

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника (бакалавриат)

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Профиль Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Электроснабжение ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ «Сургут Нефть»

УДК658.26:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б1	Шевченко Иван Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Однокопылов И.Г.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мелик-Гайказян М.В.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И. о. руководителя ОЭЭ ИШЭ	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ивашутенко А.С.	К.Т.Н.		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения
Р 1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа <i>электрических устройств, объектов и систем.</i>
Р 2	Уметь формулировать задачи в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> , анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
Р 3	Уметь проектировать <i>электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.</i>
Р 4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния <i>электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники</i> , интерпретировать данные и делать выводы.
Р 5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области <i>электроэнергетики и электротехники.</i>
Р 6	Иметь практические знания принципов и технологий <i>электроэнергетической и электротехнической</i> отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
Р 7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>электроэнергетики и электротехники</i>
Р 8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях <i>электроэнергетики и электротехники.</i>
Р 9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики и электротехники.</i>
Р 10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
Р 11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
Р 12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области <i>электроэнергетики и электротехники.</i>

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника (бакалавриат)

Профиль Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

УТВЕРЖДАЮ:

И. о. руководителя ОЭЭ ИШЭ

_____ А.С. Ивашутенко
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г4Б1	Шевченко Ивану Сергеевичу

Тема работы:

Электроснабжение ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ «Сургут Нефть»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 3483/с от 06.05.2019г

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2019г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы преддипломной практики, техническая литература, техническая документация.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение; описание технологического процесса; обоснование и выбор системы электропривода; выбор элементов и расчет параметров силового канала регулируемого электропривода; расчет статических и динамических характеристик; безопасность и экологичность проекта; экономическая часть; заключение.
Перечень графического материала	Функциональная схема и имитационная модель электропривода Динамические характеристики электропривода Статические характеристики электродвигателя и электропривода Технико-экономические показатели.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Мелик-Гайказян Мария Вигеновна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Заключение	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.04.2019г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Однокопылов И.Г.	к.т.н.		05.04.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б1	Шевченко Иван Сергеевич		05.04.2019г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника (бакалавриат)

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Профиль Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений

Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2019г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.05.2019	Основная часть	60
15.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2019	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Однокопылов И.Г.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

И. о. руководителя ОЭЭ ИШЭ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ивашутенко А.С.	К.Т.Н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 122 с., 22 рис., 39 табл., 32 источников, 9 прил.

Ключевые слова: ремонтно-механические мастерские, схема электроснабжения, линия, сеть, электроприемник, нагрузка, оборудование, защита, ток, напряжение.

Цель работы – проектирование схемы электроснабжения предприятия, выбор оборудования.

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

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

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

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	12
2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ РЕМОНТНО – МЕХАНИЧЕСКИХ МАСТЕРСКИХ	17
2.1 Распределение приёмников по пунктам питания	17
2.2 Определение расчетной нагрузки цеха	17
3 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ	20
3.1 Определение расчетной нагрузки предприятия	20
3.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок	23
3.3 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов	24
3.4 Компенсация реактивной мощности	24
3.5 Составление схемы внешнего электроснабжения	26
3.6 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГП	27
3.7 Выбор сечения линии, питающей ГПП	29
3.8 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение воздушных линий электропередачи	30
3.9 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового	32
3.10 Техничко-экономическое сравнение вариантов	33
3.11 Схема внутривозводской сети выше 1000 В	33
3.12 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	35
4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1000 В	38
4.1 Выбор выключателей и разъединителей	38
4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	39
4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	42
4.4 Учет электрической энергии	43
5 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ РЕМОНТНО-МЕХАНИЧЕСКИХ МАСТЕРСКИХ ..	45
5.1 Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники	45
5.2 Построение эпюры отклонения напряжения	48
5.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В	52
5.4 Построение карты селективности действия аппаратов защиты	54
5.5 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ	56
6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	58
6.1 Назначение РЗиА	58
6.3 Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий	59
6.5 Дифференциальные токовые защиты трансформаторов	60
6.6 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ГПП	61
ЗАДАНИЯ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»	65

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	66
7.1 SWOT-анализ работы ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ Сургутнефтегаз	66
7.2 Организация работ технического проекта	69
7.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования	69
7.2.2 Определение трудоемкости выполнения ТП.....	72
7.2.3 Порядок составления этапов подготовки производства и распределение исполнителей.....	73
7.2.4. Разработка графика проведения технического проекта	74
7.3. Расчёт затрат на осуществление технического проекта.....	76
7.3.1. Расчет материальных затрат технического проекта	76
7.3.2 Полная заработная плата исполнителей темы.....	77
7.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	79
7.3.5 Накладные расходы	79
7.3.6 Формирование сметы затрат технического проекта.....	79
7.3.7 Определение ресурсоэффективности проекта.....	80
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»	83
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	84
8.1 Производственная безопасность	85
8.2 Анализ потенциально выявленных вредных факторов	86
8.2.1 Отклонение показателей микроклимата	86
8.2.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте	88
8.2.3 Повышенный уровень вибрации	90
8.2.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений	91
8.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны	92
8.2.6 Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.....	93
8.2.7 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.....	94
8.3 Экологическая безопасность	97
8.4.2 Пожары	101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	108
Приложение А.....	111
Приложение Б	114
Приложение В	115
Приложение Г	116
Приложение Д.....	117
Приложение Е	120
Приложение Ж	121

Приложение И.....	122
Приложение К.....	123

ВВЕДЕНИЕ

Целью дипломного проекта является проектирование системы электроснабжения ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ «Сургутнефть», используя при проектировании реальные данные предприятия (генплан, план цеха, сведения об электрических нагрузках), детально проработать систему электроснабжения приемников в здании рассматриваемого цеха, сделать выводы.

Открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз» — одна из крупнейших российских нефтяных компаний. Сфера деятельности компании охватывает разведку, обустройство и разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений, добычу и реализацию нефти и газа, производство и сбыт нефтепродуктов и продуктов нефтехимии. В настоящее время более чем 50 подразделений ОАО «Сургутнефтегаз» выполняют полный комплекс работ по разведке, обустройству и разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений, добыче и реализации нефти и газа.

Согласно независимой оценке, извлекаемые запасы нефти и газа ОАО «Сургутнефтегаз» составляют около 2,5 миллиардов тонн нефтяного эквивалента. Пополнение сырьевой базы происходит за счет приобретения новых перспективных участков и проведения геологоразведочных работ на месторождениях.

«Сургутнефтегаз» добывает более 10 миллиардов кубометров газа в год, что составляет около трети газа, производимого российскими нефтяными компаниями. Причем, компания не просто добывает газ в качестве сырья, но и подготавливает его до товарной продукции, соответствующей требованиям государственных стандартов. В перспективе компания имеет возможность нарастить добычу газа до 22 млрд куб. м в год. Газ, добываемый на месторождениях «Сургутнефтегаза», по содержанию метана (94-96%) незначительно отличается от природного газа, где содержание метана составляет 98%. Такие характеристики добываемого газа, в перспективе, позволяют поставлять его в магистральные газопроводы, а также увеличить поставки газа на электростанции, в том числе и на собственные, создаваемые для обслуживания отдаленных нефтепромыслов.

Сектор нефтепереработки ОАО «Сургутнефтегаз» представлен заводом в городе Кириши Ленинградской области — ООО «Киришинефтеоргсинтез». Установленная мощность первичной переработки нефти составляет 17,3 миллиона тонн в год.

Третьей важнейшей сферой деятельности ОАО «Сургутнефтегаз», наряду с добычей нефти и газа и переработкой нефти, является реализация нефтепродуктов. Сбытовые предприятия компании - «Псковнефтепродукт», «Калининграднефтепродукт», «Тверьнефтепродукт», «Новгороднефтепродукт»

расположены на северо-западе России. Эти предприятия унаследовали традиционную сеть реализации горюче-смазочных материалов.

Сбытовой сектор «Сургутнефтегаз» располагает более чем 300 авто- и газозаправочными станциями, 32 нефтебазами и 24 нефтескладами. Автозаправочные станции расположены на крупных международных трассах, оснащены многопродуктовыми топливораздаточными колонками и международными стандартами сервиса.

ОАО «Сургутнефтегаз» состоит из ряда структурных подразделений, таких как нефтегазодобывающие управления (НГДУ), управление буровых работ (УБР), управление капитального ремонта скважин (УКРС), управление подземного ремонта скважин (УПРС) и т.д.

Одним из таких подразделений является УЭСХ НГДУ "Сургутнефть". Организация занимается управлением электросетевого хозяйства.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

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

Наименование объекта	Число смен	Категория ЭП	Среда	Установленная мощность, кВт
1 Зона хранения ТМЦ	1	III	Нормальная	245
2 Административное помещение	1	III	Нормальная	272
3 Теплая стоянка автомобилей №7	2	II	Нормальная	203
4 Теплая стоянка автомобилей №1	2	II	Нормальная	196
5 КПП	3	III	Нормальная	18
6 Насосная 0,38кВ 10,0кВ АД 2 × 630 кВт	3	II	Влажная	864 1260
7 Центральный тепловой пункт	3	II	Жаркая	222
8 Газораспределительный пункт	3	II	Нормальная	103
9 Цех ремонта оборудования	1	III	Нормальная	735
10 Столовая	2	III	Нормальная	178
11 Ремонтно-механические мастерские	2	III	Нормальная	—
12 АБК	2	III	Нормальная	156
13 Материально-технический склад	1	III	Нормальная	61
14 Профилакторий	1	II	Нормальная	96
15 Маслоклад	1	III	Пожароопасная	25

Генплан предприятия представлен на рисунке 1.1

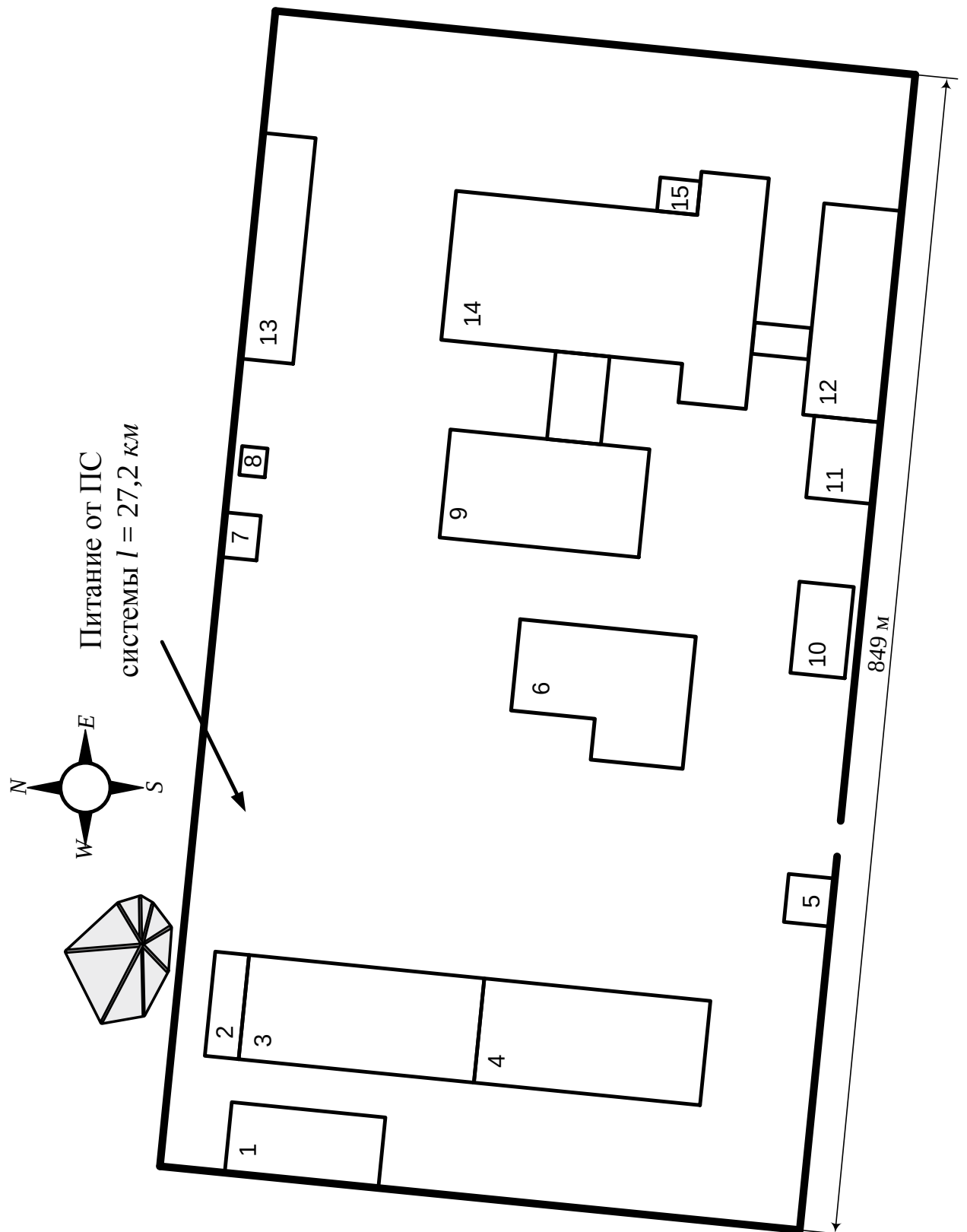


Рисунок 1.1 – Генплан предприятия

Таблица 1.2 – Сведения об электрических нагрузках ремонтно-механических мастерских

Наименование	$P_{уст}$ кВт	$K_{исп}$	$\cos\varphi$	$\tg\varphi$	η	$K_{пуск}$	$I_{ном}$ А	$I_{пуск}$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1 Вытяжная вентиляция	8,0	0,65	0,80	0,75	0,89	7	17,1	119,5
2 Приточная вентиляция	8,0	0,65	0,80	0,75	0,89	7	17,1	119,5
3 Вытяжная вентиляция	8,0	0,65	0,80	0,75	0,89	7	17,1	119,5
4 Приточная вентиляция	8,0	0,65	0,80	0,75	0,89	7	17,1	119,5
5 Стенд разборки электродвигателей	8,2	0,40	0,75	0,88	0,89	5	18,7	93,3
6 Стенд разборки электродвигателей	8,2	0,40	0,75	0,88	0,89	5	18,7	93,3
7 Стенд контроля подшипников	5,4	0,40	0,75	0,88	0,89	5	12,3	61,5
8 Пресс	7,1	0,25	0,65	1,17	0,89	5	18,6	93,2
9 Пресс	7,1	0,25	0,65	1,17	0,89	5	18,6	93,2
10 Точильный станок	2,2	0,16	0,50	1,73	0,89	5	7,5	37,6
11 Сверлильный станок	2,4	0,16	0,50	1,73	0,89	5	8,2	41,0
12 Зубофрезерный станок	12,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	41,0	204,9
13 Зубофрезерный станок	12,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	41,0	204,9
14 Ножницы листовые	12,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	41,0	204,9
15 Ножницы листовые	12,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	41,0	204,9
16 Расточный станок	5,1	0,16	0,50	1,73	0,89	5	17,4	87,1
17 Расточный станок	5,1	0,16	0,50	1,73	0,89	5	17,4	87,1
18 Сверлильный станок	5,3	0,16	0,50	1,73	0,89	5	18,1	90,5
19 Сверлильный станок	5,3	0,16	0,50	1,73	0,89	5	18,1	90,5
20 Компрессор	22,0	0,70	0,80	0,75	0,89	5	46,9	234,7
21 Калорифер	20,0	0,75	0,95	0,33	0,95	—	33,7	—
22 Токарный станок	25,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	85,4	426,8
23 Токарный станок	25,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	85,4	426,8
24 Токарный станок	25,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	85,4	426,8
25 Разметочный станок	10,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	34,1	170,7
26 Разметочный станок	10,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	34,1	170,7
27 Разметочный станок	10,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	34,1	170,7
28 Станок дисковый	2,3	0,16	0,50	1,73	0,89	5	7,9	39,3
29 Станок дисковый	2,3	0,16	0,50	1,73	0,89	5	7,9	39,3
30 Шлифовальный станок	6,4	0,16	0,50	1,73	0,89	5	21,9	109,3
31 Ножницы кривошипные	4,7	0,16	0,50	1,73	0,89	5	16,0	80,2
32 Компрессор	7,8	0,70	0,80	0,75	0,89	5	16,6	83,2
33 Калорифер	10,0	0,75	0,95	0,33	0,95	—	16,8	—

Окончание Таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34 Печь индукционная	16,1	0,70	0,95	0,33	0,95	—	27,1	—
35 Масляная ванна	18,3	0,70	0,95	0,33	0,95	—	30,8	—
36 Вытяжная вентиляция	10,0	0,65	0,80	0,75	0,89	7	21,3	149,4
37 Масляная ванна	11,3	0,70	0,95	0,33	0,95	—	19,0	—
38 Сварочный агрегат ПВ = 60%	12,2	0,30	0,35	2,68	0,98	3	54,0	162,1
39 Сварочный агрегат ПВ = 60%	12,2	0,30	0,35	2,68	0,98	3	54,0	162,1
40 Выпрямитель сварочный	15,0	0,30	0,35	2,68	0,98	3	66,4	199,3
41 Сварочный полуавтомат	4,4	0,30	0,35	2,68	0,98	3	19,5	58,5
42 Вытяжная вентиляция	15,0	0,65	0,80	0,75	0,89	7	32,0	224,1
43 Вытяжная вентиляция	15,0	0,65	0,80	0,75	0,89	7	32,0	224,1
44 Приточная вентиляция	18,0	0,65	0,80	0,75	0,89	7	38,4	268,9
45 Шкаф сушильный	9,9	0,70	0,95	0,33	0,95	—	16,7	—
46 Шкаф сушильный	9,9	0,70	0,95	0,33	0,95	—	16,7	—
47 Пресс	6,4	0,25	0,65	1,17	0,89	5	16,8	84,0
48 Пресс	6,4	0,25	0,65	1,17	0,89	5	16,8	84,0
49 Токарно-винторезный станок	20,2	0,16	0,50	1,73	0,89	5	69,0	344,8
50 Токарно-винторезный станок	20,2	0,16	0,50	1,73	0,89	5	69,0	344,8
51 Токарно-винторезный станок	20,2	0,16	0,50	1,73	0,89	5	69,0	344,8
52 Токарно-винторезный станок	20,2	0,16	0,50	1,73	0,89	5	69,0	344,8
53 Кран-балка ПВ = 25%	28,0	0,06	0,50	1,73	0,89	5	95,6	478,0
54 Кран-балка ПВ = 25%	28,0	0,06	0,50	1,73	0,89	5	95,6	478,0
55 Координатно-расточной станок	8,8	0,16	0,50	1,73	0,89	5	30,0	150,2
56 Координатно-расточной станок	8,8	0,16	0,50	1,73	0,89	5	30,0	150,2
57 Молот	12,1	0,20	0,65	1,17	0,89	5	31,8	158,9
58 Молот	12,1	0,20	0,65	1,17	0,89	5	31,8	158,9
59 Компрессор	10,2	0,70	0,80	0,75	0,89	5	21,8	108,8
60 Калорифер	10,0	0,75	0,95	0,33	0,95	—	16,8	—
61 Точильный станок	4,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	13,7	68,3
62 Точильный станок	4,0	0,16	0,50	1,73	0,89	5	13,7	68,3
63 Балансировочный станок	3,3	0,16	0,50	1,73	0,89	5	11,3	56,3
64 Балансировочный станок	3,3	0,16	0,50	1,73	0,89	5	11,3	56,3

План цеха с расположением электрического оборудования представлен на рисунке 1.2.

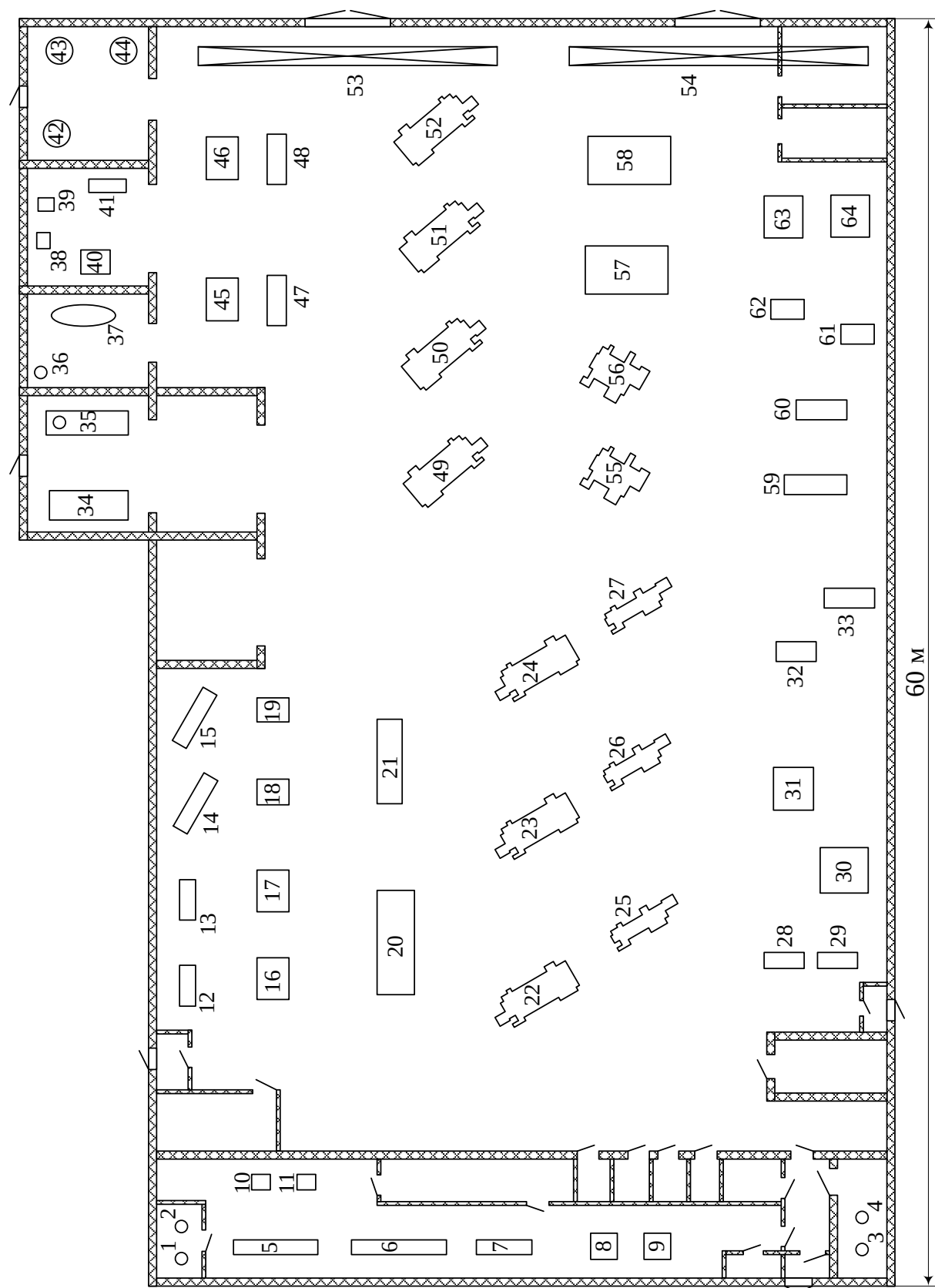


Рисунок 1.2 – Схема расположения электроприемников в здании ремонтно механических мастерских

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ РЕМОНТНО – МЕХАНИЧЕСКИХ МАСТЕРСКИХ

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 рассчитан на количество отходящих линий до двенадцати штук.

