

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

Институт Электронного обучения (ИнЭО)
Направление подготовки 140400 – Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электропривод и электрооборудование (ЭПЭО)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
«Электроснабжение насосной станции оборотной воды Наталкинского ГОКа»

УДК 621.31.031:621.65

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г2Б1	Башкиров Антон Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Ляпушкин Сергей Викторович	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко Аркадий Альбертович	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король Ирина Степановна	К.Х.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующий кафедрой ЭПЭО	Дементьев Юрий Николаевич	К.Т.Н.		

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

Институт Институт Электронного обучения (ИнЭО)
 Направление подготовки 140400 – Электроэнергетика и электротехника
 Кафедра Электропривод и электрооборудование (ЭПЭО)

УТВЕРЖДАЮ:
 И.о.зав. кафедрой

 (Подпись) _____ (Дата) Дементьев Ю.Н.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
<i>3-5Г2Б1</i>	<i>Башикиров Антон Владимирович</i>

Тема работы:

*«Электроснабжение насосной станции оборотной воды
 Наталкинского ГОКа»*

Утверждена приказом директора (дата, номер) *ИнЭО от 17.04.2017г. №2687/с*

Срок сдачи студентом выполненной работы: *июнь 2017 года.*

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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><i>Получены по материалам преддипломной практики</i></p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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"> <i>1. Общие сведения о предприятии</i> <i>2. Определение расчетной нагрузки цеха</i> <i>3. Определение расчетной нагрузки предприятия</i> <i>4. Картограмма и определение центра электрических нагрузок</i> <i>5. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов</i> <i>6. Компенсация реактивной мощности</i> <i>7. Схема внешнего электроснабжения</i> <i>8. Схема внутриводской сети выше 1000 В</i> <i>9. Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В</i> <i>10. Выбор и проверка оборудования в сети выше 1000 В</i> <i>11. Электроснабжение цеха</i> <i>12. Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники</i>

	<p>13. Построение эпюры отклонения напряжения</p> <p>14. Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В</p> <p>15. Построение карты селективности действия аппаратов защиты</p> <p>16. Релейная защита</p> <p>17. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>18. Социальная ответственность</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Генплан предприятия. Распределение электроэнергии</p> <p>2. Картограмма нагрузок</p> <p>3. Схема электрическая принципиальная</p> <p>4. Схема силовой сети насосной станции оборотной воды</p> <p>5. Электроснабжение насосной станции оборотной воды. Однолинейная схема</p> <p>6. Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности</p>

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Фигурко А.А.
Социальная ответственность	Доцент, к.х.н., Король И.С.

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	10 марта 2017года
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПЭО	Ляпушкин С.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г2Б1	Башкиров Антон Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 127 с., 27 рис., 44 табл., 40 источников, 6 прил.

Ключевые слова: электрооборудование, схема электроснабжения, линия, сеть, электроприемник, нагрузка, оборудование, защита, ток, напряжение, месторождение, руда.

Объектом исследования является электрическая часть ОАО "Рудник имени Матросова" Наталкинский ГОК.

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 и в коробах. 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.

ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Башкиров А.В.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ляпушкин С.В.					1	3
Консульт.								
Н. контр.								
Уте.								
						НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1		

ОГЛАВЛЕНИЕ

	с.
Введение	9
1 Исходные данные	11
2 Определения расчетной нагрузки насосной станции оборотной воды	17
2.1 Распределение приёмников по пунктам питания	18
2.2 Определение расчетной нагрузки цеха	18
3 Электроснабжение на территории предприятия	26
3.1 Определение расчетной нагрузки предприятия	27
3.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок	32
3.3 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов	35
3.4 Компенсация реактивной мощности	38
3.5 Составление схемы внешнего электроснабжения	40
3.6 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГПП	41
3.7 Выбор сечения линии, питающей ГПП	43
3.8 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение воздушных линий электропередачи	45
3.9 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования	47
3.10 Техничко-экономическое сравнение вариантов	48
3.11 Схема внутривозводской сети выше 1000 В	49
3.12 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	51
4 Выбор и проверка оборудования в сети выше 1000 В	55
4.1 Выбор выключателей и разъединителей	56
4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	58
4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	60
4.4 Учет электрической энергии	62
5 Электроснабжение насосной станции оборотной воды	65
5.1 Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники	66
5.2 Построение эпюры отклонения напряжения	71
5.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В	74
5.4 Построение карты селективности действия аппаратов защиты	77
5.5 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ	78

6 Релейная защита	81
6.1 Назначение РЗА	82
6.2 Расчет токов короткого замыкания	82
6.3 Защита от межфазных коротких замыканий	83
6.4 Защита от перегрузок	84
6.5 Защита от замыканий на землю в обмотке статора	85
6.6 Защита от потери питания	85
6.7 Защита от асинхронного режима	86
6.8 Схема защиты синхронного двигателя	86
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	87
7.1 Общие сведения	89
7.2 Смета на проектирование	89
7.3 Смета затрат на электрооборудование	94
7.4 Интегральные показатели ресурсоэффективности	95
8 Социальная ответственность	97
8.1 Производственная безопасность	100
8.2 Экологическая безопасность	109
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	109
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	112
8.5 Заключение	113
Заключение	114
Список использованных источников	117
Приложение А ДП-ФЮРА.3710000.052.Э4 Генплан предприятия. Распределение электроэнергии	122
Приложение Б ДП-ФЮРА.3710000.052.Э4 Картограмма нагрузок	123
Приложение В ДП-ФЮРА.3710000.052.Э4 Схема электрическая принципиальная	124
Приложение Г ДП-ФЮРА.3710000.052.Э4 Схема силовой сети насосной станции оборотной воды	125
Приложение Д ДП-ФЮРА.3710000.052.Э4 Электроснабжение насосной станции оборотной воды	126
Приложение Е ДП-ФЮРА.3710000.052.Э4 Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности	127

ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Башкиров А.В.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	3
<i>Консульт.</i>						<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Уте.</i>								

ВВЕДЕНИЕ

Целью дипломного проекта является проектирование системы электроснабжения ОАО "Рудник имени Матросова" Наталкинский ГОК, используя при проектировании реальные данные предприятия (генплан, план цеха, сведения об электрических нагрузках), детально проработать систему электроснабжения приемников в здании насосной станции оборотной воды, сделать выводы.

Наталкинское золоторудное месторождение – месторождение мирового класса, находящееся в Тенькинском районе Магаданской области, на площади Яно-Колымской складчатой системы.

Расположено в 390 км от Магадана, в долине реки Омчак, между ручьями Геологический и Глухарь. Открыто месторождение было в 1942 году, в 1945 году для его эксплуатации организовано предприятие "Рудник имени Матросова" в составе Тенькинского горнопромышленного управления Дальстроя (в настоящее время АО "Рудник имени Матросова").

Извлечение золота на Наталкинском ГОКе ведется по комбинированной схеме, сочетающей в себе различные методы извлечения:

- Рудосортировка
- Гравитационное обогащение
- Флотация
- Цианирование
- Различные виды обжига
- Плавка

Схема переработки состоит из трех этапов:

- 1) Подготовительный (дробление, сортировка, измельчение, классификация)
- 2) Сами процессы извлечения (флотация, гравитация, цианирование, плавка)
- 3) Вспомогательные (сгущение, фильтрация)

Для переработки золотосодержащих руд на предприятии применяются гравитационные и флотационные методы извлечения золота, а так же цианирование. Применение цианидов основано на их уникальном свойстве растворять этот металл в присутствии кислорода с образованием устойчивого в щелочной среде комплексного соединения.

Процесс химической обработки золотосодержащих руд связан с использованием большого количества воды и ее взаимодействием с различными химическими соединениями, реагентами, соответственно требует уделить особое внимание технике безопасности и экологии.

Низкий коэффициент загрязнения окружающей среды производственными отходами на предприятии воплощен в большой степени благодаря применению замкнутого цикла водоснабжения.

Хвосты обогащения с водой транспортируются в сгустители, сгущенные хвосты насосами пульпонасосной станции отправляются на хвостохранилище,

собранная вода подается на насосную станцию оборотной воды, проходит очистку и возвращается на фабрику.

Конечным продуктом предприятия является черновое золото и богатый золотосодержащий осадок, далее обработка ведется на аффинажных заводах с выходом золота и серебра высокой пробы.

Технологический процесс воплощенный на предприятии обеспечивает высокий процент извлечения ценного металла, рациональное использование сырья (т. е. извлечение еще и других ценных металлов), вспомогательных материалов, энерго и трудовых ресурсов.

Предприятие получает питание по двухцепной воздушной линии электропередачи напряжением 110 кВ от подстанции энергосистемы, находящейся на расстоянии 25 км от предприятия.

ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Башкиров А.В.			Исходные данные	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ляпушкин С.В.					1	6
Консульт.						НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1		
Н. контр.								
Утв.								

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Исходными данными к проектированию являются:

1. Генеральный план предприятия (рисунок 1.1.);
2. Сведения об электрических нагрузках, характеристика среды производственных помещений, характеристика потребителей электроэнергии (таблица 1.1.);
3. План рассматриваемого цеха (рисунок 1.2.);
4. Сведения об электрических нагрузках цеха (таблица 1.2.).

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

Наименование объекта	Число смен	Категория ЭП	Среда	Установленная мощность, кВт
1 Склад дробленой руды	2	III	Пыльная	248
2 Отделение измельчения 0,38 кВ 10,0 кВ СД 4 × 1600 кВт	3	II	Пыльная	441 6400
3 Отделение флотации и гравитации	3	II	Влажная	321
4 Отделение цианирования и сгущения	3	II	Влажная	125
5 Участок десорбции и электролиза	3	II	Влажная	675
6 Узел разгрузки кека	2	III	Пыльная	85
7 Отделение реагентов	2	III	Нормальная	22
8 Лаборатория №1	2	III	Нормальная	125
9 Сгустители хвостов обогащения	3	II	Влажная	1105
10 Насосная станция оборотной воды 0,38 кВ 10,0 кВ АД 5 × 800 кВт	3	II	Влажная	— 4000
11 Пульпонасосная станция	3	II	Влажная	847
12 АБК	1	III	Нормальная	125
13 Узел приготовления известкового молока	3	II	Влажная	147
14 Склад реагентов	1	III	Нормальная	32
15 Насосная станция ПП водоснабжения	3	II	Влажная	222
16 Очистные сооружения	3	II	Влажная	266
17 Бытовой корпус	2	III	Нормальная	200
18 Кислородная станция	3	II	Пожароопасная	100
19 Лаборатория №2	2	III	Нормальная	148
20 КПП №1	3	III	Нормальная	15
21 КПП №2	3	III	Нормальная	15

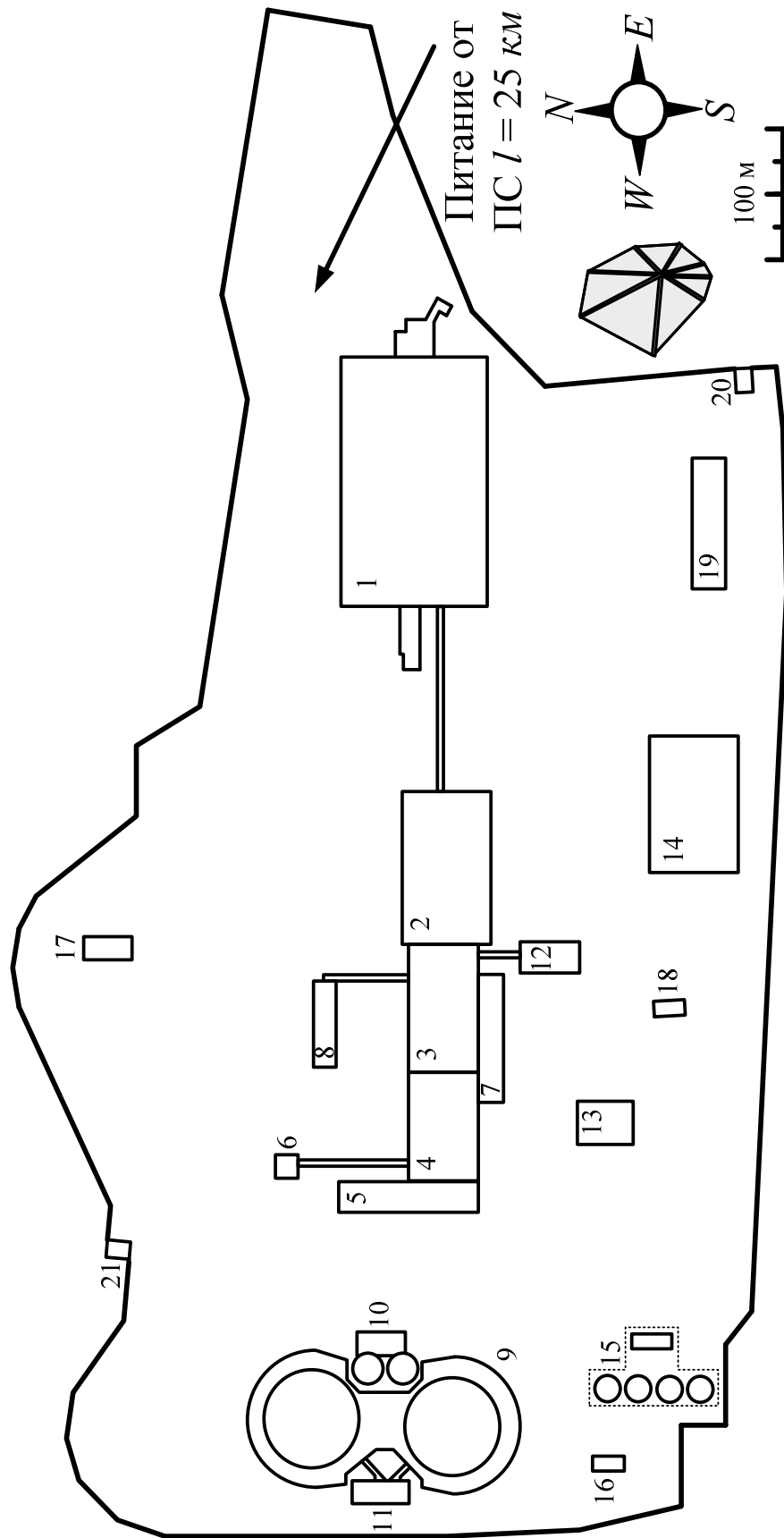


Рисунок 1.1 – Генплан підприємства

Таблица 1.2 – Сведения об электрических нагрузках насосной станции оборотной воды

Наименование	$P_{уст}$ кВт	$K_{исп}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	η	$K_{пуск}$	$I_{ном}$ А	$I_{пуск}$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1 Кран-балка ПВ = 25%	25,0	0,05	0,50	1,73	0,89	5	85,4	426,8
2 Перекачивающий насос	37,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	79,0	394,8
3 Задвижка клиновидная	0,8	0,02	0,45	1,98	0,89	5	3,0	15,2
4 Задвижка клиновидная	2,2	0,02	0,45	1,98	0,89	5	8,3	41,7
5 Задвижка клиновидная	2,2	0,02	0,45	1,98	0,89	5	8,3	41,7
6 Задвижка клиновидная	2,2	0,02	0,45	1,98	0,89	5	8,3	41,7
7 Задвижка клиновидная	2,2	0,02	0,45	1,98	0,89	5	8,3	41,7
8 Задвижка клиновидная	2,2	0,02	0,45	1,98	0,89	5	8,3	41,7
9 Приточная вентиляция	15,0	0,75	0,80	0,75	0,89	7	32,0	224,1
10 Калорифер	7,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	12,2	—
11 Калорифер	7,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	12,2	—
12 Калорифер	7,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	12,2	—
13 Вытяжная вентиляция	15,0	0,75	0,80	0,75	0,89	7	32,0	224,1
14 Тепловая завеса	12,0	0,60	0,95	0,33	0,98	7	19,6	137,1
15 Насос	20,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	42,7	213,4
16 Насос	20,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	42,7	213,4
17 Насос	20,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	42,7	213,4
18 Обогреватель	0,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	0,8	—
19 Обогреватель	0,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	0,8	—
20 Обогреватель	0,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	0,8	—
21 Обогреватель	0,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	0,8	—
22 Обогреватель	0,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	0,8	—
23 Обогреватель	0,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	0,8	—
24 Обогреватель	0,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	0,8	—
25 Обогреватель	0,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	0,8	—
26 Обогреватель	0,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	0,8	—
27 Обогреватель	0,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	0,8	—
28 Насос	20,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	42,7	213,4
29 Насос	20,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	42,7	213,4
30 Перекачивающий насос	37,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	79,0	394,8
31 Перекачивающий насос	37,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	79,0	394,8
32 Задвижка клиновидная	0,8	0,02	0,45	1,98	0,89	5	3,0	15,2
33 Задвижка клиновидная	0,8	0,02	0,45	1,98	0,89	5	3,0	15,2
34 Калорифер	7,5	0,60	0,95	0,33	0,98	—	12,2	—
35 Точильный станок	1,2	0,12	0,40	2,29	0,89	5	5,1	25,6
36 Сверлильный станок	4,5	0,12	0,40	2,29	0,89	5	19,2	96,0
37 Сварочный агрегат ПВ = 40%	5,0	0,20	0,60	1,33	0,98	3	12,9	38,8
38 Сварочный агрегат ПВ = 40%	5,0	0,20	0,60	1,33	0,98	3	12,9	38,8

Окончание таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39 Сварочная машина	12,5	0,20	0,60	1,33	0,98	3	32,3	96,9
40 Сварочная машина	12,5	0,20	0,60	1,33	0,98	3	32,3	96,9
41 Вытяжная вентиляция	5,0	0,75	0,80	0,75	0,89	7	10,7	74,7
42 Приточная вентиляция	5,0	0,75	0,80	0,75	0,89	7	10,7	74,7
43 Вентиляция	8,4	0,75	0,80	0,75	0,89	7	17,9	125,5
44 Тепловая завеса	5,0	0,60	0,95	0,33	0,98	7	8,2	57,1
45 Дренажный насос	10,2	0,70	0,80	0,75	0,89	5	21,8	108,8
46 Дренажный насос	10,2	0,70	0,80	0,75	0,89	5	21,8	108,8
47 Дренажный насос	10,2	0,70	0,80	0,75	0,89	5	21,8	108,8
48 Дренажный насос	10,2	0,70	0,80	0,75	0,89	5	21,8	108,8
49 Задвижка клиновидная	0,8	0,02	0,45	1,98	0,89	5	3,0	15,2
50 Задвижка клиновидная	0,8	0,02	0,45	1,98	0,89	5	3,0	15,2
51 Задвижка клиновидная	0,8	0,02	0,45	1,98	0,89	5	3,0	15,2
52 Задвижка клиновидная	0,8	0,02	0,45	1,98	0,89	5	3,0	15,2
53 Компрессор	15,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	32,0	160,0
54 Компрессор	15,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	32,0	160,0
55 Насос конденсатный	5,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	10,7	53,3
56 Насос конденсатный	5,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	10,7	53,3
57 Насос конденсатный	5,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	10,7	53,3
58 Задвижка клиновидная	0,5	0,02	0,45	1,98	0,89	5	1,9	9,5
59 Вентиляция	6,3	0,75	0,80	0,75	0,89	7	13,4	94,1
60 Тепловая завеса	5,0	0,60	0,95	0,33	0,98	7	8,2	57,1
61 Тепловая завеса	10,0	0,60	0,95	0,33	0,98	7	16,3	114,2
62 Тепловая завеса	10,0	0,60	0,95	0,33	0,98	7	16,3	114,2
63 Задвижка клиновидная	2,2	0,02	0,45	1,98	0,89	5	8,3	41,7
64 Задвижка клиновидная	2,2	0,02	0,45	1,98	0,89	5	8,3	41,7
65 Задвижка клиновидная	2,2	0,02	0,45	1,98	0,89	5	8,3	41,7
66 Задвижка клиновидная	2,2	0,02	0,45	1,98	0,89	5	8,3	41,7
67 Установка приготовления флокулянта	7,5	0,80	0,70	1,02	0,89	5	18,3	91,5
68 Установка приготовления флокулянта	7,5	0,80	0,70	1,02	0,89	5	18,3	91,5
69 Установка приготовления флокулянта	7,5	0,80	0,70	1,02	0,89	5	18,3	91,5
70 Установка приготовления флокулянта	7,5	0,80	0,70	1,02	0,89	5	18,3	91,5
71 Установка приготовления флокулянта	7,5	0,80	0,70	1,02	0,89	5	18,3	91,5
72 Вентиляция	15,2	0,75	0,80	0,75	0,89	7	32,4	227,0
Электроприемники 10 кВ								
73 Насос оборотной воды	800,0	–	0,80	0,75	0,85	5	113,2	566,0
74 Насос оборотной воды	800,0	–	0,80	0,75	0,85	5	113,2	566,0
75 Насос оборотной воды	800,0	–	0,80	0,75	0,85	5	113,2	566,0
76 Насос оборотной воды	800,0	–	0,80	0,75	0,85	5	113,2	566,0
77 Насос оборотной воды	800,0	–	0,80	0,75	0,85	5	113,2	566,0

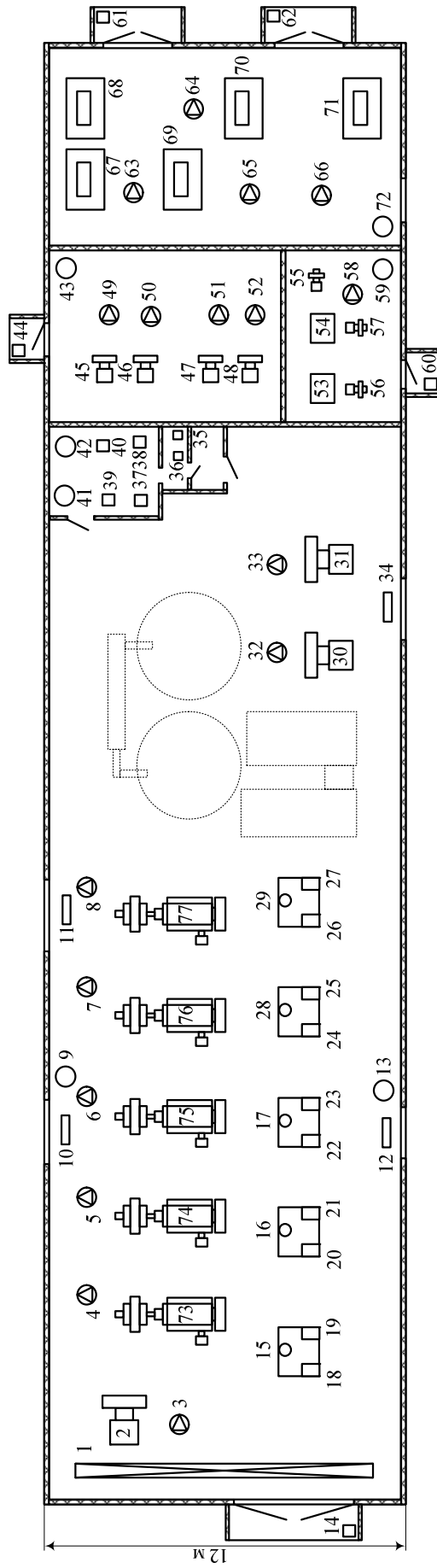


Рисунок 1.2 – Схема расположения электроприемников в здании насосной станции оборотной воды

ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Башкиров А.В.</i>			Определение расчетной нагрузки насосной станции оборотной воды	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	9
<i>Консульт.</i>						<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Уте.</i>								

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ ОБОРОТНОЙ ВОДЫ

2.1 Распределение приёмников по пунктам питания

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

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 распределительных пунктов принимаем пункты марки ПР11-7123. Данный пункт рассчитан на количество отходящих линий до двенадцати штук.

На рисунке 2.1 изображен план цеха с расположением распределительных пунктов 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.

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

Кран-балка ПВ = 25%

$$P_{\text{НОМ}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 25,0 \cdot \sqrt{0,25} = 12,500 \text{ кВт.}$$

Сварочный агрегат ПВ = 40%

$$P_{\text{НОМ}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 5,0 \cdot \sqrt{0,40} = 3,162 \text{ кВт.}$$

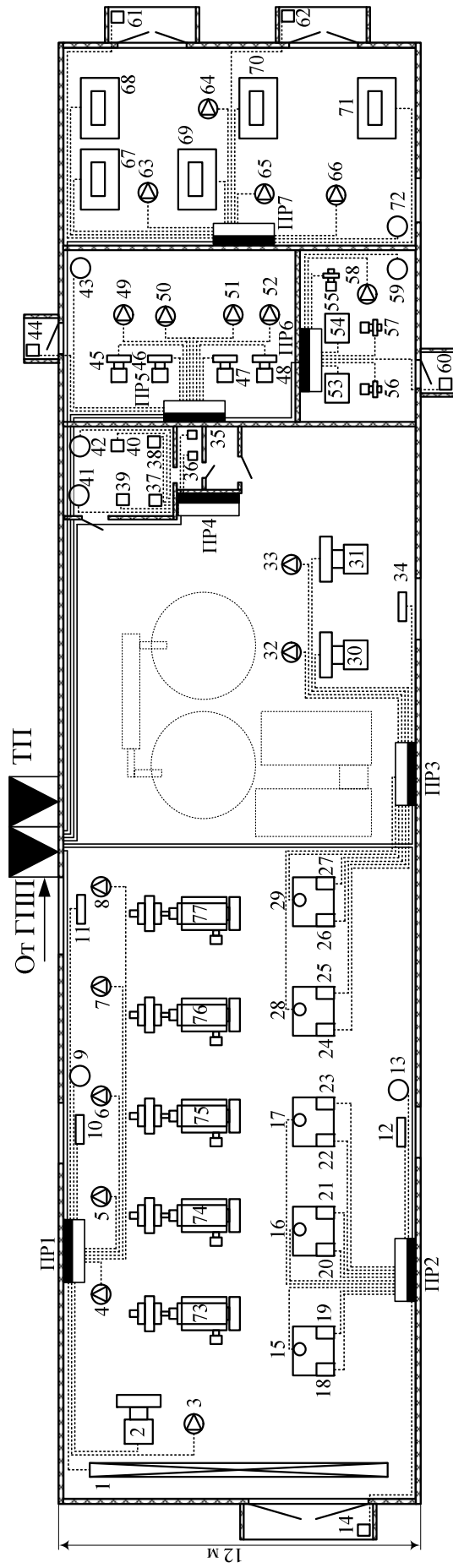


Рисунок 2.1 – Схема расположения распределительных пунктов в здании насосной станции оборотной воды

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

$$P_{\text{НОМ.}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ.}i} = 5,7 + 31,3 = 37,0 \text{ кВт.}$$

Коэффициент использования $K_{\text{и}}$, $\cos\varphi$, $\text{tg}\varphi$ 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)

$$P_{\text{СМ}} = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{НОМ.}\Sigma} = 0,12 \cdot 37,0 = 4,44 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{СМ}} = P_{\text{СМ}} \cdot \text{tg}\varphi = 4,44 \cdot 2,29 = 10,17 \text{ кВАр,}$$

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

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования активной мощности;

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

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

$$P_{\text{СМ}}^{\text{А}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{СМ.}i} = 0,7 + 6,3 = 7,0 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{СМ}}^{\text{А}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{СМ.}i} = 1,6 + 8,4 = 10,0 \text{ кВАр.}$$

Диапазон величины модуля силовой сборки

$$m = \frac{P_{\text{НОМ.max}}}{P_{\text{НОМ.min}}} = \frac{12,5}{1,2} = 10,4 > 3.$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования по группе

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{P_{\text{СМ}}^{\text{А}}}{P_{\text{НОМ.}\Sigma}} = \frac{7,0}{37,0} = 0,19 .$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{СМ}}^{\text{А}}}{P_{\text{СМ}}^{\text{А}}} = \frac{10,0}{7,0} = 1,43 .$$

Для электроприемников группы «А» определим эффективное число электроприемников $n_{\text{э}}$

$$n_{\text{э}} = \frac{[P_{\text{НОМ.}\Sigma}]^2}{\sum P_{\text{НОМ}}^2} = \frac{37,0^2}{354,2} = 3,9 \text{ шт} \quad \text{принимаем } n_{\text{э}} = 4 \text{ шт.}$$

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

$$K_{\text{М}} = 2,56 .$$

Коэффициент максимума реактивной мощности

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

Расчетная активная и реактивная мощности пункта

$$P_p^{''A''} = K_M \cdot P_{CM}^{''A''} = 2,56 \cdot 6,9 = 17,8 \text{ кВт},$$

$$Q_p^{''A''} = K'_M \cdot Q_{CM}^{''A''} = 1,1 \cdot 9,9 = 10,9 \text{ кВАр}.$$

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

$$P_p^{''B''} = P_{CM}^{''B''} = 10,0 \text{ кВт}, \quad Q_p^{''B''} = Q_{CM}^{''B''} = 7,5 \text{ кВАр}.$$

Определяем активную, реактивную и полную расчетные мощности электроприемников пункта

$$P_p = P_p^{''A''} + P_p^{''B''} = 17,8 + 10,0 = 27,8 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_p^{''A''} + Q_p^{''B''} = 10,9 + 7,5 = 18,4 \text{ кВАр},$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{27,8^2 + 18,4^2} = 33,3 \text{ кВА}.$$

Определение расчётного тока пункта

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{33,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 50,7 \text{ А},$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение электроприемников, В.

