

**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 (бакалавриат)

Профиль Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Электроснабжение Бухарского нефтеперерабатывающего завода</b>

УДК 621.31.031:665.6.013(575.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-5ГЗБ1	Абдусатгаров Маъмуржон Мухаммадали угли		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Каракулов А.С.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова С.Н.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Ледовская А.М.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель Отделения	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Дементьев Ю.Н.	Ph.D, 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 (бакалавриат)

Профиль Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. отделением

\_\_\_\_\_ Ю.Н. Дементьев  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5ГЗБ1	Абдусаттаров Маьмуржон Мухаммадали угли

Тема работы:

<b>Электроснабжение Бухарского нефтеперерабатывающего завода</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 856/с от 08.02.2018г

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Получены по материалам преддипломной практики</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения о предприятии</li> <li>2. Определение расчетной нагрузки цеха</li> <li>3. Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники</li> <li>4. Построение эпюры отклонения напряжения</li> <li>5. Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В</li> <li>6. Построение карты селективности действия аппаратов защиты</li> <li>7. Определение расчетной нагрузки предприятия</li> <li>8. Картограмма и определение центра электрических нагрузок</li> <li>9. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов</li> <li>10. Схема внутривозвратной сети выше 1000 В</li> </ol>

	11. Компенсация реактивной мощности 12. Схема внешнего электроснабжения 13. Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В 14. Выбор и проверка оборудования в сети выше 1000 В 15. Релейная защита 16. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 17. Социальная ответственность
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Генплан предприятия. Распределение электроэнергии 2. Картограмма нагрузок 3. Схема электрическая принципиальная 4. Схема силовой сети мастерских 5. Электроснабжение мастерских. Однолинейная схема 6. Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Попова Светлана Николаевна
Социальная ответственность	Ледовская Анна Михайловна

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

05.04.2018г.

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Каракулов А.С..	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5ГЗБ1	Абдусаттаров Маъмуржон Мухаммадали угли		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 124 с., 25 рис., 35 табл., 31 источников, 6 прил.

Ключевые слова: нефть, переработка, насосы, трубопровод, схема электроснабжения, линия, сеть, электроприемник, нагрузка, оборудование, защита, ток, напряжение.

Объектом исследования является электрическая часть Бухарского нефтеперерабатывающего завода.

Цель работы – проектирование схемы электроснабжения предприятия, выбор оборудования.

В процессе исследования проводился сбор исходных данных в ходе производственной практики на объекте исследования.

В результате была спроектирована схема электроснабжения от подстанции энергосистемы, до конечного электроприемника. Были выбраны кабели и провода, коммутационное оборудование, были сделаны необходимые проверки. Также результатом работы стал экономический расчет капитальных затрат на сооружение данной схемы, определены условия безопасного труда рабочих предприятия.

Основные характеристики: схема электроснабжения состоит из кабельных и воздушных линий электропередачи. В высоковольтной сети применяются вакуумные выключатели, в низковольтной сети автоматические выключатели. Воздушные линии располагаются на опорах, кабельные – на лотках. Схема проста в эксплуатации и надежна по степени бесперебойности питания. Схема пригодна к эксплуатации.

Значимость проектирования схемы электроснабжения очень высокая, так как от правильной ее работы зависит работа всего предприятия и населенных пунктов.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Исходные данные	9
2 Расчет электроснабжения мастерских	14
2.1 Распределение приёмников по пунктам питания	14
2.2 Определение расчетной нагрузки цеха	14
2.3 Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники	20
2.4 Построение эпюры отклонения напряжения	27
2.5 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В	31
2.6 Построение карты селективности действия аппаратов защиты	32
2.7 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ	34
3 Электроснабжение предприятия	36
3.1 Определение расчетной нагрузки предприятия	36
3.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок	39
3.3 Выбор числа и мощности кустовых трансформаторов	41
3.4 Схема внутризаводской сети выше 1000 В	45
3.5 Компенсация реактивной мощности	49
3.6 Составление схемы внешнего электроснабжения	51
3.7 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГПП	52
3.8 Выбор сечения линии, питающей ГПП	53
3.9 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение воздушных линий электропередачи	56
3.10 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования	58
3.11 Техничко-экономическое сравнение вариантов	59
3.12 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	60
4 Выбор и проверка оборудования в сети выше 1000 В	64
4.1 Выбор выключателей и разъединителей	64
4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	65
4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	68
4.4. Учет электрической энергии	69
5 Релейная защита	71
5.1 Назначение РЗиА	71
5.2 Защиты трансформатора	71
5.3 Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий	71
5.4 Газовая защита	73
5.5 Дифференциальные токовые защиты трансформаторов	73
5.6 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ГПП	74
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»	80
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	81
6.1 Общие сведения	81

6.2 Смета на проектирование	82
6.3 Смета затрат на электрооборудование	96
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»	98
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	100
7.1 Производственная безопасность	100
7.1.1 Анализ опасных и вредных факторов	100
7.1.2 Техника безопасности	101
7.1.3 Производственная санитария	102
7.2 Экологическая безопасность	108
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	109
7.4. Правовые и организационные вопросы безопасности	112
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	116
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	118
ПРИЛОЖЕНИЕ А	120
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	121
ПРИЛОЖЕНИЕ В	122
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	123

## ВВЕДЕНИЕ

Целью дипломного проекта является проектирование системы электроснабжения мастерских Бухарского НПЗ, используя при проектировании реальные данные предприятия (генплан, план цеха, сведения об электрических нагрузках), детально проработать систему электроснабжения приемников в здании рассматриваемого цеха, сделать выводы.

Товарно-сырьевой парк Бухарского НПЗ предназначен:

- для приёма, хранения и подачи на технологические установки комплекса «ПетроФак» нефти и прямогонного бензина;
- для приёма компонентов автобензинов с установок комплекса «ПетроФак» и со стороны, смешения их в потоке на узле компаундирования с получением товарных бензинов трёх марок: Нормаль-80, Регуляр-92, Премиум-95;
- для приёма автобензинов с узла компаундирования в резервуары, хранения, паспортизации и отгрузки потребителям в автоцистерны на узле налива светлых нефтепродуктов;
- для приёма дизельного топлива с С-100 в резервуары; его хранения, паспортизации и отгрузки потребителям в автоцистерны на узле налива светлых нефтепродуктов;
- для приёма остатка от переработки нефти в резервуар, хранения и откачки на переработку.

Проектная мощность по сырью 200000 *тонн/год* сырой нефти. Максимально возможный объём хранения нефтепродуктов – 27,6 *тыс. м<sup>3</sup>*.

В состав Бухарского НПЗ входит цех №1 и цех №2 (товарно-сырьевой парк, котельная, химическая лаборатория, склад, административно-бытовой комплекс, производственно-вспомогательный комплекс, автоматическая станция пенотушения, насосная противопожарного водоснабжения, станция обезжелезивания, КОС и автоматическая станция налива.)

Комплексная установка по переработке нефти включает

- Секция - 1 – секция атмосферно-вакуумной разгонки нефти с блоком ЭЛОУ;
- Секция - 2 – секция каталитического риформинга;
- Секция - 3 – секция гидроочистки прямогонного бензина;
- Секция - 4 – секция получения битума;
- Секция - 5 – секция вспомогательных систем: воздушная компрессия, установка получения азота, топливная система, факел.

В основу процесса получения прямогонного бензина, дизельного топлива, реактивного топлива, атмосферного газойля, вакуумных газойлей и гудрона в Секции - 1 заложен метод высокотемпературной ректификации нефти, предварительно обессоленной и обезвоженной в электродегидраторе.

Секция - 2 – каталитического риформинга, предназначена для получения компонентов товарных автобензинов: низкооктанового – фракция НК-850С и высокооктанового – стабильный катализат. Всё сырьё, поступающее на риформинг, подвергается предварительной гидроочистке в Секции - 3 для удаления элементоорганических и непредельных соединений.

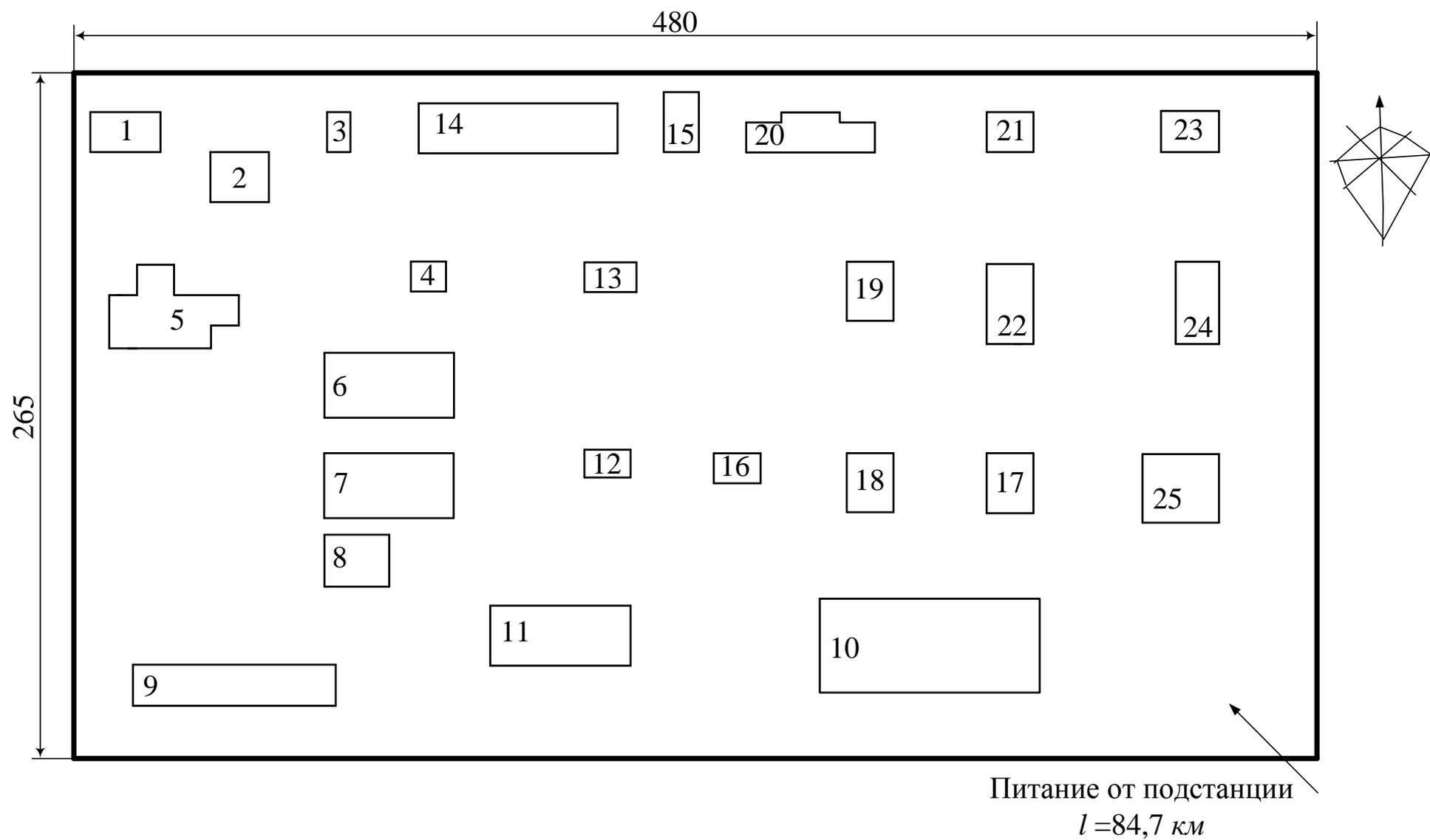
Цех №2 выполняет вспомогательную функцию. Котельная обеспечивает водой и паром всю установку. Товарно-сырьевой парк предназначен для приёма, хранения и подачи на технологические установки комплекса нефти и прямогонного бензина, а также хранения готовой продукции.

Предприятие относится к потребителям II категории электропотребления. Обуславливается непрерывностью технологического процесса, остановка, которого понесёт значительный материальный ущерб, связанный с массовым недоотпуском продукции и простоем рабочих мест.

## 1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 – Сведения об электрических нагрузках, степени надежности среде производственных помещений

<i>№ п/п</i>	<i>Наименование объекта</i>	<i>Число смен</i>	<i>Категория ЭП</i>	<i>Среда</i>	<i>Установленная мощность, кВт</i>
1	Складовское хозяйство	2	Ш	Нормальная	65
2	Очистные сооружения	2	П	Влажная	220
3	Цех оборотного водоснабжения	2	П	Влажная	425
4	Котельная	2	П	Нормальная	455
5	Секция 1	2	П	Пожароопасная	925
6	Секция 2	2	П	Пожароопасная	1264
7	Секция 3	2	П	Пожароопасная	1178
8	Секция 4	2	П	Пожароопасная	1488
9	Насосная №3	2	П	Нормальная	450
10	Мастерские	2	Ш	Нормальная	—
11	Химическая лаборатория	2	П	Нормальная	197
12	Операторная	2	П	Нормальная	50
13	МКНУ	2	П	Нормальная	480
14	Административно-бытовой корпус	2	Ш	Нормальная	375
15	Походная	2	Ш	Нормальная	32
16	АСПТ	2	П	Нормальная	551
17	Узел задвижек	2	П	Нормальная	323
18	Насосная №1	2	П	Нормальная	—
	0,38 кВ				521
	10,0 кВ СД 2 × 630 кВт				1260
19	Насосная №2	2	П	Нормальная	975
20	Бытовой комплекс	2	Ш	Нормальная	580
21	Операторная АСН	2	Ш	Нормальная	229
22	Автоматическая станция налива	2	Ш	Пожароопасная	925
23	Участок электроснабжения	2	Ш	Нормальная	550
24	Насосная пожаротушения	2	П	Нормальная	1520
25	Станция обезжелезивания	2	П	Пожароопасная	590



1.1 – Генплан предприятия

Таблица 1.2 – Сведения об электрических нагрузках мастерских

<i>№ n/n</i>	<i>Наименование</i>	<i>P<sub>уст</sub> кВт</i>	<i>K<sub>исп</sub></i>	<i>cosφ</i>	<i>tgφ</i>	<i>η</i>	<i>K<sub>пуск</sub></i>	<i>I<sub>ном</sub> А</i>	<i>I<sub>пуск</sub> А</i>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
1	Пресс	18,0	0,35	0,80	0,75	0,90	5	38,0	189,9
2	Токарный станок	17,5	0,14	0,80	0,75	0,90	5	36,9	184,6
3	Токарный станок	17,5	0,14	0,80	0,75	0,90	5	36,9	184,6
4	Сверлильный станок	6,5	0,14	0,80	0,75	0,90	5	13,7	68,6
5	Сверлильный станок	6,5	0,14	0,80	0,75	0,90	5	13,7	68,6
6	Сверлильный станок	6,5	0,14	0,80	0,75	0,90	5	13,7	68,6
7	Вентилятор	15,0	0,80	0,85	0,62	0,90	7	29,8	208,5
8	Обогревательный прибор	16,5	0,85	1,00	0,00	0,95	–	26,4	–
9	Вентилятор	15,0	0,80	0,85	0,62	0,90	7	29,8	208,5
10	Кран балка (ПВ=25%)	30,0	0,06	0,60	1,33	0,89	5	85,4	426,8
11	Точильный станок	2,2	0,14	0,80	0,75	0,90	5	4,6	23,2
12	Точильный станок	2,2	0,14	0,80	0,75	0,90	5	4,6	23,2
13	Циркуляционная пила	15,0	0,30	0,75	0,88	0,89	5	34,1	170,7
14	Пресс гидравлический	22,2	0,35	0,80	0,75	0,90	5	46,8	234,2
15	Электрованна	20,0	0,85	1,00	0,00	0,95	–	32,0	–
16	Шлифовальный станок	8,5	0,14	0,80	0,75	0,90	5	17,9	89,7
17	Шлифовальный станок	8,5	0,14	0,80	0,75	0,90	5	17,9	89,7
18	Циркуляционная пила	12,0	0,30	0,75	0,88	0,89	5	27,3	136,6
19	Пресс гидравлический	22,2	0,35	0,80	0,75	0,90	5	46,8	234,2
20	Вентилятор	15,0	0,80	0,85	0,62	0,90	7	29,8	208,5
21	Электропечь	25,0	0,80	1,00	0,00	0,95	–	40,0	–
22	Очистной барабан	8,0	0,30	0,75	0,88	0,89	5	18,2	91,0
23	Вытяжной вентилятор	15,5	0,80	0,85	0,62	0,90	7	30,8	215,5
24	Центрифуга	9,5	0,20	0,65	1,17	0,89	5	25,0	124,8
25	Центрифуга	9,5	0,20	0,65	1,17	0,89	5	25,0	124,8
26	Центрифуга	9,5	0,20	0,65	1,17	0,89	5	25,0	124,8
27	Центрифуга	9,5	0,20	0,65	1,17	0,89	5	25,0	124,8
28	Очистной барабан	8,0	0,30	0,75	0,88	0,89	5	18,2	91,0
29	Очистной барабан	8,0	0,30	0,75	0,88	0,89	5	18,2	91,0
30	Очистной барабан	8,0	0,30	0,75	0,88	0,89	5	18,2	91,0
31	Очистной барабан	8,0	0,30	0,75	0,88	0,89	5	18,2	91,0

Окончание таблицы 1.2

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
32	Сушильный шкаф	15,0	0,85	1,00	0,00	0,95	–	24,0	–
33	Сушильный шкаф	15,0	0,85	1,00	0,00	0,95	–	24,0	–
34	Сушильный шкаф	15,0	0,85	1,00	0,00	0,95	–	24,0	–
35	Сушильный шкаф	15,0	0,85	1,00	0,00	0,95	–	24,0	–
36	Вытяжной вентилятор	15,5	0,80	0,85	0,62	0,90	7	30,8	215,5
37	Вытяжной вентилятор	15,5	0,80	0,85	0,62	0,90	7	30,8	215,5
38	Вытяжной вентилятор	15,5	0,80	0,85	0,62	0,90	7	30,8	215,5
39	Вытяжной шкаф	17,0	0,80	0,85	0,62	0,90	7	33,8	236,3
40	Вытяжной шкаф	17,0	0,80	0,85	0,62	0,90	7	33,8	236,3
41	Вытяжной шкаф	17,0	0,80	0,85	0,62	0,90	7	33,8	236,3
42	Токарный станок	18,0	0,14	0,80	0,75	0,90	5	38,0	189,9
43	Токарный станок	18,0	0,14	0,80	0,75	0,90	5	38,0	189,9
44	Токарный станок	18,0	0,14	0,80	0,75	0,90	5	38,0	189,9
45	Токарный станок	18,0	0,14	0,80	0,75	0,90	5	38,0	189,9
46	Фрезеровальный станок	16,8	0,14	0,80	0,75	0,90	5	35,5	177,3
47	Фрезеровальный станок	16,8	0,14	0,80	0,75	0,90	5	35,5	177,3
48	Фрезеровальный станок	16,8	0,14	0,80	0,75	0,90	5	35,5	177,3
49	Фрезеровальный станок	16,8	0,14	0,80	0,75	0,90	5	35,5	177,3
50	Фрезеровальный станок	16,8	0,14	0,80	0,75	0,90	5	35,5	177,3
51	Точильный станок	5,0	0,14	0,80	0,75	0,90	5	10,6	52,8
52	Вытяжной вентилятор	15,5	0,80	0,85	0,62	0,90	7	30,8	215,5
53	Вытяжной вентилятор	15,5	0,80	0,85	0,62	0,90	7	30,8	215,5
54	Вытяжной вентилятор	15,5	0,80	0,85	0,62	0,90	7	30,8	215,5
55	Электропечь	18,0	0,80	1,00	0,00	0,95	–	28,8	–
56	Точильный станок	5,0	0,14	0,80	0,75	0,90	5	10,6	52,8
57	Сверлильный станок	4,5	0,14	0,80	0,75	0,90	5	9,5	47,5
58	Сверлильный станок	4,5	0,14	0,80	0,75	0,90	5	9,5	47,5
59	Сверлильный станок	4,5	0,14	0,80	0,75	0,90	5	9,5	47,5
60	Пресс гидравлический	25,0	0,35	0,80	0,75	0,90	5	52,8	263,8
61	Пресс гидравлический	25,0	0,35	0,80	0,75	0,90	5	52,8	263,8
62	Пресс гидравлический	25,0	0,35	0,80	0,75	0,90	5	52,8	263,8
63	Пресс гидравлический	25,0	0,35	0,80	0,75	0,90	5	52,8	263,8

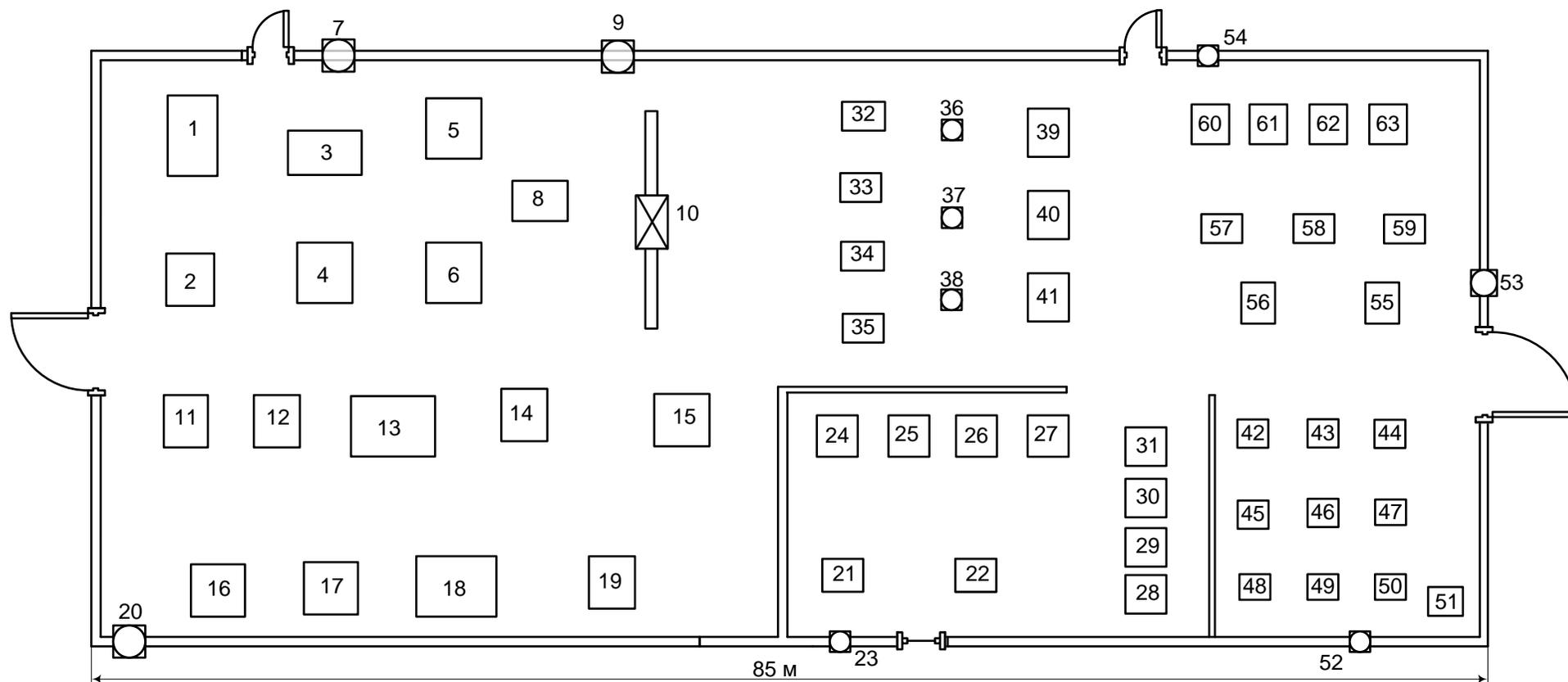


Рисунок 1.2 – Схема расположения электроприемников в здании мастерских

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МАСТЕРСКИХ

### 2.1 Распределение приёмников по пунктам питания

Распределение электроприемников по пунктам питания осуществляется путём подключения группы электроприёмников к соответствующему распределительному пункту ПР.

Распределительные пункты устанавливаются по возможности в центре электрических нагрузок, подключенных к нему, чтобы расстояния до электроприемников было минимально. Это позволит избежать большой протяженности кабельных линий, и сократить потери в них.

Питание отдельных электроприемников и распределительных пунктов осуществляем по радиальным линиям, проложенным открыто на лотках по стенам. Принятая схема обеспечивает требуемую степень надежности питания приемников и требуемую по технологическим условиям гибкость и универсальность сети в отношении присоединения новых приемников и перемещения приемников по площади цеха.

В качестве РП принимаем распределительные пункты марки ПР11-7123. Данный РП рассчитан на количество отходящих линий до двенадцати штук.

На рисунке 2.1 изображен план цеха с расположением ПР и питаемых от них электроприемников.

### 2.2 Определение расчетной нагрузки цеха

Для правильного выбора сечений линий, коммутационных и защитных аппаратов произведем расчет электрических нагрузок рассматриваемого цеха. Для этого воспользуемся методом коэффициента максимума.

Распределение электроприемников по РП и расчет электрических нагрузок по пунктам питания сведем в таблицу 2.1.

Паспортные мощности электроприемников с повторно-кратковременным режимом работы (ПКР) приводятся к ПВ = 100%, то есть к номинальной установленной мощности.

Кран балка ПВ = 25%

$$P_{\text{ном}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 30,0 \cdot \sqrt{0,25} = 15,000 \text{ кВт.}$$

Распределение электроприемников по РП и расчет электрических нагрузок по пунктам питания сведем в таблицу 2.1

Для каждой группы определяется суммарная номинальная мощность (на примере группы «А» ПР4)

$$P_{\text{ном.}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}i} = 21,4 + 27,0 + 44,4 = 92,8 \text{ кВт.}$$

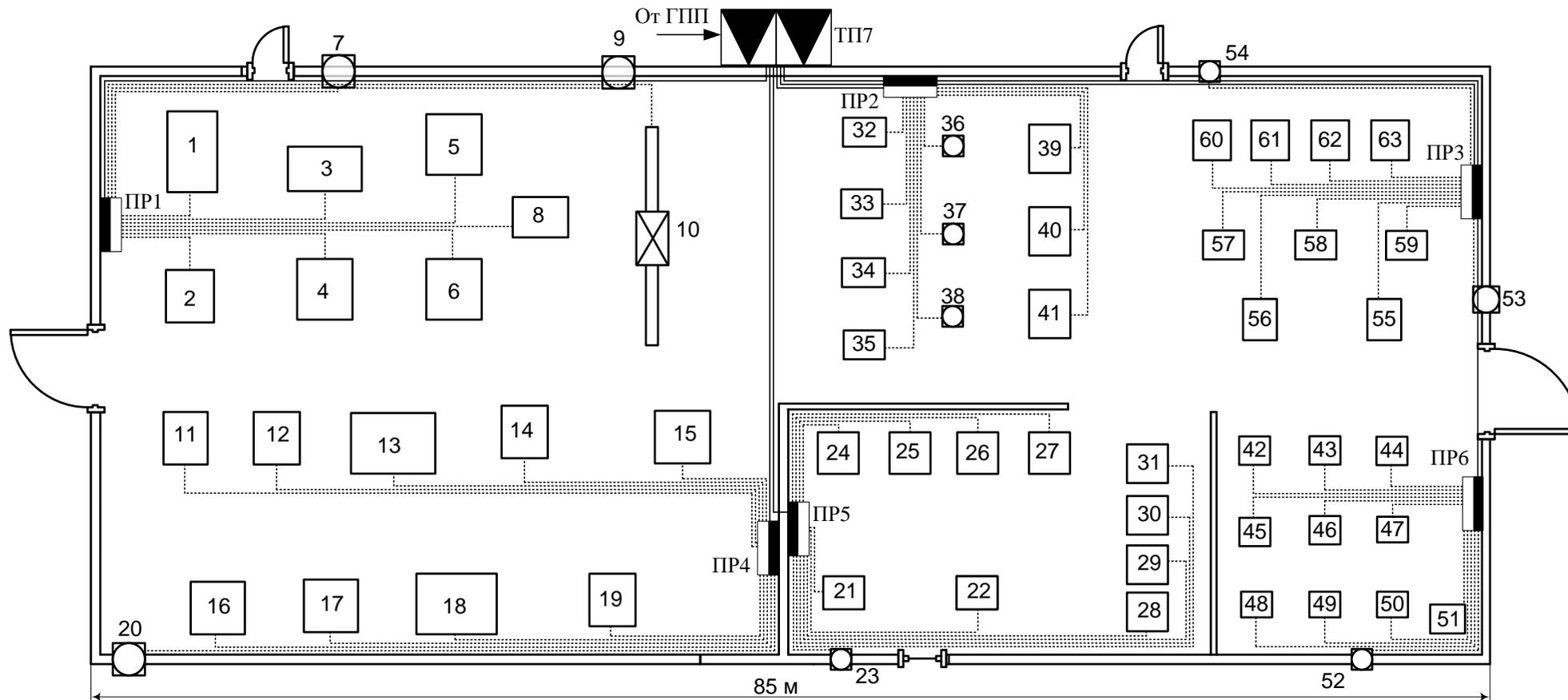


Рисунок 1.2 – Схема расположения электроприемников в здании мастерских

Таблица 2.1 – Определение расчетных нагрузок мастерских по пунктам питания

№ п/п	Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП $n$	Установленная мощность		$t = P_{\text{ном.мах}}/P_{\text{ном.мин}}$	Коэффициент использования $K_{\text{и}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	Средняя нагрузка за смену		Эффективное число электроприемников $n_{\text{э}}$	Коэффициент максимума $K_{\text{м}}$	Максимальная нагрузка			$I_{\text{м}},$ А	$I_{\text{пик}},$ А
			$P_{\text{ном}},$ кВт	$\Sigma P_{\text{ном}},$ кВт					$P_{\text{см}}=K_{\text{и}} \cdot P_{\text{ном}}$ кВт	$Q_{\text{см}}=P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi,$ кВАр			$P_{\text{м}}=K_{\text{м}} \cdot P_{\text{см}}$ кВт	$Q_{\text{м}}=(I \div I_1) \cdot Q_{\text{см}}$ кВАр <sup>22</sup>	кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Шкаф распределительный ПР-1</b>																	
<b>Электроприемники группы "А" <math>K_{\text{и}} &lt; 0,6</math></b>																	
1	Пресс	1	18,0 ÷ 18,0	18,0		0,35	0,80	0,75	6,3	4,7							
2	Станки разные	5	6,5 ÷ 17,5	54,5		0,14	0,80	0,75	7,6	5,7							
3	Кран балка (ПВ=25%)	1	15,0 ÷ 15,0	15,0		0,06	0,60	1,33	0,9	1,2							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>7</b>	<b>6,5÷ 18,0</b>	<b>87,5</b>	<b>&lt;3</b>	<b>0,17</b>	<b>0,79</b>	<b>0,79</b>	<b>14,8</b>	<b>11,6</b>	<b>7</b>	<b>2,26</b>	<b>33,4</b>	<b>12,8</b>	<b>35,8</b>		
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_{\text{и}} \geq 0,6</math></b>																	
4	Вентилятор	2	15,0 ÷ 15,0	30,0		0,80	0,85	0,62	24,0	14,9							
5	Обогревательный прибор	1	16,5 ÷ 16,5	16,5		0,85	1,00	0,00	14,0	0,0							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>3</b>	<b>15,0÷ 16,5</b>	<b>46,5</b>		<b>0,82</b>	<b>0,93</b>	<b>0,39</b>	<b>38,0</b>	<b>14,9</b>		<b>1</b>	<b>38,0</b>	<b>14,9</b>	<b>40,8</b>		
<b>Итого по ПР-1</b>		<b>10</b>	<b>6,5÷ 18,0</b>	<b>134,0</b>		<b>0,39</b>	<b>0,89</b>	<b>0,50</b>	<b>52,9</b>	<b>26,5</b>			<b>71,5</b>	<b>27,7</b>	<b>76,6</b>	<b>116,4</b>	<b>538,1</b>
<b>Шкаф распределительный ПР-2</b>																	
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_{\text{и}} \geq 0,6</math></b>																	
1	Сушильный шкаф	4	15,0 ÷ 15,0	60,0		0,85	1,00	0,00	51,0	0,0							
2	Вентиляторы, шкафы вытяжные	6	15,5 ÷ 17,0	97,5		0,80	0,85	0,62	78,0	48,3							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>10</b>	<b>15,0÷ 17,0</b>	<b>157,5</b>		<b>0,82</b>	<b>0,94</b>	<b>0,37</b>	<b>129,0</b>	<b>48,3</b>		<b>1</b>	<b>129,0</b>	<b>48,3</b>	<b>137,8</b>		
<b>Итого по ПР-2</b>		<b>10</b>	<b>15,0÷ 17,0</b>	<b>157,5</b>		<b>0,82</b>	<b>0,94</b>	<b>0,37</b>	<b>129,0</b>	<b>48,3</b>			<b>129,0</b>	<b>48,3</b>	<b>137,8</b>	<b>209,3</b>	<b>418,6</b>

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Шкаф распределительный ПР-3</b>																	
<i>Электроприемники группы "А" <math>K_u &lt; 0,6</math></i>																	
1	Станки разные	4	4,5 ÷ 5,0	18,5		0,14	0,80	0,75	2,6	1,9							
2	Пресс гидравлический	4	25,0 ÷ 25,0	100,0		0,35	0,80	0,75	35,0	26,3							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>8</b>	<b>4,5 ÷ 25,0</b>	<b>118,5</b>	<b>&gt;3</b>	<b>0,32</b>	<b>0,80</b>	<b>0,75</b>	<b>37,6</b>	<b>28,2</b>	<b>5</b>	<b>1,98</b>	<b>74,6</b>	<b>31,0</b>	<b>80,8</b>		
<i>Электроприемники группы "Б" <math>K_u \geq 0,6</math></i>																	
3	Вытяжной вентилятор	2	15,5 ÷ 15,5	31,0		0,80	0,85	0,62	24,8	15,4							
4	Электропечь	1	18,0 ÷ 18,0	18,0		0,80	1,00	0,00	14,4	0,0							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>3</b>	<b>15,5 ÷ 18,0</b>	<b>49,0</b>		<b>0,80</b>	<b>0,93</b>	<b>0,39</b>	<b>39,2</b>	<b>15,4</b>		<b>1</b>	<b>39,2</b>	<b>15,4</b>	<b>42,1</b>		
<b>Итого по ПР-3</b>		<b>11</b>	<b>4,5 ÷ 25,0</b>	<b>167,5</b>		<b>0,46</b>	<b>0,87</b>	<b>0,57</b>	<b>76,8</b>	<b>43,6</b>			<b>113,8</b>	<b>46,4</b>	<b>122,9</b>	<b>186,7</b>	<b>432,0</b>
<b>Шкаф распределительный ПР-4</b>																	
<i>Электроприемники группы "А" <math>K_u &lt; 0,6</math></i>																	
1	Станки разные	4	2,2 ÷ 8,5	21,4		0,14	0,80	0,75	3,0	2,2							
2	Циркуляционная пила	2	12,0 ÷ 15,0	27,0		0,30	0,75	0,88	8,1	7,1							
3	Пресс гидравлический	2	22,2 ÷ 22,2	44,4		0,35	0,80	0,75	15,5	11,7							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>8</b>	<b>2,2 ÷ 22,2</b>	<b>92,8</b>	<b>&gt;3</b>	<b>0,29</b>	<b>0,78</b>	<b>0,79</b>	<b>26,6</b>	<b>21,0</b>	<b>6</b>	<b>1,97</b>	<b>52,3</b>	<b>23,2</b>	<b>57,2</b>		
<i>Электроприемники группы "Б" <math>K_u \geq 0,6</math></i>																	
4	Электрованна	1	20,0 ÷ 20,0	20,0		0,85	1,00	0,00	17,0	0,0							
5	Вентилятор	1	15,0 ÷ 15,0	15,0		0,80	0,85	0,62	12,0	7,4							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>2</b>	<b>15,0 ÷ 20,0</b>	<b>35,0</b>		<b>0,83</b>	<b>0,97</b>	<b>0,26</b>	<b>29,0</b>	<b>7,4</b>		<b>1</b>	<b>29,0</b>	<b>7,4</b>	<b>29,9</b>		
<b>Итого по ПР-4</b>		<b>10</b>	<b>2,2 ÷ 22,2</b>	<b>127,8</b>		<b>0,44</b>	<b>0,89</b>	<b>0,51</b>	<b>55,6</b>	<b>28,5</b>			<b>81,3</b>	<b>30,6</b>	<b>86,9</b>	<b>132,0</b>	<b>349,9</b>
<b>Шкаф распределительный ПР-5</b>																	
<i>Электроприемники группы "А" <math>K_u &lt; 0,6</math></i>																	
1	Очистной барабан	5	8,0 ÷ 8,0	40,0		0,30	0,75	0,88	12,0	10,6							
2	Центрифуга	4	9,5 ÷ 9,5	38,0		0,20	0,65	1,17	7,6	8,9							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>9</b>	<b>8,0 ÷ 9,5</b>	<b>78,0</b>	<b>&lt;3</b>	<b>0,25</b>	<b>0,71</b>	<b>0,99</b>	<b>19,6</b>	<b>19,5</b>	<b>9</b>	<b>1,86</b>	<b>36,5</b>	<b>21,4</b>	<b>42,3</b>		
<i>Электроприемники группы "Б" <math>K_u \geq 0,6</math></i>																	
3	Электропечь	1	25,0 ÷ 25,0	25,0		0,80	1,00	0,00	20,0	0,0							
4	Вытяжной вентилятор	1	15,5 ÷ 15,5	15,5		0,80	0,85	0,62	12,4	7,7							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>2</b>	<b>15,5 ÷ 25,0</b>	<b>40,5</b>		<b>0,80</b>	<b>0,97</b>	<b>0,24</b>	<b>32,4</b>	<b>7,7</b>		<b>1</b>	<b>32,4</b>	<b>7,7</b>	<b>33,3</b>		
<b>Итого по ПР-5</b>		<b>11</b>	<b>8,0 ÷ 25,0</b>	<b>118,5</b>		<b>0,44</b>	<b>0,89</b>	<b>0,52</b>	<b>52,0</b>	<b>27,2</b>			<b>68,9</b>	<b>29,1</b>	<b>74,8</b>	<b>113,7</b>	<b>304,5</b>

окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Шкаф распределительный ПР-6</b>																	
<b>Электроприемники группы "А" <math>K_u &lt; 0,6</math></b>																	
1	Станки разные	10	5,0 ÷ 18,0	161,0		0,14	0,80	0,75	22,5	16,9							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>10</b>	<b>5,0 ÷ 18,0</b>	<b>161,0</b>	<b>&gt;3</b>	<b>0,14</b>	<b>0,80</b>	<b>0,75</b>	<b>22,5</b>	<b>16,9</b>	<b>9</b>	<b>2,24</b>	<b>50,5</b>	<b>18,6</b>	<b>53,8</b>		
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_u \geq 0,6</math></b>																	
2	Вытяжной вентилятор	1	15,5 ÷ 15,5	15,5		0,80	0,85	0,62	12,4	7,7							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>1</b>	<b>15,5 ÷ 15,5</b>	<b>15,5</b>		<b>0,80</b>	<b>0,85</b>	<b>0,62</b>	<b>12,4</b>	<b>7,7</b>		<b>1</b>	<b>12,4</b>	<b>7,7</b>	<b>14,6</b>		
<b>Итого по ПР-6</b>		<b>11</b>	<b>5,0 ÷ 18,0</b>	<b>176,5</b>		<b>0,20</b>	<b>0,82</b>	<b>0,70</b>	<b>34,9</b>	<b>24,6</b>			<b>62,9</b>	<b>26,3</b>	<b>68,1</b>	<b>103,5</b>	<b>294,4</b>
<b>Итого силовая нагрузка</b>		<b>63</b>	<b>2,2 ÷ 25,0</b>	<b>881,8</b>		<b>0,46</b>	<b>0,90</b>	<b>0,50</b>	<b>401,2</b>	<b>198,6</b>			<b>527,4</b>	<b>208,4</b>	<b>567,1</b>		
<b>Электрическое освещение</b>				<b>49,1</b>		<b><math>K_{co} = 0,95</math></b>			<b>46,6</b>				<b>46,6</b>				
<b>Итого по цеху</b>		<b>63</b>	<b>2,2 ÷ 25,0</b>	<b>930,9</b>		<b>0,48</b>	<b>0,91</b>	<b>0,44</b>	<b>447,8</b>	<b>198,6</b>			<b>574,0</b>	<b>208,4</b>	<b>610,6</b>	<b>927,8</b>	<b>1349,4</b>

Коэффициент использования  $K_u$ ,  $\cos\varphi$ ,  $\operatorname{tg}\varphi$  для каждого электроприемника или группы электроприемников определяется по справочным данным [1, стр. 19, табл. 1.7].