В приложении П 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%

$$P_{\text{ном}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 28,0 \cdot \sqrt{0,25} = 14,000 \text{ кВт.}$$

Сварочный аппарат ПВ=60%

$$P_{\text{ном}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 12,2 \cdot \sqrt{0,60} = 9,450 \text{ кВт.}$$

Для каждой группы определяется суммарная номинальная мощность (на примере группы «А» ПР1)

$$P_{\text{ном.}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}i} = 21,8 + 14,2 + 4,6 = 40,6 \text{ кВт.}$$

Коэффициент использования K_u , $\cos\varphi$, $\text{tg}\varphi$ 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 подъемных ворот)

$$P_{\text{см}} = K_u \cdot P_{\text{ном.}\Sigma} = 0,40 \cdot 21,8 = 8,7 \text{ кВт,}$$
$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi = 8,7 \cdot 0,88 = 7,7 \text{ кВАр,}$$

где $P_{ном}$ – суммарная номинальная активная мощность электроприемников;
 K_u – коэффициент использования активной мощности;
 $tg\varphi$ – принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

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

$$P_{см}^{''A''} = \sum_{i=1}^n P_{см.i} = 8,7 + 3,6 + 0,7 = 13,0 \text{ кВт},$$

$$Q_{см}^{''A''} = \sum_{i=1}^n Q_{см.i} = 7,7 + 4,2 + 1,3 = 13,1 \text{ кВАр},$$

Диапазон величины модуля силовой сборки

$$m = \frac{P_{ном.мах}}{P_{ном.мин}} = \frac{8,2}{2,2} = 3,7 > 3.$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования по группе

$$K_{u.ср} = \frac{P_{см}^{''A''}}{P_{ном.Σ}} = 6 = 0,32.$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности

$$tg\varphi_{ср} = \frac{Q_{см}^{''A''}}{P_{см}^{''A''}} = \frac{13,1}{13,0} = 1,01.$$

Для приемников группы «А» определим эффективное число электроприемников $n_э$

$$n_э = \frac{[P_{ном.Σ}]^2}{\sum P_{ном}^2} = \frac{40,6^2}{275,1} = 6,0 \text{ шт, принимаем } n_э = 6 \text{ шт.}$$

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

$$K_M = 1,89.$$

Коэффициент максимума реактивной мощности

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

Расчетная активная и реактивная максимальные мощности пункта

$$P_p^{''A''} = K_M \cdot P_{см}^{''A''} = 1,89 \cdot 13,0 = 24,6 \text{ кВт},$$

$$Q_p^{''A''} = K'_M \cdot Q_{см}^{''A''} = 1,1 \cdot 13,1 = 14,4 \text{ кВАр}.$$

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

$$P_p^{''Б''} = P_{см}^{''Б''} = 20,8 \text{ кВт}, Q_p^{''Б''} = Q_{см}^{''Б''} = 15,6 \text{ кВАр}.$$

Определяем активную, реактивную и полную максимальные мощности электроприемников пункта

$$P_p = P_p^{''A''} + P_p^{''Б''} = 24,6 + 20,8 = 45,4 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_p^{''A''} + Q_p^{''Б''} = 14,4 + 15,6 = 30,0 \text{ кВАр},$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{45,4^2 + 30,0^2} = 54,4 \text{ кВА}.$$

Определение расчётного тока пункта

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{54,4}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 82,7 \text{ А},$$

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

Определение пикового тока пункта

Номинальный ток самого мощного электроприемника пункта

$$I_{ном}^{max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{8,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,80 \cdot 0,89} = 17,1 \text{ А},$$

где, $P_{ном}$ – номинальная активная мощность электроприемника, кВт;
 η – КПД электроприемника.

Пусковой ток самого мощного электроприемника пункта

$$I_{пуск}^{max} = K_{пуск} \cdot I_{ном}^{max} = 7 \cdot 17,1 = 119,5 \text{ А},$$

где, $K_{пуск}$ – кратность пускового тока.

Пиковый ток пункта

$$I_{пик.п} = I_{пуск}^{max} + (I_p - K_{и.мах} \cdot I_{ном}^{max}) = 119,5 + (82,7 - 0,65 \cdot 17,1) = 191,1 \text{ А}$$

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

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

$$P_{н.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,016 \cdot 2450 = 39,2 \text{ кВт},$$

где $F_{ц}$ – 2450 м², площадь цеха;

$P_{уд.о}$ – 0,016 кВт/м² – удельная плотность осветительной нагрузки [1, стр. 22, табл. 1.11].

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{р.о} = K_{со} \cdot P_{н.о} = 0,95 \cdot 39,2 = 37,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.о} = P_{р.о} \cdot \text{tg} \varphi_0 = 37,2 \cdot 0,33 = 12,2 \text{ кВАр},$$

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

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

Определение расчётной нагрузки цеха с учетом освещения

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{р.о})^2 + (Q_p + Q_{р.о})^2} = \sqrt{(367,0 + 37,2)^2 + (251,5 + 12,2)^2} \\ = 482,6 \text{ кВА}.$$

Определение расчётного тока цеха

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{482,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 733,3 \text{ А},$$

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

Определение пикового тока цеха

Расчетный ток самого мощного пункта цеха

$$I_p^{max.ПР} = 108,0 \text{ А}.$$

Пусковой ток самого мощного электроприемника

$$I_{пуск}^{max} = 530,3 \text{ А},$$

Пиковый ток цеха

$$I_{пик.ц} = I_{пик}^{max.ПР} + I_p - I_p^{max.ПР} = 580,3 + 733,3 - 180,0 = 1205,6 \text{ А},$$

3 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1 Определение расчетной нагрузки предприятия

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

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

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

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

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

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

Расчет осветительной нагрузки цехов идентичен расчету осветительной нагрузки рассчитанного цеха.

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

Результаты расчетов заносятся в таблицу 3.1.

Пример расчета (Корпуса напольного содержания птицы).

$$P_{уст} = 245,0 \text{ кВт}; \quad K_c = 0,50; \quad \cos \varphi = 0,45; \quad \operatorname{tg} \varphi = 1,98.$$

Расчетные активная и реактивная мощности корпуса

$$P_p = K_c \cdot P_{уст} = 0,50 \cdot 245,0 = 122,5 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 122,5 \cdot 1,98 = 243,1 \text{ кВАр}.$$

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

$$P_{ном.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,016 \cdot 5782 = 92,5 \text{ кВт},$$

где $F_{ц}$ – 5782 – площадь цеха, м^2 ;

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

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

$$P_{р.о} = K_{со} \cdot P_{ном.о} = 0,95 \cdot 92,5 = 87,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.о} = P_{р.о} \cdot \operatorname{tg} \varphi_o = 87,9 \cdot 0,33 = 28,9$$

где $K_{со}$ – 0,95 – коэффициент спроса [1, стр. 22, табл. 1.10].

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

Полная максимальная мощность корпуса

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{\text{расч.о}})^2 + Q_p^2} = \sqrt{(122,5 + 87,9)^2 + (243,1 + 28,9)^2} = 343,9 \text{ кВА.}$$

Для удобства вынесем отдельно результаты расчетов

ЭП до 1000 В

ЭП выше 1000 В

$$\begin{aligned}\Sigma P_p^H &= 2041,8 \text{ кВт}, \\ \Sigma Q_p^H &= 1685,0 \text{ кВАр}, \\ \Sigma P_{\text{расч.о}} &= 1492,0 \text{ кВт}, \\ \Sigma Q_{\text{ро}} &= 490,4 \text{ кВтк},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Sigma P_p^B &= 756,0 \text{ кВт} \\ \Sigma Q_p^B &= 567,0 \text{ кВАр}\end{aligned}$$

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

$$S_p^H = \sqrt{(\Sigma P_p^H + \Sigma P_{\text{расч.о}})^2 + (\Sigma Q_p^H)^2} = \sqrt{(2041,8 + 1492,0)^2 + (1685,0 + 490,4)^2} = 4149,7 \text{ кВа.}$$

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

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{тр}} &= 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 4149,7 = 83,0 \text{ кВт}, \\ \Delta Q_{\text{тр}} &= 0,10 \cdot S_p^H = 0,10 \cdot 4149,7 = 415,0 \text{ кВАр}, \\ \Delta P_{\text{л}} &= 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 4149,7 = 124,5 \text{ кВт},\end{aligned}$$

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

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

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

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

$$P_{p\Sigma} = (\Sigma P_p^H + \Sigma P_p^B) \cdot K_{\text{р.м}} + P_{\text{расч.о}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{л}} = (2041,5 + 756,0) \cdot 0,95 + 1492,0 + 83,0 + 124,5 = 4357,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{p\Sigma} = (\Sigma Q_p^H + \Sigma Q_p^B) \cdot K_{\text{р.м}} + \Delta Q_{\text{тр}} = (1685,0 + 567,0) \cdot 0,95 + 490,4 + 415,0 = 3044,8 \text{ кВАр},$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{4357,4^2 + 3044,8^2} = 5315,8 \text{ кВА.}$$

где $K_{\text{р.м}} = 0,9 \div 0,95$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузки [3, стр. 35].

Приблизительные потери мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta P_{\text{тр.ГПП}} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 5315,8 = 106,3 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр.ГПП}} = 0,10 \cdot S_{p\Sigma} = 0,10 \cdot 5315,8 = 531,6 \text{ кВАр},$$

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

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

Определяем полную расчетную мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{\text{тр.ГПП}})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{\text{тр.ГПП}})^2} = \\ \sqrt{(4357,4 + 106,3)^2 + (3044,8 + 531,6)^2} = \sqrt{4463,8^2 + 3576,3^2} = 5719,7 \text{кВА}.$$

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

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_p}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{27,2} + \frac{2500}{4,464}}} = 39,5 \text{кВ},$$

где L – длина питающей линии, км;

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

С учетом рекомендаций принимаем к рассмотрению напряжение питающих линий

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{кВ}$$

Реактивная мощность, передаваемая в сеть предприятия от системы

$$Q_{\Sigma} = \alpha \cdot P_p = 0,24 \cdot 4463,8 = 1071,3 \text{кВАр},$$

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

Приблизительное значение мощности компенсирующих устройств

$$Q_{\text{ку}} = Q_p - Q_{\Sigma} = 3576,3 - 1071,3 = 2505,0 \text{кВАр}.$$

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

$$S_{\text{р.ГПП}} = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{ку}})^2} = \sqrt{4463,8^2 + (3576,3 - 2505,0)^2} = \\ \sqrt{4463,8^2 + 10701,3^2} = 4590,5 \text{кВА}.$$

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 (Зона хранения ТМЦ).

$$S_p = 373,9 \text{ кВА} \quad S_{p.o} = \sqrt{P_{p.o}^2 + Q_{p.o}^2} = \sqrt{87,9^2 + 28,9^2} = 92,5 \text{ кВА.}$$

$$x = 17,8 \text{ мм, } y = 125,9 \text{ мм}$$

Радиус окружности для силовой нагрузки корпуса

$$r = \sqrt{\frac{S_p}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{343,9}{3,14 \cdot 0,400}} = 16,5 \text{ мм}$$

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

$m = 0,400$ – масштаб для определения площади круга нагрузки до 1000 В, кВА/мм²;

$m = 1,250$ – кВА/мм² – масштаб для определения площади круга нагрузки выше 1000 В.

Угол сектора нагрузки освещения корпуса

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o}}{S_p} = \frac{360^\circ \cdot 92,5}{343,9} = 96,9 \text{ град.}$$

Тогда

$$S_p \cdot x = 343,9 \cdot 17,8 = 6120,7 \text{ кВА} \cdot \text{мм,}$$

$$S_p \cdot y = 343,9 \cdot 125,9 = 43292,1 \text{ кВА} \cdot \text{мм.}$$

Результаты расчетов располагаются в приложении В.

Координаты центра электрических нагрузок предприятия

$$x_0 = \frac{\sum (S_{p.i} \cdot x_i)}{\sum S_{p.i}} = \frac{621526,8}{5079,2} = 122,4 \text{ мм,}$$

$$y_0 = \frac{\sum (S_{p.i} \cdot y_i)}{\sum S_{p.i}} = \frac{369885,7}{5079,2} = 72,8 \text{ мм.}$$

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

$$x_0 = 95,0 \text{ мм,} \quad y_0 = 100,9 \text{ мм.}$$

Картограмма нагрузок приведена в приложении М.

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]

$$\sigma = \frac{S_p^H}{F_{ц}} = \frac{4149,7}{108740,0} = 0,038 \text{ кВА/м}^2 \text{ принимаем } S_{\text{ном.тр}} = 630 \text{ кВА.}$$

Таблица 3.1 – Данные по трансформаторам [1, стр. 157, табл. 7.3]

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	$U_{\text{к}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
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

$$n_{\text{тр.0}} = \frac{\sum(P_p^H + P_{\text{р.о}})}{\beta_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{3533,8}{0,7 \cdot 630} = 8,01 \text{ шт, принимаем } n_{\text{тр}} = 9 \text{ шт}$$

Активная нагрузка на один трансформатор

$$P_1 = \frac{\sum(P_p^H + P_{\text{р.о}})}{n_{\text{тр}}} = \frac{3533,8}{9} = 392,6 \text{ кВт.}$$

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

$$n_{\text{тр.i}} = \frac{\sum(P_p^H + P_{\text{р.о}})}{P_1} = \frac{210,4}{392,6} = 0,536 \text{ шт.}$$

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

Результаты расчетов располагаются в приложении Г.

На основании расчетов и группирований нагрузок на генплане предприятия производим расстановку цеховых трансформаторных подстанций, приложение Л.

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.

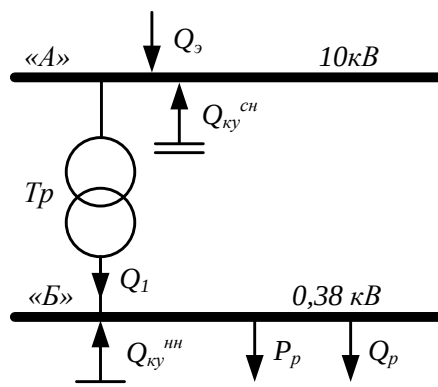


Рисунок 3.1 – Схема распределения реактивной мощности

На данном предприятии имеется асинхронная высоковольтная нагрузка.

$$Q_{AD} = 567,0 \text{ кВАр.}$$

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

$$Q_1 = \sqrt{(N_{тр} \cdot \beta \cdot S_{ном.тр})^2 - (P_p^n + P_{p.o})^2} = \sqrt{(9 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 3533,8^2} \\ = 1806,9 \text{ кВАр.}$$

Баланс реактивной мощности в узле «А»

$$Q_A = Q_{\Sigma} - Q_{AD} - Q_1 = 1071,3 - 567,0 - 1806,9 = -1302,6 \text{ кВАр.}$$

Компенсация со стороны среднего напряжения не требуется.

Баланс реактивной мощности в узле «Б»

$$Q_B = Q_1 - Q_{р.н} = 1806,9 - 2175,4 = -368,5 \text{ кВАр.}$$

Мощность конденсаторных установок на напряжении выше 0,4 В

$$Q_{ку,расч}^{HH} = Q_{рн} - Q_1 = 2175,4 - 1806,9 = 368,5 \text{ кВАр.}$$

Намечаем установку комплектных конденсаторных установок типа УКБ-0,38-150-УЗс параметрами [5, стр. 167, табл. П6.2]:

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

–номинальная мощность $Q_{ном.ку}=150\text{кВАр}$;

Полная реактивная мощность, генерируемая одной комплектной конденсаторной установкой

$$Q_{ку} = \left(\frac{U_{ном}^{сн}}{U_{ном.ку}} \right)^2 \cdot Q_{ном.ку} = \left(\frac{0,38}{0,38} \right)^2 \cdot 150 = 150 \text{ кВАр.}$$

Необходимое количество комплектных конденсаторных установок для установки на стороне НН

$$n_{ку,расч} = \frac{Q_{ку,расч}^{сн}}{Q_{ку}} = \frac{368,5}{150,0} = 2,5 \text{ шт, принимаем } n_{ку} = 2 \text{ шт}$$

Полная реактивная мощность, генерируемая комплектными конденсаторными установками

$$Q_{ку}^{сн} = Q_{ку} \cdot n_{ку} = 150 \cdot 2 = 300,0 \text{ кВАр.}$$

Суммарная генерируемая мощность компенсирующих устройств

$$Q_{ку}^{HH} = Q_{ку} \cdot n_{ку} = 0,0 + 300,0 = 300 \text{ кВАр.}$$

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

$$S_{р.ГПП} = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{ку})^2} = \sqrt{4463,8^2 + (3576,3 - 300,0)^2} \\ = \sqrt{4463,8^2 + 3276,3^2} = 5537,1 \text{ кВА.}$$

3.5 Составление схемы внешнего электроснабжения

Принимаем схему внешнего электроснабжения в виде двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой. При нарушении в трансформаторе, сработает защита и подаст сигнал на отключение выключателя в цепях трансформатора на низкой и высокой стороне. Секционный выключатель низкой стороны подключит секцию, оставшуюся без напряжения. Разъединители в ремонтной перемычке нормально отключены. В случае вывода в ремонт трансформатора или выключателя в цепи трансформатора есть возможность оставить в работе обе питающие линии путем включения разъединителей перемычки. Причем сначала включается перемычка, а затем отключаются цепи трансформатора. Схема представлена на рисунке 3.2.

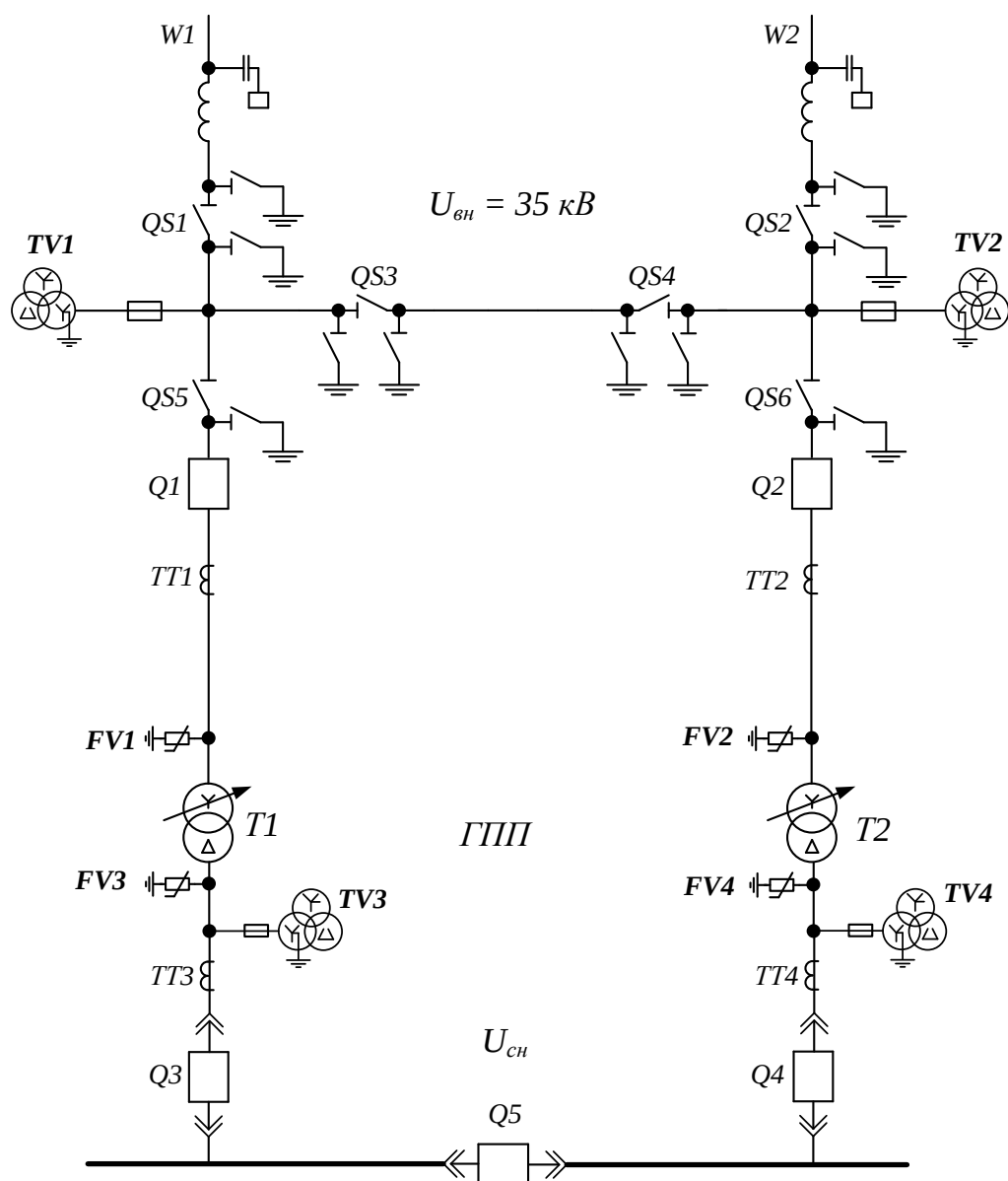


Рисунок 3.2 – Схема внешнего электроснабжения

3.6 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГП

Мощность трансформатора выберем с учетом известного суточного графика нагрузки предприятия, рисунок 3.3.

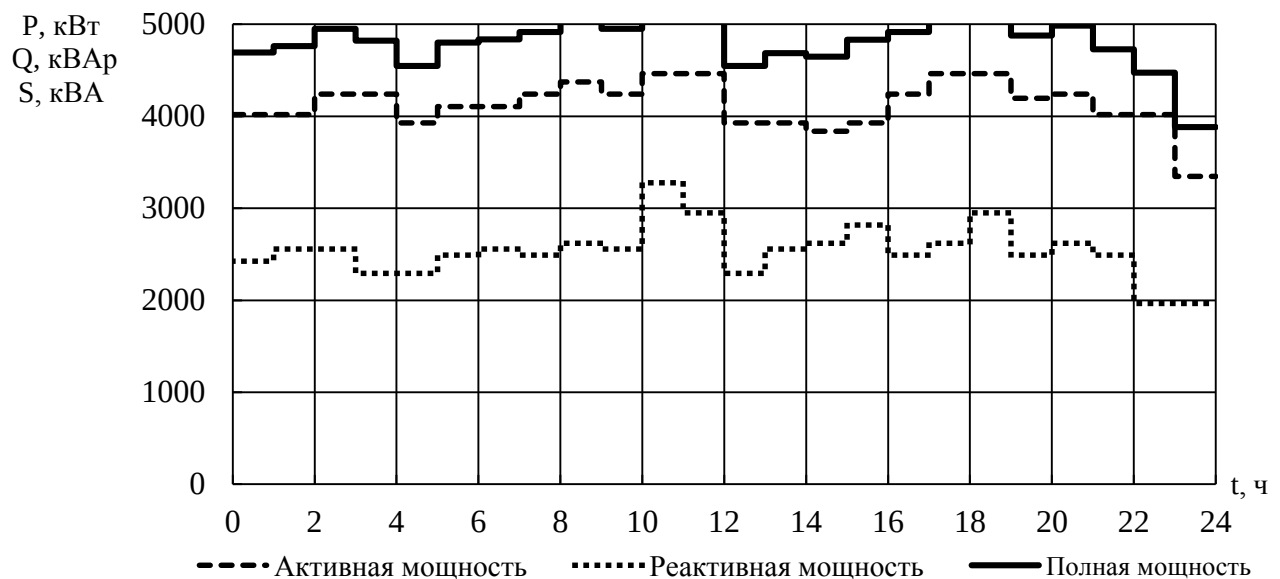


Рисунок 3.3 – Суточный график нагрузок предприятия

Из суточного графика можно определить

$$S_{max} = 5537,1 \text{ кВА.}$$

Потребляемая за сутки активная и реактивная энергия

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = 99050,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad V = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = 60939,7 \text{ кВАр} \cdot \text{ч.}$$

Средняя за сутки нагрузка предприятия

$$S_{cp} = \frac{\sqrt{W^2 + V^2}}{24} = \frac{\sqrt{99050,7^2 + 60939,7^2}}{24} = 4845,7 \text{ кВА.}$$

Суточный график активной нагрузки перестраиваем в годовой график нагрузок по продолжительности, рисунок 3.4.

