

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
КАФЕДРА

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедры
_____ Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Электроснабжение пульпонасосной и насосной
оборотного водоснабжения ООО «СФМЗ»
темы

Руководитель _____ « ____ » _____ 2017г. доцент каф. ЭЭ, к.т.н. Е.В. Платонова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ « ____ » _____ 2017г. А.И. Пронин
подпись дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ « ____ » _____ 2017г. А.В. Коловский
подпись, дата инициалы, фамилия

Абакан 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт –
филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2017г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту _____ Пронину Алексею Игоревичу
(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн-12-01 (З-12) Направление (специальность)
номер
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код, наименование

Тема выпускной квалификационной работы Электроснабжение пульпонасосной
и насосной оборотного водоснабжения ООО «СФМЗ»

Утверждена приказом по университету №145 от 28.02.2017г.

Руководитель ВКР Платонова Е.В., к.т.н. доцент кафедры «Электроэнергетика»
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР генеральный план ООО «СФМЗ», ведомость
электрических нагрузок ООО «СФМЗ».

Перечень разделов ВКР:

Содержание

Введение

1 Основная часть

2 Выбор напряжения и рода тока источников питания объекта

3 Формирование первичных групп электрических приемников для проектируемой электрической сети объекта

4 Расчет электрических нагрузок первичных групп электрических приемников.

5 Светотехнический расчет электрического освещения

6 Выбор схемы и конструктивное выполнение внутриобъектного электроснабжения до 1кВ

7 Расчет электрических нагрузок узлов электрической сети и всего объекта

8 Выбор конструктивного исполнения электрической сети, марки проводов, кабелей способа прокладки

9 Выбор сетевых электрических устройств и аппаратов защиты в них

11 Расчет защитных аппаратов электрических приемников и электрических сетей

12 Компенсация реактивных нагрузок в электрических сетях объекта

13 Выбор единичных мощностей и количества трансформаторов ТП и ВРУ

14 Расчет III и IV уровней электроснабжения

15 Техничко-экономическое сравнение вариантов цеховой сети

16 Электротехнический расчет электрического освещения

17 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания

18 Проверка элементов цеховой сети

19 Анализ качества напряжения цеховой сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников

Заключение

Список использованных источников

1. Э1 План объекта с нанесением схемы электроснабжения

2. Э2 План объекта с нанесением осветительных нагрузок

3. Э3 Однолинейная электрическая схема электроснабжения объекта

Руководитель ВКР

подпись

/Е.В. Платонова
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

/А.И. Пронин
инициалы, фамилия

15 марта 2017 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Основная часть	13
1.1 Характеристика пульпонасосной станции и станции обратного водоснабжения.....	13
1.2 Технических показателей пульпонасосной станции	13
2 Выбор напряжения и рода тока источников питания объекта	16
3 Формирование первичных групп электрических приемников для проектируемой электрической сети цеха	18
4 Расчет электрических нагрузок первичных групп электрических приемников	22
5 Светотехнический расчет электрического освещения	24
5.1 Расчет рабочего освещения.....	24
5.2 Мощность осветительной нагрузки цеха.....	27
5.3 Расчет аварийного освещения	28
6 Выбор схемы и конструктивное выполнение внутрицехового электроснабжения до 1кВ.....	31
7 Расчет электрических нагрузок узлов электрической сети и всего цеха	34
8 Выбор конструктивного исполнения электрической сети, марки проводов, кабелей, способа прокладки.....	44
9 Выбор сетевых электрических устройств и аппаратов защиты в них.....	45
11 Расчет защитных аппаратов электрических приемников и электрических сетей.....	48
11.1 Выбор сечений проводов и жил кабелей для подключения ЭП и силовых объектов до 1000 В.....	50
11.2 Расчет троллейных линий	52
12 Компенсация реактивных нагрузок в электрических сетях объекта.....	54
13 Выбор единичных мощностей и количества трансформаторов ТП и ВРУ	56
14 Расчет III и IV уровней электроснабжения	58
14.1 Выбираем сечение проводников выше 1кВ	59
15 Технико-экономическое сравнение вариантов цеховой сети.....	62
16 Электротехнический расчет электрического освещения.....	71
16.1 Электротехнический расчет для рабочего освещения	71
16.2 Электротехнический расчет для аварийного освещения.....	73
17 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания.....	76

17.1 Расчет токов трехфазного К.З. в сети напряжением выше 1000 В	76
17.2 Выбор высоковольтных выключателей	79
17.3 Расчет токов трехфазного К.З. в сети напряжением ниже 1000 В.....	82
17.4 Расчет токов однофазного К.З. в сети напряжением ниже 1000 В.....	88
18 Проверка элементов цеховой сети	92
18.1 Проверка защитных аппаратов сети напряжением ниже 1000 В на отключающую способность	92
18.2 Проверка защитных аппаратов сети напряжением ниже 1000 В на чувствительность к токам К.З.....	93
19 Анализ качества напряжения цеховой сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников	96
Заключение	104
Список использованных источников	105

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение пульпонасосной станции и насосной оборотного водоснабжения» содержит 106 страниц текстового документа, 12 рисунков, 46 таблицы, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, РАСЧЁТ ОСВЕЩЕНИЯ, ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ.

Объект исследований – пульпонасосная станция.

Методы проведения работ – составление двух вариантов системы электроснабжения цеха, из которых выбирается один на основании технико-экономического сравнения.

Цель работы проектирование системы внутриобъектного электроснабжения, расчёт и выбор системы рационального электроснабжения пульпонасосной станции.

В течение проработки проекта были получены следующие результаты: Расчет электрических нагрузок производится по форме РТМ 36.18.32.4-92 осветительных нагрузок – по методу коэффициента использования светового потока, выполняется выбор комплектной трансформаторной подстанции, рассматриваются вопросы компенсации реактивной мощности, выбираются кабельные линии 6кВ и 0,4кВ, коммутационные аппараты, рассчитываются токи короткого замыкания.

Расчеты производятся по методикам принятым в нормативной, технической и учебной литературе.

ABSTRACT

Final qualification work on the theme "Electricity pulpo pump pumping station and water recycling" contains 106 pages of text document, 12 figures, 46 tables, 25 used sources, 3 sheets of graphic material.

CALCULATION OF ELECTRICAL LOADS, LIGHTING CALCULATIONS, SELECTION OF TRANSFORMERS, REACTIVE POWER COMPENSATION, SELECTION OF CONDUCTOR CROSS-SECTIONS, CALCULATION OF SHORT CIRCUIT CURRENTS, CHOICE OF EQUIPMENT

The object of research – pulpo pump station.

Methods of work – preparation of two variants of the power supply system plant, of which the one is selected on the basis of technical and economic comparison.

The purpose of the work system design inside the object of electricity supply, calculation and selection of rational system of power supply pulpo pump station.

During the elaboration of the project were obtained the following results:

Calculation of electrical loads is made in the form of RTM 36.18.32.4-92 lighting loads – the method of utilization of the light flux, performs the selection of transformer substations, the issues of reactive power compensation, selected cable line 6 kV and 0.4 kV switching devices calculated short-circuit currents.

The calculations are made according to the methods adopted in the regulatory, technical and educational literature.

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников, к которым относятся электродвигатели различных машин и механизмов, электрические печи, электролизные установки, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и др.

Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин и механизмов и строительством электростанций. Первые электростанции сооружались в городах для освещения и питания электрического транспорта, а также при фабриках и заводах. Позднее появилась возможность сооружения электрических станций в местах залежей топлива (торфа, угля, нефти) или местах использования энергии воды независимо от мест нахождения потребителей электроэнергии городов и промышленных предприятий. Передача электроэнергии на большие расстояния к центрам потребления стала осуществляться линиями электропередачи высокого напряжения.

По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ. Возникает необходимость внедрять автоматизацию систем электроснабжения промышленных предприятий и производственных процессов, осуществлять в широких масштабах диспетчеризацию процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления и вести активную работу по экономии электроэнергии.

Каждое производство существует постольку, поскольку его машины-орудия обеспечивают работу технологических механизмов, производящих промышленную продукцию. Все машины-орудия приводятся в настоящее время электродвигателями, для их нормальной работы применяют электроэнергию как самую гибкую и удобную форму энергии, обеспечивающей работу производственных механизмов.

При этом электроэнергия должна обладать соответствующим качеством. Основными показателями качества электроэнергии являются стабильность частоты и напряжения, синусоидальность напряжения и тока и симметрия напряжения. От качества электроэнергии зависит качество выпускаемой продукции, и ее количество.

Общая задача оптимизации систем промышленного электроснабжения включает рациональные решения по выбору сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации и др.

Оптимизация производственных процессов в сочетании с оптимизацией систем промышленного электроснабжения может и должна дать стране

дополнительные средства за счет сокращения непроизводительных расходов.