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену для электроприемников (на примере станков)

$$P_{\text{см}} = K_u \cdot P_{\text{ном.}\Sigma} = 0,14 \cdot 21,4 = 3,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \operatorname{tg}\varphi = 3,0 \cdot 0,75 = 2,2 \text{ кВАр},$$

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

$K_u$  – коэффициент использования активной мощности;

$\operatorname{tg}\varphi$  – принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

Для каждой группы приемников подводится итог по среднесменной активной и реактивной нагрузке для всей группы (на примере группы «А»)

$$P_{\text{см}}^{\text{«А»}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{см.}i} = 3,0 + 8,1 + 15,5 = 19,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{см}}^{\text{«А»}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{см.}i} = 2,2 + 7,1 + 11,7 = 21,0 \text{ кВАр},$$

Диапазон величины модуля силовой сборки

$$m = \frac{P_{\text{ном.}max}}{P_{\text{ном.}min}} = \frac{22,2}{2,2} = 10,1 > 3.$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования по группе

$$K_{u.cр} = \frac{P_{\text{см}}^{\text{«А»}}}{P_{\text{ном.}\Sigma}} = \frac{26,6}{92,8} = 0,29.$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности

$$\operatorname{tg}\varphi_{cр} = \frac{Q_{\text{см}}^{\text{«А»}}}{P_{\text{см}}^{\text{«А»}}} = \frac{21,0}{26,6} = 0,79.$$

Для приемников группы «А» определим эффективное число электроприемников

$$n_{\text{э}} = \frac{[P_{\text{ном.}\Sigma}]^2}{\sum P_{\text{ном}}^2} = \frac{92,8^2}{1508,9} = 5,7 \text{ шт} \quad \text{принимаем } n_{\text{э}} = 6 \text{ шт}$$

Коэффициент максимума активной мощности [2, стр. 28, табл. 2.1]

$$K_M = 1,97.$$

Коэффициент максимума реактивной мощности

$$K'_M = 1,1.$$

Расчетная активная и реактивная максимальные мощности пункта

$$P_M^{\text{«А»}} = K_M \cdot P_{\text{см}}^{\text{«А»}} = 1,97 \cdot 26,6 = 52,3 \text{ кВт},$$

$$Q_M^{\text{«А»}} = K'_M \cdot Q_{\text{см}}^{\text{«А»}} = 1,1 \cdot 21,0 = 23,2 \text{ кВАр}.$$

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

$$P_M^{\text{«Б»}} = P_{\text{см}}^{\text{«Б»}} = 29,0 \text{ кВт}, \quad Q_M^{\text{«Б»}} = Q_{\text{см}}^{\text{«Б»}} = 7,4 \text{ кВАр}.$$

Определяем активную, реактивную и полную максимальные мощности электроприемников пункта

$$P_M = P_M^{\text{«А»}} + P_M^{\text{«Б»}} = 52,3 + 29,0 = 81,3 \text{ кВт},$$

$$Q_M = Q_M^{A} + Q_M^{B} = 23,2 + 7,4 = 30,6 \text{кВАр},$$

$$S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} = \sqrt{81,3^2 + 30,6^2} = 86,9 \text{кВА}.$$

Определение расчётного тока пункта

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{86,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 132,0 \text{А},$$

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

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

$$P_{\text{ном.о}} = P_{\text{уд.о}} \cdot F_{\text{ц}} = 0,016 \cdot 3066 = 49,1 \text{кВт},$$

где  $F_{\text{ц}}$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>;

$P_{\text{уд.о}}$  – удельная плотность осветительной нагрузки [1, стр. 22, табл. 1.11], кВт/м<sup>2</sup>.

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{\text{расч.о}} = K_{\text{со}} \cdot P_{\text{ном.о}} = 0,95 \cdot 49,1 = 46,6 \text{кВт},$$

где  $K_{\text{со}}$  – коэффициент спроса для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов [1, стр. 22, табл. 1.10].

Определение расчётной нагрузки цеха с учетом освещения

$$S_M = \sqrt{(P_M + P_{\text{расч.о}})^2 + Q_M^2} = \sqrt{(527,4 + 46,6)^2 + 208,4^2} = 610,6 \text{кВА}.$$

Определение расчётного тока цеха

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{610,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 927,8 \text{А},$$

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

Определение пикового тока цеха

Номинальный ток самого мощного электроприемника (Кран-балка)

$$I_{\text{ном}}^{\text{max}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{30,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,60 \cdot 0,89} = 85,4 \text{А},$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная активная мощность электроприемника, кВт;

$\eta$  – КПД электроприемника.

Пусковой ток самого мощного электроприемника

$$I_{\text{пуск}}^{\text{max}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}} = 5 \cdot 85,4 = 426,8 \text{А},$$

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

Пиковый ток цеха

$$I_{\text{пик.ц}} = I_{\text{пуск}}^{\text{max}} + (I_M - K_{\text{и.мах}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{max}}) = 426,8 + (927,8 - 0,06 \cdot 85,4) = 1349,4 \text{А},$$

где  $K_{\text{и.мах}}$  – коэффициент использования самого мощного электроприемника.

### 2.3 Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники

В качестве аппаратов защиты принимаем автоматические выключатели серии ВА с электромагнитным расцепителем для защиты линии от токов КЗ и тепловым для защиты от перегрузки.

Выбор сечений питающей линий производится по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева. Линии, питающие распределительные

пункты, проверяются по допустимой потере напряжения. Сечения кабелей согласовываются с действием аппаратов защиты.

Для питания распределительных пунктов и отдельных электроприемников принимаем кабель марки АВВГ с прокладкой на лотках по стенам. Питание осуществляем по радиальным линиям.

Примеры выбора аппаратуры и кабелей.

а) Выбор отходящего выключателя ТП

Расчетная мощность нагрузки подстанции

$$S_{м.ПС} = 1973,2 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток нагрузки подстанции

$$I_{р.ПС} = \frac{S_{м.ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1791,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2722,0 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформаторов подстанции

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 3798,4 \text{ А.}$$

Ток послеаварийного режима трансформаторов подстанции

$$I_{п/ав.тр} = 1,4 \cdot I_{ном.тр} = 1,4 \cdot 3798,4 = 5317,7 \text{ А,}$$

Пиковый ток подстанции

$$I_{пик.ПС} = I_{пик}^{max.ПР} + I_{ном.тр} - I_{м}^{ПР} = 538,1 + 3798,4 - 116,4 = 4220,0 \text{ А.}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА74 – 48 с параметрами

$$I_{ном.ав} = 5000 \text{ А, } I_{тепл} = 5000 \text{ А [3, стр. 87, табл. П.2.3].}$$

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{тепл} = 5000 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{ном.тр} = 1,1 \cdot 3798,4 = 4178,2 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по нагреву послеаварийным током

$$I_{пер} = 2 \cdot I_{тепл} = 2 \cdot 5000 = 10000,0 \text{ А} > I_{п/ав.тр} = 5317,7 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{пик.ПС} = 1,25 \cdot 4220,0 = 5275,0 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{пик.ПС}}{I_{тепл}} = \frac{5275,0}{5000} = 1,1, \text{ принимаем } K = 2,0.$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{э.о} = K \cdot I_{тепл} = 2,0 \cdot 5000 = 10000,0 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{пик.ПС} = 5275,0 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

б) Участок ТП – ПР1

Расчетный и пиковый ток нагрузки ПР1

$$I_{р} = 116,4 \text{ А, } I_{пик} = 538,1 \text{ А.}$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА57 – 35 с параметрами

$$I_{ном.ав} = 250 \text{ А, } I_{тепл} = 160 \text{ А [3, стр. 87, табл. П.2.3].}$$

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{тепл} = 160 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{р} = 1,1 \cdot 116,4 = 228,1 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{пик} = 1,25 \cdot 538,1 = 672,6 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{672,6}{160} = 4,2, \text{ принимаем } K = 5,0.$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о.}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 5,0 \cdot 160 = 800,0\text{А} > 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 672,6\text{А}.$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(4 × 95)  $I_{\text{доп}} = 170\text{А}$  [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 170\text{А} > I_{\text{р}} = 128,1\text{А}.$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 170\text{А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 160}{1} = 160,0\text{А},$$

где  $I_3$  – ток уставки срабатывания защитного аппарата, А;

$k_{\text{прокл}}$  – поправочный коэффициент на условие прокладки (для нормальных условий принимается равным 1);

$k_3$  – кратность защиты (отношение длительно допустимого тока для кабеля к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата при перегрузке или КЗ).

– проверка по допустимой потере напряжения

$$\Delta U_{\text{р\%}} = \Delta U_0 \cdot I_{\text{р}} \cdot l = 0,151 \cdot 116,4 \cdot 0,048 = 0,88\% < 5\%,$$

где  $l$  – длина рассматриваемой линии, км.

5% – допустимое значение потерь напряжения.

$\Delta U_0$  – потеря напряжения в трехфазных сетях 380 В [3, стр. 91, табл. П.2.11], % / (А·км);

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

в) Участок ПР1 – Кран-балка

Номинальный и пусковой ток нагрузки

$$I_{\text{ном}} = 85,4\text{А}, \quad I_{\text{пуск}} = 426,8\text{А}.$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА57 – 35 с параметрами

$$I_{\text{ном.ав}} = 250\text{А}, \quad I_{\text{тепл}} = 100\text{А} \quad [3, \text{стр. 87, табл. П.2.3}].$$

– проверка намеченного автомата по нагреву номинальным током

$$I_{\text{тепл}} = 100\text{А} > 1,1 \cdot I_{\text{р}} = 1,1 \cdot 85,4 = 93,9\text{А}.$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пусковым током

$$1,5 \cdot I_{\text{пуск}} = 1,5 \cdot 426,8 = 640,2\text{А}.$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,5 \cdot I_{\text{пуск}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{640,2}{100} = 6,4, \text{ принимаем } K = 8,0.$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о.}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 8,0 \cdot 100 = 800,0\text{А} > 1,5 \cdot I_{\text{пуск}} = 640,2\text{А}.$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(4 × 50)  $I_{\text{доп}} = 110\text{А}$  [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 110\text{А} > I_{\text{ном}} = 93,9\text{А}.$$

–согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 110\text{А} > \frac{K_z \cdot I_z}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 100}{1} = 100,0\text{А}.$$

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

г) Участок ПР1 – Обогревательный прибор

Номинальный и пусковой ток нагрузки

$$I_{\text{ном}} = 26,4\text{А}.$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА57 – 35 с параметрами

$$I_{\text{ном.ав}} = 250\text{А}, \quad I_{\text{тепл}} = 31,5\text{А} \quad [3, \text{стр. 87, табл. П.2.3}].$$

–проверка намеченного автомата по нагреву номинальным током

$$I_{\text{тепл}} = 31,5\text{А} > 1,1 \cdot I_p = 1,1 \cdot 26,4 = 29,0\text{А}.$$

Так как у данного электроприемника нет пускового тока, то проверку по условию перегрузки пусковым током делать не надо. Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(4 × 10)  $I_{\text{доп}} = 42\text{А}$  [1, стр. 66-68, табл . 3.6-3.9].

–проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 42\text{А} > I_p = 29,0\text{А}.$$

–согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 42\text{А} > \frac{K_z \cdot I_z}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 31,5}{1} = 31,5,0\text{А},$$

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

Выбор аппаратов защиты и кабельных линий приведен в таблице 2.2 и таблице 2.3.

Таблица 2.2 – Выбор марки и сечений проводников питающей сети, аппаратов защиты

№ п/п	Участок				Автомат			Способ прокладки	Кабель				L	cosφ	ΔU <sub>0</sub>	ΔU <sub>р</sub>
		$\frac{I_p}{I_{пик}}$	1,1·I <sub>р</sub>	1,25·I <sub>пик</sub>	K	$\frac{I_{тепл}}{I_{э.о}}$	Tun		$K_{пр}$	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{пр}}$	I <sub>доп</sub>	Марка				
		A	A	A	–	A			–	A	A					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Отходящий выключатель ТП	$\frac{3798,4}{4220,0}$	4178,2	5275,0	2,0	$\frac{5000}{10000}$	BA74 – 48	На лотках	–	–	–	–	–	–	–	–
2	ТП - ПР1	$\frac{116,4}{538,1}$	128,1	672,6	5,0	$\frac{160}{800}$	BA57 – 35		1	160	170	ABBГ-1(4 × 95)	0,048	0,89	0,151	0,85
3	ТП - ПР2	$\frac{209,3}{418,6}$	230,2	523,3	2,5	$\frac{250}{625}$	BA57 – 35		1	250	270	ABBГ-1(4 × 185)	0,008	0,94	0,081	0,13
4	ТП - ПР3	$\frac{186,7}{432,0}$	205,4	540,0	4,0	$\frac{250}{1000}$	BA57 – 35		1	250	270	ABBГ-1(4 × 185)	0,048	0,87	0,085	0,76
5	ТП - ПР4	$\frac{132,0}{349,9}$	145,2	437,3	4,0	$\frac{160}{640}$	BA57 – 35		1	160	170	ABBГ-1(4 × 95)	0,027	0,89	0,151	0,55
6	ТП - ПР5	$\frac{113,7}{304,5}$	125,0	380,7	4,0	$\frac{160}{640}$	BA57 – 35		1	160	170	ABBГ-1(4 × 95)	0,028	0,89	0,151	0,48
7	ТП - ПР6	$\frac{103,5}{294,4}$	113,9	368,0	4,0	$\frac{125}{500}$	BA57 – 35		1	125	140	ABBГ-1(4 × 70)	0,067	0,82	0,185	1,28

Таблица 2.3 – Выбор распределительных пунктов, автоматов и кабелей

№ n/n	Приемник	P <sub>ном</sub> кВт	I <sub>ном</sub> А	I <sub>пуск</sub> А	1,1·I <sub>ном</sub> А	1,5·I <sub>пуск</sub> А	K	Автомат			K <sub>пр</sub> –	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{пр}}$ А	Кабель		ПР
								I <sub>тепл</sub> А	I <sub>о.э.</sub> А	Тун			I <sub>доп</sub> А	Марка	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>ПР – 1</b>															
1	Пресс	18,0	38,0	189,9	41,8	284,9	6,0	50,0	300,0	ВА13 – 29	1,0	50,0	60	АВВГ - 4 × 16	ПР11-7123 I <sub>ном</sub> = 250А
2	Токарный станок	17,5	36,9	184,6	40,6	277,0	6,0	50,0	300,0	ВА13 – 29	1,0	50,0	60	АВВГ - 4 × 16	
3	Сверлильный станок	6,5	13,7	68,6	15,1	102,9	12,0	16,0	192,0	ВА13 – 29	1,0	16,0	19	АВВГ - 4 × 2,5	
4	Вентилятор	15,0	29,8	208,5	32,8	312,8	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	40,0	42	АВВГ - 4 × 10	
5	Обогревательный прибор	16,5	26,4	–	29,0	–	–	31,5	–	ВА13 – 29	1,0	31,5	32	АВВГ - 4 × 6	
6	Кран балка (ПВ=25%)	30,0	85,4	426,8	93,9	640,2	8,0	100,0	800,0	ВА57 – 35	1,0	100,0	110	АВВГ - 4 × 50	
<b>ПР – 2</b>															
1	Сушильный шкаф	15,0	24,0	–	26,4	–	–	31,5	–	ВА13 – 29	1,0	31,5	32	АВВГ - 4 × 6	ПР11-7123 I <sub>ном</sub> = 250А
2	Вытяжной вентилятор	15,5	30,8	215,5	33,9	323,2	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	40,0	42	АВВГ - 4 × 10	
3	Вытяжной шкаф	17,0	33,8	236,3	37,1	354,5	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	40,0	42	АВВГ - 4 × 10	
<b>ПР – 3</b>															
1	Вытяжной вентилятор	15,5	30,8	215,5	33,9	323,2	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	40,0	42	АВВГ - 4 × 10	ПР11-7123 I <sub>ном</sub> = 250А
2	Электропечь	18,0	28,8	–	31,7	–	–	40,0	–	ВА13 – 29	1,0	40,0	42	АВВГ - 4 × 10	
3	Точильный станок	5,0	10,6	52,8	11,6	79,1	6,0	16,0	96,0	ВА13 – 29	1,0	16,0	19	АВВГ - 4 × 2,5	
4	Сверлильный станок	4,5	9,5	47,5	10,4	71,2	6,0	16,0	96,0	ВА13 – 29	1,0	16,0	19	АВВГ - 4 × 2,5	
5	Пресс гидравлический	25,0	52,8	263,8	58,0	395,7	12,0	63,0	756,0	ВА13 – 29	1,0	63,0	75	АВВГ - 4 × 25	

Окончание таблицы 2.3

1	2	3	4	5	7	8	6	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>ПР – 4</b>															
1	Точильный станок	2,2	4,6	23,2	5,1	34,8	6,0	6,3	37,8	ВА13 – 29	1,0	6,3	19	АВВГ - 4 × 2,5	ПР11-7123 $I_{ном} = 250A$
2	Циркуляционная пила	15,0	34,1	170,7	37,6	256,1	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	40,0	42	АВВГ - 4 × 10	
3	Пресс гидравлический	22,2	46,8	234,2	51,5	351,3	6,0	63,0	378,0	ВА13 – 29	1,0	63,0	75	АВВГ - 4 × 25	
4	Электрованна	20,0	32,0	–	35,2	–	–	40,0	–	ВА13 – 29	1,0	40,0	42	АВВГ - 4 × 10	
5	Шлифовальный станок	8,5	17,9	89,7	19,7	134,5	12,0	20,0	240,0	ВА13 – 29	1,0	20,0	27	АВВГ - 4 × 4	
6	Циркуляционная пила	12,0	27,3	136,6	30,0	204,9	12,0	31,5	378,0	ВА13 – 29	1,0	31,5	32	АВВГ - 4 × 6	
7	Вентилятор	15,0	29,8	208,5	32,8	312,8	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	40,0	42	АВВГ - 4 × 10	
<b>ПР – 5</b>															
1	Электродпечь	25,0	40,0	–	44,0	–	–	50,0	–	ВА13 – 29	1,0	50,0	60	АВВГ - 4 × 16	ПР11-7123 $I_{ном} = 250A$
2	Очистной барабан	8,0	18,2	91,0	20,0	136,6	12,0	20,0	240,0	ВА13 – 29	1,0	20,0	27	АВВГ - 4 × 4	
3	Вытяжной вентилятор	15,5	30,8	215,5	33,9	323,2	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	40,0	42	АВВГ - 4 × 10	
4	Центрифуга	9,5	25,0	124,8	27,4	187,1	6,0	31,5	189,0	ВА13 – 29	1,0	31,5	32	АВВГ - 4 × 6	
5	Очистной барабан	8,0	18,2	91,0	20,0	136,6	12,0	20,0	240,0	ВА13 – 29	1,0	20,0	27	АВВГ - 4 × 4	
<b>ПР – 6</b>															
1	Токарный станок	18,0	38,0	189,9	41,8	284,9	6,0	50,0	300,0	ВА13 – 29	1,0	50,0	60	АВВГ - 4 × 16	ПР11-7123 $I_{ном} = 250A$
2	Фрезеровальный станок	16,8	35,5	177,3	39,0	265,9	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	40,0	42	АВВГ - 4 × 10	
3	Точильный станок	5,0	10,6	52,8	11,6	79,1	6,0	16,0	96,0	ВА13 – 29	1,0	16,0	19	АВВГ - 4 × 2,5	
4	Вытяжной вентилятор	15,5	30,8	215,5	33,9	323,2	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	40,0	42	АВВГ - 4 × 10	

## 2.4 Построение эпюры отклонения напряжения

В соответствии с этим ГОСТ для силовых сетей промышленных предприятий отклонение напряжений не должен превышать  $\pm 5\%$  от номинального значения. На шинах 6-10 кВ подстанции, к которой присоединены распределительные сети, напряжение должно поддерживаться не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей.

Рассмотрим цепочку ГПП – ТП7 – ПР6 – ЭП №45.

Расчетные данные приемника №45

$$P_{\text{НОМ}} = 18,0 \text{ кВт}; \quad Q_{\text{НОМ}} = 13,5 \text{ кВАр}; \quad S_{\text{НОМ}} = 22,5 \text{ кВА}.$$

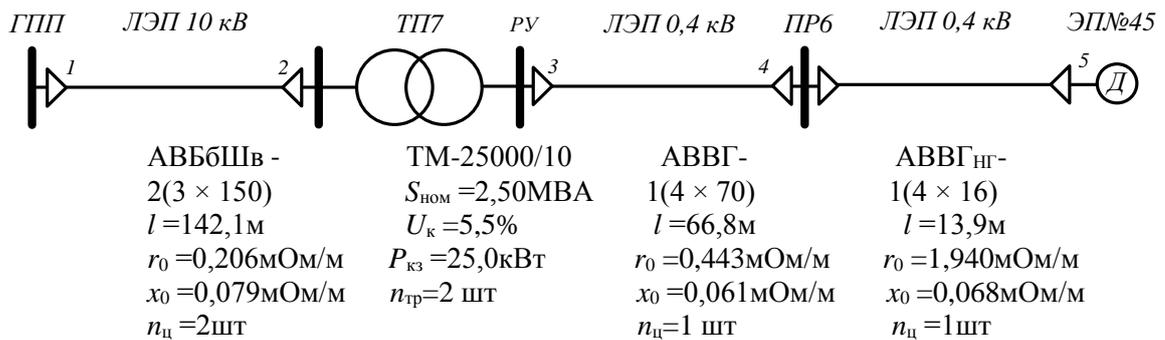


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

### Расчет максимального режима нагрузки

#### Участок 1-2

Активное и реактивное сопротивление участка 1-2

$$R_{12} = \frac{r_{12} \cdot l_{12}}{n_{ц}} = \frac{0,206 \cdot 142,1}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0150 \text{ м},$$

$$X_{12} = \frac{x_{12} \cdot l_{12}}{n_{ц}} = \frac{0,079 \cdot 142,1}{2} \cdot 10^{-3} = 0,0060 \text{ м}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 1-2

$$P_{12} = \sum P_{ц,ТП} = 1378,4 \text{ кВт}, \quad Q_{12} = \sum Q_{ц,ТП} = 1304,0 \text{ кВАр}.$$

$$S_{12} = \sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2} = \sqrt{1378,4^2 + 1304,0^2} = 1897,5 \text{ кВА}.$$

Потеря напряжения на участке 1-2

$$\Delta U_{12, \%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{1378,4 \cdot 0,015 + 1304,0 \cdot 0,006}{10 \cdot 10,5^2} = 0,025\%$$

Потеря напряжения на участке 1-2 в именованных единицах

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12, \%} \cdot \frac{U_1}{100\%} = 0,025 \cdot \frac{10500}{100} = 2,6 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 1-2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10500 - 2,6 = 10497,4 \text{ В}.$$

#### Участок 2-3

Активная и реактивная составляющая значения напряжения короткого замыкания трансформатора

$$U_a = \frac{\Delta P_{кз} \cdot 100\%}{S_{\text{НОМ.тр}}} = \frac{25,0 \cdot 100}{2500} = 1,000,$$

$$U_p = \sqrt{U_K^2 + U_a^2} = \sqrt{5,5^2 + 1,000^2} = 5,408.$$

Коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta = \frac{P_{12}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{НОМ.тр}}} = \frac{1897,5}{2 \cdot 2500} = 0,379.$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 2 \cdot (4,60 + 0,38^2 \cdot 25,0) = 16,4 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 2 \cdot (25,0 + 0,38^2 \cdot 137,5) = 89,6 \text{ кВАр}.$$

Активная, реактивная и полная мощности, протекающие по участку 2-3

$$P_{23} = P_{12} - \Delta P_{\text{тр}} = 1378,4 - 16,4 = 1362,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{23} = Q_{12} - \Delta Q_{\text{тр}} = 1304,0 - 89,6 = 1214,4 \text{ кВАр}.$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2} = \sqrt{1362,0^2 + 1214,4^2} = 1824,8 \text{ кВА}.$$

Коэффициент мощности на участке 2-3

$$\cos \varphi = \frac{P_{23}}{S_{23}} = \frac{1362,0}{1824,8} = 0,746, \quad \sin \varphi = \frac{Q_{23}}{S_{23}} = \frac{1214,4}{1824,8} = 0,666,$$

Потеря напряжения на участке 2-3

$$\begin{aligned} \Delta U_{23,\%} &= \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi - U_p \cdot \cos \varphi) \\ &= 0,379 \cdot (1,000 \cdot 0,746 + 5,408 \cdot 0,666) + \frac{0,379^2}{200} \\ &\quad \cdot (1,000 \cdot 0,666 - 5,408 \cdot 0,746) = 1,647\%. \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке 2-3 в именованных единицах

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{23,\%} \cdot \frac{U_2}{100\%} = 1,647 \cdot \frac{10497,4}{100} = 172,9 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 10497,4 - 172,9 = 10324,5 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3 с учетом коэффициента трансформации

$$U_3^{\text{нн}} = U_3 = 400 \cdot \frac{10324,5}{10500} = 393,3 \text{ В}.$$

#### Участок 3-4

Активное и реактивное сопротивление участка 3-4

$$R_{34} = \frac{r_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,443 \cdot 66,8}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0296 \text{ Ом},$$

$$X_{34} = \frac{x_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,061 \cdot 66,8}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0041 \text{ Ом}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 3-4

$$P_{34} = P_{\text{ПР}} = 62,9 \text{ кВт}, \quad Q_{34} = Q_{\text{ПР}} = 26,3 \text{ кВАр}.$$

Потеря напряжения на участке 3-4

$$\Delta U_{34,\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{62,9 \cdot 0,0296 + 26,3 \cdot 0,0041}{10 \cdot 0,393^2} = 1,272\%$$

Потеря напряжения на участке 3-4 в именованных единицах

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34,\%} \cdot \frac{U_3}{100\%} = 0,248 \cdot \frac{393,3}{100} = 5,0 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 3-4  
 $U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 393,3 - 5,0 = 388,3\text{В.}$

#### Участок 4-5

Активное и реактивное сопротивление участка 4-5

$$R_{45} = \frac{r_{45} \cdot l_{45}}{n_{ц}} = \frac{1,940 \cdot 13,9}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0270\text{Ом,}$$

$$X_{45} = \frac{x_{45} \cdot l_{45}}{n_{ц}} = \frac{0,068 \cdot 13,9}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0010\text{Ом.}$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 4-5

$$P_{45} = P_{\text{НОМ}} = 18,0\text{кВт,} \quad Q_{45} = Q_{\text{НОМ}} = 13,5\text{кВАр.}$$

Потеря напряжения на участке 4-5

$$\Delta U_{45,\%} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{18,0 \cdot 0,0027 + 13,5 \cdot 0,001}{10 \cdot 0,388^2} = 0,330\%.$$

Потеря напряжения на участке 4-5 в именованных единицах

$$\Delta U_{45} = \Delta U_{45,\%} \cdot \frac{U_4}{100\%} = 0,330 \cdot \frac{388,3}{100} = 1,3\text{В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 4-5

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 388,3 - 1,3 = 387,0\text{В.}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 2.4. Эпюры отклонений напряжения приведены на рисунке 2.3.

Таблица 2.4 Расчётные данные для построения эпюры отклонений напряжения

<b>Максимальный режим нагрузки</b>				
<b>Участок</b>	<b>1-2</b>	<b>2-3</b>	<b>3-4</b>	<b>4-5</b>
$P_i, \text{кВт}$	1378,4	1362,0	62,9	18,0
$Q_i, \text{кВАр}$	1304,0	1214,4	26,3	13,5
$S_i, \text{кВА}$	1897,5	1824,8	68,1	22,5
$R_i, \text{Ом}$	0,015	—	0,030	0,027
$X_i, \text{Ом}$	0,006	—	0,004	0,001
$\cos\varphi$	—	0,746	—	—
$\sin\varphi$	—	0,666	—	—
$\beta_m$	—	0,379	—	—
$U_a, \%$	—	1,000	—	—
$U_p, \%$	—	5,408	—	—
$\Delta U_i, \%$	0,025	1,647	1,272	0,330
$\Delta U_i, \text{В}$	2,6	172,9	5,0	1,3
<b>Минимальный режим нагрузки</b>				
<b>Участок</b>	<b>1-2</b>	<b>2-3</b>	<b>3-4</b>	<b>4-5</b>
$P_i, \text{кВт}$	1075,2	1062,0	49,0	18,0
$Q_i, \text{кВАр}$	912,8	840,9	18,4	13,5
$S_i, \text{кВА}$	1410,4	1354,6	52,4	22,5
$R_i, \text{Ом}$	0,015	—	0,0296	0,027
$X_i, \text{Ом}$	0,006	—	0,0041	0,001
$\cos\varphi$	—	0,784	—	—

Окончание таблицы 2.4.

$\sin\varphi$	—	0,621	—	—
$\beta_m$	—	0,282	—	—
$U_a, \%$	—	1,000	—	—
$U_p, \%$	—	5,408	—	—
$\Delta U_i, \%$	0,019	1,167	0,977	0,325
$\Delta U_i, B$	2,0	122,5	3,9	1,3
<b>Послеаварийный режим нагрузки</b>				
<b>Участок</b>	<b>1–2</b>	<b>2–3</b>	<b>3–4</b>	<b>4–5</b>
$P_i, кВт$	1378,4	1359,4	62,9	18,0
$Q_i, кВАр$	1304,0	1199,8	26,3	13,5
$S_i, кВА$	1897,5	1813,2	68,1	22,5
$R_i, Ом$	0,029	—	0,030	0,027
$X_i, Ом$	0,011	—	0,004	0,001
$\cos\varphi$	—	0,750	—	—
$\sin\varphi$	—	0,662	—	—
$\beta_m$	—	0,759	—	—
$U_a, \%$	—	1,000	—	—
$U_p, \%$	—	5,408	—	—
$\Delta U_i, \%$	0,050	3,276	1,316	0,342
$\Delta U_i, B$	5,2	343,8	5,1	1,3

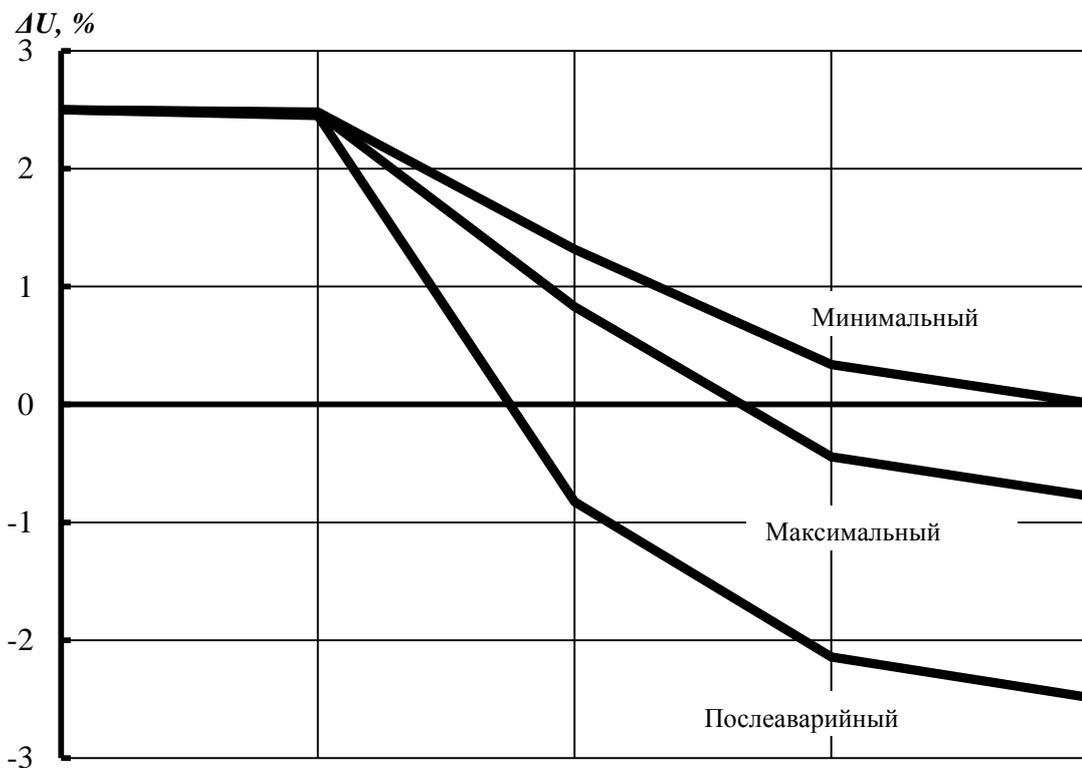
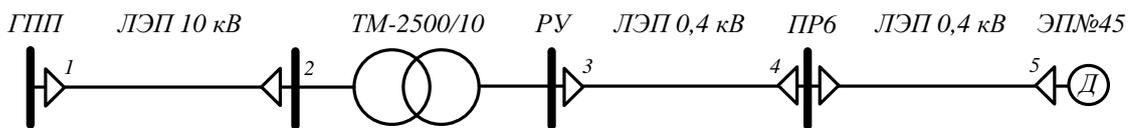


Рисунок 2.3 – Эпюры отклонений напряжения

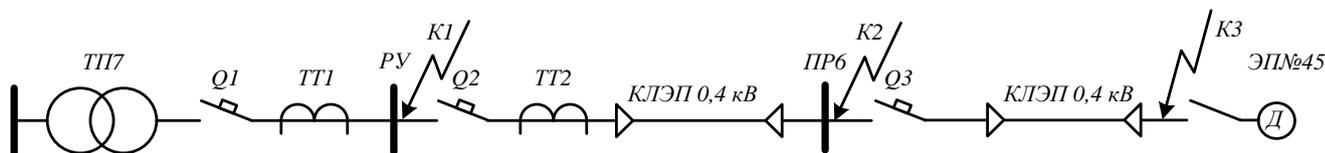
Из эпюр отклонений напряжения видно, что потеря напряжения в линиях соответствует норме и принятые сечения пригодны для эксплуатации.