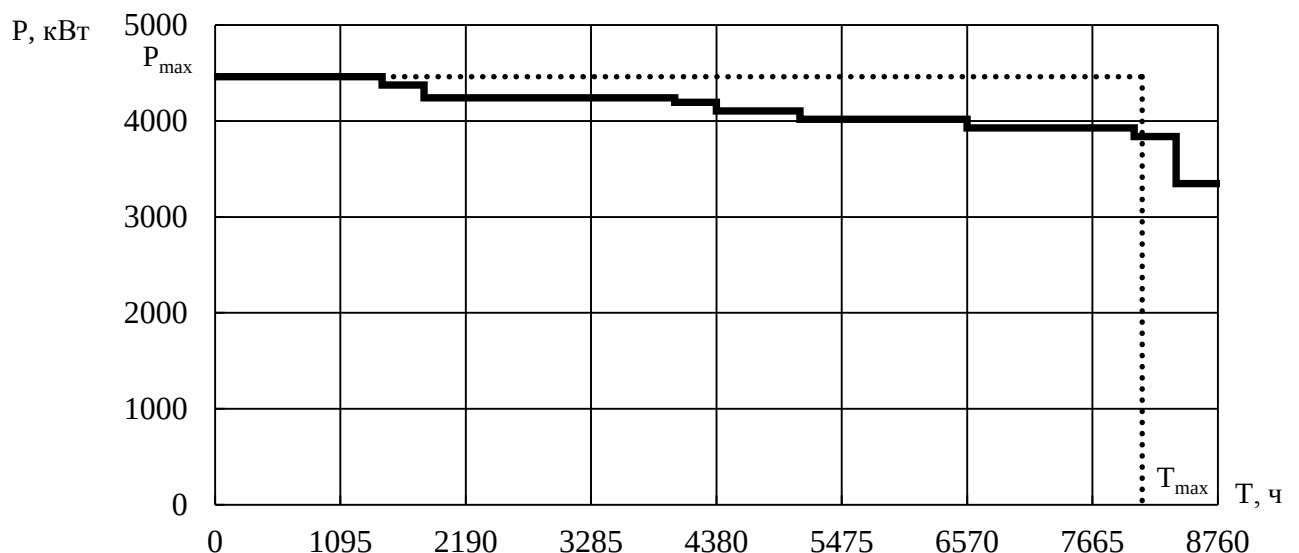


Рисунок 3.4 – Годовой график нагрузки по продолжительности

Количество потребленной за год электрической энергии

$$W_{год} = 36153492,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Число часов использования максимальной нагрузки

$$T_{max} = \frac{W_{год}}{P_{max}} = \frac{36153492,9}{4463,8} = 8099,4 \text{ ч.}$$

Время максимальных потерь

$$\tau_{max} = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 8099,4 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 7640,8 \text{ ч.}$$

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

$$k_{зап.гр} = \frac{S_{ср}}{S_{max}} = \frac{4845,7}{5537,1} = 0,88.$$

Продолжительность максимума нагрузки из суточного графика нагрузок предприятия

$$t_{max} = 3 \text{ ч.}$$

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

$$k_{нагр} = \frac{S_{max}}{S_{ном.тр}} = 0,98.$$

Расчетная мощность трансформаторов

$$S_{тр.расч} = \frac{S_{max}}{k_{нагр}} = \frac{5537,1}{0,98} = 5650,1 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке на ГПП по два трансформатора мощностью

$$S_{ном.тр} = 4000 \text{ кВА.}$$

$$S_{ном.тр} = 6300 \text{ кВА,}$$

1) Коэффициент загрузки

$$\beta = \frac{S_{max}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{5537,1}{2 \cdot 4000} = 0,69$$

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

$$1,4 \cdot S_{ном.тр} = 1,4 \cdot 4000 = 5600,0 \text{ кВА} >$$

$$k_{I-II} \cdot S_{max} = 0,55 \cdot 5537,1 = 3066,5 \text{ кВА.}$$

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

2) Коэффициент загрузки

$$\beta = \frac{S_{max}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{5537,1}{2 \cdot 6300} = 0,44.$$

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

$$1,4 \cdot S_{ном.тр} = 1,4 \cdot 6300 = 5600,0 \text{ кВА} >$$

$$k_{I-II} \cdot S_{max} = 0,55 \cdot 5537,1 = 3066,5 \text{ кВА.}$$

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

Таблица 3.2 – Параметры трансформаторов [6, стр. 207, табл. 5.12], [6, стр. 209, табл. 5.13], [6, стр. 212, табл. 5.17]

Тип	$S_{ном}$ МВА	$U_{вн}$ кВ	$U_{нн}$ кВ	$P_{хх}$ кВт	$Q_{хх}$ кВАр	$P_{кз}$ кВт	$Q_{кз}$ кВАр	U_k %	$I_{хх}$ %	Цена руб
ТМН-4000/35	4,0	35,0	11,0	6,7	40,0	33,5	300,0	7,5	1,00	2606100
ТМН-6300/35	6,3	35,0	11,0	9,2	56,7	46,5	472,5	7,5	0,90	3391500

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 35 кВ, трансформаторы ТМН–4000/35

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{расч} = \frac{n_{тр} \cdot S_{тр.ГПП}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 4000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 66,0 \text{ А.}$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{расч.п/ав} = \frac{n_{тр} \cdot S_{тр.ГПП}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 4000}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 132,0 \text{ А.}$$

Экономическое сечение

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

где $j_{эк}$ – 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 $I_{доп}=390 \text{ А}$ [6, стр. 82, табл. 3.15.]

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

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

Проверка выполняется

–Проверка по условию механической прочности: согласно ПУЭ, воздушные линии напряжением 35 кВ и выше, сооружаемые на двухцепных опорах с применением сталеалюминевых проводов, должны иметь сечение не менее 120 мм². Таким образом, проверка выполняется.

–Проверка по допустимой потере напряжения

$$L_{доп} < L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{доп} \cdot \frac{I_{доп}}{I_{расч}} = 2,05 \cdot 5 \cdot \frac{390}{66,0} = 60,6 \text{ км} > L_{факт} = 27,2 \text{ км,}$$

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

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

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

$L_{\Delta U 1\%} = 2,05$ – длина линии при полной загрузке, на которой потеря напряжения равна 1%, [3, стр. 89, табл. П.2.7].

– Проверка на корону: при номинальном напряжении 35 кВ не производится.

Расчет по второму варианту сведен в таблицу 3.3

Таблица 3.3 – Выбор сечения линии, питающей ГПП.

$U_{ном},$ кВ	Тр-тор	$I_{расч},$ А	$I_{расч. п/ав},$ А	$F_{эк},$ мм ²	Марка провода	$I_{доп},$ А	$1,3 \cdot I_{доп},$ А	$L_{доп},$ км	$L_{факт},$ км
35	ТМН-4000/35	66,0	132,0	66,0	АС 120/19	390,0	507,0	60,6	27,2
	ТМН-6300/35	103,9	207,8	103,9	АС 120/19	390,0	507,0	38,5	

3.8 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение воздушных линий электропередачи

При определении суммарных приведенных затрат рассчитываются капитальные затраты и эксплуатационные расходы

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

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

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

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

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

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

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

$E_{н.об} = 0,193$ – 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 строительные-монтажные работы.

ВЛЭП 35 кВ, трансформаторы ТМН–4000/35

Капитальные затраты на сооружение линии

$$K_{ЛЭП} = A \cdot L \cdot \gamma = 1999200 \cdot 27,2 \cdot 1,2 = 65253888,0 \text{ руб.}$$

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

Капитальные затраты на сооружение схемы

$$K_{об} = B \cdot \gamma = 1749300,0 \cdot 1,2 = 2099160,0 \text{ руб.}$$

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

Стоимость годовых потерь электроэнергии в линии

$$C_{\text{пот}} = n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot k_3^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}} = n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot \left(\frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}} =$$

$$2 \cdot 140 \cdot \left(\frac{66,0}{390} \right)^2 \cdot 27,2 \cdot 7640,8 \cdot 0,216 = 359608,8 \frac{\text{руб}}{\text{год}},$$

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

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} + E_{\text{ам.об}} \cdot K_{\text{об}} = 0,100 \cdot 65253888,0 + 0,067 \cdot 2099160,0$$

$$= 6666032,5 \frac{\text{руб}}{\text{год}},$$

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

$$C_{\text{обсл}} = E_{\text{обсл.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} + E_{\text{обсл.об}} \cdot K_{\text{об}} = 0,008 \cdot 65253888,0 + 0,059 \cdot 2099160,0$$

$$= 645881,5 \frac{\text{руб}}{\text{год}},$$

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

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

$$= 0,152 \cdot 65253888,0 + 0,193 \cdot 2099160,0 + 359608,8 + 6666032,5$$

$$+ 645881,5 = 17995251,7 \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Расчет по другой линии сведем в таблицу 3.4

Таблица 3.4 – Определение суммарных приведенных затрат на сооружение линии, питающей ГПП.

$U_{\text{ном}}$, кВ	Тр-тор	Марка провода	k_3	$K_{\text{лэп}}$, руб	$K_{\text{об}}$, руб	$C_{\text{пот}}$, руб/год	$C_{\text{ам}}$, руб/год	$C_{\text{обсл}}$, руб/год	$Z_{\text{лэп}}$, руб/год
35	ТМН-4000/35	АС 120/19	0,169	65253888,0	2099160,0	359608,8	6666032,5	645881,5	17995251,7
	ТМН-6300/35	АС 120/19	0,266	65253888,0	2099160,0	892054,5	6666032,5	645881,5	18527697,5

3.9 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового Оборудования

Суммарные приведенные затраты на установку силового оборудования определяются из выражения

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

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

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

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

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

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

Трансформатор ТРДН-4000/35

Капитальные затраты на установку трансформаторов

$$K_{тр} = K \cdot n_{тр} \cdot \gamma = 2606100 \cdot 2 \cdot 1,2 = 6254640,0 \text{ руб.}$$

Приведенные потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + k_{эк} \cdot \Delta Q_{xx} = 6,7 + 0,07 \cdot 40,5 = 9,5 \text{ кВт.}$$

$$\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + k_{эк} \cdot \Delta Q_{кз} = 33,5 + 0,07 \cdot 300,0 = 54,5 \text{ кВт.}$$

Где $k_{эк} = 0,07$ – 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

$$C_{пот} = n_{тр} \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_{вкл} + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau_{max}) \cdot \Delta C_{э} \\ = 2 \cdot (9,5 \cdot 8760 + 0,69^2 \cdot 54,5 \cdot 7640,8) \cdot 0,0216 = 122067,9 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{ам} = E_{ам} \cdot K_{тр} = 0,067 \cdot 6254640,0 = 419060,9 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

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

Отчисления на обслуживание трансформаторов

$$C_{обсл} = E_{обсл} \cdot K_{тр} = 0,059 \cdot 6254640,0 = 369023,8 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

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

Суммарные приведенные затраты

$$Z_{об} = E_{н.об} \cdot K_{тр} + C_{пот} + C_{ам} + C_{обсл} = \\ 0,193 \cdot 6254640,0 + 122067,9 + 419060,9 + 369023,8 = 21179298,1 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Расчет по другим трансформаторам сведен в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

$U_{ном},$ кВ	Тр-тор	$\Delta P'_{xx},$ кВт	$\Delta P'_{кз},$ кВт	β	$K_{тр},$ руб	$C_{пот},$ руб/год	$C_{ам},$ руб/год	$C_{обсл},$ руб/год	$З_{тр},$ руб/год
35	ТМН-4000/35	9,5	54,5	0,69	6254640,0	122067,9	419060,9	369023,8	2117298,1
	ТМН-6300/35	13,2	79,6	0,44	8139600,0	100509,3	545353,2	480236,4	2697041,7

3.10 Технико-экономическое сравнение вариантов

Для удобства сравнения сведем результаты технико-экономических расчетов в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Сравнение суммарных приведенных затрат

$U_{ном},$ кВ	Тр-тор	Марка провода	$З,$ руб/год
35	ТМН-4000/35	АС 120/19	20112549,8
	ТМН-6300/35	АС 120/19	21224739,2

Исходя из сравнения расчетов, можно сделать вывод, что по приведенным затратам наиболее целесообразен вариант с трансформаторами мощностью 4000 кВА.

3.11 Схема внутриводской сети выше 1000 В

Распределительная сеть выше 1000 В по территории предприятия выполняется трёхжильными кабелями марки АВБбШв (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 3.5.

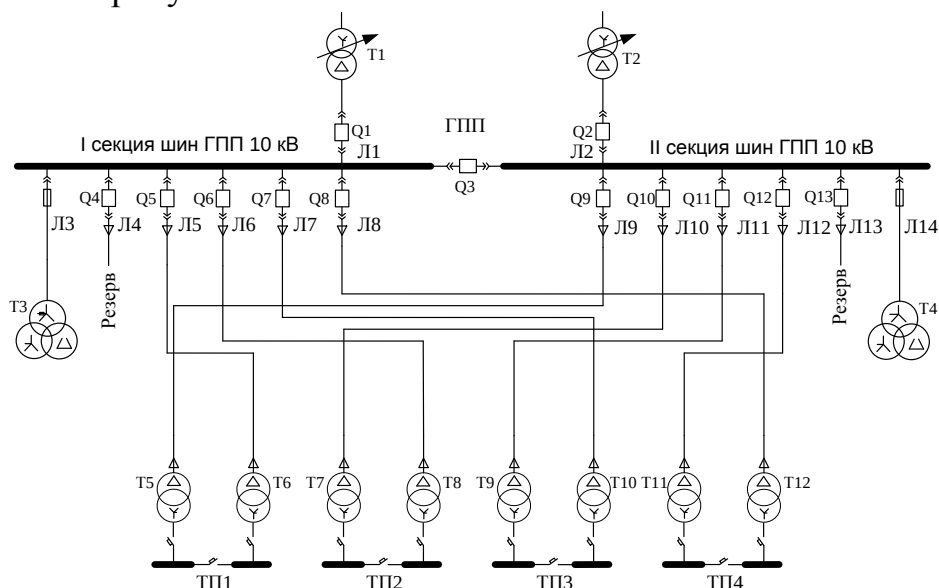


Рисунок 3.5 – Упрощенная схема питания цеховых подстанций и высоковольтных электроприёмников

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 $T_{\text{max}} > 5000$ час/год и питания кабелями с медными 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

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

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

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,00 \cdot 90 = 90,0 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 36,4 \text{ А,}$$

где $K_{\text{пр}} = 100$ – коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий по эстакадам;

$$1,3 \cdot I'_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 90 = 117,0 \text{ А} > I_{\text{расч.п/ав}} = 72,7 \text{ А.}$$

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

РУ1-АД 630 кВт

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,80} = 45,5 \text{ А.}$$

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

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

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{45,5}{1,2} = 37,9 \text{ мм}^2$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АВБбШв

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

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

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,00 \cdot 90 = 90,0 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 45,5 \text{ А,}$$

где $K_{\text{пр}} = 100$ – коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий

по эстакадам.

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

Дальнейшие расчеты сводим в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Выбор сечений проводников распределительной сети выше 1000 В

Участок	Мощность участка, кВА	$n_{ц}$, шт	$U_{ном}$, кВ	L, км	Расчетная нагрузка		$F_{эк}$, мм ²	Способ прокладки	$K_{пр}$	Марка и сечение	Допустимая нагрузка	
					$I_{расч}$, А	$I_{расч.ав}$, А					$I_{доп}$, А	$1,3 \cdot I_{доп}$, А
ГПП – ТП1	1260,0	2	10	0,260	36,4	72,7	30,3	Эстакады	1,00	АВБбШв - 2 (3 ´ 35)	90,0	117,0
РУ1 – ТП2	1260,0	2	10	0,010	36,4	72,7	30,3		1,00	АВБбШв - 2 (3 ´ 35)	90,0	117,0
ГПП – ТП3	1260,0	2	10	0,279	36,4	72,7	30,3		1,00	АВБбШв - 2 (3 ´ 35)	90,0	117,0
ГПП – ТП4	1260,0	2	10	0,521	36,4	72,7	30,3		1,00	АВБбШв - 2 (3 ´ 35)	90,0	117,0
ГПП – РУ1	2205,0	2	10	0,342	63,7	127,3	53,0		1,00	АВБбШв - 2 (3 ´ 50)	110,0	143,0
РУ1 – АД	787,5	1	10	0,092	45,5	–	37,9		1,00	АВБбШв - 1 (3 ´ 35)	90,0	–

Выбранная схема распределения электроэнергии по территории предприятия приведена в приложении Л. Схема электрическая принципиальная приведена в приложении Н.

3.12 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

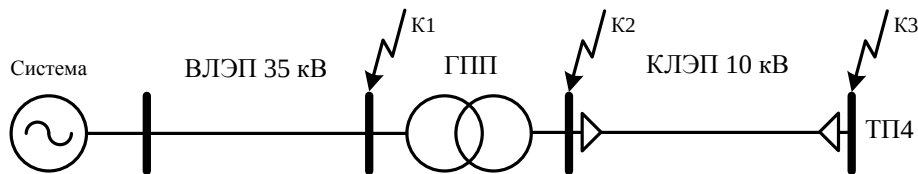
В электрических установках могут возникать различные виды КЗ, сопровождающихся резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величин этих токов.

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 3.6 и на её основе схему замещения рисунок 3.7. 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 – ТП4.



$S_c = \infty$	2×АС-120/19	ТМН-4000/35	ВБ6ШВ-2(3×35)
$X=0$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$S_{ном} = 4,0 \text{ МВА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$l = 27,2 \text{ км}$	$U_k = 7,5\%$	$l = 0,512 \text{ км}$
	$r_0 = 0,244 \text{ Ом/км}$		$r_0 = 0,890 \text{ Ом/км}$
	$x_0 = 0,414 \text{ Ом/км}$		$x_0 = 0,095 \text{ Ом/км}$
	$n_{ц} = 2 \text{ шт}$		$n_{ц} = 2 \text{ шт}$

Рисунок 3.6 – Расчетная схема рассматриваемого участка

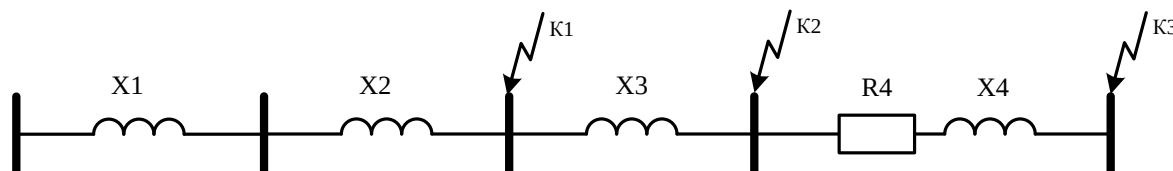


Рисунок 3.7 – Схема замещения рассматриваемого участка

Принимаем за базисные величины

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

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

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

Сопротивления элементов

Система

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

Воздушная линия

$$X_2 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{ц} \cdot U_{61}^2} = 0,414 \cdot 27,2 \cdot \frac{100}{1 \cdot 37,0^2} = 0,823.$$

Трансформаторы

$$X_3 = \frac{U_{к,\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.тр}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4,0} = 1,875.$$

Кабельная линия

$$R_4 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,890 \cdot 0,521 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,421,$$

$$X_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,095 \cdot 0,521 \cdot \frac{100}{1 \cdot 10,5^2} = 0,045.$$

$$Z_4 = \sqrt{R_4^2 + X_4^2} = \sqrt{0,052^2 + 0,006^2} = 0,423$$

Полное приведенное сопротивление от источника до точки К1

$$Z_{\Sigma 1} = Z_1 + Z_2 = 0 + 0,823 = 0,823$$

Действующее значение тока КЗ в точке К1

$$I_{\text{к1}} = \frac{I_{61}}{Z_{\Sigma 1}} = \frac{1,560}{0,823} = 1,897 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К1

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 1,897 = 4,3 \text{ кА,}$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени T_a , определяемый по зависимости $k_{\text{уд}} = f(T_a)$ [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}	$k_{\text{уд}}$	T_a , сек	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА
К1	37,0	1,560	0,823	1,608	0,02	1,897	4,3
К2	10,5	5,499	2,698	1,869	0,01	2,038	5,4
К3	10,5	5,499	3,121	1,869	0,01	1,762	4,7

Полученное по экономической плотности тока сечение высоковольтных линий необходимо проверить на термическую стойкость при коротком замыкании.

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

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

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 \cdot t_{\text{пр}} = 2038,4^2 \cdot 0,3 = 1246465,5 \text{ А}^2 \cdot \text{сек.}$$

где $I_{\text{к}}$ – ток короткого замыкания на низкой стороне трансформаторов ГПП.

Термически стойкое сечение равно

$$F_{\text{min}} = \frac{I_{\text{к}} \cdot \sqrt{t_{\text{пр}}}}{C} = \frac{\sqrt{1246465,5}}{85} = 13,1 \text{ мм}^2 < F_{\text{real}} = 35 \text{ мм}^2,$$

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

$F_{\text{реал}} = 35 \text{ мм}^2$ – сечение линии, питающей подстанцию.

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

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1000 В

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

4.1 Выбор выключателей и разъединителей

Рассмотрим выбор выключателя и разъединителя на высокой стороне трансформатора ГПП.

Намечаем к установке выключатель типа ВВУ-35-40/2000

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

номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 35\text{кВ}$;

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 $i_{\text{дин}} = 100\text{кА}$;

ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 40,0\text{кА}$;

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

полное время отключения выключателя $t_{\text{отк.в}} = 0,07\text{с}$.

Проверка выключателя

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

$$U_{\text{уст}} = 35,0\text{кВ} = U_{\text{ном}} = 35,0\text{кВ};$$

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

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{р.ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{5537,1}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 91,3\text{А} < I_{\text{ном}} = 2000,0\text{А};$$

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

$$I_{\text{n,t}} = 1,897\text{кА} < I_{\text{отк.ном}} = 40,0\text{кА};$$

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

$$I_{\text{n,0}} = 1,897\text{кА} < I_{\text{дин}} = 40\text{кА},$$

$$i_{\text{уд}} = 4,314\text{кА} < i_{\text{дин}} = 100\text{кА};$$

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

$$B_{\text{к}} = I_{\text{n,0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{отк.в}} + T_{\text{а}}) = 1,897^2 \cdot (1,2 + 0,07 + 0,020) = 4,642\text{кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40,0^2 \cdot 3 = 4800,0 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{к}} = 4,642\text{кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800,0\text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель проходит по результатам проверок.

Намечаем к установке разъединитель типа РДЗ-35/1000

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

номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 35\text{кВ}$;

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

амплитуда предельного сквозного тока $i_{\text{пр.с}} = 63\text{кА}$;

ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 25,0\text{кА}$;

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

Проверка разъединителя

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

$$U_{уст} = 35,0 \text{ кВ} = 35,0 \text{ кВ};$$

–по току $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = 91,3 \text{ А} < I_{ном} = 1000,0 \text{ А};$$

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

$$i_{уд} = 4,3 \text{ кА} < i_{пр.с} = 63 \text{ кА};$$

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

$$B_k = 4,642 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{2тер}^2 \cdot t_{тер} = 25,0^2 \cdot 4 = 2500,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Разъединитель проходит по результатам проверок.