Задачи оптимизации должны решаться с точки зрения системного подхода. При этом выбор рациональных режимов работы систем электроснабжения промышленного предприятия, необходимо производить, оценивая экономическую эффективность работы всего предприятия в целом. В ряде случаев при дефиците мощности в системе электроснабжения более выгодным оказывается понижение напряжения на 5 и 10 % по сравнению с номинальным. Указанная мера позволяет для многих производств без ущерба для технологического процесса уменьшить убытки по сравнению с убытками от принудительного отключения, что применяется в настоящее время.

Актуальность данной темы состоит в том, что в связи с увеличением объемов работ по добыче и обогащению молибденовых руд, увеличиваются и объемы отходов производства (хвосты). Площадь хвостохранилища постоянно растет и требуется наращивание протяженности трубопроводов. Нагрузка по откачке пульпы на более дальние расстояния влечет за собой увеличение мощности электрооборудования, а следовательно, и увеличение энергоснабжения пульпонасосной и станции обратного водоснабжения станции.

1 Основная часть

1.1 Характеристика пульпонасосной станции и станции оборотного водоснабжения

Пульпонасосная станция входит в состав гидротехнических сооружений и гидротранспорта цеха хвостового хозяйства.

Хвосты с обогатительной фабрики в виде пульпы передаются по трубопроводам на пульпонасосную станцию, цеха хвостового хозяйства. Далее перекачиваются на хранение в шламохранилище.

Для пульпонасосной станции применяются агрегаты, обеспечивающие высокую производительность работы, малое потребление оборотной воды и низкую энергоемкость.

Важнейшим условием достижения высокой эффективности гидромеханизации является правильная организация гидротранспортирования горных пород с высоким насыщением гидросмеси, без аварийной работы гидроустановок, что может быть обеспечено только при эксплуатации нового и современного оборудования.

На обогатительной фабрике производится предварительное обогащение дробленой с выделением в хвостах породы в виде щебня разных классов и отсева. Предварительно обогащенная руда проходит две-три стадии измельчения в шаровых мельницах и флотации с выделением молибденового и меденого концентрата. Затем концентрат обезвоживается и отгружается конвейерами в цех шихтоподготовки. Хвосты в виде пульпы по трубопроводам в виде пульпы передаются на пульпонасосную станцию цеха хвостового хозяйства.

Станция укомплектована грунтовыми центробежными насосами производительностью 4000 м³ в час. Насосные станции оборотной воды укомплектованы водяными центробежными насосами аналогичной производительности. Хвосты с обогатительной фабрики, в виде пульпы с содержанием твердого около 10%, по пульповодам диаметром 800-1000 мм, перекачиваются в шламохранилище. Здесь производится складирование хвостов, а в прудах отстойниках происходит осветление воды, которая затем используется в качестве оборотной в процессе обогащения и в других технологических целях.

1.2 Технические показатели пульпонасосной станции

Станция имеет различным оборудованием. В цехе имеются приемники второй категории электроснабжения по ПУЭ. Среди установок в основном задвижки и насосы оборудование, и др. Требование к качеству электроэнергии стандартное: отклонение напряжения не должно превышать $\pm 10\%$.

Размеры объекта А x В x Н = 30x30x12.

Общая площадь станции - 900 м², (30x30) м.

Общее количество электроприемников – 37, из них – 15 разнотипных.

По режиму работы электроприемники станции делятся на две группы: работающие в длительном режиме и повторно-кратковременном.

Подовляющее большинство электроприемников цеха рассчитаны на напряжение питания 380В. По роду тока все электроприемники относятся к потребителям, работающим от сети переменного тока промышленной частоты 50 Гц.

В помещении станции отсутствуют технологическая пыль, газы и пары, способные нарушить нормальную работу оборудования.

По надежности электроснабжения приемники электроэнергии цеха относятся к потребителям II категории.

Характеристика цеха.

Микроклимат нормальный, т.е. температура не превышает +30°С, наличие вредных веществ находящиеся в воздухе соответствует нормам ПДК, отсутствует технологическая пыль, газы и пары, способные нарушить нормальную работу оборудования.

По пожароопасности помещение цеха относится к классу П-Па – не пожароопасное; по взрывоопасности к классу В-Па – не взрывоопасное. По степени доступности – общедоступное.

Остановка отдельных электроприемников на общий технологический процесс существенно не влияет, но может привести к повреждению оборудования и к экономическому ущербу.

На пульпонасосной станции применяются агрегаты, обеспечивающие высокую производительность работы, малое потребление оборотной воды и низкую энергоемкость.

Основным оборудованием пульпонасосной станции являются грунтовые насосы ГрТ-4000 . Водяной насос ЦНСГ132/38 применяется как оборудование для бесперебойной работы грунтового насоса.(таблица 1.2, таблица 1.3.). Перечень оборудования пульпонасосной станции (таблица 1.1).

Таблице 1.1 – Перечень оборудования пульпонасосной станции цеха

№	Наименование ЭП	Рэп, кВт	ПВ, %	Ки	cosφ
1	Насос повыситель	45	100	0,8	0,88
2	Насос повыситель	45	100	0,8	0,88
3	Двигатель задвижки (шандор)	4	100	0,15	0,8
4	Двигатель задвижки (шандор)	4	100	0,15	0,8
5	Двигатель задвижки (шандор)	4	100	0,15	0,8
6	Двигатель задвижки (шандор)	4	100	0,15	0,8
7	Двигатель задвижки (шандор)	4	100	0,15	0,8
8	Двигатель задвижки (шандор)	4	100	0,15	0,8
9	Двигатель задвижки (шандор)	4	100	0,15	0,8
10	Двигатель задвижки (шандор)	4	100	0,15	0,8
11	Дренажный насос	15	100	0,7	0,81
12	Дренажный насос	15	100	0,7	0,81
13	Центробежный пековой насос	30	100	0,75	0,87
14	Центробежный пековой насос	30	100	0,75	0,87

Окончание таблицы 1.1

№	Наименование ЭП	Рэп, кВт	ПВ, %	Ки	cosφ
15	Гидравлический пресс	2,2	100	0,16	0,74
16	Задвижка	7,5	100	0,17	0,81
17	Задвижка	7,5	100	0,17	0,81
18	Задвижка	7,5	100	0,17	0,81
19	Задвижка	7,5	100	0,17	0,81
20	Сверлильный станок	3	100	0,14	0,76
21	Сварочный трансформатор	52	40	0,2	0,5
22	Вентилятор	15	100	0,8	0,82
23	Вентилятор	15	100	0,8	0,82
24	Вентилятор	15	100	0,8	0,82
25	Вентилятор	15	100	0,8	0,82
26	Кран мостовой	55	40	0,1	0,8
27	Станок наждачный	5,5	100	0,12	0,8
28	Компрессор	20	100	0,75	0,8
29	Воздушно-тепловая завеса	4	100	0,7	0,82
30	ТВУ	38	100	0,6	0,8
31	ТВУ	38	100	0,6	0,8
32	ТВУ	38	100	0,6	0,8
33	ТВУ	38	100	0,6	0,8

Таблица 1.2 – Техническая характеристика грунтового насоса 2ГрТ-4000

Показатели	Значения
Производительность, м /ч	4000
Полный напор, м	71
Частота вращения рабочего колеса, об/мин	375
Мощность двигателя, кВт	1600
Длина	3890
Ширина	3445
Высота	3340
Эксплуатационная масса, т	29,9

Таблица 1.3 – Техническая характеристика водяного насоса ЦНСГ132/38

Показатели	Значения
Оптимальная подача, м /ч	500
Напор одного рабочего колеса, м	132
Рабочая часть характеристики, м /ч	38-64
Частота вращения двигателя, об/мин	3000
Мощность двигателя, кВт	45
Диаметр водовода, мм	250

2 Выбор напряжения и рода тока источников питания объекта

Напряжение каждого звена системы электроснабжения следует выбирать с учетом напряжений смежных звеньев для получения наиболее экономичного варианта электроснабжения предприятия в целом.

Поскольку рассматриваемая станция в данном случае имеет питание приемников электроэнергии с номинальным напряжением 6 кВ, то целесообразно остановить свой выбор на напряжении питания 6 кВ.

Выбираем напряжение для питания цеховой электрической сети - 380 В, так как все оборудование рассчитано на данное напряжение.

Для питания цеховой понижающей подстанции выбираем напряжение 6 кВ, в ТП установим трансформатор 6/0,4 кВ.

Род тока источников питания цеховой электрической сети – переменный 380В, частота сети 50 Гц.

ТП запитывается от РП – 6кВ, которая служит для подвода и распределения электрической энергии, а также защиты, высоковольтных синхронных двигателей 6кВ.