## 2.5 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В

Расчет в сравнении с расчетом токов КЗ в сетях напряжением выше 1000 В обладает следующими особенностями:

- напряжение на шинах ЦТП считается неизменным при КЗ в сети до 1000 В;
- при расчете токов КЗ учитываем активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети;
- расчет ведем в именованных единицах;
- напряжение принимаем на 5% выше номинального напряжения сети.

Расчет токов КЗ ведем для участка ТП7 – ПР6 – ЭП №45.



ТМ-2500/10	ВА74-48	ВА57-35	АВВГ-	ВА13-29	АВВГ-
$S_{\text{ном}} = 2,50 \text{ МВА}$	<u>5000</u>	<u>125</u>	1(4×70)	<u>50</u>	1(4×16)
$U_a = 1,0\%$	10000,0	500,0	$l = 66,8 \text{ м}$	300,0	$l = 13,9 \text{ м}$
$U_p = 5,4\%$			$r_0 = 0,443 \text{ мОм/м}$		$r_0 = 1,940 \text{ мОм/м}$
$P_{\text{кз}} = 25,0 \text{ кВт}$	ТШМС-0,66	ТК-40	$x_0 = 0,061 \text{ мОм/м}$		$x_0 = 0,068 \text{ мОм/м}$
$I_{\text{ном.тр}} = 3,80 \text{ кА}$	5000/5	150/5	$n_{\text{ц}} = 1 \text{ шт}$		$n_{\text{ц}} = 1 \text{ шт}$

Рисунок 5.2 – Расчетная схема

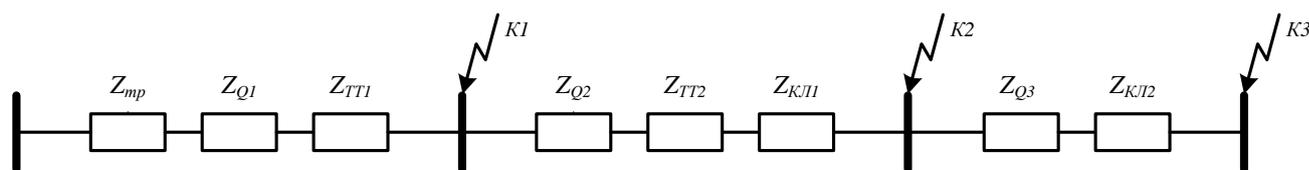


Рисунок 5.3 – Схема замещения

Сопротивления элементов.

Трансформаторы

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

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

Сопротивление катушек максимального тока автоматов при номинальных токах больше 1000 А не учитываются, по этому, сопротивление автомата Q1 не учитываем.

Автоматы Q2, Q3

$$R_{Q2} = 0,74 \text{ мОм}, \quad X_{Q2} = 0,55 \text{ мОм},$$

$$R_{Q3} = 5,50 \text{ мОм}, \quad X_{Q3} = 2,70 \text{ мОм},$$

Сопротивления первичной обмотки трансформаторов тока с коэффициентом трансформации >1000/5 не учитывается, по этому, сопротивление трансформатора тока ТТ1 не учитываем.

Трансформатор тока ТТ2

$$R_{\text{ТТ2}} = 0,20 \text{ мОм}, \quad X_{\text{ТТ2}} = 0,30 \text{ мОм}.$$

Сопротивления первичной обмотки трансформаторов тока с коэффициентом трансформации  $>1000/5$  не учитывается, по этому, сопротивление трансформатора тока ТТ1 не учитываем.

Трансформатор тока ТТ2

$$R_{\text{ТТ2}} = ,75\text{мОм}, \quad X_{\text{ТТ2}} = 1,20\text{мОм}.$$

Кабельная линия КЛ1

$$R_{\text{кл1}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,443 \cdot 66,8}{1} = 29,6\text{мОм},$$

$$X_{\text{кл1}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,061 \cdot 66,8}{1} = 4,1\text{мОм}.$$

Кабельная линия КЛ2

$$R_{\text{кл2}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{1,940 \cdot 13,9}{1} = 27,0\text{мОм},$$

$$X_{\text{кл2}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,068 \cdot 13,9}{1} = 0,9\text{мОм}.$$

**Расчет тока короткого замыкания для точки К1.**

Полное сопротивление до точки К1

$$Z_{\text{К1}} = Z_{\text{тр}} = \sqrt{R_{\text{тр}}^2 + X_{\text{тр}}^2} = \sqrt{0,6^2 + 3,5^2} = 3,5\text{мОм}.$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{\text{К1}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{К1}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 3,5} = 65,6\text{кА}.$$

Постоянная времени

$$T_{a1} = \frac{X_{\text{рез1}}}{\omega \cdot R_{\text{рез1}}} = \frac{3,5}{314 \cdot 0,6} = 0,0172\text{с}.$$

Ударный коэффициент

$$k_{\text{уд1}} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01/0,0172} = 1,560.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1

$$i_{\text{уд,К1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}} \cdot I_{\text{К1}} = \sqrt{2} \cdot 1,560 \cdot 65,6 = 144,7\text{кА}.$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Расчёт токов короткого замыкания для рассматриваемого участка

Точка КЗ	$Z_{\Sigma}$ мОм	$k_{\text{уд}}$ –	$T_a$ , сек	$I_{\text{кз}}$ кА	$i_{\text{уд}}$ кА
К1	3,5	1,560	0,0172	65,6	1,6
К2	33,1	1,000	0,0009	7,0	9,9
К3	65,5	1,000	0,0006	3,5	5,0

## 2.6 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

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

- номинальный и пусковой токи электроприёмника;
- расчётный и пиковый ток силового распределительного шкафа;
- расчётный и пиковый ток вводного распределительного устройства (при его наличии);
- расчётный и пиковый ток подстанции;
- характеристики защитных аппаратов;
- значения токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.

Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности, а так же сама карта селективности приведены в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности

Узел нагрузки	ТП7	ПР6	Станок №45
Расчетный ток $I_{\text{р}}$ , А	3798,4	103,5	–
Пиковый ток $I_{\text{пик}}$ , А	4220,0	294,4	–
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ , А	–	–	38,0
Пусковой ток $I_{\text{пуск}}$ , А	–	–	189,9
Ток КЗ $I_{\text{кз}}$ , А	65608,0	6986,0	3526,9
<b>Тип аппарата</b>	<b>ВА74 – 48</b>	<b>ВА57 – 35</b>	<b>ВА13 – 29</b>
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{\text{ном,расц}}$ , А	5000	125	50,0
– при КЗ $I_{\text{кз}}$ , А	10000,0	500,0	300,0
Условия срабатывания по времени, с	0,2	0,1	0,02

Карта селективности представлена на рисунке 2.6.

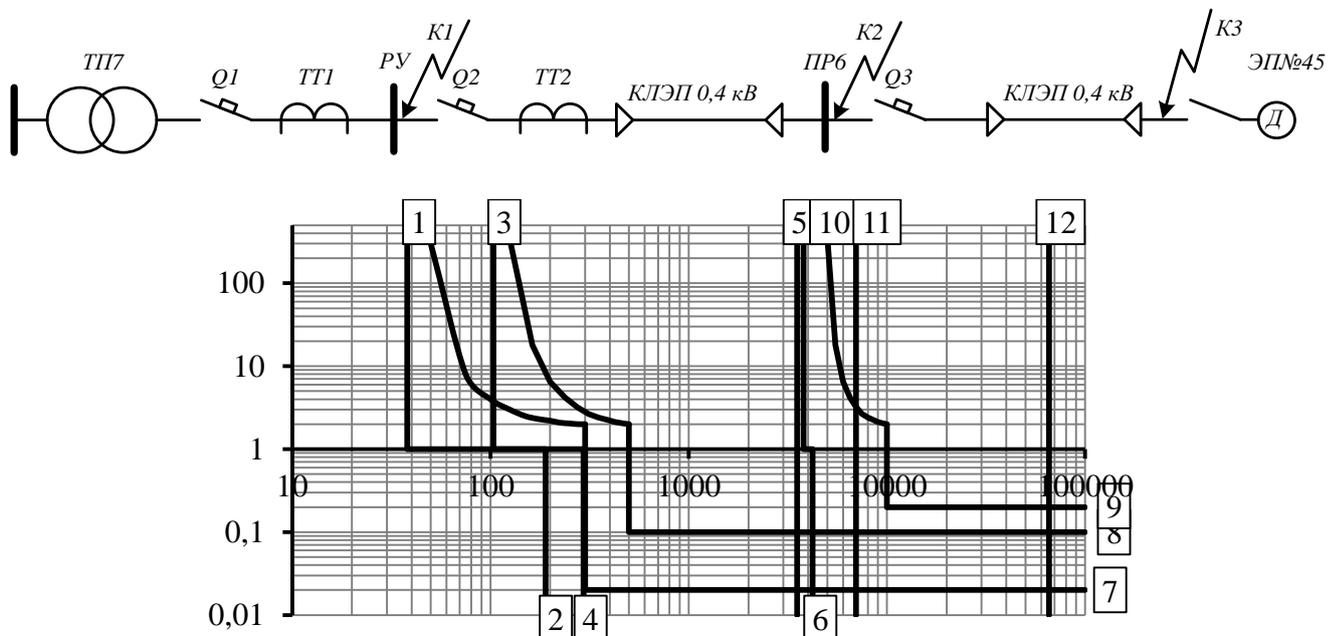


Рисунок 2.6 – Карта селективности действия аппаратов защиты

- 1 – номинальный ток электроприемника; 2 – пусковой ток электроприемника; 3 – расчетный ток ПР; 4 – пиковый ток ПР; 5 – расчетный ток ТП; 6 – пиковый ток ТП; 7 – автомат электроприемника; 8 – автомат ПР; 9 – автомат ТП; 10 – КЗ в точке К3; 11 – КЗ в точке К2; 12 – КЗ в точке К1.

### 3 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

#### 3.1 Определение расчетной нагрузки предприятия

Расчет электрических нагрузок предприятия производится по установленной мощности и коэффициенту спроса [3].

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цехов (кроме рассмотренного) определяются из соотношений

$$P_p = K_c \cdot P_{уст}, \quad Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi,$$

где  $P_p$ ,  $Q_p$  – суммарные активная и реактивная мощности всех приемников цеха;

$K_c$  – коэффициент спроса [1, стр. 13, табл. 1.6];

$\operatorname{tg}\varphi$  – принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

Расчет осветительной нагрузки цехов идентичен расчету осветительной нагрузки рассчитанного цеха.

Расчетная активная мощность групп приемников выше 1000 В определяется по выше приведенным формулам и учитываются отдельно.

Результаты расчетов располагаются в таблицу 3.1.

Пример расчета (Складское хозяйство).

$$P_{уст} = 65,0 \text{ кВт}; \quad K_c = 0,40; \quad \cos\varphi = 0,85; \quad \operatorname{tg}\varphi = 0,62.$$

Расчетные активная и реактивная мощности корпуса

$$P_p = K_c \cdot P_{уст} = 0,40 \cdot 65,0 = 26,0 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi = 26,0 \cdot 0,62 = 16,1 \text{ кВАр}.$$

Номинальная нагрузка осветительных приемников корпуса определяется по удельной плотности осветительной нагрузки и площади цеха

$$P_{ном.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,017 \cdot 420 = 7,1 \text{ кВт},$$

где  $F_{ц}$  – площадь цеха,  $\text{м}^2$ ;

$P_{уд.о}$  – удельная плотность осветительной нагрузки [1, стр. 22, табл. 1.11],  $\text{кВт}/\text{м}^2$ .

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по номинальной мощности и коэффициенту спроса

$$P_{расч.о} = K_{со} \cdot P_{ном.о} = 0,60 \cdot 7,1 = 4,3 \text{ кВт},$$

где  $K_{со}$  – коэффициент спроса [1, стр. 22, табл. 1.10].

Полная максимальная мощность корпуса

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{расч.о})^2 + Q_p^2} = \sqrt{(26,0 + 4,3)^2 + 16,1^2} = 34,3 \text{ кВА}.$$

Таблица 3.1 – Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

№ п/п	Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка					Суммарная нагрузка		
		$P_{уст},$ кВт	$K_c$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$F,$ м <sup>2</sup>	$P_{уд.о},$ Вт/м <sup>2</sup>	$P_{н.о},$ кВт	$K_{с.о}$	$P_{р.о},$ кВт	$P_p+P_{р.о},$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$S_p,$ кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Потребители электроэнергии до 1000 В</b>															
1	Складовское хозяйство	65,0	0,40	0,85	0,62	26,0	16,1	420	17	7,1	0,60	4,3	30,3	16,1	34,3
2	Очистные сооружения	220,0	0,45	0,70	1,02	99,0	101,0	437	17	7,4	0,60	4,5	103,5	101,0	144,6
3	Цех оборотного водоснабжения	425,0	0,65	0,65	1,17	276,3	323,0	139	17	2,4	0,95	2,2	278,5	323,0	426,5
4	Котельная	455,0	0,60	0,70	1,02	273,0	278,5	158	16	2,5	0,95	2,4	275,4	278,5	391,7
5	Секция 1	925,0	0,70	0,60	1,33	647,5	863,3	1211	16	19,4	0,95	18,4	665,9	863,3	1090,3
6	Секция 2	1264,0	0,70	0,60	1,33	884,8	1179,7	1255	16	20,1	0,95	19,1	903,9	1179,7	1486,2
7	Секция 3	1178,0	0,70	0,60	1,33	824,6	1099,5	1255	16	20,1	0,95	19,1	843,7	1099,5	1385,9
8	Секция 4	1488,0	0,70	0,60	1,33	1041,6	1388,8	505	16	8,1	0,95	7,7	1049,3	1388,8	1740,6
9	Насосная №3	450,0	0,65	0,65	1,17	292,5	342,0	1244	17	21,1	0,95	20,1	312,6	342,0	463,3
10	Мастерские	881,8	–	0,91	0,44	527,4	208,4	3066	16	49,1	0,95	46,6	574,0	208,4	610,6
11	Химическая лаборатория	197,0	0,50	0,85	0,62	98,5	61,0	1261	25	31,5	0,80	25,2	123,7	61,0	138,0
12	Операторная	50,0	0,40	0,85	0,62	20,0	12,4	192	20	3,8	0,80	3,1	23,1	12,4	26,2
13	МКНУ	480,0	0,50	0,70	1,02	240,0	244,8	231	16	3,7	0,95	3,5	243,5	244,8	345,3
14	Административно-бытовой корпус	375,0	0,50	0,80	0,75	187,5	140,6	1491	18	26,8	0,80	21,5	209,0	140,6	251,9
15	Походная	32,0	0,40	0,85	0,62	12,8	7,9	315	20	6,3	1,00	6,3	19,1	7,9	20,7
16	АСПТ	551,0	0,50	0,70	1,02	275,5	281,1	211	16	3,4	0,95	3,2	278,7	281,1	395,8

Окончание таблицы 3.1

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
17	Узел задвижек	323,0	0,45	0,50	1,73	145,4	251,8	422	17	7,2	0,95	6,8	152,2	251,8	294,2
18	Насосная №1	521,0	0,65	0,65	1,17	338,7	395,9	415	17	7,1	0,95	6,7	345,4	395,9	525,4
19	Насосная №2	975,0	0,65	0,65	1,17	633,8	740,9	415	17	7,1	0,95	6,7	640,5	740,9	979,4
20	Бытовой комплекс	580,0	0,50	0,85	0,62	290,0	179,7	651	20	13,0	0,80	10,4	300,4	179,7	350,1
21	Операторная АСН	229,0	0,40	0,85	0,62	91,6	56,8	281	20	5,6	0,80	4,5	96,1	56,8	111,6
22	Автоматическая станция налива	925,0	0,55	0,80	0,75	508,8	381,6	562	16	9,0	0,95	8,5	517,3	381,6	642,8
23	Участок электроснабжения	550,0	0,50	0,65	1,17	275,0	321,5	355	18	6,4	0,60	3,8	278,8	321,5	425,6
24	Насосная пожаротушения	1520,0	0,45	0,65	1,17	684,0	799,7	538	17	9,1	0,95	8,7	692,7	799,7	1058,0
25	Станция обезжелезивания	590,0	0,50	0,55	1,52	295,0	448,0	784	16	12,5	0,95	11,9	306,9	448,0	543,0
Территория предприятия		0,0	–	–	–	0,0	0,0	127200	0,16	20,4	1	20,4	20,4	0,0	20,4
<b>Итого по 0,38 кВ</b>		<b>15249,8</b>	–	–	–	<b>8989,0</b>	<b>10124,0</b>	<b><math>\Sigma F_{\text{ц}} = 17814</math></b>		<b>341,2</b>	–	<b>295,6</b>	<b>9284,6</b>	<b>10124,0</b>	<b>13736,8</b>
<b>Потребители электроэнергии выше 1000 В</b>															
18	Насосная №1	1260,0	0,65	0,85	0,62	819,0	507,6	–	–	–	–	–	819,0	507,6	963,5
<b>Итого по 10 кВ</b>		<b>1260,0</b>	–	–	–	<b>819,0</b>	<b>507,6</b>	–	–	–	–	–	<b>819,0</b>	<b>507,6</b>	<b>963,5</b>

Для удобства вынесем отдельно результаты расчетов

ЭП до 1000 В

ЭП выше 1000 В

$$\begin{aligned}\sum P_p^H &= 8989,0 \text{ кВт}, \\ \sum Q_p^H &= 10124,0 \text{ кВАр}, \\ \sum P_{\text{расч.о}} &= 295,6 \text{ кВт},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sum P_p^B &= 819,0 \text{ кВт}, \\ \sum Q_p^B &= 507,6 \text{ кВАр}\end{aligned}$$

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

$$S_p^H = \sqrt{(\sum P_p^H + \sum P_{\text{расч.о}})^2 + (\sum Q_p^H)^2} = \sqrt{(8989,0 + 295,6)^2 + 10124,0^2} = 13736,8 \text{ кВа}.$$

Суммарные расчетные активная, реактивная и полная мощности с учетом потерь в линиях и цеховых трансформаторах

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_p^H + \sum P_p^B) \cdot K_{p.m} + P_{\text{расч.о}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{л}} = (8989,0 + 819,0) \cdot 0,95 + 295,6 = 9613,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{p\Sigma} = (\sum Q_p^H + \sum Q_p^B) \cdot K_{p.m} + \Delta Q_{\text{тр}} = (10124,0 + 507,6) \cdot 0,95 = 10100,0 \text{ кВАр},$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{9613,2^2 + 10100,0^2} = 13943,6 \text{ кВА}.$$

где  $K_{p.m}$  – коэффициент одновременности максимумов нагрузки [3, стр. 35].

### 3.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок

Для определения места расположения ГПП, на генплане предприятия наносится картограмма электрических нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определенном масштабе соответствуют расчетным нагрузкам цехов. Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В.

На генплан предприятия произвольно наносятся оси координат и определяются значения  $x_i$  и  $y_i$  для каждого цеха.

Результаты расчетов сведем в таблицу 3.2.

Картограмма нагрузок показана на рисунке 3.1.

Таблица 3.2 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

№ цеха	Наименование цеха	$S_{p.i},$ кВА	$P_{p.o.i},$ кВт	$r,$ мм	$\alpha,$ град	$x_i,$ мм	$y_i,$ мм	$S_{p.i} \cdot x_i,$ кВА·мм	$S_{p.i} \cdot y_i,$ кВА·мм
<b>Потребители электроэнергии до 1000 В</b>									
1	Складовское хозяйство	34,3	4,3	3,8	45,0	10,5	131,4	360,2	4507,5
2	Очистные сооружения	144,6	4,5	7,8	11,1	35,0	122,1	5060,4	17653,7
3	Цех оборотного водоснабжения	426,5	2,2	13,5	1,9	55,9	131,6	23839,3	56122,5
4	Котельная	391,7	2,4	12,9	2,2	75,1	101,2	29415,5	39638,5
5	Секция 1	1090,3	18,4	21,5	6,1	18,7	92,5	20388,8	100853,7
6	Секция 2	1486,2	19,1	25,1	4,6	67,5	78,2	100317,9	116220,1
7	Секция 3	1385,9	19,1	24,3	5,0	67,5	57,2	93545,7	79271,4
8	Секция 4	1740,6	7,7	27,2	1,6	60,0	41,7	104437,0	72583,7
9	Насосная №3	463,3	20,1	14,0	15,6	35,0	15,2	16215,9	7042,3
10	Мастерские	610,6	46,6	16,1	27,5	182,5	24,2	111441,9	14777,5
11	Химическая лаборатория	138,0	25,2	7,7	65,8	103,0	25,7	14209,9	3545,6
12	Операторная	26,2	3,1	3,3	42,2	112,8	62,0	2954,3	1623,8
13	МКНУ	345,3	3,5	12,1	3,7	113,5	101,2	39194,3	34946,8
14	Административно-бытовой корпус	251,9	21,5	10,3	30,7	95,5	132,2	24054,6	33298,7
15	Походная	20,7	6,3	3,0	109,7	128,3	133,7	2653,5	2765,2
16	АСПТ	395,8	3,2	13,0	2,9	140,1	61,0	55454,8	24145,2
17	Узел задвижек	294,2	6,8	11,2	8,3	197,8	57,7	58186,2	16973,4
18	Насосная №1	525,4	6,7	14,9	4,6	168,0	57,7	88264,0	30314,5
19	Насосная №2	979,4	6,7	20,4	2,5	168,0	98,2	164534,1	96174,1
20	Бытовой комплекс	350,1	10,4	12,2	10,7	156,0	131,2	54611,4	45929,6
21	Операторная АСН	111,6	4,5	6,9	14,5	198,0	131,6	22099,1	14688,1
22	Автоматическая станция налива	642,8	8,5	16,5	4,8	197,7	95,8	127079,9	61579,5
23	Участок электроснабжения	425,6	3,8	13,4	3,2	236,0	131,7	100436,6	56048,8
24	Насосная пожаротушения	1058,0	8,7	21,2	3,0	237,3	96,0	251057,7	101565,7
25	Станция обезжелезивания	543,0	11,9	15,2	7,9	234,5	56,7	127335,6	30788,6
<b>Потребители электроэнергии выше 1000 В</b>									
18	Насосная №1	963,5	–	29,6	–	168,0	57,7	161872,9	55595,6
<b>Итого</b>		<b>14845,3</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>1799021,7</b>	<b>1118654,0</b>

Пример расчета (Складское хозяйство).

$$S_p = 34,3 \text{кВА}, \quad P_{p.o} = 4,3 \text{кВт}, \quad x = 10,5 \text{мм} \quad y = 131,4 \text{мм}$$

Радиус окружности для силовой нагрузки корпуса

$$r = \sqrt{\frac{S_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{34,3}{3,14 \cdot 0,750}} = 3,8 \text{мм}$$

где  $S_{p,i}$  – расчетная полная мощность  $i$ -того цеха с учетом освещения, кВА;  
 $m$  – масштаб для определения площади круга нагрузки до 1000 В, кВА/мм<sup>2</sup>;  
 $n$  – масштаб для определения площади круга нагрузки выше 1000 В, кВА/мм<sup>2</sup>;

Угол сектора нагрузки освещения корпуса

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o}}{S_p} = \frac{360^\circ \cdot 4,3}{34,3} = 45,0 \text{град.}$$

Тогда

$$S_p \cdot x = 34,3 \cdot 10,5 = 360,2 \text{кВА} \cdot \text{мм},$$

$$S_p \cdot y = 34,3 \cdot 131,4 = 4507,5 \text{кВА} \cdot \text{мм}.$$

Координаты центра электрических нагрузок предприятия

$$x_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot x_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{1799021,7}{14845,3} = 121,2 \text{ мм},$$

$$y_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot y_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{1118654,0}{14845,3} = 75,4 \text{ мм}.$$

Так как ЦЭН попал в зону расположения цехов, то расположение ГПП смещается в сторону открытой площадки. Тогда новые координаты ЦЭН будут

$$x_0 = 133,2 \text{мм}, \quad y_0 = 80,8 \text{мм}.$$

### 3.3 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Нагрузки по цехам распределены неравномерно и поэтому можно выбирать трансформаторы разной мощности по объектам. Так же потребители имеют вторую категорию по степени бесперебойности питания, поэтому необходимо устанавливать двухтрансформаторные подстанции. Потребителей третьей категории можно запитать от однотрансформаторных подстанций.

Определим число часов использования максимальной по известному суточному графику нагрузки предприятия, рисунок 3.2.

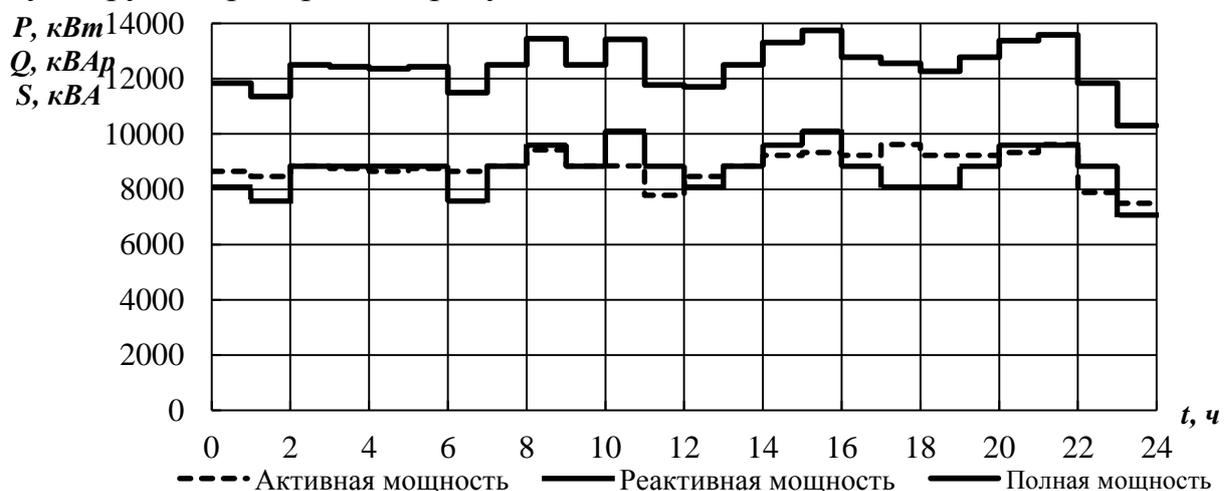


Рисунок 3.2 – Суточный график нагрузок предприятия

Из суточного графика можно определить

$$S_{max} = 13746,3 \text{кВа.}$$

Потребляемая за сутки активная и реактивная энергия

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = 211971,0 \text{кВт} \cdot \text{ч}, \quad V = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = 210332,6 \text{кВАр} \cdot \text{ч.}$$

Средняя за сутки нагрузка предприятия

$$S_{cp} = \frac{\sqrt{W^2 + V^2}}{24} = \frac{\sqrt{211971,0^2 + 210332,6^2}}{24} = 12442,3 \text{кВа.}$$

Суточный график активной нагрузки перестраиваем в годовой график нагрузок по продолжительности, рисунок 3.3.

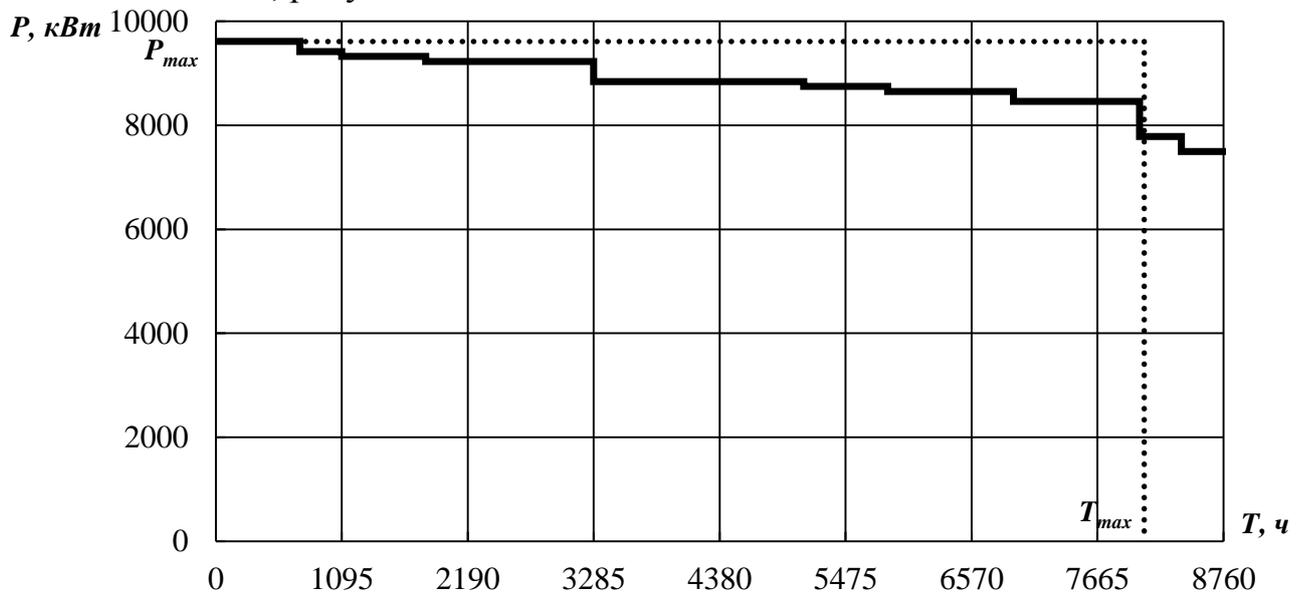


Рисунок 3.3 – Годовой график нагрузки по продолжительности

Количество потребленной за год электрической энергии

$$W_{год} = 77579932,5 \text{кВт} \cdot \text{ч.}$$

Число часов использования максимальной нагрузки

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{max}} = \frac{77579932,5}{9613,2} = 8070,2 \text{ч.}$$

Время максимальных потерь

$$\tau_{max} = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 8070,2 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 7593,1 \text{ч.}$$

Из графиков видно, что предприятие работает практически с постоянной загрузкой, число часов использования максимальной нагрузки превышает 8000 часов. Для расчета трансформаторов примем коэффициент загрузки равный 0,5.

В качестве примера произведем выбор мощности трансформаторов для ТП4

$$S_{тр.расч} = \frac{S_{p8} + S_{p9} + S_{p11}}{\beta_{тр} \cdot n_{тр}} = \frac{1740,6 + 463,3 + 138,0}{0,5 \cdot 2} = 2341,9 \text{кВа,}$$

где  $S_p$  – расчетная полная мощность цеха, кВА;

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

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

Принимаем трансформатор 2500 кВА. Рассчитаем фактический коэффициент загрузки при работе на трансформаторах в нормальном режиме работы

$$\beta_{\text{тр.расч}} = \frac{S_p}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{2341,9}{2500 \cdot 2} = 047.$$

В случае выхода из строя одного трансформатора

$$\beta_{\text{тр.п/ав}} = \frac{S_p}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{2341,9}{2500 \cdot 1} = 094.$$

Результаты расчетов и параметры выбранных трансформаторов располагаются в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

№ п/п	Наименование объектов	№ ПС	S <sub>р</sub> кВА	S <sub>тр.расч</sub> кВА	S <sub>тр.справ</sub> кВА	Норм. режим		П/ав режим	
						n <sub>тр.норм</sub> шт	β <sub>тр.норм</sub>	n <sub>тр.п/ав</sub> шт	β <sub>тр.п/ав</sub>
1	Цеха 1, 2, 3, 5	ТП1	1695,7	1695,7	1600,0	2	0,53	1	1,06
2	Цеха 6, 4, 12, 13	ТП2	2249,4	2249,4	2500,0	2	0,45	1	0,90
3	Цех 7	ТП3	1385,9	1385,9	1600,0	2	0,43	1	0,87
4	Цеха 8, 9, 11	ТП4	2341,9	2341,9	2500,0	2	0,47	1	0,94
5	Цеха 14, 15, 16, 19, 20	ТП5	1997,8	1997,8	2500,0	2	0,40	1	0,80
6	Цеха 21, 22, 23, 24	ТП6	2238,0	2238,0	2500,0	2	0,45	1	0,90
7	Цеха 10, 17, 18, 25	ТП7	1973,2	1973,2	2500,0	2	0,39	1	0,79

Таблица 3.4 – Параметры трансформаторов [1, стр. 157, табл. 7.3]

Tun	S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>вн</sub> , кВ	U <sub>нн</sub> , кВ	P <sub>xx</sub> , кВт	Q <sub>xx</sub> , кВАр	P <sub>кз</sub> , кВт	Q <sub>кз</sub> , кВАр	U <sub>к</sub> , %	I <sub>xx</sub> , %
ТМ-1600/10	1,60	10,0	0,4	3,3	20,8	18,0	88,0	5,5	1,30
ТМ-2500/10	2,50	10,0	0,4	4,6	25,0	25,0	137,5	5,5	1,00

Общие коэффициенты загрузки по трансформаторам разных мощностей

$$\beta_{\text{тр.расч}}^{1600} = \frac{\sum S_p^{1600}}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{3081,5}{1600 \cdot 4} = 0,48,$$

$$\beta_{\text{тр.расч}}^{2500} = \frac{\sum S_p^{2500}}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{10800,3}{2500 \cdot 10} = 0,43.$$

На основании расчетов, на генплане предприятия производим расстановку цеховых трансформаторных подстанций, рисунок 3.4.

Потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций

$$\Delta P_{\text{тр}}^{1600} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 4 \cdot (3,30 + 0,48^2 \cdot 18,0) = 29,9 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}}^{1600} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 4 \cdot (20,80 + 0,48^2 \cdot 88,0) = 164,8 \text{ кВАр},$$

$$\Delta P_{\text{тр}}^{2500} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 10 \cdot (4,60 + 0,43^2 \cdot 25,0) = 92,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}}^{2500} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 10 \cdot (25,00 + 0,43^2 \cdot 137,5) = 506,6 \text{ кВАр}$$

Суммарные потери мощности

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{тр}}^{1600} + \Delta P_{\text{тр}}^{2500} = 29,9 + 92,7 = 122,6 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_{\text{тр}}^{1600} + \Delta Q_{\text{тр}}^{2500} = 164,8 + 506,6 = 671,4 \text{ кВАр},$$

$$\Delta S_{\text{тр}} = \sqrt{\Delta P_{\text{тр}}^2 + \Delta Q_{\text{тр}}^2} = \sqrt{122,6^2 + 671,4^2} = 682,5 \text{ кВа}.$$

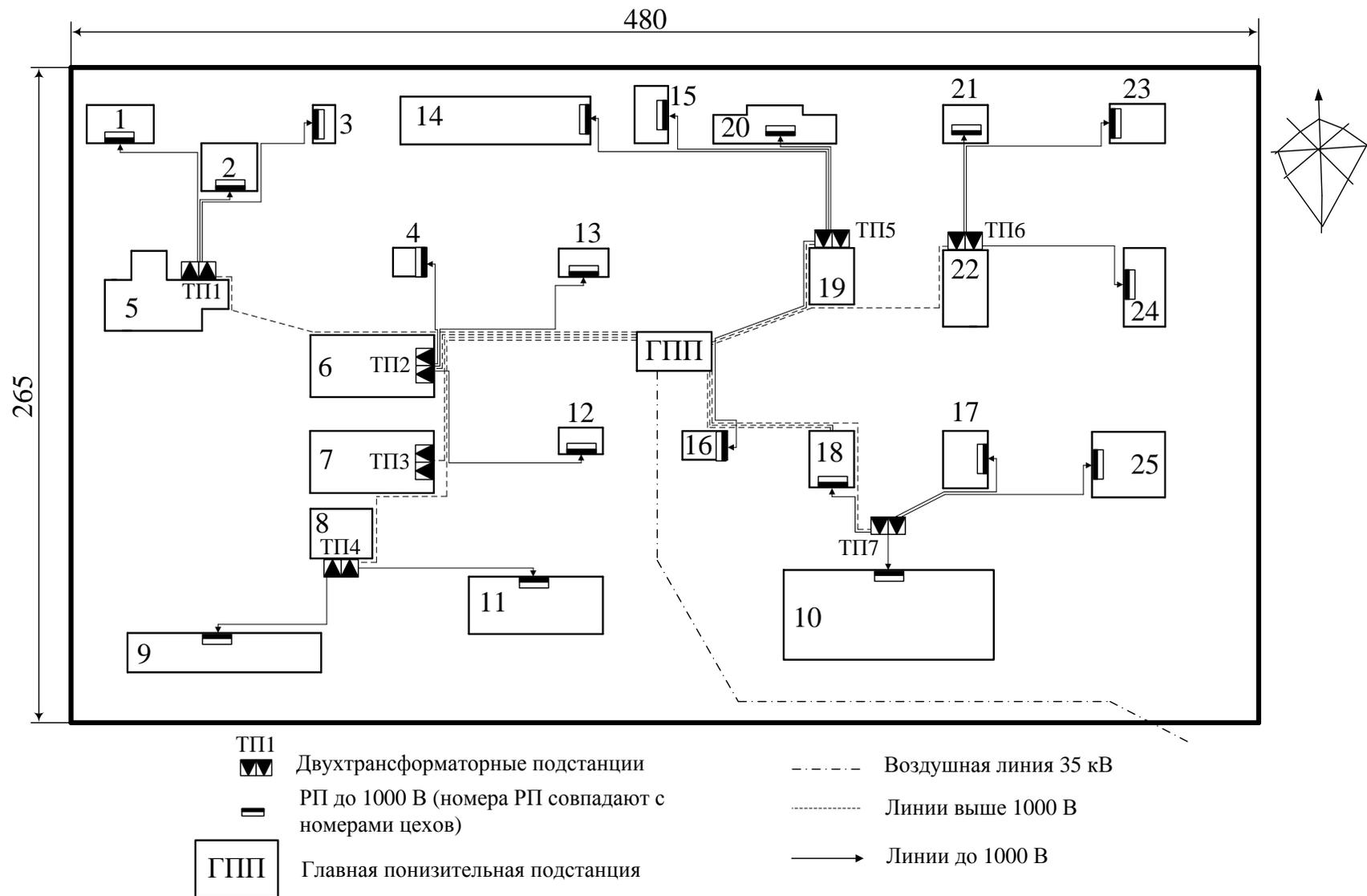


Рисунок 3.4 – План расположения трансформаторных подстанций на территории предприятия

### 3.4 Схема внутривозводской сети выше 1000 В

Распределительная сеть выше 1000 В по территории предприятия выполняется трёхжильными кабелями марки АВБбШв (кабель с медными жилами, с оболочкой из вулканизированного полиэтилена, бронированный, с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга) с прокладкой по эстакадам. Питание высоковольтных двигателей осуществляем кабельными линиями той же марки, с прокладкой по эстакадам.

Схема питания цеховых трансформаторных подстанций приведена на рисунке 3.5.

#### ГПП – ТП1

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}} + S_{\text{р}}^{\text{В}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 1600}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 92,4 \text{ А.}$$

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

$S_{\text{р}}$  – расчетная мощность высоковольтной нагрузки РУ, кВА;

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

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

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 16000}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 184,8 \text{ А.}$$

Экономическое сечение при работе предприятия с  $T_{\text{max}} > 5000$  час/год и питании кабелями с алюминиевыми жилами определяется для экономической плотности тока  $j_{\text{эк}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$  [1, стр. 72, табл. 3.16]

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{92,4}{1,4} = 66,0 \text{ мм}^2.$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АВБбШв

$F = 95 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}} = 170 \text{ А}$ . [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

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

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,00 \cdot 170 = 170,0 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 92,4 \text{ А,}$$

где  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий по эстакадам;

Выбранное сечение проходит по результатам проверок. Оставляем ранее намеченный кабель.

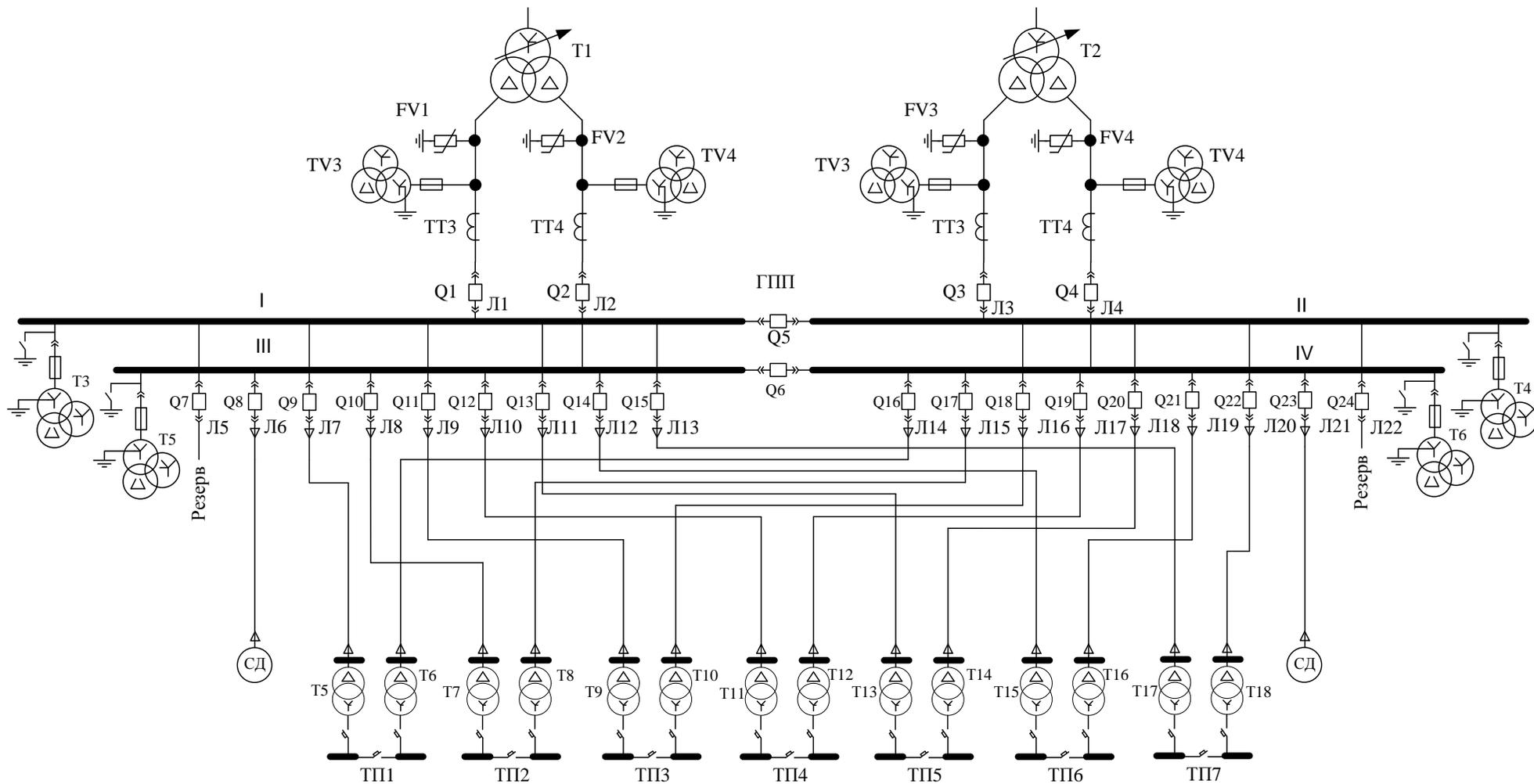


Рисунок 3.5 – Упрощенная схема питания цеховых подстанций и высоковольтных электроприёмников

## ГПП-СД 630 кВт

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{сд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,84} = 43,5 \text{ А.}$$

где  $P_{\text{сд}}$  – номинальная мощность двигателя, кВт.

Экономическое сечение

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{43,5}{1,4} = 31,0 \text{ мм}^2$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АВБбШв

$$F = 35 \text{ мм}^2 \text{ с } I_{\text{доп}} = 90 \text{ А. [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].}$$

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,00 \cdot 90 = 90,0 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 43,5 \text{ А,}$$

где  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий по эстакадам;

Выбранное сечение проходит по результатам проверок. Оставляем ранее намеченный кабель.

Дальнейшие расчеты сводим в таблицу 3.5.

Таблица 3.5– Выбор сечений проводников распределительной сети выше 1000 В

№ п/п	Участок	Мощность участка, кВА	n <sub>ц</sub> , шт	U <sub>ном</sub> , кВ	L, км	Расчетная нагрузка		F <sub>эк</sub> , мм <sup>2</sup>	Способ прокладки	K <sub>пр</sub>	Марка и сечение	Допустимая нагрузка	
						I <sub>расч</sub> , А	I <sub>расч.ав</sub> , А					I' <sub>доп</sub> , А	1,3 · I' <sub>доп</sub> , А
1	ГПП – ТП1	3200,0	2	10	0,184	92,4	184,8	66,0	Эстакады	1,00	АВБбШв - 2 (3 × 95)	170,0	221,0
2	ГПП – ТП2	5000,0	2	10	0,095	144,3	288,7	103,1		1,00	АВБбШв - 2 (3 × 150)	235,0	305,5
3	ГПП – ТП3	3200,0	2	10	0,131	92,4	184,8	66,0		1,00	АВБбШв - 2 (3 × 95)	170,0	221,0
4	ГПП – ТП4	5000,0	2	10	0,201	144,3	288,7	103,1		1,00	АВБбШв - 2 (3 × 150)	235,0	305,5
5	ГПП – ТП5	5000,0	2	10	0,069	144,3	288,7	103,1		1,00	АВБбШв - 2 (3 × 150)	235,0	305,5
6	ГПП – ТП6	5000,0	2	10	0,107	144,3	288,7	103,1		1,00	АВБбШв - 2 (3 × 150)	235,0	305,5
7	ГПП – ТП7	5000,0	2	10	0,142	144,3	288,7	103,1		1,00	АВБбШв - 2 (3 × 150)	235,0	305,5
8	ГПП – СД	752,8	1	10	0,082	43,5	–	31,0		1,00	АВБбШв - 1 (3 × 35)	90,0	–

Определение потерь мощности в линиях электропередачи.

Определение сопротивлений участков сведем в таблицу вместе со

справочными данными линий.

Таблица 3.6 – Определение сопротивлений и проводимостей линий

№ уч	Участок	$U_{ном},$ кВ	Марка провода	$L,$ м	$n_{ц},$ шт	$r_0$ Ом/м	$x_0$ Ом/м	$R$ Ом	$X$ Ом	$S_{уч},$ МВА
1	ГПП – ТП1	10	АВБ6ШВ-2 (3 × 95)	183,6	2	0,326	0,083	29,93	7,62	1,696
2	ГПП – ТП2	10	АВБ6ШВ-2 (3 × 150)	95,0	2	0,206	0,079	9,79	3,75	2,249
3	ГПП – ТП3	10	АВБ6ШВ-2 (3 × 95)	130,8	2	0,326	0,083	21,32	5,43	1,386
4	ГПП – ТП4	10	АВБ6ШВ-2 (3 × 150)	200,7	2	0,206	0,079	20,68	7,93	2,342
5	ГПП – ТП5	10	АВБ6ШВ-2 (3 × 150)	69,3	2	0,206	0,079	7,14	2,74	1,998
6	ГПП – ТП6	10	АВБ6ШВ-2 (3 × 150)	107,0	2	0,206	0,079	11,02	4,23	2,238
7	ГПП – ТП7	10	АВБ6ШВ-2 (3 × 150)	142,1	2	0,206	0,079	14,64	5,61	1,973
8	ГПП – СД	10	АВБ6ШВ - 3 × 35	82,4	2	0,890	0,095	36,68	3,92	0,964

Потери мощности в линиях

$$\Delta S_1 = \frac{S_1^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_1 = \left( \frac{1,696}{10} \right)^2 \cdot (29,93 + j7,62) = 0,861 + j0,219$$

$$= 0,886 e^{j14,3} \text{ кВА},$$

$$\Delta S_2 = \frac{S_2^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_2 = \left( \frac{2,249}{10} \right)^2 \cdot (9,79 + j3,75) = 0,495 + j0,190$$

$$= 0,530 e^{j21,0} \text{ кВА},$$

$$\Delta S_3 = \frac{S_3^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_3 = \left( \frac{1,386}{10} \right)^2 \cdot (21,32 + j5,43) = 0,409 + j0,104$$

$$= 0,422 e^{j14,3} \text{ кВА},$$

$$\Delta S_4 = \frac{S_4^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_4 = \left( \frac{2,342}{10} \right)^2 \cdot (20,68 + j7,93) = 1,134 + j0,435$$

$$= 1,215 e^{j21,0} \text{ кВА},$$

$$\Delta S_5 = \frac{S_5^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_5 = \left( \frac{1,998}{10} \right)^2 \cdot (7,14 + j2,74) = 0,285 + j0,109$$

$$= 0,305 e^{j21,0} \text{ кВА},$$

$$\Delta S_6 = \frac{S_6^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_6 = \left( \frac{2,238}{10} \right)^2 \cdot (11,02 + j4,23) = 0,552 + j0,212$$

$$= 0,591 e^{j21,0} \text{ кВА},$$

$$\Delta S_7 = \frac{S_7^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_7 = \left( \frac{1,973}{10} \right)^2 \cdot (14,64 + j5,61) = 0,570 + j0,219$$

$$= 0,611 e^{j21,0} \text{ кВА}$$

$$\Delta S_8 = \frac{S_8^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_8 = \left( \frac{0,964}{10} \right)^2 \cdot (36,68 + j3,92) = 0,341 + j0,036 = 0,343 e^{j6,0} \text{ кВА}$$

Суммарные потери в ЛЭП

$$\begin{aligned}\Delta S_{\Sigma} &= \Delta S_1 + \Delta S_2 + \Delta S_3 + \Delta S_4 + \Delta S_5 + \Delta S_6 + \Delta S_7 + \Delta S_8 = \\ &(0,8607 + j0,2191) + (0,495 + j0,1899) + (0,4094 + j0,1042) \\ &\quad + (1,1340 + j0,4349) + (0,2851 + j0,1093) + (0,5521 + j0,2117) \\ &\quad + (0,5700 + j0,2186) + (0,3406 + j0,0364) = 4,6469 + j1,5241 \\ &= 4,890 e^{j18,2} \text{ кВА.}\end{aligned}$$

### 3.5 Компенсация реактивной мощности

При выборе средств компенсации реактивной мощности решающее значение имеет количество установленных трансформаторов, наличие синхронных и асинхронных двигателей и нагрузки со стороны напряжения выше 1000 В.

Реактивная мощность, передаваемая в сеть предприятия от системы

$$Q_э = \alpha \cdot P_p = 0,29 \cdot 9613,2 = 2787,8 \text{ кВАр.}$$

где  $\alpha$  – расчетный коэффициент, соответствующий средним условиям передачи реактивной мощности по сетям системы [3, стр. 35]

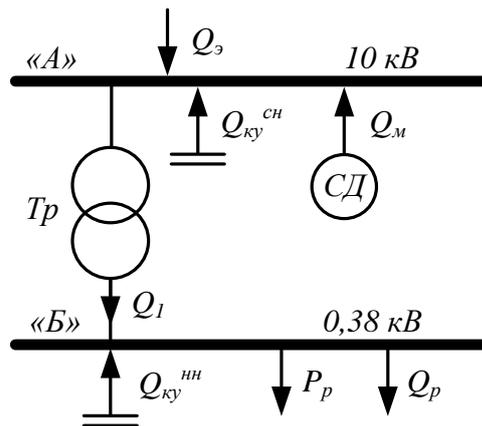


Рисунок 3.6 – Схема распределения реактивной мощности

На данном предприятии имеется синхронная высоковольтная нагрузка. Принимаем к рассмотрению двигатели типа СТД с параметрами [5, стр. 172, табл. П7.3.]

- номинальная напряжение двигателя  $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ ;
- номинальная активная мощность  $P_{сд} = 630 \text{ кВт}$ ;
- номинальная реактивная мощность  $Q_{сд} = 320 \text{ кВАр}$ ;
- КПД  $\eta = 95,53\%$ ;
- коэффициент  $D_1 = 2,27 \text{ кВт}$ ;
- коэффициент  $D_2 = 3,11 \text{ кВт}$ ;
- число двигателей  $n_{сд} = 2$ .

Коэффициент загрузки синхронных двигателей по активной мощности

$$\beta_{сд} = \frac{P_{синх}}{P_{сд} \cdot n_{сд}} = \frac{1260,0}{630 \cdot 2} = 1,00,$$

где  $P_{синх}$  – синхронная нагрузка на стороне ВН, кВт.

Напряжение на зажимах синхронного двигателя

$$U_{сд} = \frac{U_{ном}^{сн}}{U_{ном}} = \frac{10,0}{10,0} = 1,00.$$

Наибольшая допустимая перегрузка двигателя по реактивной мощности [5, стр. 173, табл. П7.5.]

$$\alpha_m = 1,23.$$

Суммарная располагаемая реактивная мощность двигателей

$$Q_m = \frac{n_{сд} \cdot \alpha_m \cdot Q_{сд}}{\eta} = \frac{2 \cdot 1,23 \cdot 320 \cdot 100}{95,53} = 824,0 \text{ кВАр.}$$

Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана со стороны сети выше 1000 В в сеть до 1000 В

$$Q_1 = \sqrt{(N_{тр} \cdot \beta \cdot S_{ном.тр})^2 - (P_p^H + P_{p.o})^2} \\ = \sqrt{(4 \cdot 0,88 \cdot 1600 + 10 \cdot 0,43 \cdot 2500)^2 - 9284,6^2} = 10319,9 \text{кВАр.}$$

Баланс реактивной мощности в узле «А»

$$Q_A = Q_3 + Q_m - Q_1 = 2787,8 + 824,0 - 10124,0 = -6512,2 \text{кВАр.}$$

Мощность конденсаторных установок на напряжении выше 1000 В

$$Q_{ку.расч}^{сн} = Q_1 - Q_3 - Q_m = 10124,0 - 824,0 - 2787,8 = 6512,2 \text{кВАр.}$$

Намечаем установку комплектных конденсаторных установок типа УК-6,3(10,5)-900-У1с параметрами [5, стр. 167, табл. П6.2]:

–номинальное напряжение  $U_{ном.ку} = 10,5 \text{кВ}$ ;

–номинальная мощность  $Q_{ном.ку} = 900 \text{кВАр}$ ;

Полная реактивная мощность, генерируемая одной комплектной конденсаторной установкой

$$Q_{ку} = \left( \frac{U_{ном}^{сн}}{U_{ном.ку}} \right)^2 \cdot Q_{ном.ку} = \left( \frac{10,0}{10,5} \right)^2 \cdot 900 = 816,3 \text{кВАр.}$$

Необходимое количество комплектных конденсаторных установок для установки на стороне СН

$$n_{ку.расч} = \frac{Q_{ку.расч}^{сн}}{Q_{ку}} = \frac{6512,2}{816,3} = 8,0 \text{шт} \text{ принимаем } n_{ку} = 8 \text{шт.}$$

Полная реактивная мощность, генерируемая комплектными конденсаторными установками

$$Q_{ку}^{сн} = Q_{ку} \cdot n_{ку} = 816,3 \cdot 8 = 6530,6 \text{кВАр.}$$

Баланс реактивной мощности в узле «Б»

$$Q_B = Q_1 - Q_{p.H} = 10319,9 - 10124,0 = 195,9 \text{кВАр.}$$

Компенсация со стороны низкого напряжения не требуется.

Мощность, генерируемая синхронными двигателями

$$Q = Q_m = 824,0 \text{кВАр.}$$

Суммарная генерируемая мощность компенсирующих устройств

$$Q_{ку} = Q_{ку}^{сн} + Q_{ку}^{нн} + Q = 6530,6 + 0,0 + 824,0 = 7354,6 \text{кВАр.}$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП с учетом точного значения реактивной мощности компенсирующих устройств

$$S_{р.ГПП} = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{ку})^2} = \sqrt{13050,6^2 + (12131,4 - 5885,9)^2} \\ = \sqrt{13050,6^2 + 6245,5^2} = 14468,1 \text{кВА.}$$

Расчетная мощность ГПП с учетом компенсации реактивной мощности

$$S_{расч.ГПП} = S_{тр\Sigma} + S_{в.н\Sigma} + \Delta S_{л\Sigma} + \Delta S_{тр\Sigma} - Q_{ку\Sigma} \\ = 31400 + 1260,0 + 4,9 + 682,5 - 7354,6 = 25992,8$$

### 3.6 Составление схемы внешнего электроснабжения

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 3.7.

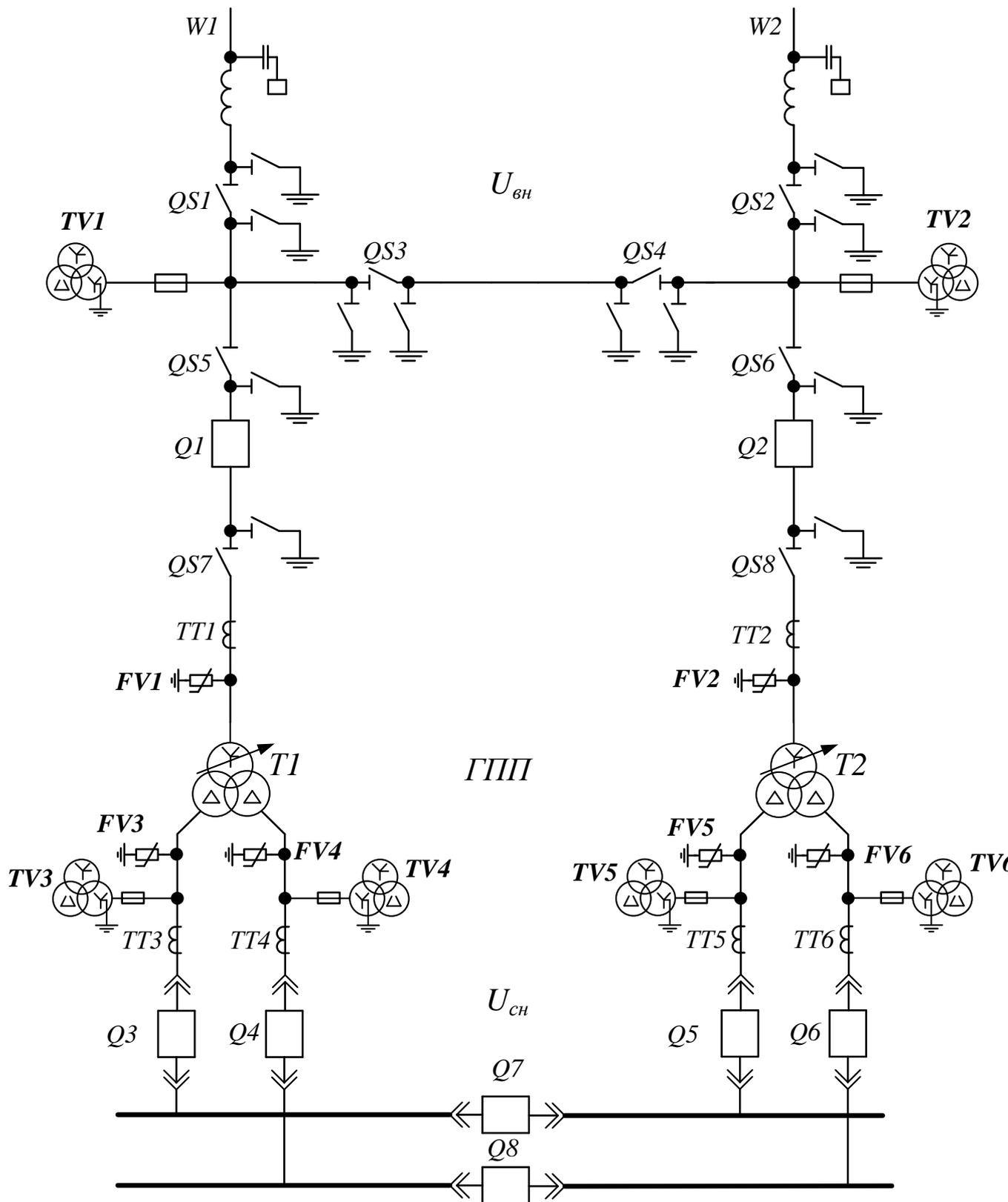


Рисунок 3.7 – Схема внешнего электроснабжения

W1, W2 - воздушная линия; TV1 ÷ TV6 - трансформаторы напряжения; FV1 ÷ FV6 - ограничители перенапряжения; QS1 ÷ QS8 - разъединители; Q1 ÷ Q8 - выключатели; T1, T2 - силовые трансформаторы.

Принимаем схему внешнего электроснабжения в виде двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой. При нарушении в трансформаторе, сработает защита и подаст сигнал на отключение выключателя

в цепях трансформатора на низкой и высокой стороне. Секционный выключатель низкой стороны подключит секцию, оставшуюся без напряжения. Разъединители в ремонтной перемычке нормально отключены. В случае вывода в ремонт трансформатора или выключателя в цепи трансформатора есть возможность оставить в работе обе питающие линии путем включения разъединителей перемычки. При этом сначала включается перемычка, а затем отключаются цепи трансформатора.

При выборе напряжения питающей линии ГПП используются следующие рекомендации [5, стр. 46]:

–напряжение 35 кВ имеет экономические преимущества при передаваемой мощности не более 10 МВА;

–напряжение 110 кВ целесообразно применять при потребляемой предприятием мощности 10 – 120 МВА;

–при мощностях, превышающих 120 – 150 МВА, для электроснабжения предприятия возможно применение напряжения 220 кВ.

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

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_p}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{24,2} + \frac{2500}{26,0}}} = 92,5 \text{ кВ},$$

где L, км – длина питающей линии;

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

С учетом рекомендаций принимаем к рассмотрению напряжение питающих линий

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}.$$

### 3.7 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГПП

Мощность трансформаторов определим исходя из расчетной мощности ГПП с учетом потерь во внутривзаводской сети

Номинальная мощность трансформаторов (пункт 3.7)

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{S_{\text{расч.ГПП}}}{\beta_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}} = \frac{25992,8}{2 \cdot 0,5} = 25992,8 \text{ кВа}.$$

Принимаем к установке на ГПП по два трансформатора мощностью

$$S_{\text{ном.тр}} = 25000 \text{ кВа},$$

Коэффициент загрузки

$$\beta = \frac{S_{\text{расч.ГПП}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{25992,8}{2 \cdot 25000} = 0,52.$$

Проверяем установленную мощность трансформатора в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов

$$1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}} = 1,4 \cdot 2500 = 35000,0 \text{ кВа} >$$

$$k_{I-II} \cdot S_{\text{max}} = 0,78 \cdot 25992,8 = 20265,5 \text{ кВА}.$$

Таблица 3.7 – Параметры трансформаторов [2, стр. 207, табл. 5.12], [2, стр. 209, табл. 5.13], [2, стр. 212, табл. 5.17]

<i>Tun</i>	$S_{ном},$ MBA	$U_{вн},$ кВ	$U_{ин},$ кВ	$P_{xx},$ кВт	$Q_{xx},$ кВАр	$P_{кз},$ кВт	$Q_{кз},$ кВАр	$U_{к},$ %	$I_{xx},$ %	Цена руб
ТРДН-25000/110	25,0	115	10,5	27,0	175,0	120,0	2625,0	10,5	0,70	7925400
ТРДН-25000/220	25,0	230	11,0	22,0	225,0	120,0	2875,0	11,5	0,90	9520000

### 3.8 Выбор сечения линии, питающей ГПП

Выбор сечения линии производится для двух видов трансформаторов с последующим технико-экономическим сравнением двух вариантов.

Выбор сечения провода проводится по экономической плотности тока.

#### ВЛЭП 110 кВ, трансформаторы ТДН–25000/110

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{расч} = \frac{n_{тр} \cdot S_{тр.ГПП}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 131,2 \text{ А.}$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{расч.п/ав} = \frac{n_{тр} \cdot S_{тр.ГПП}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 25000}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 262,4 \text{ А.}$$

Экономическое сечение

$$F_{эк} = \frac{I_{расч}}{j_{эк}} = \frac{131,2}{1,0} = 131,2 \text{ мм}^2,$$

Из стандартного ряда сечений принимаем сталеалюминевый провод АС 120/19 с  $I_{доп}=390 \text{ А}$  [6, стр. 82, табл. 3.15.]

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

$$I_{расч.п/ав} < 1,3 \cdot I_{доп} = 1,3 \cdot 390 = 507,0 \text{ А.}$$

Проверка выполняется

–Проверка по условию механической прочности: согласно ПУЭ, воздушные линии напряжением 35 кВ и выше, сооружаемые на двухцепных опорах с применением сталеалюминевых проводов, должны иметь сечение не менее 120 мм<sup>2</sup>. Таким образом, проверка выполняется.

–Проверка по допустимой потере напряжения

$$L_{доп} < L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{доп} \cdot \frac{I_{доп}}{I_{расч}} = 6,40 \cdot 5 \cdot \frac{390}{131,2} = 95,1 \text{ км} > L_{факт} = 24,2 \text{ км,}$$

–Проверка на корону.

Принимаем к установке двухцепную свободностоящую стальную опору типа ПС110–6, с подвеской проводов шестиугольником.

Расстояние между соседними проводами по теореме Пифагора

$$D_{12} = D_{13} = \sqrt{6^2 + 2,1^2} = 6,4 \text{ м.}$$

Тогда среднегеометрическое расстояние между проводами

$$D_{ср} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = \sqrt[3]{6,4 \cdot 6,4 \cdot 12,0} = 7,9 \text{ м.}$$

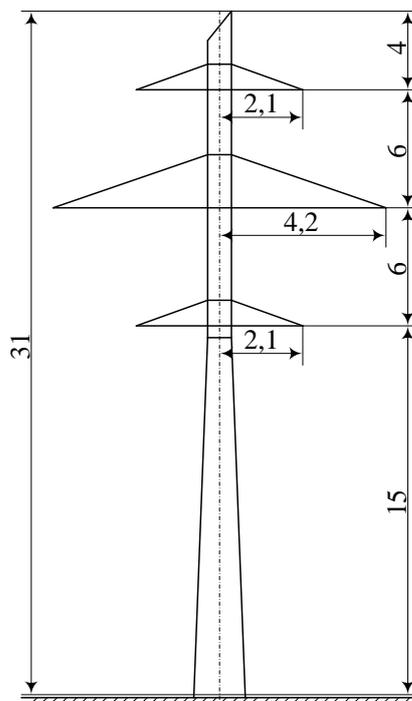


Рисунок 3.5 – Промежуточная опора

Начальная критическая напряженность

$$E_0 = 24,5 \cdot m \cdot \delta \cdot \left[ 1 + \frac{0,65}{(\delta \cdot r)^{0,38}} \right] = 24,5 \cdot 0,82 \cdot 1,04 \cdot \left[ 1 + \frac{0,65}{(1,04 \cdot 0,76)^{0,38}} \right] \\ = 35,7 \frac{\text{кВ}}{\text{см}},$$

где  $r_0$ , см – радиус провода [2, стр. 72, табл. 3.5].

Напряженность вокруг провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{НОМ}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{785,6}{0,76}} = 17,0 \text{ кВ/см.}$$

По условию:  $1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$ , имеем

$$1,07 \cdot 17,0 = 18,2 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 0,9 \cdot 35,7 = 32,2 \text{ кВ/см.}$$

Проверка выполняется.

### ВЛЭП 220кВ, трансформаторы ТРДН-25000/220

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{2 \cdot 25000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 65,6 \text{ А.}$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{2 \cdot 25000}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 131,2 \text{ А.}$$

Экономическое сечение

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{65,6}{1,0} = 65,6 \text{ мм}^2,$$

Из стандартного ряда сечений принимаем сталеалюминевый провод АС 240/39 с  $I_{\text{доп}}=610 \text{ А}$  [6, стр. 82, табл. 3.15.]

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

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

Проверка выполняется

–Проверка по условию механической прочности: согласно ПУЭ, воздушные линии напряжением 35 кВ и выше, сооружаемые на двухцепных опорах с применением сталеалюминевых проводов, должны иметь сечение не менее 120 мм<sup>2</sup>. Таким образом, проверка выполняется.

–Проверка по допустимой потере напряжения

$$L_{\text{доп}} < L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{расч}}} = 17,5 \cdot 5 \cdot \frac{610}{65,6} = 813,5 \text{ км} > L_{\text{факт}} = 24,2 \text{ км,}$$

–Проверка на корону.

Принимаем к установке двухцепную свободностоящую стальную опору типа П220–2Т, с подвеской проводов шестиугольником.

Расстояние между соседними проводами по теореме Пифагора

$$D_{12} = \sqrt{6,5^2 + 2,9^2} = 7,1 \text{ м.}$$

$$D_{13} = \sqrt{6,5^2 + 2,2^2} = 6,9 \text{ м}$$

$$D_{23} = \sqrt{13^2 + 0,7^2} = 13,0 \text{ м}$$

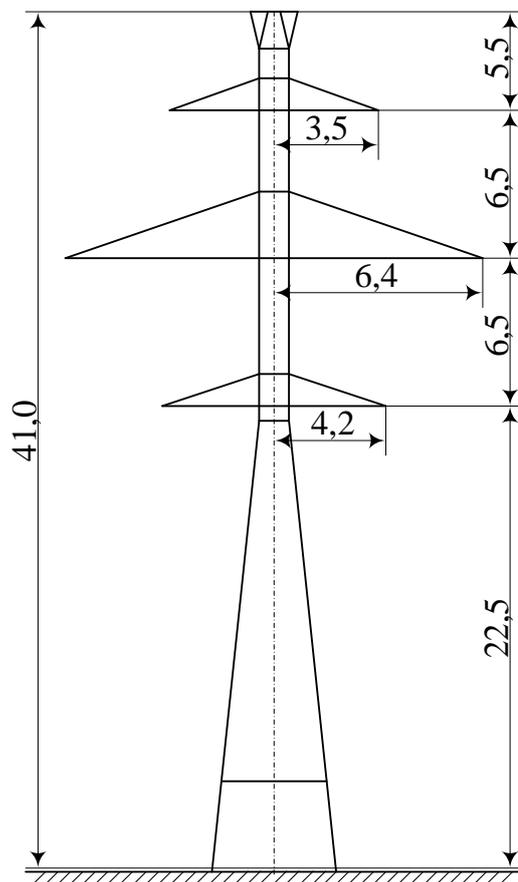


Рисунок 3.9 – Промежуточная опора

Тогда среднегеометрическое расстояние между проводами

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = \sqrt[3]{7,1 \cdot 6,9 \cdot 13,0} = 8,6 \text{ м.}$$

Начальная критическая напряженность

$$E_0 = 24,5 \cdot m \cdot \delta \cdot \left[ 1 + \frac{0,65}{(\delta \cdot r)^{0,38}} \right] = 24,5 \cdot 0,82 \cdot 1,04 \cdot \left[ 1 + \frac{0,65}{(1,04 \cdot 0,08)^{0,38}} \right]$$

$$= 33,9 \frac{\text{кВ}}{\text{см}},$$

где  $r_0$ , см – радиус провода [2, стр. 72, табл. 3.5].

Напряженность вокруг провода

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{НОМ}}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 220}{0,08 \cdot \lg \frac{859,9}{0,08}} = 24,9 \text{ кВ/см.}$$

По условию:  $1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$ , имеем

$$1,07 \cdot 24,9 = 26,6 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} < 0,9 \cdot 33,9 = 30,5 \text{ кВ/см.}$$

Проверка выполняется.

### 3.9 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение воздушных линий электропередачи

При определении суммарных приведенных затрат рассчитываются капитальные затраты и эксплуатационные расходы

$$Z_{\text{ЛЭП}} = E_{\text{н.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{об}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}},$$

где  $K_{\text{ЛЭП}}$  – капитальные затраты на сооружение ЛЭП, руб;

$K_{\text{об}}$  – капитальные затраты на сооружение схемы, руб;

$C_{\text{пот}}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии в линии, руб;

$C_{\text{ам}}$  – стоимость амортизационных отчислений, руб;

$C_{\text{обсл}}$  – отчисления на обслуживание ВЛЭП, руб;

$E_{\text{н.ЛЭП}} = 0,152$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для линий электропередачи [5, стр. 76].

$E_{\text{н.об}} = 0,193$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для оборудования схемы [5, стр. 76].

Капитальные затраты на сооружение блочных и мостиковых схем указываются в целом с учетом затрат на выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, трансформаторы тока и напряжения, разрядники, аппаратуру управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, а так же строительные конструкции, фундаменты и соответствующие строительные-монтажные работы.