Определение пикового тока пункта

Номинальный ток самого мощного электроприемника пункта

$$I_{НОМ}^{max} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{12,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,60 \cdot 0,98} = 32,3 \text{ А},$$

где $P_{НОМ}$ – номинальная активная мощность электроприемника, кВт;

η – КПД электроприемника.

Пусковой ток самого мощного электроприемника пункта

$$I_{ПУСК}^{max} = K_{ПУСК} \cdot I_{НОМ}^{max} = 3 \cdot 32,3 = 96,9 \text{ А},$$

где $K_{ПУСК}$ – кратность пускового тока.

Пиковый ток пункта

$$I_{ПИК.П} = I_{ПУСК}^{max} + (I_p - K_{и.маx} \cdot I_{НОМ}^{max}) = 96,9 + (50,7 - 0,20 \cdot 32,3) = 141,1 \text{ А},$$

где $K_{и.маx}$ – коэффициент использования самого мощного электроприемника.

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

$$P_{н.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,016 \cdot 565 = 9,0 \text{ кВт},$$

где $F_{ц} = 565 \text{ м}^2$ – площадь цеха;

$P_{уд.о} = 0,016 \text{ кВт/м}^2$ – удельная плотность осветительной нагрузки [1, стр. 22, табл. 1.11].

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{р.о} = K_{со} \cdot P_{н.о} = 0,95 \cdot 9,0 = 8,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.о} = P_{р.о} \cdot \text{tg}\varphi_о = 8,6 \cdot 0,33 = 2,8 \text{ кВАр},$$

где $K_{со} = 0,95$ – коэффициент спроса для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов [1, стр. 22, табл. 1.10];

$\text{tg}\varphi_о = 0,33$ – для люминесцентных ламп [1, стр. 16, табл. 1.7].

Определение расчётной нагрузки цеха с учетом освещения

$$\begin{aligned} S_p &= \sqrt{(P_p + P_{р.о})^2 + (Q_p + Q_{р.о})^2} = \\ &= \sqrt{(374,0 + 8,6)^2 + (282,3 + 2,8)^2} = 477,2 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Определение расчётного тока цеха

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{477,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 725,0 \text{ А},$$

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

Определение пикового тока цеха

Расчетный ток самого мощного пункта цеха

$$I_p^{\text{max.ПР}} = 91,8 \text{ А}.$$

Пиковый ток самого мощного пункта цеха

$$I_{\text{пик}}^{\text{max.ПР}} = 514,3 \text{ А}.$$

Пиковый ток цеха

$$I_{\text{пик.ц}} = I_{\text{пик}}^{\text{max.ПР}} + I_p - I_p^{\text{max.ПР}} = 514,3 + 725,0 - 91,8 = 1147,5 \text{ А}.$$

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

Таблица 2.1 – Определение расчетных нагрузок насосной станции оборотной воды по пунктам питания

Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП n		Установленная мощность		$m = P_{ном. max} / P_{ном. min}$	Коэффициент использования $K_{\text{н}}$	cosφ	tgφ	Средняя нагрузка за смену		Эффективное число p _э электромоторов	Коэффициент максимума $K_{\text{м}}$	Максимальная нагрузка			$I_{\text{лнк}}$ А	$I_{\text{лнк}}$ А
	P _{ном} , кВт	ΣP _{ном} , кВт	P _{см} , кВт	Q _{см} = P _{см} · tgφ, кВт					P _п = K _н · P _{ном} , кВт	Q _п = (1 + i _п) · Q _{см} , кВт			S _п = √(P _п ² + Q _п ²), кВА				
														13	14		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Шкаф распределительный ПР-1																	
Электроприемники группы "А" $K_{\text{н}} < 0,6$																	
1	1	12,5 ÷ 12,5	12,5		0,05	0,50	1,73	0,6	1,1								
2	6	0,8 ÷ 2,2	11,8		0,02	0,45	1,98	0,2	0,5								
	7	0,8 ÷ 12,5	24,3	>3	0,04	0,49	1,80	0,9	1,6	3	5,52	4,8	1,7	5,0			
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{н}} \geq 0,6$																	
3	1	37,0 ÷ 37,0	37,0		0,70	0,80	0,75	25,9	19,4								
4	1	15,0 ÷ 15,0	15,0		0,75	0,80	0,75	11,3	8,4								
5	2	7,5 ÷ 7,5	15,0		0,60	0,95	0,33	9,0	3,0								
	4	7,5 ÷ 37,0	67,0		0,69	0,83	0,67	46,2	30,8		1	46,2	30,8	55,5			
	11	0,8 ÷ 37,0	91,3		0,51	0,82	0,69	47,0	32,4			50,9	32,5	60,4	91,8	514,3	
Шкаф распределительный ПР-2																	
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{н}} \geq 0,6$																	
1	8	0,5 ÷ 12,0	22,5		0,60	0,95	0,33	13,5	4,4								
2	1	15,0 ÷ 15,0	15,0		0,75	0,80	0,75	11,3	8,4								
3	3	20,0 ÷ 20,0	60,0		0,70	0,80	0,75	42,0	31,5								
	12	0,5 ÷ 20,0	97,5		0,68	0,83	0,66	66,8	44,4		1	66,8	44,4	80,2			
	12	0,5 ÷ 20,0	97,5		0,68	0,83	0,66	66,8	44,4			66,8	44,4	80,2	121,8	321,8	

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Шкаф распределительный ПР-3																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1	Задвижка клиновидная	2	0,8 ÷ 0,8	1,6	0,02	0,45	1,98	0,0	0,1							
	Итого по группе "А"	2	0,8 ÷ 0,8	1,6	0,02	0,45	1,98	0,0	0,1			1,6	3,2	3,6		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
2	Насосы разные	4	20,0 ÷ 37,0	114,0	0,70	0,80	0,75	79,8	59,9							
3	Обогреватель, калорифер	5	0,5 ÷ 7,5	9,5	0,60	0,95	0,33	5,7	1,9							
	Итого по группе "Б"	9	0,5 ÷ 37,0	123,5	0,69	0,81	0,72	85,5	61,7	1		85,5	61,7	105,5		
	Итого по ПР-3	11	0,5 ÷ 37,0	125,1	0,68	0,81	0,72	85,5	61,8			87,1	64,9	108,6	165,0	504,5
Шкаф распределительный ПР-4																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1	Станки разные	2	1,2 ÷ 4,5	5,7	0,12	0,40	2,29	0,7	1,6							
2	Сварочное оборудование	4	3,2 ÷ 12,5	31,3	0,20	0,60	1,33	6,3	8,4							
	Итого по группе "А"	6	1,2 ÷ 12,5	37,0	>3	0,57	1,43	6,9	9,9	4	2,56	17,8	10,9	20,9		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
3	Вентиляция	2	5,0 ÷ 5,0	10,0	0,75	0,80	0,75	7,5	5,6							
	Итого по группе "Б"	2	5,0 ÷ 5,0	10,0	0,75	0,80	0,75	7,5	5,6			10,0	7,5	12,5		
	Итого по ПР-4	8	1,2 ÷ 12,5	47,0	0,31	0,68	1,08	14,4	15,5			27,8	18,4	33,3	50,7	141,1
Шкаф распределительный ПР-5																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1	Задвижка клиновидная	4	0,8 ÷ 0,8	3,2	0,02	0,45	1,98	0,1	0,1							
	Итого по группе "А"	4	0,8 ÷ 0,8	3,2	0,02	0,45	1,98	0,1	0,1			3,2	6,4	7,1		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
2	Вентиляция	1	8,4 ÷ 8,4	8,4	0,75	0,80	0,75	6,3	4,7							
3	Тепловая завеса	1	5,0 ÷ 5,0	5,0	0,60	0,95	0,33	3,0	1,0							
4	Дренажный насос	4	10,2 ÷ 10,2	40,8	0,70	0,80	0,75	28,6	21,4							
	Итого по группе "Б"	6	5,0 ÷ 10,2	54,2	0,70	0,81	0,72	37,9	27,1	1		37,9	27,1	46,6		
	Итого по ПР-5	10	0,8 ÷ 10,2	57,4	0,66	0,81	0,72	37,9	27,3			41,1	33,5	53,0	80,5	192,5

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Шкаф распределительный ПР-6																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1	Задвижка клиновидная	1	0,5 ÷ 0,5	0,5	0,02	0,45	1,98	0,01	0,02							
	Итого по группе "А"	1	0,5 ÷ 0,5	0,5	0,02	0,45	1,98	0,0	0,0			0,5	1,0	1,1		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
2	Компрессор	2	15,0 ÷ 15,0	30,0	0,65	0,80	0,75	19,5	14,6							
3	Насос конденсатный	3	5,0 ÷ 5,0	15,0	0,70	0,80	0,75	10,5	7,9							
4	Вентиляция	1	6,3 ÷ 6,3	6,3	0,75	0,80	0,75	4,7	3,5							
5	Тепловая завеса	1	5,0 ÷ 5,0	5,0	0,60	0,95	0,33	3,0	1,0							
	Итого по группе "Б"	7	5,0 ÷ 15,0	56,3	0,67	0,81	0,72	37,7	27,0	1	37,7	27,0	46,4			
	Итого по ПР-6	8	0,5 ÷ 15,0	56,8	0,66	0,81	0,72	37,7	27,0		38,2	28,0	47,4	72,0	211,2	
Шкаф распределительный ПР-7																
Электроприемники группы "А" $K_n < 0,6$																
1	Задвижка клиновидная	4	2,2 ÷ 2,2	8,8	0,02	0,45	1,98	0,2	0,3							
	Итого по группе "А"	4	2,2 ÷ 2,2	8,8	0,02	0,45	1,98	0,2	0,3			8,8	17,5	19,6		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
2	Тепловая завеса	2	10,0 ÷ 10,0	20,0	0,60	0,95	0,33	12,0	3,9							
3	Установка приготовления флокулянта	5	7,5 ÷ 7,5	37,5	0,80	0,70	1,02	30,0	30,6							
4	Вентиляция	1	15,2 ÷ 15,2	15,2	0,75	0,80	0,75	11,4	8,6							
	Итого по группе "Б"	8	7,5 ÷ 15,2	72,7	0,73	0,78	0,81	53,4	43,1	1	53,4	43,1	68,6			
	Итого по ПР-7	12	2,2 ÷ 15,2	81,5	0,66	0,78	0,81	53,6	43,4		62,2	60,6	86,8	131,9	334,6	
	Итого силовая нагрузка	72	0,5 ÷ 37	556,6	0,62	0,81	0,73	343,0	251,8		374,0	282,3	469,7			
	Электрическое освещение			9,0	$K_{co} = 0,95$	0,95	0,33	8,6	2,8		8,6	2,8				
	Итого по цеху	72	0,5 ÷ 37	565,7	0,62	0,81	0,72	351,6	254,7		382,6	285,1	477,2	725,0	1147,5	

ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Башкиров А.В.</i>			Электроснабжение на территории предприятия	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	29
<i>Консульт.</i>						<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Уте.</i>								

3 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НА ТЕРРИТОРИИ 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 таблице 3.1.

Пример расчета (Склад дробленой руды)

$$P_{уст} = 248,0 \text{ кВт}; \quad K_c = 0,45; \quad \cos\varphi = 0,85; \quad \operatorname{tg}\varphi = 0,62.$$

Расчетные активная и реактивная мощности корпуса

$$P_p = K_c \cdot P_{уст} = 0,45 \cdot 248,0 = 111,6 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi = 111,6 \cdot 0,62 = 69,2 \text{ кВАр}.$$

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

$$P_{ном.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,016 \cdot 22061 = 353,0 \text{ кВт},$$

где $F_{ц} = 22061 \text{ м}^2$ – площадь цеха;

$P_{уд.о} = 0,016 \text{ кВт/м}^2$ – удельная плотность осветительной нагрузки [1, стр. 22, табл. 1.11].

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

$$P_{р.о} = K_{со} \cdot P_{ном.о} = 0,60 \cdot 353,0 = 211,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.о} = P_{р.о} \cdot \operatorname{tg}\varphi_0 = 211,8 \cdot 0,33 = 69,6 \text{ кВАр},$$

где $K_{со} = 0,60$ – коэффициент спроса [1, стр. 22, табл. 1.10],

$\operatorname{tg}\varphi_0 = 0,33$ – для люминесцентных ламп [1, стр. 16, табл. 1.7].

Таблица 3.1 – Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка						Суммарная нагрузка			
	$P_{уст}$ кВт	K_c	$\cos\phi$	tgφ	$P_{рп}$ кВт	$Q_{рп}$ кВАр	F_p м ²	$P_{уд.ос}$ Вт/м ²	$P_{пл.ос}$ кВт	$K_{с.о}$	$P_{р.ос}$ кВт	$Q_{р.ос}$ кВАр	$P_{р+P_{р.ос}}$ кВт	$Q_{р+Q_{р.ос}}$ кВАр	$S_{рп}$ кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Потребители электроэнергии до 1000 В																
1 Склад дробленой руды	248,0	0,45	0,85	0,62	111,6	69,2	22061	16	353,0	0,60	211,8	69,6	323,4	138,8	351,9	
2 Отделение измельчения	441,0	0,65	0,70	1,02	286,7	292,4	8190	16	131,0	0,95	124,5	40,9	411,1	333,4	529,3	
3 Отделение флотации и гравитации	321,0	0,65	0,75	0,88	208,7	184,0	5390	16	86,2	0,95	81,9	26,9	290,6	210,9	359,1	
4 Отделение цианирования и ступления	125,0	0,65	0,75	0,88	81,3	71,7	4565	16	73,0	0,95	69,4	22,8	150,6	94,5	177,8	
5 Участок десорбции и электролиза	675,0	0,60	0,70	1,02	405,0	413,2	2585	16	41,4	0,95	39,3	12,9	444,3	426,1	615,6	
6 Узел разгрузки кека	85,0	0,40	0,85	0,62	34,0	21,1	324	16	5,2	0,95	4,9	1,6	38,9	22,7	45,1	
7 Отделение реагентов	22,0	0,45	0,85	0,62	9,9	6,1	1960	18	35,3	0,60	21,2	7,0	31,1	13,1	33,7	
8 Лаборатория №1	125,0	0,45	0,80	0,75	56,3	42,2	1188	20	23,8	0,80	19,0	6,2	75,3	48,4	89,5	
9 Сгустители хвостов обогащения	1105,0	0,65	0,75	0,88	718,3	633,4	3750	16	60,0	0,95	57,0	18,7	775,3	652,2	1013,1	
10 Насосная станция оборотной воды	556,6	–	0,81	0,73	374,0	282,3	565	16	9,0	0,95	8,6	2,8	382,6	285,1	477,2	
11 Пульпонасосная станция	847,0	0,60	0,70	1,02	508,2	518,5	788	16	12,6	0,95	12,0	3,9	520,2	522,4	737,2	
12 АБК	125,0	0,50	0,80	0,75	62,5	46,9	1058	20	21,2	0,90	19,0	6,3	81,5	53,1	97,3	
13 Узел приготовления известкового молока	147,0	0,55	0,70	1,02	80,9	82,5	1452	16	23,2	0,95	22,1	7,3	102,9	89,7	136,5	
14 Склад реагентов	32,0	0,40	0,85	0,62	12,8	7,9	7315	18	131,7	0,60	79,0	26,0	91,8	33,9	97,9	
15 Насосная станция ГПП водоснабжения	222,0	0,60	0,80	0,75	133,2	99,9	362	16	5,8	0,95	5,5	1,8	138,7	101,7	172,0	
16 Очистные сооружения	266,0	0,65	0,75	0,88	172,9	152,5	288	16	4,6	0,95	4,4	1,4	177,3	153,9	234,8	
17 Бытовой корпус	200,0	0,40	0,85	0,62	80,0	49,6	684	18	12,3	0,80	9,8	3,2	89,8	52,8	104,2	
18 Кислородная станция	100,0	0,45	0,80	0,75	45,0	33,8	294	16	4,7	0,60	2,8	0,9	47,8	34,7	59,1	
19 Лаборатория №2	148,0	0,45	0,80	0,75	66,6	50,0	2650	20	53,0	0,80	42,4	13,9	109,0	63,9	126,3	
20 КПП №1	15,0	0,35	0,90	0,48	5,3	2,5	250	20	5,0	0,80	4,0	1,3	9,3	3,9	10,0	
21 КПП №2	15,0	0,35	0,90	0,48	5,3	2,5	250	20	5,0	0,80	4,0	1,3	9,3	3,9	10,0	
Территория предприятия	0	–	–	–	0	0	573400	0,16	91,7	1	91,7	30,2	91,7	30,2	96,6	
Итого по 0,38 кВ	5820,6	–	–	–	3458,1	3062,1	$\Sigma F_u = 65969$		1188,8	–	934,4	307,1	4392,5	3369,2	5535,8	

Окончание таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Потребители электроэнергии выше 1000 В															
2	Отделение измельчения	6400,0	0,65	1,00	0,00	4160,0	0,0	-	-	-	-	-	4160,0	0,0	4160,0
10	Насосная станция оборотной воды	4000,0	0,65	0,75	0,88	2600,0	2293,0	-	-	-	-	-	2600,0	2293,0	3466,7
	Итого по 10 кВ	10400,0	-	-	-	6760,0	2293,0	-	-	-	-	-	6760,0	2293,0	7138,3

Полная максимальная мощность корпуса

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p + Q_{p.o})^2} = \\ = \sqrt{(111,6 + 211,8)^2 + (69,2 + 69,6)^2} = 351,9 \text{ кВА.}$$

Для удобства вынесем отдельно результаты расчетов

ЭП до 1000 В	ЭП выше 1000 В
$\sum P_p^H = 3458,1 \text{ кВт,}$	$\sum P_p^B = 6760,0 \text{ кВт,}$
$\sum Q_p^H = 3062,1 \text{ кВАр,}$	$\sum Q_p^B = 2293,0 \text{ кВАр.}$
$\sum P_{p.o} = 934,4 \text{ кВт,}$	
$\sum Q_{p.o} = 307,1 \text{ кВт,}$	

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

$$S_p^H = \sqrt{\left(\sum P_p^H + \sum P_{p.o}\right)^2 + \left(\sum Q_p^H + \sum Q_{p.o}\right)^2} = \\ = \sqrt{(3458,1 + 934,4)^2 + (3062,1 + 307,1)^2} = 5535,8 \text{ кВА.}$$

Так как трансформаторы цеховых подстанций и высоковольтная сеть еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них можно определить из выражений [3, стр. 32]

$$\Delta P_{тр} = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 5535,8 = 110,7 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{тр} = 0,10 \cdot S_p^H = 0,10 \cdot 5535,8 = 553,6 \text{ кВАр,}$$

$$\Delta P_{л} = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 5535,8 = 166,1 \text{ кВт,}$$

где $\Delta P_{тр}$ – потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт;

$\Delta Q_{тр}$ – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, кВАр;

$\Delta P_{л}$ – потери активной мощности в линиях, кВт.

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

$$P_{p\Sigma} = \left(\sum P_p^H + \sum P_p^B\right) \cdot K_{p.m} + P_{p.o} + \Delta P_{тр} + \Delta P_{л} = \\ = (3458,1 + 6760,0) \cdot 0,95 + 934,4 + 110,7 + 166,1 = 10918,4 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p\Sigma} = \left(\sum Q_p^H + \sum Q_p^B\right) \cdot K_{p.m} + Q_{p.o} + \Delta Q_{тр} = \\ = (3062,1 + 2293,0) \cdot 0,95 + 307,1 + 553,6 = 5948,0 \text{ кВАр,}$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{10918,4^2 + 5948,0^2} = 12433,4 \text{ кВА.}$$

где $K_{p,m} = 0,9 \div 0,95$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки [3, стр. 35].

Приблизительные потери мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta P_{тр.ГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 12433,4 = 248,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{тр.ГПП} = 0,10 \cdot S_{p\Sigma} = 0,10 \cdot 12433,4 = 1243,3 \text{ кВАр},$$

где $\Delta P_{тр.ГПП}$ – потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт;

$\Delta Q_{тр.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВАр.

Определяем полную расчетную мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП

$$\begin{aligned} S_p &= \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{тр.ГПП})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{тр.ГПП})^2} = \\ &= \sqrt{(10918,4 + 248,7)^2 + (5948,0 + 1243,3)^2} = \\ &= \sqrt{11167,0^2 + 7191,3^2} = 13282,2 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Т.о., произведен расчет нагрузки предприятия без учета компенсации реактивной мощности. Чтобы учесть компенсацию реактивной мощности необходимо определиться с уровнем напряжения питающих линий.

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

$$U_{эк} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_p}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{25,0} + \frac{2500}{11,167}}} = 64,0 \text{ кВ},$$

где $L = 25,0$ км – длина питающей линии;

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

С учетом рекомендаций принимаем напряжение питающих линий

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ}.$$

Реактивная мощность, передаваемая в сеть предприятия от системы

$$Q_э = \alpha \cdot P_p = 0,29 \cdot 11167,0 = 3238,4 \text{ кВАр},$$

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

Приблизительное значение мощности компенсирующих устройств

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{э}} = 7191,3 - 3238,4 = 3952,9 \text{ кВАр.}$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП с учетом компенсации реактивной мощности

$$\begin{aligned} S_{\text{р.ГПП}} &= \sqrt{P_{\text{р}}^2 + (Q_{\text{р}} - Q_{\text{кв}})^2} = \sqrt{11167,0^2 + (7191,3 - 3952,9)^2} = \\ &= \sqrt{11167,0^2 + 3238,4^2} = 11627,1 \text{ кВА.} \end{aligned}$$

В дальнейшем, после точного определения мощности компенсирующих устройств будет определено более точное значение полной расчетной мощности предприятия.

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.

Пример расчета (Склад дробленой руды)

$$S_{\text{р}} = 351,9 \text{ кВА}, \quad S_{\text{р.о}} = \sqrt{P_{\text{р.о}}^2 + Q_{\text{р.о}}^2} = \sqrt{211,8^2 + 69,6^2} = 222,9 \text{ кВА.}$$

$$x = 162,5 \text{ мм}, \quad y = 59,6 \text{ мм.}$$

Радиус окружности для силовой нагрузки корпуса

$$r = \sqrt{\frac{S_{\text{р}}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{351,9}{3,14 \cdot 0,450}} = 15,8 \text{ мм,}$$

где $S_{\text{р.и}}$ – расчетная полная мощность i -того цеха с учетом освещения, кВА;

$m = 0,450 \text{ кВА/мм}^2$ – масштаб для определения площади круга нагрузки до 1000 В;

$m = 0,850 \text{ кВА/мм}^2$ – масштаб для определения площади круга нагрузки выше 1000 В.

Угол сектора нагрузки освещения корпуса

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot S_{\text{р.о}}}{S_{\text{р}}} = \frac{360 \cdot 222,9}{351,9} = 228,1 \text{ град.}$$

Тогда

$$S_p \cdot x = 351,9 \cdot 162,5 = 57184,4 \text{ кВА} \cdot \text{мм},$$

$$S_p \cdot y = 351,9 \cdot 59,6 = 20973,5 \text{ кВА} \cdot \text{мм}.$$

Результаты расчетов располагаются в таблице 3.2.

Координаты центра электрических нагрузок предприятия

$$x_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot x_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{832336,2}{13104,3} = 63,5 \text{ мм},$$

$$y_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot y_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{760836,2}{13104,3} = 58,1 \text{ мм}.$$

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

$$x_0 = 75,1 \text{ мм}, \quad y_0 = 92,6 \text{ мм}.$$

Картограмма нагрузок приведена на рисунке 3.1.