Питание РП – 6 кВ осуществляется от собственной ГПП «Дзержинская–3» напряжением 110/6 кВ, спроектированной и построенной для ООО «СФМЗ». РП выполнены с ячейками КРУ. Схема питания предприятия от ГПП представлена на рисунке 2.1

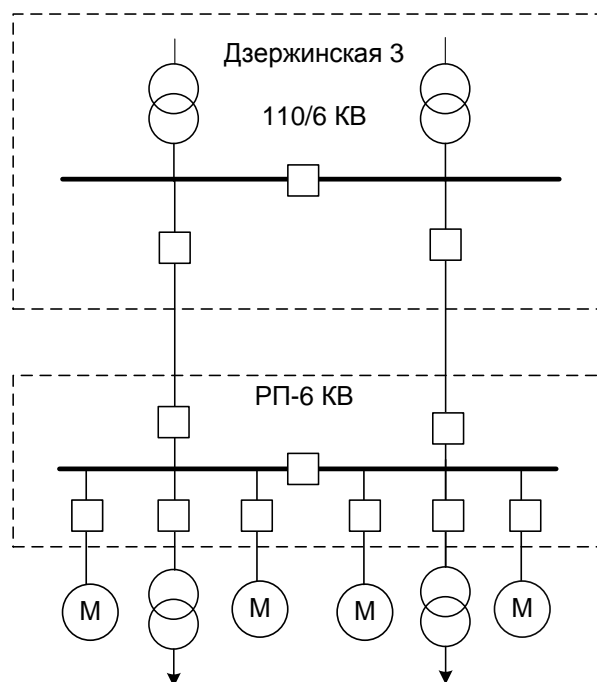


Рисунок 2.1 – Схема питания объекта от ГПП при напряжении 6 кВ

Перечисленное в задании технологическое оборудование по своему принципу работы не нуждается в повышенном напряжении низковольтной сети трехфазного исполнения на 660 В, поэтому выбирается номинальные

напряжения низковольтной сети на 220 В для бытовых приборов в однофазном исполнении и 380 В в трехфазном исполнении для технологического оборудования и освещения. Основной проблемой сетей 220/380 В является повышенные токи короткого замыкания по сравнению с сетями на 660 В, что ведет к общему удорожанию коммутационного оборудования и в редких случаях уменьшению полезной площади цеха в связи с увеличением размеров этого оборудования. Однако сети 220/380 более распространены, т.е. отсутствует проблема выбора необходимого оборудования или измерительных приборов. В то же время низковольтные сети 660 В имеют повышенную опасность для персонала и требуют более надежную изоляцию.

На объекте отсутствуют преобразователи или установки работающие на постоянном токе, поэтому по роду тока источников питания выбирается ток переменного рода.

3 Формирование первичных групп электрических приемников для проектируемой электрической сети объекта

Под первичной группой электроприемников понимается совокупность электроприемников, объединенных сетевыми объектами (СП и др.).

Электроприемники относительно большой мощности могут быть запитаны непосредственно от ТП, ВРУ. Большинство же электроприемников питаются через силовые шкафы, распределительные шинопроводы. Одной из задач при проектировании цехового электроснабжения является формирование таких групп электроприемников. По этим группам определяются расчетные нагрузки, которые учитываются при намечаемых вариантах схем электроснабжения.

При неупорядоченном, электрооборудования в системах электроснабжения для их питания часто применяются силовые шкафы.

При упорядоченном, большом количестве электроприемников для разработки более гибкой, совершенной схемы электроснабжения – распределительные шинопроводы.

Недопустимо в одном узле нагрузки, тем более, если он является маломощным, применять совместно приемники с резкопеременным графиком нагрузки и приемники, чувствительные к изменениям напряжения. Необходимо также учитывать и тот факт, что не всякий электроприемник может быть присоединен к конкретному сетевому объекту.

Недопустимо питание подъемно-транспортных механизмов от распределительных шинопроводов. Питание их, а также сварочных аппаратов может осуществляться от силовых шкафов, трансформаторных подстанций, магистральных шинопроводов через коммутационные или коммутационно-защитные ящики.

При формировании первичных групп электроприемников учитывается возможность организации технического (внутрипроизводственного) учета расхода электроэнергии, т. к. важным является получение учетной информации о расходе электроэнергии группой электроприемников на единицу выпускаемой продукции или выполняемой работы.

Питающие сети напряжением до 1 кВ должны формироваться таким образом, чтобы длина распределительной сети напряжением до 1 кВ была, по возможности, минимальной.

Электропитание проектируемого объекта планируется осуществить следующим способом; все находящееся оборудование в основном помещении осуществим питание от силовых пунктов, в зависимости от варианта конфигурации схемы электроснабжения. Основную часть электроприемников цеха можно разделить на следующие группы:

- силовые общепромышленные установки;
- электродвигатели производственных механизмов;
- электрические осветительные установки.

Группы электроприемников объекта представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Группы электрических приемников цеха

Группы электроприемников	установки
Электродвигатели производственных механизмов	Вентиляторы
	Задвижки
	Насосы
	Компрессор
	Гидравлический пресс
	Сверлильный станок
	Станок наждачный
	Воздушно-тепловая завеса
	Насос повыситель
Силовые общепромышленные установки	Кран мостовой 5т, 10т
Электрические осветительные установки	ДРЛ, ЛБ

К силовым общепромышленным установкам относят подъемно-транспортные устройства, которые работают в повторно-кратковременном режиме. Для этих устройств характерны частые толчки нагрузки. В связи с резкими изменениями нагрузки коэффициент мощности также изменяется в значительных пределах, в среднем от 0,3 до 0,8. По бесперебойности питания эти устройства должны быть отнесены (в зависимости от места работы и установки) к потребителям 1-й и 2-й категорий. В подъемно-транспортных устройствах применяется как переменный (50 Гц), так и постоянный ток. В большинстве случаев нагрузку от подъемно-транспортных устройств на стороне переменного тока следует считать симметричной по всем трем фазам.

Электродвигатели производственных механизмов встречается на всех промышленных предприятиях. Для электропривода современных станков применяются все виды двигателей. Мощность двигателей чрезвычайно разнообразна и изменяется от долей до сотен киловатт и больше. Напряжение сети 660 – 380/220В с частотой 50 Гц. Коэффициент мощности колеблется в широких пределах в зависимости от технологического процесса. По надежности электроснабжения эта группа приемников относится, как правило, ко 2-й категории.

Электрические светильники электрических осветительных установок представляют собой однофазную нагрузку. Однако благодаря незначительной мощности приемника (обычно не более 2 кВт) в электрической сети при правильной группировке осветительных приборов можно достичь достаточно равномерной нагрузки по фазам (с несимметрией не более 5—10%).

Характер нагрузки равномерный, без толчков, но ее значение изменяется в зависимости от времени суток, года и географического положения. Частота тока общепромышленная, равная 50 Гц. Коэффициент мощности для ламп накаливания равен 1, для газоразрядных ламп 0,57-0,6.

Кратковременные (несколько секунд) аварийные перерывы в питании осветительных установок допустимы. Продолжительные перерывы (минуты и часы) в питании для некоторых видов производства недопустимы. В таких случаях применяется резервирование питания от второго источника тока (в

некоторых случаях даже от независимого источника постоянного тока). В тех производствах, где отключение освещения угрожает безопасности людей, применяются специальные системы аварийного освещения. Для осветительных установок промышленных предприятий применяются напряжения от 6 до 220 В.

Эквивалентный электродвигатель выбирается для определения неизвестных номинальных величин электроприемника таких как - КПД, коэффициента мощности - $\cos\phi$, кратность пускового тока к номинальному - $I_{п}/I_{н}$, в зависимости от установленной мощности - $P_{уст}$. Зная полученные величины становится возможным рассчитать номинальный ток эквивалентного электродвигателя $I_{н}$, и пускового тока $I_{п}$. Правильный расчет токов способствует обоснованному выбору защитных аппаратов и проводников системы электроснабжения.

На объекте установлены асинхронные электродвигатели серии АИР основного исполнения, с синхронной частотой 1000÷3000 об/мин со степенью защиты IP 44.

Считаем напряжение сети, к которой подключен электроприемник, равным $U_c = 380$ В, тогда номинальное напряжение эквивалентного электродвигателя $U_{ном} = 380$ В.

Для электродвигателей (электроприемников с двигательной нагрузкой) мощность, потребляемая из сети, называется присоединенной мощностью (потребляемая мощность $P_{эп(двиг.)}$ больше паспортной $P_{пасп}$ с учетом КПД двигателя η) и определяется по выражению (3.1):

$$P_{ном} = P_{пасп} / \eta, \quad (3.1)$$

где $P_{пасп}$ – паспортная мощность, указанная в исходных данных.