Произведем расчет капитальных затрат на сооружение ВЛЭП и схемы внешнего электроснабжения для двух уровней номинального напряжения. При расчетах рационально учитывать повышающий зональный коэффициент на базисную стоимость электроэнергетических объектов. Для Сибири данный коэффициент [6, стр. 279, табл. 7.2]

$$\gamma = 1,2.$$

#### ВЛЭП 110 кВ, трансформаторы ТДН–25000/110

Капитальные затраты на сооружение линии

$$K_{\text{ЛЭП}} = A \cdot L \cdot \gamma = 2284800 \cdot 24,2 \cdot 1,2 = 66350592,0 \text{ руб.}$$

Капитальные затраты на сооружение схемы

$$K_{\text{об}} = B \cdot \gamma = 8389500,0 \cdot 1,2 = 10067400,0 \text{ руб.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в линии

$$C_{\text{пот}} = n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot k_{\text{з}}^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}} = n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot \left( \frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}} =$$

$$2 \cdot 140 \cdot \left(\frac{131,2}{390}\right)^2 \cdot 24,2 \cdot 7593,1 \cdot 0,020 = 116483,7 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} + E_{\text{ам.об}} \cdot K_{\text{об}} = 0,100 \cdot 66350592,0 + 0,067 \cdot 10067400,0 \\ = 7309575,0 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Отчисления на обслуживание ВЛЭП

$$C_{\text{обсл}} = E_{\text{обсл.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} + E_{\text{обсл.об}} \cdot K_{\text{об}} \\ = 0,008 \cdot 66350592,0 + 0,059 \cdot 10067400,0 = 1124781,3 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Суммарные приведенные затраты

$$Z_{\text{лэп}} = E_{\text{н.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} + E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{об}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}} \\ = 0,193 \cdot 10067400,0 + 116483,7 \cdot 7309575,0 + 1124781,3 \\ = 20579138,2 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

### **ВЛЭП220 кВ, трансформаторы ТРДН-25000/220**

Капитальные затраты на сооружение линии

$$K_{\text{лэп}} = A \cdot L \cdot \gamma = 3141600 \cdot 24,2 \cdot 1,2 = 91232064,0 \text{ руб.}$$

Капитальные затраты на сооружение схемы

$$K_{\text{об}} = B \cdot \gamma = 17136000,0 \cdot 1,2 = 20563200,0 \text{ руб.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в линии

$$C_{\text{пот}} = n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot k_3^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}} = n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot \left(\frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{доп}}}\right)^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}} = \\ 2 \cdot 210 \cdot \left(\frac{65,6}{610}\right)^2 \cdot 24,2 \cdot 7593,1 \cdot 0,020 = 17855,2 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} + E_{\text{ам.об}} \cdot K_{\text{об}} = 0,100 \cdot 91232064,0 + 0,067 \cdot 20563200,0 \\ = 10500940,8 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Отчисления на обслуживание ВЛЭП

$$C_{\text{обсл}} = E_{\text{обсл.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} + E_{\text{обсл.об}} \cdot K_{\text{об}} \\ = 0,008 \cdot 91232064,0 + 0,049 \cdot 20563200,0 = 1737453,3 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Суммарные приведенные затраты

$$Z_{\text{лэп}} = E_{\text{н.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} + E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{об}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}} \\ = 0,152 \cdot 91232064,0 + 0,193 \cdot 20563200,0 + 17855,2 \\ + 10500940,8 + 1737453,3 = 30092220,7 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

### **3.10 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового Оборудования**

Суммарные приведенные затраты на установку силового оборудования определяются из выражения

$$Z_{об} = E_{н.об} \cdot K_{тр} + C_{пот} + C_{ам} + C_{обсл},$$

где  $K_{тр}$  – капитальные затраты на установку одного трансформатора [6, стр. 293, табл. 7.17.], руб.

$C_{пот}$  – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах,

$C_{ам}$  – стоимость амортизационных отчислений, руб;

$C_{обсл}$  – отчисления на обслуживание трансформаторов, руб;

$E_{н.об} = 0,193$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для оборудования схемы [5, стр. 76].

### **Трансформатор ТРДН-25000/110**

Капитальные затраты на установку трансформаторов

$$K_{тр} = K \cdot n_{тр} \cdot \gamma = 7925400 \cdot 2 \cdot 1,2 = 19020960,0 \text{ руб.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах

$$C_{пот} = n_{тр} \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_{вкл} + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau_{max}) \cdot \Delta C_{э} \\ = 2 \cdot (27,0 \cdot 8760 + 0,52^2 \cdot 120,0 \cdot 7593,1) \cdot 0,020 = 19310,5 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{ам} = E_{ам} \cdot K_{тр} = 0,067 \cdot 19020960,0 = 1274404,3 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Отчисления на обслуживание трансформаторов

$$C_{обсл} = E_{обсл} \cdot K_{тр} = 0,059 \cdot 19020960,0 = 1122236,6 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Суммарные приведенные затраты

$$Z_{об} = E_{н.об} \cdot K_{тр} + C_{пот} + C_{ам} + C_{обсл} = \\ 0,193 \cdot 19020960,0 + 19310,5 + 1274404,3 + 1122236,6 = 6086996,8 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

### **Трансформатор ТРДН-25000/220**

Капитальные затраты на установку трансформаторов

$$K_{тр} = K \cdot n_{тр} \cdot \gamma = 9520000 \cdot 2 \cdot 1,2 = 22848000,0 \text{ руб.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах

$$C_{пот} = n_{тр} \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_{вкл} + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau_{max}) \cdot \Delta C_{э} \\ = 2 \cdot (22,0 \cdot 8760 + 0,52^2 \cdot 120,0 \cdot 7593,1) \cdot 0,020 = 17558,5 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{ам} = E_{ам} \cdot K_{тр} = 0,067 \cdot 22848000,0 = 1530816,0 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Отчисления на обслуживание трансформаторов

$$C_{обсл} = E_{обсл} \cdot K_{тр} = 0,049 \cdot 22848000,0 = 1119552,0 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Суммарные приведенные затраты

$$Z_{об} = E_{н.об} \cdot K_{тр} + C_{пот} + C_{ам} + C_{обсл} = \\ 0,193 \cdot 22848000,0 + 17558,5 + 1530816,0 + 1119552,0 = 7077590,5 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

### 3.11 Техничко-экономическое сравнение вариантов

Для удобства сравнения сведем результаты технико-экономических расчетов в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Определение суммарных приведенных затрат на сооружение ЛЭП, питающих ГПП

$U_{\text{ном}},$ кВ	Тр-тор	Сечение мм <sup>2</sup>	$k_3$	$K_{\text{ЛЭП}},$ руб	$K_{\text{об}},$ руб	$C_{\text{пот}},$ руб/год	$C_{\text{ам}},$ руб/год	$C_{\text{обсл}},$ руб/год	$Z_{\text{ЛЭП}},$ руб/год
110	ТРДН-25000/110	АС 120/19	0,336	66350592,0	10067400,0	116483,7	7309575,0	1124781,3	20579138,2
220	ТРДН-25000/220	АС 240/39	0,108	91232064,0	20563200,0	17855,2	10500940,8	1737453,3	30092220,7

Таблица 3.9 – Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

$U_{\text{ном}},$ кВ	Тр-тор	$\Delta P_{\text{кз}},$ кВт	$\Delta P_{\text{хх}},$ кВт	$\beta$	$K_{\text{тр}},$ руб	$C_{\text{пот}},$ руб/год	$C_{\text{ам}},$ руб/год	$C_{\text{обсл}},$ руб/год	$Z_{\text{тр}},$ руб/год
110	ТРДН-25000/110	120,0	27,0	0,52	19020960,0	19310,5	1274404,3	1122236,6	6086996,8
220	ТРДН-25000/220	120,0	22,0	0,52	22848000,0	17558,5	1530816,0	1119552,0	7077590,5

Суммарные приведенные затраты по вариантам

$$Z^{110} = Z_{\text{ЛЭП}}^{110} + Z_{\text{тр}}^{110} = 20579138,2 + 6086996,8 = 26666134,9 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

$$Z^{220} = Z_{\text{ЛЭП}}^{220} + Z_{\text{тр}}^{220} = 30092220,7 + 7077590,5 = 37169811,2 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Окончательно принимаем к установке вариант с трансформаторами 25000 кВА на напряжение 110 кВ. Данный вариант является наиболее целесообразным по технико-экономическим показателям.

### 3.12 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

В электрических установках могут возникать различные виды КЗ, сопровождающихся резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величин этих токов.

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

Расчет токов КЗ ведем в относительных единицах. Для этого все расчетные данные приводятся к базисному напряжению и базисной мощности.

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения рисунок 3.11 и на её основе схему замещения рисунок 3.10. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток КЗ. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток КЗ.

## Расчет токов КЗ ведем на участке Система – ГПП – ТП7.

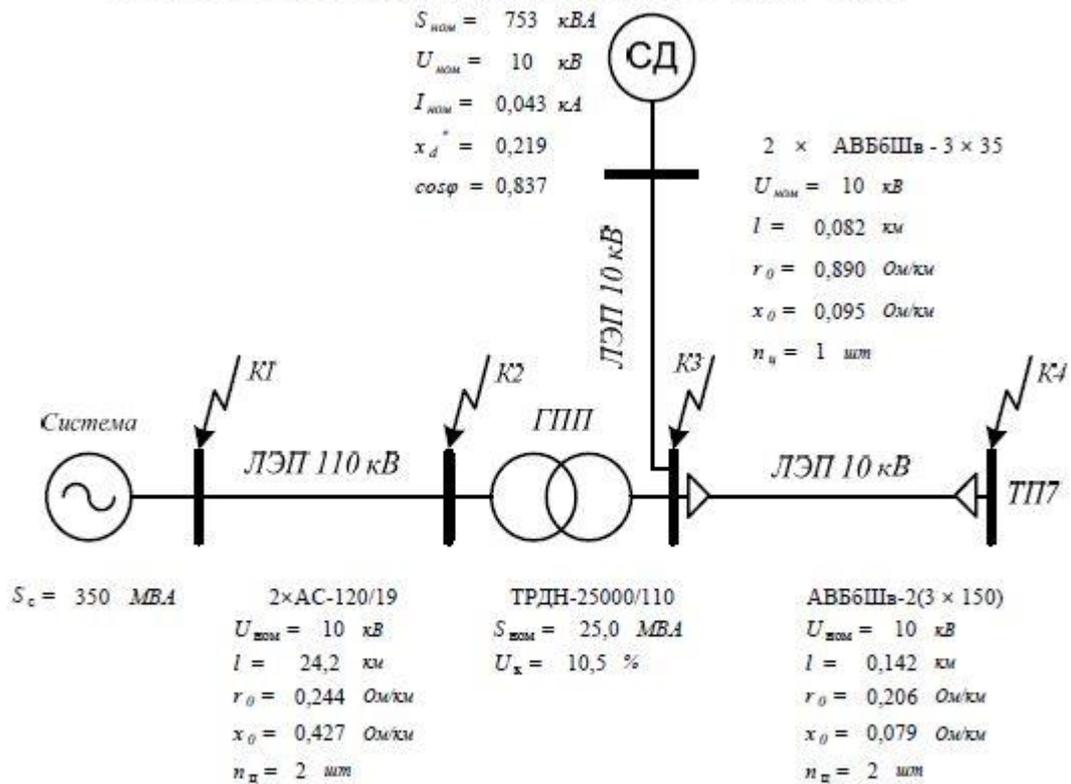


Рисунок 3.10 – Расчетная схема рассматриваемого участка

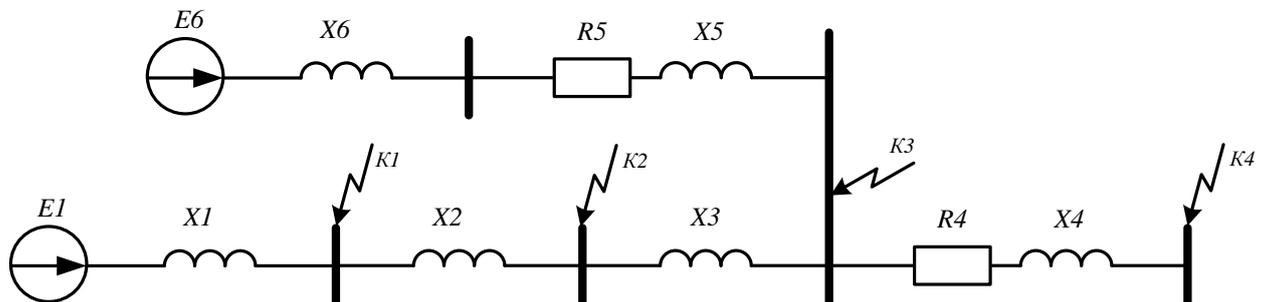


Рисунок 3.11 – Схема замещения рассматриваемого участка

По исходным данным определяем мощность системы. Приблизительно принимаем за мощность системы мощность отключения выключателя на присоединении подстанции к системе

$$S_c = 350 \text{ МВА.}$$

Принимаем за базисные величины

$$S_6 = 100 \text{ МВА, } U_{61} = 37,0 \text{ кВ, } U_{62} = 10,5 \text{ кВ.}$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,0} = 1,560 \text{ кА, } I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА.}$$

Для генераторов, трансформаторов, высоковольтной ВЛЭП, как правило, учитываются только индуктивные сопротивления. Целесообразно учитывать активные сопротивления, если  $R_\Sigma > X_\Sigma / 3$ .

Сопротивления элементов

Система

$$X_c = X_1 = \frac{S_6}{S_c} = \frac{100}{350} = 0,286.$$

Воздушная линия

$$X_2 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{61}^2} = 0,427 \cdot 24,2 \cdot \frac{100}{1 \cdot 37,0^2} = 0,755.$$

Трансформаторы

$$X_3 = \frac{U_{\text{к, \%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25,0} = 0,420.$$

Кабельная линия

$$R_4 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,206 \cdot 0,142 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,027,$$

$$X_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,079 \cdot 0,142 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,010.$$

Кабельная линия

$$R_5 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,890 \cdot 0,082 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,067,$$

$$X_5 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,095 \cdot 0,082 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,007.$$

с учетом того, что на предприятии несколько двигателей

$$R_6 = \frac{R'_6}{n_{\text{сд}}} = \frac{0,067}{2} = 0,033,$$

$$X_6 = \frac{X'_6}{n_{\text{сд}}} = \frac{0,007}{2} = 0,004.$$

Синхронный двигатель

сопротивление одного двигателя

$$X'_7 = \frac{x''_d \cdot S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{0,219 \cdot 100}{0,753} = 29,093;$$

с учетом того, что на предприятии несколько двигателей

$$X_7 = \frac{X'_7}{n_{\text{сд}}} = \frac{29,093}{2} = 14,546$$

$$U_{\text{ном}} = \frac{U_{\text{ном}}}{U_{62}} = \frac{10,0}{10,5} = 0,952, \quad I_{\text{ном}} = \frac{I_{\text{ном}}}{I_{62}} = \frac{0,043}{5,5} = 0,008,$$

$$E_7 = \sqrt{(U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}})^2 + (U_{\text{ном}} \cdot \sin \varphi_{\text{ном}} + I_{\text{ном}} \cdot X'_7)^2} \\ = \sqrt{(0,952 \cdot 0,837)^2 + (0,952 \cdot 0,547 + 0,008 \cdot 29,093)^2} = 1,095.$$

**Расчет короткого замыкания для точки К1.**

Эквивалентное сопротивление цепочки СД относительно точки К1

$$Z_{\text{сд}} = \sqrt{(R_6 + R_5)^2 + (X_7 + X_6 + X_5 + X_3 + X_2)^2} \\ = \sqrt{(0,033)^2 + (14,546 + 0,004 + 0,420 + 0,755)^2} = 15,725.$$

Эквивалентное сопротивление цепочки системы относительно точки К1

$$Z_{\text{с}} = X_1 = 0,286.$$

Результирующее сопротивление в точке К1

$$Z_{\Sigma 1} = \frac{Z_{\text{сд}} \cdot Z_{\text{с}}}{Z_{\text{сд}} + Z_{\text{с}}} = \frac{15,725 \cdot 0,286}{15,725 + 0,286} = 0,281.$$

Действующее значение тока КЗ в точке К1

$$I_{K1} = \frac{I_{\delta 1}}{Z_{\Sigma 1}} = \frac{1,560}{0,281} = 5,561 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К1

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 5,561 = 12,6 \text{ кА,}$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени  $T_a$ , определяемый по зависимости  $k_{уд} = f(T_a)$  [9, стр. 44, табл. П1.5].

Расчеты токов КЗ для других точек сведем в таблицу 3.11..

Таблица 3.10 – Расчёт токов короткого замыкания для рассматриваемого участка

Точка КЗ	$U_{\delta}$ ,	$I_{\delta}$ ,	$Z_{\Sigma}$	$k_{уд}$	$T_a$ ,	$I_K$ ,	$i_{уд}$ ,
	кВ	кА	–	–	сек	кА	кА
К1	37,0	1,560	0,281	1,608	0,02	5,561	12,6
К2	37,0	1,560	0,973	1,608	0,02	1,604	3,6
К3	10,5	5,499	1,327	1,869	0,01	4,143	10,9
К4	10,5	5,499	1,356	1,869	0,01	4,056	10,7

По найденным значениям тока короткого замыкания необходимо проверить высоковольтные кабельные линии на термическую стойкости, а так же произвести выбор высоковольтного оборудования.

Произведем проверку высоковольтной кабельной линии на термическую стойкость при коротком замыкании.

Время отключения короткого замыкания [9, стр. 206-211]

$$t_{пр} = 0,1 \div 0,3 \text{ сек.}$$

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$B_K = I_K^2 \cdot t_{пр} = 4142,7^2 \cdot 0,3 = 5148578,7 \text{ А}^2 \cdot \text{сек.}$$

где  $I_K$  – ток короткого замыкания на низкой стороне трансформаторов ГПП.

Термически стойкое сечение равно

$$F_{min} = \frac{I_K \cdot \sqrt{t_{пр}}}{C} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{5148578,7}{85} = 26,7 \text{ мм}^2 < F_{real} = 150 \text{ мм}^2,$$

где  $C$  – (для кабелей до 10 кВ с медными жилами) – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при коротком замыкании и материала проводника [3, стр. 42],  $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ ;

$F_{real}$  – сечение линии, питающей подстанцию,  $\text{мм}^2$ .

Таким образом, предварительно выбранное сечение по термической стойкости проходит. Оставляем ранее выбранное сечение.

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1000 В

В системах электроснабжения могут возникать режимы, характеризующиеся электрическими, тепловыми и механическими нагрузками, превышающие нагрузки нормального режима работы и представляющие опасность для элементов системы электроснабжения. Правильно выбранное оборудование – залог надежной работы электрооборудования и всей системы электроснабжения.

### 4.1 Выбор выключателей и разъединителей

Рассмотрим выбор выключателя и разъединителя на высокой стороне трансформатора ГПП.

Намечаем к установке выключатель типа ВЭК-110Б-40/2000

Параметры выключателя [9, стр. 630, табл. П4.4]

номинальное напряжение  $U_{\text{ном}} = 110\text{кВ}$ ;

номинальный ток  $I_{\text{ном}} = 2000\text{А}$ ;

номинальный ток отключения  $I_{\text{отк.ном}} = 40\text{кА}$ ;

ток электродинамической стойкости  $I_{\text{дин}} = 40\text{кА}$ ;

пик тока электродинамической стойкости  $i_{\text{дин}} = 80\text{кА}$ ;

ток термической стойкости  $I_{\text{тер}} = 31,5\text{кА}$ ;

длительность протекания тока термической стойкости  $t_{\text{тер}} = 4\text{с}$ ;

полное время отключения выключателя  $t_{\text{отк.в}} = 0,06\text{с}$ .

Проверка выключателя

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

$$U_{\text{уст}} = 110,0\text{кВ} = U_{\text{ном}} = 110,0\text{кВ};$$

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

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{р.ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25992,8}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 136,4\text{А} < I_{\text{ном}} = 2000,0\text{А};$$

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

$$I_{\text{n,t}} = 5,561\text{кА} < I_{\text{отк.ном}} = 40,0\text{кА};$$

–по электродинамической стойкости  $I_{\text{n,0}} \leq I_{\text{дин}}$ ,  $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

$$I_{\text{n,0}} = 5,561\text{кА} < I_{\text{дин}} = 40\text{кА},$$

$$i_{\text{уд}} = 12,6\text{кА} < i_{\text{дин}} = 80\text{кА};$$

–по термической стойкости  $B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{n,0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{отк.в}} + T_{\text{а}}) = 5,561^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,020) = 39,579\text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969,0 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{к}} = 39,579\text{кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 3969,0\text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель проходит по результатам проверок.

Намечаем к установке разъединитель типа РДЗ-110/1000

Параметры разъединителя [9, стр. 630, табл. П4.4]

номинальное напряжение  $U_{\text{ном}} = 110\text{кВ}$ ;

номинальный ток  $I_{\text{ном}} = 1000\text{А}$ ;

амплитуда предельного сквозного тока  $i_{\text{пр.с}} = 80\text{кА}$ ;

ток термической стойкости  $I_{\text{тер}} = 31,5\text{кА}$ ;

длительность протекания тока термической стойкости  $t_{\text{тер}} = 3\text{с}$ ;

Проверка разъединителя

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

$$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ};$$

– по току  $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = 136,4 \text{ А} < I_{ном} = 1000,0 \text{ А};$$

– по электродинамической стойкости  $i_{уд} \leq i_{пр.с}$

$$i_{уд} = 12,6 \text{ кА} < I_{пр.с} = 80 \text{ кА};$$

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

$$B_k = 39,579 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Разъединитель проходит по результатам проверок.

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

Дальнейший расчет сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор выключателей и разъединителей

<i>Расчетные данные</i>	<i>Выключатель ВЭК-110Б-40/2000</i>	<i>Разъединитель РДЗ-110/1000</i>
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 136,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,t} = 5,6 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	—
$I_{n,0} = 5,6 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{уд} = 12,6 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 39,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<i>Расчетные данные</i>	<i>Выключатель ВЭ-10-20/630</i>	<i>Разъединитель</i>
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	Используется выкатная тележка
$I_{max} = 396,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	
$I_{n,t} = 4,1 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	
$I_{n,0} = 4,1 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	
$i_{уд} = 10,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	
$B_k = 9,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

## 4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а так же для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Основными приборами, которые подключаются к трансформаторам тока на понизительных подстанциях являются амперметры, ваттметры, варметры и счетчики активной и реактивной энергии [9, стр. 371, рис. 4.104; 9, стр.362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 4.2 [9, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 4.2 – Нагрузка трансформаторов тока

Место установки	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
			А	В	С
Сторона ВН трансформатора	Амперметр	Э – 350	0,5	0,5	0,5
	Ваттметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
	Варметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
	Счетчик W	ЦЭ36805	2,5	2,5	2,5
	Счетчик V	ЦЭ36805	2,5	2,5	2,5
<b>Итого:</b>			<b>6,5</b>	<b>6,5</b>	<b>6,5</b>
Сторона НН трансформатора	Амперметр	Э – 350	0,5	0,5	0,5
	Ваттметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
	Варметр	Д – 335	0,5	0,5	0,5
	Счетчик W	ЦЭ36805	2,5	2,5	2,5
	Счетчик V	ЦЭ36805	2,5	2,5	2,5
<b>Итого:</b>			<b>6,5</b>	<b>6,5</b>	<b>6,5</b>

Пример выбора трансформатора тока на стороне ВН трансформатора ГПП.

Из таблицы 4.2 видно, что наиболее загружены фазы А и С. Для них ведем расчет.

Намечаем к установке трансформатор тока типа ТФЗМ110

Параметры трансформатора тока [8, стр. 295, табл. 5-9]

номинальное напряжение  $U_{ном} = 110\text{кВ}$ ;

номинальный ток  $I_{ном} = 150\text{А}$ ;

вторичный номинальный ток трансформатора тока  $I_2 = 5\text{А}$ ;

ток электродинамической стойкости  $i_{дин} = 30\text{кА}$ ;

ток термической стойкости  $I_{тер} = 5,0\text{кА}$ ;

длительность протекания тока термической стойкости  $t_{тер} = 3\text{с}$ ;

вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока  $Z_{2ном} = 1,2\text{Ом}$ ;

класс точности 0,5.

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

$$U_{уст} = 110,0\text{кВ} = U_{ном} = 110,0\text{кВ};$$

– проверка трансформатора тока по току  $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25992,8}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 136,4\text{А} < I_{ном} = 150,0\text{А};$$

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

Общее сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26\text{Ом},$$

где  $S_{приб}$  – мощность потребляемая приборами (таблица 4.2).

Допустимое сопротивление проводников

$$r_{\text{пр, доп}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,26 - 0,10 = 0,840\text{Ом},$$

где  $r_{\text{к}}$  – сопротивления контактов (0,05 Ом при двух-трех приборах; 0,1 Ом при большем количестве приборов) [9, стр. 374].

Для присоединения приборов к трансформаторам тока используем кабель с алюминиевыми жилами. Расчетное сечение кабеля

$$q_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0238 \cdot 8}{0,84} = 0,27\text{мм}^2$$

где  $\rho = 0,0283 \text{ Ом/мм}^2$ — удельное сопротивление алюминиевого провода [9, стр. 374];

Принимаем кабель марки АКРВГ сечением  $q=4\text{мм}^2$  [9, стр. 375].

Тогда сопротивление кабеля

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 8}{4} = 0,0570\text{Ом}.$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,26 + 0,057 + 0,10 = 0,4170\text{Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,2000\text{Ом}.$$

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

$$i_{\text{уд}} = 12,6 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 30\text{кА};$$

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

$$B_{\text{к}} = 39,579 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 5,0^2 \cdot 3 = 75,0\text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Трансформатор тока проходит по результатам проверок.

Трансформатор тока на низкой стороне трансформатора ГПП производится аналогично. Поэтому дальнейшие расчеты сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор трансформаторов тока в цепях трансформатора ГПП

<i>Тип ТТ</i>	<i>Расчетные данные</i>	<i>Каталожные данные</i>
<i>ТА1 ТШЛ 10  Сторона НН трансформатора</i>	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} = 396,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 9,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 14700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 10,9 \text{ кА}$	<i>не проверяется</i>
	$r_2 = 0,375 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,800 \text{ Ом}$
<i>ТА2 ТФЗМ110  Сторона ВН трансформатора</i>	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} = 136,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 39,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 75,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 12,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 30 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,417 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,200 \text{ Ом}$

### 4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 вольт, а так же для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Основными приборами, которые подключаются к трансформаторам напряжения на понизительных подстанциях являются вольтметры, ваттметры, варметры, частотомеры и счетчики активной и реактивной энергии [9, стр. 371, рис. 4.104; 9, стр. 362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 4.4 [9, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 4.4 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Место установки	Прибор	Тип	$S_{обм}, В \cdot А$	$n_{обм}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{приб}$	Потр. мощн.	
								$P, Вт$	$Q, ВАр$
Сторона ВН трансформатора	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	1	2,0	0,0
	Вольтметр	Н – 393	10,0	1	1	0	1	10,0	0,0
	Частотомер	Н – 397	7,0	1	1	0	1	7,0	0,0
	Ваттметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Варметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик $W$	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	1	0,02	0,0
	Счетчик $V$	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	1	0,02	0,0
<b>Итого:</b>								<b>25,0</b>	<b>0,0</b>
Сторона НН трансформатора	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	2	4,0	0,0
	Ваттметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Варметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик $W$	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	10	0,20	0,0
	Счетчик $V$	ЦЭ36805	0,02	—	—	—	10	0,20	0,0
<b>Итого:</b>								<b>10,4</b>	<b>0,0</b>

а) Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа НТМИ-10

Параметры трансформатора напряжения

номинальное напряжение  $U_{ном} = 10кВ$ ;

номинальная мощность  $S_{ном} = 120В \cdot А$ ;

класс точности 0,5.

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

$$U_{уст} = 10кВ = U_{ном} = 10кВ;$$

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 4.4.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,4^2 + 0,0^2} = 10,4В \cdot А < S_{ном} = 120В \cdot А.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

б) Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа НКФ-110

Параметры трансформатора напряжения

номинальное напряжение  $U_{ном} = 110кВ$ ;

номинальная мощность  $S_{ном} = 400 В \cdot А$ ;

класс точности 0,5.

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

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

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 4.4.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{25,0^2 + 0,0^2} = 25,0\text{В} \cdot \text{А} < S_{ном} = 400\text{В} \cdot \text{А}.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил  $q = 4\text{мм}^2$  по условию механической прочности [9, стр. 375].

#### 4.4 Учет электрической энергии

Для присоединения точных измерительных приборов используются трансформаторы тока с классом точности – 0,2, для счетчиков денежного расчета – 0,5, для всех технических измерительных приборов – 1, для релейной защиты – 3 и 10.

Большое значение играет точность измерения потребленной электроэнергии, так как вопросы рационального и экономного расходования электроэнергии занимают важнейшую роль на промышленном предприятии. Одним из главных условий решения этих вопросов является организация доступной и качественной системы учета электроэнергии. В качестве такой системы применим автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).

АСКУЭ – иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

Система АСКУЭ дает возможность связать планирование энергозатрат с планом выпуска готовой продукции, а также точно определить расход энергоресурсов и выделить его в себестоимости конечного продукта производства. Кроме этого, АСКУЭ позволяет видеть моменты простоя и перегрузки работы предприятия, утечки электроэнергии, что помогает скорректировать работу и повысить экономическую эффективность предприятия, автоматизировать сбор данных.

Основными функциями АСКУЭ является:

- Непрерывный опрос счетчиков электроэнергии устройством сбора данных;
- дистанционная запись тарифных расписаний приборы учета по отложенному заданию;

- автоматическая коррекция текущего времени для каждого счетчика по внутренним часам сервера сбора данных;
- хранение даты и времени начала эксплуатации;
- возможность дистанционного отключения нагрузки;
- организация прозрачного канала связи для работы со счетчиками при помощи конфигурационного программного обеспечения;
- определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе, на основе сведения балансов отпущенной и потребленной энергии за интервалы времени;
- передача данных о потребленной электроэнергии в биллинговые системы;
- технический учет расхода электроэнергии.

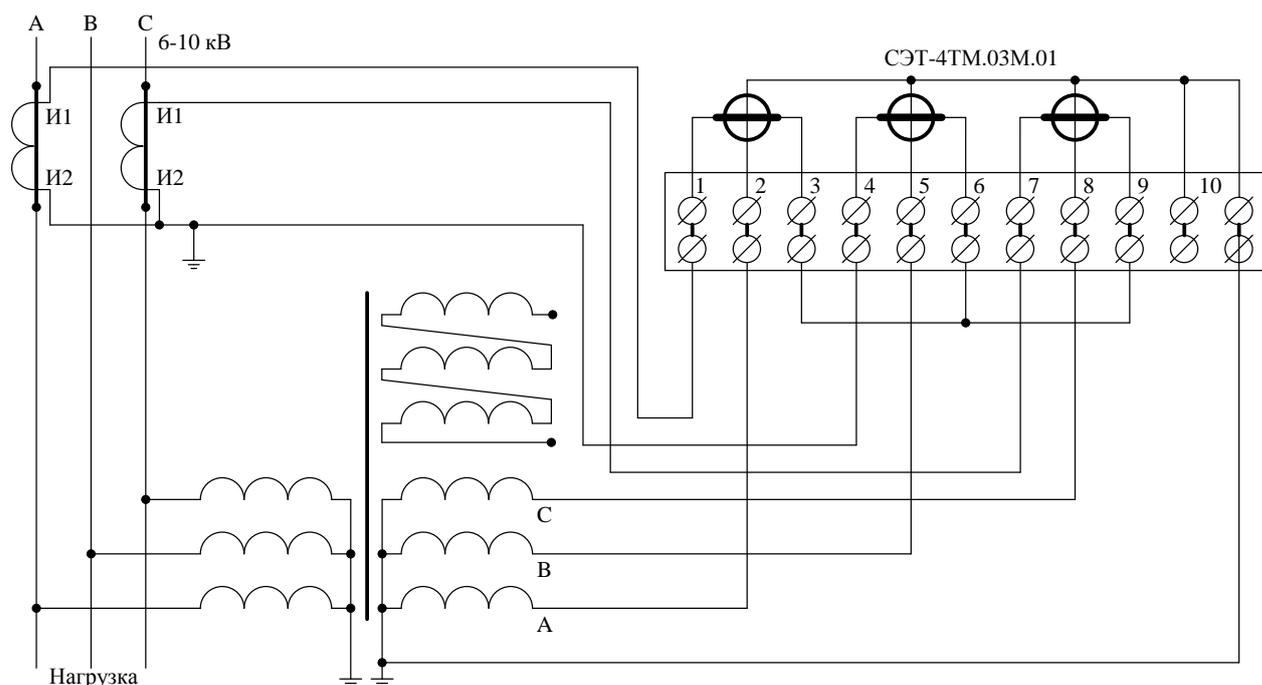
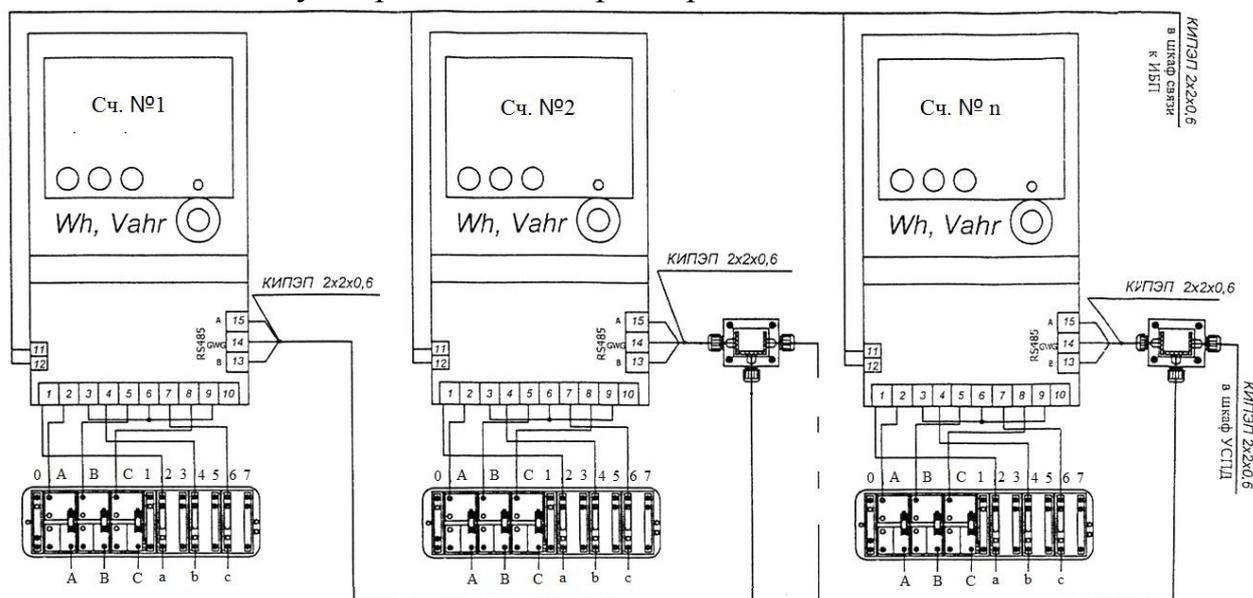


Рисунок 4.1 – Схема учета электроэнергии

## **5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА**

### **5.1 Назначение РЗА**

Устройства защиты и автоматики должны выполнять определенные функции. Для релейной защиты такими функциями являются ее срабатывания при повреждении защищаемого элемента и несрабатывания при КЗ за пределами этого элемента. С целью ограничения отказов функционирования защите придаются определенные свойства. Основные из них – селективность, устойчивость и надежность функционирования.

Основные условия надежной работы релейной защиты:

–обеспечение селективности, т.е. отключение только поврежденных участков. Время срабатывания защиты характеризуется выдержкой времени, обеспечивающей селективность;

–чувствительность ко всем видам повреждений на защищаемой линии и на линиях, питаемых от нее, а также к изменению в связи с этим параметров, что оценивается коэффициентом чувствительности;

–максимальная простота схем с наименьшим числом аппаратов и достаточная надежность и быстродействие;

–наличие сигнализации о неисправностях в цепях, питающих аппараты релейной защиты.

Релейная защита выполняется на реле различных типов. Реле, применяемые в релейной защите, классифицируются по следующим признакам:

–по способу воздействия на отключение – прямого и косвенного действия;

–по принципу действия – электромагнитные, электродинамические, тепловые, электронные и другие;

–по параметру действия – ток, напряжение, мощность, тепловые и другие.

### **5.2 Защиты трансформатора**

Устройства релейной защиты для силовых трансформаторов предусматривают защиту от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

–многофазных замыканий в обмотках и на выводах;

–однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;

–витковых замыканий в обмотках, токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и перегрузкой, понижения уровня масла.

Виды защит трансформатора определяются его мощностью, назначением, режимом работы, местом установки, схемой включения.