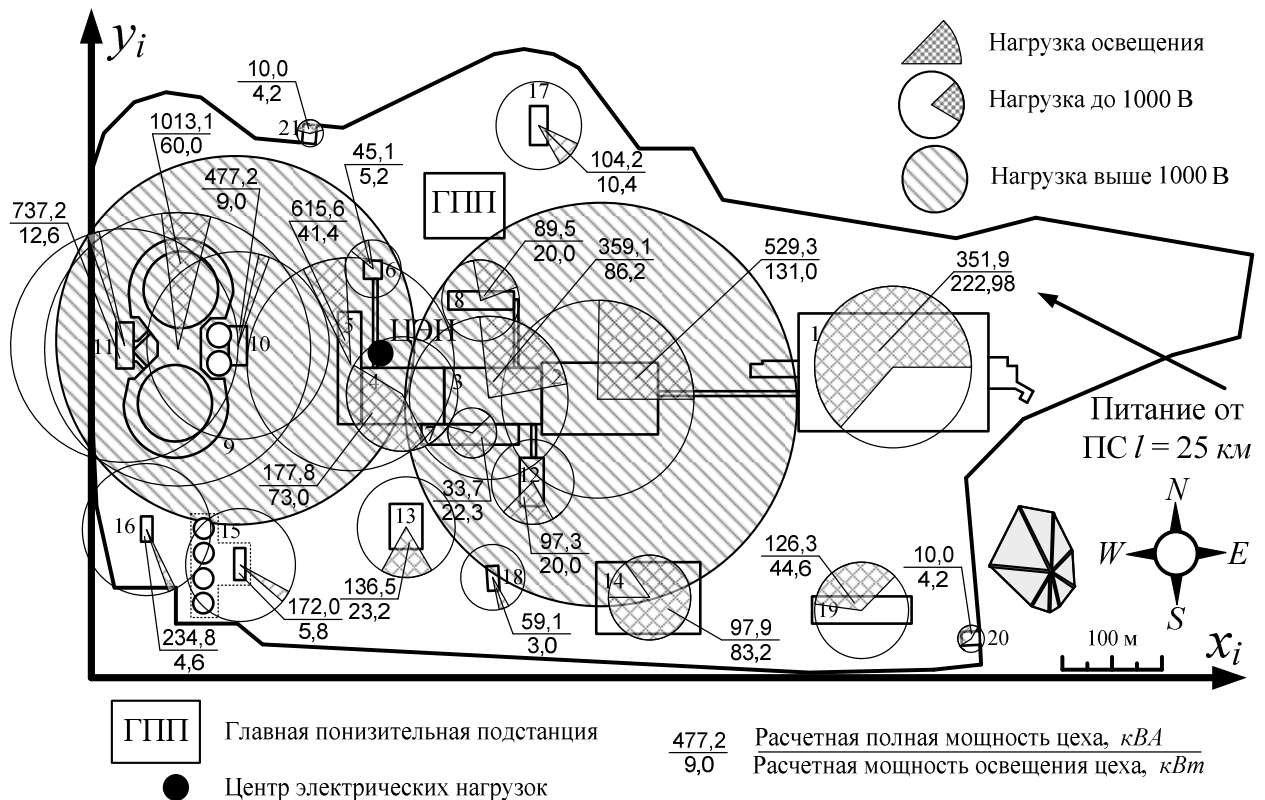


Рисунок 3.1 – Картограмма нагрузок

Таблица 3.2 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

Наименование цеха	S _{р.п} кВА	S _{р.о.п} кВт	r _с мм	α, град	X _п мм	Y _п мм	S _{р.п} · X _п кВА · мм	S _{р.п} · Y _п кВА · мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потребители электроэнергии до 1000 В								
1 Склад дробленой руды	351,9	222,9	15,8	228,1	162,5	59,6	57184,4	20973,5
2 Отделение измельчения	529,3	131,0	19,3	89,1	102,5	54,6	54253,6	28900,0
3 Отделение флотации и гравитации	359,1	86,2	15,9	86,5	80,7	55,2	28977,0	19820,7
4 Отделение цианирования и сгущения	177,8	73,0	11,2	147,9	63,1	55,2	11219,6	9814,9
5 Участок десорбции и электролиза	615,6	41,4	20,9	24,2	51,9	61,0	31949,3	37551,2
6 Узел разгрузки кека	45,1	5,2	5,6	41,4	56,7	79,9	2554,6	3599,9
7 Отделение реагентов	33,7	22,3	4,9	237,9	76,3	47,6	2572,4	1604,8
8 Лаборатория №1	89,5	20,0	8,0	80,5	78,5	73,9	7025,5	6613,8
9 Ступигели хвостов обогащения	1013,1	60,0	26,8	21,3	17,5	65,0	17729,0	65850,5
10 Насосная станция оборотной воды	477,2	9,0	18,4	6,8	29,3	64,9	13980,7	30967,5
11 Пульпонасосная станция	737,2	12,6	22,8	6,2	6,7	64,9	4939,4	47845,5
12 АБК	97,3	20,0	8,3	74,1	88,5	38,0	8613,5	3698,5
13 Узел приготовления известкового молока	136,5	23,2	9,8	61,2	63,3	29,4	8643,5	4014,5
14 Склад реагентов	97,9	83,2	8,3	305,9	112,5	15,3	11009,4	1497,3
15 Насосная станция ПП водоснабжения	172,0	5,8	11,0	12,1	29,8	22,3	5125,5	3835,5
16 Очистные сооружения	234,8	4,6	12,9	7,1	11,2	29,3	2629,5	6878,9
17 Бытовой корпус	104,2	10,4	8,6	35,8	90,0	108,3	9380,1	11287,4
18 Кислородная станция	59,1	3,0	6,5	18,1	80,9	19,4	4778,9	1146,0
19 Лаборатория №2	126,3	44,6	9,5	127,2	155,0	13,2	19583,1	1667,7
20 КПП №1	10,0	4,2	2,7	151,2	177,0	7,8	1773,9	78,2
21 КПП №2	10,0	4,2	2,7	151,2	43,9	106,5	440,0	1067,4
Потребители электроэнергии выше 1000 В								
2 Отделение измельчения	4160,0	-	39,5	-	102,5	54,6	426400,0	227136,0
10 Насосная станция оборотной воды	3466,7	-	36,0	-	29,3	64,9	101573,3	224986,7
Итого	13104,3	-	-	-	-	-	832336,2	760836,2

3.3 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

При установке на крупных промышленных предприятиях группы цеховых трансформаторов их номинальная мощность определяется плотностью нагрузки и выбирается, одинаковой для всей группы. Удельная плотность нагрузки [2, стр. 82, табл. 5.1]

$$\sigma = \frac{S_p^H}{F_c} = \frac{5535,8}{65969,0} = 0,084 \text{ кВА/м}^2; \quad \text{принимается } S_{\text{ном.тр}} = 630 \text{ кВА.}$$

Таблица 3.3 – Данные по трансформаторам [1, стр. 157, табл. 7.3]

Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{вн}}$ кВ	$U_{\text{нн}}$ кВ	P_{xx} кВт	Q_{xx} кВАр	$P_{\text{кз}}$ кВт	$Q_{\text{кз}}$ кВАр	$U_{\text{к}}$ %	I_{xx} %
ТМ-630/10	0,63	10,0	0,4	1,56	12,6	8,5	34,7	5,5	2,00

Минимальное число цеховых трансформаторов

$$n_{\text{тр.0}} = \frac{\sum(P_p^H + P_{p.0})}{\beta_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{4392,5}{0,7 \cdot 630} = 9,96 \text{ шт.}, \quad \text{принимается } n_{\text{тр}} = 10 \text{ шт.}$$

Активная нагрузка на один трансформатор

$$P_1 = \frac{\sum(P_p^H + P_{p.0})}{n_{\text{тр}}} = \frac{4392,5}{10} = 439,2 \text{ кВт.}$$

Число трансформаторов для установки в цехах предприятия (корпус №1)

$$n_{\text{тр.i}} = \frac{\sum(P_p^H + P_{p.0})}{P_1} = \frac{323,4}{439,2} = 0,736 \text{ шт.}$$

Нагрузки цехов объединяются таким образом, чтобы трансформаторные подстанции были загружены оптимально, а количество трансформаторов было в пределах расчетного числа трансформаторов.

Результаты расчетов располагаются в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Число трансформаторов в цехах предприятия

Наименования цехов	$P_p + P_{p.0}$ кВт	Количество тр-ов n_i шт
1	2	3
1 Склад дробленой руды	323,4	0,736
2 Отделение измельчения	411,1	0,936
3 Отделение флотации и гравитации	290,6	0,662
4 Отделение цианирования и сгущения	150,6	0,343
5 Участок десорбции и электролиза	444,3	1,011
6 Узел разгрузки кека	38,9	0,089
7 Отделение реагентов	31,1	0,071
8 Лаборатория №1	75,3	0,171
9 Сгустители хвостов обогащения	775,3	1,765
10 Насосная станция оборотной воды	382,6	0,871
11 Пульпонасосная станция	520,2	1,184

Окончание таблицы 3.4

1	2	3
12 АБК	81,5	0,186
13 Узел приготовления известкового молока	102,9	0,234
14 Склад реагентов	91,8	0,209
15 Насосная станция ПП водоснабжения	138,7	0,316
16 Очистные сооружения	177,3	0,404
17 Бытовой корпус	89,8	0,205
18 Кислородная станция	47,8	0,109
19 Лаборатория №2	109,0	0,248
20 КПП №1	9,3	0,021
21 КПП №2	9,3	0,021

На основании расчетов и группирований нагрузок на генплане предприятия производим расстановку цеховых трансформаторных подстанций, таблица 3.5, рисунок 3.2.

Таблица 3.5 – Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

Наименование пункта питания и количество трансформаторов	Потребители энергии (номер по генплану)	Суммарная мощность, кВт	Место расположения на генплане
ТП1 2 трансф.	9	775,3	Цех №9
ТП2 2 трансф.	10, 11	902,8	Цех №10
ТП3 2 трансф.	5, 6, 13, 15, 16, 21	911,4	Территория предприятия
ТП4 2 трансф.	3, 4, 7, 8, 12, 14, 17, 18	858,6	Цех №3
ТП5 2 трансф.	1, 2, 19, 20	852,8	Территория предприятия

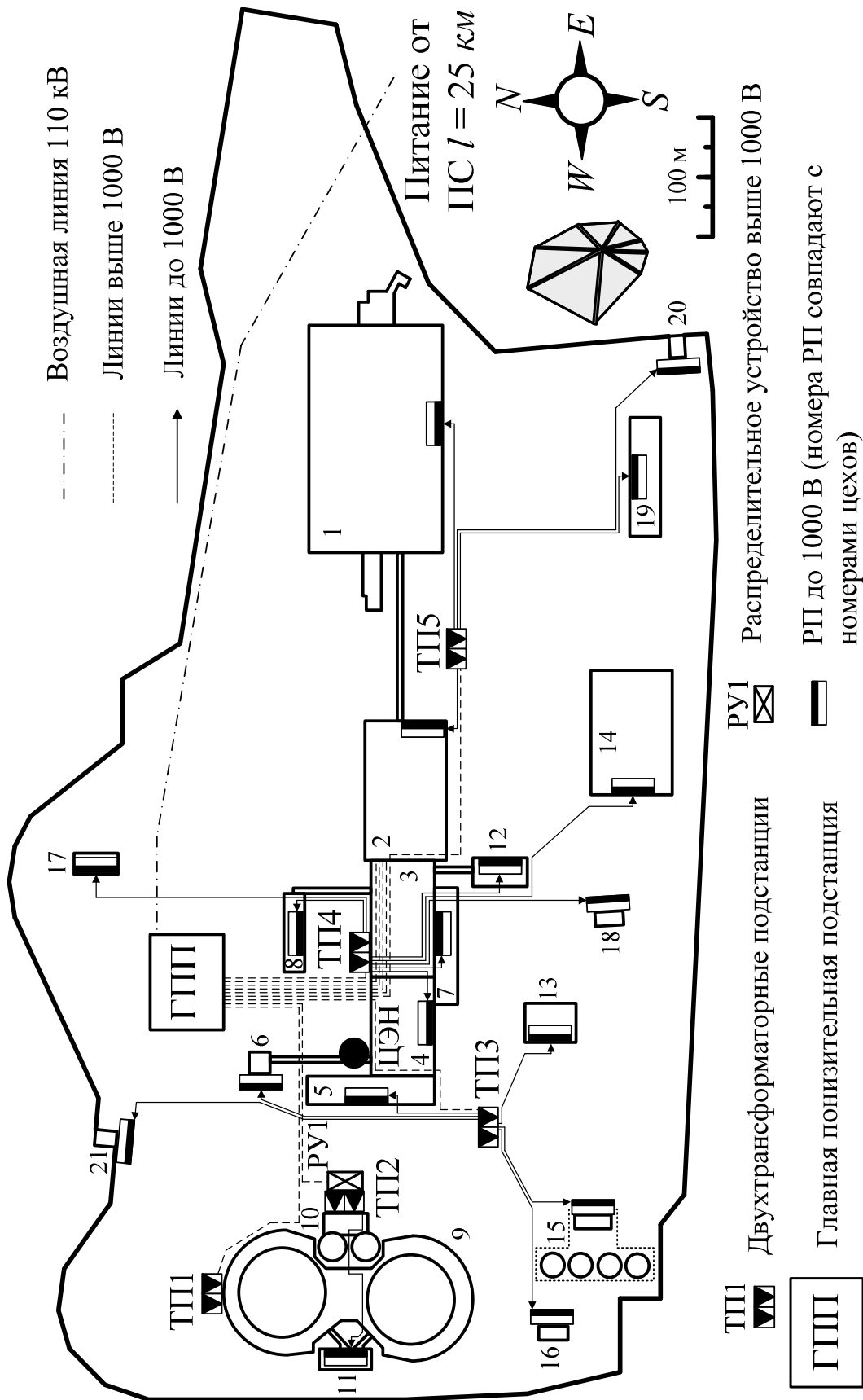


Рисунок 3.2 – Предварительное размещение трансформаторных подстанций

3.4 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.

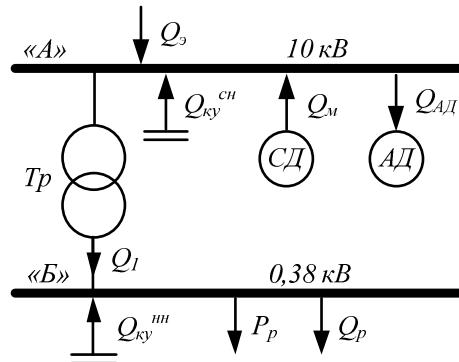


Рисунок 3.1 – Схема распределения реактивной мощности

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

- номинальное напряжение двигателя $U_{ном} = 10$ кВ;
- номинальная активная мощность $P_{сд} = 1600$ кВт;
- номинальная реактивная мощность $Q_{сд} = 705$ кВАр;
- КПД $\eta = 96,31$ %;
- коэффициент $D_1 = 4,64$ кВт;
- коэффициент $D_2 = 5,57$ кВт;
- число двигателей $n_{сд} = 4$.

Коэффициент загрузки синхронных двигателей по активной мощности

$$\beta_{сд} = \frac{P_{синх}}{P_{сд} \cdot n_{сд}} = \frac{6400,0}{1600 \cdot 4} = 1,00 \text{ ,}$$

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

Напряжение на зажимах синхронного двигателя

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

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

$$\alpha_m = 1,23 \text{ .}$$

Суммарная располагаемая реактивная мощность двигателей

$$Q_m = \frac{n_{сд} \cdot \alpha_m \cdot Q_{сд}}{\eta} = \frac{4 \cdot 1,23 \cdot 705 \cdot 100}{96,31} = 3601,5 \text{ кВАр.}$$

На данном предприятии имеется асинхронная высоковольтная нагрузка

$$Q_{АД} = 2293,0 \text{ кВАр.}$$

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

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\text{тр}} \cdot \beta \cdot S_{\text{ном.тр}})^2 - (P_p^{\text{н}} + P_{\text{р.о}})^2} = \\ = \sqrt{(10 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 4392,5^2} = 392,6 \text{ кВАр.}$$

Баланс реактивной мощности в узле «А»

$$Q_A = Q_{\text{э}} + Q_{\text{м}} - Q_{\text{Ад}} - Q_1 = 3238,4 + 3601,5 - 2293,0 - 392,6 = 4154,3 \text{ кВАр.}$$

Компенсация со стороны среднего напряжения не требуется.

Баланс реактивной мощности в узле «Б»

$$Q_B = Q_1 - Q_{\text{р.н}} = 392,6 - 3369,2 = -2976,6 \text{ кВАр.}$$

Мощность конденсаторных установок на напряжении 0,4 кВ

$$Q_{\text{ку.расч}}^{\text{нн}} = Q_{\text{р.н}} - Q_1 = 3369,2 - 392,6 = 2976,6 \text{ кВАр.}$$

Намечаем установку комплектных конденсаторных установок типа УКБ-0,38-450-У3 с параметрами [5, стр. 167, табл. П6.2]:

– номинальное напряжение $U_{\text{ном.ку}} = 0,38 \text{ кВ}$;

– номинальная мощность $Q_{\text{ном.ку}} = 450 \text{ кВАр}$.

Полная реактивная мощность, генерируемая одной комплектной конденсаторной установкой

$$Q_{\text{ку}} = \left(\frac{U_{\text{ном}}^{\text{нн}}}{U_{\text{ном.ку}}} \right)^2 \cdot Q_{\text{ном.ку}} = \left(\frac{0,38}{0,38} \right)^2 \cdot 450 = 450 \text{ кВАр.}$$

Необходимое количество комплектных конденсаторных установок для установки на стороне НН

$$n_{\text{ку.расч}} = \frac{Q_{\text{ку.расч}}^{\text{нн}}}{Q_{\text{ку}}} = \frac{2976,6}{450,0} = 6,6 \text{ шт принимаем } n_{\text{ку}} = 7 \text{ шт.}$$

Полная реактивная мощность, генерируемая комплектными конденсаторными установками

$$Q_{\text{ку}}^{\text{нн}} = Q_{\text{ку}} \cdot n_{\text{ку}} = 450 \cdot 7 = 3150,0 \text{ кВАр.}$$

Мощность, генерируемая синхронными двигателями

$$Q = 0 \text{ кВАр.}$$

Суммарная генерируемая мощность компенсирующих устройств

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{ку}}^{\text{сн}} + Q_{\text{ку}}^{\text{нн}} + Q = 0,0 + 3150,0 + 0,0 = 3150,0 \text{ кВАр.}$$

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

$$S_{\text{р.ГПП}} = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{ку}})^2} = \sqrt{11167,0^2 + (7191,3 - 3150,0)^2} = \\ = \sqrt{11167,0^2 + 4041,3^2} = 11875,8 \text{ кВА.}$$

3.5 Составление схемы внешнего электроснабжения

Принимаем схему внешнего электроснабжения в виде двух блоков с выключателями и неавтоматической переключкой. 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 переключке нормально отключены. В случае вывода в ремонт трансформатора или выключателя в цепи трансформатора есть возможность оставить в работе обе питающие линии путем включения разъединителей переключки. Причем сначала включается переключка, а затем отключаются цепи трансформатора. Схема представлена на рисунке 3.4.

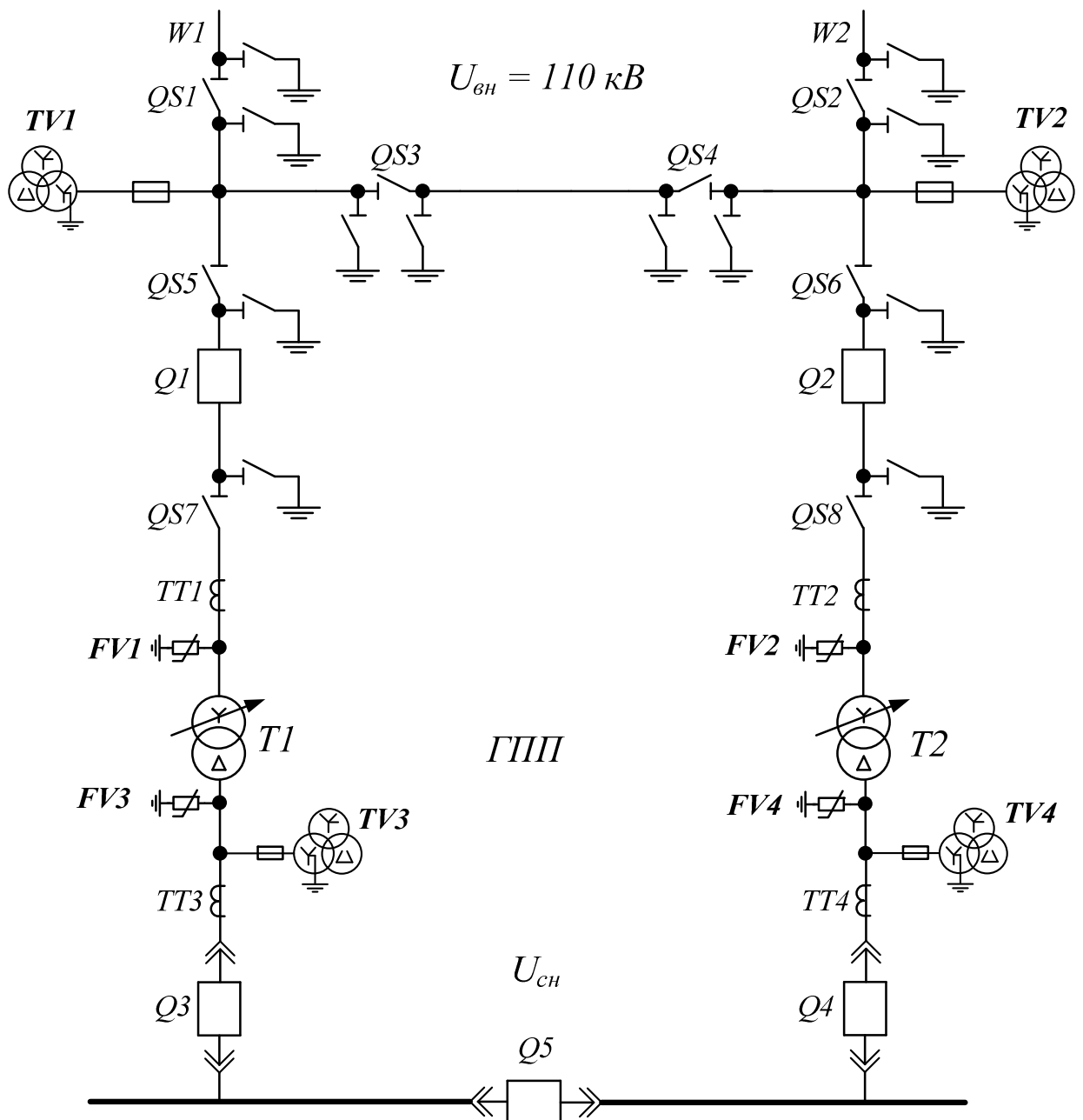


Рисунок 3.4 – Схема внешнего электроснабжения

3.6 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГПП

Мощность трансформатора выберем с учетом известного суточного графика нагрузки предприятия, рисунок 3.5.

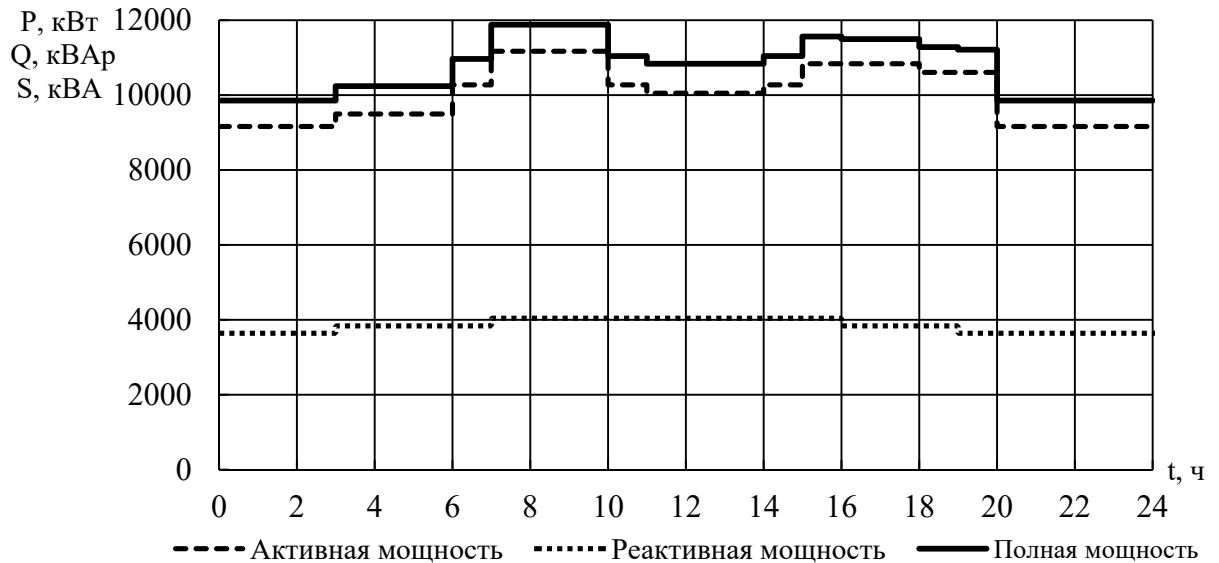


Рисунок 3.5 – Суточный график нагрузок предприятия

Из суточного графика можно определить

$$S_{\max} = 11875,8 \text{ кВА.}$$

Потребляемая за сутки активная и реактивная энергия

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = 240761,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad V = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = 92344,6 \text{ кВАр}\cdot\text{ч.}$$

Средняя за сутки нагрузка предприятия

$$S_{\text{cp}} = \frac{\sqrt{W^2 + V^2}}{24} = \frac{\sqrt{240761,4^2 + 92344,6^2}}{24} = 10744,3 \text{ кВА.}$$

Суточный график активной нагрузки перестраиваем в годовой график нагрузок по продолжительности, рисунок 3.6.

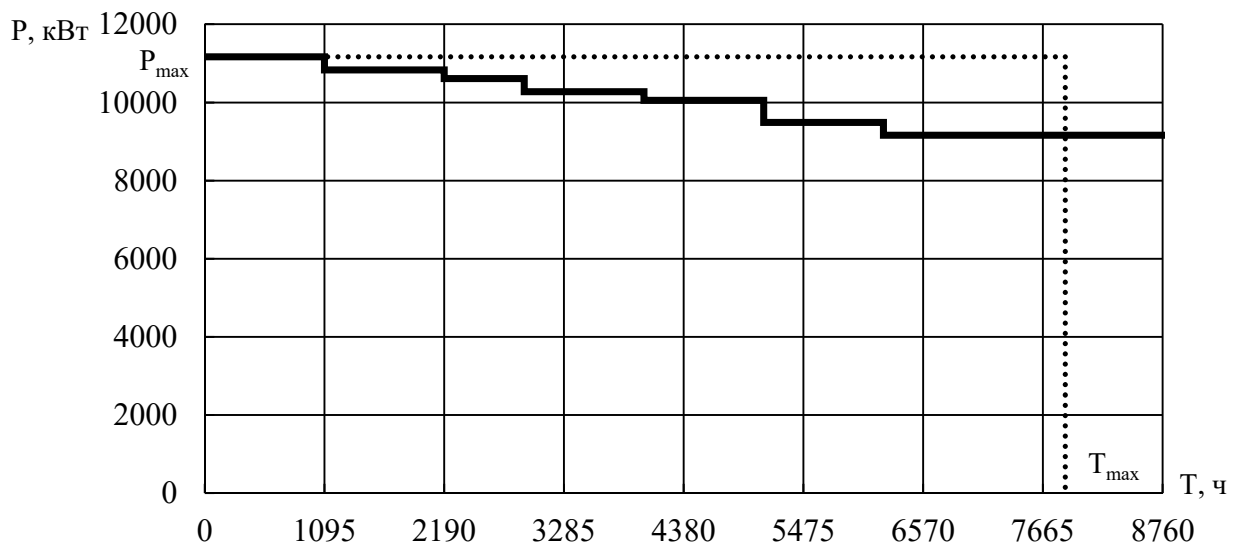


Рисунок 3.6 – Годовой график нагрузки по продолжительности

Количество потребленной за год электрической энергии

$$W_{\text{год}} = 87877913,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Число часов использования максимальной нагрузки

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} = \frac{87877913,4}{11167,0} = 7869,4 \text{ ч.}$$

Время максимальных потерь

$$\tau_{\text{max}} = (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 7869,4 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 7269,2 \text{ ч.}$$

Выбор трансформаторов по перегрузочной способности производится по продолжительности максимума нагрузки t_{max} и коэффициенту заполнения графика нагрузки $k_{\text{зап.гр}}$, который определяется по суточному графику нагрузки

$$k_{\text{зап.гр}} = \frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{max}}} = \frac{10744,3}{11875,8} = 0,90 \text{ .}$$

Продолжительность максимума нагрузки из суточного графика нагрузок предприятия

$$t_{\text{max}} = 6 \text{ ч.}$$

Кратность допустимой нагрузки трансформатора с учетом коэффициента заполнения графика и продолжительности максимума нагрузки [5, стр. 70, рис. 3.9.]

$$k_{\text{нагр}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном.тр}}} = 1,03 \text{ .}$$

Расчетная мощность трансформаторов

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{k_{\text{нагр}}} = \frac{11875,8}{1,03} = 11586,2 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке на ГПП по два трансформатора мощностью

$$S_{\text{ном.тр}} = 10000 \text{ кВА.} \quad S_{\text{ном.тр}} = 16000 \text{ кВА,}$$

1) Коэффициент загрузки

$$\beta = \frac{S_{\text{max}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{11875,8}{2 \cdot 10000} = 0,59 \text{ .}$$

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

$$1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}} = 1,4 \cdot 10000 = 14000,0 \text{ кВА} >$$

$$k_{\text{I-II}} \cdot S_{\text{max}} = 0,94 \cdot 11875,8 = 11132,7 \text{ кВА.}$$

Следовательно, выбранная мощность трансформаторов обеспечивает электроснабжение предприятия как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

2) Коэффициент загрузки

$$\beta = \frac{S_{\max}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{11875,8}{2 \cdot 16000} = 0,37 .$$

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

$$1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}} = 1,4 \cdot 16000 = 22400,0 \text{ кВА} >$$

$$k_{I-II} \cdot S_{\max} = 0,94 \cdot 11875,8 = 11132,7 \text{ кВА.}$$

Следовательно, выбранная мощность трансформаторов обеспечивает электроснабжение предприятия как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

Таблица 3.6 – Параметры трансформаторов [6, стр. 207, табл. 5.12], [6, стр. 209, табл. 5.13], [6, стр. 212, табл. 5.17]

Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{вн}}$ кВ	$U_{\text{нн}}$ кВ	$P_{\text{хх}}$ кВт	$Q_{\text{хх}}$ кВАр	$P_{\text{кз}}$ кВт	$Q_{\text{кз}}$ кВАр	$U_{\text{к}}$ %	$I_{\text{хх}}$ %	Цена руб
ТДН-10000/110	10,0	115	6,6; 11	14,0	70,0	60,0	1050,0	10,5	0,70	5283600
ТДН-16000/110	16,0	115	6,6; 11	19,0	112,0	85,0	1680,0	10,5	0,70	6140400

3.7 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-10000/110

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 10000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А.}$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 10000}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 105,0 \text{ А.}$$

Экономическое сечение

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{52,5}{1,0} = 52,5 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{ЭК}} = 1,0$ – нормированное значение экономической плотности тока с учетом числа часов использования максимальной нагрузки [15, табл. 1.3.36], А/мм².