КПД определяется по техническим характеристикам асинхронных электродвигателей серии АИР. Расчет электрических нагрузок пульпонасосной станции представлен в таблицы 3.2

Таблица 3.2 – Электрические нагрузки пульпонасосной станции

№	Наименование ЭП	$P_{пас.}$ кВт	ПВ, %	Ки	$\cos\phi$	$P_{ном.}$ кВт	КПД η	Кп	Число фаз
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Насос повыситель	45	100	0,8	0,88	48,91	0,92	5	3
2	Насос повыситель	45	100	0,8	0,88	48,91	0,92	5	3
3	Двигатель задвижки (шандор)	4	100	0,15	0,8	4,88	0,82	5	3
4	Двигатель задвижки(шандор)	4	100	0,15	0,8	4,88	0,82	5	3
5	Двигатель задвижки(шандор)	4	100	0,15	0,8	4,88	0,82	5	3
6	Двигатель задвижки(шандор)	4	100	0,15	0,8	4,88	0,82	5	3

Окончание таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	Двигатель задвижки(шандор)	4	100	0,15	0,8	4,88	0,82	5	3
8	Двигатель	4	100	0,15	0,8	4,88	0,82	5	3
8	Двигатель задвижки(шандор)	4	100	0,15	0,8	4,88	0,82	5	3
9	Двигатель задвижки(шандор)	4	100	0,15	0,8	4,88	0,82	5	3
10	Двигатель задвижки(шандор)	4	100	0,15	0,8	4,88	0,82	5	3
11	Дренажный насос	15	100	0,7	0,78	16,85	0,89	5	3
12	Дренажный насос	15	100	0,7	0,78	16,85	0,89	5	3
13	Центробежный песковой насос	30	100	0,75	0,75	30,93	0,92	5	3
14	Центробежный песковой насос	30	100	0,75	0,75	30,93	0,92	5	3
15	Гидравлический пресс	2,2	100	0,16	0,74	2,72	0,81	5	3
16	Задвижка	7,5	100	0,17	0,81	8,82	0,85	5	3
17	Задвижка	7,5	100	0,17	0,81	8,82	0,85	5	3
18	Задвижка	7,5	100	0,17	0,81	8,82	0,85	5	3
19	Задвижка	7,5	100	0,17	0,81	8,82	0,85	5	3
20	Сверлильный станок	3	100	0,14	0,76	3,49	0,86	5	3
21	Выпрямитель сварочный	52	40	0,6	0,6	52	–	–	3
22	Вентилятор	15	100	0,8	0,82	17,44	0,86	5	3
23	Вентилятор	15	100	0,8	0,82	17,44	0,86	5	3
24	Вентилятор	15	100	0,8	0,82	17,44	0,86	5	3
25	Вентилятор	15	100	0,8	0,82	17,44	0,86	5	3
26	Кран мостовой	55	45	0,15	0,8	68,75	0,8	5	3
27	Станок наждачный	5,5	100	0,1	0,8	7,33	0,75	5	3
28	Компрессор	20	100	0,75	0,8	24,10	0,83	5	3
29	Воздушно-тепловая завеса	4	100	0,6	0,82	4,65	0,86	5	3
30	ТВУ	44	100	0,5	0,83	44	–	–	3
31	ТВУ	44	100	0,5	0,83	44	–	–	3
32	ТВУ	44	100	0,5	0,83	44	–	–	3
33	ТВУ	44	100	0,5	0,83	44	–	–	3
	ИТОГО	585				675			

4 Расчет электрических нагрузок первичных групп электрических приемников

Расчет электрической нагрузки на первом уровне производится для каждого электроприемника в отдельности.

По исходным данным определяется номинальная активная мощность приемника электроэнергии.

Для установок работающих в длительном режиме (4.1)

$$P_{ном} = P_{наст}, (\eta = 1), \quad (4.1)$$

Для установок работающих в повторно-кратковременном режиме (4.2)

$$P_{р1} = P_{ном} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (4.2)$$

Полная мощность находится из выражения (4.3)

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (4.3)$$

Пример. Расчет номинальной мощности, активной и реактивной мощностей первого уровня и полной мощности ЭП №26 (кран мостовой)

В соответствии с НТП ЭПП-94 расчетная нагрузка 1УР принимается равной номинальной нагрузке. По формулам (4.2) – (4.3) определяем:

$$P_{р1} = 73\sqrt{0,4} = 46,38 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность электроустановки определяется по выражению:

$$Q_{р1} = P_{р1} \operatorname{tg} \varphi = 46,38 \times 0,75 = 34,78 \text{ кВар}$$

Полная мощность находится по выражению:

$$S_{р1} = \sqrt{P_{р1}^2 + Q_{р1}^2} = \sqrt{46,38^2 + 34,78^2} = 57,98 \text{ кВА}$$

При отсутствии исходных данных принимаем кратность пускового тока $K_{п} = 5$.

$$I_{р1} = \frac{S_{р1} 10^3}{\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi} = \frac{57,98 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 88,19 \text{ А}$$

$$I_{п} = K_{п} I_{р1} = 5 \times 88,19 = 330,2 \text{ А}$$

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

Для остальных электроприемников расчеты аналогичны представлены в таблица 4.1.

Таблица 4.1 – Расчет электрических нагрузок на первом уровне

№	Наименование ЭП	$P_{ном},$ кВт	ПВ, %	$Kи$	$\cos\phi$	$tg\phi$	$P_{р1},$ кВт	$Q_{р1},$ кВар	$S_{р},$ кВА	$I_p,$ А	$I_{пуск},$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Насос повыситель	48,91	100	0,8	0,88	0,53	48,91	25,92	55,58	84,55	422,75
2	Насос повыситель	48,91	100	0,8	0,88	0,53	48,91	25,92	55,58	84,55	422,75
3	Двигатель задвижки (шандор)	4,88	100	0,15	0,8	0,75	4,88	3,66	6,10	9,28	37,10
4	Двигатель задвижки (шандор)	4,88	100	0,15	0,8	0,75	4,88	3,66	6,10	9,28	37,10
5	Двигатель задвижки (шандор)	4,88	100	0,15	0,8	0,75	4,88	3,66	6,10	9,28	37,10
6	Двигатель задвижки (шандор)	4,88	100	0,15	0,8	0,75	4,88	3,66	6,10	9,28	37,10
7	Двигатель задвижки (шандор)	4,88	100	0,15	0,8	0,75	4,88	3,66	6,10	9,28	37,10
8	Двигатель задвижки (шандор)	4,88	100	0,15	0,8	0,75	4,88	3,66	6,10	9,28	37,10
9	Двигатель задвижки (шандор)	4,88	100	0,15	0,8	0,75	4,88	3,66	6,10	9,28	37,10
10	Двигатель задвижки (шандор)	4,88	100	0,15	0,8	0,75	4,88	3,66	6,10	9,28	37,10
11	Дренажный насос	16,85	100	0,7	0,78	0,8	16,85	13,48	21,61	32,87	164,34
12	Дренажный насос	16,85	100	0,7	0,78	0,8	16,85	13,48	21,61	32,87	164,34
13	Центробежный песковой насос	30,93	100	0,75	0,75	0,88	30,93	27,22	41,24	62,73	313,64
14	центробедный песковой насос	30,93	100	0,75	0,75	0,88	30,93	27,22	41,24	62,73	313,64
15	Гидравлический пресс	2,72	100	0,16	0,74	0,9	2,72	2,44	3,67	5,58	27,92
16	Задвижка	8,82	100	0,17	0,81	0,72	8,82	6,35	10,89	16,57	82,85
17	Задвижка	8,82	100	0,17	0,81	0,72	8,82	6,35	10,89	16,57	82,85
18	Задвижка	8,82	100	0,17	0,81	0,72	8,82	6,35	10,89	16,57	82,85
19	Задвижка	8,82	100	0,17	0,81	0,72	8,82	6,35	10,89	16,57	82,85
20	Сверлильный станок	3,49	100	0,14	0,76	0,85	3,49	2,97	4,59	6,98	34,91
21	Выпрямитель сварочный	51,85	40	0,6	0,6	1,33	32,79	43,62	54,66	83,14	0,00
22	Вентилятор	17,44	100	0,8	0,82	0,69	17,44	12,03	21,27	32,36	161,78
23	Вентилятор	17,44	100	0,8	0,82	0,69	17,44	12,03	21,27	32,36	161,78
24	Вентилятор	17,44	100	0,8	0,82	0,69	17,44	12,03	21,27	32,36	161,78
25	Вентилятор	17,44	100	0,8	0,82	0,69	17,44	12,03	21,27	32,36	161,78
26	Кран мостовой	68,75	40	0,15	0,8	0,75	43,48	32,61	54,35	82,68	330,71
27	Станок наждачный	7,33	100	0,1	0,8	0,75	7,33	5,50	9,17	13,94	69,72
28	Компрессор	24,10	100	0,75	0,8	0,75	24,10	18,07	30,12	45,82	183,27
29	Воздушно-тепловая завеса	4,65	100	0,6	0,82	0,69	4,65	3,21	5,67	8,63	43,14
30	ТВУ	43,68	100	0,5	0,83	0,67	43,68	29,26	52,62	80,05	
31	ТВУ	43,68	100	0,5	0,83	0,67	43,68	29,26	52,62	80,05	
32	ТВУ	43,68	100	0,5	0,83	0,67	43,68	29,26	52,62	80,05	
33	ТВУ	43,68	100	0,5	0,83	0,67	43,68	29,26	52,62	80,05	

5 Светотехнический расчет электрического освещения

Светотехнический расчет осветительной сети цеха выполняется методом коэффициента использования светового потока.