### **5.3 Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий**

Для защиты трансформатора небольшой и средней мощности от

коротких замыканий в его обмотках на выводах и в соединениях используют токовую отсечку без выдержки времени и токовую защиту со ступенчатой характеристикой выдержки времени. Защита устанавливается со стороны источника питания непосредственно у выключателя. При этом в зону действия защиты входят трансформатор и его соединения с выключателем. Срабатывая, защита действует на отключение выключателей.

Недостатком отсечки без выдержки времени является неполная защита трансформатора. В её зону действия входит только часть обмотки. Защита не реагирует на замыкания на выводах и в соединениях с выключателем со стороны низшего напряжения.

Для устранения этого недостатка токовую отсечку без выдержки времени дополняют максимальной токовой защитой, которая является вместе с тем защитой трансформатора от сверхтоков внешних коротких замыканий. При установке на трансформаторе защита действует на отключение выключателя со стороны высшего напряжения. Для повышения чувствительности к повреждениям внутри бака защита со ступенчатой характеристикой дополняется газовой защитой.

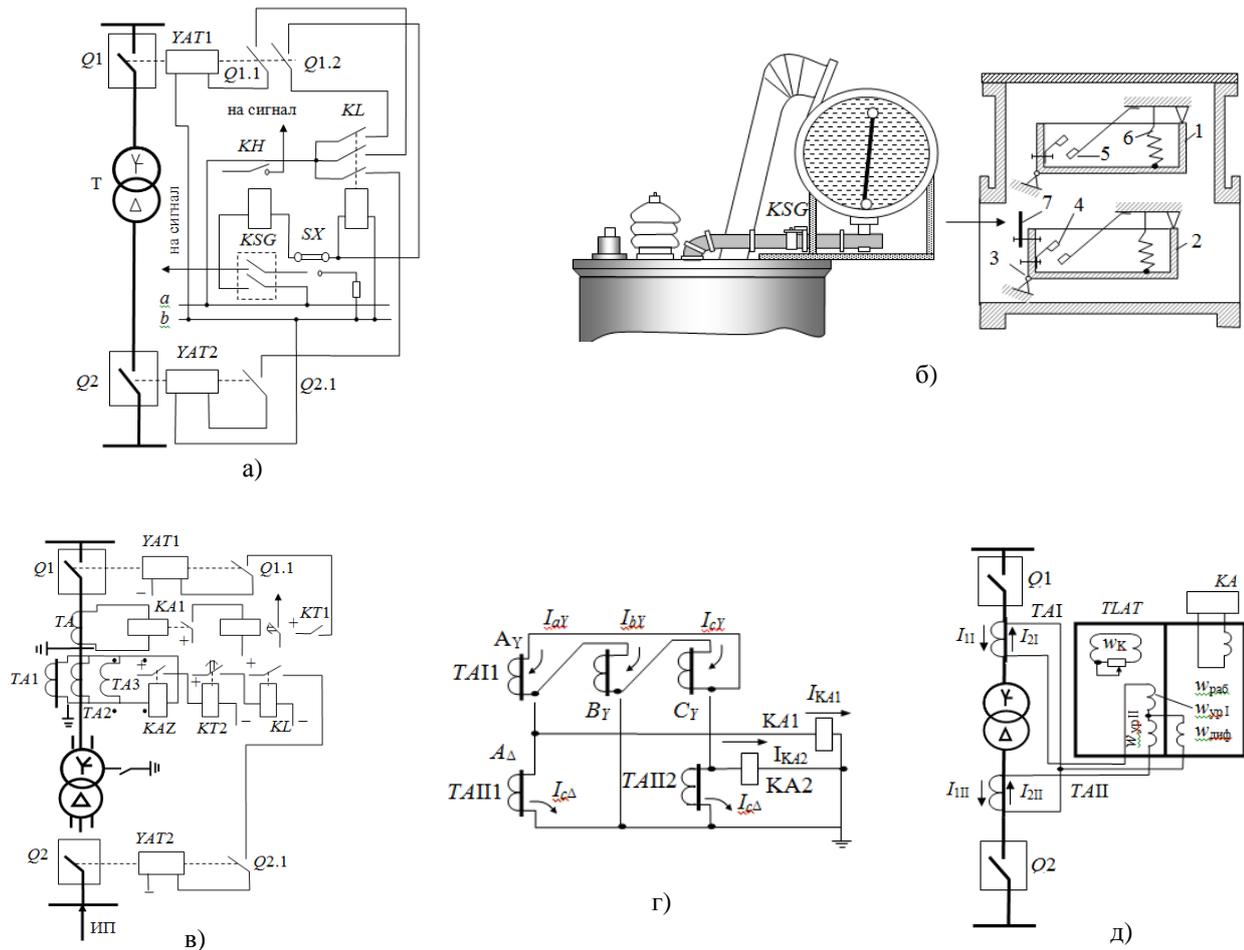


Рисунок 5.1 – Примеры схем релейной защиты трансформаторов

- а) схема газовой защиты; б) газовое реле защиты трансформатора; в) токовая защита нулевой последовательности; г) дифференциальная отсечка; д) дифференциальная токовая защита.

## 5.4 Газовая защита

Баки трансформаторов заполняются маслом. Ток короткого замыкания, проходящий через место установки токовой защиты при повреждении внутри бака трансформатора, определяется числом замкнутых витков и поэтому может оказаться недостаточным для ее действия. Однако витковые замыкания представляют опасность для трансформатора и должны отключаться.

Опасным внутренним повреждением является «пожар стали» магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода. Токовая и дифференциальная защиты на этот вид повреждения не реагируют. В этом случае применяют газовую защиту, фиксирующую появление в баке трансформатора газа. Образование газа является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги или недопустимого нагрева.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (рисунок 5.1б) Корпус газового реле врезается в маслопровод между крышкой бака и расширителем, так чтобы не препятствовать циркуляции масла между ними. Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек, вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек.

В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения.

Недостаток защиты – не реагирование на повреждения вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Так же, вследствие несовершенства конструкции современных газовых реле защиту приходится выводить из действия при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др.

## 5.5 Дифференциальные токовые защиты трансформаторов

Дифференциальные токовые защиты трансформаторов выполняются в виде: дифференциальной токовой отсечки; дифференциальной защиты с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока; дифференциальной токовой защиты с реле, имеющими торможение.

Дифференциальная токовая отсечка выполняется посредством максимальных реле тока КА1 и КА2, например РТ – 40 или РТМ, включаемых непосредственно в дифференциальную цепь схемы без каких-либо промежуточных устройств.

Достоинства – быстродействие и простота. Однако из-за большого тока срабатывания токовая отсечка иногда недостаточна чувствительна, поэтому она применяется на трансформаторах небольшой мощности.

Для выполнения дифференциальной токовой защиты с насыщающимися трансформаторами используются реле с НТТ типа РНТ – 565. Реле РНТ – 565 применяется при низкой чувствительности токовой отсечки или если требуются дополнительные устройства для выравнивания токов в схеме с реле косвенного действия. Благодаря НТТ защита отстраивается от бросков тока намагничивания. Если чувствительность защиты с реле типа РНТ недостаточна, то дифференциальная защита выполняется посредством реле с торможением.

### 5.6 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ГПП

Дифференциальная защита трансформатора является основной быстродействующей защитой от межфазных КЗ и замыканий между витками одной фазы. Схема расчета дифференциальной защиты приведена на рисунке 5.2.

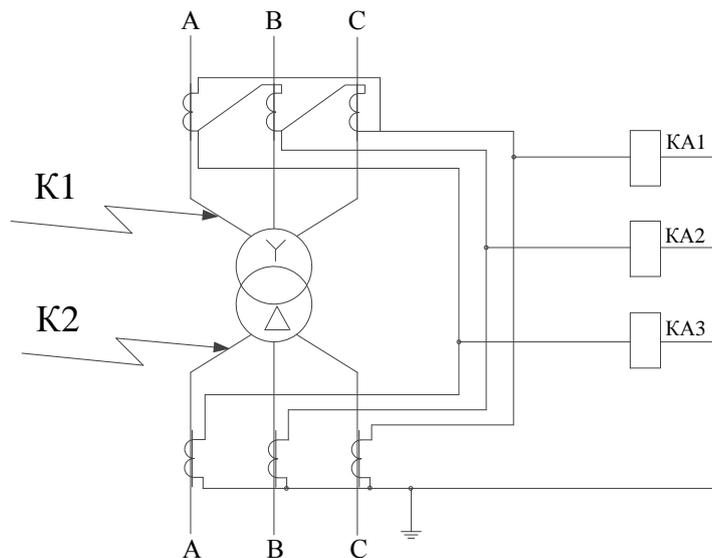


Рисунок 5.2 – Дифференциальная токовая защита трансформатора

При создавшемся аварийном режиме в зоне защиты в работу вступает дифференциальная защита и отключает повреждение без выдержки времени со стороны НН и ВН одновременно.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета дифференциальной защиты

<i>Числовое значение для стороны</i>	
<i>110,0</i>	<i>6,0</i>
Номинальные токи защищаемого трансформатора	
$I_{ВН} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 183,7А.$	$I_{НН} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,0} = 2020,7А.$
Схема соединения обмоток трансформаторов	
Y	Δ

Окончание таблицы 6.1

Схема соединения обмоток трансформаторов тока	
$\Delta$	Y
Коэффициент схемы	
$K_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$	$K_{сх}^{(3)} = 1$
Принятый стандартный коэффициент трансформации трансформаторов тока	
$K_{A.вн} = \frac{200}{5} = 40,0$	$K_{A.нн} = \frac{3000}{5} = 600,0$
Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока	
$K_{A\Delta} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{вн}}{5} = \frac{\sqrt{3} \cdot 183,7}{5} = 63,6$	$K_{AY} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{нн}}{5} = \frac{1 \cdot 2020,7}{5} = 404,1$
Вторичный ток в плечах защиты	
$I_{2вн} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{вн}}{K_{A.вн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 183,7}{40,0} = 8,0A.$	$I_{2нн} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{нн}}{K_{A.нн}} = \frac{1 \cdot 2020,7}{600,0} = 3,4A.$
Токи КЗ	
$I_{кз.вн} = 1603,9A.$	$I_{кз.нн} = 4142,7A.$

Ток небаланса, обусловленный погрешностью трансформаторов тока  
 $I'_{нб} = I_{нб.тр} = K_a \cdot K_{одн} \cdot \Psi_i \cdot I_{кз.вн.max} = 1 \cdot 1,0 \cdot 0,1 \cdot 1603,9 = 160,4A,$   
 где  $K_a$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей [11, стр. 156];

$K_{одн}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока [11, стр. 156];  
 $\Psi_i$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока [11, стр. 156].

Ток небаланса, обусловленный наличием РПН у силового трансформатора

$I''_{нб} = I_{нб.рег} = \Delta U_{*a} \cdot K_{ток} \cdot I_{кз.вн.max} = 0,16 \cdot 1,0 \cdot 1603,9 = 256,9A,$   
 где  $\Delta U_{*a}$  – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения, равная половине диапазона регулирования силового трансформатора;

$K_{ток}$  – коэффициент токораспределения (для двухобмоточного трансформатора) [11, стр. 157].

Первичный расчетный ток небаланса при внешнем КЗ

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} = 160,4 + 256,9 = 417,3A.$$

Предварительный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса

$$I_{с.з} \geq K_{над} \cdot I_{нб} = 1,3 \cdot 417,3 = 542,5A,$$

где  $K_{над}$  – коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас [11, стр. 158].

Предварительный ток срабатывания защиты по условию от броска тока намагничивания

$$I_{с.з} \geq K_{над} \cdot I_{вн} = 1,3 \cdot 183,7 = 238,8A.$$

Принимаем расчетный ток срабатывания защиты

$$I_{c.3} = 542,5\text{А.}$$

Расчетный ток в реле [11, стр. 27, табл. 2.1]

$$I_p = 1,5 \cdot \frac{I_{кз.вн.min}}{K_{A.вн}} = 1,5 \cdot \frac{1603,9}{40,0} = 60,1\text{А.}$$

При двухфазном КЗ на стороне НН ток повреждения проходит через обмотки трансформатора тока стороны ВН, соединенные в треугольник. Предварительный ток срабатывания реле

$$I_{c.p} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{c.3}}{K_{A.вн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 542,5}{40,0} = 23,5\text{А.}$$

Предварительное значение коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ

$$K_{ч}^{(2)} = \frac{I_p}{I_{c.p}} = \frac{60,1}{23,5} = 2,56 > 2.$$

Проверка выполняется, можно вести расчет дальше. Необходимо определить число витков обмоток реле. Расчет начинается с определения числа витков обмотки ВН, так как это питающая сторона с регулируемым напряжением.

Таблица 5.2 – Определение числа витков насыщающегося трансформатора

Расчетный ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{c.p.вн.расч} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{c.3}}{K_{A.вн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 542,5}{40,0} = 23,5\text{А.}$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны ВН
$W_{вн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{c.p.вн.расч}} = \frac{100}{23,5} = 4,3\text{шт, принимаем } W_{вн} = 4,0\text{шт.}$
Фактический ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{c.p.вн} = \frac{F_{ср}}{W_{вн}} = \frac{100}{4,0} = 25,0\text{А.}$
Фактический расчетный ток срабатывания защиты на стороне ВН
$I_{c.з.вн} = \frac{I_{c.p.вн} \cdot K_{A.вн}}{K_{сх}^{(3)}} = \frac{25,0 \cdot 40,0}{\sqrt{3}} = 577,4\text{А.}$
Расчетный ток срабатывания защиты на стороне НН
$I_{c.p.нн.расч} = \frac{I_{c.з.вн} \cdot U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{577,4 \cdot 110,0}{10,0} = 6350,9\text{А.}$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН
$W_{нн.расч} = \frac{W_{вн} \cdot I_{2вн}}{I_{2нн}} = \frac{4 \cdot 8,0}{3,4} = 9,4\text{шт, принимаем } W_{нн} = 9,0\text{шт.}$
Ток небаланса, составляющая $\Gamma''''_{нб}$
$I''''_{нб} = \frac{W_{нн.расч} - W_{нн}}{W_{нн.расч}} \cdot I_{кз.вн.max} = \frac{9,4 - 9,0}{9,4} \cdot 1603,9 = 76,0\text{А.}$

Окончание таблицы 5.2

Первичный расчетный ток небаланса
$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} + I'''_{\text{нб}} = 160,4 + 256,9 + 76,0 = 493,3\text{А.}$
Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса
$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{нб}} = 1,3 \cdot 493,3 = 641,3\text{А.}$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны ВН
$W_{\text{вн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{с.р.вн}}} = \frac{100}{25,0} = 4,0\text{шт, принимаем } W_{\text{вн}} = 4,0\text{шт.}$
Фактический ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{\text{с.р.вн}} = \frac{F_{\text{ср}}}{W_{\text{вн}}} = \frac{100}{4,0} = 25,0\text{А.}$
Фактический расчетный ток срабатывания защиты на стороне ВН
$I_{\text{с.з.вн}} = \frac{I_{\text{с.р.вн}} \cdot K_{\text{А.вн}}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} = \frac{25,0 \cdot 40,0}{\sqrt{3}} = 577,4\text{А.}$
Расчетный ток срабатывания защиты на стороне НН
$I_{\text{с.р.нн.расч}} = \frac{I_{\text{с.з.вн}} \cdot U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = \frac{577,4 \cdot 110,0}{10,0} = 6350,9\text{А.}$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН
$W_{\text{нн.расч}} = \frac{W_{\text{вн}} \cdot I_{2\text{вн}}}{I_{2\text{нн}}} = \frac{4 \cdot 8,0}{3,4} = 9,4\text{шт, принимаем } W_{\text{нн}} = 9,0\text{шт.}$
Ток небаланса, составляющая $I'''_{\text{нб}}$
$I'''_{\text{нб}} = \frac{W_{\text{нн.расч}} - W_{\text{нн}}}{W_{\text{нн.расч}}} \cdot I_{\text{кз.вн.мах}} = \frac{9,4 - 9,0}{9,4} \cdot 1603,9 = 76,0\text{А.}$
Первичный расчетный ток небаланса
$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} + I'''_{\text{нб}} = 160,4 + 256,9 + 76,0 = 493,3\text{А.}$
Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса
$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{нб}} = 1,3 \cdot 493,3 = 641,3\text{А.}$
Уточненный ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{\text{с.р.вн}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}}{K_{\text{А.вн}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 641,3}{40,0} = 27,8\text{А.}$
Окончательно принятое число витков
$W_{\text{вн}} = 4,0\text{шт; } W_{\text{нн}} = 9,0\text{шт.}$
Проверка по уравнению
$I_{2\text{вн}} \cdot W_{\text{вн}} = 8,0 \cdot 4,0 = 31,8 \cong I_{2\text{нн}} \cdot W_{\text{нн}} = 3,4 \cdot 9,0 = 30,3$

Расчетный ток в реле [11, стр. 27, табл. 2.1]

$$I_p = 1,5 \cdot \frac{I_{\text{кз.вн.}min}}{K_{\text{А.вн}}} = 1,5 \cdot \frac{1603,9}{40,0} = 60,1\text{А.}$$

Оценка значения коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_p}{I_{\text{с.р}}} = \frac{60,1}{27,8} = 2,17 > 2.$$

Рассчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-5ГЗБ1	Абдусаттаров Маъмуржон Мухаммадали угли

<b>Институт</b>	<b>ИнЭО</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ЭПЭО</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Электроэнергетика и электротехника

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

1. Стоимость электрооборудования и стоимость строительно-монтажных работ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования

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

1. Смета на проектирование.
2. Расчет затрат на проектирование электроснабжения объекта
3. План разработки выполнения этапов проекта
4. Затраты на разработку проекта
5. Расчет зарплаты
6. Расчет ФЗП
7. Материальные затраты
8. Амортизация основных фондов
9. Калькуляция сметной стоимости на выполнение проекта

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

1. Смета затрат на электрооборудование
2. Календарный план проекта и график занятости в выполнении проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Попова Светлана Николаевна	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-5ГЗА1	Абдусаттаров Маъмуржон Мухаммадали угли		

## **6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **6.1 Общие сведения**

Целью данной работы является составление сметы на проектировании электрической части ООО Бухарского НПЗ и расчет сметы затрат на электрооборудование мастерских предприятия.

Капитальные вложения в электрооборудование – это в первую очередь, стоимость электрооборудования и стоимость строительно-монтажных работ.

Исходными материалами для определения сметной стоимости строительства объекта служат данные проекта по составу оборудования, объему строительных и монтажных работ; прейскуранты цен на оборудование и строительные материалы; нормы и расценки на строительные и монтажные работы; тарифы на перевозку грузов; нормы накладных расходов и другие нормативные документы.

Решение о проектировании электроснабжения принимается на основе технико-экономического обоснования.

На основе утвержденного ТЭО заказчик заключает договор с проектной организацией на проектирование и выдает ей задание, которое содержит:

1. Генплан предприятия;
2. Расположение источника питания;
3. Сведения об электрических нагрузках;
4. План размещения электроприемников на корпусах;
5. Площадь корпусов и всей территории завода.

Различают две стадии проектирования:

- а) Технический проект;
- б) Рабочий чертеж.

Если проектируемый объект в техническом отношении не сложный, то обе стадии объединяются в одну – технорабочий проект.

## **6.2 Смета на проектирование**

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на проектирование электроснабжения объекта в срок при наименьших затратах средств, составляется план-график, в котором рассчитывается поэтапная трудоемкость всех работ. После определения трудоемкости всех этапов темы, назначается число участников работы по этапам (таблица 6.1).

Таблица 6.1 – План разработки выполнения этапов проекта

<i>№ п/п</i>	<i>Перечень выполненных работ</i>	<i>Исполнители</i>	<i>Прод- сть,д</i>	<i>СЗП, руб.</i>	<i>ЗП, руб.</i>
1	Ознакомление с производственной документацией. Постановка задачи работникам	Рук-ль	3	1880,4	5641,2
		Инженер	5	987,4	4936,9
2	Расчет электрических нагрузок по цеху	Инженер	8	987,4	7899,0
3	Расчет электрических нагрузок по предприятию	Инженер	6	987,4	5924,3
4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Инженер	2	987,4	1974,8
5	Выбор трансформаторов цеховых подстанций. Технич- экономический расчет компенсирующих устройств	Инженер	3	987,4	2962,1
6	Выбор трансформаторов ГПП. Технич-экономический расчет схемы внешнего электроснабжения	Инженер	1	987,4	987,4
7	Расчет внутриводской сети предприятия	Инженер	10	987,4	9873,8
8	Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000В.	Инженер	3	987,4	2962,1
9	Выбор электрооборудования в сети выше 1000В	Инженер	3	987,4	2962,1
10	Расчет схемы электроснабжения цеха	Рук-ль	1	1880,4	1880,4
		Инженер	12	987,4	11848,6
11	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000В	Инженер	1	987,4	987,4
12	Расчет молниезащиты	Инженер	1	987,4	987,4
13	Расчет релейной защиты и автоматики	Инженер	3	987,4	2962,1
14	Расчет эпюры отклонений напряжения	Инженер	2	987,4	1974,8
15	Составление расчетно-пояснительной записки	Рук-ль	3	1880,4	5641,2
		Инженер	20	987,4	19747,6
16	Чертежные работы	Рук-ль	2	1880,4	3760,8
		Инженер	12	987,4	11848,6
<i>Итого по каждой должности</i>		<i>Рук-ль</i>	<b>9</b>	<b>1880,4</b>	<b>16923,6</b>
		<i>Инженер</i>	<b>92</b>	<b>987,4</b>	<b>90839,0</b>
<i>Итого ФЗП сотрудников</i>					<b>107762,6</b>

Рисунок 6.1 – Календарный план проекта

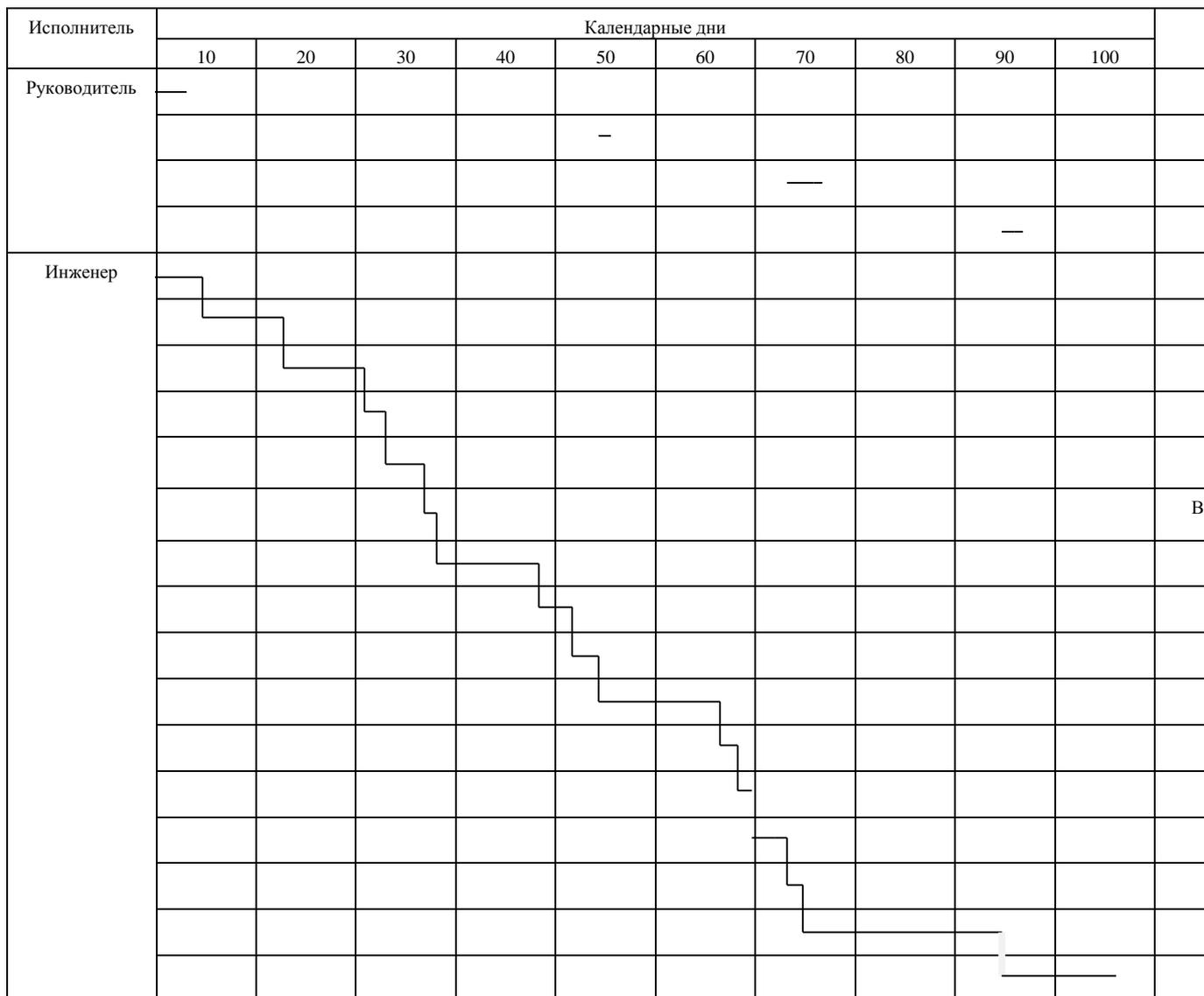


Рисунок 6.2 – График занятости персонала

## Затраты на разработку проекта

$$K_{\text{пр}} = I_{\text{зп}} + I_{\text{со}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{накл}},$$

где  $I_{\text{зп}}$  – заработная плата;

$I_{\text{со}}$  – отчисления на социальные нужды;

$I_{\text{пр}}$  – прочие затраты;

$I_{\text{накл}}$  – накладные расходы.

### 1) Расчет зарплаты

#### а) Месячная зарплата руководителя проекта

$$I_{\text{зп}}^{\text{мес}} = (ЗП_0 \cdot K_1 + Д) \cdot K_2 = (33900,0 \cdot 1,10 + 2200) \cdot 1,3 = 39490,0 \text{руб},$$

где  $ЗП_0$  – месячный оклад;

$K_1$  – коэффициент, учитывающий отпуск (10% от  $ЗП_0$ );

$K_2$  – районный коэффициент (1,3 для Томской области).

Зарплата руководителя с учетом фактически отработанных дней

$$I_{\text{зп}}^{\text{ф}} = \frac{I_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{21} \cdot n = \frac{39490,0}{21} \cdot 9,0 = 16923,6 \text{руб},$$

где  $n$  – количество отработанных дней по факту.

По часовой ставке:  $\frac{I_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{168} \cdot n = \frac{39490,0}{168} \cdot 72 = 16923,6 \text{руб}$

$$39490,0 \text{рублей} / 168 \text{ часов} * 72 \text{ часов} = 16923,6 \text{руб.}$$

#### б) Месячная зарплата инженера

$$I_{\text{зп}}^{\text{мес}} = ЗП_0 \cdot K_1 \cdot K_2 = 14500,0 \cdot 1,10 \cdot 1,3 = 20735,0 \text{руб.}$$

Зарплата инженера с учетом фактически отработанных дней

$$I_{\text{зп}}^{\text{ф}} = \frac{I_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{21} \cdot n = \frac{20735,0}{21} \cdot 92,0 = 90839,0 \text{руб.}$$

По часовой ставке:  $\frac{I_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{168} \cdot n = \frac{20735,0}{168} \cdot 736 = 90839,0 \text{руб.}$

$$20735,0 \text{рублей} / 168 \text{ часов} * 736 \text{ часов} = 90839,0 \text{рублей}$$

#### в) Итого ФЗП сотрудников

$$\text{ФЗП} = 16923,6 + 90839,0 = 107762,6 \text{руб.}$$

Расчет ФЗП приведен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет ФЗП

Должность	ЗП <sub>о</sub> ,руб	Д, руб	К <sub>1</sub>	К <sub>2</sub>	Имес, руб	Средняя зарплата за один день, руб.	n	ФЗП, руб
Рук-ль	33900,0	2200,0	1,10	1,3	39490,0	1880,4	9,0	16923,6
Инженер	14500,0	–	1,10	1,3	20735,0	987,4	92,0	90839,0
<b>Итого</b>	<b>37800,0</b>	–	–	–	<b>56914,0</b>	–	–	<b>107762,6</b>

Отчисления на социальные нужды (соц. страхование, пенсионный фонд, мед. страховка) в размере 30,2% от ФЗП

$$И_{со} = 0,302 \cdot 107762,6 = 323544,30 \text{ руб.}$$

2) Прочие расходы (услуги связи, затраты на ремонт оборудования) в размере 10% от ФЗП, затраты на материалы, амортизации и отчислений на социальные нужды

$$И_{пр} = 0,1 \cdot (\text{ФЗП} + И_{со}) = 0,1 \cdot (107762,6 + 32544,30) = 14030,69 \text{ руб.}$$

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

$$И_{накл} = 2,0 \cdot \text{ФЗП} = 2,0 \cdot 107762,6 = 215525,2 \text{ руб.}$$

4) Затраты на разработку проекта

$$\begin{aligned} K_{пр} &= \text{ФЗП} + И_{со} + И_{пр} + И_{накл} \\ &= 107762,6 + 32544,30 + 14030,69 + 215525,2 \\ &= 369862,79 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Расчет сметы затрат разработку проекта сведем в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Калькуляция сметной стоимости на выполнение проекта

№ статьи	Наименование статей расхода	Сумма, руб.
1	ФЗП	107 762,6
2	Социальные отчисления И <sub>со</sub>	32 544,30
3	Прочие расходы И <sub>пр</sub>	14 030,69
4	Накладные расходы И <sub>н</sub>	215 525,2
<b>Цена проекта К<sub>пр</sub>, руб</b>		<b>369 862,79</b>

Таблица 6.6 – Сведения об электрических нагрузках мастерских

<i>№ п</i>	<i>Наименование</i>	$P_{ус}$ <i>m</i>	$K_{ис}$	$cos$	$tg$	$\eta$	$K_{нус}$	$I_{ном}$ <i>A</i>	$I_{пуск}$ <i>A</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
1	Пресс	18,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	38,0	189,
2	Токарный станок	17,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	36,9	184,
3	Токарный станок	17,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	36,9	184,
4	Сверлильный станок	6,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	13,7	68,6
5	Сверлильный станок	6,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	13,7	68,6
6	Сверлильный станок	6,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	13,7	68,6
7	Вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	29,8	208,
8	Обогревательный прибор	16,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	26,4	–
9	Вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	29,8	208,
10	Кран-балка (ПВ=25%)	30,	0,0	0,6	1,3	0,8	5	85,4	426,
11	Точильный станок	2,2	0,1	0,8	0,7	0,9	5	4,6	23,2
12	Точильный станок	2,2	0,1	0,8	0,7	0,9	5	4,6	23,2
13	Циркуляционная пила	15,	0,3	0,7	0,8	0,8	5	34,1	170,
14	Пресс гидравлический	22,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	46,8	234,
15	Электрованна	20,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	32,0	–
16	Шлифовальный станок	8,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	17,9	89,7
17	Шлифовальный станок	8,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	17,9	89,7
18	Циркуляционная пила	12,	0,3	0,7	0,8	0,8	5	27,3	136,
19	Пресс гидравлический	22,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	46,8	234,
20	Вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	29,8	208,
21	Электропечь	25,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	40,0	–
22	Очистной барабан	8,0	0,3	0,7	0,8	0,8	5	18,2	91,0
23	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
24	Центрифуга	9,5	0,2	0,6	1,1	0,8	5	25,0	124,
25	Центрифуга	9,5	0,2	0,6	1,1	0,8	5	25,0	124,
26	Центрифуга	9,5	0,2	0,6	1,1	0,8	5	25,0	124,
27	Центрифуга	9,5	0,2	0,6	1,1	0,8	5	25,0	124,
28	Очистной барабан	8,0	0,3	0,7	0,8	0,8	5	18,2	91,0
29	Очистной барабан	8,0	0,3	0,7	0,8	0,8	5	18,2	91,0
30	Очистной барабан	8,0	0,3	0,7	0,8	0,8	5	18,2	91,0
31	Очистной барабан	8,0	0,3	0,7	0,8	0,8	5	18,2	91,0

Окончание таблицы 6.6

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
32	Сушильный шкаф	15,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	24,0	–
33	Сушильный шкаф	15,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	24,0	–
34	Сушильный шкаф	15,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	24,0	–
35	Сушильный шкаф	15,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	24,0	–
36	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
37	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
38	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
39	Вытяжной шкаф	17,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	33,8	236,
40	Вытяжной шкаф	17,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	33,8	236,
41	Вытяжной шкаф	17,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	33,8	236,
42	Токарный станок	18,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	38,0	189,
43	Токарный станок	18,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	38,0	189,
44	Токарный станок	18,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	38,0	189,
45	Токарный станок	18,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	38,0	189,
46	Фрезеровальный станок	16,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	35,5	177,
47	Фрезеровальный станок	16,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	35,5	177,
48	Фрезеровальный станок	16,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	35,5	177,
49	Фрезеровальный станок	16,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	35,5	177,
50	Фрезеровальный станок	16,	0,1	0,8	0,7	0,9	5	35,5	177,
51	Точильный станок	5,0	0,1	0,8	0,7	0,9	5	10,6	52,8
52	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
53	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
54	Вытяжной вентилятор	15,	0,8	0,8	0,6	0,9	7	30,8	215,
55	Электропечь	18,	0,8	1,0	0,0	0,9	–	28,8	–
56	Точильный станок	5,0	0,1	0,8	0,7	0,9	5	10,6	52,8
57	Сверлильный станок	4,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	9,5	47,5
58	Сверлильный станок	4,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	9,5	47,5
59	Сверлильный станок	4,5	0,1	0,8	0,7	0,9	5	9,5	47,5
60	Пресс гидравлический	25,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	52,8	263,
61	Пресс гидравлический	25,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	52,8	263,
62	Пресс гидравлический	25,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	52,8	263,
63	Пресс гидравлический	25,	0,3	0,8	0,7	0,9	5	52,8	263,

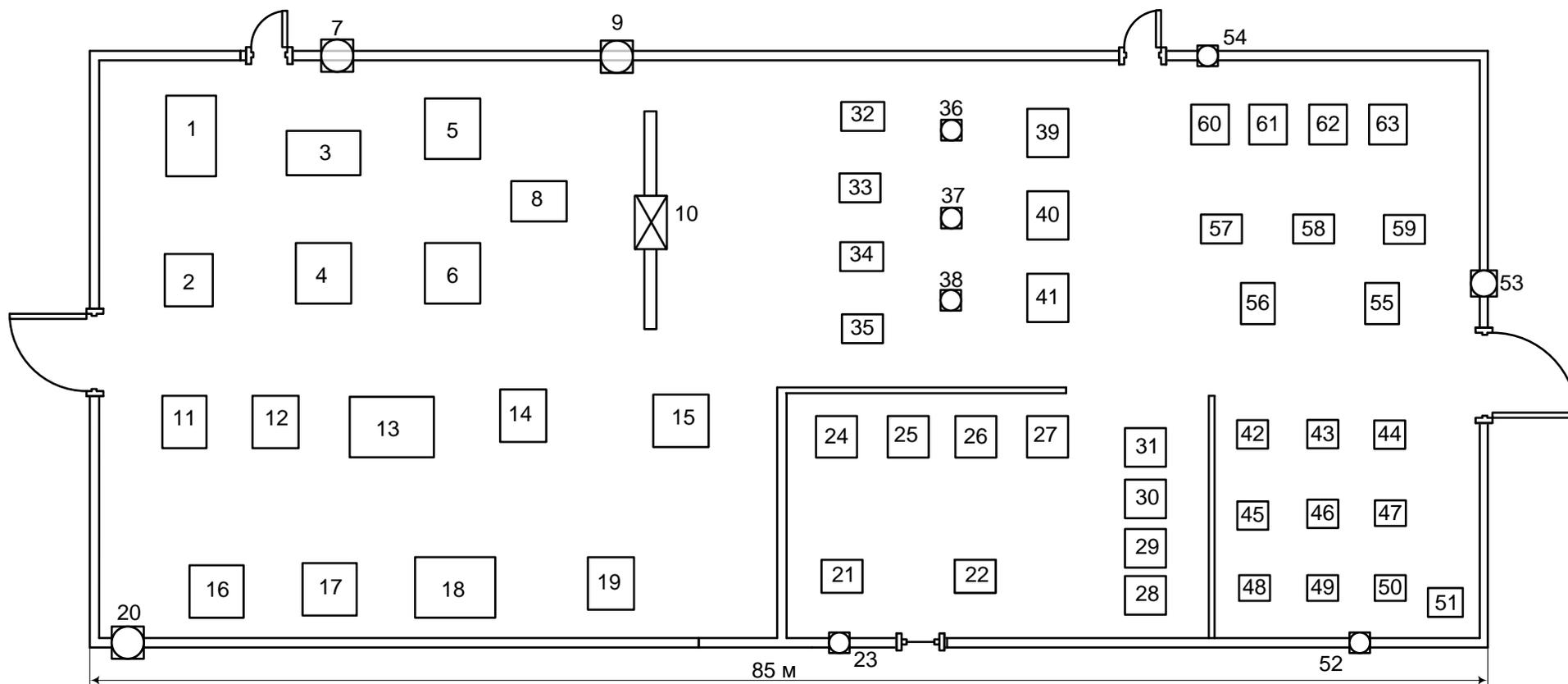


Рисунок 6.3 – Схема расположения электроприемников в здании мастерских

## **Распределение приёмников по пунктам питания**

Распределение электроприемников по пунктам питания осуществляется путём подключения группы электроприёмников к соответствующему распределительному пункту ПР.