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

Дальнейший расчет сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор выключателей и разъединителей

<i>Расчетные данные</i>	<i>Выключатель ВВУ-35-40/2000</i>	<i>Разъединитель РДЗ-35/1000</i>
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 91,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,t} = 1,9 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	—
$I_{n,o} = 1,9 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{уд} = 4,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 4,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{2тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{2тер}^2 \cdot t_{тер} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<i>Расчетные данные</i>	<i>Выключатель ВЭ-10-20/630</i>	<i>Разъединитель</i>
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	Используется выкатная тележка
$I_{max} = 319,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	
$I_{n,t} = 2,0 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$	
$I_{n,o} = 2,0 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	
$i_{уд} = 5,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	
$B_k = 2,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{2тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

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

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

Таблица 4.2 – Нагрузка трансформаторов тока

Место установки	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
			А	В	С
Сторона ВН трансформатора	Амперметр	Э — 350	0,5	—	0,5
	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 ТФЗМ35

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

номинальное напряжение $U_{ном} = 35\text{кВ}$;

номинальный ток $I_{ном} = 100\text{А}$;

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

ток электродинамической стойкости $i_{дин} = 21\text{кА}$;

ток термической стойкости $I_{тер} = 4,7\text{кА}$;

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

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

класс точности 0,5.

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

$$U_{уст} = 35,0\text{кВ} = U_{ном} = 35,0\text{кВ};$$

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

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5537,1}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 91,3\text{А} < I_{ном} = 100,0\text{А};$$

— 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

$$q_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,028 \cdot 8}{1,06} = 0,27 \text{ мм}^2$$

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

$l_{\text{пр}} = 10 \text{ м}$ — длина провода [9, стр. 375].

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

Тогда сопротивление кабеля

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q} = \frac{0,283 \cdot 8}{4} = 0,0570 \text{ Ом}.$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,04 + 0,071 + 0,10 = 0,211 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,200 \text{ Ом}.$$

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

$$i_{\text{уд}} = 4,3 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 21 \text{ кА};$$

— проверка трансформатора тока на термическую стойкость $B_{\text{к}} \leq P_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_{\text{к}} = 4,642 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4,7^2 \cdot 3 = 66,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

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	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} = 319,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 2,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 14700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 5,4 \text{ кА}$	не проверяется
	$r_2 = 0,375 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,800 \text{ Ом}$
ТА2 ТФЗМ35 Сторона ВН трансформатора	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{\text{мах}} = 91,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 4,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 66,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 4,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 21 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,211 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,200 \text{ Ом}$

4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

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

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

Таблица 4.4 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Место установки	Прибор	Тип	$S_{обм}, В \cdot А$	$n_{обм}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{приб}$	Потр. мощн.	
								Р, 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	—	—	—	5	0,10	0,0
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	5	0,10	0,0
Итого:								10,2	0,0

а) Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа НТМИ-10

Параметры трансформатора напряжения

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

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

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.

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

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

б) Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа ЗНОМ-35

Параметры трансформатора напряжения

номинальное напряжение $U_{ном} = 35\text{кВ}$;

номинальная мощность $S_{ном} = 150\text{В} \cdot \text{А}$;

класс точности 0,5.

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

$$U_{уст} = 35\text{кВ} = U_{ном} = 35\text{кВ};$$

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

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 4.4.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{19,0^2 + 0,0^2} = 19,0 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

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.

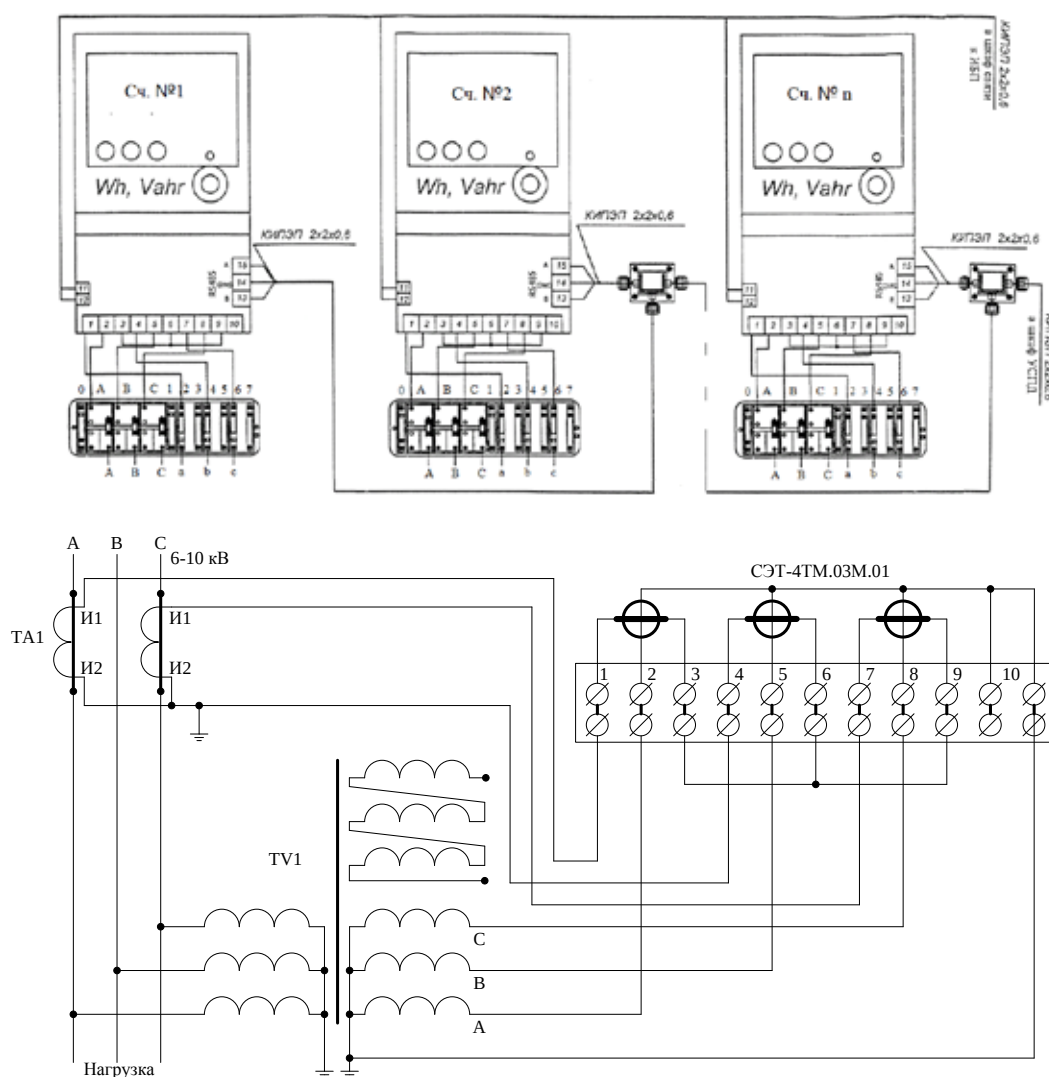


Рисунок 4.1 – Схема учета электроэнергии

5 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ РЕМОНТНО-МЕХАНИЧЕСКИХ МАСТЕРСКИХ

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 ТП

Расчетная мощность нагрузки подстанции

$$S_{м.ПС} = 1164,3 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток нагрузки подстанции

$$I_{р.ПС} = \frac{S_{м.ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1164,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1769,0 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформаторов подстанции

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

Ток послеаварийного режима трансформаторов подстанции

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

Пиковый ток подстанции

$$I_{\text{пик.ПС}} = I_{\text{пик}}^{\text{max.ПР}} + I_{\text{ном.тр}} - I_{\text{м}}^{\text{ПР}} = 580,3 + 1769,0 - 108,0 = 2241,3 \text{ А.}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА74 – 45 с параметрами

$$I_{\text{ном.ав}} = 3000 \text{ А, } I_{\text{тепл}} = 2000 \text{ А [3, стр. 87, табл. П.2.3].}$$

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{тепл}} = 2000 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{\text{ном.тр}} = 1,1 \cdot 1769,7 = 1946,0 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по нагреву послеаварийным током

$$I_{\text{пер}} = 2 \cdot I_{\text{тепл}} = 2 \cdot 2000 = 4000,0 \text{ А} > I_{\text{п.ав.тр}} = 1340,1 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}} = 1,25 \cdot 2241,3 = 2801,6 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{2801,6}{2000} = 1,4, \text{ принимаем } K = 2,0.$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 2,0 \cdot 2000 = 4000,0 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{\text{пик.ПС}} = 2801,6 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

б) Участок ТП – ПР1

Расчетный и пиковый ток нагрузки ПР1

$$I_{\text{р}} = 82,7 \text{ А, } I_{\text{пик}} = 191,1 \text{ А.}$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА74 – 40 с параметрами

$$I_{\text{ном.ав}} = 800 \text{ А, } I_{\text{тепл}} = 130 \text{ А [3, стр. 87, табл. П.2.3].}$$

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{\text{тепл}} = 130 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{\text{р}} = 1,1 \cdot 82,7 = 91,0 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 191,1 = 238,9 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{\text{пик}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{238,9}{130} = 1,8, \text{ принимаем } K = 2,0.$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 2,0 \cdot 130 = 260,0 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 238,9 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

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

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 170 \text{ А} > I_{\text{р}} = 91,0 \text{ А.}$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 145\text{А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 130}{1} = 130,0\text{А},$$

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

$$\Delta U_{\text{p\%}} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l = 0,141 \cdot 82,7 \cdot 0,102 = 1,19\% < 5\%,$$

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);

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

в) Участок ПР1 – Стенд испытания генераторов

Номинальный и пусковой ток нагрузки

$$I_{\text{ном}} = 17,1\text{А}, \quad I_{\text{пуск}} = 119,5\text{А}.$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА13 – 29 с параметрами

$$I_{\text{ном.ав}} = 63\text{А}, \quad I_{\text{тепл}} = 20\text{А} \quad [3, \text{стр. 87, табл. П.2.3}].$$

–проверка намеченного автомата по нагреву номинальным током

$$I_{\text{тепл}} = 20\text{А} > 1,1 \cdot I_p = 1,1 \cdot 17,1 = 18,8\text{А}.$$

–проверка намеченного автомата по условию перегрузки пусковым током

$$1,5 \cdot I_{\text{пуск}} = 1,5 \cdot 119,5 = 179,2\text{А}.$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,5 \cdot I_{\text{пуск}}}{I_{\text{тепл}}} = \frac{179,0}{20} = 9,0, \text{принимаем } K = 12,0.$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{\text{э.о.}} = K \cdot I_{\text{тепл}} = 12,0 \cdot 20 = 240,0\text{А} > 1,5 \cdot I_{\text{пуск}} = 179,2\text{А}.$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(4 ´ 4) $I_{\text{доп}} = 27\text{А}$ [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

–проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 27\text{А} > I_{\text{ном}} = 18,8\text{А}.$$

–согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 27\text{А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 20}{1} = 20,0\text{А}.$$

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

Выбор аппаратов защиты и кабельных линий приведен в приложении Д.

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 – ТП4 – ПРЗ – ЭП №24.

Расчетные данные приемника №24

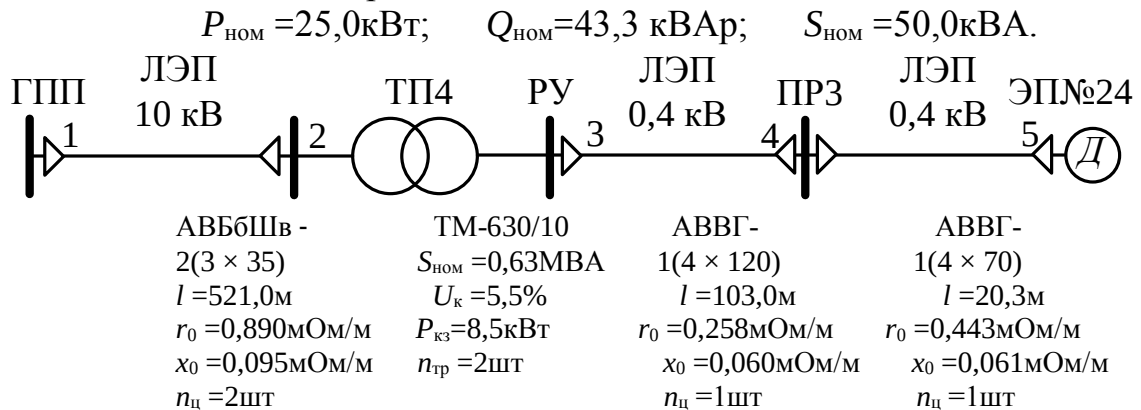


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

Расчет максимального режима нагрузки

Участок 1-2

Активное и реактивное сопротивление участка 1-2

$$R_{12} = \frac{r_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,890 \cdot 521,0}{2} \cdot 10^{-3} = 0,2320 \text{ м},$$

$$X_{12} = \frac{x_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,095 \cdot 521,0}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0250 \text{ м}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 1-2

$$P_{12} = \sum P_{\text{ц,ТП}} = 1038,1 \text{ кВт}, \quad Q_{12} = \sum Q_{\text{ц,ТП}} = 511,5 \text{ кВАр}.$$

Потеря напряжения на участке 1-2

$$\Delta U_{12, \%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{1038,1 \cdot 0,232 + 511,5 \cdot 0,025}{10 \cdot 10,5^2} = 0,230\%$$

Потеря напряжения на участке 1-2 в именованных единицах

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12, \%} \cdot \frac{U_1}{100\%} = 0,023 \cdot \frac{10500}{100} = 24,1 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 1-2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10500 - 24,1 = 10475,9 \text{ В}.$$

Участок 2-3

Активная и реактивная составляющая значения напряжения короткого замыкания трансформатора

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

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

Коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta = \frac{P_{12}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{1038,1}{1 \cdot 630} = 0,824.$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}) = 2 \cdot (1,56 + 0,82^2 \cdot 8,5) = 14,7 \text{ кВт}.$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta Q_{\text{xx}} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{\text{кз}}) = 2 \cdot (12,6 + 0,82^2 \cdot 34,7) = 72,2 \text{ кВАр}.$$

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

$$P_{23} = P_{12} - \Delta P_{\text{тр}} = 1038,1 - 14,7 = 1023,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{23} = Q_{12} - \Delta Q_{\text{тр}} = 511,5 - 72,2 = 439,3 \text{ кВАр}.$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2} = \sqrt{1023,4^2 + 439,3^2} = 1113,7 \text{ кВА}.$$

Коэффициент мощности на участке 2-3

$$\cos \varphi = \frac{P_{23}}{S_{23}} = \frac{1023,4}{1113,7} = 0,852, \quad \sin \varphi = \frac{Q_{23}}{S_{23}} = \frac{439,3}{1113,7} = 0,394,$$

Потеря напряжения на участке 2-3

$$\begin{aligned} \Delta U_{23,\%} &= \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi - U_p \cdot \cos \varphi) \\ &= 0,824 \cdot (1,349 \cdot 0,919 + 5,332 \cdot 0,394) + \frac{0,824^2}{200} \\ &\quad \cdot (1,349 \cdot 0,394 - 5,332 \cdot 0,919) = 2,739\%. \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке 2-3 в именованных единицах

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{23,\%} \cdot \frac{U_2}{100\%} = 2,571 \cdot \frac{10475,9}{100} = 287,0 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 10475,9 - 287,0 = 10188,9 \text{ В}.$$

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

$$U_3^{\text{нн}} = U_3 = 400 \cdot \frac{10188,9}{10500} = 388,1 \text{ В}.$$

Участок 3-4

Активное и реактивное сопротивление участка 3-4

$$R_{34} = \frac{r_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,258 \cdot 103,0}{1} \cdot 10^{-3} = 0,02660 \text{ м},$$

$$X_{34} = \frac{x_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,060 \cdot 103,0}{1} \cdot 10^{-3} = 0,00620 \text{ м}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 3-4

$$P_{34} = P_{\text{пр}} = 64,2 \text{ кВт}, \quad Q_{34} = Q_{\text{пр}} = 45,9 \text{ кВАр}.$$

Потеря напряжения на участке 3-4

$$\Delta U_{34,\%} = \frac{P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{64,2 \cdot 0,0266 + 45,9 \cdot 0,0062}{10 \cdot 0,388^2} = 1,322\%$$

Потеря напряжения на участке 3-4 в именованных единицах

$$\Delta U_{34} = \Delta U_{34,\%} \cdot \frac{U_3}{100\%} = 1,322 \cdot \frac{388,1}{100} = 5,1В.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 3-4

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 388,1 - 5,1 = 383,0В.$$

Участок 4-5

Активное и реактивное сопротивление участка 4-5

$$R_{45} = \frac{r_{45} \cdot l_{45}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,443 \cdot 20,3}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0090\text{Ом},$$

$$X_{45} = \frac{x_{45} \cdot l_{45}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,061 \cdot 20,3}{1} \cdot 10^{-3} = 0,0010\text{Ом}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 4-5

$$P_{45} = P_{\text{ПР}} = 25,0\text{кВт}, \quad Q_{45} = Q_{\text{ПР}} = 43,3\text{кВАр}.$$

Потеря напряжения на участке 4-5

$$\Delta U_{45,\%} = \frac{P_{45} \cdot R_{45} + Q_{45} \cdot X_{45}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{25,0 \cdot 0,009 + 43,3 \cdot 0,001}{10 \cdot 0,383^2} = 0,190\%$$

Потеря напряжения на участке 4-5 в именованных единицах

$$\Delta U_{45} = \Delta U_{45,\%} \cdot \frac{U_3}{100\%} = 0,190 \cdot \frac{383,0}{100} = 0,7В.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 4-5

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 383,8 - 0,7 = 382,3В.$$

Результаты расчетов приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Расчётные данные для построения эпюры отклонений напряжения

Максимальный режим нагрузки				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	1038,1	1023,4	64,2	25,0
Q_i , кВАр	511,5	439,3	45,9	43,3
S_i , кВА	1157,3	1113,7	78,9	50,0
R_i , Ом	0,232	—	0,027	0,009
X_i , Ом	0,025	—	0,006	0,001
$\cos\varphi$	—	0,919	—	—
$\sin\varphi$	—	0,394	—	—
β_T	—	0,824	—	—
U_a , %	—	1,349	—	—
U_p , %	—	5,332	—	—
ΔU_i , %	0,230	2,739	1,322	0,190
ΔU_i , В	24,1	287,0	5,1	0,7
Минимальный режим нагрузки				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	778,6	769,0	48,2	25,0

Окончание таблицы 5.1

Q_i , кВАр	306,9	255,3	27,6	43,3
S_i , кВА	836,9	810,2	55,5	50,0
R_i , Ом	0,232	—	0,0266	0,009
X_i , Ом	0,025	—	0,0062	0,001
$\cos\varphi$	—	0,949	—	—
$\sin\varphi$	—	0,315	—	—
β_T	—	0,618	—	—
U_a , %	—	1,349	—	—
U_p , %	—	5,332	—	—
ΔU_i , %	0,171	1,820	0,944	0,185
ΔU_i , В	17,9	190,8	3,7	0,7
Послеаварийный режим нагрузки				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	1038,1	1013,5	64,2	25,0
Q_i , кВАр	511,5	404,9	45,9	43,3
S_i , кВА	1157,3	1091,3	78,9	50,0
R_i , Ом	0,464	—	0,027	0,009
X_i , Ом	0,049	—	0,006	0,001
$\cos\varphi$	—	0,929	—	—
$\sin\varphi$	—	0,371	—	—
β_T	—	1,648	—	—
U_a , %	—	1,349	—	—
U_p , %	—	5,332	—	—
ΔU_i , %	0,460	5,263	1,399	0,201
ΔU_i , В	48,3	550,1	5,3	0,7

По результатам расчетов строим эпюру отклонения напряжения. Эпюра представлена на рисунке 5.2.

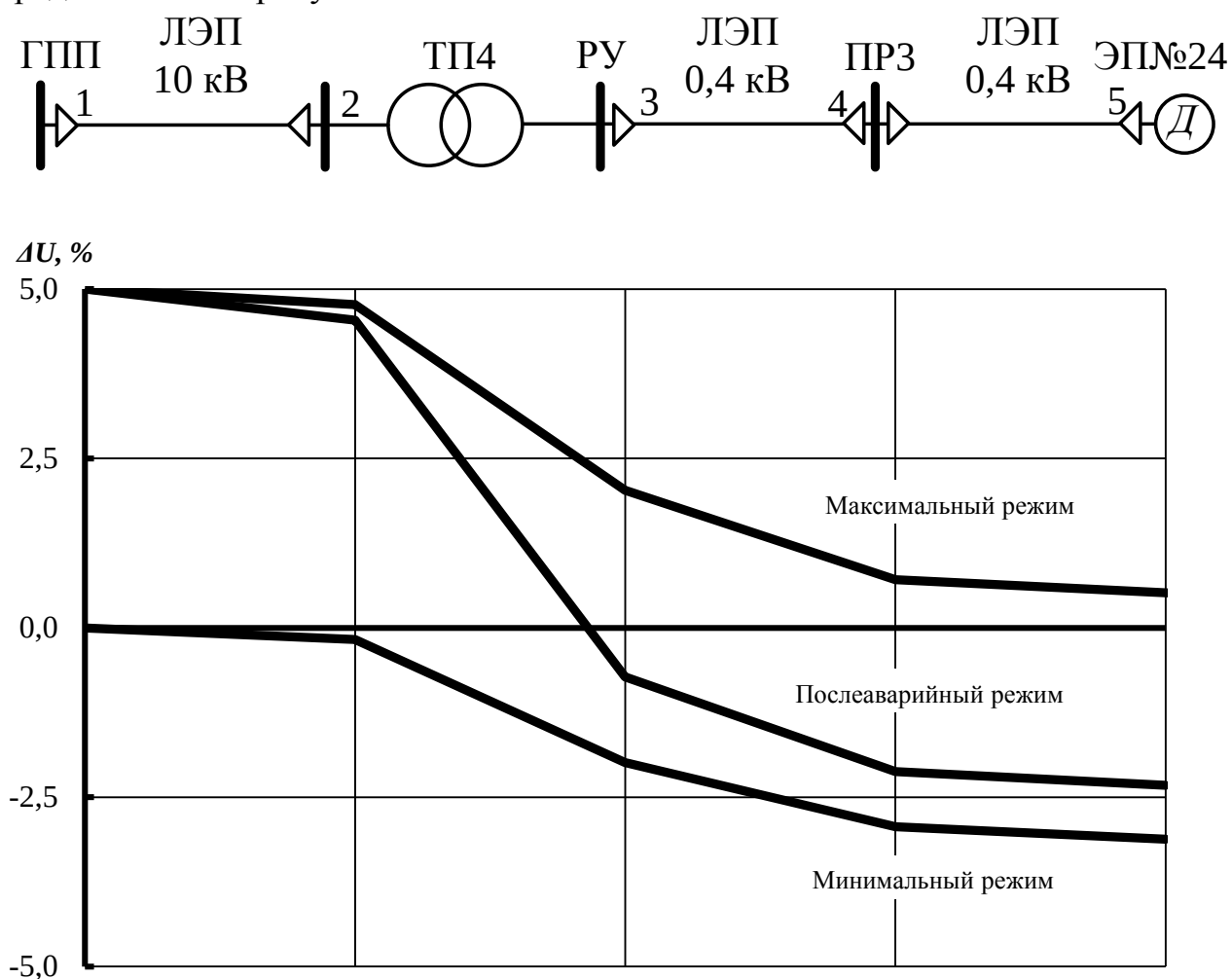


Рисунок 5.2 – Эпюры отклонений напряжения

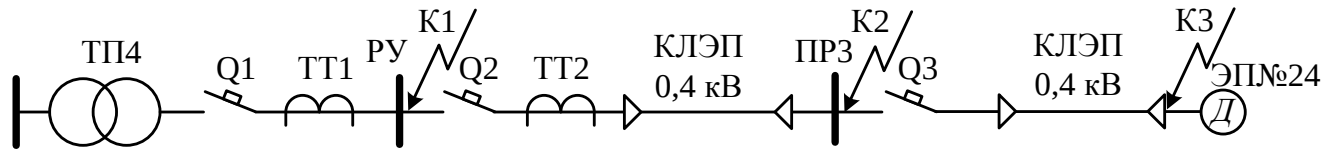
Из эпюр отклонений напряжения видно, что потеря напряжения в линиях соответствует норме и принятые сечения пригодны для эксплуатации.