Из стандартного ряда сечений принимаем сталеалюминевый провод

АС 120/19 с $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ [6, стр. 82, табл. 3.15.]

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

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

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 мм². Таким образом, проверка выполняется.

– Проверка по допустимой потере напряжения

$$L_{\text{доп}} < L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{расч}}} = 6,40 \cdot 5 \cdot \frac{390}{52,5} = 237,8 \text{ км} > L_{\text{факт}} = 25,0 \text{ км},$$

где $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$ – допустимое значение потери напряжения;

$L_{\text{доп}}$ – допустимая длина питающей линии, км;

$L_{\text{факт}}$ – фактическая длина питающей линии, км;

$L_{\Delta U 1\%} = 6,40$ – длина линии при полной нагрузке, на которой потеря напряжения равна 1%, [3, стр. 89, табл. П.2.7].

– Проверка на корону.

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

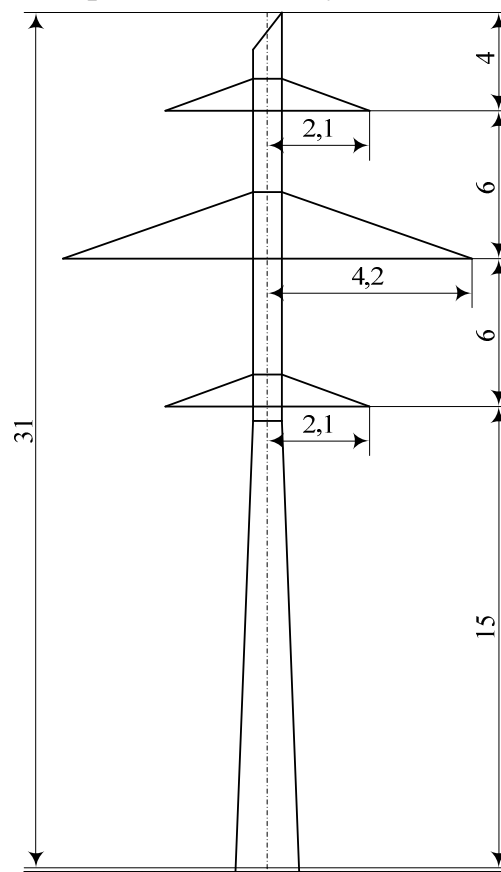


Рисунок 3.5 – Промежуточная опора

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

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

Начальная критическая напряженность

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

где $r_0 = 0,76$ см – радиус провода [6, стр. 72, табл. 3.5];

$\delta = 1,04$ – относительная плотность воздуха [5, стр. 75];

$m = 0,82$ – коэффициент шероховатости многопроволочных проводов [5, стр. 75].

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

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

Проверка выполняется.

Расчет по второму варианту сведем в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Выбор сечения линии, питающей ГПП

$U_{\text{ном}}$, кВ	Тр-тор	$I_{\text{расч}}$, А	$I_{\text{расч. п/ав}}$, А	$F_{\text{эк}}$, мм ²	Марка провода	$I_{\text{доп}}$, А	$1,3 \cdot I_{\text{доп}}$, А	$L_{\text{доп}}$, км	$L_{\text{факт}}$, км	$1,07 \cdot E$, кВ/см	$0,9 \cdot E_0$, кВ/см
110	ГДН-10000/110	52,5	105,0	52,5	АС 120/19	390,0	507,0	237,8	25,0	18,2	32,2
	ГДН-16000/110	84,0	168,0	84,0	АС 120/19	390,0	507,0	148,6		18,2	32,2

3.8 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].

При расчетах рационально учитывать повышающий зональный коэффициент на базисную стоимость электроэнергетических объектов. Для Сибири данный коэффициент [6, стр. 279, табл. 7.2]

$$\gamma = 1,2 .$$

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 строительно-монтажные работы.

ВЛЭП 110 кВ, трансформаторы ТДН-10000/110

Капитальные затраты на сооружение линии

$$K_{\text{ЛЭП}} = A \cdot L \cdot \gamma = 2284800 \cdot 25,0 \cdot 1,2 = 68544000,0 \text{ руб},$$

где A – капитальные затраты на строительство одного километра воздушной линии [6, стр. 282, табл. 7,5], руб.

Капитальные затраты на сооружение схемы

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

где B – капитальные затраты на сооружение схемы [6, стр. 291, табл. 7.15], руб.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в линии

$$\begin{aligned} C_{\text{пот}} &= n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot k_3^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}} = n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot \left(\frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}} = \\ &= 2 \cdot 140 \cdot \left(\frac{52,5}{390} \right)^2 \cdot 25,0 \cdot 7269,2 \cdot 0,216 = 198965,8 \text{ руб/год}, \end{aligned}$$

где k_3 – коэффициент загрузки линии по току;

$\Delta C_{\text{э}}$ – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/(кВт·ч);

$\Delta p_{\text{уд}}$ – удельные потери в линии при номинальной нагрузке [3, стр. 89, табл. П.2.7], кВт/км.

Стоимость амортизационных отчислений

$$\begin{aligned} C_{\text{ам}} &= E_{\text{ам.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{ам.об}} \cdot K_{\text{об}} = \\ &= 0,100 \cdot 68544000,0 + 0,067 \cdot 10067400,0 = 7528915,8 \text{ руб/год}, \end{aligned}$$

где $E_{\text{ам.ЛЭП}}$, $E_{\text{ам.об}}$ – нормы ежегодных отчислений на амортизацию линии и оборудования схемы [6, стр. 258, табл. 6.1].

Отчисления на обслуживание ВЛЭП

$$\begin{aligned} C_{\text{обсл}} &= E_{\text{обсл.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{обсл.об}} \cdot K_{\text{об}} = \\ &= 0,008 \cdot 68544000,0 + 0,059 \cdot 10067400,0 = 1142328,6 \text{ руб/год}, \end{aligned}$$

где $E_{\text{обсл.ЛЭП}}$, $E_{\text{обсл.об}}$ – нормы ежегодных отчислений на обслуживание линии и оборудования схемы [6, стр. 258, табл. 6.1].

Суммарные приведенные затраты

$$Z_{\text{ЛЭП}} = E_{\text{н.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{об}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}} = 0,152 \cdot 68544000,0 + \\ + 0,193 \cdot 10067400,0 + 198965,8 + 7528915,8 + 1142328,6 = 21231906,4 \text{ руб/год.}$$

Расчет по другой линии сведем в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Определение суммарных приведенных затрат на сооружение линии, питающей ГПП

U _{ном} , кВ	Тр-гор	Марка провода	k _з	K _{ЛЭП} , руб	K _{об} , руб	C _{пот} , руб/год	C _{ам} , руб/год	C _{обсл} , руб/год	Z _{ЛЭП} , руб/год
110	ТДН-10000/110	АС 120/19	0,135	68544000,0	10067400,0	198965,8	7528915,8	1142328,6	21231906,4
	ТДН-16000/110	АС 120/19	0,215	68544000,0	10067400,0	509352,4	7528915,8	1142328,6	21542293,0

3.9 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

Суммарные приведенные затраты на установку силового оборудования определяются из выражения

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

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

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

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

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

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

Трансформатор ТДН-10000/110

Капитальные затраты на установку трансформаторов

$$K_{\text{тр}} = K \cdot n_{\text{тр}} \cdot \gamma = 5283600 \cdot 2 \cdot 1,2 = 12680640,0 \text{ руб.}$$

Приведенные потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P'_{\text{xx}} = \Delta P_{\text{xx}} + k_{\text{эк}} \cdot \Delta Q_{\text{xx}} = 14,0 + 0,07 \cdot 70,0 = 18,9 \text{ кВт,}$$

$$\Delta P'_{\text{кз}} = \Delta P_{\text{кз}} + k_{\text{эк}} \cdot \Delta Q_{\text{кз}} = 60,0 + 0,07 \cdot 1050,0 = 133,5 \text{ кВт,}$$

где $k_{\text{эк}} = 0,07$ – экономический эквивалент реактивной мощности, коэффициент, который учитывает потери активной мощности, связанные с производством и распределением 1 кВАр реактивной мощности, кВт/кВАр [8].

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах

$$C_{\text{пот}} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P'_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}} + \beta^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз}} \cdot \tau_{\text{max}}) \cdot \Delta C_{\text{э}} =$$

$$= 2 \cdot (18,9 \cdot 8760 + 0,59^2 \cdot 133,5 \cdot 7269,2) \cdot 0,216 = 219226,2 \text{ руб/год.}$$

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам}} \cdot K_{\text{тр}} = 0,067 \cdot 12680640,0 = 849602,9 \text{ руб/год,}$$

где $E_{\text{ам}}$ – нормы ежегодных отчислений на амортизацию силового оборудования [6, стр. 258, табл. 6.1].

Отчисления на обслуживание трансформаторов

$$C_{\text{обсл}} = E_{\text{обсл}} \cdot K_{\text{тр}} = 0,059 \cdot 12680640,0 = 748157,8 \text{ руб/год.}$$

где $E_{\text{обсл}}$ – нормы ежегодных отчислений на обслуживание трансформаторов [6, стр. 258, табл. 6.1].

Суммарные приведенные затраты

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

$$= 0,193 \cdot 12680640,0 + 219226,2 + 849602,9 + 748157,8 = 4264350,3 \text{ руб/год.}$$

Расчет по другим трансформаторам сведем в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

$U_{\text{ном}}$, кВ	Тр-тор	$\Delta P'_{\text{хх}}$, кВт	$\Delta P'_{\text{кз}}$, кВт	β	$K_{\text{тр}}$, руб	$C_{\text{пот}}$, руб/год	$C_{\text{ам}}$, руб/год	$C_{\text{обсл}}$, руб/год	$Z_{\text{тр}}$, руб/год
110	ТДН-10000/110	18,9	133,5	0,59	12680640,0	219226,2	849602,9	748157,8	4264350,3
	ТДН-16000/110	26,8	202,6	0,37	14736960,0	189101,1	987376,3	869480,6	4890191,3

3.10 Технико-экономическое сравнение вариантов

Для удобства сравнения сведем результаты технико-экономических расчетов в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Сравнение суммарных приведенных затрат

$U_{\text{ном}}$, кВ	Тр-тор	Марка провода	Z , руб/год
110	ТДН-10000/110	АС 120/19	25496256,7
	ТДН-16000/110	АС 120/19	26432484,3

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

3.11 Схема внутрив заводской сети выше 1000 В

Распределительная сеть выше 1000 В по территории предприятия выполняется трёхжильными кабелями марки АВБШв (кабель с алюминиевыми 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.

Упрощенная схема питания цеховых трансформаторных подстанций приведена на рисунке 3.7.

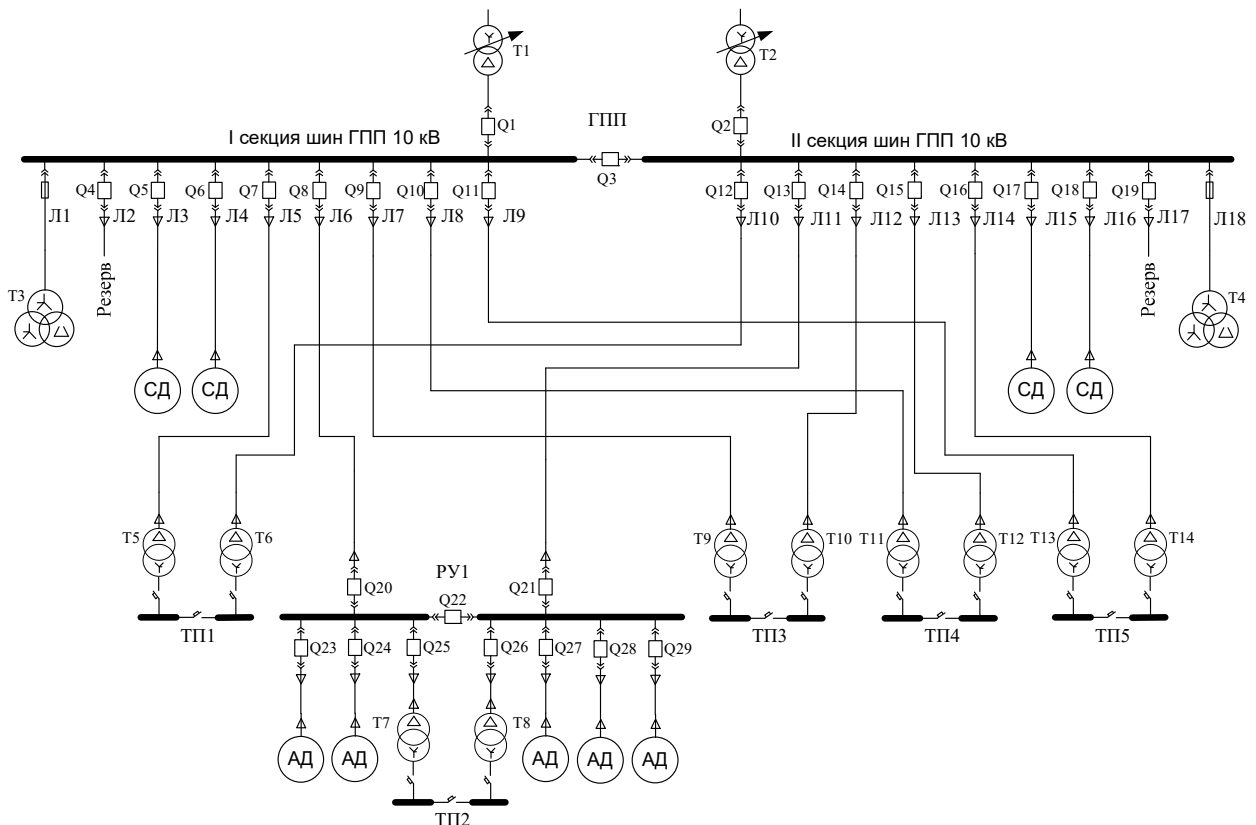


Рисунок 3.7 – Упрощенная схема питания цеховых подстанций и высоковольтных электроприёмников

ГПП – ТП1

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 630}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А,}$$

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

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

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

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 630}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 72,7 \text{ А.}$$

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

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{36,4}{1,2} = 30,3 \text{ мм}^2.$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АВБбШв $F = 50 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 110 \text{ А}$. [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

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,00 \cdot 110 = 110,0 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 36,4 \text{ А},$$

где $K_{\text{пр}} = 1,00$ – коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий по эстакадам;

$$1,3 \cdot I'_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 110 = 143,0 \text{ А} > I_{\text{расч.п/ав}} = 72,7 \text{ А}.$$

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

Дальнейшие расчеты сводим в таблицу 3.11.

Таблица 3.11 – Выбор сечений проводников распределительной сети выше 1000 В

Участок	Мощность участка, кВА	$n_{\text{ц}}$, шт	$U_{\text{ном}}$, кВ	L , км	Расчетная нагрузка		$F_{\text{эк}}$, мм ²	Способ прокладки	$K_{\text{пр}}$	Марка и сечение	Допустимая нагрузка	
					$I_{\text{расч}}$, А	$I_{\text{расч.ав}}$, А					$I'_{\text{доп}}$, А	$1,3 \cdot I'_{\text{доп}}$, А
ГПП – ТП1	1260,0	2	10	0,337	36,4	72,7	30,3	Эстакады	1,00	АВБбШв - 2 (3 × 50)	110,0	143,0
РУ1 – ТП2	1260,0	2	10	0,005	36,4	72,7	30,3		1,00	АВБбШв - 2 (3 × 50)	110,0	143,0
ГПП – ТП3	1260,0	2	10	0,312	36,4	72,7	30,3		1,00	АВБбШв - 2 (3 × 50)	110,0	143,0
ГПП – ТП4	1260,0	2	10	0,128	36,4	72,7	30,3		1,00	АВБбШв - 2 (3 × 50)	110,0	143,0
ГПП – ТП5	1260,0	2	10	0,480	36,4	72,7	30,3		1,00	АВБбШв - 2 (3 × 50)	110,0	143,0
ГПП – РУ1	4726,7	2	10	0,240	136,4	272,9	113,7		1,00	АВБбШв - 2 (3 × 150)	235,0	305,5
РУ1 – АД	1066,7	1	10	0,050	61,6	–	51,3		1,00	АВБбШв - 1 (3 × 50)	110,0	–
ГПП – СД	1600,0	1	10	0,286	92,4	–	77,0		1,00	АВБбШв - 1 (3 × 70)	140,0	–

Выбранная схема распределения электроэнергии по территории предприятия приведена на рисунке 3.8.

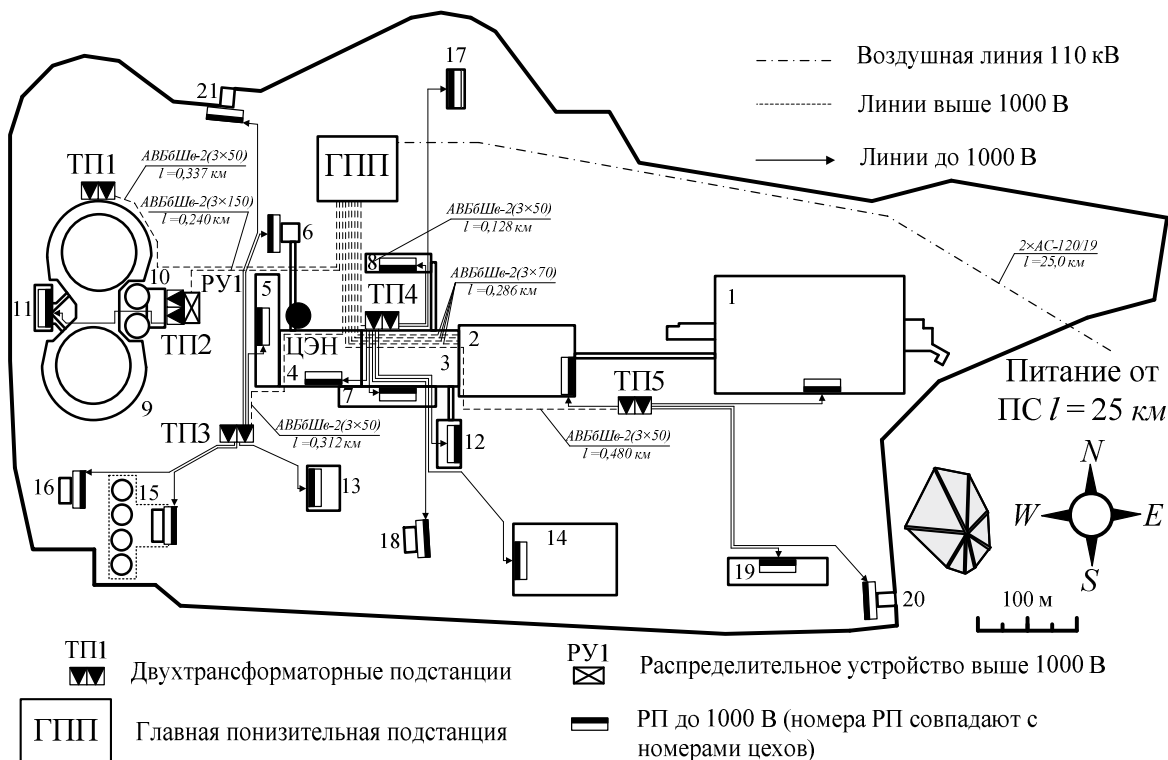


Рисунок 3.8 – Схема распределения электроэнергии по территории предприятия

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 3.9 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 – ТП2.

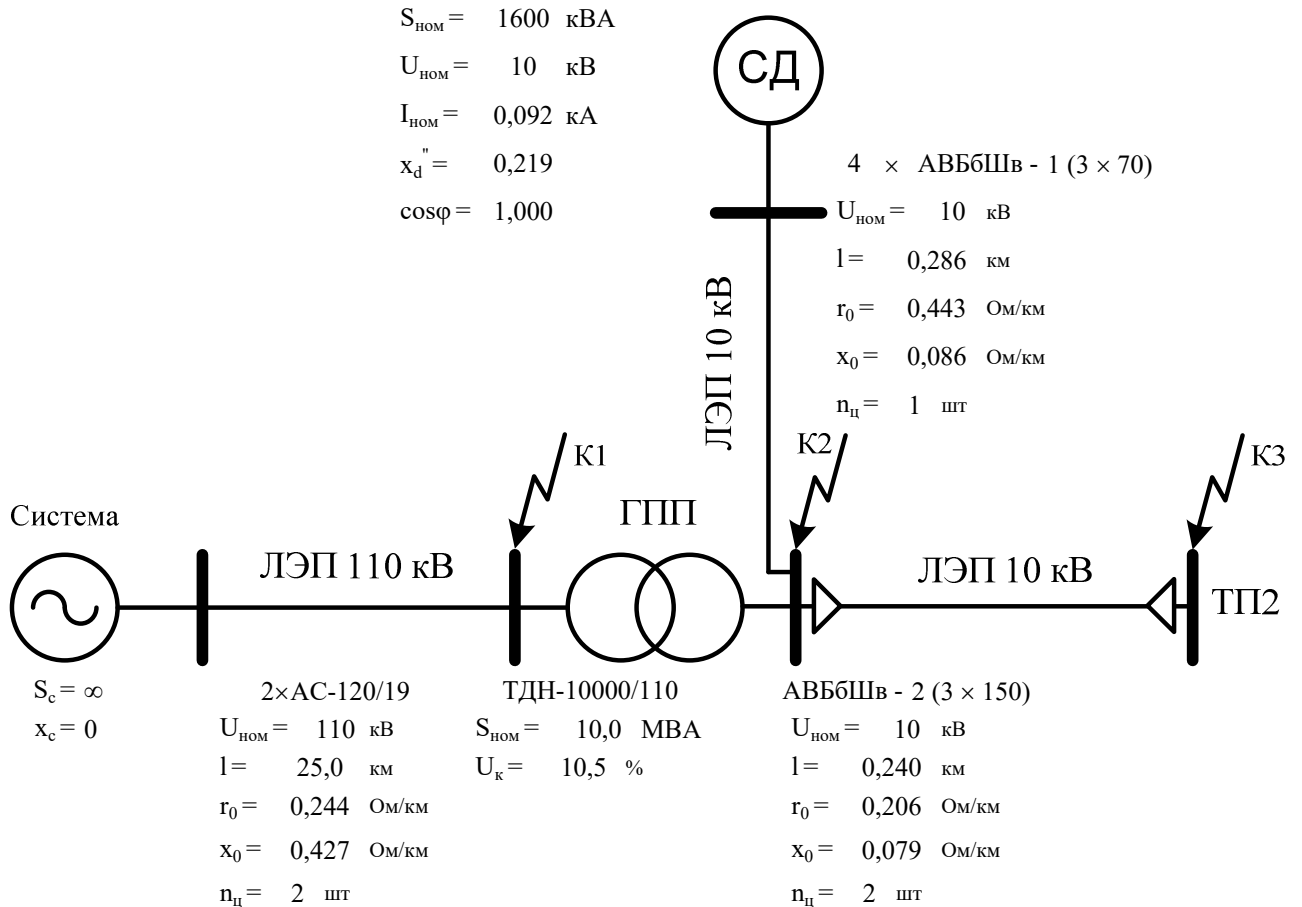


Рисунок 3.9 – Расчетная схема рассматриваемого участка

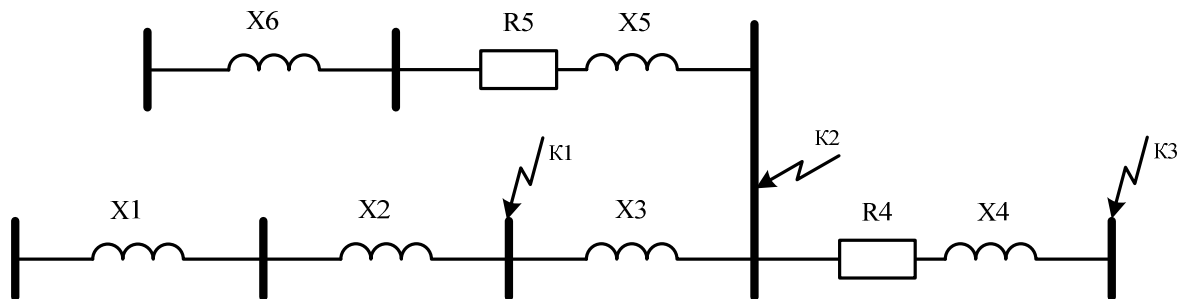


Рисунок 3.10 – Схема замещения рассматриваемого участка

Принимаем за базисные величины

$$S_6 = 100 \text{ МВА}, \quad U_{61} = 115,0 \text{ кВ}, \quad U_{62} = 10,5 \text{ кВ}.$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115,0} = 0,502 \text{ кА}, \quad I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}.$$

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

Сопротивления элементов

Система

$$S_c = \infty, \quad Z_1 = X_c = X_1 = \frac{S_6}{S_c} = 0.$$

Воздушная линия

$$Z_2 = X_2 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{61}^2} = 0,427 \cdot 25,0 \cdot \frac{100}{1 \cdot 115,0^2} = 0,081 .$$

Трансформаторы

$$Z_3 = X_3 = \frac{U_{\text{к, \%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10,0} = 1,050 .$$

Кабельная линия

$$R_4 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,206 \cdot 0,240 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,045 ,$$

$$X_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,079 \cdot 0,240 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,017 ,$$

$$Z_4 = \sqrt{R_4^2 + X_4^2} = \sqrt{0,045^2 + 0,017^2} = 0,048 .$$

Кабельная линия

$$R'_5 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,443 \cdot 0,286 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,115 ,$$

$$X'_5 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,086 \cdot 0,286 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,022 .$$

с учетом того, что на предприятии несколько двигателей

$$R_5 = \frac{R'_5}{n_{\text{сд}}} = \frac{0,115}{4} = 0,029 , \quad X_5 = \frac{X'_5}{n_{\text{сд}}} = \frac{0,022}{4} = 0,006 ,$$

$$Z_5 = \sqrt{R_5^2 + X_5^2} = \sqrt{0,029^2 + 0,006^2} = 0,029 .$$

Синхронный двигатель

сопротивление одного двигателя

$$X'_6 = \frac{x''_d \cdot S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{0,219 \cdot 100}{1,600} = 13,688 ;$$

с учетом того, что на предприятии несколько двигателей

$$Z_6 = X_6 = \frac{X'_6}{n_{\text{сд}}} = \frac{13,688}{4} = 3,422 .$$

Расчет короткого замыкания для точки К1.

Эквивалентное сопротивление цепочки СД относительно точки К1

$$Z_{\text{сд}} = Z_6 + Z_5 + Z_3 = 3,422 + 0,029 + 1,050 = 4,501 .$$

Эквивалентное сопротивление цепочки системы относительно точки К1

$$Z_{\text{с}} = Z_1 + Z_2 = 0 + 0,081 = 0,081 .$$

Результирующее сопротивление в точке К1

$$Z_{\Sigma 1} = \frac{Z_{\text{сд}} \cdot Z_{\text{с}}}{Z_{\text{сд}} + Z_{\text{с}}} = \frac{4,501 \cdot 0,081}{4,501 + 0,081} = 0,079 .$$

Действующее значение тока КЗ в точке К1

$$I_{K1} = \frac{I_{61}}{Z_{\Sigma 1}} = \frac{0,502}{0,079} = 6,331 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К1

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 6,331 = 14,4 \text{ кА,}$$

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 3.8.