Размещение светильников определяется размерами, указанными на рисунке 5.1. Здесь h_c – высота подвески светильников, м; h_p – высота рабочей поверхности, м; h_u – высота подвеса светильников над полом, м; h – расчетная высота, м; H – высота здания, м; l_a – расстояние от стенки до светильников в поперечной оси, м; l_b – расстояние от стенки до светильников в продольной оси, м; L_a – расстояние между светильниками в продольной оси, м; L_b – расстояние между светильниками в поперечной оси, м; A – длина помещения, м; B – ширина помещения, м.

В помещении с нормальными условиями среды, с разрядом зрительных работ IV, с размерами 30x18x12 необходимо достичь освещенности $E_n = 200 \text{лк}$ [2] табл. П4.1. Используется светильник РСП05 со следующими параметрами [2] табл.П4.6:

- степень защиты IP20;
- тип кривой силы света (КСС) Г-1;
- КПД светильника $\eta_c = 80\%$.

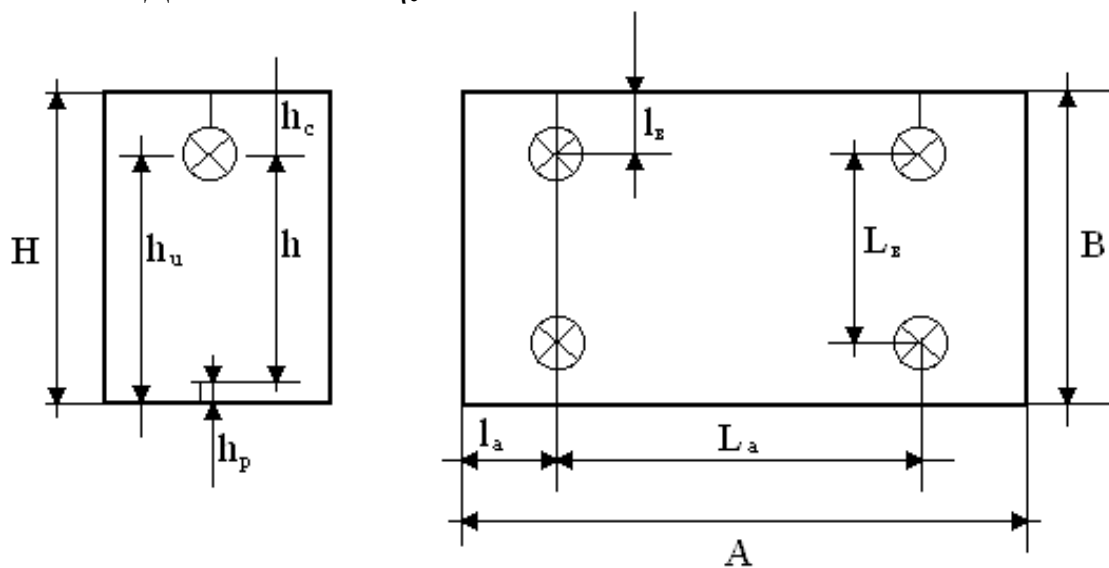


Рисунок 5.1 – Размещение светильников

Согласно ПУЭ [7] высота рабочей поверхности $h_p =$ от 0,8 до 1 м, а высота подвеса $h_c =$ от 1 до 1,2 м.

5.1 Расчет рабочего освещения

Размеры цеха:

$$L_{ц} \times B_{ц} \times H_{ц} = 30 \times 18 \times 12$$

Высота расчётной поверхности $h_p = 0,8 м$, расстояние от перекрытия до светильника $h_c = 1,2 м$.

Расстояние от светильников до рабочей поверхности (расчетная высота):

$$h = H_{ц} - h_c - h_p = 12 - 1,2 - 0,8 = 10 м$$

$\lambda_{\vartheta} = L / h$ – расстояние между светильниками к расчётной высоте.

Принимаем $\lambda_{\vartheta} = 1,0$ (из диапазона $0,9 \div 1$) [12, таблица 10.4] для светильников типа РСП 05 с глубокой силой света. Тогда расстояние между светильниками в ряду:

$$L_A = \lambda_{\vartheta} \cdot h = 1,0 \cdot 10 = 10 м$$

В ряду можно разместить $n = 3$ светильников, тогда расстояние от крайних светильников до стены:

$$2 \cdot l_A = 30 - (3 - 1) \cdot 10 = 10 \Rightarrow l_A = 5 м$$

Принимаем число рядов $m = 2$, тогда $L_B = 10 м$ и расстояние от крайних светильников до стены:

$$2 \cdot l_B = 18 - (2 - 1) \cdot 10 = 8 \Rightarrow l_B = 4 м$$

В итоге общее число светильников в цехе

$$N = n \cdot m = 3 \cdot 2 = 6 шт$$

Отношение

$$\frac{L_A}{L_B} = \frac{10}{10} = 1,0 < 1,5$$

Размещение светильников рабочего освещения представлено на рисунке 5.2.

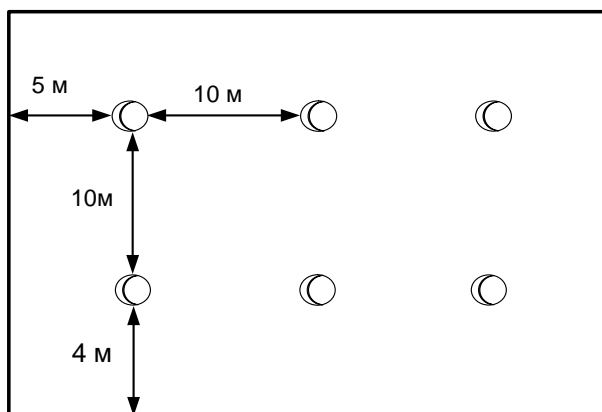


Рисунок 5.2 – Размещение светильников рабочего освещения

Задачей расчета осветительной установки является определение числа и мощности источника света или определение фактической освещенности, создаваемой спроектированной установкой.

$$\Phi_p = \frac{E_H \cdot K_{ЗАП} \cdot F \cdot z}{N \cdot \eta}, \quad (5.1)$$

где E_H – норма освещенности,

$K_{ЗАП} = 1,5$ – коэффициент запаса [10, таблица 4

F – площадь освещаемой поверхности, m^2 ,

$z = E_{СР}/E_H$ – коэффициент минимальной освещенности (для ламп ДРЛ $z = 1,15$),

N – число светильников,

η – коэффициент использования светового потока источника света, доли единиц.

По значению Φ выбирается стандартная лампа так, чтобы ее поток отличался от расчетного значения на $-10\% \dots +20\%$.

Индекс помещения определяется по [10] при условии, что $L / B \leq 3,5$.

Принимаем $\rho_{П} = 70\%$; $\rho_{СТ} = 50\%$; $\rho_{Р} = 10\%$ [10, таблица 5.1, с. 126]

$\rho_{П}$, $\rho_{СТ}$, $\rho_{Р}$ – коэффициенты отражения поверхностей (потолка, стен, рабочей поверхности) необходимы для выбора η .

Коэффициент использования светового потока является функцией индекса помещения:

$$i = \frac{L_{Ц} \times B_{Ц}}{h \times (L_{Ц} + B_{Ц})}. \quad (5.2)$$

$$i = \frac{30 \cdot 18}{10 \cdot (30 + 18)} = 1,125$$

Тогда коэффициент использования светового потока по [10, таблица 5.9, с.134] составит: $\eta = 0,7 \cdot 0,8 = 0,56$.

$E_H = 200$ лк (при работах средней точности).

Тогда по формуле (5.1) световой поток одной лампы:

$$\Phi_P = \frac{200 \cdot 1,5 \cdot (30 \cdot 18) \cdot 1,15}{6 \cdot 0,56} = 55460 \text{ Лм}$$

По величине Φ_P подбираем лампу типа ДРЛ Osram HQI-T 400 W/N E40 мощностью 1000 Вт со световым потоком $\Phi_{НОМ} = 55000$ лм. Тип цоколя E40..

Отклонение светового потока определяется по формуле:

$$\Delta\Phi = \frac{\Phi_{НОМ} - \Phi_P}{\Phi_P} \cdot 100\% = \frac{55000 - 55460}{55460} \cdot 100\% = 0,8\%$$

Различие между $\Phi_{НОМ}$ и Φ_P находится в допустимых пределах -10...+20%.

Расчет освещения КТП рисунок 5.3 производится точечным методом, который позволяет определить освещенность от источников света в заданной точке. При расчете освещения КТП за контрольную точку принимается середина длинной стороны помещения, для которой должна быть обеспечена нормированная освещенность $E_n = 100$ лк.