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 ТП4 – ПРЗ – ЭП №24.



ТМ-630/10	ВА74-45	ВА74-40	АВВГ-	ВА57-35	АВВГ-
$S_{ном} = 0,63 \text{ МВА}$	$\frac{2000}{4000,0}$	$\frac{190}{1235,0}$	$1(4 \times 120)$	$\frac{100}{800,0}$	$1(4 \times 70)$
$U_a = 1,3\%$			$l = 103,0 \text{ м}$		$l = 20,3 \text{ м}$
$U_p = 5,3\%$			$r_0 = 0,258 \text{ мОм/м}$	r_0	
$= 0,443 \text{ мОм/м}$					
$P_{кз} = 8,5 \text{ кВт}$	ТШМС-0,66	ТК-40	$x_0 = 0,060 \text{ мОм/м}$	x_0	
$= 0,061 \text{ мОм/м}$					
$I_{ном.тр} = 0,96 \text{ кА}$	$\frac{2000}{5}$	$\frac{200}{5}$	$n_{ц} = 1 \text{ шт}$	$n_{ц} = 1 \text{ шт}$	

Рисунок 5.3 – Расчетная схема

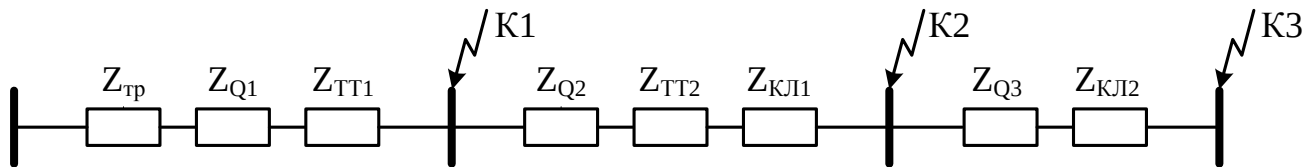


Рисунок 5.4 – Схема замещения

Сопротивления элементов.

Трансформаторы

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

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

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

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

$$Z_{ТТ2} = \sqrt{R_{ТТ2}^2 + X_{ТТ2}^2} = \sqrt{0,36^2 + 0,28^2} = 0,5 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ1

$$R_{\text{кл1}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,258 \cdot 103,0}{1} = 26,6 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{кл1}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,060 \cdot 103,4}{1} = 6,2 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ2

$$R_{\text{кл2}} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,443 \cdot 20,3}{1} = 9,0 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{кл2}} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,061 \cdot 20,3}{1} = 1,2 \text{ мОм}.$$

$$Z_{\text{кл2}} = \sqrt{R_{\text{кл2}}^2 + X_{\text{кл2}}^2} = \sqrt{9,0^2 + 1,2^2} = 9,1 \text{ мОм}$$

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Полное сопротивление до точки К1

$$Z_{\text{К1}} = Z_{\text{тр}} = 14,0 \text{ мОм}.$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{\text{К1}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{К1}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,0} = 16,5 \text{ кА}.$$

Постоянная времени

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

Ударный коэффициент

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

Ударный ток короткого замыкания в точке К1

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

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Z_{Σ} , мОм	$k_{\text{уд}}$	T_a , сек	I_k , кА	$i_{\text{уд}}$, кА
К1	14,0	1,452	0,0126	16,5	33,9
К2	42,6	1,009	0,0021	5,4	7,7
К3	53,3	1,003	0,0017	4,3	6,2

5.4 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

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

Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности

Узел нагрузки	ТП4	ПР3	Станок №24
Расчетный ток I_M , А	1769,0	119,9	–
Пиковый ток $I_{\text{пик}}$, А	2241,3	533,1	–
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$, А	–	–	85,4
Пусковой ток $I_{\text{пуск}}$, А	–	–	426,8
Ток КЗ I_K , А	16533,2	5416,8	4335,2
Тип аппарата	ВА74 – 45	ВА74 – 40	ВА57 – 35
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{\text{ном.расч}}$, А	2000	190	100,0
– при КЗ I_K , А	4000,0	1235,0	800,0
Условия срабатывания по времени, с	0,1	0,05	0,02

Карта селективности представлена на рисунке 5.5.

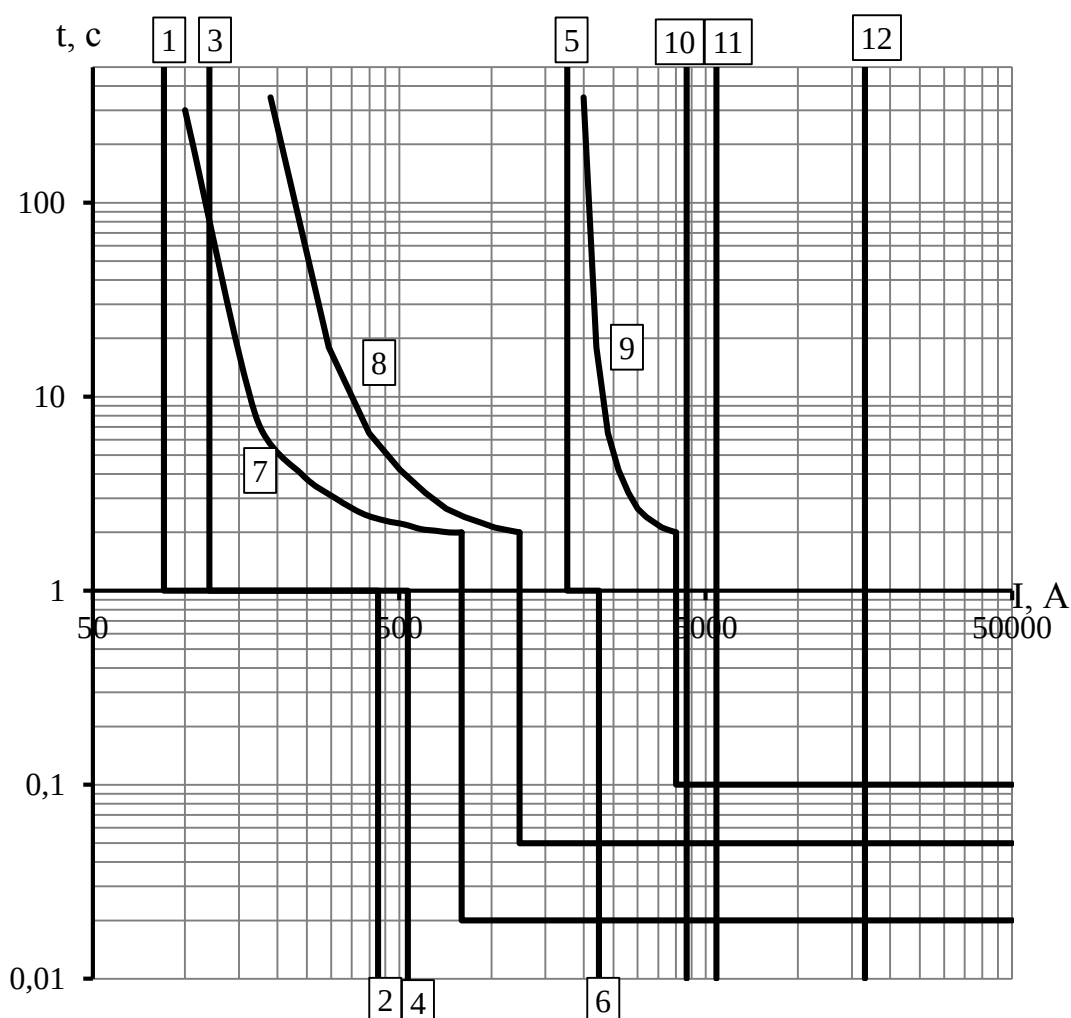


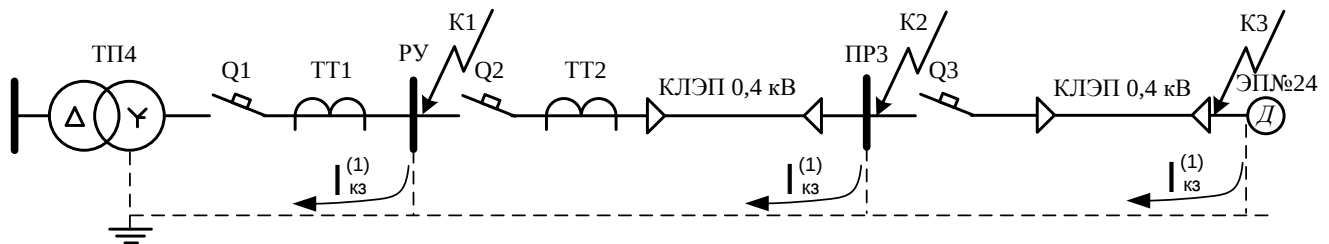
Рисунок 5.5 – Карта селективности действия аппаратов защиты
 1 – номинальный ток электроприемника; 2 – пусковой ток электроприемника; 3 – расчетный ток ПР; 4 – пиковый ток ПР; 5 –

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 ТП4–ПР3–ЭП№24.



ТМ630/10 $z_{тр} = 42,0 \text{ мОм}$	ВА74-45 $\frac{2000}{4000,0}$	ВА57-40 $\frac{190}{1235,0}$	АВВГ- 1(4×120) $l = 103,0 \text{ м}$ $r_{\phi} = 0,258 \text{ мОм/м}$ $r_n = 0,620 \text{ мОм/м}$ $x' = 0,600 \text{ мОм/м}$ $n_{ц} = 1 \text{ шт}$	ВА13-29 $\frac{100}{800,0}$	АВВГ- 1(4×70) $l = 20,3 \text{ м}$ $r_{\phi} = 0,443 \text{ мОм/м}$ $r_n = 1,090 \text{ мОм/м}$ $x' = 0,600 \text{ мОм/м}$ $n_{ц} = 1 \text{ шт}$
	ТШМС-0,66 2000/5	ТК-40 200/5			

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

$$\begin{aligned} R_{Q2} &= 0,74 \text{ мОм}, & X_{Q2} &= 0,55 \text{ мОм}, \\ R_{Q3} &= 1,30 \text{ мОм}, & X_{Q3} &= 0,86 \text{ мОм}, \end{aligned}$$

Трансформатор тока ТТ2

$$R_{ТТ2} = 0,36 \text{ мОм}, \quad X_{ТТ2} = 0,28 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ1

активное сопротивление основных проводников

$$R_{\phi 1} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,258 \cdot 103,4}{1} = 26,6 \text{ мОм},$$

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

$$R_{н1} = \frac{r_n \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,620 \cdot 103,0}{1} = 63,9 \text{ мОм},$$

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

$$X'_1 = \frac{x' \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,600 \cdot 103,0}{1} = 61,8 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ2

активное сопротивление основных проводников

$$R_{ф1} = \frac{r_{ф} \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,443 \cdot 20,3}{1} = 9,0 \text{ мОм}$$

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

$$R_{н2} = \frac{r_n \cdot l}{n_{ц}} = \frac{1,090 \cdot 20,3}{1} = 22,1 \text{ мОм},$$

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

$$X'_2 = \frac{x' \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,600 \cdot 20,3}{1} = 12,2 \text{ мОм}.$$

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

$$Z_{n1} = \sqrt{R_d^2 + X_c^2} = \sqrt{0,03^2 + 3,2^2} = 3,2 \text{ мОм}.$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{тр}}{3} + Z_{n1}} = \frac{220}{14,0 + 3,2} = 12,8 \text{ кА}.$$

Проверка условия

$$I_{K1}^{(1)} = 12,8 \text{ кА} > 3 \cdot I_{\text{ном.расц}} = > 3 \cdot 2,000 = 6,0 \text{ кА},$$

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

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Z_{Σ} , МОм	I_k , кА	$3 \cdot I_{\text{ном.расц}}$, кА
K1	3,2	12,8	6,0
K2	112,8	1,74	0,57
K3	146,9	1,37	0,30

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

6.1 Назначение РЗА

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

Основные условия надежной работы релейной защиты:

- обеспечение селективности, т.е. отключение только поврежденных участков. Время срабатывания защиты характеризуется выдержкой времени, обеспечивающей селективность;
- чувствительность ко всем видам повреждений на защищаемой линии и на линиях, питаемых от нее, а также к изменению в связи с этим параметров, что оценивается коэффициентом чувствительности;
- максимальная простота схем с наименьшим числом аппаратов и достаточная надежность и быстродействие;
- наличие сигнализации о неисправностях в цепях, питающих аппараты релейной защиты.

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

- по способу воздействия на отключение – прямого и косвенного действия;
- по принципу действия – электромагнитные, электродинамические, тепловые, электронные и другие;
- по параметру действия – ток, напряжение, мощность, тепловые и другие.

6.2 Защиты трансформатора

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

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках, токов в обмотках, обусловленных

внешними КЗ и перегрузкой, понижения уровня масла.

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

6.3 Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий

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

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

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

6.4 Газовая защита

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

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

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (приложение Е, рисунок 1. г) Корпус газового реле врезается в маслопровод между крышкой бака и расширителем, так чтобы не препятствовать циркуляции масла между ними. Элементы выполнены в виде плоскодонных

алюминиевых чашек, вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек.

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

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

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

6.5 Дифференциальные токовые защиты трансформаторов

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

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

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

6.6 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ГПП

Дифференциальная защита трансформатора является основной быстродействующей защитой от межфазных КЗ и замыканий между витками одной фазы. Схема расчета дифференциальной защиты приведена на рисунке 6.1.

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

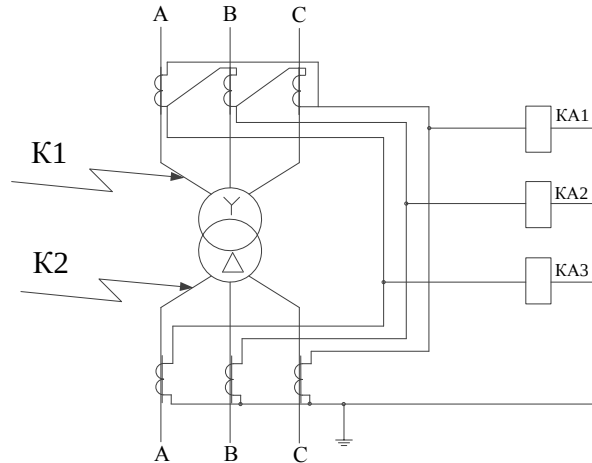


Рисунок 6.1 – Дифференциальная токовая защита трансформатора

Таблица 6.1 – Исходные данные для расчета дифференциальной защиты

Числовое значение для стороны	
35,0	10,0
Номинальные токи защищаемого трансформатора	
$I_{ВН} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 92,4\text{A.}$	$I_{НН} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10,0} = 323,3\text{A.}$
Схема соединения обмоток трансформаторов	
Y	Δ
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	
Δ	Y
Коэффициент схемы	
$K_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$	$K_{сх}^{(3)} = 1$
Принятый стандартный коэффициент трансформации трансформаторов тока	
$K_{А.ВН} = \frac{100}{5} = 20,$	$K_{А.НН} = \frac{2000}{5} = 400,$
Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока	
$K_{АΔ} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{ВН}}{5} = \frac{\sqrt{3} \cdot 92,4}{5} = 32,0$	$K_{AY} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{НН}}{5} = \frac{1 \cdot 323,3}{5} = 64,7$
Вторичный ток в плечах защиты	
$I_{2ВН} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{ВН}}{K_{А.ВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 92,4}{20,0} = 8,0\text{A.}$	$I_{2НН} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{НН}}{K_{А.НН}} = \frac{1 \cdot 323,3}{400,0} = 0,8\text{A.}$

Токи КЗ	
$I_{\text{кз.вн}} = 1897,0\text{А.}$	$I_{\text{кз.нн}} = 2038,4\text{А.}$

Ток небаланса, обусловленный погрешностью трансформаторов тока

$$I'_{\text{нб}} = I_{\text{нб.тр}} = K_a \cdot K_{\text{одн}} \cdot \Psi_i \cdot I_{\text{кз.вн.мах}} = 1 \cdot 1,0 \cdot 0,1 \cdot 189,9 = 381,7\text{А,}$$

где $K_a = 1$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей [11, стр. 156];

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

Ток небаланса, обусловленный наличием РПН у силового трансформатора

$$I''_{\text{нб}} = I_{\text{нб.рег}} = \Delta U_{*a} \cdot K_{\text{ток}} \cdot I_{\text{кз.вн.мах}} = 0,09 \cdot 1,0 \cdot 1897,0 = 170,7\text{А,}$$

где ΔU_{*a} – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения, равная половине диапазона регулирования силового трансформатора;

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

Первичный расчетный ток небаланса при внешнем КЗ

$$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} = 189,7 + 170,7 = 360,4\text{А.}$$

Предварительный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{нб}} = 1,3 \cdot 360,4 = 468,6\text{А,}$$

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

Предварительный ток срабатывания защиты по условию от броска тока намагничивания

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{вн}} = 1,3 \cdot 92,4 = 120,1\text{А.}$$

Принимаем расчетный ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з}} = 468,6\text{А.}$$

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

$$I_p = 1,5 \cdot \frac{I_{\text{кз.вн.мин}}}{K_{\text{А.вн}}} = 1,5 \cdot \frac{1897,0}{20,0} = 142,3\text{А.}$$

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

$$I_{\text{с.р}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}}{K_{\text{А.вн}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 468,6}{20,0} = 40,6\text{А.}$$

Предварительное значение коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_p}{I_{\text{с.р}}} = \frac{142,3}{40,6} = 3,51 > 2.$$

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

Таблица 6.2 – Определение числа витков насыщающегося трансформатора

Расчетный ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{с.р.вн.расч} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{с.з}}{K_{А.вн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 468,6}{20,0} = 40,6А.$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны ВН
$W_{вн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.вн.расч}} = \frac{100}{40,6} = 2,5шт, \text{ принимаем } W_{вн} = 3,0шт.$
Фактический ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{с.р.вн} = \frac{F_{ср}}{W_{вн}} = \frac{100}{3,0} = 33,3А.$
Фактический расчетный ток срабатывания защиты на стороне ВН
$I_{с.з.вн} = \frac{I_{с.р.вн} \cdot K_{А.вн}}{K_{сх}^{(3)}} = \frac{33,3 \cdot 20,0}{\sqrt{3}} = 384,9А.$
Расчетный ток срабатывания защиты на стороне НН
$I_{с.р.нн.расч} = \frac{I_{с.з.вн} \cdot U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{384,9 \cdot 35,0}{10,0} = 1347,2А.$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН
$W_{нн.расч} = \frac{W_{вн} \cdot I_{2вн}}{I_{2нн}} = \frac{3 \cdot 8,0}{0,8} = 29,7шт, \text{ принимаем } W_{нн} = 30,0шт.$
Ток небаланса, составляющая $I'''_{нб}$
$I'''_{нб} = \frac{W_{нн.расч} - W_{нн}}{W_{нн.расч}} \cdot I_{кз.вн.мах} = \frac{29,7 - 30,0}{29,7} \cdot 3897,0 = 19,7А.$
Первичный расчетный ток небаланса
$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб} = 189,7 + 1707 + 19,7 = 380,1А.$
Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса
$I_{с.з} \geq K_{над} \cdot I_{нб} = 1,3 \cdot 380,1 = 494,1А.$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны ВН
$W_{вн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.вн}} = \frac{100}{33,3} = 3,0шт, \text{ принимаем } W_{вн} = 3,0шт.$
Фактический ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{с.р.вн} = \frac{F_{ср}}{W_{вн}} = \frac{100}{3,0} = 33,3А.$
Фактический расчетный ток срабатывания защиты на стороне ВН

$I_{с.з.вн} = \frac{I_{с.р.вн} \cdot K_{А.вн}}{K_{сх}^{(3)}} = \frac{33,3 \cdot 20,0}{\sqrt{3}} = 384,9\text{А.}$
Расчетный ток срабатывания защиты на стороне НН

Окончание таблицы 6.2.

$I_{с.р.нн.расч} = \frac{I_{с.з.вн} \cdot U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{384,9 \cdot 35,0}{10,0} = 1347,2\text{А.}$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН
$W_{нн.расч} = \frac{W_{вн} \cdot I_{2вн}}{I_{2нн}} = \frac{3 \cdot 8,0}{0,8} = 29,7\text{шт, принимаем } W_{нн} = 30,0\text{шт.}$
Ток небаланса, составляющая $I'''_{нб}$
$I'''_{нб} = \frac{W_{нн.расч} - W_{нн}}{W_{нн.расч}} \cdot I_{кз.вн.мах} = \frac{29,7 - 30,0}{29,7} \cdot 1897,0 = 19,7\text{А.}$
Первичный расчетный ток небаланса
$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб} = 189,7 + 170,7 + 19,7 = 381,1\text{А.}$
Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса
$I_{с.з} \geq K_{над} \cdot I_{нб} = 1,3 \cdot 381,1 = 494,1\text{А.}$
Уточненный ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{с.р.вн} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{с.з}}{K_{А.вн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 494,1}{20,0} = 42,8\text{А.}$
Окончательно принятое число витков
$W_{вн} = 3,0\text{шт; } W_{нн} = 30,0\text{шт.}$
Проверка по уравнению
$I_{2вн} \cdot W_{вн} = 8,0 \cdot 3,0 = 24,0 \cong I_{2нн} \cdot W_{нн} = 0,8 \cdot 30,0 = 24,2$

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

$$I_p = 1,5 \cdot \frac{I_{кз.вн.min}}{K_{А.вн}} = 1,5 \cdot \frac{1897,0}{20,0} = 142,3\text{А.}$$

Оценка значения коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ

$$K_{ч}^{(2)} = \frac{I_p}{I_{с.р}} = \frac{142,3}{42,8} = 3,32 > 2.$$

Рассчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

ЗАДАНИЯ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г4Б1	Шевченко Иван Сергеевич

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы	ОЭЭ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

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

1. Стоимость затрат технического проекта (ТП): материально-технических, энергетических, финансовых и информационных	"Положение об оплате труда" Планово-финансового отдела ТПУ. Приказ 25.05.2016 №5994
2. Продолжительность выполнения ТП	По приблизительной оценке, продолжительность ТП составляет 97 рабочих дней

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка потенциала и перспективности реализации технического проекта (ТП) с позиции ресурсоэффективности	Потенциал и перспективность реализации ТП оценивается проведением SWOT-анализа, а ресурсоэффективность ТП с помощью интегральной оценки ресурсоэффективности.
2. Планирование графика работ по реализации ТП	При использовании графика работ по реализации ТП используется оценка трудоёмкости работ для каждого исполнителя. По полученным данным составляется ленточная диаграмма Ганта.
3. Составление сметы ТП	При составлении сметы ТП используется следующая группировка затрат по статьям; - материальные затраты - полная заработная плата исполнителей - отчисления во внебюджетные страховые фонды - накладные расходы

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Диаграмма Ганта</i>	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.19

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, отделение социально-гуманитарных наук	Мелик-Гайказян Мария Вигеновна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б1	Шевченко Иван Сергеевич		

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является подтверждение целесообразности разработки технического проекта, отвечающего всем нынешним требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Для достижения цели в данном разделе рассмотрены следующие задачи:

- составление SWOT-анализа работы
ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ Сургутнефтегаз;
- планирование технико-конструкторских работ;
- определение ресурсной эффективности проекта.