Таблица 3.8 – Расчёт токов короткого замыкания для рассматриваемого участка

Точка КЗ	U_6 , кВ	I_6 , кА	Z_{Σ}	$k_{уд}$	T_a , сек	I_K , кА	$i_{уд}$, кА
К1	115,0	0,502	0,079	1,608	0,02	6,331	14,4
К2	10,5	5,499	0,852	1,869	0,01	6,456	17,1
К3	10,5	5,499	0,900	1,869	0,01	6,112	16,2

Полученное по экономической плотности тока сечение высоковольтных линий необходимо проверить 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

$$W_K = I_K^2 \cdot t_{пр} = 6456,2^2 \cdot 0,3 = 12504623,7 \text{ А}^2 \cdot \text{сек.}$$

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

Термически стойкое сечение равно

$$F_{\min} = \frac{I_K \cdot \sqrt{t_{пр}}}{C} = \frac{\sqrt{W_K}}{C} = \frac{\sqrt{12504623,7}}{85} = 41,6 \text{ мм}^2 < F_{\text{реал}} = 50 \text{ мм}^2,$$

где $C = 85 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ (для линий до 10 кВ с алюминиевыми жилами) – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при коротком замыкании и материала проводника [3, стр. 42];

$F_{\text{реал}} = 50 \text{ мм}^2$ – сечение линии, питающей подстанцию.

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

ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Башкиров А.В.</i>			Выбор и проверка оборудования в сети выше 1000 В	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	9
<i>Консульт.</i>						<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Уте.</i>								

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 $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{р.ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{11875,8}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 62,3 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 2000,0 \text{ А};$$

– по отключающей способности $I_{\text{н,т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$

$$I_{\text{н,т}} = 6,3 \text{ кА} < I_{\text{отк.ном}} = 40,0 \text{ кА};$$

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

$$I_{\text{п,0}} = 6,3 \text{ кА} < I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} = 14,4 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА};$$

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

$$B_k = I_{\text{п},0}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{отк.в}} + T_a) = 6,3^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,020) = 51,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

$$B_k = 51,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 3969,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

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 $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

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

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

$$I_{\text{max}} = 62,3 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 1000,0 \text{ А};$$

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

$$i_{\text{уд}} = 14,4 \text{ кА} < i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА};$$

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

$$B_k = 51,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Разъединитель проходит по результатам проверок.

Оборудование выбираем однотипное, 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

Расчетные данные	Выключатель ВЭК-110Б-40/2000	Разъединитель РДЗ-110/1000
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 62,3$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{n,t} = 6,3$ кА	$I_{отк.ном} = 40$ кА	—
$I_{n,0} = 6,3$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	—
$i_{уд} = 14,4$ кА	$i_{дин} = 80$ кА	$i_{пр.с} = 80$ кА
$В_k = 51,3$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3969$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977$ кА ² ·с
Расчетные данные	Выключатель ВЭ-10-20/800	Разъединитель
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	Используется выкатная тележка
$I_{max} = 685,7$ А	$I_{ном} = 800$ А	
$I_{n,t} = 6,5$ кА	$I_{отк.ном} = 20$ кА	
$I_{n,0} = 6,5$ кА	$I_{дин} = 20$ кА	
$i_{уд} = 17,1$ кА	$i_{дин} = 51$ кА	
$В_k = 23,3$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$ кА ² ·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
	Амперметр	Э – 350	0,5	—	0,5
Итого:			1,0	—	1,0
Сторона НН трансформатора	Амперметр	Э – 350	—	0,5	—
	Ваттметр	Д – 335	0,5	—	0,5
	Варметр	Д – 335	0,5	—	0,5
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	2,5	—	2,5
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	2,5	—	2,5
Итого:			6,0	0,5	6,0

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 ТФЗМ110Б

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

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

номинальный ток $I_{ном} = 75$ А;

вторичный номинальный ток трансформатора тока $I_2 = 5$ А;

ток электродинамической стойкости $i_{дин} = 15$ кА;

ток термической стойкости $I_{тер} = 6,0$ кА;

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

вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока $Z_{2ном} = 1,2$ 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 $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{11875,8}{\sqrt{3} \cdot 110,0} = 62,3 \text{ А} < I_{ном} = 75,0 \text{ А};$$

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

Общее сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{1,0}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$

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

Допустимое сопротивление проводников

$$r_{пр,доп} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 1,2 - 0,04 - 0,10 = 1,06 \text{ Ом},$$

где r_k – 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

$$q_{расч} = \frac{\rho \cdot l_{пр}}{r_{пр}} = \frac{0,028 \cdot 12}{1,06} = 0,32 \text{ мм}^2,$$

где $\rho = 0,0283$ Ом/мм² — удельное сопротивление алюминиевого провода [9, стр. 374];

$l_{пр} = 12$ м – длина провода [9, стр. 375].

Принимаем кабель марки АКРВГ сечением $q = 4$ мм² [9, стр. 375].

Тогда сопротивление кабеля

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 12}{4} = 0,085 \text{ Ом.}$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,04 + 0,085 + 0,10 = 0,225 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,200 \text{ Ом.}$$

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

$$i_{\text{уд}} = 14,4 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 15 \text{ кА};$$

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

$$B_{\text{к}} = 51,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 6,0^2 \cdot 3 = 108,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

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

Тип ТТ	Расчетные данные	Каталожные данные
ТА1 ТШЛ 10 Сторона НН трансформатора	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} = 685,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 23,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 14700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 17,1 \text{ кА}$	не проверяется
	$r_2 = 0,375 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,800 \text{ Ом}$
ТА2 ТФЗМ110Б Сторона ВН трансформатора	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} = 62,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 75 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 51,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 108,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 14,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 15 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,225 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,200 \text{ Ом}$

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·А	n _{обм}	cosφ	sinφ	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
Итого:								19,0	0,0
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	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	9	0,18	0,0
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	9	0,18	0,0
Итого:								10,4	0,0

а) Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа НТМИ-10

Параметры трансформатора напряжения

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

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

класс точности 0,5.

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

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} = U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 4.4.

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

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

б) Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа НКФ-110-57

Параметры трансформатора напряжения

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

номинальная мощность $S_{ном} = 400$ В·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.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{19,0^2 + 0,0^2} = 19,0 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{\text{ном}} = 400 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

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 в 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.

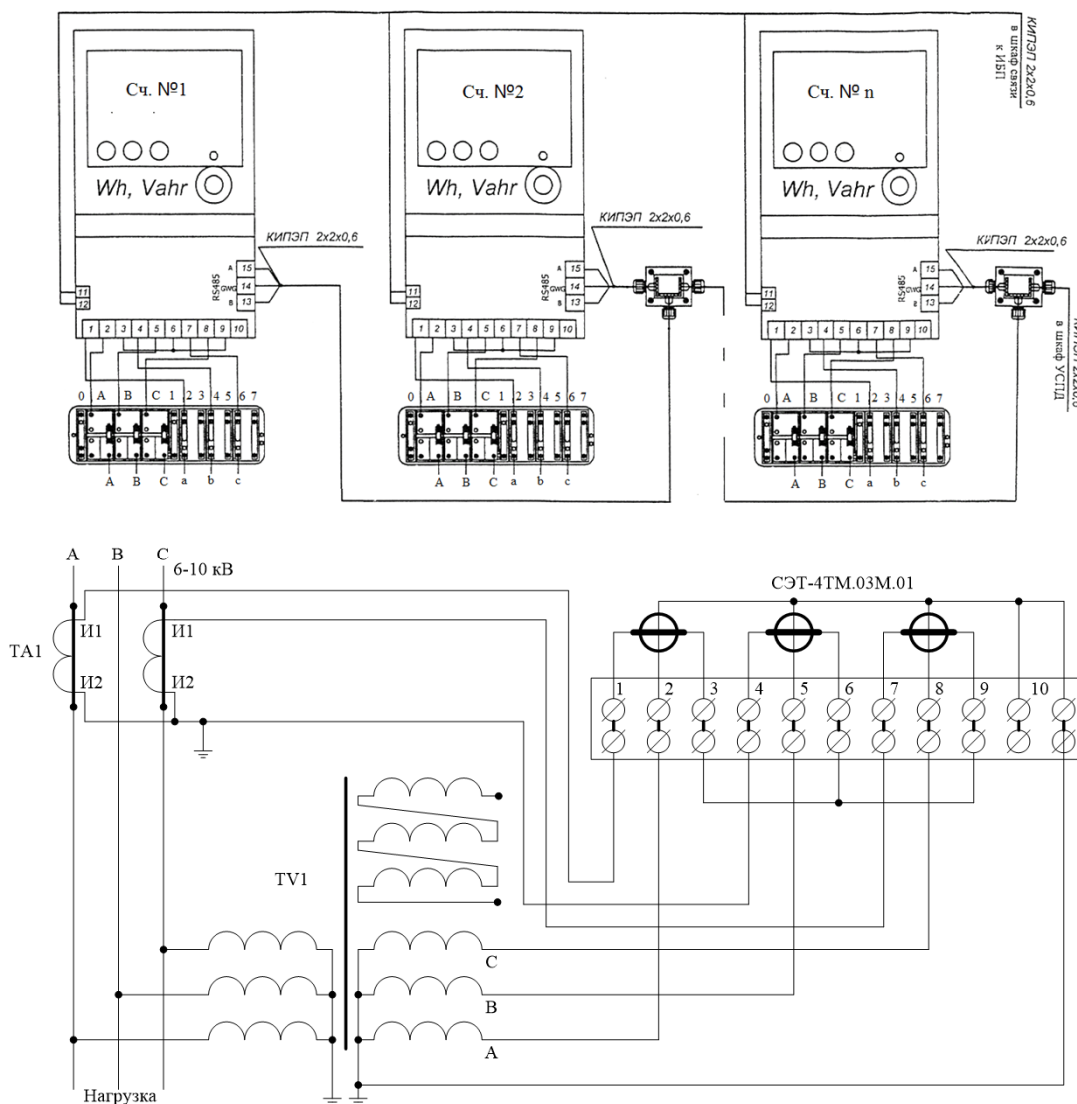
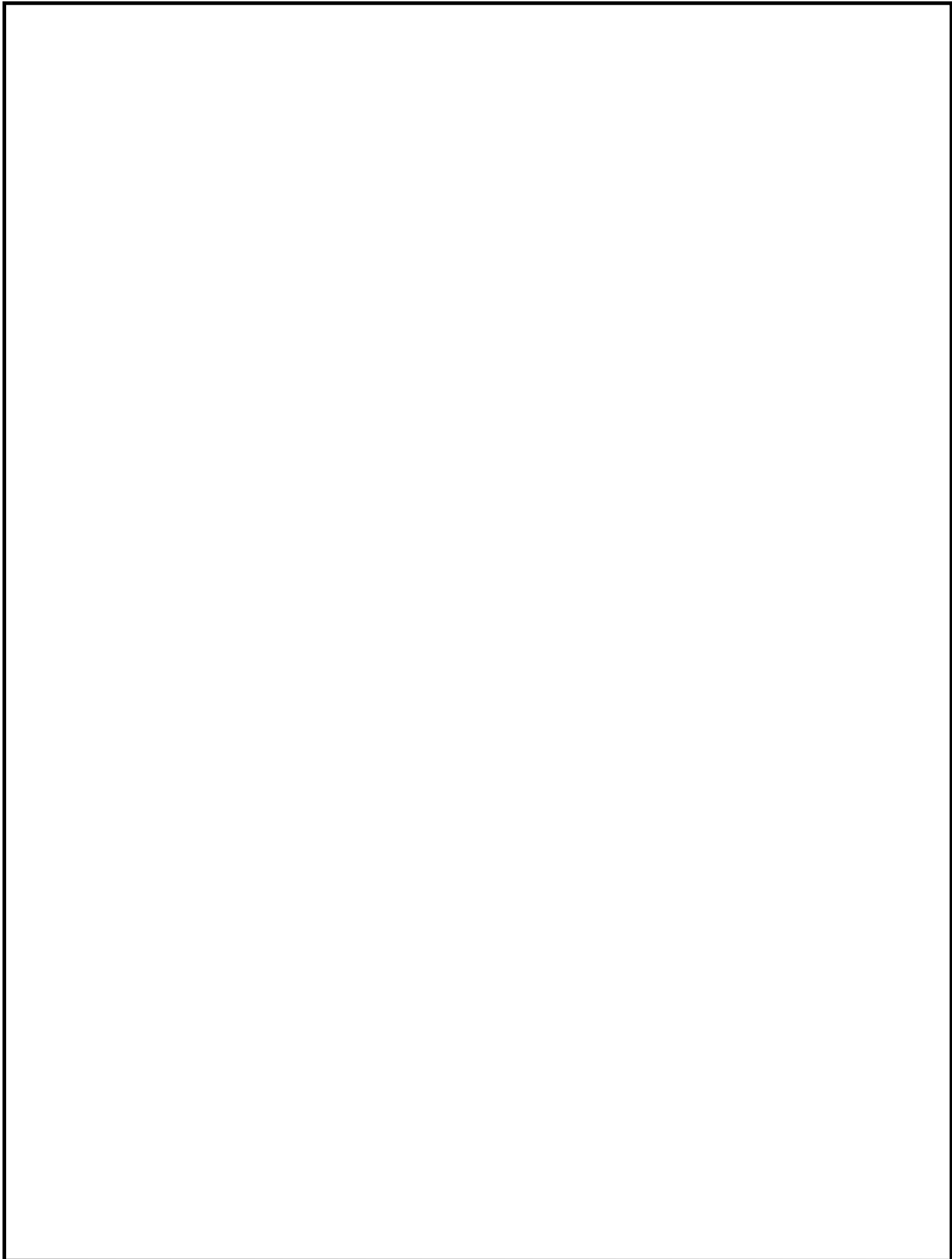


Рисунок 4.1 – Схема учета электроэнергии



					ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Башкиров А.В.			Электроснабжение насосной станции оборотной воды	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ляпушкин С.В.					1	17
Консульт.						НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1		
Н. контр.								
Уте.								

5 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ ОБОРОТНОЙ ВОДЫ

Электроснабжение выполняется в следующей последовательности.

Приёмники распределяются по пунктам питания, определяются расчётные электрические нагрузки, выбирается схема и способ прокладки сети.

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

Производится выбор аппаратов защиты и силовой распределительной сети, согласуя с аппаратами защиты.

Для участка сети проектируемого объекта строится карта селективности действия аппаратов защиты.

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

Производится расчёт питающей и распределительной сети по условиям допустимой потере напряжения.

5.1 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 ТП2

Расчетная мощность нагрузки подстанции

$$S_{р.пс} = 1214,4 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток нагрузки подстанции

$$I_{р.пс} = \frac{S_{р.пс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1214,4}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1845,1 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформаторов подстанции

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 957,2 \text{ А.}$$

Ток послеаварийного режима трансформаторов подстанции

$$I_{п/ав.тр} = 1,4 \cdot I_{ном.тр} = 1,4 \cdot 957,2 = 1340,1 \text{ А.}$$

Пиковый ток подстанции

$$I_{пик.ПС} = I_{пик}^{max.ПР} + I_{р.ПС} - I_{р}^{max.ПР} = 514,3 + 1845,1 - 91,8 = 2267,6 \text{ А.}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА74 – 45 с параметрами $I_{ном.ав} = 3000 \text{ А}$, $I_{тепл} = 3000 \text{ А}$ [3, стр. 87, табл. П.2.3].

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{тепл} = 3000 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{р.ПС} = 1,1 \cdot 1845,1 = 2029,6 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по нагреву послеаварийным током

$$I_{пер} = 2 \cdot I_{тепл} = 2 \cdot 3000 = 6000,0 \text{ А} > I_{п/ав.тр} = 1340,1 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{пик.ПС} = 1,25 \cdot 2267,6 = 2834,5 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{пик.ПС}}{I_{тепл}} = \frac{2834,5}{3000} = 0,9, \text{ принимаем } K = 2,0$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{э.о} = K \cdot I_{тепл} = 2,0 \cdot 3000 = 6000,0 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{пик.ПС} = 2834,5 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

б) Участок ТП2 – ПР1

Расчетный и пиковый ток нагрузки ПР1

$$I_{р} = 91,8 \text{ А}, \quad I_{пик} = 514,3 \text{ А.}$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА74 – 40 с параметрами $I_{ном.ав} = 800 \text{ А}$, $I_{тепл} = 130 \text{ А}$ [3, стр. 87, табл. П.2.3].

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{тепл} = 130 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{р} = 1,1 \cdot 91,8 = 101,0 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{пик} = 1,25 \cdot 514,3 = 642,9 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{пик}}{I_{тепл}} = \frac{642,9}{130} = 4,9, \text{ принимаем } K = 8,0$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{э.о} = K \cdot I_{тепл} = 8,0 \cdot 130 = 1040,0 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{пик} = 642,9 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(4 × 70) $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$
[1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 140 \text{ А} > I_p = 101,0 \text{ А}.$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 140 \text{ А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 130}{1} = 130,0 \text{ А},$$

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

$$\Delta U_{p\%} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l = 0,185 \cdot 91,8 \cdot 0,012 = 0,20 \% < 5 \%,$$

где l – длина рассматриваемой линии, км.

5% – допустимое значение потерь напряжения.

ΔU_0 – потеря напряжения в трехфазных сетях 380 В [3, стр. 91, табл. П.2.11], % / (А·км);

Так как расчет по выбору аппаратов защиты и кабельных линий для всех распределительных пунктов и электроприемников аналогичен, то остальные расчеты сведем в таблицу 5.1 (для распределительных пунктов) и таблицу 5.2 (для отдельных электроприемников).

Таблица 5.1 – Выбор марки и сечений проводников питающей сети, аппаратов защиты

Участок	$\frac{I_p}{I_{\text{пик}}}$	$1,1 \cdot I_p$	$1,25 \cdot I_{\text{пик}}$	Автомат		Способ прокладки	K_3	$K_{\text{пр}}$	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{пр}}}$	Кабель		L	cosφ	ΔU_0	ΔU_p	
				K	$\frac{I_{\text{тепл}}}{I_{3,0}}$					Тип	$I_{\text{дон}}$					Марка
1	A	A	A	–	A	–	–	–	A	A	–	кМ	–	%	%	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16	17	
Отходящий выключатель ТП2	$\frac{1845,1}{2267,6}$	2029,6	2834,5	2,0	$\frac{3000}{6000,0}$	ВА74 – 45	8	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТП2 - ПР1	$\frac{91,8}{514,3}$	101,0	642,9	8,0	$\frac{130}{1040,0}$	ВА74 – 40	8	1	1	130	140	0,012	0,82	0,185	0,20	0,20
ТП2 - ПР2	$\frac{121,8}{321,8}$	134,0	402,3	4,0	$\frac{190}{760}$	ВА74 – 40	8	1	1	190	200	0,024	0,83	0,117	0,34	0,34
ТП2 - ПР3	$\frac{165,0}{504,5}$	181,5	630,7	4,0	$\frac{190}{760}$	ВА74 – 40	8	1	1	190	200	0,013	0,81	0,117	0,25	0,25
ТП2 - ПР4	$\frac{50,7}{141,1}$	55,7	176,4	2,5	$\frac{130}{325}$	ВА74 – 40	8	1	1	130	140	0,014	0,68	0,169	0,12	0,12
ТП2 - ПР5	$\frac{80,5}{192,5}$	88,5	240,7	3,0	$\frac{130}{390}$	ВА74 – 40	8	1	1	130	140	0,017	0,81	0,185	0,25	0,25
ТП2 - ПР6	$\frac{72,0}{211,2}$	79,2	264,1	4,0	$\frac{130}{520}$	ВА74 – 40	8	1	1	130	140	0,023	0,81	0,185	0,31	0,31
ТП2 - ПР7	$\frac{131,9}{334,6}$	145,1	418,3	3,0	$\frac{190}{570}$	ВА74 – 40	8	1	1	190	200	0,024	0,78	0,117	0,37	0,37

Таблица 5.2 – Выбор распределительных пунктов, автоматов и кабелей

Приемник	Р _{ном} кВт	I _{ном}	I _{пуск}	1,1 · I _{ном}	1,5 · I _{пуск}	Автомат				K ₃	K _{пр}	K ₃	K ₃ · I _{доп} K _{пр}	Кабель
						K	I _{тепл}	I _{о.э.}	Тип					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПР – 1 ПР11-7123														
Кран-балка ПВ = 25%	25,0	85,4	426,8	93,9	640,2	8,0	100,0	800,0	ВА57 – 35	1,0	1,0	100,0	110	АВВГ - 1(4 × 50)
Перекачивающий насос	37,0	79,0	394,8	86,9	592,2	6,0	100,0	600,0	ВА57 – 35	1,0	1,0	100,0	110	АВВГ - 1(4 × 50)
Задвижка клиновидная	0,8	3,0	15,2	3,3	22,8	6,0	4,0	24,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	4,0	19	АВВГ - 1(4 × 2,5)
Задвижка клиновидная	2,2	8,3	41,7	9,2	62,6	12,0	10,0	120,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	10,0	19	АВВГ - 1(4 × 2,5)
Приточная вентиляция	15,0	32,0	224,1	35,2	336,1	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ - 1(4 × 10)
Калорифер	7,5	12,2	—	13,5	—	—	16,0	—	ВА13 – 29	1,0	1,0	16,0	19	АВВГ - 1(4 × 2,5)
ПР – 2 ПР11-7123														
Калорифер	7,5	12,2	—	13,5	—	—	16,0	—	ВА13 – 29	1,0	1,0	16,0	19	АВВГ - 1(4 × 2,5)
Вытяжная вентиляция	15,0	32,0	224,1	35,2	336,1	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ - 1(4 × 10)
Тепловая завеса	12,0	19,6	137,1	21,5	205,6	12,0	25,0	300,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ - 1(4 × 4)
Насос	20,0	42,7	213,4	46,9	320,1	12,0	50,0	600,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	50,0	60	АВВГ - 1(4 × 16)
Обогреватель	0,5	0,8	—	0,9	—	—	1,0	—	ВА13 – 29	1,0	1,0	1,0	19	АВВГ - 1(4 × 2,5)
ПР – 3 ПР11-7123														
Обогреватель	0,5	0,8	—	0,9	—	—	1,0	—	ВА13 – 29	1,0	1,0	1,0	19	АВВГ - 1(4 × 2,5)
Насос	20,0	42,7	213,4	46,9	320,1	12,0	50,0	600,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	50,0	60	АВВГ - 1(4 × 16)
Перекачивающий насос	37,0	79,0	394,8	86,9	592,2	6,0	100,0	600,0	ВА57 – 35	1,0	1,0	100,0	110	АВВГ - 1(4 × 50)
Задвижка клиновидная	0,8	3,0	15,2	3,3	22,8	6,0	4,0	24,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	4,0	19	АВВГ - 1(4 × 2,5)
Калорифер	7,5	12,2	—	13,5	—	—	16,0	—	ВА13 – 29	1,0	1,0	16,0	19	АВВГ - 1(4 × 2,5)

Окончание таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПР – 4 ПР11-7123														
Тоильный станок	1,2	5,1	25,6	5,6	38,4	12,0	6,3	75,6	BA13 – 29	1,0	1,0	6,3	19	ABBГ - 1(4 × 2,5)
Сверильный станок	4,5	19,2	96,0	21,1	144,0	6,0	25,0	150,0	BA13 – 29	1,0	1,0	25,0	27	ABBГ - 1(4 × 4)
Сварочный агрегат ПВ = 40%	5,0	12,9	38,8	14,2	58,1	6,0	16,0	96,0	BA13 – 29	1,0	1,0	16,0	19	ABBГ - 1(4 × 2,5)
Сварочная машина	12,5	32,3	96,9	35,5	145,3	6,0	40,0	240,0	BA13 – 29	1,0	1,0	40,0	42	ABBГ - 1(4 × 10)
Вытяжная вентиляция	5,0	10,7	74,7	11,7	112,0	12,0	12,5	150,0	BA13 – 29	1,0	1,0	12,5	19	ABBГ - 1(4 × 2,5)
Приточная вентиляция	5,0	10,7	74,7	11,7	112,0	12,0	12,5	150,0	BA13 – 29	1,0	1,0	12,5	19	ABBГ - 1(4 × 2,5)
ПР – 5 ПР11-7123														
Вентиляция	8,4	17,9	125,5	19,7	188,2	12,0	20,0	240,0	BA13 – 29	1,0	1,0	20,0	27	ABBГ - 1(4 × 4)
Тепловая завеса	5,0	8,2	57,1	9,0	85,7	12,0	10,0	120,0	BA13 – 29	1,0	1,0	10,0	19	ABBГ - 1(4 × 2,5)
Дренажный насос	10,2	21,8	108,8	23,9	163,2	12,0	25,0	300,0	BA13 – 29	1,0	1,0	25,0	27	ABBГ - 1(4 × 4)
Задвижка клиновидная	0,8	3,0	15,2	3,3	22,8	6,0	4,0	24,0	BA13 – 29	1,0	1,0	4,0	19	ABBГ - 1(4 × 2,5)
ПР – 6 ПР11-7123														
Компрессор	15,0	32,0	160,0	35,2	240,1	12,0	40,0	480,0	BA13 – 29	1,0	1,0	40,0	42	ABBГ - 1(4 × 10)
Насос конденсатный	5,0	10,7	53,3	11,7	80,0	12,0	12,5	150,0	BA13 – 29	1,0	1,0	12,5	19	ABBГ - 1(4 × 2,5)
Задвижка клиновидная	0,5	1,9	9,5	2,1	14,2	6,0	2,5	15,0	BA13 – 29	1,0	1,0	2,5	19	ABBГ - 1(4 × 2,5)
Вентиляция	6,3	13,4	94,1	14,8	141,2	12,0	16,0	192,0	BA13 – 29	1,0	1,0	16,0	19	ABBГ - 1(4 × 2,5)
Тепловая завеса	5,0	8,2	57,1	9,0	85,7	12,0	10,0	120,0	BA13 – 29	1,0	1,0	10,0	19	ABBГ - 1(4 × 2,5)
ПР – 7 ПР11-7123														
Тепловая завеса	10,0	16,3	114,2	18,0	171,4	12,0	20,0	240,0	BA13 – 29	1,0	1,0	20,0	27	ABBГ - 1(4 × 4)
Задвижка клиновидная	2,2	8,3	41,7	9,2	62,6	12,0	10,0	120,0	BA13 – 29	1,0	1,0	10,0	19	ABBГ - 1(4 × 2,5)
Установка приготовления флокулянта	7,5	18,3	91,5	20,1	137,2	6,0	25,0	150,0	BA13 – 29	1,0	1,0	25,0	27	ABBГ - 1(4 × 4)
Вентиляция	15,2	32,4	227,0	35,7	340,6	12,0	40,0	480,0	BA13 – 29	1,0	1,0	40,0	42	ABBГ - 1(4 × 10)

5.2 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 – ТП2 – ПР1 – ЭП №1.