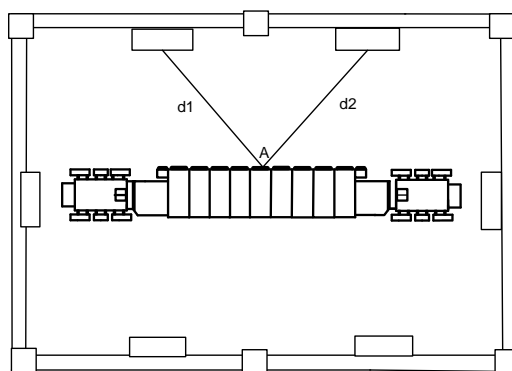


Рисунок 5.3 – Размещение светильников в КТП

Суммарная освещенность, определяемая значениями света всех точечных излучателей, лк по выражению (5.3)

$$E = \frac{\Phi \cdot \mu \cdot \sum e}{1000 \cdot k}, \quad (5.3)$$

где Φ – световой поток светильника;

μ – коэффициент, учитывающий действие удаленных источников света и отраженную составляющую, $\mu = 1,1$;

$\sum e$ - сумма освещенностей в контрольной точке от рассматриваемых источников света, лк.

Результаты расчета представлены в таблице 5.1

Таблице 5.1 – Расчет освещения

Наименование отделения, участка	Тип светильника Степень защиты	E_n , лк	k_z	L_B , м	L_a , м	l_B , м	l_a , м	n , шт	N , шт	i	η , %	Φ , лм	Φ , %	H , м	h_c , м	H_p , м	F, м	$P_{ном}$, Вт
РП	ЛСП02 IP20	200	1,5	4,0	3,6	1,0	1,8	2	5	1,12	0,56	2970	12,9	4	0	0	108	2x58
Склад	ЛСП02 IP20	75	1,5	–	4	3	2	1	3	1	0,58	2475	-7,8	4	0	0	72	2x38
КТП	ЛСП02 IP20	100	1,5	–	–	–	–	–	6	–	–	4960	–	4	1	1,5	108	2x58
Пультовая	ЛСП02 IP20	200	1,5	3,0	3,0	1,5	1,5	2	2	1	0,6	2475	-7	4	0	0,8	36	2x38
Слесарная	ЛСП02 IP20	250	1,5	3,84	1,5	1,8	1,5	2	2	1,9	0,59	3093	8	4	0	0,8	36	2x58
Раздевалка	ЛСП02 IP20	150	1,5	-	1,5	3	1,2	1	2	0,93	0,61	3610	-8	4	0	0,8	36	2x58

5.2 Мощность осветительной нагрузки объекта

Активная мощность освещения определяется по формуле (5.4)

$$P_{осв} = N P_{ном} K_c K_{пра}, \quad (5.4)$$

где N – количество ламп;

$P_{ном}$ – номинальная мощность светильника, кВт;

K_c – коэффициент спроса, $K_c = 0,95$ – для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов; $K_c = 0,85$ – для производственных зданий, состоящих из ряда отдельных помещений, $K_c = 0,6$ – для складских помещений [12, с. 271];

$K_{пра}$ – коэффициент пускорегулирующей аппаратуры, для ламп ДРЛ $K_{пра(МГ)} = 1,1$, для люминесцентных ламп $K_{пра(ЛЛ)} = 1,3$ [12, с. 271], для светодиодных ламп $K_{пра(СЛ)} = 1,0$;

Реактивная мощность освещения определяется по формуле (5.5)

$$Q_{осв} = P_{осв} \operatorname{tg} \varphi, \quad (5.5)$$

где коэффициент мощности: для ламп $\cos \varphi = 0,8-0,95$; для люминесцентных ламп $\cos \varphi_{ЛЛ} = 0,9-0,95$; для светодиодных ламп $\cos \varphi_{СЛ} = 0,95$.

Результаты расчета представлены в таблице 5.2.

Таблице 5.2 – Мощность осветительной нагрузки цеха

Наименование отделения участка	Тип светильника Степень защиты	количество ламп	$K_{пра}$	$K_{со}$	$P_{ном}$	кВт	квар	кВА
РП	ЛСП02 IP20	10	1,3	0,8	2x58	1,25	0,6656	1,39
Склад	ЛСП02 IP20	5	1,3	0,6	2x38	0,29	0,14	0,32
КТП	ЛСП02 IP20	6	1,3	0,6	2x58	0,56	0,27	0,62
Пультовая	РСП17 IP20	4	1,3	0,8	2x38	0,28	0,13	0,31
Слесарная	ЛСП02 IP20	4	1,3	0,9	2x58	0,56	0,27	0,62
Раздевалка	ЛСП02 IP20	2	1,3	0,8	2x58	0,15	0,072	0,17
Основной цех	РСП 05 IP20	6	1,1	0,95	1000	5700	5602	8,142
Итого						8750	6217	10700

5.3 Расчет аварийного освещения

Аварийное освещение предназначено для освещения производственных помещений при отключении рабочего освещения. Оно должно быть достаточным для безопасного выхода людей из помещения и продолжения работы в помещениях и на открытых пространствах в тех случаях, когда отключение рабочего освещения может вызвать пожар, взрыв, отравление газами (парами), длительное расстройство технологического процесса, нарушение работы важнейших объектов (водоснабжение электростанции, узлы радиопередачи и т. п.). Для аварийного освещения разрешается применять как лампы накаливания, так и люминесцентные лампы (последние при минимальной температуре воздуха не менее 10 °С). Применение ламп типов ДРЛ, ДРИ и ксеноновых для этих целей запрещается.

Согласно СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение должно создавать на рабочих поверхностях в производственных помещениях и на территориях предприятий, требующих обслуживания при отключении рабочего освещения, наименьшую освещенность в размере 5% освещенности, нормируемой для рабочего освещения от общего освещения, но не менее 2 лк внутри зданий и не менее 1 лк для территорий предприятий. При этом создавать наименьшую освещенность внутри зданий более 30 лк при разрядных лампах и более 10 лк при лампах накаливания допускается только при наличии соответствующих обоснований. Эвакуационное освещение должно обеспечивать наименьшую освещенность на полу основных проходов (или на земле) и на ступенях лестниц: в помещениях - 0,5 лк, на открытых территориях - 0,2 лк.

В связи с этим для расчета аварийного освещения достаточно рассчитать любым методом основное освещение помещения и, исходя из СНиП, пересчитать освещенность на 5% от рабочего. После расчета и подбора светильников определяется расчетная освещенность и сравнивается с требованиями СНиП.

Расчет аварийного освещения производим по аналогии с расчетом рабочего освещения.

Высота подвеса светильников аварийного освещения (расчетная высота):

$$h = H_{ц} - h_{с} - h_{р} = 12 - 1,0 - 0,8 = 10,2 м$$

Принимаем $\lambda_{э} = 1,0$ (из диапазона $0,9 \div 1,0$) [12, таблица 10.4] для светильников типа НСП 17 (под лампы накаливания) [11, таблица 14.31, с. 383] с глубокой силой света.

$$L_A = \lambda_{э} \cdot h = 1,0 \cdot 10,2 = 10,2 м$$

В ряду можно разместить $n = 3$ светильников, тогда расстояние от

крайних светильников до стены:

$$2 \cdot l_A = 30 - (3 - 1) \cdot 10,2 = 10 \Rightarrow l_A = 5 \text{ м}$$

Принимаем число рядов $m = 1$, тогда $L_B = 11,8$ м расстояние от крайних светильников до стены 9 м:

В итоге общее число светильников в цехе

$$N = n \cdot m = 3 \cdot 1 = 3 \text{ шт.}$$

Отношение

$$\frac{L_A}{L_B} = \frac{10,2}{9} = 1,1 < 1,5$$

Коэффициент использования светового потока по формуле (5.2):

$$i = \frac{30 \cdot 18}{10 \cdot (30 + 18)} = 1,125$$

Тогда коэффициент использования светового потока по [10, таблица 5.19, с.144] составит:

$$\eta = 0,6$$

Норма освещенности принимается в соответствии с [10, с. 84] и составляет 5% от нормированной освещенности рабочего освещения:

$$E_H = 0,05 \cdot 200 = 10 \text{ лк}$$

Коэффициент запаса для светильников аварийного освещения:

$$K_{\text{зап}} = 1,5 \text{ [10, таблица 4.4].}$$

По формуле (5.1) световой поток одной лампы:

$$\Phi_p = \frac{10 \cdot 1,5 \cdot (30 \cdot 18) \cdot 1,15}{3 \cdot 0,6} = 3523 \text{ Лм}$$

По величине Φ_p в [11, таблица 14.31, с. 383] подбираем светодиодную лампу типа KSP-E27-30W-3000lm/CW 7409

мощностью 45 Вт со световым потоком $\Phi_{\text{НОМ}} = 4000$ лм. Тип цоколя E27.

Отклонение светового потока:

$$\Delta\Phi = \frac{3000 - 2510}{2510} \cdot 100\% = 18,2\%$$

различие между $\Phi_{\text{НОМ}}$ и Φ_p находится в допустимых пределах $-10...+20\%$.