7.1 SWOT-анализ работы ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ Сургутнефтегаз

SWOT – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта, которые помогают оценить возможности, угрозы сильных и слабых сторон. [27]:

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде (табл. 7.1).

При составлении матрицы SWOT удобно использовать следующие обозначения:

- С – сильные стороны проекта;
- Сл – слабые стороны проекта;
- В – возможности;
- У – угрозы;

Таблица 7.1 – Составление предварительной матрицы SWOT

	Сильные стороны проекта	Слабые стороны проекта
	С1: Низкая цена элементов схемы С2: Высокая надёжность электроснабжения потребителей С3: Высокая эргономичность С4: Низкая материалоемкость С5: Высокая ремонтпригодность	Сл1. Высокая цена на оборудование и комплектующие. Сл2. Отсутствие квалифицированного персонала. Сл3: Большой срок поставки оборудования и комплектующих.
Возможности В1: Прокладка кабелей в эстакадах В2: Снижение расходов на используемое оборудование В3: Повышение стоимости конкурентных разработок В4: Растущая заинтересованность инвесторов	В1С1; С3; С5; В2С1; В3С1; В4С1;	В1Сл1; Сл2; Сл3; Сл3;
Угрозы У1: Значительное увеличение стоимости схемы У2: Повышение цен на компоненты системы У3: Усовершенствования конкурентных технических решений У4: Снижение спроса	У1С1 У2С1; С4;	У3Сл3; У4Сл2; Сл3;

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. При построении интерактивных матриц используются обозначения аналогичные самой матрицы SWOT с дополнением знаков (+,-) для подробного представления наличия возможностей и угроз проекта («+» – сильное соответствие; «-» – слабое соответствие). Результаты второго этапа SWOT анализа представлены в табл. 7.2-7.3.

Таблица 7.2 – Интерактивная матрица возможностей

Возможности	Сильные стороны проекта				
	C1	C2	C3	C4	C5
B1	+	-	+	-	+
B2	+	-	-	-	-
B3	+	-	-	-	-
B4	+	-	-	-	-
Возможности	Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	-	-
B1	+	+	+		
B2	-	-	-		
B3	-	-	-		
B4	-	-	+		

Таблица 7.3 – Интерактивная матрица угроз

Угрозы	Сильные стороны проекта				
	C1	C2	C3	C4	C5
У1	+	-	-	-	-
У2	+	-	-	+	-
У3	-	-	-	-	-
У4	-	-	-	-	-
Угрозы	Слабые стороны проекта				
	Сл1	Сл2	Сл3	-	-
У1	-	-	-		
У2	-	-	-		
У3	-	-	+		
У4	-	+	+		

После проведения SWOT-анализа и на основании его результатов можно сказать:

- Риск снижения спроса – одна из основных угроз проекта, которая коррелирует со всеми его слабыми сторонами;
- Слабые стороны ликвидируемы за счет усовершенствования конструкции схемы;
- Для минимизации угроз необходимо обратить внимание на недостатки данной конфигурации сети электроснабжения, а именно доступность токоведущих частей, низкая энергоэффективность и ремонтпригодность;

- Кроме того, необходимо акцентировать внимание на сильные стороны проекта, такие как экономичность, надёжность и эргономика;
- Прокладка кабелей в эстакадах – одно из наиболее весомых технических решений, относящихся к возможностям проекта, т.к. оно взаимосвязано с большинством сильных сторон;
- За счёт модификации схемы, а именно использования такого способа прокладки кабелей, как прокладка в эстакадах, можно скомпенсировать такие слабости, как доступность токоведущих частей и низкая безопасность;

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что прокладка в эстакадах позволит получить наибольшую отдачу от данного проекта. Благодаря прогрессирующим разработкам в области электроэнергетики и электротехники, совершенствованию конструкций аппаратуры и энергоэффективности материалов негативные факторы могут быть минимизированы.

7.2 Организация работ технического проекта

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках технического проектирования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения проектирования системы электроснабжения ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ Сургутнефть.

7.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования

Для выполнения проектирования формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и дипломник. Составлен перечень

этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведено распределение исполнителей по видам работ.

Номерам этапов соответствуют следующие виды выполняемых работ, представленные в таблице 7.4:

№ 1 – ознакомление с производственной документацией – включает в себя изучение первичной информации об объекте, формулировку требований к проекту, составление задания и плана;

№ 2 – Подбор и изучение материалов по теме – ознакомление с предметом работы, изучение различных источников, касающихся различных сторон технического проекта;

№ 3 – Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия – расчет электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм;

№ 4 – Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН – выбор конфигурации схемы электроснабжения, расчет суммарных электрических нагрузок;

№ 5 – Выбор трансформаторов подстанций – выбор защитной аппаратуры, подбор трансформаторов согласно картограммы нагрузок;

№ 6 – Расчет внутризаводской сети предприятия – построение схемы внутризаводского электроснабжения с расчетом и нанесением картограммы нагрузок по заводу, построение схемы внутрицехового электроснабжения.

№ 7 - Моделирование электроснабжения площадки сбора нефти – создать модель электроснабжения ремонтно-механического цеха инструментального завода с использованием профильных САПР.

№ 8 – Оценка эффективности полученных результатов – проверка соответствия выполненного проекта исходным требованиям с учетом ресурсо- и энергоэффективности;

№ 9 – Составление пояснительной записки – оформление результатов проектной деятельности;

№ 10 - Проверка выпускной квалификационной работы руководителем
- в рамках учебно-практической работы, включает в себя окончательную проверку руководителем, устранение недочетов дипломником.

№ 11 – Подготовка к защите ВКР – подготовка презентации, согласование с преподавателем для защиты перед аттестационной государственной комиссией.

Таблица 7.4 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Ознакомление с производственной документацией	Научный руководитель
Выбор направления технического проектирования ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ Сургутнефть .	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
Расчеты и проектирование системы электроснабжения ремонтно-механических мастерских	3	Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Дипломник, научный руководитель
	4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Дипломник, научный руководитель
	5	Выбор трансформаторов подстанций	Дипломник, научный руководитель
	6	Расчет внутризаводской сети предприятия	
	7	Моделирование электроснабжения ремонтно-механических мастерских	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Дипломник, Научный руководитель
Оформление отчета по техническому проектированию	9	Составление пояснительной записки	Дипломник
	10	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель
Сдача выпускной квалификационной работы	11	Подготовка к защите ВКР	Дипломник, Научный руководитель

В результате определения структуры работ в рамках технического проекта было выявлено шесть основных этапов (разработка технического

задания, выбор направления технического проектирование ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ Сургутнефть , расчеты и проектирование системы электроснабжения ремонтно-механических мастерских, обобщение и оценка результатов, оформление отчета по техническому проектированию, сдача выпускной квалификационной работы) и 11 работ.

7.2.2 Определение трудоемкости выполнения ТП

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников проектирования.

Трудоемкость выполнения технического проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$ используется следующая формула [27]:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{мини} + 2t_{макси}}{5},$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

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

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

7.2.3 Порядок составления этапов подготовки производства и распределение исполнителей

В таблице 7.5 представлены порядок перечень этапов, временные показатели проведения работ и распределение обязанностей между исполнителями проекта.

Таблица 7.5 –Расчет продолжительности работ, раб.дн.

Название работы	Исполнители	Минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы.	Максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы.	Ожидаемая трудоемкость выполнения i-ой работы.
Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	1	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	3	7	5
Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	19	23	21
Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	17	25	20
Выбор трансформаторов подстанций	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	14	21	17
Расчет внутризаводской сети предприятия	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	3	6	4
Моделирование электроснабжения площадки сбора нефти	Научный руководитель	1	1	1
	Дипломник	14	18	16
Оценка эффективности	Научный руководитель	1	1	1

полученных результатов	Дипломник	6	8	7
Составление пояснительной записки	Дипломник	3	12	4
Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель	1	1	1
Подготовка к защите ВКР	Научный руководитель	1	3	1
	Дипломник	2	4	3

7.2.4. Разработка графика проведения технического проекта

В рамках планирования технического проекта необходимо построить ленточный график проекта.

Диаграмма Ганта – представляет собой ленточную диаграмму, которая имеет две шкалы: шкала выполняемых задач и временная шкала. В соответствии со сроком, отведенным по проекту каждой задаче, он откладывается на временной шкале.

В результате построения ленточного графика проведения технического проекта в диаграмме Ганта (Рисунок 7.1), был наглядно и детально представлен перечень этапов, работ и распределение обязанностей между исполнителями проекта. Данный ленточный график достаточно удобен в построении, прост в прочтении и наглядно отражает затраченное время этапы работы.

Общая продолжительность выполнения расчетов составила 106 рабочих дня.

97 дней – продолжительность выполнения работ дипломника;

9 дней – продолжительность выполнения работ научного руководителя.

№	Вид работ	Исполнители	T_{pi} , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				Февр.		Март			Апрель			Май			Июнь
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
1	Ознакомление с производственной документацией	Руководитель	1	-											
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	6	-											
3	Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Руководитель	1			-									
		Дипломник	19	-	-	-									
4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Руководитель	1					-							
		Дипломник	21			-	-	-							
5	Выбор трансформаторов подстанций	Руководитель	1							-					
		Дипломник	18					-	-	-					
6	Расчёт внутризаводской сети предприятия	Руководитель	1									-			
		Дипломник	5							-	-				
7	Моделирование эл. снабжения площадки сбора нефти	Руководитель	1										-		
		Дипломник	17							-	-	-			
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	1											-	
		Дипломник	9									-	-		
9	Составление пояснительной записки	Дипломник	7											-	
10	Проверка ВКР руководителем	Руководитель	1												-
11	Подготовка к защите ВКР	Руководитель	2												-
		Дипломник	3												-

Рисунок 7.1 - Диаграмма Ганта

7.3. Расчёт затрат на осуществление технического проекта

Целью планирования себестоимости проведения технического проекта является экономически обоснованное определение величины затрат на его выполнение. Исходными данными для расчета затрат является план работ и перечень требуемой аппаратуры, оборудования, сырья и материалов.

Затраты на осуществление технического проекта рассчитываются по следующим статьям расходов с последующим суммированием:

- расходы на оплату труда;
- отчисления во внебюджетные страховые фонды;
- расходы на материалы и комплектующие изделия;
- расходы на спецоборудование;
- накладные расходы.

7.3.1. Расчет материальных затрат технического проекта

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле

$$Z_M = \sum_{i=1}^m C_i * N_{расхi},$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении технического проекта;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении технического проекта;

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов.

К материальным затратам можно отнести: бумага, ручки, корректор, USB-накопитель, калькулятор.

Материальные затраты, необходимые для данной работы, указаны в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Материальные затраты

Материалы	Единица измерения	Количество	Цена за ед.,руб	Затраты на материалы,руб
Бумага	Лист.	120	2	240
Калькулятор	Шт.	1	400	400
USB накопитель	Шт.	1	300	300
Ручка	Шт.	1	50	50
Корректор	Шт.	1	65	60
Картридж	Шт.	1	1	1500
Итого. руб				2550

7.3.2 Полная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается полная заработная плата научного руководителя и студента, которая рассчитывается по формуле:

$$З_{п} = З_{осн} + З_{доп} ,$$

где: $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле [27]:

$$З_{осн} = T_p \times З_{дн} ,$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле :

$$З_{дн} = \frac{З_{тс} + З_{р.к}}{Fд},$$

где: $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$З_{р.к}$ - доплата с учетом районного коэффициента (30%)

$Fд$ – количество рабочих дней в месяце (26 при 6 – дневной рабочей неделе), раб.дн.

Таблица 7.7 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	Оклад	Районная доплата	Месячная зарплата, руб.	Средняя заработная плата, руб.	Количество дней	Основная заработная плата, руб.
Руководитель	33664	10 099	43763	1683	9	15147
Бакалавр	12300	3 690	15990	615	97	59655

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают оплату при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле [27]:

$$З_{доп} = k_{доп} З_{осн},$$

где: $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Таблица 7.8 - Расчет полной заработной платы

Исполнители	Коэф. доплаты	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Полная заработная плата, руб.
Руководитель	0.15	15 147	2 253	17 400
Бакалавр	0.12	59 655	7 145	66 800
Итого:		74 802	9 398	84 200

7.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной разделе расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \times (З_{осн} + З_{дон})$$

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

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$З_{внеб} = 0,302 \cdot 84.2 = 25,4 \text{ тыс. руб}$$

7.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи т.д. Их величина составляет 16% от общей суммы затрат проектирование.

7.3.6 Формирование сметы затрат технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования сметы затрат проекта, который при заключении договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции.

Определение сметы затрат на технический проект приведен в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Смета затрат технического проекта

Наименование раздела	Сумма, тыс. руб.	Структура затрат
1. Материальные расходы	2,5	1,8
2. Затраты по полной заработной плате исполнителей ТП	84,2	63,2
3. Отчисления во внебюджетные фонды	25,4	19,0
4. Накладные расходы	21,4	16,0
5. Итого	133,5	100,0

В ходе выполнения данного параграфа была рассчитана продолжительность выполнения технического проекта, которая составляет 97 раб. дней для дипломника и 9 раб. дней для научного руководителя. Составлен календарный график выполнения работ. Смета затрат на разработку технического проекта составляет 133,5 тыс.руб, из которых более половины (63 %) составляют затраты на оплату труда. Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы.

7.3.7 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение ресурсоэффективности проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности по формуле [27]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Оценку характеристик проекта проведем на основе критериев, соответствующих требованиям к системе электроснабжения промышленных предприятий:

1. Эргономичность: оптимальная условия труда с целью увеличения производительности и сохранения сил, времени, энергии, работоспособность и здоровья человека;

2. Ремонтопригодность: долговечности и увеличения срок эксплуатации электроустановки;
3. Безопасность: обеспечение безопасности работ, как для электротехнического персонала, так и для не электротехнического;
4. Обеспечение надлежащего качества электроэнергии: качество электроэнергии, удовлетворяющее требованиям ГОСТ 13109-97;
5. Надежность: бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды;
6. Простота и удобство в эксплуатации: возможность использования персоналом более доступного, автоматизированного и адаптивного по конструкции техническим характеристикам электрооборудования на предприятии;
7. Энергоэффективность: использование меньшего количества энергии для обеспечения установленного уровня потребления энергии в зданиях либо при технологических процессах на производстве.

Критерии ресурсоэффективности и их количественные характеристики приведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Эргономичность	0,13	5
2. Ремонтопригодность	0,16	5
3. Безопасность	0,14	4
4. Обеспечение надлежащего качества электроэнергии	0,18	4
5. Надежность	0,15	5
6. Простота и удобство в эксплуатации	0,09	4
7. Энергоэффективность	0,15	5
Итого:	1,00	

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности технического проекта составит:

$$I_p = 5 \cdot 0,13 + 5 \cdot 0,16 + 4 \cdot 0,14 + 4 \cdot 0,18 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,09 + 5 \cdot 0,15 = 4,6$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет достаточно высокое значение (по 5-балльной шкале) 4.6, что говорит об эффективности использования технического проекта. Высокие баллы надежности и помехоустойчивости позволяют судить о надежности системы.

В результате выполнения поставленных задач по данному разделу, можно сделать следующие выводы:

- в результате проведения SWOT-анализа установлено, что технический проект имеет несколько важных преимуществ, обеспечивающих повышение производительности, безопасности и экономичности технического производства.
- при планировании технических работ был разработан график занятости для трех исполнителей, составлена ленточная диаграмма Ганта, позволяющая оптимально скоординировать работу исполнителя.
- составление сметы технического проекта позволило оценить первоначальную сумму затрат на реализацию технического проекта.
- оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному показателю, дала высокий результат (4,6 по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности реализации технического проекта.

Реализация данного технического проекта, позволяет увеличить эффективность производства ремонтно-механических мастерских путем улучшения энергоэффективности, энергосбережения при внедрении более универсального оборудования, требующего меньше затрат при эксплуатации и производства.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г4Б1	Шевченко Иван Сергеевич

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы (НОЦ)	Электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования является электроснабжение ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ «Сургутнефть».
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность	Проанализировать потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов - повышенный уровень шума на рабочем месте; - повышенный уровень вибрации - недостаточная освещенность рабочей зоны; Опасности при эксплуатации грузоподъемных машин, станков, в основном, связаны: - с поражением электрическим током, механические травмы.
3. Экологическая безопасность	- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, утилизация компьютерной техники и периферийных устройств); - решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого цеха; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. - Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г4Б1	Шевченко Иван Сергеевич		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования является цех ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ «Сургутнефть». Рабочее место электромонтера.

В рассматриваемом цехе имеется большое количество оборудования различного назначения (станки, вентиляция, кран-балки, прессы...). Данное оборудование создает опасные и вредные факторы. Необходимо строго соблюдать безопасность труда 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 безопасности и гигиене труда, а также мероприятия по противопожарной профилактике на рабочем месте сотрудника предприятия, обслуживающего электрооборудование цех ремонтно-механических мастерских.

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

Перечень опасных и вредных производственных факторов, характерные для цеха ремонтно-механических мастерских представим в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Опасные и вредные производственные факторы при выполнении работ в рассматриваемом цехе

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Виды работ: 1. Техническое обслуживание; 2. Осмотры электрооборудования и электроаппаратуры; 3. Испытания 4. Текущий ремонт и капитальный ремонт электрооборудования и электроаппаратуры Источники факторов: 1. Электрооборудование и электроаппаратура 2. Станки различного назначения 3. Сварочные аппараты 4. Кран-балка и др.	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Неудовлетворительный микроклимат	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; 2. Поражение электрическим током. 3. Пожаровзрывоопасность	1. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [14] 2. ПУЭ [15] 3. Приказ №328 [16] 4. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [17] 5. ПОТ Р М-016-2001 [18] 6. РД 153-34.0-03.150-00 [19] 7. ГОСТ 12.2.003-91 [20] 8. СанПиН 2.2.4.548-96 [21] 9. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [22] 10. СНиП 41-01-2003 [23] 11. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [24] 12. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [25] 13. СН 2.2.4/2.1.8.556 [26] 14. СанПиН 2.2.4.1191-03 [27] 15. СП 51.13330.2011 [28] 16. ГОСТ 17.1.3.13-86 [29] 17. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [30] 18. ГН 2.2.5.2308-07 [31] 19. ГОСТ Р 22.0.07-95 [32] 20. ФЗ № 68-ФЗ [33] 21. ГОСТ Р 22.3.03-94 [34] 22. ФЗ №213-ФЗ [35] 23. РД 153-34.0-03.301-00 [36] 24. ПП №188 [37] 25. ФЗ №426-ФЗ [38]

8.2 Анализ потенциально выявленных вредных факторов

8.2.1 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.

Производственные процессы могут сопровождаться выделением вредных газов, паров, пыли или избыточного тепла, вследствие чего воздух в помещении претерпевает некоторые изменения, которые могут вредно отражаться на здоровье работающих.

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [21].

Человек постоянно находится в процессе теплового взаимодействия с окружающей средой. Для того чтобы физиологические процессы в его организме протекали нормально, тепло должно отводиться в окружающую среду. В условиях у человека не возникает беспокоящих его тепловых ощущений – перегрева или переохлаждения.

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 поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Теплый	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
Холодный	IIa (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. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности. Допустимые величины показателей микроклимата 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 поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальной вел	Диапазон выше оптимальной вел			Для диапазон температур воздуха ниже оптимальной вел, не более	Для диапазон температур воздуха ниже оптимальной вел, не более
Теплый	IIa (175-232)	17-18,9	21,1-23	16-24	15-75	0,1	0,3
Холодный	IIa (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/м^2 . 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 ($\text{ПДК} > 10 \text{ мг/м}^3$). Основной мерой борьбы с вредными веществами является применение системы вентиляции.

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

Вывод: Согласно [17] микроклимат ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ «Сургутнефть» соответствует допустимым нормам.

8.2.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте

В производственных условиях разнообразные машины, аппараты и механизмы являются агрегатами динамически неуравновешенными. Для рассматриваемых ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ «Сургутнефть». такими аппаратами являются станки различного назначения, сварочные трансформаторы.

В 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.)

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

В механических устройствах часто причинами не допустимого шума являются износ подшипников, неточная сборка деталей при ремонтах и т. п. Поэтому в процессе эксплуатации всех видов машин и механизмов следует точно выполнять все требования Правил технической эксплуатации.

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, протишумные наушники, шлемофоны и др.).

Вывод: Уровень шума на рабочем месте допускается согласно ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [24].

8.2.3 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].

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 ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ «Сургутнефть» 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.

Вывод: Согласно [17] уровень вибрации на рабочем месте соответствует нормам.

8.2.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений

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.

Вывод: 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].

8.2.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

К современному производственному освещению предъявляют высокие требования гигиенического и технико-экономического характера. Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое воздействие на рабочих, содействует повышению производительности труда.

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 ремонтно-механических мастерских 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	Освещенность (комбинированная система), Лк	Освещенность (общая система), Лк
IV	Средней точности	B	0,5 - 1	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.

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

Вывод: Согласно [17] освещение рабочего места соответствует допустимым нормам.

8.2.6 Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

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 рассматриваемых ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ «Сургутнефть» относится к помещению с повышенной опасностью. механизмам с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой [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].

Каждый рабочий должен пройти необходимую теоретическую подготовку, обучение на рабочем месте и проверку знаний ПТЭ и ПТБ[23]. Оперативное обслуживание предусматривает периодические осмотры электрооборудования распределительных устройств, приборов релейной защиты и автоматики, кабельных линий. На рабочем месте должны находиться инструктажи, журналы ознакомлений, журналы производственного контроля.

Для предотвращения поражения электрическим током, где размещаются рабочее место оборудование должно быть оснащено защитным заземлением, занулением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации[16]. Для предупреждения электротравматизма необходимо проводить соответствующие организационные и технические мероприятия: 1) оформление работы нарядом или устным распоряжением; 2) проведение инструктажей и допуск к работе; 3) надзор во время работы.

Основными непосредственными причинами электротравматизма, являются: 1) прикосновение к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением; 2) прикосновение к металлическим конструкциям электроустановок, находящимся под напряжением; 3) ошибочное включение электроустановки или несогласованных действий обслуживающего персонала.

8.2.7 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Безопасные условия работы обеспечиваются правильной организацией работ, постоянным надзором за работающими со стороны производителя работ и соблюдением рабочими техники безопасности и регламентируются ПОТ Р М-016-2001 [18]; РД 153-34.0- 03.150-00 «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» [19].

Правила распространяются на работников организаций независимо от форм собственности и организационно-правовых форм и других физических лиц, занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения [19].

В рассматриваемых ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ «Сургутнефть» большая доля вероятности получить механическую травму, так как используется большое количество оборудования. При необходимости принимаются меры для уменьшения вероятности травмирования персонала - предупредительные плакаты, ограждения, сигнализация [19].

Настоящий стандарт ГОСТ 12.2.003-91 [20] распространяется на производственное оборудование, применяемое во всех отраслях народного хозяйства, и устанавливает общие требования безопасности, являющиеся основой для установления требований безопасности в стандартах, технических условиях, эксплуатационных и других конструкторских документах на производственное оборудование конкретных групп, видов, моделей (марок).

Каждый технологический комплекс и автономно используемое производственное оборудование должны укомплектовываться эксплуатационной документацией, содержащей требования (правила), предотвращающие возникновение опасных ситуаций при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации [20].

Материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм человека на всех заданных режимах работы и предусмотренных условиях эксплуатации, а также создавать пожаровзрывоопасные ситуации [20].

Части производственного оборудования (в том числе трубопроводы гидро-, паро-, пневмосистем, предохранительные клапаны, кабели и др.), механическое повреждение которых может вызвать возникновение опасности, должны быть

защищены ограждениями или расположены так, чтобы предотвратить их случайное повреждение работающими или средствами технического обслуживания [20].

Полное или частичное прекращение энергоснабжения и последующее его восстановление, а также повреждение цепи управления энергоснабжением не должны приводить к возникновению опасных ситуаций, в том числе:

- самопроизвольному пуску при восстановлении энергоснабжения;
- невыполнению уже выданной команды на останов;
- падению и выбрасыванию подвижных частей производственного оборудования и закрепленных на нем предметов (например, заготовок, инструмента и т.д.);
- снижению эффективности защитных устройств.

Требования к средствам защиты, входящим в конструкцию, и сигнальным устройствам [20].

Конструкция средств защиты должна обеспечивать возможность контроля выполнения ими своего назначения до начала и (или) в процессе функционирования производственного оборудования.

Средства защиты должны выполнять свое назначение непрерывно в процессе функционирования производственного оборудования или при возникании опасной ситуации.

Действие средств защиты не должно прекращаться раньше, чем закончится действие соответствующего опасного или вредного производственного фактора.

Отказ одного из средств защиты или его элемента не должен приводить к прекращению нормального функционирования других средств защиты.

Производственное оборудование, в состав которого входят средства защиты, требующие их включения до начала функционирования производственного оборудования и (или) выключения после окончания его функционирования, должно иметь устройства, обеспечивающие такую последовательность.

Конструкция и расположение средств защиты не должны ограничивать технологические возможности производственного оборудования и должны обеспечивать удобство эксплуатации и технического обслуживания.

Сигнальные устройства, предупреждающие об опасности, должны быть выполнены и расположены так, чтобы их сигналы были хорошо различимы и слышны в производственной обстановке всеми лицами, которым угрожает опасность.

Части производственного оборудования, представляющие опасность, должны быть окрашены в сигнальные цвета и обозначены соответствующим знаком безопасности в соответствии с действующими стандартами.

8.3 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.

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].

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

В самом 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.

В процессе деятельности цеха ремонтно-механических мастерских образуются твёрдые промышленные отходы (металлический лом, стружка, пластмассы). Отходы, которые в дальнейшем могут быть использованы в производстве (чаще всего такими отходами оказывается лом цветных металлов) собираются, складываются и по мере их накопления отправляются на переработку. Отходы, не подлежащие переработке и дальнейшему использованию, выносятся на свалки. Твёрдые отходы, которые представляет вторичная упаковка, может сортироваться и отправляться на переработку на картонажно-бумажные фабрики.

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.

Вывод: Мероприятия по экологической безопасности соответствуют 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. «Ориентировочна безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» [31].

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

8.4.1. 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.

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

8.4.2 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.

Рассматриваемые ремонтно-механические мастерские УЭСХ НГДУ «Сургутнефть» 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]:

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

Система пожароводного оборудования (ПК)

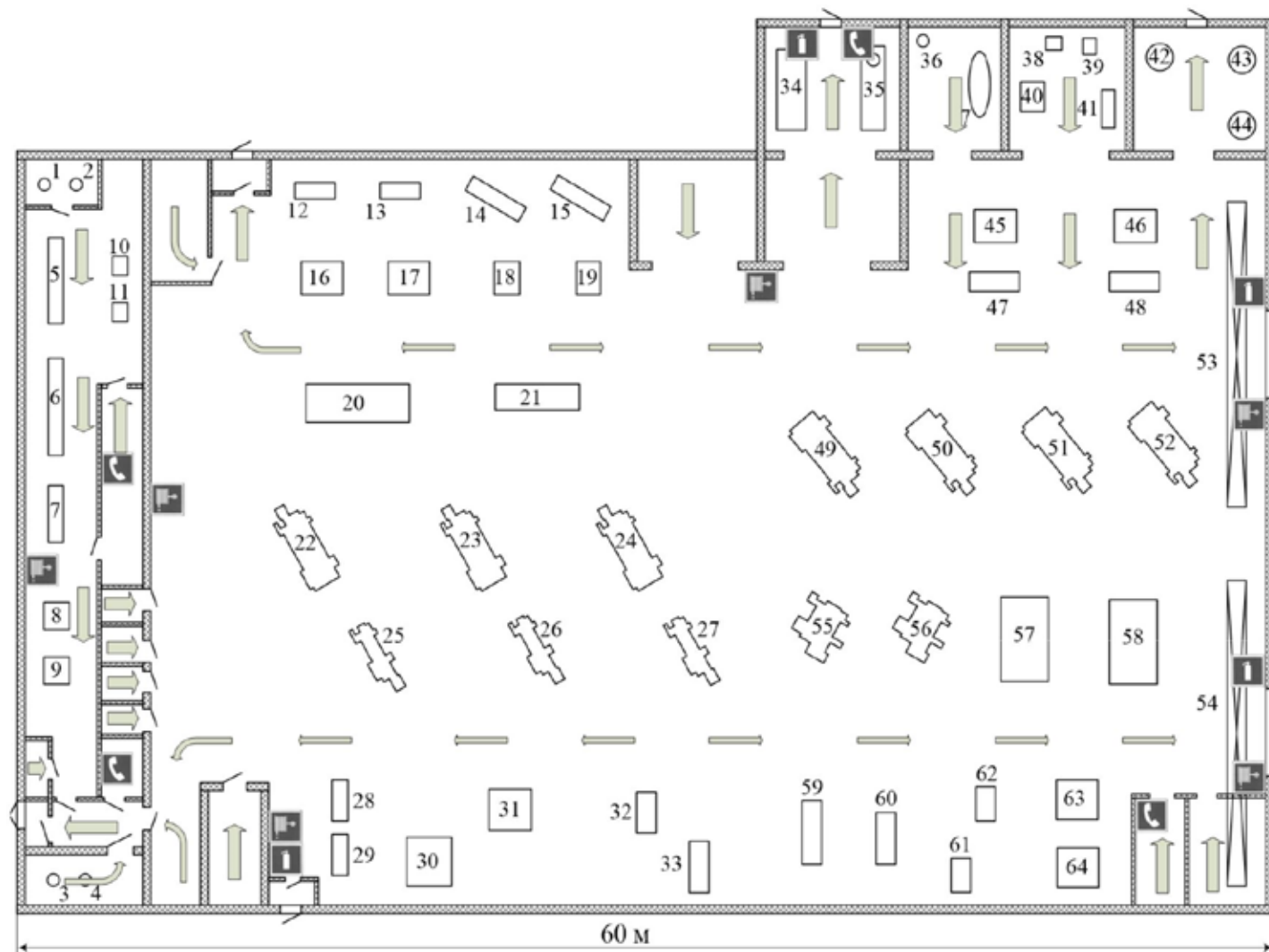
На предприятии используется система автоматической пожарной безопасности, основанная на датчиках различных видов (дымовые, тепловые, датчики пламени). В случае возникновения пожара, срабатывает система оповещения, подается световой и звуковой сигнал об опасности.

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

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

Вывод: защиты соответствуют Федеральным законом от 22.07.2013 г. №213-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [35].

План эвакуации представлен на рисунке 8.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью работы было осуществление электроснабжения всех электроприёмников ремонтно-механических мастерских УЭСХ НГДУ «Сургутнефть» 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 ТМН-4000/35. Марка трансформаторов ГПП и напряжение питающих линий было выбрано на основании технико-экономического расчета. На стороне 35 кВ 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 35 кВ.

Далее было определено число и мощность цеховых трансформаторов. Номинальная мощность цеховых трансформаторов принята равной 630 кВА, минимальное расчётное число трансформаторов цеховых ТП равно восьми. 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 трансформаторов ГПП и произведен расчет дифференциальной защиты. Рассчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

Так же была рассчитана молниезащита главной понизительной подстанции. Это позволяет снизить вероятность попадания молнии в территорию ГПП до минимума. Произведен расчет заземления молниеотводов.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» выполнен технический проект и решены следующие задачи:

- в результате проведения SWOT-анализа установлено, что технический проект имеет несколько важных преимуществ, обеспечивающих повышение производительности, безопасности и экономичности технического производства.

- при планировании технических работ был разработан график занятости для трех исполнителей, составлена ленточная диаграмма Ганта, позволяющая оптимально скоординировать работу исполнителя.

- составление сметы технического проекта позволило оценить первоначальную сумму затрат на реализацию технического проекта.

- оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному показателю, дала высокий результат (4,6 по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности реализации технического 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.

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 электрооборудовании 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. ГОСТ12.1.038-82ССБТ.«Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов»
15. Правила устройства электроустановок–7-еизд.Сибирское университетское издательство, 2011 г.

16. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328 «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. ПОТРМ-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. Коршунова Л. А., Кузьмина Н. Г. Технико-экономическое обоснование инновационного проекта. Методические указания по выполнению экономического раздела ВКР для студентов энергетических специальностей всех форм обучения. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012.
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. «Ориентировочный 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. РД153-34.0-03.301-00.Правилапожарнойбезопасностидля энергетических предприятий.
37. Постановление Правительства РФ от 29.03.2002г. №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 28.12.2013г. №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. НПБ105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

Приложение А

Таблица А.1 – Определение расчетных нагрузок ремонтно-механических мастерских

Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭПn	Установленная мощность		$m = P_{\text{ном. max}} / P_{\text{ном. min}}$	Коэффициент использования $K_{\text{и}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	Средняя нагрузка за смену		Эффективное число электроприемников	Коэффициент максимума $K_{\text{м}}$	Максимальная нагрузка			$I_{\text{р}}, \text{А}$	$I_{\text{пик}}, \text{А}$
		$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	$\Sigma P_{\text{ном}}, \text{кВт}$					$P_{\text{см}} = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi, \text{кВАр}$			$P_{\text{р}} = K_{\text{м}} \cdot P_{\text{см}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{р}} = (1 \div 1,1) \cdot Q_{\text{см}}, \text{кВАр}$	$\frac{Q_{\text{р}}^2}{2}, \text{кВА}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Шкаф распределительный ПР-1																
Электроприемники группы "А" $K_{\text{и}} < 0,6$																
1 Стенды разные	3	5,4 ÷ 8,2	21,8		0,40	0,75	0,88	8,7	7,7							
2 Пресс	2	7,1 ÷ 7,1	14,2		0,25	0,65	1,17	3,6	4,2							
3 Станки разные	2	2,2 ÷ 2,4	4,6		0,16	0,50	1,73	0,7	1,3							
Итого по группе "А"	7	2,2 ÷ 8,2	40,6	>3	0,32	0,70	1,01	13,0	13,1	6	1,89	24,6	14,4	28,5		
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{и}} \geq 0,6$																
4 Вентиляция	4	8,0 ÷ 8,0	32,0		0,65	0,80	0,75	20,8	15,6							
Итого по группе "Б"	4	8,0 ÷ 8,0	32,0		0,65	0,80	0,75	20,8	15,6		1	20,8	15,6	26,0		
Итого по ПР-1	11	2,2 ÷ 8,2	72,6		0,47	0,76	0,85	33,8	28,7			45,4	30,0	54,4	82,7	191,1
Шкаф распределительный ПР-2																
Электроприемники группы "А" $K_{\text{и}} < 0,6$																
1 Станки разные	8	5,1 ÷ 12,0	68,8		0,16	0,50	1,73	11,0	19,1							
Итого по группе "А"	8	5,1 ÷ 12,0	68,8	<3	0,16	0,50	1,73	11,0	19,1	8	2,22	24,4	21,0	32,2		
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{и}} \geq 0,6$																
2 Компрессор	1	22,0 ÷ 22,0	22,0		0,70	0,80	0,75	15,4	11,6							
3 Калорифер	1	20,0 ÷ 20,0	20,0		0,75	0,95	0,33	15,0	4,9							
Итого по группе "Б"	2	20,0 ÷ 22,0	42,0		0,72	0,88	0,54	30,4	16,5		1	30,4	16,5	34,6		
Итого по ПР-2	10	5,1 ÷ 22,0	110,8		0,37	0,76	0,86	41,4	35,5			54,8	37,5	66,4	100,8	302,7

Продолжение таблицы А.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" $K_{\text{и}} < 0,6$																
1 Станки разные	10	2,3 ÷ 25,0	120,7		0,16	0,50	1,73	19,3	33,4							
Итого по группе "А"	10	2,3 ÷ 25,0	120,7	>3	0,16	0,50	1,73	19,3	33,4	6	2,40	46,4	36,8	59,2		
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{и}} \geq 0,6$																
2 Компрессор	1	7,8 ÷ 7,8	7,8		0,70	0,80	0,75	5,5	4,1							
3 Калорифер	1	10,0 ÷ 10,0	10,0		0,75	0,95	0,33	7,5	2,5							
Итого по группе "Б"	2	7,8 ÷ 10,0	17,8		0,73	0,89	0,51	13,0	6,6			17,8	9,1	20,0		
Итого по ПР-3	12	2,3 ÷ 25,0	138,5		0,23	0,63	1,24	32,3	40,0			64,2	45,9	78,9	119,9	533,1
Шкаф распределительный ПР-4																
Электроприемники группы "А" $K_{\text{и}} < 0,6$																
1 Сварочное оборудование	4	4,4 ÷ 15,0	38,3		0,30	0,35	2,68	11,5	30,8							
Итого по группе "А"	4	4,4 ÷ 15,0	38,3	>3	0,30	0,35	2,68	11,5	30,8	3	2,32	26,7	33,8	43,1		
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{и}} \geq 0,6$																
2 Печь, ванны	3	11,3 ÷ 18,3	45,7		0,70	0,95	0,33	32,0	10,5							
3 Вентиляция	4	10,0 ÷ 18,0	58,0		0,65	0,80	0,75	37,7	28,3							
Итого по группе "Б"	7	10,0 ÷ 18,3	103,7		0,67	0,87	0,56	69,7	38,8		1	69,7	38,8	79,8		
Итого по ПР-4	11	4,4 ÷ 18,3	142,0		0,57	0,76	0,86	81,2	69,5			96,4	72,6	120,7	183,3	427,3
Шкаф распределительный ПР-5																
Электроприемники группы "А" $K_{\text{и}} < 0,6$																
1 Пресс	2	6,4 ÷ 6,4	12,8		0,25	0,65	1,17	3,2	3,7							
2 Станки разные	4	20,2 ÷ 20,2	80,8		0,16	0,50	1,73	12,9	22,4							
3 Кран-балка	1	14,0 ÷ 14,0	14,0		0,06	0,50	1,73	0,8	1,5							
Итого по группе "А"	7	6,4 ÷ 20,2	107,6	>3	0,16	0,52	1,63	17,0	27,6	6	2,42	41,0	30,3	51,0		
Электроприемники группы "Б" $K_{\text{и}} \geq 0,6$																
4 Шкаф сушильный	2	9,9 ÷ 9,9	19,8		0,70	0,95	0,33	13,9	4,6							
Итого по группе "Б"	2	9,9 ÷ 9,9	19,8		0,70	0,95	0,33	13,9	4,6			19,8	6,5	20,8		
Итого по ПР-5	9	6,4 ÷ 20,2	127,4		0,24	0,69	1,04	30,8	32,1			60,8	36,9	71,1	108,0	580,3

Окончание таблицы А.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 Кран-балка	1	14,0 ÷ 14,0	14,0		0,06	0,50	1,73	0,8	1,5							
2 Станки разные	6	3,3 ÷ 8,8	32,2		0,16	0,50	1,73	5,2	8,9							
3 Молот	2	12,1 ÷ 12,1	24,2		0,20	0,65	1,17	4,8	5,7							
Итого по группе "А"	9	3,3 ÷ 14,0	70,4	>3	0,15	0,56	1,48	10,8	16,0	7	2,33	25,2	17,6	30,8		
Электроприемники группы "Б" $K_n \geq 0,6$																
4 Компрессор	1	10,2 ÷ 10,2	10,2		0,70	0,80	0,75	7,1	5,4							
5 Калорифер	1	10,0 ÷ 10,0	10,0		0,75	0,95	0,33	7,5	2,5							
Итого по группе "Б"	2	10,0 ÷ 10,2	20,2		0,72	0,88	0,53	14,6	7,8			20,2	10,9	23,0		
Итого по ПР-6	11	3,3 ÷ 14,0	90,6		0,28	0,73	0,94	25,5	23,9			45,4	28,6	53,7	81,5	553,8
Итого силовая нагрузка	64	2,2 ÷ 25,0	681,9		0,36	0,73	0,94	245,0	229,8			367,0	251,5	445,2		
Электрическое освещение			39,2	$K_{co}=0,95$		0,95	0,33	37,2	12,2			37,2	12,2			
Итого по цеху	64	2,2 ÷ 25,0	721,1		0,39	0,76	0,86	282,2	242,1			404,2	263,7	482,6	733,3	1205,6

Приложение Б

Таблица Б.1 – Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка						Суммарная нагрузка		
	$P_{уст,к}$ Вт	K_c	$\cos\varphi$	$\tg\varphi$	$P_{р,к}$ Вт	$Q_{р,к}$ кВАр	F , м ²	$P_{уд.о,}$ Вт/м ²	$P_{н.о,}$ кВт	$K_{с.о}$	$P_{р.о,к}$ Вт	$Q_{р.о,}$ кВАр	$P_p+P_{р.о,к}$ Вт	$Q_p+Q_{р.о,}$ кВАр	$S_{р,к}$ ВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Потребители электроэнергии до 1000 В															
1 ЗонахраненияТМЦ	245,0	0,50	0,45	1,98	122,5	243,1	5782	16	92,5	0,95	87,9	28,9	210,4	272,0	343,9
2 Административнопомещение	272,0	0,50	0,85	0,62	136,0	84,3	1899	20	38,0	0,90	34,2	11,2	170,2	95,5	195,2
3 Теплаястоянкаавтомобилей№7	203,0	0,40	0,90	0,48	81,2	39,3	13264	15	199,0	0,60	119,4	39,2	200,6	78,6	215,4
4 Теплаястоянкаавтомобилей№1	196,0	0,40	0,90	0,48	78,4	38,0	12749	15	191,2	0,60	114,7	37,7	193,1	75,7	207,4
5 КПП	18,0	0,40	0,85	0,62	7,2	4,5	1200	18	21,6	0,90	19,4	6,4	26,6	10,9	28,8
6 Насосная	864,0	0,60	0,80	0,75	518,4	388,8	12546	16	200,7	0,95	190,7	62,7	709,1	451,5	840,6
7 Центральныйтепловойпункт	222,0	0,55	0,75	0,88	122,1	107,7	849	16	13,6	0,95	12,9	4,2	135,0	111,9	175,4
8 Газораспределительныйпункт	103,0	0,50	0,75	0,88	51,5	45,4	398	16	6,4	0,95	6,0	2,0	57,5	47,4	74,6
9 Цехремонтаоборудования	735,0	0,45	0,70	1,02	330,8	337,4	11644	16	186,3	0,95	177,0	58,2	507,7	395,6	643,7
10Столовая	178,0	0,40	0,85	0,62	71,2	44,1	2684	17	45,6	0,90	41,1	13,5	112,3	57,6	126,2
11Ремонтно-механическиемастерские	681,9	–	0,73	0,94	367,0	251,5	2450	16	39,2	0,95	37,2	12,2	404,2	263,7	482,6
12АБК	156,0	0,50	0,85	0,62	78,0	48,3	2922	20	58,4	0,90	52,6	17,3	130,6	65,6	146,2
13Материально-техническийсклад	61,0	0,40	0,80	0,75	24,4	18,3	8855	16	141,7	0,60	85,0	27,9	109,4	46,2	118,8
14Профилакторий	96,0	0,45	0,85	0,62	43,2	26,8	30768	18	553,8	0,80	443,1	145,6	486,3	172,4	515,9
15Маслосклад	25,0	0,40	0,80	0,75	10,0	7,5	730	16	11,7	0,60	7,0	2,3	17,0	9,8	19,6
Территорияпредприятия	0	–	–	–	0	0	398448	0,16	63,8	1	63,8	21,0	63,8	21,0	67,1
Итогопо0,38кВ	4055,9	–	–	–	2041,8	1685,0	$\Sigma F_{ц}=108740$		1863,5	–	1492,0	490,4	3533,8	2175,4	4149,7
Потребители электроэнергии выше 1000 В															
6 Насосная	1260,0	0,60	0,80	0,75	756,0	567,0	–	–	–	–	–	–	756,0	567,0	945,0
Итогопо 10кВ	1260,0	–	–	–	756,0	567,0	–	–	–	–	–	–	756,0	567,0	945,0

Приложение В

Таблица В.1 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

Наименование цеха	$S_{p.i}$ кВА	$S_{p.o.i}$ к Вт	r , мм	α , град	x_i ,М м	y_i , мм	$S_{p.i} \cdot$ x_i ,кВА·мм	$S_{p.i} \cdot$ y_i ,кВА·мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потребители электроэнергии до 1000 В								
1 ЗонахраненияТМЦ	343,9	92,5	16,5	96,9	17,8	125,9	6120,7	43292,1
2 Административноепомещение	195,2	36,0	12,5	66,4	46,6	142,5	9094,3	27809,8
3 Теплаястоянкаавтомобилей№7	215,4	125,7	13,1	210,0	43,3	115,7	9327,4	24923,4
4 Теплаястоянкаавтомобилей№1	207,4	120,8	12,8	209,6	38,4	66,4	7965,7	13774,1
5 КПП	28,8	20,5	4,8	256,1	68,5	21,9	1970,4	630,0
6 Насосная	840,6	200,7	25,9	86,0	112,6	63,4	94654,7	53295,8
7 Центральныйтепловойпункт	175,4	13,6	11,8	27,9	143,7	139,4	25200,1	24446,0
8 Газораспределительныйпункт	74,6	6,4	7,7	30,7	159,1	137,1	11862,7	10222,4
9 Цехремонтаоборудования	643,7	186,3	22,6	104,2	152,8	76,9	98351,8	49497,7
10 Столовая	126,2	43,2	10,0	123,3	124,6	19,4	15723,3	2448,1
11Ремонтно-механическиемастерские	482,6	39,2	19,6	29,2	160,0	14,9	77223,0	7191,4
12АБК	146,2	55,4	10,8	136,4	190,1	12,4	27784,7	1812,4
13Материально-техническийсклад	118,8	89,5	9,7	271,2	204,7	131,9	24313,9	15666,9
14Профилакторий	515,9	466,4	20,3	325,4	196,4	65,9	101326,0	33998,9
15Маслосклад	19,6	7,4	4,0	135,3	214,0	49,1	4201,0	963,9
Потребители электроэнергии выше 1000 В								
6 Насосная	945,0	–	15,5	–	112,6	63,4	106407,0	59913,0
Итого	5079,2	–	–	–	–	–	621526,8	369885,7

Приложение Г

Таблица Г.1 – Число трансформаторов в цехах предприятия

Наименования цехов	$P_p + P_{p.o.}$ кВт	Количество тр-ов n_i , шт
1 Зона хранения ТМЦ	210,4	0,536
2 Административное помещение	170,2	0,433
3 Теплая стоянка автомобилей №7	200,6	0,511
4 Теплая стоянка автомобилей №1	193,1	0,492
5 КПП	26,6	0,068
6 Насосная	709,1	1,806
7 Центральный тепловой пункт	135,0	0,344
8 Газораспределительный пункт	57,5	0,147
9 Цех ремонта оборудования	507,7	1,293
10 Столовая	112,3	0,286
11 Ремонтно-механические мастерские	404,2	1,030
12 АБК	130,6	0,333
13 Материально-технический склад	109,4	0,279
14 Профилакторий	486,3	1,238
15 Маслоклад	17,0	0,043