Расчетные данные приемника №1

$$P_{\text{ном}} = 12,5 \text{ кВт}; \quad Q_{\text{ном}} = 16,7 \text{ кВар}; \quad S_{\text{ном}} = 20,8 \text{ кВА}.$$

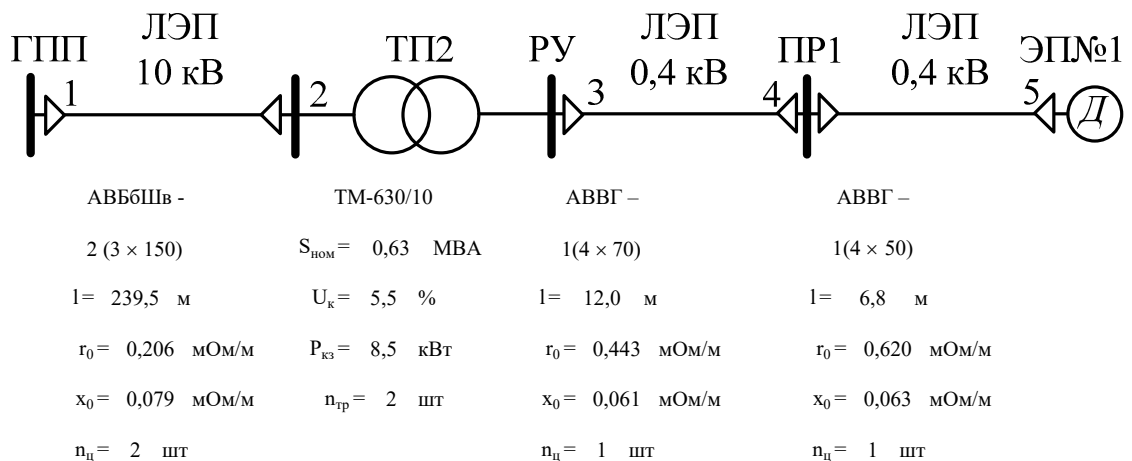


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

Расчет максимального режима нагрузки

Участок 1-2

Активное и реактивное сопротивление участка 1-2

$$R_{12} = \frac{r_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,206 \cdot 239,5}{2} \cdot 10^{-3} = 0,025 \text{ Ом},$$

$$X_{12} = \frac{x_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,079 \cdot 239,5}{2} \cdot 10^{-3} = 0,009 \text{ Ом}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 1-2

$$P_{12} = \sum P_{\text{ц,ТП}} = 902,8 \text{ кВт}, \quad Q_{12} = \sum Q_{\text{ц,ТП}} = 807,5 \text{ кВар}.$$

Потеря напряжения на участке 1-2

$$\Delta U_{12,\%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{902,8 \cdot 0,025 + 807,5 \cdot 0,009}{10 \cdot 10,5^2} = 0,027 \%$$

Потеря напряжения на участке 1-2 в именованных единицах

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12,\%} \cdot \frac{U_1}{100\%} = 0,027 \cdot \frac{10500}{100} = 2,8 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 1-2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10500 - 2,8 = 10497,2 \text{ В}.$$

Участок 2-3

Активная и реактивная составляющая значения напряжения короткого замыкания трансформатора

$$U_a = \frac{\Delta P_{кз} \cdot 100\%}{S_{ном.тр}} = \frac{8,5 \cdot 100}{630} = 1,349 \text{ ,}$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 + U_a^2} = \sqrt{5,5^2 + 1,349^2} = 5,332 \text{ .}$$

Коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta = \frac{P_{12}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{902,8}{2 \cdot 630} = 0,717 \text{ .}$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_{тр} = n_{тр} \cdot (\Delta P_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (1,56 + 0,72^2 \cdot 8,5) = 11,8 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{тр} = n_{тр} \cdot (\Delta Q_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{кз}) = 2 \cdot (12,6 + 0,72^2 \cdot 34,7) = 60,8 \text{ кВАр.}$$

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

$$P_{23} = P_{12} - \Delta P_{тр} = 902,8 - 11,8 = 890,9 \text{ кВт,}$$

$$Q_{23} = Q_{12} - \Delta Q_{тр} = 807,5 - 60,8 = 746,7 \text{ кВАр.}$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2} = \sqrt{890,9^2 + 746,7^2} = 1162,5 \text{ кВА.}$$

Коэффициент мощности на участке 2-3

$$\cos \varphi = \frac{P_{23}}{S_{23}} = \frac{890,9}{1162,5} = 0,766 \text{ ,} \quad \sin \varphi = \frac{Q_{23}}{S_{23}} = \frac{746,7}{1162,5} = 0,642 \text{ ,}$$

Потеря напряжения на участке 2-3

$$\begin{aligned} \Delta U_{23,\%} = \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi - U_p \cdot \cos \varphi) = & 0,717 \cdot (1,349 \cdot 0,766 + \\ & + 5,332 \cdot 0,642) + \frac{0,717^2}{200} \cdot (1,349 \cdot 0,642 - 5,332 \cdot 0,766) = 3,187 \text{ \%}. \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке 2-3 в именованных единицах

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{23,\%} \cdot \frac{U_2}{100\%} = 3,187 \cdot \frac{10497,2}{100} = 334,5 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 10497,2 - 334,5 = 10162,6 \text{ В.}$$

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

$$U_3^{HH} = U_3 = 400 \cdot \frac{10162,6}{10500} = 387,1 \text{ В.}$$

Для остальных участков расчет проводится аналогично.

Результаты расчетов приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Расчётные данные для построения эпюры отклонений напряжения

Максимальный режим нагрузки				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	902,8	890,9	50,9	12,5
Q_i , кВАр	807,5	746,7	32,5	16,7
S_i , кВА	1211,2	1162,5	60,4	20,8
R_i , Ом	0,025	—	0,005	0,004
X_i , Ом	0,009	—	0,001	0,000
$\cos\varphi$	—	0,766	—	—
$\sin\varphi$	—	0,642	—	—
β_T	—	0,717	—	—
U_a , %	—	1,349	—	—
U_p , %	—	5,332	—	—
ΔU_i , %	0,027	3,187	0,197	0,040
ΔU_i , В	2,8	334,5	0,8	0,2
$\Sigma = 3,451 \%$				
Минимальный режим нагрузки				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	740,3	731,3	41,7	12,5
Q_i , кВАр	726,8	677,6	29,3	16,7
S_i , кВА	1037,4	997,0	51,0	20,8
R_i , Ом	0,025	—	0,0053	0,004
X_i , Ом	0,009	—	0,0007	0,000
$\cos\varphi$	—	0,734	—	—
$\sin\varphi$	—	0,680	—	—
β_T	—	0,588	—	—
U_a , %	—	1,349	—	—
U_p , %	—	5,332	—	—
ΔU_i , %	0,023	2,706	0,161	0,040
ΔU_i , В	2,4	284,0	0,6	0,2
$\Sigma = 2,929 \%$				
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> $K_{\min} = 0,820$ $K_{\min} = 0,900$ </div>				
Послеаварийный режим нагрузки				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	902,8	883,8	50,9	12,5
Q_i , кВАр	807,5	723,8	32,5	16,7
S_i , кВА	1211,2	1142,3	60,4	20,8
R_i , Ом	0,049	—	0,005	0,004
X_i , Ом	0,019	—	0,001	0,000
$\cos\varphi$	—	0,774	—	—
$\sin\varphi$	—	0,634	—	—
β_T	—	1,433	—	—
U_a , %	—	1,349	—	—
U_p , %	—	5,332	—	—
ΔU_i , %	0,054	6,303	0,211	0,043
ΔU_i , В	5,7	661,5	0,8	0,2
$\Sigma = 6,611 \%$				

По результатам расчетов строим эюру отклонения напряжения. Эюра представлена на рисунке 5.2.

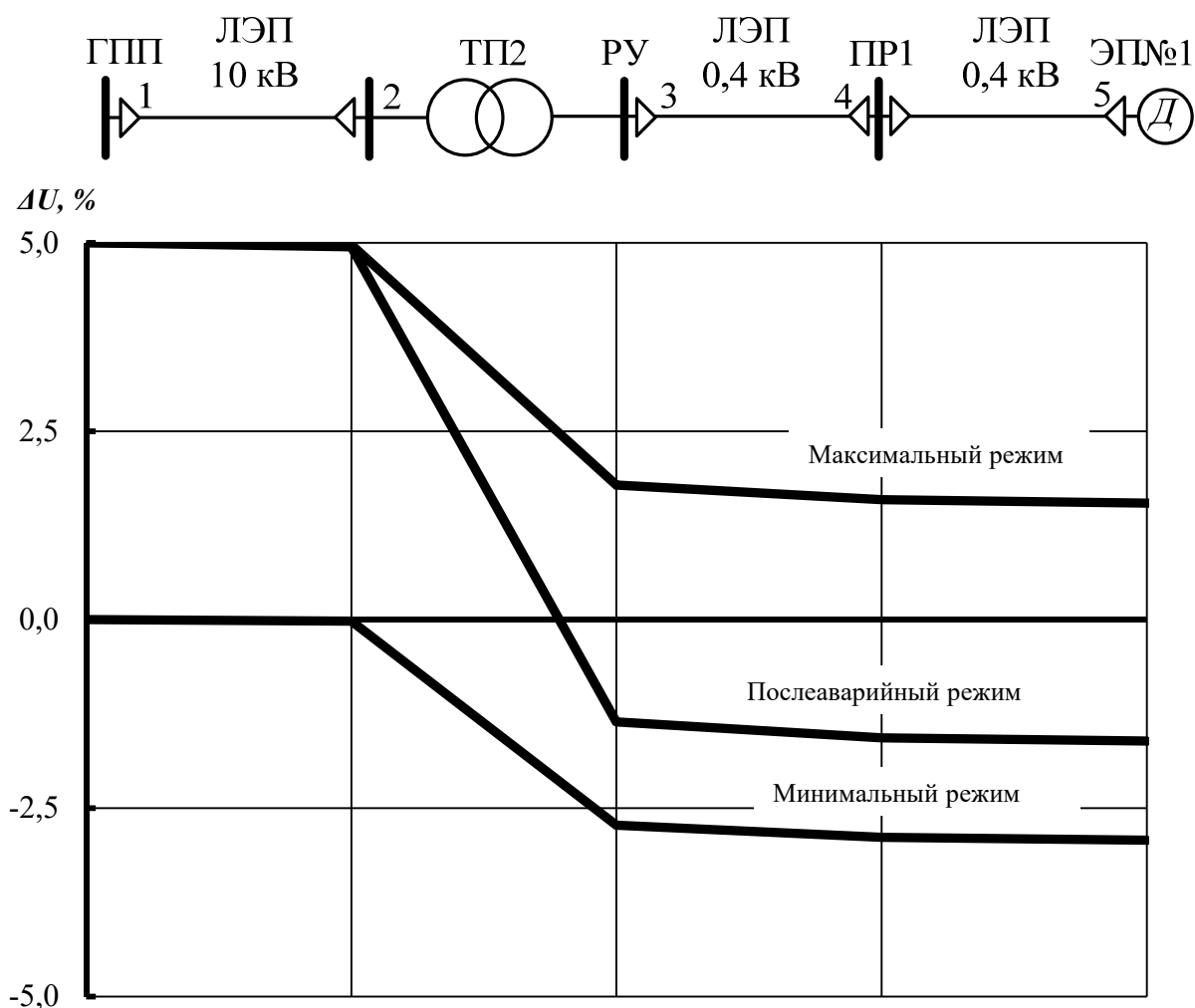


Рисунок 5.2 – Эюры отклонений напряжения

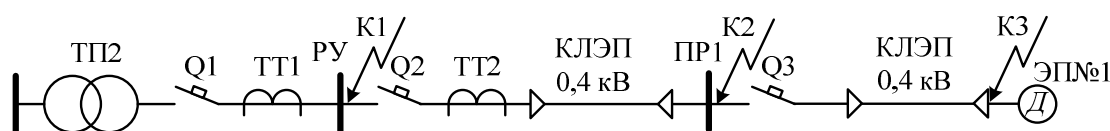
Из эюр отклонений напряжения видно, что потеря напряжения в линиях соответствует норме и принятые сечения пригодны для эксплуатации.

5.3 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 ТП2 – ПР1 – ЭП №1.



ТМ-630/10	ВА74 – 45	ВА74 – 40	АВВГ –	ВА57 – 35	АВВГ –
$S_{\text{НОМ}} = 0,63 \text{ МВА}$	$\frac{3000}{4000}$	$\frac{130}{150}$	$1(4 \times 70)$	$\frac{100}{800}$	$1(4 \times 50)$
$U_a = 1,3 \%$	6000,0	1040,0	$l = 12,0 \text{ м}$	800,0	$l = 6,8 \text{ м}$
$U_p = 5,3 \%$			$r_0 = 0,443 \text{ мОм/м}$	$r_0 = 0,620 \text{ мОм/м}$	
$P_{\text{кз}} = 8,5 \text{ кВт}$	ТШМС-0,66	ТК-40	$x_0 = 0,061 \text{ мОм/м}$	$x_0 = 0,063 \text{ мОм/м}$	
$I_{\text{НОМ.ТР}} = 0,96 \text{ кА}$	4000 / 5	150 / 5	$n_{\text{ц}} = 1 \text{ шт}$	$n_{\text{ц}} = 1 \text{ шт}$	

Рисунок 5.3 – Расчетная схема

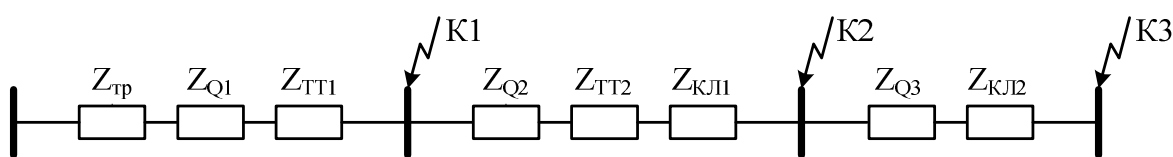


Рисунок 5.4 – Схема замещения

Сопротивления элементов.

Трансформаторы

$$R_{\text{ТР}} = \frac{U_a}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{1,349}{100} \cdot \frac{400^2}{630} = 3,4 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{ТР}} = \frac{U_p}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{5,332}{100} \cdot \frac{400^2}{630} = 13,5 \text{ мОм},$$

$$Z_{\text{ТР}} = \sqrt{R_{\text{ТР}}^2 + X_{\text{ТР}}^2} = \sqrt{3,4^2 + 13,5^2} = 14,0 \text{ мОм}.$$

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

Автоматы Q2, Q3

$$Z_{Q2} = \sqrt{R_{Q2}^2 + X_{Q2}^2} = \sqrt{0,74^2 + 0,55^2} = 0,9 \text{ мОм},$$

$$Z_{Q3} = \sqrt{R_{Q3}^2 + X_{Q3}^2} = \sqrt{1,30^2 + 0,86^2} = 1,6 \text{ мОм}.$$

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

Трансформатор тока ТТ2

$$Z_{\text{ТТ2}} = \sqrt{R_{\text{ТТ2}}^2 + X_{\text{ТТ2}}^2} = \sqrt{0,75^2 + 1,20^2} = 1,4 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ1

$$R_{KL1} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,443 \cdot 12,0}{1} = 5,3 \text{ мОм},$$

$$X_{KL1} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,061 \cdot 12,0}{1} = 0,7 \text{ мОм},$$

$$Z_{KL1} = \sqrt{R_{KL1}^2 + X_{KL1}^2} = \sqrt{5,3^2 + 0,7^2} = 5,4 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ2

$$R_{KL2} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,620 \cdot 6,8}{1} = 4,2 \text{ мОм},$$

$$X_{KL2} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,063 \cdot 6,8}{1} = 0,4 \text{ мОм}.$$

$$Z_{KL2} = \sqrt{R_{KL2}^2 + X_{KL2}^2} = \sqrt{4,2^2 + 0,4^2} = 4,2 \text{ мОм}.$$

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Полное сопротивление до точки К1

$$Z_{K1} = Z_{тр} = 14,0 \text{ мОм}.$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,0} = 16,5 \text{ кА}.$$

Постоянная времени

$$T_{a1} = \frac{X_{рез1}}{\omega \cdot R_{рез1}} = \frac{13,5}{314 \cdot 3,4} = 0,0126 \text{ с}.$$

Ударный коэффициент

$$k_{уд1} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01 / 0,0126} = 1,452 .$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1

$$i_{уд,К1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,452 \cdot 16,5 = 33,9 \text{ кА}.$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Z_{Σ} , мОм	$k_{уд}$	T_a , сек	I_K , кА	$i_{уд}$, кА
К1	14,0	1,452	0,0126	16,5	33,9
К2	21,7	1,134	0,0050	10,6	17,1
К3	27,5	1,057	0,0035	8,4	12,6

5.4 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Карта селективности действия аппаратов защиты строится 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 сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности

Узел нагрузки	ТП2	ПР1	Кран-балка №1
Расчетный ток I_M , А	1845,1	91,8	–
Пиковый ток $I_{пик}$, А	2267,6	514,3	–
Номинальный ток $I_{ном}$, А	–	–	85,4
Пусковой ток $I_{пуск}$, А	–	–	426,8
Ток КЗ I_K , А	16533,2	10647,0	8401,9
Тип аппарата	ВА74 – 45	ВА74 – 40	ВА57 – 35
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{ном.расц}$, А	3000	130	100,0
– при КЗ $I_{кз}$, А	6000,0	1040,0	800,0
Условия срабатывания по времени, с	0,1	0,02	0,02

Карта селективности представлена на рисунке 5.5.

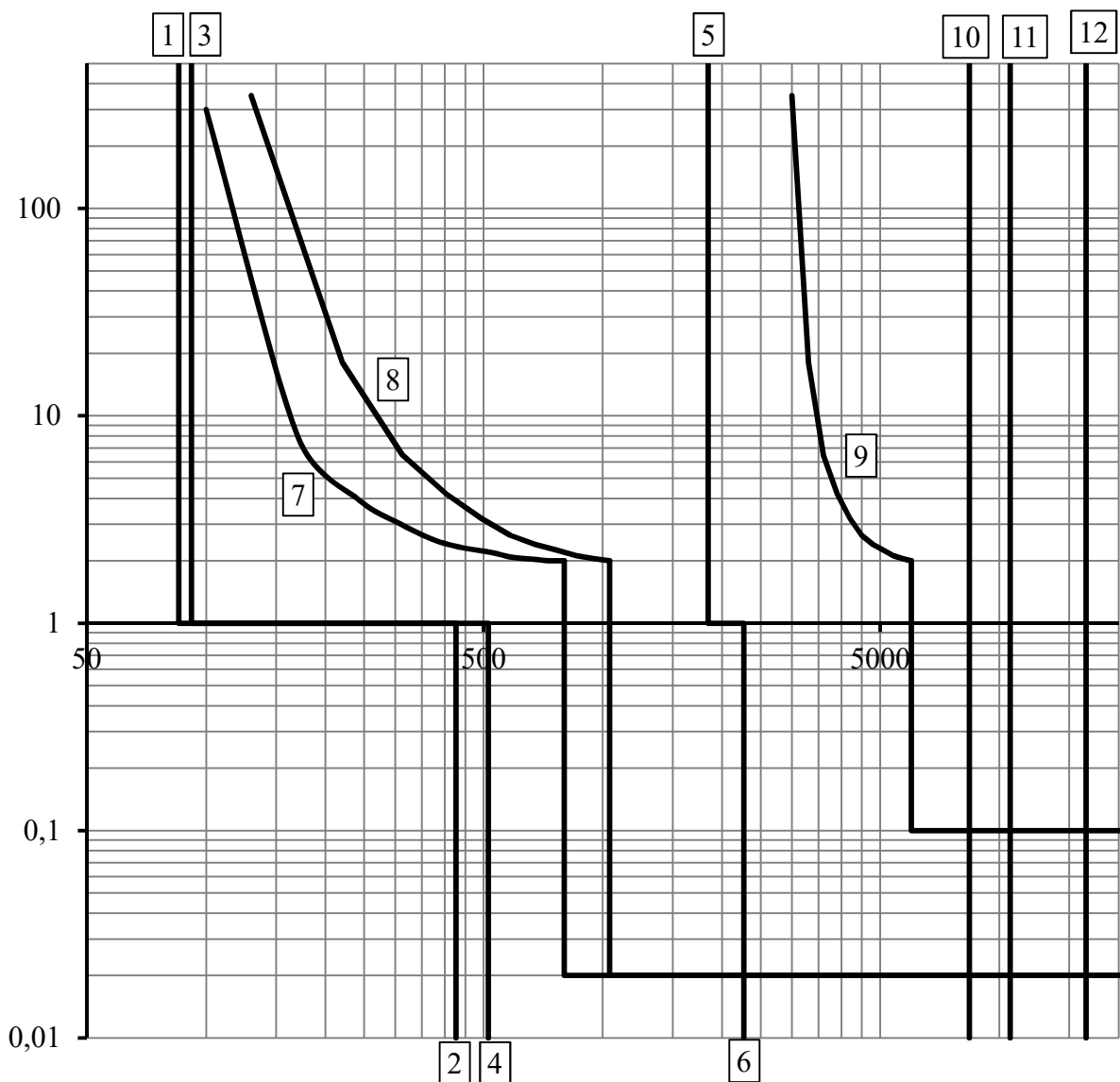


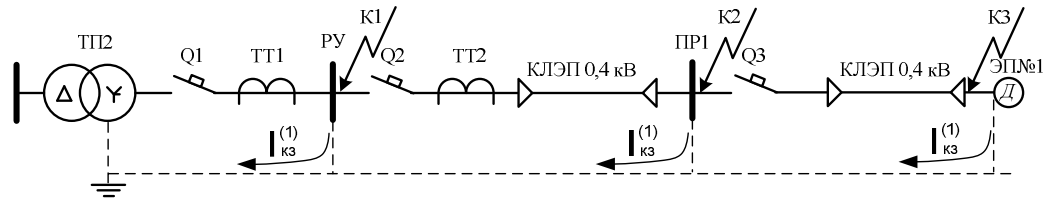
Рисунок 5.5 – Карта селективности действия аппаратов защиты

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.

5.5 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ

Обеспечение отключения аппаратами защиты токов трехфазного КЗ не является гарантией отключения однофазного КЗ, по той причине, что токи однофазного короткого замыкания в несколько раз меньше токов трехфазного КЗ. В сети напряжения 0,4 кВ необходимо быстрое отключение повреждения. Это достигается высокой проводимостью петли фаза ноль.

Расчет токов КЗ ведем для участка ТП2 – ПР1 – ЭП №1.



ТМ-630/10	ВА74 – 45	ВА74 – 40	АВВГ –	ВА57 – 35	АВВГ –
$z_{тр} = 42,0$ мОм	<u>3000</u>	<u>130</u>	$1(4 \times 70)$	<u>100</u>	$1(4 \times 50)$
	6000,0	1040,0	$l = 12,0$ м	800,0	$l = 6,8$ м
			$r_{\phi} = 0,443$ мОм/м		$r_{\phi} = 0,620$ мОм/м
	ТШМС-0,66	ТК-40	$r_n = 1,090$ мОм/м		$r_n = 1,480$ мОм/м
	4000 / 5	150 / 5	$x' = 0,600$ мОм/м		$x' = 0,600$ мОм/м
			$n_{ц} = 1$ шт		$n_{ц} = 1$ шт

Рисунок 5.6 – Расчетная схема

Сопротивления элементов.

Сопротивление трансформатора току однофазного замыкания на корпус [2, стр. 60, табл. 4.6]

$$\frac{Z_{тр}}{3} = \frac{42,0}{3} = 14,0 \text{ мОм.}$$

Автоматы Q2, Q3

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

$$R_{Q3} = 1,30 \text{ мОм,} \quad X_{Q3} = 0,86 \text{ мОм,}$$

Трансформатор тока ТТ2

$$R_{ТТ2} = 0,75 \text{ мОм,} \quad X_{ТТ2} = 1,20 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ1

активное сопротивление основных проводников

$$R_{\phi 1} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,443 \cdot 12,0}{1} = 5,3 \text{ мОм,}$$

активное сопротивление нулевого проводника [1, стр. 143, табл. 6.22]

$$R_{n1} = \frac{r_n \cdot l}{n_{ц}} = \frac{1,090 \cdot 12,0}{1} = 13,1 \text{ мОм,}$$

внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль [2, стр. 61]

$$X'_1 = \frac{x' \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,600 \cdot 12,0}{1} = 7,2 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ2

активное сопротивление основных проводников

$$R_{\phi 2} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,620 \cdot 6,8}{1} = 4,2 \text{ мОм,}$$

активное сопротивление нулевого проводника [1, стр. 143, табл. 6.22]

$$R_{н2} = \frac{r_n \cdot l}{n_{ц}} = \frac{1,480 \cdot 6,8}{1} = 10,1 \text{ мОм},$$

внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль [2, стр. 61]

$$X'_2 = \frac{x' \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,600 \cdot 6,8}{1} = 4,1 \text{ мОм}.$$

Сопротивление дуги в точке КЗ [2, стр. 61]

$$R_d = 0,03 \text{ мОм}.$$

Сопротивление питающей системы [2, стр. 61]

$$X_c = 3,2 \text{ мОм}.$$

Внутреннее индуктивное сопротивление проводов зануления X'' учитывается только для проводов выполненных из стали [2, стр. 61].

Для расчета тока однофазного КЗ рекомендуется упрощенная формула

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{тр}}{3} + Z_n},$$

где U_ϕ – фазное напряжение сети, В.

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Сопротивление петли фаза ноль до точки К1

$$Z_{н1} = \sqrt{R_d^2 + X_c^2} = \sqrt{0,03^2 + 3,2^2} = 3,2 \text{ мОм}.$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{тр}}{3} + Z_{н1}} = \frac{220}{14,0 + 3,2} = 12,8 \text{ кА}.$$

Проверка условия

$$I_{K1}^{(1)} = 12,8 \text{ кА} > 3 \cdot I_{ном,расц} = 3 \cdot 3,000 = 9,0 \text{ кА},$$

следовательно, в случае однофазного КЗ в точке К1 автомат, защищающий отходящую линию на ТП, должен безотказно сработать.

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Z_Σ , мОм	I_K , кА	$3 \cdot I_{ном,расц}$, кА
К1	3,2	12,8	9,0
К2	23,4	5,88	0,39
К3	39,5	4,11	0,30

ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Башкиров А.В.</i>			<i>Релейная защита</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	6
<i>Консульт.</i>						<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Уте.</i>								

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

6.1 Назначение РЗиА

Для защиты синхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ предусматривается защита от межфазных замыканий на выводах и в обмотке статора, защита от замыканий статорной обмотки на землю, защита при перегрузках, защита от асинхронного режима, защита при потере питания и длительном снижении напряжения.

Номинальный ток синхронного двигателя

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi} = \frac{1600,0}{\sqrt{3} \cdot 10,0 \cdot 1,000} = 92,4 \text{ А.}$$

Пусковой ток синхронного двигателя

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}} = 5 \cdot 92,4 = 461,9 \text{ А,}$$

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

6.2 Расчет токов короткого замыкания

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 6.1) и на её основе схему замещения (рисунок 6.2). Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток КЗ.

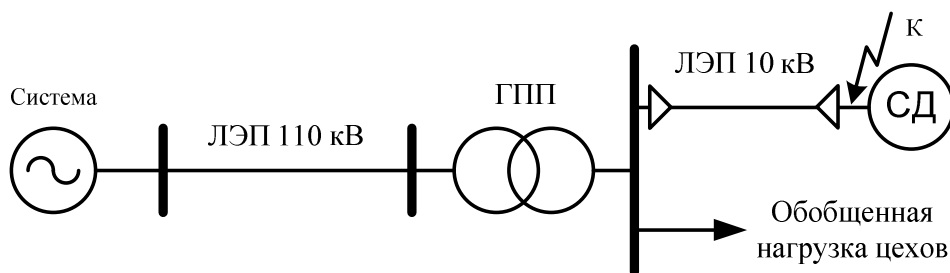


Рисунок 6.1 – Расчетная схема

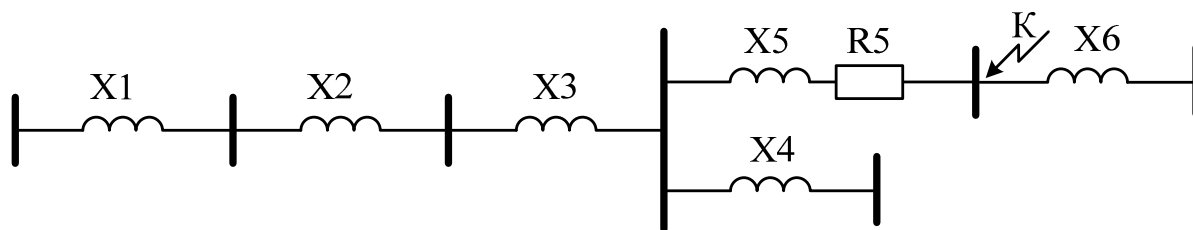


Рисунок 6.2 – Схема замещения

Расчет ведем на основе данных пункта 3.12.