Распределительные пункты устанавливаются по возможности в центре электрических нагрузок, подключенных к нему, чтобы расстояния до электроприемников было минимально. Это позволит избежать большой протяженности кабельных линий, и сократить потери в них.

Питание отдельных электроприемников и распределительных пунктов осуществляем по радиальным линиям, проложенным открыто на лотках по стенам. Принятая схема обеспечивает требуемую степень надежности питания приемников и требуемую по технологическим условиям гибкость и универсальность сети в отношении присоединения новых приемников и перемещения приемников по площади цеха.

В качестве РП принимаем распределительные пункты марки ПР11-7123. Данный РП рассчитан на количество отходящих линий до двенадцати штук.

На рисунке 2.1 изображен план цеха с расположением ПР и питаемых от них электроприемников.

## **Определение расчетной нагрузки цеха**

Для правильного выбора сечений линий, коммутационных и защитных аппаратов произведем расчет электрических нагрузок рассматриваемого цеха. Для этого воспользуемся методом коэффициента максимума.

Распределение электроприемников по РП и расчет электрических нагрузок по пунктам питания сведем в таблицу 2.1.

Паспортные мощности электроприемников с повторно-кратковременным режимом работы (ПКР) приводятся к  $P_B = 100\%$ , то есть к номинальной установленной мощности.

Кран балка  $P_B = 25\%$

$$P_{\text{ном}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 30,0 \cdot \sqrt{0,25} = 15,000 \text{ кВт.}$$

Распределение электроприемников по РП и расчет электрических нагрузок по пунктам питания сведем в таблицу 2.1

Для каждой группы определяется суммарная номинальная мощность (на примере группы «А» ПР4)

$$P_{\text{ном.}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}i} = 21,4 + 27,0 + 44,4 = 92,8 \text{ кВт.}$$

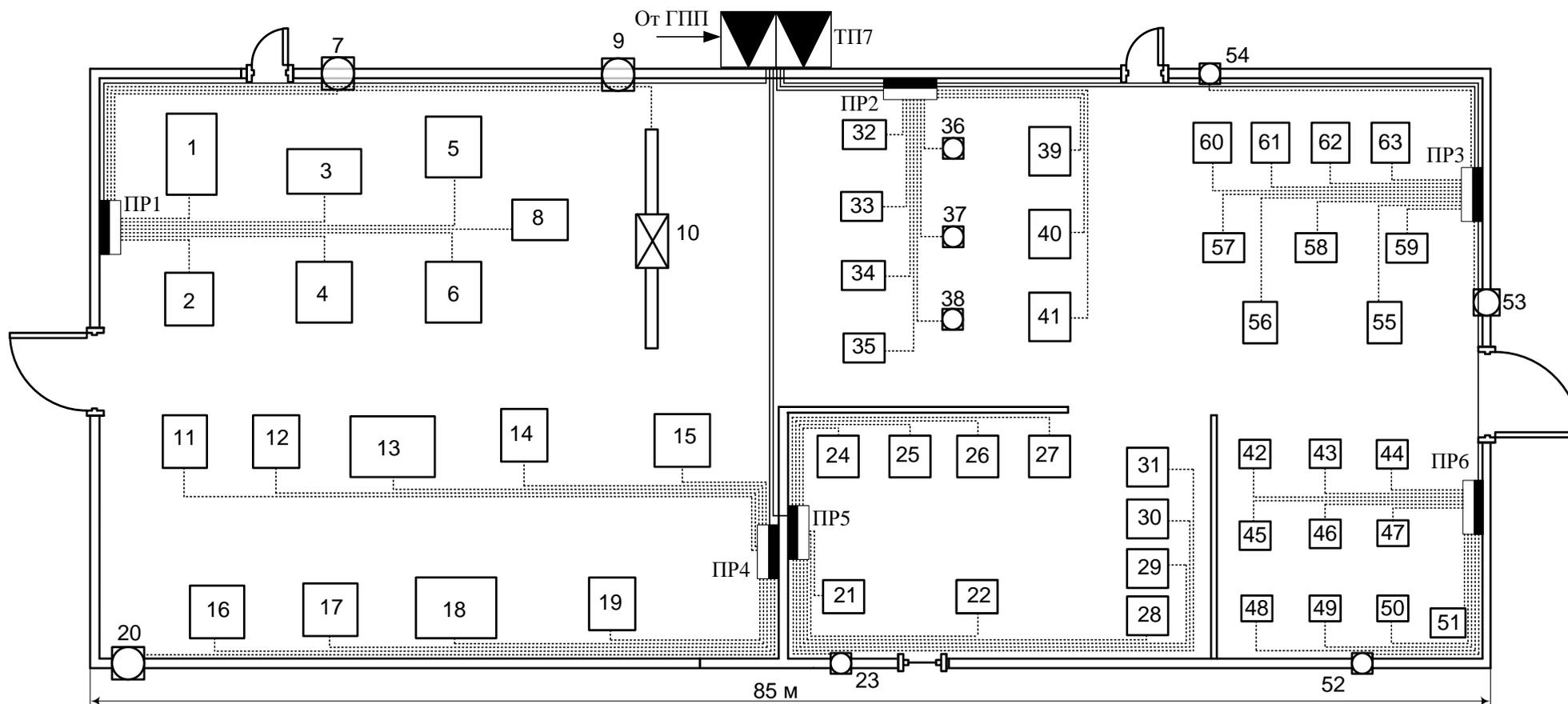


Рисунок 6.4 – Схема расположения электроприемников в здании мастерских

Таблица 6.7 – Определение расчетных нагрузок мастерских по пунктам питания

№ п /	Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП n	Установленн ая		$m = P_{ном.мах} / P_{ном.мин}$	Коэффициент $\gamma$	$\cos$ $\varphi$	$tg$ $\varphi$	Средняя нагрузка за смену		Эффективное число	Коэффициент максимума	Максимальн ая			$I_{эв}$ А	$I_{пик}$ А
			$P_{ном}$ кВт	$\Sigma P_{но}$ м кВт					$P_{ср} = K_{н} \cdot P_{ном}$	$Q_{ср} = P_{ср} \cdot tg\varphi$			$P_{м} = K_{н} \cdot P_{ср}$	$Q_{м} = (I \div I_1, I) \cdot Q_{ср}$	$I_{2}$ 2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Шкаф распределительный ПР-1</b>																	
<i>Электроприемники группы "А" <math>K_n &lt; 0,6</math></i>																	
1	Пресс	1	18,0 ÷ 18,0	18,0		0,3	0,8	0,7	6,3	4,7							
2	Станки разные	5	6,5 ÷	54,5		0,1	0,8	0,7	7,6	5,7							
3	Кран балка (ПВ=25%)	1	15,0 ÷ 15,0	15,0		0,0	0,6	1,3	0,9	1,2							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>7</b>	<b>6,5 ÷</b>	<b>87,5</b>	<b>&lt;</b>	<b>0,1</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>14,</b>	<b>11,</b>	<b>7</b>	<b>2,2</b>	<b>33,</b>	<b>12,</b>	<b>35,</b>		
<i>Электроприемники группы "Б" <math>K_n \geq 0,6</math></i>																	
4	Вентилятор	2	15,0 ÷ 15,0	30,0		0,8	0,8	0,6	24,	14,							
5	Обогревательный прибор	1	16,5 ÷ 16,5	16,5		0,8	1,0	0,0	14,	0,0							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>3</b>	<b>15,0 ÷</b>	<b>46,5</b>		<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,3</b>	<b>38,</b>	<b>14,</b>		<b>1</b>	<b>38,</b>	<b>14,</b>	<b>40,</b>		
<b>Итого по ПР-1</b>		<b>10</b>	<b>6,5 ÷</b>	<b>134,0</b>		<b>0,3</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>52,</b>	<b>26,</b>			<b>71,</b>	<b>27,</b>	<b>76,</b>	<b>116,</b>	<b>538,</b>
<b>Шкаф распределительный ПР-2</b>																	
<i>Электроприемники группы "Б" <math>K_n \geq 0,6</math></i>																	
1	Сушильный шкаф	4	15,0 ÷ 15,0	60,0		0,8	1,0	0,0	51,	0,0							
2	Вентиляторы, шкафы вытяжные	6	15,5 ÷ 17,0	97,5		0,8	0,8	0,6	78,	48,							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>10</b>	<b>15,0 ÷</b>	<b>157,5</b>		<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,3</b>	<b>129,</b>	<b>48,</b>		<b>1</b>	<b>129,</b>	<b>48,</b>	<b>137,</b>		
<b>Итого по ПР-2</b>		<b>10</b>	<b>15,0 ÷</b>	<b>157,5</b>		<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,3</b>	<b>129,</b>	<b>48,</b>			<b>129,</b>	<b>48,</b>	<b>137,</b>	<b>209,</b>	<b>418,</b>

Продолжение таблицы 6.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Шкаф распределительный ПР-3</b>																	
<b>Электроприемники группы "А" <math>K_u &lt; 0,6</math></b>																	
1	Станки разные	4	4, ÷ 5	18,5		0,1	0,8	0,7	2,6	1,9							
2	Пресс гидравлический	4	25 ÷ 2	100,		0,3	0,8	0,7	35,	26,							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>8</b>	<b>4, ÷ 25</b>	<b>118,5</b>	<b>&gt;</b>	<b>0,3</b>	<b>0,8</b>	<b>0,7</b>	<b>37,</b>	<b>28,</b>	<b>5</b>	<b>1,9</b>	<b>74,</b>	<b>31,</b>	<b>80,</b>		
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_u \geq 0,6</math></b>																	
3	Вытяжной вентилятор	2	15 ÷ 1	31,0		0,8	0,8	0,6	24,	15,							
4	Электропечь	1	18 ÷ 1	18,0		0,8	1,0	0,0	14,	0,0							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>3</b>	<b>15 ÷ 18</b>	<b>49,0</b>		<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,3</b>	<b>39,</b>	<b>15,</b>		<b>1</b>	<b>39,</b>	<b>15,</b>	<b>42,</b>		
<b>Итого по ПР-3</b>		<b>11</b>	<b>4, ÷ 25</b>	<b>167,5</b>		<b>0,4</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>76,</b>	<b>43,</b>			<b>113,</b>	<b>46,</b>	<b>122,</b>	<b>186,</b>	<b>432,</b>
<b>Шкаф распределительный ПР-4</b>																	
<b>Электроприемники группы "А" <math>K_u &lt; 0,6</math></b>																	
1	Станки разные	4	2, ÷ 8	21,4		0,1	0,8	0,7	3,0	2,2							
2	Циркуляционная пила	2	12 ÷ 1	27,0		0,3	0,7	0,8	8,1	7,1							
3	Пресс гидравлический	2	22 ÷ 2	44,4		0,3	0,8	0,7	15,	11,							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>8</b>	<b>2, ÷ 22</b>	<b>92,8</b>	<b>&gt;</b>	<b>0,2</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>26,</b>	<b>21,</b>	<b>6</b>	<b>1,9</b>	<b>52,</b>	<b>23,</b>	<b>57,</b>		
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_u \geq 0,6</math></b>																	
4	Электрованна	1	20 ÷ 2	20,0		0,8	1,0	0,0	17,	0,0							
5	Вентилятор	1	15 ÷ 1	15,0		0,8	0,8	0,6	12,	7,4							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>2</b>	<b>15 ÷ 20</b>	<b>35,0</b>		<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,2</b>	<b>29,</b>	<b>7,4</b>		<b>1</b>	<b>29,</b>	<b>7,4</b>	<b>29,</b>		
<b>Итого по ПР-4</b>		<b>10</b>	<b>2, ÷ 22</b>	<b>127,8</b>		<b>0,4</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>55,</b>	<b>28,</b>			<b>81,</b>	<b>30,</b>	<b>86,</b>	<b>132,</b>	<b>349,</b>
<b>Шкаф распределительный ПР-5</b>																	
<b>Электроприемники группы "А" <math>K_u &lt; 0,6</math></b>																	
1	Очистной барабан	5	8, ÷ 8	40,0		0,3	0,7	0,8	12,	10,							
2	Центрифуга	4	9, ÷ 9	38,0		0,2	0,6	1,1	7,6	8,9							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>9</b>	<b>8, ÷ 9,</b>	<b>78,0</b>	<b>&lt;</b>	<b>0,2</b>	<b>0,7</b>	<b>0,9</b>	<b>19,</b>	<b>19,</b>	<b>9</b>	<b>1,8</b>	<b>36,</b>	<b>21,</b>	<b>42,</b>		
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_u \geq 0,6</math></b>																	
3	Электропечь	1	25 ÷ 2	25,0		0,8	1,0	0,0	20,	0,0							
4	Вытяжной вентилятор	1	15 ÷ 1	15,5		0,8	0,8	0,6	12,	7,7							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>2</b>	<b>15 ÷ 25</b>	<b>40,5</b>		<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>0,2</b>	<b>32,</b>	<b>7,7</b>		<b>1</b>	<b>32,</b>	<b>7,7</b>	<b>33,</b>		
<b>Итого по ПР-5</b>		<b>11</b>	<b>8, ÷ 25</b>	<b>118,5</b>		<b>0,4</b>	<b>0,8</b>	<b>0,5</b>	<b>52,</b>	<b>27,</b>			<b>68,</b>	<b>29,</b>	<b>74,</b>	<b>113,</b>	<b>304,</b>

окончание таблицы 6.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>Шкаф распределительный ПР-6</b>																	
<b>Электроприемники группы "А" <math>K_u &lt; 0,6</math></b>																	
1	Станки разные	10	5, ÷ 1	161,		0,1	0,8	0,7	22,	16,							
<b>Итого по группе "А"</b>		<b>10</b>	<b>5, ÷ 18</b>	<b>161,0</b>	<b>&gt;</b>	<b>0,1</b>	<b>0,8</b>	<b>0,7</b>	<b>22,</b>	<b>16,</b>	<b>9</b>	<b>2,2</b>	<b>50,</b>	<b>18,</b>	<b>53,</b>		
<b>Электроприемники группы "Б" <math>K_u \geq 0,6</math></b>																	
2	Вытяжной вентилятор	1	15 ÷ 1	15,5		0,8	0,8	0,6	12,	7,7							
<b>Итого по группе "Б"</b>		<b>1</b>	<b>15 ÷ 15</b>	<b>15,5</b>		<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,6</b>	<b>12,</b>	<b>7,7</b>		<b>1</b>	<b>12,</b>	<b>7,7</b>	<b>14,</b>		
<b>Итого по ПР-6</b>		<b>11</b>	<b>5, ÷ 18</b>	<b>176,5</b>		<b>0,2</b>	<b>0,8</b>	<b>0,7</b>	<b>34,</b>	<b>24,</b>			<b>62,</b>	<b>26,</b>	<b>68,</b>	<b>103,</b>	<b>294,</b>
<b>Итого силовая нагрузка</b>		<b>63</b>	<b>2, ÷ 25</b>	<b>881,8</b>		<b>0,4</b>	<b>0,9</b>	<b>0,5</b>	<b>401,</b>	<b>198,</b>			<b>527,</b>	<b>208,</b>	<b>567,</b>		
<b>Электрическое освещение</b>				<b>49,1</b>		<b><math>K_{co} = 0,95</math></b>			<b>46,</b>				<b>46,</b>				
<b>Итого по цеху</b>		<b>63</b>	<b>2, ÷ 25</b>	<b>930,9</b>		<b>0,4</b>	<b>0,9</b>	<b>0,4</b>	<b>447,</b>	<b>198,</b>			<b>574,</b>	<b>208,</b>	<b>610,</b>	<b>927,</b>	<b>1349</b>

### 6.3 Смета затрат на электрооборудование

Смета затрат на электрооборудование рассматриваемого цеха приведена в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Смета затрат на электрооборудование рассматриваемого цеха

№ п/п	Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Сметная стоимость, тыс. руб.		Общая стоимость, тыс. руб.	
				Оборудование	Монтаж	Оборудование	Монтаж
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
1	КТП 1600/10 × 2	шт	2	544,60	108,92	1089,20	217,84
2	ПР11-7123-21УЗ	шт	6	10,05	2,01	60,30	12,06
	ЯОУ 85-01	шт	4	2,57	0,51	10,28	2,06
3	Автомат ВА74– 48	шт	3	5,32	1,06	15,96	3,19
	Автомат ВА57– 35	шт	7	0,66	0,13	4,62	0,92
	Автомат ВА13– 29	шт	62	0,34	0,07	21,08	4,22
4	Кабель АВВГ-4× 4	км	0,321	8,50	1,70	2,73	0,55
	Кабель АВВГ-4× 6	км	0,125	10,60	2,12	1,33	0,27
	Кабель АВВГ-4× 10	км	0,100	19,10	3,82	1,91	0,38
	Кабель АВВГ-4× 16	км	0,140	31,54	6,31	4,42	0,88
	Кабель АВВГ-4× 25	км	0,169	45,15	9,03	7,63	1,53
	Кабель АВВГ-4× 35	км	0,247	62,15	12,43	15,35	3,07
	Кабель АВВГ-4× 50	км	0,055	80,52	16,10	4,43	0,89
	Кабель АВВГ-4× 70	км	0,024	134,54	26,91	3,23	0,65
	Кабель АВВГ-4× 95	км	0,025	164,50	32,90	4,11	0,82
	Кабель АВВГ-4× 120	км	0,028	200,10	40,02	5,60	1,12
	Кабель АВВГ-4× 150	км	0,034	257,40	51,48	8,75	1,75
	Кабель АВВГ-4× 185	км	0,075	312,15	62,43	23,41	4,68
	Провод АПВ-2× 2,5	км	0,927	1,75	0,35	1,62	0,32
<b>Итого по цеху, тыс. руб</b>						<b>1292,96</b>	<b>265,19</b>

Результаты технико-экономического сравнения вариантов схемы внешнего электроснабжения приведены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Определение суммарных приведенных затрат на установку высоковольтного оборудования

Тр-тор –	Сечение мм <sup>2</sup>	К <sub>лэп</sub> , руб	К <sub>об</sub> ,руб	К <sub>тр</sub> ,руб	С <sub>пот</sub> , руб/год	С <sub>ам</sub> , руб/год	С <sub>об</sub> , руб/год	<b>З,</b> <b>руб/год</b>
ТРДН- 25000/110	АС 120/19	66350592,0	10067400,0	19020960,0	135794,2	8583979,3	2247018,0	<b>26666134,9</b>
ТРДН- 25000/220	АС 240/39	91232064,0	20563200,0	22848000,0	35413,8	12031756,8	2857005,3	<b>37169811,2</b>

Исходя из сравнения расчетов, можно сделать вывод, что по приведенным затратам наиболее целесообразен вариант с трансформаторами мощностью 10000 кВА.

Технико-экономическое сравнение вариантов схемы внешнего электроснабжения было выполнено в пункте 6.3.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-5ГЗБ1	Абдусаттаров Маъмуржон Мухаммадали угли

<b>Школа</b>	Инженерная школа энергетики (ИШЭ)	<b>Отделение</b>	Кафедра электропривода и электрооборудования (ЭПЭО)
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника (ЭОО)

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Электроснабжение Бухарского нефтеперерабатывающего завода
--	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>Анализ опасных факторов</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Механические травмы</li> <li>2. Поражения электрическим током</li> </ol> <p style="text-align: center;"><b>Анализ вредных факторов</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Низкая освещенность</li> <li>2. Шум</li> <li>3. Вибрации</li> <li>4. Отклонение параметров микроклимата</li> </ol>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Анализ воздействия на литосферу</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Разливы трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием, на подстанциях предусматриваются маслоприемники;</li> <li>2) Образование отходов, связанных с заменой комплектующих разрабатываемого оборудования, образование золоотвалов</li> </ol>

<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>Наиболее типичная ЧС для рассматриваемого цеха – пожар.</p> <p>-по необходимо оснащению (первичные средства пожаротушения пожарная сигнализация , система автоматического пожаротушения);</p> <p>-инструкции по пожарной безопасности для работников</p> <p>-план эвакуации работников при пожаре</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы 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>Разработка организационных мероприятий для безопасной работы электротехнического персонала.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**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
3-5ГЗБ1	Абдусаттаров Маъмуржон Мухаммадали угли		

## **7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **7.1 Производственная безопасность**

Охрана труда представляет собой систему законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда. В нашей стране государство направляет средства на проведение мероприятий по охране здоровья трудящихся и в частности на обеспечение техники безопасности и производственной санитарии. Мероприятия, связанные с созданием безопасных условий труда осуществляются в плановом порядке.

В данном разделе рассмотрены следующие вопросы охраны труда: проанализированы условия труда с точки зрения наличия возможности появления вредных факторов и их воздействие на работающих, рассмотрены мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, а также мероприятия по противопожарной профилактике на рабочем месте электромонтера.

В данной работе рассмотрена мастерская ООО Бухарского НПЗ. Вданном цехе оборудование, которое создает множество опасных и вредных факторов. Необходимо строго соблюдать технику безопасности и применять различные меры для обеспечения безопасности рабочего персонала.

#### **7.1.1 Анализ опасных и вредных факторов**

Опасным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, или смерти. Вредный производственный фактор - производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях может привести к заболеванию, снижению работоспособности и (или) отрицательному влиянию на здоровье потомства. В зависимости от количественной характеристики (уровня,

концентрации и др.) и продолжительности воздействия вредный производственный фактор может стать опасным.

При выполнении своих профессиональных обязанностей персонал цеха может столкнуться со следующими опасными производственными факторами:

1. Опасные факторы:

- механические травмы;
- поражения электрическим током;

2. Вредные факторы:

- низкая освещенность;
- шум;
- вибрации;
- отклонение параметров микроклимата от допустимых.

### **7.1.2 Техника безопасности**

Техника безопасности - это система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих воздействие на работающих опасных производственных факторов.

Механические травмы:

Безопасные условия работы обеспечиваются правильной организацией работ, постоянным надзором за работающими со стороны производителя работ и соблюдением рабочими техники безопасности и регламентируются «Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» ПОТРМ-016-2001; РД 153 -34,0-03,150-00 [16].

В рассматриваемом цехе большая доля вероятности получить механическую травму, так как используется большое количество оборудования. При необходимости принимаются меры для уменьшения вероятности травмирования персонала - предупредительные плакаты, ограждения, сигнализация.

### 7.1.3 Производственная санитария

#### Микроклимат:

В обеспечении условий высокопроизводственного труда научно-технического персонала немаловажную роль играет микроклимат, т.е. факторы производственной среды, влияющие на физическое и эмоциональное состояние человеческого организма.

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [17] и СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [18].

Таблица 7.1.3.1 – Допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, ф%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин $t_{\text{опт}}$				Если $t^{\circ} < t^{\circ}_{\text{опт}}$	Если $t^{\circ} > t^{\circ}_{\text{опт}}$
Холодный	IIa	17,0 – 18,9	21,1 – 23,0	16,0 – 24,0	15 – 75	0,1	0,3
Теплый	IIa	18,0 – 19,9	22,1 – 27,0	17,0 – 28,0	15 – 75	0,1	0,4

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период восьми часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности. Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Таблица 7.1.3.2 – Оптимальные нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственного помещения

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, ф%	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Па	19,0-21,0	18,0 – 22,0	60 – 40	0,2
Теплый	Па	20,0-22,0	19,0 – 23,0	60 – 40	0,2

Для рассматриваемого объекта установлены оптимальные величины показателей микроклимата. Для холодного периода года используется кондиционирование воздуха и отопление. Устройства систем вентиляции используются круглогодично. Теплозащитные экраны применяются по необходимости, в основном в теплый период.

#### Вредные вещества:

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [17] вредные вещества разделяют на 4 класса опасности:

В рассматриваемом цехе используются малоопасные вредные вещества (керосин) и умеренно опасные вещества (бензин, азотная и серная кислоты). Основной мерой борьбы с вредными веществами является применение системы вентилирования.

#### Производственная вентиляция:

Нормы производственной вентиляции установлены согласно СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование [19].

На рабочем месте предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее 60 м<sup>3</sup>/ч.

Воздух, поступающий в помещение в зимнее время, подогревается на входе тепловыми завесами, а охлаждается с помощью приточно-вытяжной вентиляции. Механическая вентиляция обеспечивает очистку выбрасываемого наружу воздуха, что очень важно для воздушной среды окружающей предприятие.

#### Виброакустические вредные факторы:

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием, ГОСТ 12.1.012 – 2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие

требования» [20], Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.556 – 96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [21].

Таблица 7.1.3.3 – Гигиенические нормы вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в активных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					
	2	4	8	16	32,5	63
Технологическая	108	99	93	92	92	92

Вибрацию в рассматриваемом цехе можно наблюдать при работе большинства оборудования. Для снижения уровня вибрации производится тщательное наблюдение за узлами оборудования, и, в случае необходимости, настройка оборудования и замена изношенных частей установок.

#### Шум:

Шум наносит большой ущерб, вредно действует на организм человека и снижает производительность труда. Утомление рабочих из-за сильного шума увеличивает число ошибок при работе, способствует возникновению травм.

При нормирование шума используют два метода: нормирование по предельному спектру шума, нормирование уровня звука. Таким образом, шум на рабочих местах не должен превышать допустимых уровней, значение которых приведены в ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [22]. Поэтому для рабочих мест цеха допустимый уровень звукового давления в активной полосе со среднегеометрической частотой 1000 Гц есть 80 дБ, а допустимый эквивалентный уровень звука 85 дБА. При данном производственном процессе уровень шумов не выходит за нормативы.

Основным источником шума на подстанции является гудение трансформатора. Шум, создаваемый трансформатором, не выходит за пределы норм. Никакие дополнительные средства защиты не предусмотрены.

Шум в рассматриваемом цехе может возникать только при использовании некоторых видов оборудования, поэтому применяются индивидуальные средства защиты от шума, а так же звукоизоляция мест пересечения ограждающих конструкций с инженерными конструкциями и укрытия в кожухи источников шума. В качестве индивидуальных средств защиты от шума используют специальные

наушники, вкладыши в ушную раковину, противошумные каски, защитное действие которых основано на изоляции и поглощении звука.

#### Защита от электромагнитных полей:

Нормирование ЭМП промышленной частоты осуществляют по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного полей частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в нем и регламентируются ГОСТ 12.1.002 – 84 "Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах" [23].

Источниками электромагнитных полей являются ВЛЭП, включающие коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики.

В рассматриваемом цехе некоторое технологическое оборудование способно создавать напряженность электрического поля на рабочих местах выше 5 кВ/м, при этом применяется рациональное размещение оборудования, излучающее электромагнитную энергию, а рабочие места персонала удалены от источников электромагнитных полей.

#### Освещение:

Искусственное освещение в производственных помещениях должно удовлетворять нормам, предусмотренным СП.52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [24]. Для безопасного продолжения работы, или выхода людей из помещений при внезапном отключении должно быть предусмотрено аварийное освещение. Длительное снижение напряжения у наиболее удаленной лампы не должно быть более 5%. Питание аварийного освещения должно быть надежным и от независимого источника. Для аварийного освещения должны применяться светильники, отличающиеся от светильников рабочего освещения типом или размером, или на них должны быть нанесены специальные знаки.

На объекте предусмотрено четыре системы освещения: общее, аварийное, эвакуационное и ремонтное. При этом аварийное освещение представляет около 10% от общего освещения.

Вдоль всех главных коридоров, лестничным клеткам и над пожарным краном, предусмотрены эвакуационные светильники показывающие выход. Данные светильники оборудованы аккумуляторными батареями и приборами автоматики,

так что при исчезновении напряжения в сети, автоматически включаются с помощью собственного источника питания.

Ремонтное освещение предусматривается в технических помещениях, и осуществлено переносными светильниками напряжением питания 36 В. Светильники подключаются с помощью штепсельной розетки, которая размещена в отдельном корпусе вместе с трансформатором 220/36В.

Расчет системы искусственного освещения:

Воспользуемся методом коэффициента светового потока:

Размещение светильников в плане и разрезе помещения определяется следующими размерами:

A - длина цеха, м;

B - ширина цеха, м;

H - высота цеха, м;

$h_c$  - расстояние от перекрытия до светильником (свес), м;

$h_p$  - высота от пола до рабочей поверхности, м;

$\rho_n$  - коэффициент отражения потолка для бетонного потолка [25, стр. 9, табл. 7];

$\rho_m$  - коэффициент отражения для бетонных стен с окнами [25, стр. 9, табл. 7].

Высота светильников над полом (высота подвеса)

$$h_n = H - h_c = 8,5 - 0,3 = 8,2 \text{ м.}$$

Расчетная высота (высота светильников над рабочей поверхностью)

$$H_p = h_n - h_p = 8,2 - 0,7 = 7,5 \text{ м.}$$

Интегральный критерий оптимальности расположения люминесцентных светильников с защитной решеткой [25, стр. 6, табл. 4]

$$\lambda = \frac{L}{H_p} = 1,2.$$

Расстояние между соседними рядами светильников

$$L = \lambda \cdot H_p = 1,2 \cdot 7,5 = 9,0 \text{ м.}$$

Рекомендуемое расстояние от крайних рядов светильников до стены

Таким образом, принимаем число рядов светильников  $m$ : 4шт.

Число светильников в каждом ряду: 46шт.

Общее количество светильников  $N = 184$ шт.(Тип ОДЛ-2-80)

Общее количество ламп  $n = 2 \cdot N = 368$  шт. (Тип ЛБ-80)

Фактическое расстояние от крайних рядов светильников до стены с учетом выбранного количества рядов

$$L = \frac{B - L \cdot (n - 1)}{2} = \frac{36,0 - 9,0 \cdot (4 - 1)}{2} = 4,5 \text{ м.}$$

Индекс помещения

$$i = \frac{F_{\text{ц}}}{H_p \cdot (A + B)} = \frac{3060,0}{7,5 \cdot (85,0 + 36,0)} = 3,4.$$

где  $F_{\text{ц}}$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Коэффициент использования [25, стр. 11, табл. 8]

$$\eta = 0,63$$

Согласно рекомендациям справочной литературы выбираем ближайшую стандартную лампу, поток которой не должен отличаться от  $\Phi$  больше чем - 10%; +20%.

Принимаем люминесцентные лампы типа ЛБ-80

В рассматриваемом цехе был произведен расчет искусственного освещения с применением люминесцентных ламп. План размещения светильников приведен на рисунке 7.1.3.4.

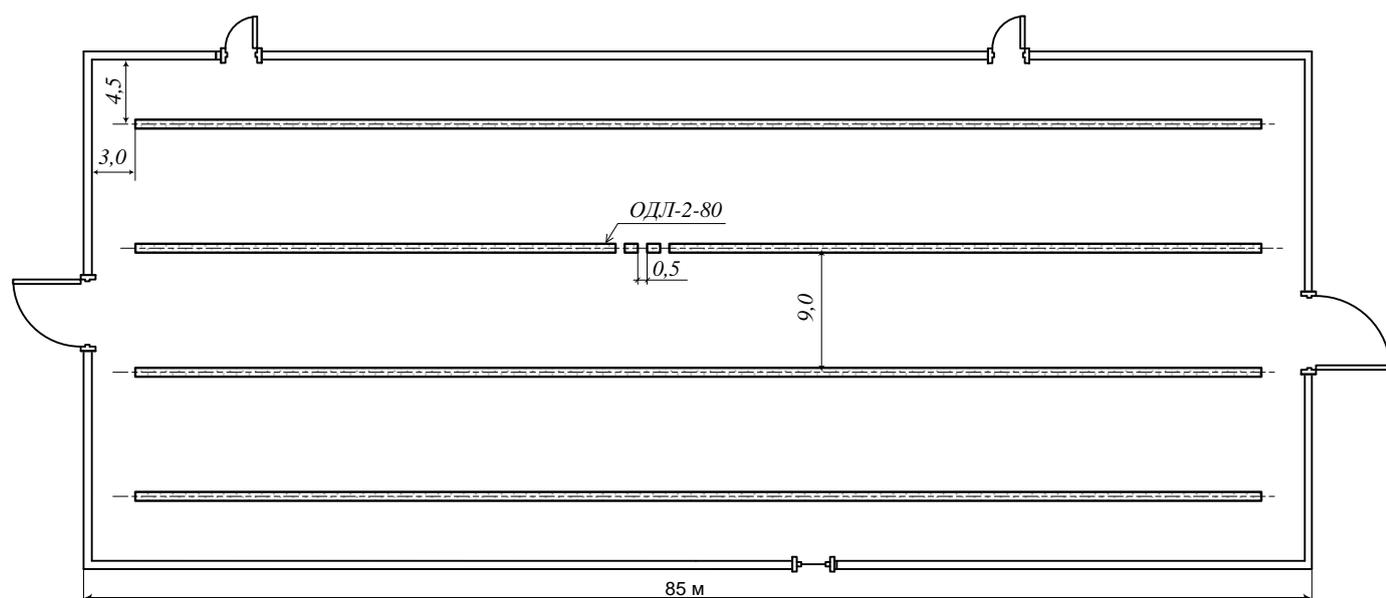


Рисунок 7.1.3.4 – План размещения светильников

## 7.2 Экологическая безопасность

Влияние электрических сетей на окружающую среду определяется воздействием электрического поля, использованием земельных ресурсов, нарушением природных ландшафтов.

Для исключения влияния на окружающую среду возможных разливов трансформаторного масла при авариях с маслonaполненным оборудованием, на подстанциях предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, в которые также могут поступать воды из маслоприемников содержащие следы масла.

Мероприятия по охране природы регламентируются ГОСТ 17.0.001-86 (Основные положения) [28], ГОСТ 17.2.1.01-86 (Атмосфера) [29] и ГОСТ 17.11.02-86 (Гидросфера) [30].

Для работающих на промышленных предприятиях, непосредственной окружающей средой является воздух рабочей зоны.

Охрана окружающей среды на предприятии предусматривает мероприятия, предотвращающие загрязнение воздушного бассейна. С этой целью загрязненный воздух, удаляемый из производственных помещений, пропускается через специальные очистительные фильтрующие и обезвреживающие устройства, которые обеспечивает вытяжному воздуху то же качество, что и на входе.

В самом процессе производства не образуются сточные воды. Сточные воды появляются в результате мойки оборудования и текущей уборки и специальными сливами отводятся в технологическую канализационную сеть. Предварительная обработка этой воды перед выливанием в общие сети достигается отведением в бассейн для нейтрализации.

Твердые отходы, к которым относятся первичная упаковка сырья, отработавшие фильтры, и т.д. сжигаются в собственных устройствах. Если правила допускают, эти отходы выносятся на свалки. Твердые отходы, которые представляет вторичная упаковка, можно сортировать и отправлять на переработку на картонажно-бумажные фабрики.

Также для поддержания экологического равновесия в природе, на заводе проводятся мероприятия по озеленению территории предприятия.

### **7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

К чрезвычайным ситуациям относятся военные действия, аварии, катастрофы, пожары, стихийные бедствия. Стихийные бедствия – явления природы, возникающие внезапно. Они носят чрезвычайный характер и приводят к нарушению нормальной жизни, гибели людей и уничтожению материальных ценностей. К стихийным бедствиям обычно относят землетрясения, наводнения, селевые потоки, оползни, снежные заносы и др.

Большинство из перечисленных чрезвычайных ситуаций могут случиться на рассматриваемом предприятии. Для повышения устойчивости к ним предусмотрены различные меры:

1. Для обеспечения бесперебойной работы в случае ЧС предусмотрено питание от двух источников электроэнергии, удаленных на такое расстояние, чтобы исключить возможность разрушения их в военное время одним ядерным ударом, а в мирное время – стихийным бедствием или аварией, а также имеются резервные источники питания.

2. В целях снижения опасности взрыва применяют вентиляционные установки, автоматическая сигнализация, систематически контролируется температура узлов электрооборудования. На каждом этаже предприятия установлена радиоточка для оповещения людей о пожаре или другой ЧС.

3. От прямых ударов молнии установлена молниезащита. Молниеприемниками служат неизолированные стержневые молниеотводы. В качестве токоотводов используют наружные вертикальные стальные конструкции (пожарные лестницы). По каждому этажу проложены стальные пояса из полосовой стали, к которым присоединяются токоотводы, все металлические конструкции и оборудование. Каждый токоотвод такого устройства присоединен к замкнутому контуру, уложенному по периметру здания.

4. В качестве профилактики от сезонных вспышек вируса гриппа регулярно проводится вакцинация работающих.

5. Для снижения вероятности пожара предусмотрена автоматическая пожарная сигнализация. На случай возникновения пожара предусмотрены первичные средства пожаротушения.