Таблица Г.2 – Распределение электрических нагрузок по пунктам

Наименование пункта питания и количество трансформаторов	Потребители энергии (номер по генплану)	Суммарная мощность, кВт	Место расположения на генплане
ТП1 2 трансф.	1,2,3,4,5	800,9	Цех №4
ТП2 2 трансф.	6,10	821,4	Цех №6
ТП3 2 трансф.	7,8,9,13	809,7	Цех №9
ТП4 2 трансф.	11,12,14,15	1038,1	Цех №11

Приложение Д

Таблица Д.1 – Выбор марки и сечений проводников питающей сети, аппаратов защиты

Участок	$\frac{I_{\Sigma}}{I_{\text{пик}}}$	$1,1 \cdot I_p$	$1,25 \cdot I_{\text{пик}}$	Автомат			Способ прокладки	K_3	$K_{\text{пр}}$	$\frac{K_3 \cdot I_{\Sigma}}{K_{\text{пр}}}$	Кабель		L	$\cos\varphi$	ΔU_0	ΔU_p
				K	$\frac{I_{\text{расч}}}{I_{\Sigma,0}}$	Тип					$I_{\text{доп}}$	Марка				
	A	A	A	—	A	—				—	—	A				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Отходящий выключатель ТП	$\frac{1769,0}{2241,3}$	1946,0	2801,6	2,0	$\frac{2000}{4000,0}$	ВА74–45	Налотках	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ТП-ПР1	$\frac{82,7}{191,1}$	91,0	238,9	2,0	$\frac{130}{260,0}$	ВА74–40		1	1	130	170	АВВГ–1(4 ´ 95)	0,102	0,76	0,141	1,19
ТП-ПР2	$\frac{100,8}{302,7}$	110,9	378,4	5,0	$\frac{130}{650}$	ВА74–40		1	1	130	170	АВВГ–1(4 ´ 95)	0,079	0,76	0,141	1,13
ТП-ПР3	$\frac{119,9}{533,1}$	131,9	666,3	6,5	$\frac{190}{1235}$	ВА74–40		1	1	190	200	АВВГ–1(4 ´ 120)	0,103	0,63	0,100	1,24
ТП-ПР4	$\frac{183,3}{427,3}$	201,7	534,1	2,5	$\frac{260}{650}$	ВА74–40		1	1	260	270	АВВГ–1(4 ´ 185)	0,077	0,76	0,083	1,17
ТП-ПР5	$\frac{108,0}{580,3}$	118,8	725,3	6,0	$\frac{130}{780}$	ВА74–40		1	1	130	170	АВВГ–1(4 ´ 95)	0,077	0,69	0,130	1,07
ТП-ПР6	$\frac{81,5}{553,8}$	89,7	692,3	6,0	$\frac{130}{780}$	ВА74–40		1	1	130	170	АВВГ–1(4 ´ 95)	0,098	0,73	0,130	1,04

Таблица Д.1 – Выбор марки и сечений проводников питающей сети, аппаратов защиты

Приемник	Р	I	I	1,1·I	1,5·I	Автомат				К	К	$K_{\text{з}} \cdot I_{\text{з}}$	Кабель	
	номинал	номинал	пуск	номинал	пуск	К	I _{тепл}	I _{о.з.}	Тип	пр	з	А	I _{доп}	Марка
	кВт	А	А	А	А	—	А	А		—	—	А	А	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПР – 1 ПР11-7123														
Вытяжная вентиляция	8,0	17,1	119,5	18,8	179,2	12,0	20,0	240,0	ВА13–29	1,0	1,0	20,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
Приточная вентиляция	8,0	17,1	119,5	18,8	179,2	12,0	20,0	240,0	ВА13–29	1,0	1,0	20,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
Стенд разборки электродвигателей	8,2	18,7	93,3	20,5	140,0	6,0	25,0	150,0	ВА13–29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
Стенд контроля подшипников	5,4	12,3	61,5	13,5	92,2	6,0	16,0	96,0	ВА13–29	1,0	1,0	16,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
Пресс	7,1	18,6	93,2	20,5	139,9	6,0	25,0	150,0	ВА13–29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
Точильный станок	2,2	7,5	37,6	8,3	56,3	6,0	10,0	60,0	ВА13–29	1,0	1,0	10,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
Сверлильный станок	2,4	8,2	41,0	9,0	61,5	12,0	10,0	120,0	ВА13–29	1,0	1,0	10,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
ПР – 2 ПР11-7123														
Зубофрезерный станок	12,0	41,0	204,9	45,1	307,3	12,0	50,0	600,0	ВА13–29	1,0	1,0	50,0	60	АВВГ - 1(4´ 16)
Ножницы листовые	12,0	41,0	204,9	45,1	307,3	12,0	50,0	600,0	ВА13–29	1,0	1,0	50,0	60	АВВГ - 1(4´ 16)
Расточной станок	5,1	17,4	87,1	19,2	130,6	12,0	20,0	240,0	ВА13–29	1,0	1,0	20,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
Сверлильный станок	5,3	18,1	90,5	19,9	135,7	12,0	20,0	240,0	ВА13–29	1,0	1,0	20,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
Компрессор	22,0	46,9	234,7	51,6	352,1	6,0	63,0	378,0	ВА13–29	1,0	1,0	63,0	75	АВВГ - 1(4´ 25)
Калорифер	20,0	33,7	—	37,0	—	—	40,0	—	ВА13–29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ - 1(4´ 10)
ПР – 3 ПР11-7123														
Токарный станок	25,0	85,4	426,8	93,9	640,2	8,0	100,0	800,0	ВА57–35	1,0	1,0	100,0	140	АВВГ - 1(4´ 70)
Разметочный станок	10,0	34,1	170,7	37,6	256,1	12,0	40,0	480,0	ВА13–29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ - 1(4´ 10)
Станок дисковый	2,3	7,9	39,3	8,6	58,9	6,0	10,0	60,0	ВА13–29	1,0	1,0	10,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
Шлифовальный станок	6,4	21,9	109,3	24,0	163,9	12,0	25,0	300,0	ВА13–29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
Ножницы кривошипные	4,7	16,0	80,2	17,7	120,4	12,0	20,0	240,0	ВА13–29	1,0	1,0	20,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
Компрессор	7,8	16,6	83,2	18,3	124,8	12,0	20,0	240,0	ВА13–29	1,0	1,0	20,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)
Калорифер	10,0	16,8	—	18,5	—	—	20,0	—	ВА13–29	1,0	1,0	20,0	27	АВВГ - 1(4´ 4)

Окончание таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПР – 4 ПР11-7123														
Печь индукционная	16,1	27,1	—	29,8	–	–	31,5	–	BA13–29	1,0	1,0	31,5	32	АВВГ - 1(4 ´ 6)
Масляная ванна	18,3	30,8	—	33,9	–	–	40,0	–	BA13–29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ - 1(4 ´ 10)
Вытяжная вентиляция	10,0	21,3	149,4	23,5	224,1	6,0	25,0	150,0	BA13–29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ - 1(4 ´ 4)
Масляная ванна	11,3	19,0	—	20,9	–	–	25,0	–	BA13–29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ - 1(4 ´ 4)
Сварочный агрегат ПВ = 60%	12,2	54,0	162,1	59,4	243,2	6,0	63,0	378,0	BA13–29	1,0	1,0	63,0	75	АВВГ - 1(4 ´ 25)
Выпрямитель сварочный	15,0	66,4	199,3	73,1	299,0	4,0	80,0	320,0	BA57–35	1,0	1,0	80,0	90	АВВГ - 1(4 ´ 35)
Сварочный полуавтомат	4,4	19,5	58,5	21,4	87,7	6,0	25,0	150,0	BA13–29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ - 1(4 ´ 4)
Вытяжная вентиляция	15,0	32,0	224,1	35,2	336,1	12,0	40,0	480,0	BA13–29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ - 1(4 ´ 10)
Приточная вентиляция	18,0	38,4	268,9	42,3	403,3	12,0	50,0	600,0	BA13–29	1,0	1,0	50,0	60	АВВГ - 1(4 ´ 16)
ПР – 5 ПР11-7123														
Шкаф сушильный	9,9	16,7	—	18,3	–	–	20,0	–	BA13–29	1,0	1,0	20,0	27	АВВГ - 1(4 ´ 4)
Пресс	6,4	16,8	84,0	18,5	126,1	12,0	20,0	240,0	BA13–29	1,0	1,0	20,0	27	АВВГ - 1(4 ´ 4)
Токарно-винторезный станок	20,2	69,0	344,8	75,9	517,3	8,0	80,0	640,0	BA57–35	1,0	1,0	80,0	90	АВВГ - 1(4 ´ 35)
Кран-балка ПВ = 25%	28,0	95,6	478,0	105,2	717,0	6,0	125,0	750,0	BA57–35	1,0	1,0	125,0	140	АВВГ - 1(4 ´ 70)
ПР – 6 ПР11-7123														
Кран-балка ПВ = 25%	28,0	95,6	478,0	105,2	717,0	6,0	125,0	750,0	BA57–35	1,0	1,0	125,0	140	АВВГ - 1(4 ´ 70)
Координатно-расточной станок	8,8	30,0	150,2	33,0	225,3	6,0	40,0	240,0	BA13–29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ - 1(4 ´ 10)
Молот	12,1	31,8	158,9	35,0	238,3	6,0	40,0	240,0	BA13–29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ - 1(4 ´ 10)
Компрессор	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	АВВГ - 1(4 ´ 4)
Калорифер	10,0	16,8	—	18,5	–	–	20,0	–	BA13–29	1,0	1,0	20,0	27	АВВГ - 1(4 ´ 4)
Точильный станок	4,0	13,7	68,3	15,0	102,4	12,0	16,0	192,0	BA13–29	1,0	1,0	16,0	27	АВВГ - 1(4 ´ 4)
Балансировочный станок	3,3	11,3	56,3	12,4	84,5	12,0	12,5	150,0	BA13–29	1,0	1,0	12,5	27	АВВГ - 1(4 ´ 4)

Приложение Е

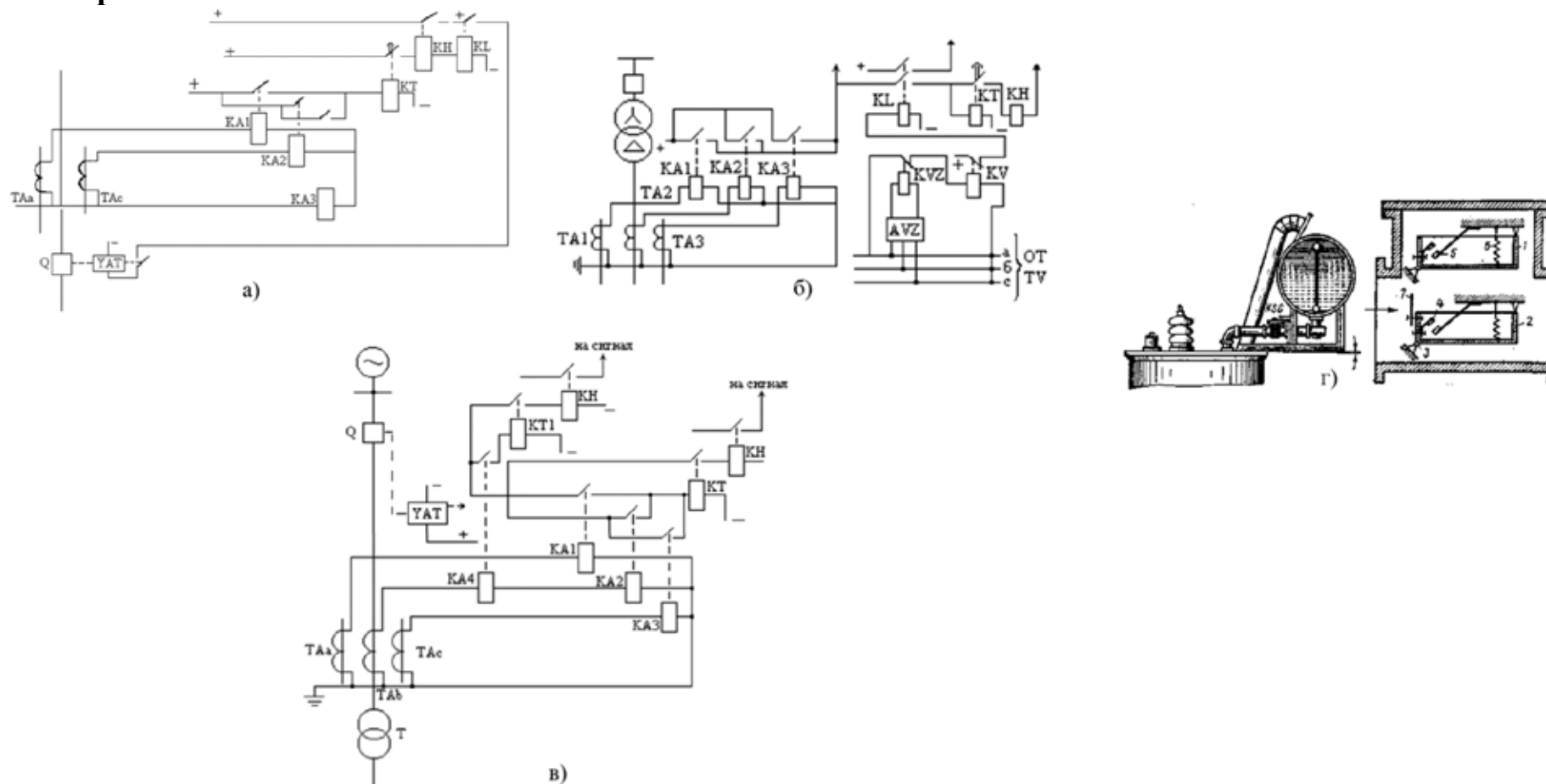


Рисунок Е.1 – Релейная защита

а) МТЗ линии; б) МТЗ от внешних КЗ с комбинированным пусковым органом напряжения;
в) МТЗ трансформатора от внешних КЗ и защита от перегрузок; г) газовое реле защиты трансформатора.

Приложение Ж

Наименование исполнителя	Календарные дни												Перечень выполняемых работ
	10	20	30	40	50	60	70	80					
Руководитель	■		■		■		■		■				Ознакомление с производственной документацией
													Расчет электрических нагрузок по предприятию
													Выбор трансформаторов ГПП
													Расчет схемы электроснабжения цеха
													Составление расчетно-пояснительной записки
													Чертежные работы
Инженер	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Ознакомление с производственной документацией
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Расчет электрических нагрузок по цеху
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Расчет электрических нагрузок по предприятию
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Выбор трансформаторов цеховых подстанций
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Выбор трансформаторов ГПП
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Расчет внутризаводской сети предприятия
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Расчет схемы электроснабжения цеха
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Расчет молниезащиты
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Расчет релейной защиты и автоматики
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Расчет эволюции отклонений напряжения
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Составление расчетно-пояснительной записки
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Чертежные работы

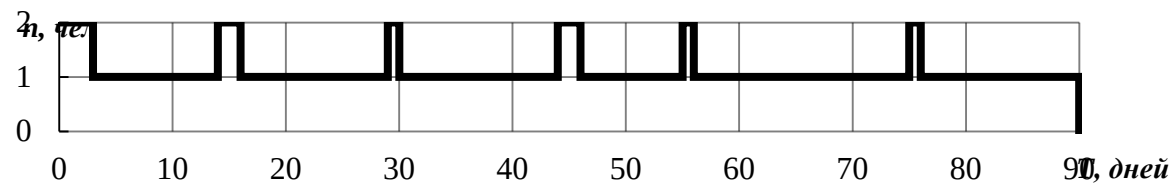


Рисунок Ж.1 – Календарный план проекта и график занятости в выполнении проекта

Приложение И

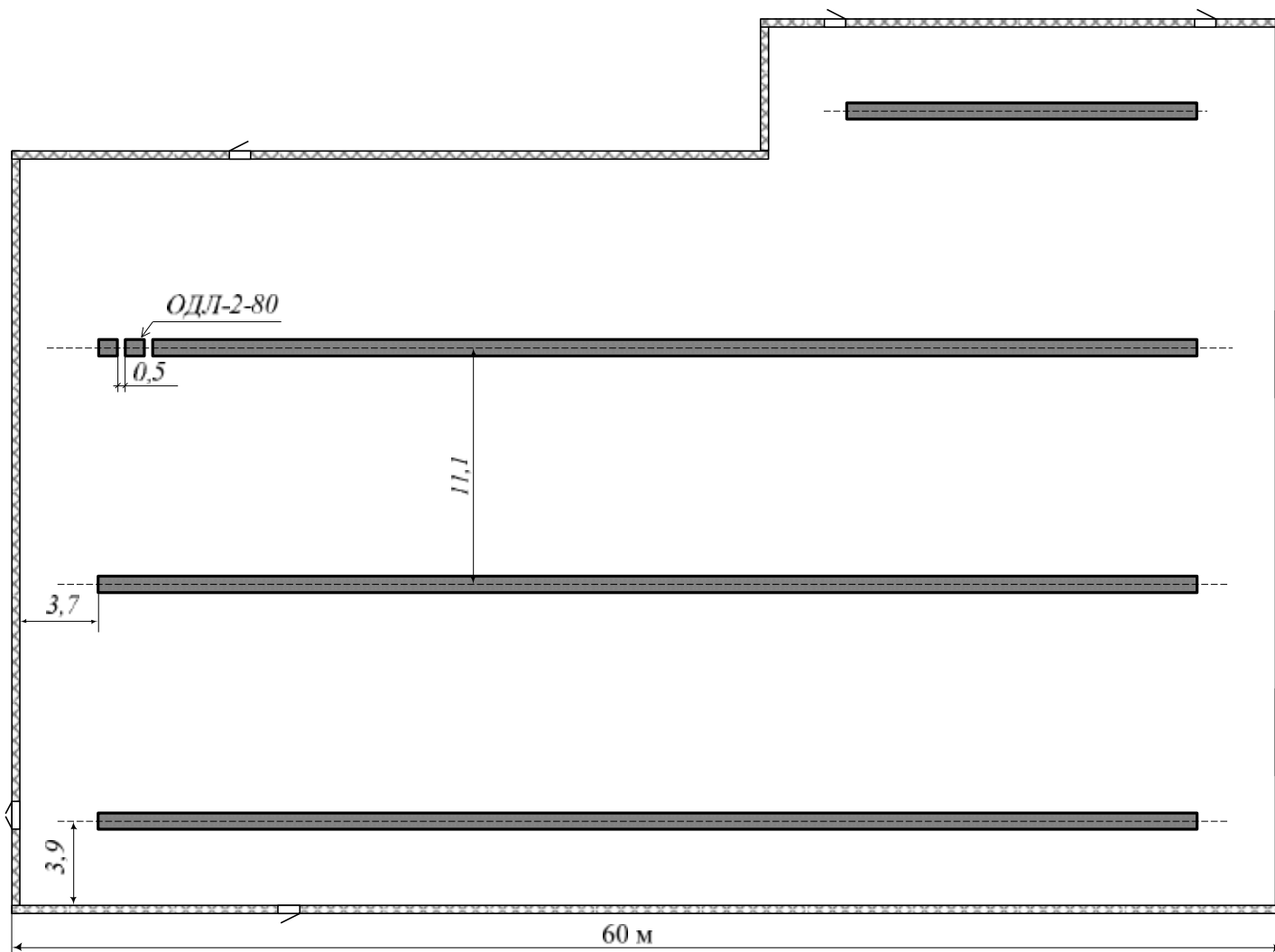


Рисунок И.1 – План размещения светильников

Приложение К

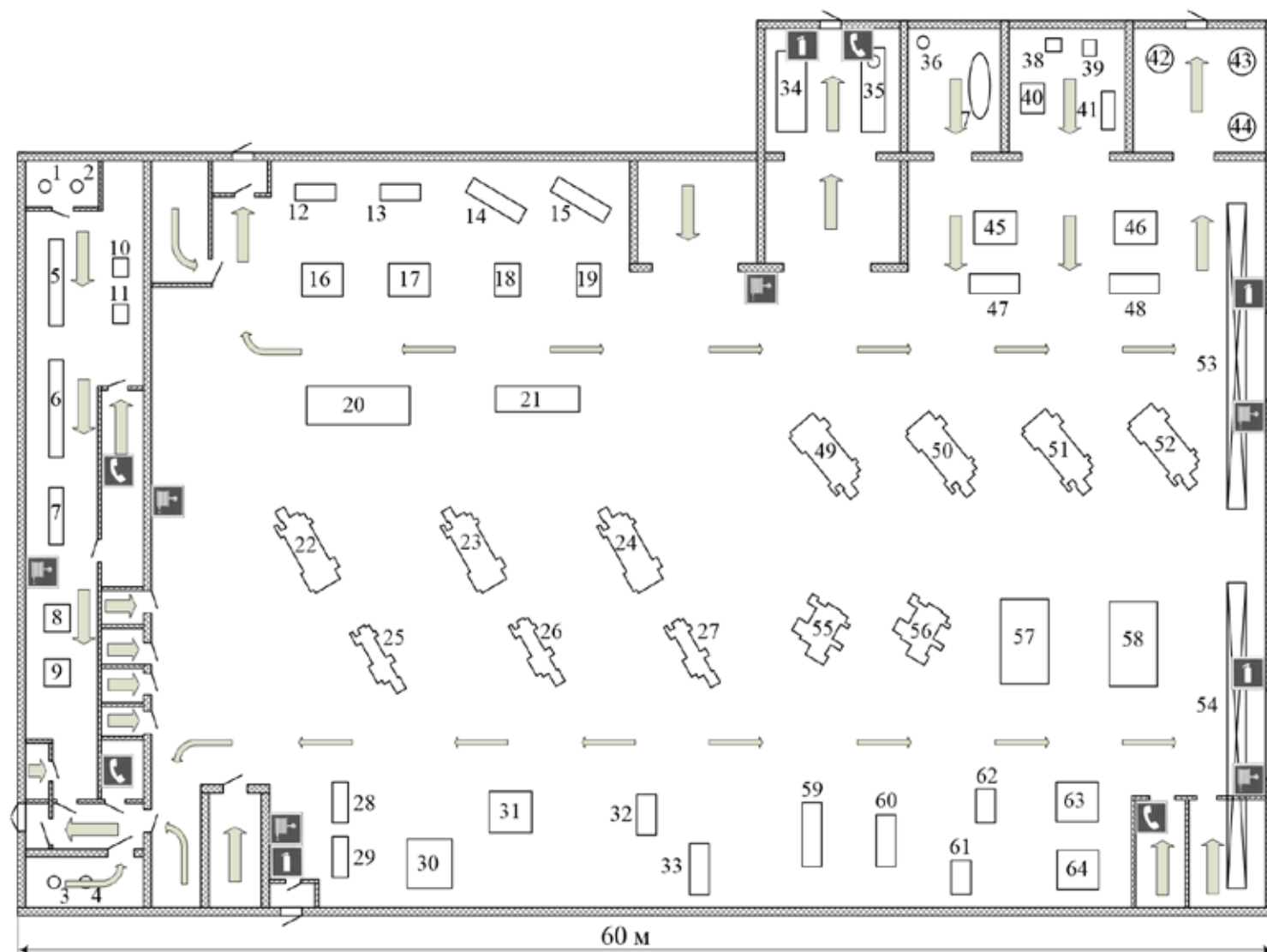


Рисунок К.1 – План эвакуации