Обобщенная нагрузка предприятия

$$Z_4 = X_4 = \frac{x''_H \cdot S_6}{S_H^H + S_P^B} = \frac{0,350 \cdot 100}{5536 + 6587} = 0,0029 ,$$

где X''_H – среднее значение сопротивления для обобщенной нагрузки [11, стр. 7, табл. 1.1], о.е.

Эквивалентные параметры системы и обобщенной нагрузки относительно точки КЗ

$$Z_7 = (Z_1 + Z_2 + Z_3) // Z_4 + Z_5 = \frac{(0 + 0,081 + 1,050) \cdot 0,0029}{(0 + 0,081 + 1,050) + 0,0029} + 0,117 = 0,120 .$$

Результирующие параметры схемы замещения

$$Z_{рез} = Z_6 // Z_7 = \frac{13,688 \cdot 0,120}{13,688 + 0,120} = 0,119 .$$

Действующее значение трехфазного тока КЗ

$$I_K^{(3)} = \frac{I_{62}}{Z_{рез}} = \frac{5,499}{0,119} = 46,2 \text{ кА.}$$

Действующее значение двухфазного тока КЗ

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 46,2}{2} = 40,0 \text{ кА.}$$

6.3 Защита от межфазных коротких замыканий

Для защиты от междуфазных КЗ применяют токовую отсечку и дифференциальную защиту. В соответствии с ПУЭ токовая отсечка рекомендуется для защиты электродвигателей мощностью до 5000 кВт, если она обладает требуемой чувствительностью к повреждениям на выводах. При недостаточной чувствительности токовой отсечки необходимо применять дифференциальную защиту.

Коэффициент трансформации трансформатора тока

$$K_A = \frac{I_{1H}}{I_{2H}} = \frac{100}{5} = 20 ,$$

где I_{1H} , I_{2H} – номинальные значения токов первичной и вторичной обмоток трансформатора тока.

Первичный ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от пускового тока электродвигателя

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{пуск} = 1,4 \cdot 461,9 = 646,6 \text{ А,}$$

где $k_{отс} = 1,4$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности реле и расчета (для реле типа РТ – 40) [11, стр. 121].

Первичный ток срабатывания токовой отсечки отстраивается от сверхпереходного тока электродвигателя (для синхронных двигателей)

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I'' = k_{отс} \cdot \frac{E''_q}{x''_d} \cdot I_{ном} = 1,4 \cdot \frac{1,1}{0,219} \cdot 92,4 = 649,6 \text{ А,}$$

где $E''_q = 1,1$ – сверхпереходное ЭДС двигателя.

Ток срабатывания реле

$$I_{cp} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сх} \cdot I_{пуск}}{K_A} = \frac{1,4 \cdot 1,0 \cdot 649,6}{20} = 45,5 \text{ А,}$$

где $k_{сх} = 1$ – коэффициент схемы [11, стр. 8, табл. 1.1].

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном коротком замыкании на выводах электродвигателя

$$k_{ч} = \frac{I_k^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{40048,9}{649,6} = 61,7 > 2 .$$

Приведенная защита удовлетворяет условию чувствительности.

6.4 Защита от перегрузок

Защита от перегрузки устанавливается на электродвигателях, которые могут подвергаться перегрузке по технологическим причинам и для электродвигателей с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска с длительностью прямого пуска от 20 секунд и более.

Установка защиты предусматривается в одной фазе. Защита от перегрузки выполняется с действием на отключение при возможности неуспешного пуска, невозможности разгрузки без останова двигателя, отсутствии постоянного дежурного персонала. При возможности автоматической разгрузки защиты выполняются с двумя выдержками времени, с меньшей – на разгрузку механизма, с большей – на отключение. В остальных случаях предусматривается действие на сигнал.

Ток срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от номинального тока электродвигателя

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 92,4 = 138,6 \text{ А,}$$

где $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки [10, стр. 126];

$k_B = 0,8$ – коэффициент возврата [10, стр. 126].

Ток срабатывания реле

$$I_{cp} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сх}}{k_B \cdot K_A} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,0}{0,8 \cdot 20} \cdot 92,4 = 6,9 \text{ А,}$$

где $k_{сх} = 1$ – коэффициент схемы при включении реле на фазные токи [11, стр. 126].

Чувствительность защиты от перегрузки не проверяется, поскольку она не предназначена для действия при коротком замыкании.

Выдержка времени выбирается из условия надежного несрабатывания при пуске или самозапуске двигателей

$$t_{сз} \geq k_{отс} \cdot t_{пуск} = 1,2 \cdot 5,0 = 6,0 \text{ сек,}$$

где $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки [11, стр. 114];

$t_{пуск} = 5,0$ – время пуска двигателя.

6.5 Защита от замыканий на землю в обмотке статора

В соответствии с ПУЭ защита от однофазных замыканий в обмотке статора предусматривается для электродвигателей мощностью менее 2000 кВт, если ток замыкания на землю превышает 10 А, а для электродвигателей мощностью более 2000 кВт – при токе замыкания на землю равном или более 5 А.

Собственный емкостный ток присоединения

$$I_C = \frac{U \cdot L}{n} \cdot k_{нагр} = \frac{10,0 \cdot 0,29}{7} \cdot 1,30 = 0,531 \text{ А,}$$

где $U = 10$ кВ – линейное напряжение;

$L = 0,29$ км – длина кабеля;

$n = 10$ – при сечении кабеля до 50 мм²;

$n = 6 \dots 8$ – при сечении кабеля больше 50 мм²;

$k_{нагр} = 1,15 \dots 1,30$ – коэффициент, учитывающий влияние нагрузки.

Первичный ток срабатывания защиты, выполняемой на трансформаторах нулевой последовательности без подмагничивания, выбирается из условия отстройки защиты от броска емкостного тока при внешнем замыкании на землю

$$I_{сз} \geq k_{отс} \cdot k_{бр} \cdot I_C = 1,3 \cdot 3,0 \cdot 0,531 = 2,071 \text{ А,}$$

где $k_{отс} = 1,3$ – коэффициент отстройки [11, стр. 125];

$k_{бр} = 2,5 \dots 3,0$ – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока [11, стр. 125].

6.6 Защита от потери питания

Защита от потери питания устанавливается для предотвращения повреждения электродвигателей, затормозившихся в результате кратковременного или длительного снижения напряжения, при восстановлении питания, а также для обеспечения требований техники безопасности и условий технологического процесса. Защита выполняется групповой для каждой секции шин.

Обычно напряжение и время срабатывания первой ступени принимаются равными

$$U_{сз}^1 \approx 0,7 \cdot U_{ном}, \quad t_{сз}^1 = 0,7 \text{ сек.}$$

Напряжение и время срабатывания второй ступени

$$U_{сз}^2 \approx 0,5 \cdot U_{ном}, \quad t_{сз}^2 = 5 \div 10 \text{ сек.}$$

6.7 Защита от асинхронного режима

Распространение получила защита, реагирующая на увеличение тока в обмотке статора.

Для защиты от асинхронного режима работы применяется защита в однофазном исполнении. Для обеспечения непрерывной подачи напряжения на обмотку реле времени в схему защиты вводят промежуточное реле с замедлением при возврате.

Ток срабатывания защиты

$$I_{сз} \approx (1,3 \div 1,4) \cdot I_{ном} = (1,3 \div 1,4) \cdot 92,376 = 120,089 \div 129,326 \text{ A,}$$

Время возврата реле

$$t_{в.р} = 1,2 \div 1,5 \text{ сек.}$$

6.8 Схема защиты синхронного двигателя

Схема защиты приведена на рисунке 6.3.

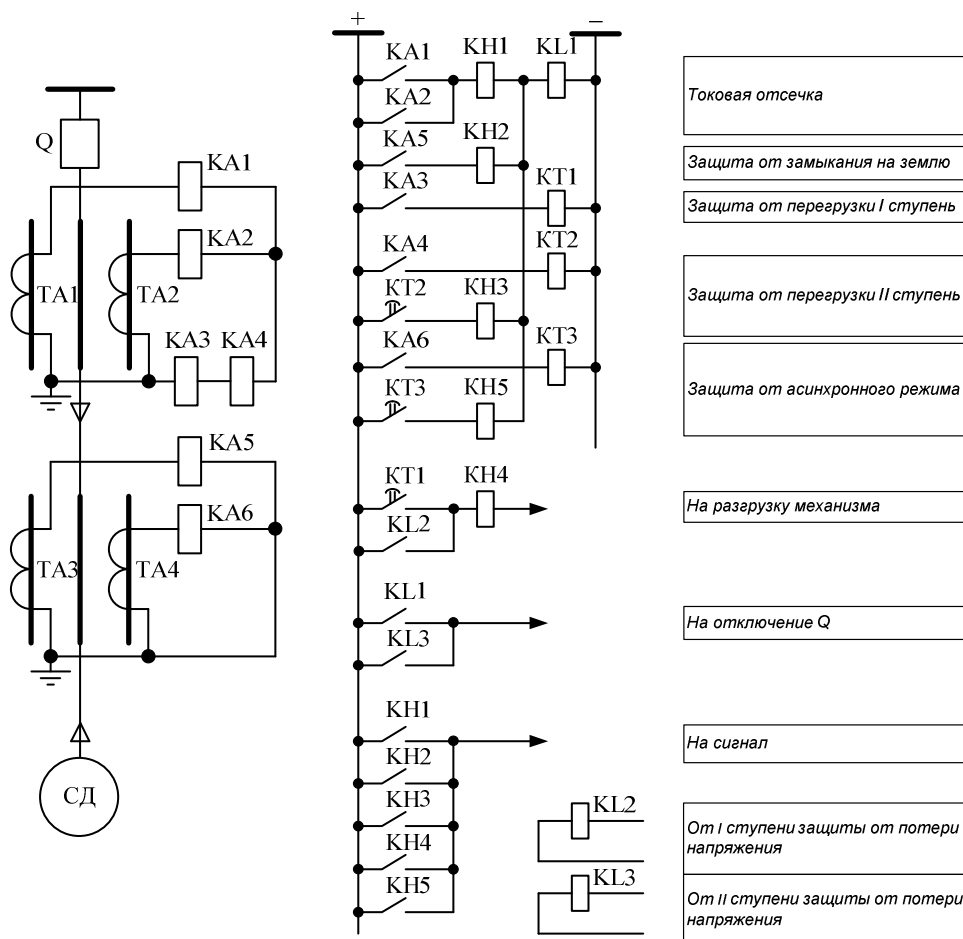


Рисунок 6.3 – Схема защиты синхронного двигателя

На схеме указаны: КА1, КА4, КА6 – реле тока типа РТ–40; КА5 – реле тока типа РТ3–51; КТ1 – реле времени ЭВ–144; КТ2, КТ3 – реле времени типа ВЛ–34; КЛ1, КЛ3 – промежуточные реле типа РП–23; КН1, КН5 – указательные реле.

ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Башкиров А.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ляпушкин С.В.					1	10
Консульт.		Фигурко А.А.				НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1		
Н. контр.								
Уте.								

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г2Б1	Башкиров Антон Владимирович

Институт	ИнЭО	Кафедра	ЭПЭО
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	140400/140610.65

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- Примерный бюджет проекта - 1950 тыс руб.; - В реализации проекта задействованы два человека: руководитель, инженер.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- Проект выполняется в соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 - Минимальный размер оплаты труда(на 2017 год) составляет 7500 руб.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления по страховым взносам 30% от ФОТ.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка сметной стоимости на проектирование</i>	Расчет сметы затрат на проектирование
2. <i>Формирование плана и графика разработки</i>	Формирование плана и графика разработки ИП
3. <i>Оценка сметной стоимости на оборудование</i>	Расчет сметы затрат на оборудование
4. <i>Интегральные показатели ресурсоэффективности</i>	Оценка научно-технического уровня исследования

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г2Б1	Башкиров Антон Владимирович		

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Общие сведения

Целью данной работы является составление сметы на проектирование электрической части Наталкинского ГОК, и расчет сметы затрат на электрооборудование насосной станции оборотной воды.

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

Смета – это документ, определяющий окончательную и предельную стоимость реализации проекта. Смета служит исходным документом капитального вложения, в котором определяются затраты, необходимые для выполнения полного объема необходимых 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.

7.2 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 7.1).

Таблица 7.1 – План разработки выполнения этапов проекта

№ п/п	Перечень выполненных работ	Исполнители	Прод-сть, дн.	СЗП, руб.	ЗП, руб.
1	Ознакомление с производственной документацией. Постановка задачи работникам	Руководитель	3	1264,4	3793,2
		Инженер	3	987,4	2962,1
2	Расчет электрических нагрузок по цеху	Инженер	8	987,4	7899,0
3	Расчет электрических нагрузок по предприятию	Инженер	7	987,4	6911,7
4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Инженер	1	987,4	987,4
5	Выбор трансформаторов цеховых подстанций. Технико-экономический расчет компенсирующих устройств	Инженер	4	987,4	3949,5
6	Выбор трансформаторов ГПП. Технико-экономический расчет схемы внешнего электроснабжения	Руководитель	1	1264,4	1264,4
		Инженер	5	987,4	4936,9
7	Расчет внутриводской сети предприятия	Инженер	12	987,4	11848,6
8	Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.	Инженер	1	987,4	987,4
9	Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В	Инженер	2	987,4	1974,8
10	Расчет схемы электроснабжения цеха	Руководитель	2	1264,4	2528,8
		Инженер	6	987,4	5924,3
11	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	Инженер	1	987,4	987,4
12	Расчет молниезащиты	Инженер	1	987,4	987,4
13	Расчет релейной защиты и автоматики	Инженер	1	987,4	987,4
14	Расчет эпюры отклонений напряжения	Инженер	2	987,4	1974,8
15	Составление расчетно-пояснительной записки	Руководитель	2	1264,4	2528,8
		Инженер	22	987,4	21722,4
16	Чертежные работы	Руководитель	2	1264,4	2528,8
		Инженер	20	987,4	19747,6
Итого по каждой должности		Руководитель	10	1264,4	12644,0
		Инженер	96	987,4	94788,6
Итого ФЗП сотрудников					107432,6

Затраты на разработку проекта

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

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

$I_{\text{мат}}$ – материальные затраты;

$I_{\text{ам}}$ – амортизация компьютерной техники;

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

$I_{\text{пр}}$ – прочие затраты;

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

1) Расчет зарплаты

а) Месячная зарплата научного руководителя

$$I_{\text{зп}}^{\text{мес}} = (ЗП_0 \cdot K_1 + Д) \cdot K_2 = (16750,0 \cdot 1,10 + 2000,0) \cdot 1,3 = 26552,5 \text{ руб.},$$

где $ЗП_0$ – месячный оклад;

$Д$ – доплата за интенсивность труда;

K_1 – коэффициент, учитывающий отпуск;

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

Зарплата научного руководителя с учетом фактически отработанных дней

$$I_{\text{зп}}^{\text{ф}} = \frac{I_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{21} \cdot n = \frac{26552,5}{21} \cdot 10,0 = 12644,0 \text{ руб.},$$

где n – количество отработанных дней по факту.

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

$$I_{\text{зп}}^{\text{ф}} = \frac{I_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{21} \cdot n = \frac{20735,0}{21} \cdot 96,0 = 94788,6 \text{ руб.}$$

Расчет зарплаты сотрудников сведем в таблицу 7.2.

в) Итого ФЗП сотрудников

$$\text{ФЗП} = 12644,0 + 94788,6 = 107432,6 \text{ руб.}$$

Расчет ФЗП приведен в таблице 7.2. Календарный план проекта и график занятости представлены на рисунке 7.1.

Таблица 7.2 – Расчет ФЗП

Должность	ЗП ₀ , руб	Д, руб	K ₁	K ₂	I _{зп} ^{мес} , руб
Руководитель	16750,0	2000,0	1,10	1,3	26552,5
Инженер	14500,0	–	1,10	1,3	20735,0
Итого	31250,0	–	–	–	47287,5

Наименование исполнителя	Календарные дни	Перечень выполняемых работ	
Руководитель	0 - 5	Ознакомление с производственной документацией	
	23 - 25	Выбор трансформаторов ГПП	
	43 - 45	Расчет схемы электропитания цеха	
	55 - 57	Составление расчетно-пояснительной записки	
Инженер	0 - 5	Чертежные работы	
	5 - 11		Ознакомление с производственной документацией
	11 - 18		
	18 - 20	Расчет электрических нагрузок по предприятию	
	20 - 23		Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН
	23 - 28		
	28 - 30	Выбор трансформаторов ГПП	
	30 - 41		Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.
	41 - 43		
	43 - 49	Расчет схемы электропитания цеха	
	49 - 51		Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В
	51 - 52		
	52 - 53	Расчет релейной защиты и автоматики	
	53 - 55		Расчет опоры отклонений напряжения
	55 - 77		
77 - 95	Чертежные работы		

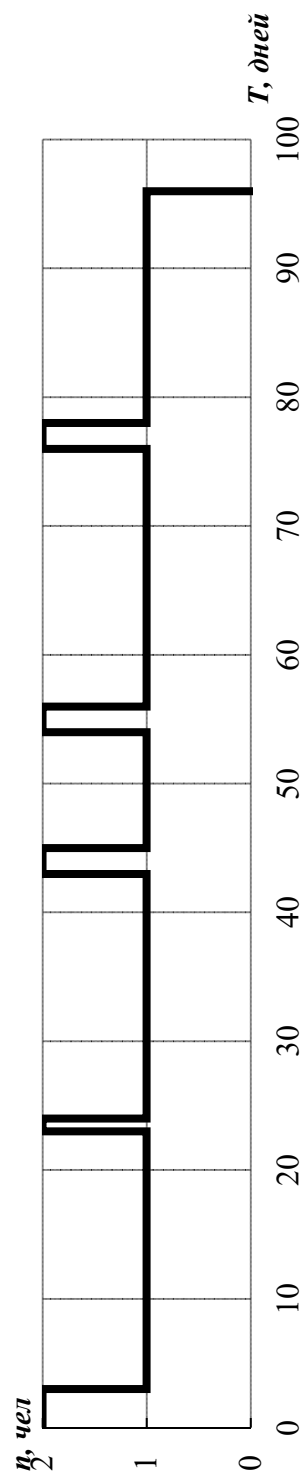


Рисунок 7.1 – Календарный план проекта и график занятости в выполнении проекта

2) Материальные затраты

Таблица 7.3 – Затраты на материалы

Материалы	Количество	Цена за единицу, руб	И _м , руб
Флеш память	1	455,0	455,0
Упаковка бумаги А4 500 листов	2	200,0	400,0
Канцтовары	–	820,0	820,0
Картридж для принтера	1	1750,0	1750,0
Итого И _{мат} , руб	–	–	3425,0

3) Амортизация основных фондов

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$I_{ам} = \frac{T_{исп.КТ}}{T_{кал}} \cdot C_{КТ} \cdot \frac{1}{T_{сл}} = \frac{48}{365} \cdot 28000,0 \cdot \frac{1}{5} = 736,4 \text{ руб.}$$

где $T_{исп.КТ}$ – время использования компьютерной техники на проект;

$T_{кал} = 365$ – годовой действительный фонд рабочего времени используемого оборудования;

$C_{КТ}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб;

$T_{сл}$ – срок службы компьютерной техники (время окупаемости 5 лет).

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 8.4.

Таблица 7.4 – Амортизация основных фондов

Оборудование	Стоимость, руб	Количество	T _э , дней	И _{ам} , руб
Компьютер	28000,0	1	48	736,4
Принтер	5400,0	1	10	29,6
Итого И _{ам} , руб	–	–	–	766,0

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

$$I_{со} = 0,3 \cdot 107432,6 = 32229,8 \text{ руб.}$$

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

$$\begin{aligned} I_{пр} &= 0,1 \cdot (\text{ФЗП} + I_{м} + I_{ам} + I_{со}) = \\ &= 0,1 \cdot (107432,6 + 3425,0 + 766,0 + 32229,8) = 14385,3 \text{ руб.} \end{aligned}$$

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

$$I_{\text{накл}} = 0,16 \cdot \text{ФЗП} = 0,16 \cdot 107432,6 = 17189,2 \text{ руб.}$$

7) Затраты на разработку проекта

$$K_{\text{пр}} = \text{ФЗП} + I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{со}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{накл}} =$$

$$= 107432,6 + 3425,0 + 766,0 + 32229,8 + 14385,3 + 17189,2 = 175428,0 \text{ руб.}$$

Расчет сметы затрат разработку проекта сведем в таблицу 7.5.

Таблица 7.5 – Калькуляция сметной стоимости на выполнение проекта

№ статьи	Наименование статей расхода	Сумма, руб.
1	ФЗП	107432,6
2	Материалы $I_{\text{мат}}$	3425,0
3	Амортизация основных фондов $I_{\text{ам}}$	766,0
4	Социальные отчисления $I_{\text{со}}$	32229,8
5	Прочие расходы $I_{\text{пр}}$	14385,3
6	Накладные расходы $I_{\text{н}}$	17189,2
Цена проекта $K_{\text{пр}}$, руб		175428,0

7.3 Смета затрат на электрооборудование

Смета затрат на электрооборудование рассматриваемого цеха приведена в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – 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
1	2	3	4	5	6	7	8
1	КТП 630/10 × 2	шт	4	272,30	54,46	1089,20	217,84
2	ПР11-7123-21УЗ	шт	7	15,40	3,08	107,80	21,56
	ЯОУ 85-01	шт	8	3,10	0,62	24,80	4,96
3	Автомат ВА74 – 45	шт	3	5,10	1,02	15,30	3,06
	Автомат ВА74 – 40	шт	7	3,70	0,74	25,90	5,18
	Автомат ВА57 – 35	шт	3	1,10	0,22	3,30	0,66
	Автомат ВА13 – 29	шт	27	0,65	0,13	17,55	3,51

Окончание таблицы 7.6

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Кабель АВВГ-4 × 4	км	0,147	13,60	2,72	2,00	0,40
	Кабель АВВГ-4 × 6	км	0,100	15,40	3,08	1,54	0,31
	Кабель АВВГ-4 × 10	км	0,141	25,11	5,02	3,53	0,71
	Кабель АВВГ-4 × 16	км	0,142	38,40	7,68	5,45	1,09
	Кабель АВВГ-4 × 25	км	0,157	54,84	10,97	8,61	1,72
	Кабель АВВГ-4 × 35	км	0,047	72,23	14,45	3,39	0,68
	Кабель АВВГ-4 × 50	км	0,050	101,00	20,20	5,05	1,01
	Кабель АВВГ-4 × 70	км	0,030	152,47	30,49	4,57	0,91
	Кабель АВВГ-4 × 95	км	0,094	198,01	39,60	18,61	3,72
	Кабель АВВГ-4 × 120	км	0,214	241,95	48,39	51,78	10,36
	Кабель АВВГ-4 × 150	км	0,020	297,69	59,54	5,95	1,19
	Кабель АВВГ-4 × 185	км	0,200	380,47	76,09	76,09	15,22
	Провод АПВ-2 × 2,5	км	1,745	1,51	0,30	2,63	0,53
Итого по цеху, тыс. руб						1473,08	294,62

Результаты технико-экономического сравнения вариантов схемы внешнего электроснабжения приведены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Определение суммарных приведенных затрат на установку высоковольтного оборудования

Тр-тор	Сечение мм ²	К _{ЛЭП} руб	К _{об} руб	К _{тр} руб	С _{пот} руб/год	С _{ам} руб/год	С _{обсл} руб/год	З, руб/год
ТДН-10000/110	АС 120/19	68544000,0	10067400,0	12680640,0	418192,0	8378518,7	1890486,4	25496256,7
ТДН-16000/110	АС 120/19	68544000,0	10067400,0	14736960,0	698453,5	8516292,1	2011809,2	26432484,3

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 пунктах 3.8-3.9. Результаты технико-экономического сравнения и выбор оптимального варианта приведены в таблицах 3.8 и 3.9.

7.4 Интегральные показатели ресурсоэффективности

Для определения научно - технического уровня проекта, его научной ценности, технической значимости и эффективности необходимо, рассчитать коэффициент научно-технического уровня (НТУ).

Коэффициент НТУ рассчитывается при помощи метода балльных оценок. Суть метода состоит в присвоении каждому из признаков НТУ определенного числа баллов по принятой шкале. Общую оценку приводят по сумме баллов по всем показателям с учетом весовых характеристик.

Формула для определения общей оценки

$$НТУ = \sum_{i=1}^n k_i \cdot \Pi_i,$$

где k_i – весовой коэффициент i – го признака;

Π_i – количественная оценка i – го признака.

Таблица 7.8 – Весовые коэффициенты НТУ

Признаки НТУ	Весовой коэффициент
Уровень новизны	0,4
Теоретический уровень	0,2
Возможность реализации	0,4

Таблица 7.9 – Шкала оценки новизны

Баллы	Уровень
1-4	Низкий НТУ
5-7	Средний НТУ
8-10	Сравнительно высокий НТУ
11-14	Высокий НТУ

Таблица 7.10 – Значимость теоретических уровней

Характеристика значимости теоретических уровней	Баллы
Разработка нового метода	10
Глубокая разработка проблем, многосторонний анализ	8
Разработка численных экспериментов	6
Элементарный анализ результатов исследования	3

Таблица 7.11 – Возможность реализации по времени и масштабам

Время реализации	Баллы
В течение первых лет	10
От 5 до 10 лет	5
Свыше 10 лет	3

Тогда

$$НТУ = \sum_{i=1}^n k_i \cdot \Pi_i = 0,4 \cdot 7 + 0,2 \cdot 6 + 0,4 \cdot 5 = 6 .$$

По полученным значениям коэффициент научно-технического уровня (НТУ) можно сказать о достаточно высоком научно - техническом уровне исследования, его научной ценности, технической значимости и эффективности.

ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Башкиров А.В.</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	17
<i>Консульт.</i>		<i>Король И.С.</i>				<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Уте.</i>								

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г2Б1	Башкиров Антон Владимирович

Институт	ИнЭО	Кафедра	ЭПЭО
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	140400/140610.65

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	«Электроснабжение насосной станции оборотной воды Наталкинского ГОКа»; - область применения – золотодобывающая промышленность; - рабочая зона - насосная станция оборотной воды.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – показатели микроклимата; – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты). 	<p>Анализ вредных факторов:</p> <p>1. Микроклимат (ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»):</p> <ul style="list-style-type: none"> - температура воздуха $t = 25^{\circ}\text{C}$; - относительная влажность воздуха $\phi = 75\%$; - скорость движения воздуха 1 м/с. <p>2. Шум (ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»): не превышает 85 дБ. СИЗ: наушники, противושумные каски</p> <p>3. Вибрация (ГОСТ 12.1.012 – 90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования», Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.556 – 96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»): не превышает 92 дБ. Защита: наблюдение за оборудованием и своевременное его обслуживание.</p> <p>4. Электромагнитное излучение (ГОСТ 12.1.002 – 84 "Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах"): не более 5 кВ/м (в пределах нормы).</p> <p>5. Освещенность рабочей зоны (ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений»): 200 лк, (разряд IV, подразряд "в"). Применение местного освещения в случае необходимости.</p> <p>Анализ опасных факторов:</p> <p>1. Механические травмы («Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» ПОТРМ-016-2001; РД 153 -34,0-03,150-00).</p> <p>2. Термическая опасность: отсутствует.</p> <p>3. Электробезопасность (ГОСТ 12.1.038 – 82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов»; ПУЭ; Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»). Защита: ограждения, сигнализация, плакаты, экраны. СИЗ: боты, перчатки, ковры, клеши, шианги.</p>
--	--

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>1. Воздействие на селитебную зону (СанПиН 2.2.1/21.1-1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»): отсутствует.</p> <p>2. Воздействие на атмосферу (ГН 2.1.5.2280-07 «ПДК химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования»): отсутствуют.</p> <p>3. Воздействия объекта на гидросферу (ГОСТ 17.1.3.06-82 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод»): выбросы теплоты в водоемы, изменение условий ледостава и зимнего гидрологического режима.</p> <p>4. Воздействия на литосферу (ГОСТ 30772-2001 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Термины и определения»): потребление ресурсов литосферы, золоотвалы.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Наиболее типичная ЧС для рассматриваемого цеха является пожар (Федеральный закон от 22.07.2013 г. №213-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»). Для обеспечения безопасности приняты меры:</p> <ul style="list-style-type: none"> - установлена автоматическая пожарная сигнализация и система автоматического пожаротушения; - разработана инструкция по пожарной безопасности для работников; - помещения оснащены первичными средствами пожаротушения; - разработан план эвакуации работников при пожаре; - назначено ответственное лицо при возникновении ЧС.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Трудовой кодекс РФ, ст. 165 «Случаи предоставления гарантий и компенсаций»; - Правило внутреннего трудового распорядка предприятия; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности и настоящего стандарта»; ГОСТ 12.2.049-80 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.»).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король Ирина Степановна	к.х.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г2Б1	Башкиров Антон Владимирович		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Объектом исследования в данной работе является рабочее место электромонтера, которым является цех насосной станции оборотной воды ОАО "Рудник имени Матросова" Наталкинский ГОК.

В рассматриваемом цехе имеется большое количество оборудования различного назначения (насосы, вентиляторы, кран-балки...). Данное оборудование создает опасные и вредные факторы. Необходимо строго соблюдать технику безопасности и применять различные меры для обеспечения безопасности рабочего персонала.

В данном разделе дипломной работы проанализируем условия труда с точки зрения наличия возможности появления опасных и вредных факторов и их воздействие на работающих, рассмотрим мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, а также мероприятия по противопожарной профилактике на рабочем месте сотрудника предприятия, обслуживающего электрооборудование цеха насосной.

Рабочим местом персонала является та зона обслуживания или ремонта, в которой персонал проводит более 50% рабочего времени.

При разработке мероприятий более детально на инженерном уровне обратим внимание на расчет системы искусственного освещения цеха. Выявим возможные причины возникновения пожаров и учтем эффективные меры борьбы с ними. Приведем ряд оборудования для пожаротушения.

Также рассмотрим ряд аспектов по охране окружающей среды.

Уделим внимание безопасности в чрезвычайных ситуациях и правовым и организационным вопросам обеспечения безопасности.

8.1. Производственная безопасность

8.1.1 Анализ выявленных вредных факторов

Отклонение показателей микроклимата

Для обеспечения нормальных условий труда 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 СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [21].

Показателями, характеризующими микроклимат, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Оптимальные показатели микроклимата распространяются на всю рабочую зону, допустимые показатели устанавливаются дифференцировано для постоянных и непостоянных рабочих мест. Оптимальные и допустимые показатели температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне рассматриваемого цеха, указаны в таблице 8.2 [21].

Таблица 8.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Па (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
Теплый	Па (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2

Допустимые макроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период восьми часовой рабочей смены. Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенные в таблице 8.3 [21].

Таблица 8.3 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптим. вел.	Диапазон выше оптим. вел.			Для диапазона темпер. воздуха ниже оптим. вел., не более	Для диапазона темпер. воздуха выше оптим. вел., не более
Холодный	Па (175-232)	17-18,9	21,1-23	16-24	15-75	0,1	0,3
Теплый	Па (175-232)	18-19,9	22,1-27	17-28	15-75	0,1	0,4

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих на рабочих местах от производственных источников, нагретых до темного свечения (материалов, изделий и др.) должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 8.4 [21].

Таблица 8.4 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м ² , не более
50 и более	35
25-50	70
не более 25	100

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения, нагретых до белого и красного свечения (раскаленный или расплавленный металл, стекло, пламя и др.) не должны превышать 140 Вт/м². При этом облучению не должно подвергаться более 25 % поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз.

Мероприятия по созданию условий для нормальной терморегуляции организма:

1. Механизация и автоматизация производств.
2. Теплоизоляция и экранизация.
3. Естественная и искусственная вентиляция производственных помещений.
4. Рациональный питьевой режим, кратковременные перерывы в работе, спецодежда.
5. Вентиляция и отопление.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [22] В рассматриваемом цехе используются малоопасные вредные вещества ($ПДК > 10 \text{ мг/м}^3$). Основной мерой борьбы с вредными веществами является применение системы вентиляции.

Нормы производственной вентиляции установлены согласно СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование» [23].

На рабочем месте предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее $60 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

В производственных условиях разнообразные машины, аппараты и механизмы являются агрегатами динамически неуравновешенными. Для рассматриваемого цеха такими аппаратами являются насосы, вентиляторы, кран-балки, трансформаторы на трансформаторных подстанциях.

Длительное систематическое воздействие шума на организм человека приводит к следующим негативным последствиям:

- снижает производительность труда;
- снижает чувствительность слуха;
- количество ошибок возрастает;
- нарушает артериальное давление и ритм сердечной деятельности.

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления. Для ориентировочной оценки (например, при проверке органами надзора, выявлении необходимости осуществления мер по шумоглушению и др.) допускается в качестве характеристики постоянного широкополосного шума на рабочих местах принимать уровень звука значение которого приведено в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [24].

Допустимый уровень звукового давления для цеха 75 дБ в октавных полосах со среднегеометрической частотой 1000 Гц и уровень звука 80 дБА [24].

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума. Квалификация» [25]. предусматривает следующие меры для снижения уровня шума:

1. Устройство кратковременных перерывов в работе.
2. Установка в помещениях звукопоглощающих конструкций и экранов.
3. Качественное изготовление деталей станков и машин.
4. Звукоизоляция ограждающих конструкций.
5. Укрытия в кожухи источников шума.
6. Применение средств индивидуальной защиты (беруши, против шумные наушники, шлемофоны и др.).

Повышенный уровень вибрации

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием СН 2.2.4/2.1.8.556 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [26].

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости,

увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Все это ведет к снижению производительности труда.

Физические вибрации характеризуются частотой (Гц, 1/с), амплитудой виброперемещения (м), виброскоростью и виброускорением.

Таблица 8.5 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест

Вид вибрации: Технологическая	Среднегеометрические частоты, Гц.					
	2	4	8	16	32,5	63
Предельно допустимые значения виброскорости, дБ	108	99	93	92	92	92
Предельно допустимые значения виброускорения, дБ	103	100	100	106	112	110

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 установки, виброизоляция, применение динамических виброгасителей, уравнивание, балансировка, жесткое присоединение агрегата к фундаменту большой массы. Применение средств индивидуальной защиты: рукавицы с прокладкой на ладонной поверхности и обувь на толстой мягкой подошве.

Повышенный уровень электромагнитных излучений

Нормирование ЭМП промышленной частоты осуществляется по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного поля частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в нем СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях» [27].

Источники электромагнитных полей являются ВЛЭП, кабели, трансформаторы, шинопроводы, устройства защиты и автоматики, и др.

Предельно допустимый уровень напряженности ЭП на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м. При напряженности свыше 20 до 25 кВ/м допустимое время пребывания в ЭП составляет 10 мин. Пребывание в ЭП с напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается. Напряженность магнитного поля в соответствии с предельно допустимым уровнем на рабочем месте не должна превышать 8 кА/м [27].

К основным методам защиты относятся:

- выбор рациональных режимов работы оборудования;
- ограничение места и времени нахождения работающих в ЭМП;
- защита расстоянием;
- рациональное размещение в рабочем помещении оборудования;
- уменьшение мощности источника излучений;
- использование поглощающих или отражающих экранов;

Применение средств индивидуальной защиты: специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани, очки с латунной сеткой вместо стекла, очки со стеклом, покрытым слоем полупроводникового материала, специальные каски и шлемы.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Искусственное освещение в производственных помещениях должно удовлетворять нормам СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [28].

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 [28].

В цехе предусмотрено четыре системы освещения: общее, аварийное, эвакуационное и ремонтное. Норма освещенности для рассматриваемого цеха приведена в таблице 8.6 [28].

Таблица 8.6 – Норма освещенности для рассматриваемого цеха

Разряд зрительной работы	Характеристика	Подразряд	Наименьший объект различения, мм	Освещённость (комбинированная система), Лк	Освещённость (общая система), Лк
IV	Средней точности	в	0,5-1,0	400	200

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.

Расчет искусственного освещения

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен.

Размещение светильников в помещении определяется следующими размерами:

$A = 47$ м — длина цеха;

$B = 10$ м — ширина цеха;

$H = 6,0$ м — высота цеха;

$h_c = 0,5$ м — расстояние от перекрытия до светильников (свес);

$h_p = 0,7$ м — высота от пола до рабочей поверхности;

$\rho_{\text{п}} = 50\%$ - коэффициент отражения потолка для бетонного потолка [39. стр. 9, табл. 7];

$\rho_{\text{ст}} = 30\%$ - коэффициент отражения для бетонных стен с окнами [39. стр. 9, табл. 7].

Высота светильников над полом (высота подвеса)

$$h_{\text{п}} = H - h_c = 6,0 - 0,5 = 5,5 \text{ м.}$$

Расчетная высота (высота светильников над рабочей поверхностью)

$$H_p = h_{\text{п}} - h_p = 5,5 - 0,7 = 4,8 \text{ м.}$$

Интегральный критерий оптимальности расположения люминесцентных светильников с защитной решеткой [39, стр. 6, табл. 4]

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

Расстояние между соседними рядами светильников

$$L = \lambda \cdot H_p = 1,1 \cdot 4,8 = 5,3 \text{ м.}$$

Рекомендуемое расстояние от крайних рядов светильников до стены

$$L_{\text{рек}} = \frac{L}{3} = \frac{5,3}{3} = 1,8 \text{ м.}$$

Таким образом, принимаем число рядов светильников $m = 2$ шт.

Число светильников в каждом ряду 25 шт.

Общее количество светильников $N = 50$ шт.

Общее количество ламп $n = 2 \cdot N = 100$ шт.

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

$$L = \frac{B - L \cdot (m - 1)}{2} = \frac{10,0 - 5,3 \cdot (2 - 1)}{2} = 2,4 \text{ м.}$$

Индекс помещения

$$i = \frac{F_{\text{ц}}}{H_p \cdot (A + B)} = \frac{470}{4,8 \cdot (47,0 + 10,0)} = 1,7,$$

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

Коэффициент использования [39, стр. 11, табл. 8]

$$\eta = 0,55.$$

Необходимый световой поток ламп в каждом ряду

$$\Phi = \frac{E_{\text{н}} \cdot K_3 \cdot F_{\text{ц}} \cdot Z}{\eta \cdot n} = \frac{200 \cdot 1,8 \cdot 470 \cdot 1,1}{0,55 \cdot 100} = 3384 \text{ Лм,}$$

где $E_{\text{н}}$ – нормируемое значение минимальной освещенности (разряд IV, подразряд "в"), лк [39, стр. 7, табл. 5];

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (ИС, светотехнической арматуры, стен и пр., т.е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли [39, стр. 9, табл. 6];

$Z = E_{\text{ср}} / E_{\text{мин}}$ – коэффициент, характеризующий неравномерность освещения (для люминесцентных ламп) [39, стр. 8].

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

Принимаем люминесцентные лампы типа ЛБ-40. Мощность принятых ламп $P_{\text{ном}} = 40$ Вт. Световой поток принятых ламп $\Phi_{\text{л.станд}} = 3200$ Лм. [39, стр. 9, табл. 6].

$$\begin{aligned} -10\% &\leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\% \\ &-10\% \leq -5,8\% \leq +20\%, \end{aligned}$$

проверка выполняется.

Электрическая мощность осветительной установки

$$P_0 = n \cdot P_{\text{ном}} = 100 \cdot 40 = 4000 \text{ Вт.}$$

В рассматриваемом цехе был произведен расчет искусственного освещения с применением люминесцентных ламп. План размещения светильников приведен на рисунке 8.1.

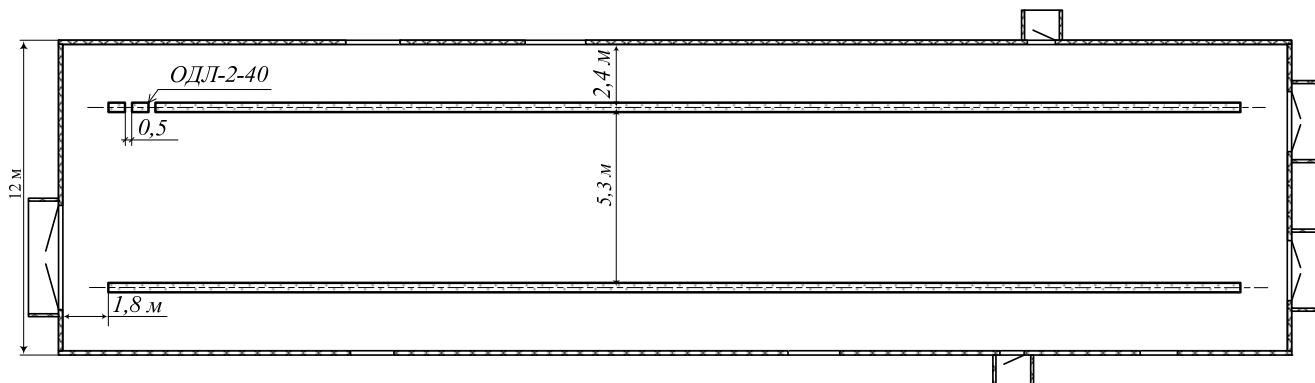


Рисунок 8.1 – План размещения светильников

8.1.2 Анализ выявленных опасных факторов

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Настоящий стандарт ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» [14] устанавливает предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека, предназначенные для проектирования способов и средств защиты людей, при взаимодействии их с электроустановками производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц, ПУЭ [15], Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328 н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [16].

В отношении опасности поражения электрическим током рассматриваемый цех относится к помещению с повышенной опасностью. В цехе отсутствует токопроводящая пыль, но присутствует влажность и 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 [15].

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 8.7 [14].

Таблица 8.7 – Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки

Род тока	U, В	I, mA
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме производственных электроустановок напряжением до 1000 В с глухозаземленной или изолированной нейтралью и выше 1000 В с изолированной нейтралью не должны превышать значений, указанных в таблице 8.8 [14].

Таблица 8.8 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме производственных электроустановок

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока t, с							
		0,1	0,3	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0	Св.1,0
Переменный 50 Гц	U, В	340	135	105	85	75	70	60	20
	I, мА	400	160	125	90	75	65	50	6
Переменный 400 Гц	U, В	500	330	200	140	130	110	100	36
	I, мА								8
Постоянный	U, В	500	350	250	230	220	210	200	40
	I, мА								15

Защиту человека от воздействия напряжений прикосновения и токов обеспечивают конструкция электроустановок, технические способы и средства защиты, организационные и технические мероприятия по ГОСТ Р 12.1.019-2009 [17].

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства [16]:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- изоляцию рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы [16]:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциала;
- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- малое напряжение;
- контроль изоляции;
- компенсация токов замыкания на землю;
- средства индивидуальной защиты.

Трансформаторную подстанцию, питающую цех, необходимо обеспечить защитными средствами.

1. Для работы с электроустановками выше 1000 В применяются [16].

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.).

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 [16]:

Основные защитные средства:

- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- диэлектрические перчатки;
- слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками.

Дополнительные защитные средства:

- диэлектрические боты;
- диэлектрические ковры;
- переносные заземления;
- изолирующие подставки и накладки;
- оградительные устройства;
- плакаты и знаки безопасности.

Каждая подстанция должна иметь комплект предупредительных плакатов.

На рабочем месте дежурного персонала находится полный комплект рабочих инструкций и инструкций по технике безопасности [16]:

1. Должностная инструкция дежурного данного района обслуживания.
2. Инструкция по производству оперативных переключений на подстанции данного района.
3. Инструкция действий оперативного персонала в случае аварии.
4. Инструкция по отысканию однофазных замыканий на землю в данном районе подстанций.
5. Инструкция дежурного персонала по технике безопасности.
6. Оперативный журнал.
7. Журнал производства работ.
8. Журнал телефонограмм.
9. Журнал закороток.

8.2 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 сбросов трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием, на подстанциях предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники.

Мероприятия по экологической безопасности регламентируются ГОСТ 17.1.3.13-86. «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений» [29], СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» [30], ГН 2.2.5.2308-07. «Ориентировочный безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» [31].

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

Для предприятия устанавливается санитарно-защитная зона в соответствии с санитарной классификацией предприятия, 1000 м [30].

В самом цехе 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.

Сохранение природы является для предприятия одной из приоритетных задач. Регулярно разрабатываются и внедряются новые проекты, позволяющие сберечь окружающую среду. В структуру компании входит отдел экологии с собственными аккредитованными лабораториями, отслеживающими состояние воды и воздуха, как на территории предприятия, так и за его пределами.

В целях общего улучшения состояния окружающей среды мероприятиями по обеспечению благоприятных условий жизни населения предусматривается:

1. Озеленение и благоустройство территории предприятия;
2. Содержание дорог, тротуаров и прилегающих озелененных территорий в соответствии с санитарными требованиями;
3. Ликвидация несанкционированных свалок отходов;
4. Создание и обустройство санитарно-защитной зоны предприятия.

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации. Основные причины и ликвидация последствий

Мероприятия по безопасности и защите населения и территорий регламентируются ГОСТ Р 22.0.07-95 «Безопасность в ЧС. Источники техногенных ЧС. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров» [32], ФЗ от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера» [33], ГОСТ Р 22.3.03-94. «Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения» [34].

К чрезвычайным ситуациям относятся военные действия, аварии, катастрофы, пожары, стихийные бедствия. К стихийным бедствиям обычно относят землетрясения, наводнения, селевые потоки, оползни и др. [32].

Основные причины возникновения чрезвычайных ситуаций:

- результат стихийных бедствий;
- воздействие внешних природных факторов, приводящих к старению материалов;
- технико-производственные дефекты сооружений;
- нарушение правил эксплуатации сооружений и технологических процессов;
- нарушение правил техники безопасности при ведении работ и во время технологических процессов.

К чрезвычайным ситуациям в рассматриваемом цехе можно отнести нарушения бесперебойности электроснабжения. В случае возникновения выхода из строя одной из двух кабельных линий, электроснабжение цеха будет обеспечивать вторая кабельная линия.

Для повышения устойчивости к ЧС предусмотрены различные меры [33]:

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.

Пожары

Основы противопожарной защиты определяются Федеральным законом от 22.07.2013 г. №213-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [35].

Основной причиной пожаров на предприятиях является нарушение технологического режима. Пожарная опасность электроустановок обусловлена наличием горючих изоляционных материалов.

На предприятии на основе типовых правил пожарной безопасности для промышленных предприятий разрабатываются объектовые и цеховые противопожарные инструкции. Ответственность за соблюдения необходимого противопожарного режима и своевременное выполнение противопожарных мероприятий возлагается на начальника цеха.

По пожарной и взрывопожарной опасности помещения производственного и складского назначения независимо от их функционального назначения подразделяются на следующие категории НПБ 105-03 «Определение категорий, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»:

- 1) повышенная взрывопожароопасность (А);
- 2) взрывопожароопасность (Б);
- 3) пожароопасность (В1 - В4);
- 4) умеренная пожароопасность (Г);
- 5) пониженная пожароопасность (Д).

Рассматриваемый цех относится к категории В по пожарной опасности помещения производственного и складского назначения.

Пожарная техника в зависимости от назначения и области применения подразделяется на следующие типы [35]:

- 1) первичные средства пожаротушения;
- 2) мобильные средства пожаротушения;
- 3) установки пожаротушения;
- 4) средства пожарной автоматики;
- 5) пожарное оборудование;
- 6) средства индивидуальной защиты и спасения людей при пожаре;
- 7) пожарный инструмент (механизированный и немеханизированный);
- 8) пожарные сигнализация, связь и оповещение.

Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах. Первичные средства размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, в безопасности при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа.

В помещении цеха устанавливается пожарный инвентарь, согласно РД 153-34.0-03.301-00 [36] такие первичные средства пожаротушения, как:

- углекислотные огнетушители ОУ-2 и ОУ-5;
- пенные огнетушители ОВП-4;
- ящик с песком;
- ведра;
- лопаты и багор;
- асбест.

На предприятии используется система автоматической пожарной безопасности, основанная на датчиках различных видов (дымовые, тепловые, датчики пламени). В случае возникновения пожара, срабатывает система оповещения, подается световой и звуковой сигнал об опасности.

На площадках предприятия устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения.

Запрещение курения в неустановленных местах и производства огневых работ в пожароопасных помещениях.

План эвакуации представлен на рисунке 8.2.

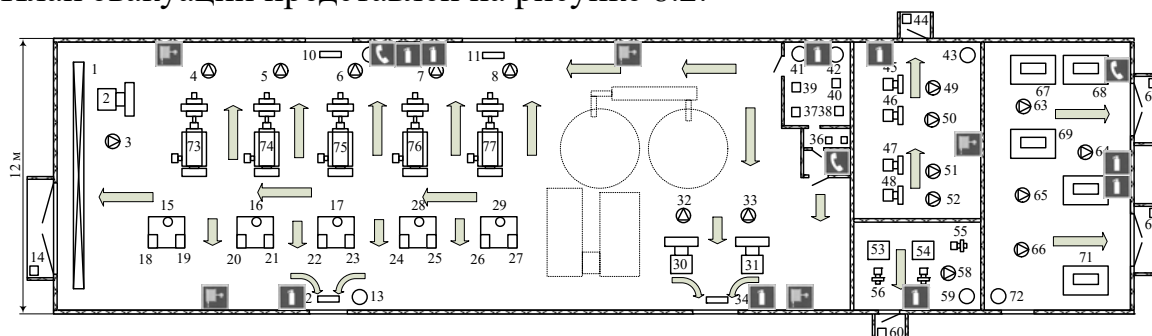


Рисунок 8.2 – План эвакуации

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Под вредными условиями труда следует понимать присутствие на производстве таких факторов, которые наносят ущерб здоровью работников. То есть на рабочих местах не соблюдены определенные гигиенические требования, что может оказывать отрицательное воздействие на дееспособность служащих, а также на здоровье их возможных детей.

Работникам предприятия приходится часто выполнять различные операции, сопряженные с прямым риском здоровью (вредные условия труда). Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства РФ от 29.03.2002 г. №188 «Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки» [37], Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда» [38].

Люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями, Трудовой кодекс РФ, ст. 165 «Случаи предоставления гарантий и компенсаций».

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Грамотная социальная политика - ключ к успеху предприятия, ведь эффективность работы напрямую зависит от эмоционального комфорта и позитивного настроения коллектива.

Эффективная социальная политика и ответственные, партнерские отношения со своими работниками, являются важнейшими факторами долгосрочного устойчивого развития компании. Максимальная безопасность производства и

забота о благосостоянии сотрудников были и остаются основными составляющими социальных программ.

Ежегодно на социальные программы предприятие выделяет средства. Сюда входит:

- организация санаторно-курортного лечения, оздоровление работников и их детей;
- оказание медицинских услуг;
- развитие корпоративного спорта и культурно-массовой деятельности;
- материальное поощрение работников к юбилеям и знаменательным датам;
- материальная помощь работникам, нуждающимся в дополнительной социальной поддержке;
- единовременные компенсационные выплаты увольняющимся работникам в связи с выходом на пенсию;
- пенсионные социальные программы, предусматривающие досрочное оформление пенсии работникам;
- выплаты ежеквартальной материальной помощи для частичного покрытия расходов по квартплате, коммунальным услугам, приобретению угля на зимний период, а также единовременной материальной помощи на оплату медикаментов и т.д.

Сотрудники предприятия имеют ряд социальных гарантий, а также спектр финансовых льгот, таких как социальное страхование, кредитование, материнские выплаты. Предусмотрено бесплатное обучение в ВУЗах, регулярное повышение квалификации.

К организационным мероприятиям, обеспечивающим безопасность работ электромонтера согласно Межотраслевым правилам по охране труда относятся:

- инструктаж;
- 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.

8.5 Заключение

В данном пункте проанализированы опасные и вредные факторы на предприятии, рассмотрена экологическая безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях. Произведен расчет искусственного освещения рассматриваемого цеха. В целом можно сказать, что риск для жизни и здоровья сотрудников предприятия сведен к минимуму.

ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Башкиров А.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ляпушкин С.В.					1	3
Консульт.						НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1		
Н. контр.								
Уте.								

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью работы было осуществление электроснабжения всех электроприёмников насосной станции оборотной воды ОАО "Рудник имени Матросова" Наталкинский ГОК и всего предприятия в целом. Первым этапом для достижения цели было определение расчетной электрической нагрузки цеха «методом упорядоченных диаграмм», то есть методом коэффициента спроса и коэффициента максимума и определение расчетной нагрузки предприятия в целом, определяемая, по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учетом расчетной нагрузки освещения цехов и территории предприятия, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП и потерь в высоковольтных линиях.

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. На ГПП установлены два двухобмоточных трансформатора марки ТДН-10000/110. Марка трансформаторов ГПП и напряжение питающих линий было выбрано на основании технико-экономического расчета. На стороне 110кВ принята схема в виде двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой. 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.

Далее было определено число и мощность цеховых трансформаторов. Номинальная мощность цеховых трансформаторов принята равной 630 кВА, минимальное расчётное число трансформаторов цеховых ТП равно десяти. С учетом выбранного числа цеховых трансформаторов был произведен расчет и выбор компенсирующих устройств.

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.

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.

Кроме того была рассмотрена релейная защита синхронного двигателя. Рассчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

В экономической части был произведен расчет сметы расходов на покупку, монтаж и техническое обслуживание электрооборудования, а так же смета на разработку проекта.

Произведен анализ опасных и вредных факторов на предприятии, техника безопасности, производственная санитария и пожарная безопасность. Так же был произведен расчет искусственного освещения цеха.

По проводимым в процессе расчётов проверкам, по карте селективности и по эпюрам отклонения напряжения можно сделать вывод, что данная модель электроснабжения цеха и всего предприятия в целом надёжна и пригодна к эксплуатации.

ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Башкиров А.В.</i>			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	4
<i>Консульт.</i>						<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Утв.</i>								

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 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов»
15. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. Сибирское университетское издательство, 2011 г.

16. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328 н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»
17. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
18. ПОТ Р М-016-2001. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.
19. РД 153-34.0-03.150-00 «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»
20. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
21. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
22. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
23. СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»
24. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности»
25. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума.
26. СН 2.2.4/2.1.8.556 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»
27. СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях»
28. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение»
29. ГОСТ 17.1.3.13-86. «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений»
30. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»
31. ГН 2.2.5.2308-07. «Ориентировочна безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»
32. ГОСТ Р 22.0.07-95 «Безопасность в ЧС. Источники техногенных ЧС. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров»
33. ФЗ от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера»
34. ГОСТ Р 22.3.03-94. «Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения»
35. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №213-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

36. РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
37. Постановление Правительства РФ от 29.03.2002 г. №188 «Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки»
38. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда»
39. О.Б. Назаренко, А.Г. Дашковский. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. – Томск: Изд. ТПУ, 2001.
40. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

ДП-ФЮРА.3710000.051.ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Башкиров А.В.			Приложения	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ляпушкин С.В.					1	7
Консульт.								
Н. контр.								
Уте.								
						НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1		