Ликвидация последствий стихийных бедствий организуется, как правило, под руководством специально создаваемых чрезвычайных комиссий. Для непосредственного осуществления мероприятий гражданской обороны (ГО) и проведения спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ на всех объектах формируются службы ГО.

На сводные отряды, помимо спасения людей, возлагаются неотложные аварийно-восстановительные работы, тушение пожаров, обеззараживание участков местности, транспорта, техники.

Важным условием быстрой ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций является соблюдение общественного порядка. Персонал, находящийся на территории предприятия должен проявлять высокую дисциплину, организованность, спокойствие, не поддаваться панике. Для этого на предприятии несколько раз в году производятся теоретическая подготовка и практические тренинги.

Основной причиной пожаров на предприятиях является нарушение технологического режима. Это связано с большим разнообразием и сложностью технологических процессов. Основы противопожарной защиты определяются Федеральным законом от 22.07.2008 №123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [26].

Ответственность за соблюдение необходимого противопожарного режима и своевременное выполнение противопожарных мероприятий возлагается на руководителя предприятия и начальника цеха.

На предприятии на основе типовых правил пожарной безопасности для промышленных предприятий разрабатываются объектовые и цеховые противопожарные инструкции. В этих инструкциях определены основные требования пожарной безопасности для данного цеха или участка производства.

Согласно Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности, помещения и здания по взрывопожарной и пожарной опасности классифицируются на категории А, Б, В, Г и Д. Рассматриваемый цех относится пожароопасной категории В (в цехе применяются горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть).

Средства пожаротушения подразделяют на первичные, стационарные и передвижные (пожарные автомобили).

В помещении цеха устанавливается пожарный инвентарь, в который входит (согласно ВППБ 01-02-95 РД 153-34.0-03.301-00 [27]) такие первичные средства пожаротушения, как (из расчета на 800 м<sup>2</sup> защищаемой площади):

- ручные углекислотные огнетушители ОУ-2 (2 шт.), ОУ-5 (1 шт.);
- пенный огнетушитель (2 шт.);
- ящик с песком;
- асбест;
- ведра;
- лопаты и багор.

Кроме того, в некоторых помещениях цеха используются стационарные установки пожаротушения.

В рассматриваемом цехе возможен пожар Классов В (пожар горючих жидкостей и плавящихся твердых веществ) и Е (пожар, связанный с горением электроустановок).

Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах.

Первичные средства пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, в безопасном при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа.

План эвакуации приведен на рисунке 7.3.1

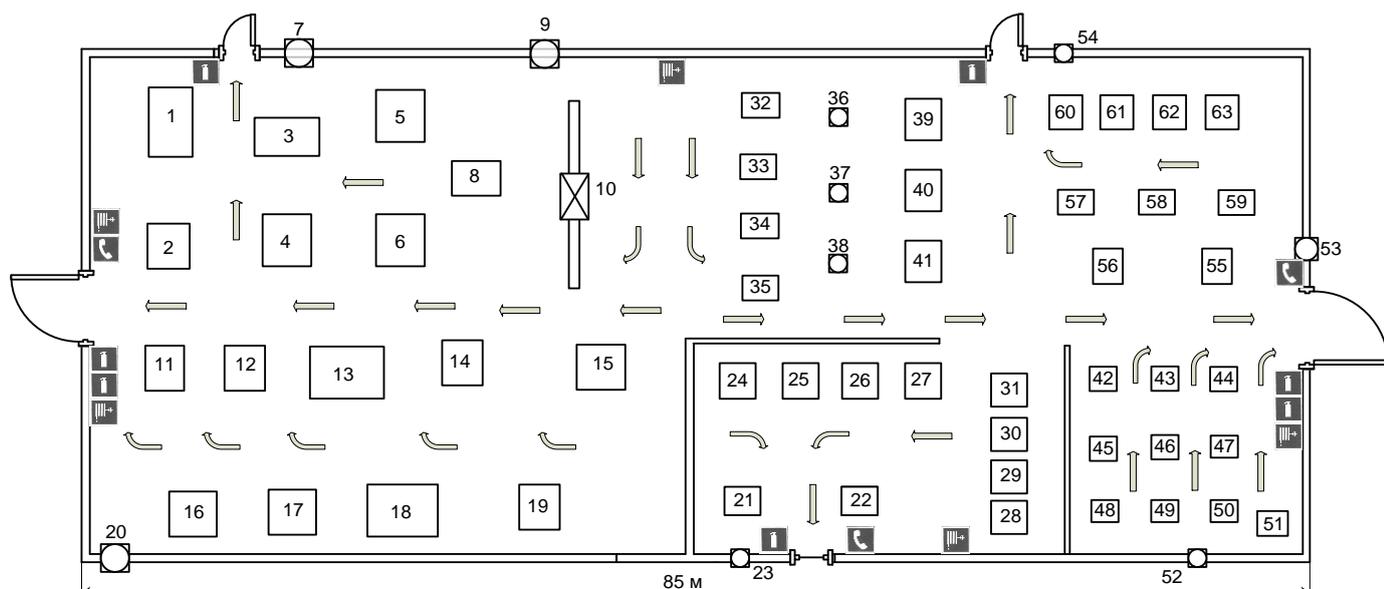


Рисунок 7.3.1 – План эвакуации

#### 7.4. Правовые и организационные вопросы безопасности

##### Электробезопасность:

Гигиеническое нормирование ГОСТ 12.1.038 – 82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» [14] устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека при нормальном режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц, Правила устройства электроустановок [15] и Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (вступил в силу 4 августа 2014 года) [16].

В отношении опасности поражения электрическим током рассматриваемый цех относится к помещению с повышенной опасностью, так как в цехе расположена трансформаторная подстанция. В цехе отсутствует токопроводящая пыль и влажность, но есть возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям здания, имеющего соединение с землей, технологическим аппаратам и механизмам с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой.

1. Для работы с электроустановками выше 1000 В применяются:

а) Основные защитные средства:

- изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения, устройства и приспособления для ремонтных работ;
- изолирующие устройства и приспособления для работ на ВЛ с непосредственным прикосновением электромонтера к токоведущим частям (изолирующие лестницы, площадки, изолирующие тяги, канаты, корзины телескопических вышек, кабины для работы у провода и др.).

б) Дополнительные защитные средства:

- диэлектрические перчатки;
- диэлектрические боты;
- диэлектрические ковры;
- индивидуальные экранирующие комплекты;
- изолирующие подставки и накладки;
- диэлектрические колпаки;
- переносные заземления;
- оградительные устройства;
- плакаты и знаки безопасности.

2. Для работы с электроустановками ниже 1000 В применяются

а) Основные защитные средства:

- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- диэлектрические перчатки;
- слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

б) Дополнительные защитные средства:

- диэлектрические боты;
- диэлектрические ковры;
- переносные заземления;
- изолирующие подставки и накладки;
- оградительные устройства;

- плакаты и знаки безопасности.

На подстанции имеется комплект предупредительных плакатов.

На рабочем месте дежурного персонала находится полный комплект рабочих инструкций и инструкций по технике безопасности:

Должностная инструкция дежурного данного района обслуживания.

1. Инструкция по производству оперативных переключений на подстанции данного района.
2. Инструкция действий оперативного персонала в случае аварии.
3. Инструкция по отысканию однофазных замыканий на землю в данном районе подстанций.
4. Инструкция дежурного персонала по технике безопасности.
5. Оперативный журнал.
6. Журнал производства работ.
7. Журнал телефонограмм.
8. Журнал закороток.

На подстанции имеется список лиц административно – технического персонала утвержденный главным энергетиком предприятия, имеющих право единоличного осмотра подстанций.

Основными мерами защиты на объекте от поражения током являются

- обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением от случайного прикосновения;
- электрическое разделение сети;
- устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрического оборудования, что достигается применением малых напряжений, использованием двойной изоляции, выравниванием потенциала, защитным заземлением, занулением, защитным отключением и д.р.;
- применение специальных защитных средств переносных приборов и приспособлений;
- организация безопасной эксплуатации электроустановок;
- применение индивидуальных средств защиты: изолирующие электрозщитные средства, ограждающие средства защиты, предназначенные для временного

ограждения токоведущих частей, для временного заземления, предохранительные средства защиты предназначенные для индивидуальной защиты от световых, тепловых и механических повреждений.

К основным техническим средствам защиты от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок согласно Межотраслевым правилам по охране труда относятся:

- отключение электроустановки и электрическая изоляция токоведущих частей;
- ограждение и вывешивание запрещающих, указательных, предупреждающих и предписывающих плакатов;
- сигнализация и блокировка;
- использование малых напряжений;
- электрическое разделение сети;
- зануление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной защиты и защитные средства: штанги изолирующие, диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие подставки, слесарно-монтажный инструмент с изолированными рукоятками, переносные заземления, предупредительные плакаты, предохранительные пояса.

К основным организационным мероприятиям, обеспечивающим безопасность работ в электроустановках согласно Межотраслевым правилам по охране труда относятся:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончание работы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью работы было осуществление электроснабжения всех электроприёмников мастерских Бухарского НПЗ и всего предприятия в целом. Первым этапом для достижения цели было определение расчетной электрической нагрузки цеха методом коэффициента максимума.

Следующим этапом было осуществление электроснабжения цеха. Электроприёмники цеха запитываются от распределительных шкафов четырехжильными кабелями с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией марки АВВГ, с прокладкой по лоткам. Защита электроприемников и кабельных линий осуществляется автоматическими выключателями марки ВА.

Карта селективности, построенная по результатам выбора аппаратов защиты показала, что селективность обеспечивается. А эпюра отклонения напряжения, построенная для максимального, минимального и послеаварийного режимов, показала, что во всех режимах работы у электроприёмников поддерживается напряжение в допустимых пределах и выбранные сечения пригодны для эксплуатации.

Далее были определены расчетные электрические нагрузки цехов предприятия методом коэффициента спроса, так же здесь была определена нагрузка освещения по цехам.

По расчетным нагрузкам цехов была построена картограмма нагрузок и определён центр электрических нагрузок предприятия. Со смещением от центра электрических нагрузок в сторону ЛЭП, питающей предприятие, была установлена главная понизительная подстанция предприятия.

Далее было определено число и мощность цеховых трансформаторов. Номинальная мощность цеховых трансформаторов принята равной 1600 кВА и 2500 кВА, общее количество цеховых ТП равно четырнадцати. Здесь же были рассчитаны потери в трансформаторах цеховых подстанций.

Следующим этапом был расчет внутривозводской сети. Были выбраны кабельные линии и рассчитаны потери в сети 10 кВ.

Распределительная сеть выше 1000 В по территории предприятия выполнена трёхжильными кабелями с алюминиевыми жилами, с оболочкой из вулканизированного полиэтилена, бронированного, с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга марки АВБШв, с прокладкой по эстакадам.

С учетом выбранных трансформаторов и высоковольтной нагрузки была рассчитана компенсация реактивной мощности. А с учетом компенсации и потерь в кабельных линиях и трансформаторах была определена расчетная нагрузка ГПП.

На ГПП установлены два двухобмоточных трансформатора марки ТРДН-25000/110. Марка трансформаторов ГПП и напряжение питающих линий было выбрано на основании технико-экономического расчета. На стороне 110 кВ принята схема в виде мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. На стороне 10 кВ принята одинарная секционированная система шин, с устройством АВР, оборудование установлено в закрытом помещении. Электроснабжение предприятия осуществляется от подстанции энергосистемы по двум воздушным ЛЭП 110 кВ.

По результатам расчета токов КЗ в сети выше 1000 В было выбрано высоковольтное оборудование. Так же, в этом пункте, была выбрана система учета электроэнергии.

По проводимым в процессе расчётов проверкам, по карте селективности и по эпюграм отклонения напряжения можно сделать вывод, что данная модель электроснабжения цеха и всего предприятия в целом надёжна и пригодна к эксплуатации.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: Учеб. пособие – Томск: Изд-во ТПУ 2006.
2. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение: Учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002.
3. Гаврилин А.И., Обухов С.Г., Озга А.И., Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра, Томск, ТПУ, 2001.
4. Барченко Т.Н., Закиров Р.И., Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту, Томск, ТПИ, 1988.
5. Климова Г.Н. Специальные вопросы электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие/ Г.Н. Климова, А.В. Кабышев – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009.
6. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.
7. Крючков И.П. и др. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособ. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1978.
8. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. пособ. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
9. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособ. – ФОРУМ:ИНФРА-М, 2006.
10. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие /А.В. Кабышев. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006
11. Мельников М.А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. - 178 с.
12. Копьев В.Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. Вопросы проектирования: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп.– Томск: Изд. ЭЛТИ ТПУ, 2005. - 107 с.
13. Борисова Л.М., Гершанович Е.А. Экономика энергетики: учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2006.
14. ГОСТ 12.1.038-82 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
15. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
16. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н “Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок”
17. ГОСТ 12.1.005-88 (2001) ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
18. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
19. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
20. ГОСТ 12.1.012 – 90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

21. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.556 – 96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
22. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
23. ГОСТ 12.1.002-84 (1999) ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.
24. СП.52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
25. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. – Томск: Изд. ТПУ, 2001.
26. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
27. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 153-34.0-03.301-00. ВППБ 01-02-95.
28. ГОСТ 17.0.001-86 Охране окружающей среды. Основные положения.
29. ГОСТ 17.2.1.01-86 Атмосфера.
30. ГОСТ 17.11.02-86 Гидросфера.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

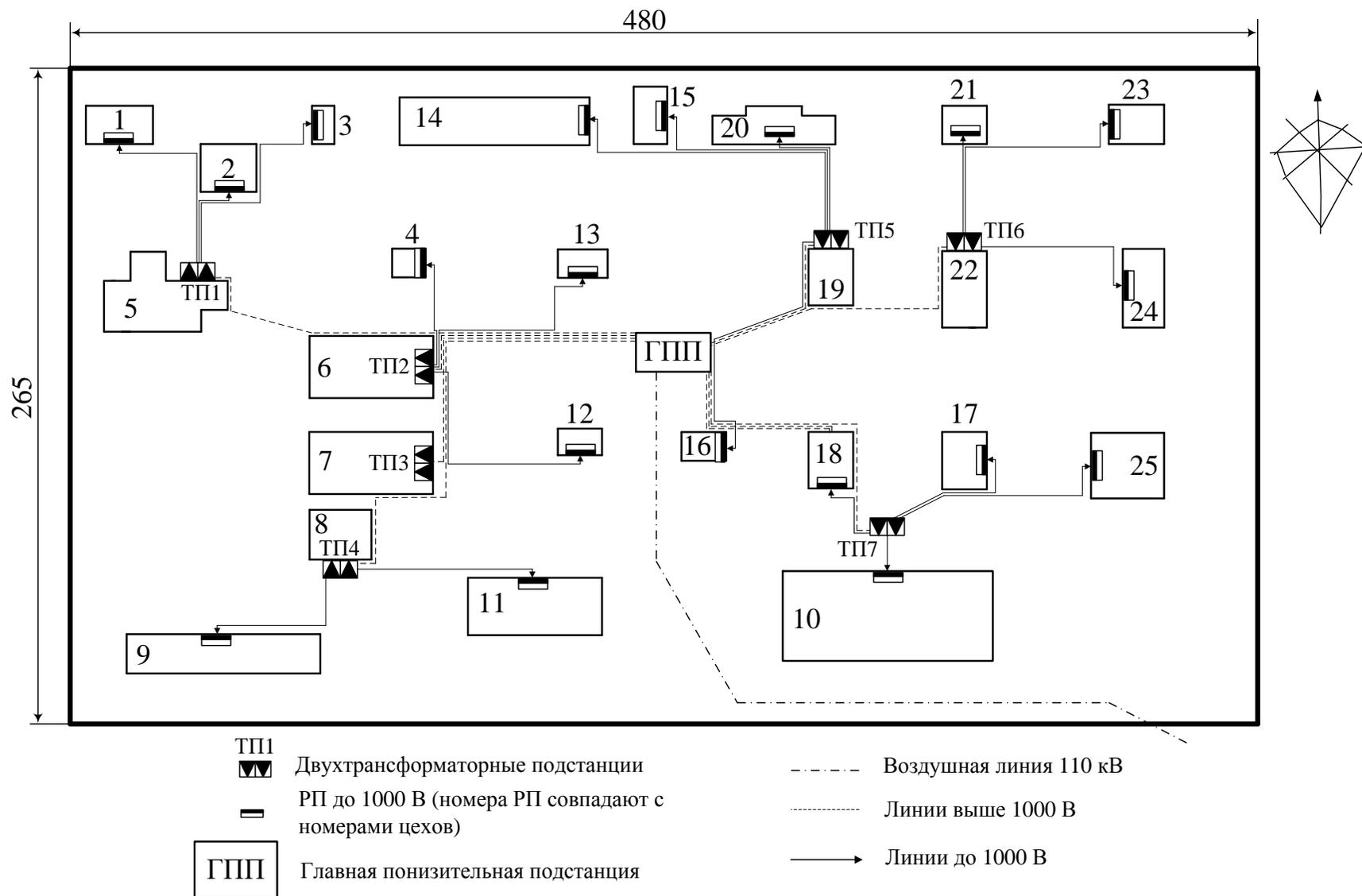


Рисунок А.1 – Генплан предприятия. Распределение электроэнергии

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

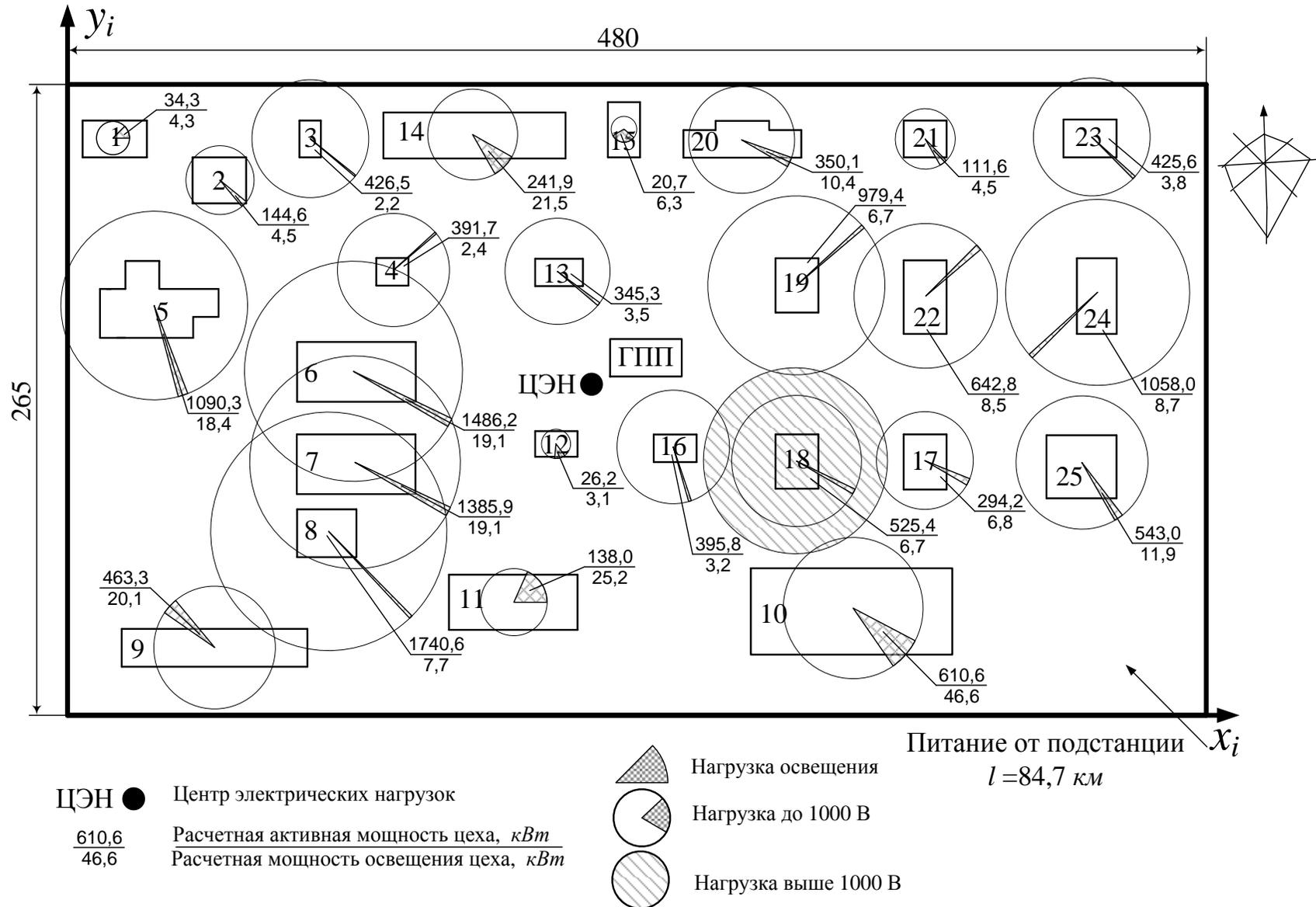


Рисунок Б.1 – Картограмма нагрузок

# ПРИЛОЖЕНИЕ В

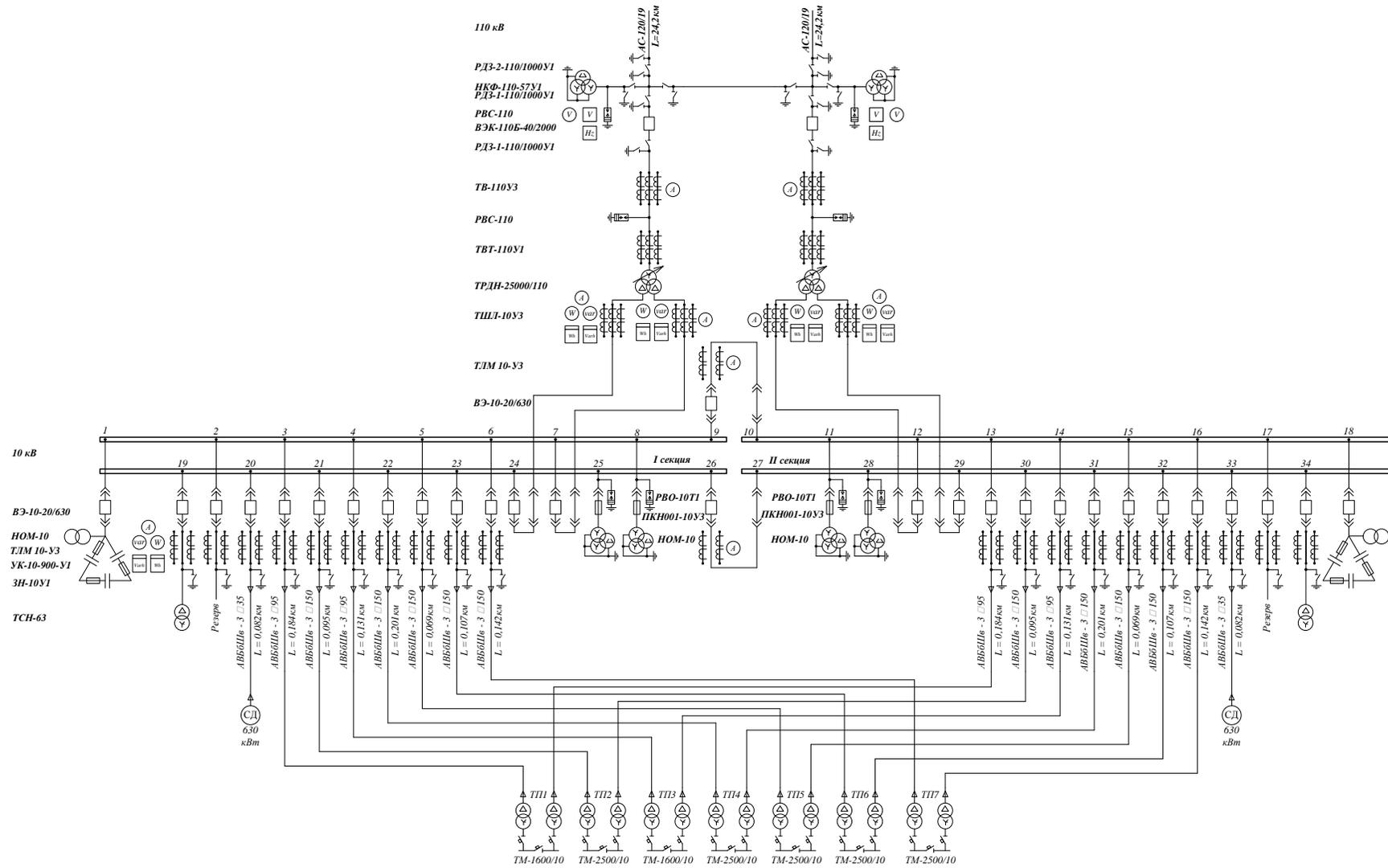


Рисунок В.1 – Схема электрическая принципиальная

# ПРИЛОЖЕНИЕ Г

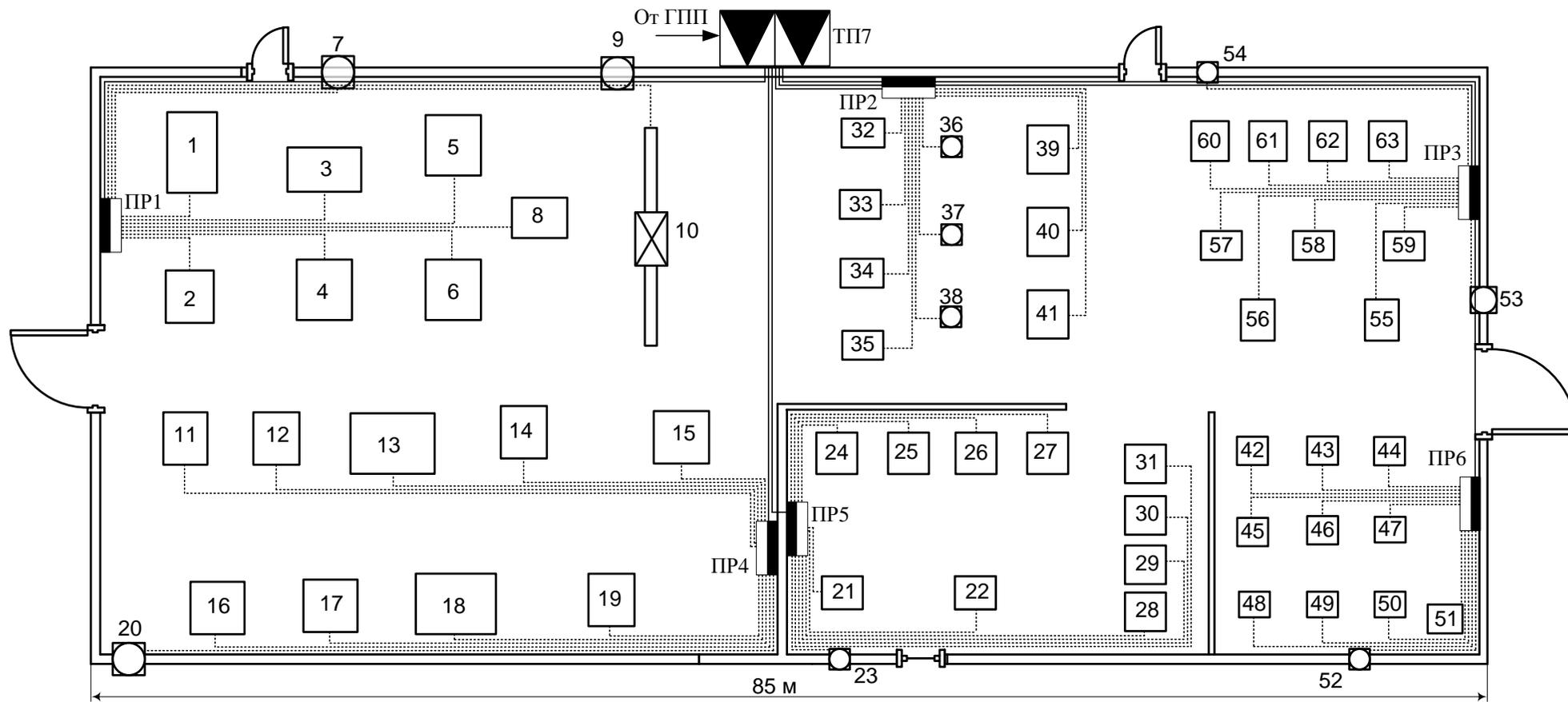


Рисунок Г.1 – Схема силовой сети мастерских

# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

ТП7

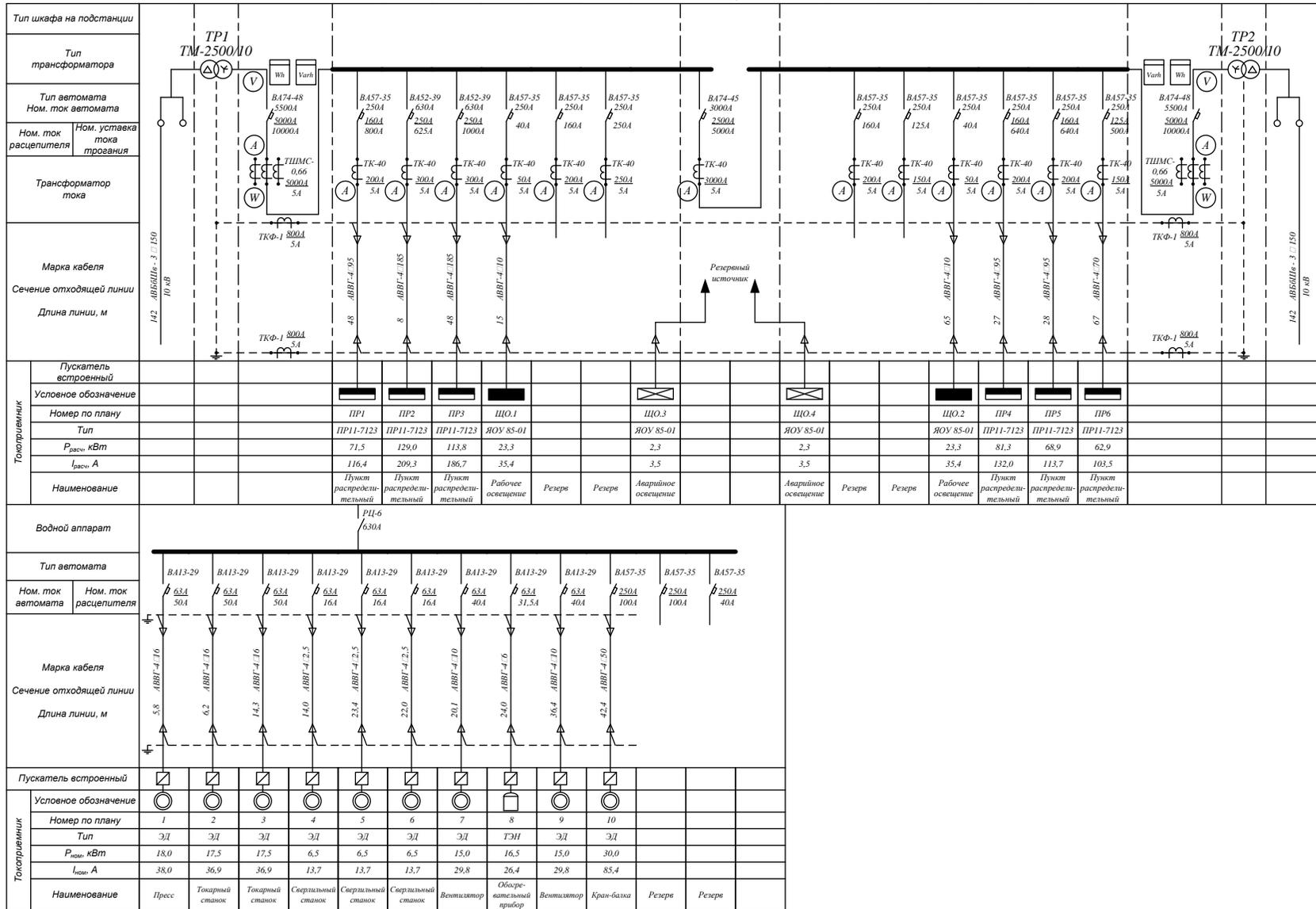
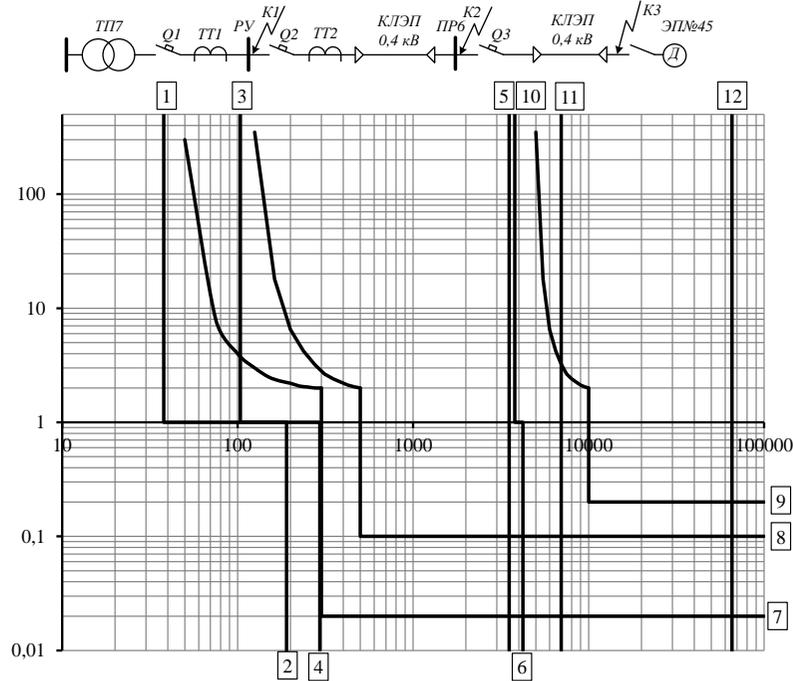


Рисунок Д.1 – Электроснабжение мастерских

# ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Карта селективности действия защитных аппаратов



Узел нагрузки	ТП7	ПР6	Станок №45
Расчетный ток $I_{м}, A$	3798,4	103,5	–
Пиковый ток $I_{пик}, A$	4220,0	294,4	–
Номинальный ток $I_{ном}, A$	–	–	38,0
Пусковой ток $I_{пуск}, A$	–	–	189,9
Ток КЗ $I_{к}, A$	65608,0	6986,0	3526,9
<b>Тип аппарата</b>	<b>ВА74 – 48</b>	<b>ВА57 – 35</b>	<b>ВА13 – 29</b>
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{ном.расц}, A$	5000	125	50,0
– при КЗ $I_{к}, A$	10000,0	500,0	300,0
Условия срабатывания по времени, с	0,2	0,1	0,02

Эпюра отклонений напряжения

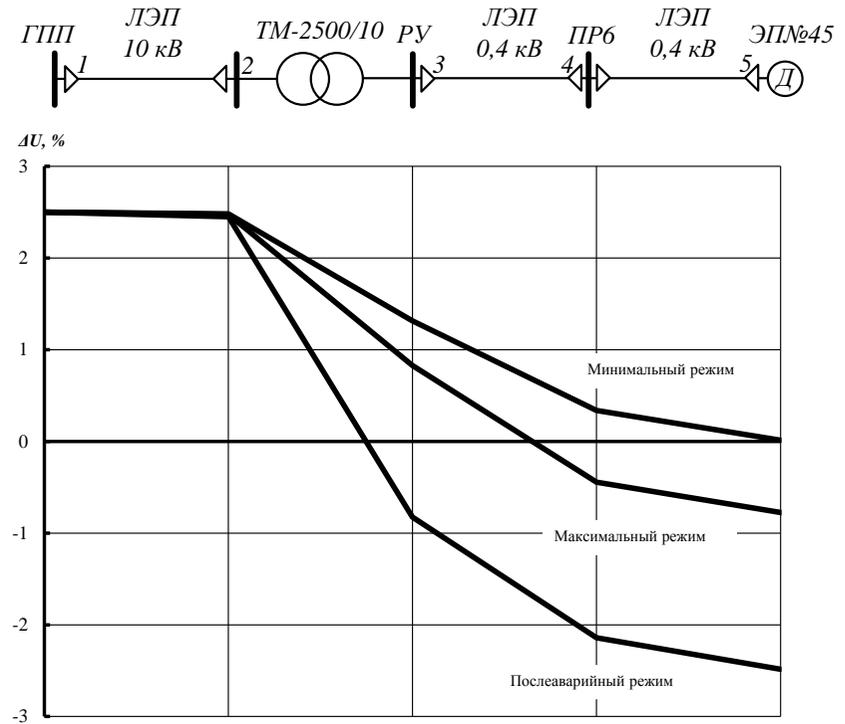


Рисунок Е.1 – Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности