10 У1	4	
T18, T19	ТМ - 2500/10 У1	3	
T3, T4	Трансформатор собственных нужд ТСКС-40-145-10У3	2	
ТА1 – ТА4	Трансформатор тока ТФМ-110-II-У1	4	110 кВ
ТА5 – ТА110	Трансформатор тока ТШЛ-10-УТ3	96	10 кВ
TV1 – TV3, TV6 – TV10	Трансформатор напряжения НАМИ-10-У2	8	
TV4, TV5	Трансформатор напряжения ЗНОЛ.6-10У3	2	
W1, W2	Воздушная линия АС-120/19	2	110 кВ
	<u>Кабельная линия 10 кВ</u>		
W3, W10, W15, W24	2×2×АПвП2Г–6(3×185)	4	
W4-W9, W16-W23, W25-28	2×АПвП2Г–6(3×95)	18	
W29-W31	1×АПвП2Г–6(3×95)	3	
W32-W40, W70-W81	2×АПвП2Г–6(3×50)	21	

Поз. Обозначение	Наименование	Кол- во.	Примечание
W11-W14	1×АПвП2Г-6(3×95)	4	
W48-W65	2×АПвП2Г-6(3×70)	18	
W66-W69	1×АПвП2Г-6(3×70)	4	
	<u>Кабельная линия 6 кВ</u>		
W41-W44	1×АПвП2Г-6(3×70)	4	
W82, W83	1×АПвП2Г-6(3×50)	2	
	<u>Кабельная линия 0,4 кВ</u>		
W45, W46	1×АПвВГ-0,4(4×95)	2	
W47	1×АПвВГ-0,4(4×185)	1	
W84	1×АПвВГ-0,4(4×240)	1	
W85	1×АПвВГ-0,4(4×120)	1	