Коэффициенты использования светового потока для светильников типа НСП представлены в [10, таблица 5.7]. Данные о светодиодных лампах типа КSP с цоколем E27 приведены на сайте www.kreonix.net

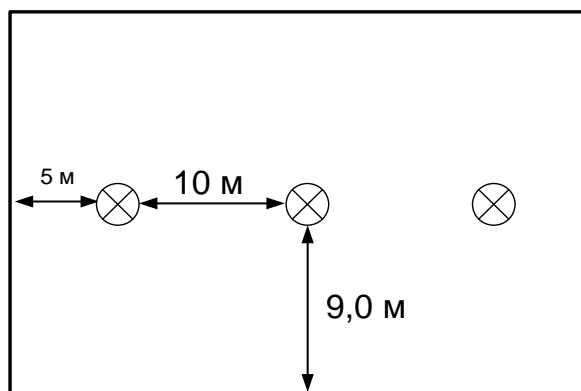


Рисунок 5.4 – Размещение светильников аварийного освещения

Предусматриваем аварийное освещение для КРУ, КТП, т.к. необходимо обеспечить возможность безопасного завершения потенциально опасного процесса. В подобных ситуациях внезапное пропадание напряжения в сети рабочего освещения может создать опасность для людей. Расчет освещения представлены в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Расчет аварийного освещения

Наименование отделения, участка	Тип светильника Степень защиты	E_n , лк	K_3	L_b , м	l_a , м	l_a , м	n	i	η , %	Φ , лм	Φ , %	H , м	h_c , м	H_p , м	F , м	$P_{\text{ном}}$, Вт
РП	НПО21 IP20	10	1,5	12	6	3	2	1,12	0,56	1552	15,9	4	0	0	108	100
КТП	НПО21 IP20	10	1,5	6	3	3	2	1	0,48	1035	13	4	1	1,5	72	75
Пультовая	НПО21 IP20	10	1,5	-	3	3	1	1	0,4	1035	12	4	0	0,8	36	75

6 Выбор схемы и конструктивное выполнение внутриобъектного электроснабжения до 1кВ

Сети до 1000В подразделяются на питающие, прокладываемые от трансформаторной подстанции до силовых пунктов, и распределительные, к которым присоединяются электроприёмники. Питающие и распределительные сети могут быть выполнены по радиальным, магистральным и смешанным схемам.

Радиальные схемы используются наиболее часто для питания отдельных относительно мощных электроприёмников, а также в случаях, когда мелкие по мощности приёмники распределяются по цеху неравномерно и сосредоточены группами на отдельных участках.

Магистральные схемы применяются для питания приёмников, обслуживающих один агрегат и связанных единым технологическим процессом.

На практике наибольшее распространение находят смешанные схемы, сочетающие в себе элементы радиальных и магистральных схем. В работе применяются смешанные схемы.

Проектирование цеховых сетей во всех случаях должно выполняться на основе хорошего знания технологии проектируемого объекта, условий окружающей среды и степени ответственности отдельных электроприёмников.

Конструктивно магистральные и радиальные сети в выпускной квалификационной работе выполняются:

- питающие сети – кабелем, проложенным непосредственно по стенам ;
- распределительные сети – проводами и кабелями, проложенными в трубах в бетонном полу объекта.

Распределительные пункты (шкафы) устанавливаются в местах, удобных для обслуживания. Конструктивно силовые пункты (СП) могут быть размещены на полу, у стен, колонн, на стенах, в нишах.

Для получения наиболее экономически выгодной проектируемой схемы электроснабжения, дальнейший расчет произведем по двум вариантам схем внутрицехового электроснабжения силовых электроприемников цеха. Оба варианта выполняем радиально. Варианты отличаются расположением силовых пунктов. Расположение СП по территории объекта и прокладка трасс питающей сети показано на рисунках 6.1 и 6.2.

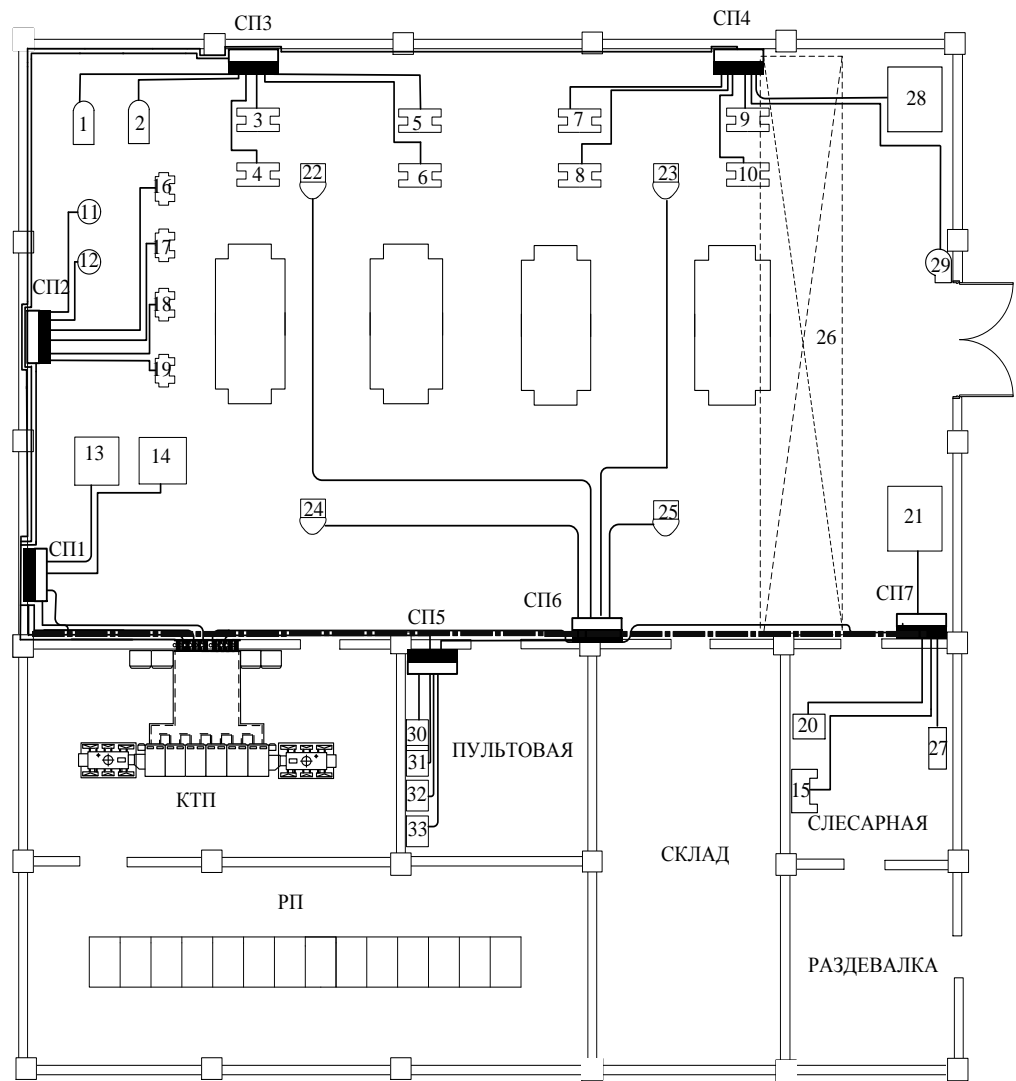


Рисунок 6.1 – Расположение СП и трасс по цеху для первого варианта

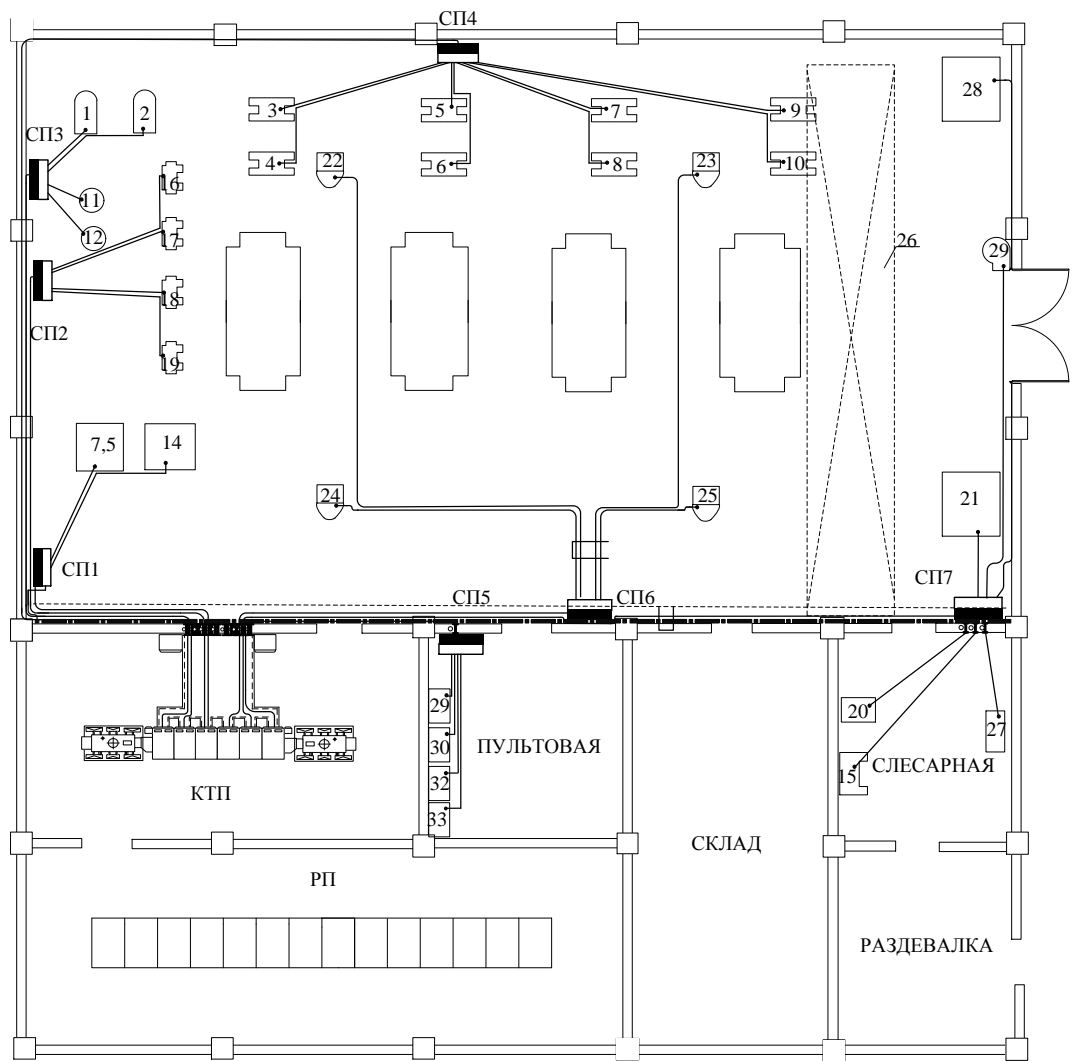


Рисунок 6.2 – Расположение СП и трасс по цеху для второго варианта

7 Расчет электрических нагрузок узлов электрической сети и всего объекта

Расчетная активная P_p и реактивная Q_p мощность – это мощность, соответствующая такой неизменной токовой нагрузке I_p , которая эквивалентна фактической изменяющейся во времени нагрузке по наибольшему возможному тепловому воздействию на элемент системы электроснабжения [9].

Для одиночных ЭП расчетная мощность принимается равной номинальной, для одиночных ЭП повторно-кратковременного режима – равной номинальной, приведенной к длительному режиму.

Для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы их номинальная мощность не приводится к длительному режиму, в случае, если расчет ведется для группы электроприемников [9].

Коэффициент расчетной мощности K_p – отношение расчетной активной мощности P_p к значению $K_u P_n$ группы ЭП

$$K_p = P_p / K_u P_n, \quad (7.1)$$

Коэффициент расчетной мощности зависит от эффективного числа электроприемников, средневзвешенного коэффициента использования, а также от постоянной времени нагрева сети, для которой рассчитываются электрические нагрузки.

Приняты следующие постоянные времени нагрева [5, 6]:

$T_o = 10$ мин – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются по таблице 1 [9];

$T_o \geq 30$ мин - для кабелей напряжением 6 кВ и выше, питающих цеховые трансформаторные подстанции и распределительные устройства. Расчетная мощность для этих элементов определяется при $K_p = 1$.

Коэффициент одновременности K_o – отношение расчетной мощности на шинах 6 - 10 кВ к сумме расчетных мощностей потребителей, подключенных к шинам 6 - 10 кВ РП, ГПП

$$K_o = P_{p\Sigma} / \Sigma P_p, \quad (7.2)$$

Расчет электрических нагрузок ЭП напряжением до 1 кВ производится для каждого узла питания (распределительного пункта, распределительного шинопровода, щита станций управления, цеховой трансформаторной подстанции), а также по цеху, корпусу в целом [9].

Исходные данные для расчета (графы 1-6) заполняются на основании полученных от специалистов таблиц-заданий на проектирование электротехнической части и согласно справочным материалам (графы 5, 6), в которых приведены значения коэффициентов использования и реактивной мощности.

В графах 7 и 8 соответственно записываются построчно величины $K_u P_n$ и

$K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$. В итоговой строке определяются суммы этих величин $\Sigma K_u P_n \Sigma K_u P_n \operatorname{tg} \varphi$.
 Определяется групповой коэффициент использования для данного узла питания

$$K_p = P_p / K_u P_n \quad (7.3)$$

Значение K_u заносится в графу 5 итоговой строки.

Для последующего определения n_ε в графе 10 построчно определяются для каждой характерной группы ЭП одинаковой мощности величины np_n^2 и в итоговой строке – их суммарное значение Σnp_n^2 . При определении n_ε по упрощенной формуле графа 7 не заполняется.

Определяется эффективное число электроприемников n_ε следующим образом:

Как правило, n_ε для итоговой строки определяется по выражению

$$n_\varepsilon = (\Sigma P_n)^2 / \Sigma np_n^2, \quad (7.4)$$

При значительном числе ЭП n_ε может определяться по упрощенной формуле

$$n_\varepsilon = 2\Sigma P_n / p_{\text{н.макс}}, \quad (7.5)$$

Найденное по указанным выражениям значение n_ε округляется до ближайшего меньшего целого числа.

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников определяется и заносится в графу 11 коэффициент расчетной нагрузки K_p .

Расчетная активная мощность подключенных к узлу питания ЭП напряжением до 1 кВ (графа 12) определяется по выражению

$$P_p = K_p \Sigma K_u P_n, \quad (7.6)$$

В случаях, когда расчетная мощность P_p окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника, следует принимать $P_p = p_{\text{н.макс}}$.

Расчетная реактивная мощность (графа 13) определяется следующим образом:

Для питающих сетей напряжением до 1 кВ в зависимости от n_ε :

$$\text{при } n_\varepsilon \leq 10 \quad Q_p = 1,1 \Sigma K_u P_n \operatorname{tg} \varphi \quad (7.7)$$

$$\text{при } n_\varepsilon > 10 \quad Q_p = \Sigma K_u P_n \operatorname{tg} \varphi \quad (7.8)$$

При определении реактивной мощности в целом по объекту,

$$Q_p = K_p \Sigma K_u P_n \operatorname{tg} \varphi = P_p \operatorname{tg} \varphi, \quad (7.9)$$

К расчетной активной и реактивной мощности силовых ЭП напряжением до 1 кВ должны быть при необходимости добавлены осветительные нагрузки $P_{p.o}$ и $Q_{p.o}$.

Значение токовой расчетной нагрузки, по которой выбирается сечение линии по допустимому нагреву, определяется по выражению

$$I_p = S_p / \sqrt{3} U_n, \quad (\text{графа 15}), \quad (7.10)$$

где $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ – полная расчетная мощность, кВ·А, (графа 14).

При включении однофазного ЭП на фазное напряжение он учитывается в графе 2 (таблиц 7.1-7.3) как эквивалентный трехфазный ЭП номинальной мощностью [9]

$$\begin{cases} p_n = 3p_{n.o} \\ q_n = 3q_{n.o} \end{cases} \quad (7.11)$$

где $p_{n.o}$, $q_{n.o}$ – активная и реактивная мощности однофазного ЭП.

При включении однофазного ЭП на линейное напряжение он учитывается как эквивалентный ЭП номинальной мощностью [9]

$$p_n = \sqrt{3} p_{n.o}; \quad q_n = \sqrt{3} q_{n.o}. \quad (7.12)$$

При наличии группы однофазных ЭП, которые распределены по фазам с неравномерностью не выше 15% по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных ЭП в группе, они могут быть представлены в расчете как эквивалентная группа однофазных ЭП с той же суммарной номинальной мощностью. В случае превышения указанной неравномерности номинальная мощность эквивалентной группы однофазных ЭП принимается равной тройному значению мощности наиболее загруженной фазы [9]. Более детальная информация о расчете однофазных нагрузок приводится в [2].

Пример расчета для СП1 первого варианта представлена ниже.

Находим эффективное число электроприемников

$$n_{эф} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_i \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_i^2} = \frac{(30,91 \cdot 2 + 68,75)^2}{30,91^2 \cdot 2 + 68,75^2} = \frac{16900}{6636} = 2,54$$

где p_i – мощности электроприемников кВт. Округляем в сторону меньшего целого числа.

Принимаем $n_{\text{эф}}=2$.

Находим средневзвешенный коэффициент использования

$$K_u = \frac{\sum_1^n k_u P_H}{\sum_1^n P_H} = \frac{30,91 \cdot 0,75 \cdot 2 + 68,75 \cdot 0,15}{68,91 + 30,91 \cdot 2} = 0,43$$

По кривым коэффициента расчетных нагрузок (РТМ 36.18.32.4-92) находим k_p .

Принимаем $k_p=1,56$

Определяем активную расчетную нагрузку

$$P_p = k_H \cdot k_p \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} = 0,43 \cdot 1,56 \cdot 130,57 = 79,35 \text{ кВт}$$

Определяем расчётную реактивную нагрузку при $n_{\text{эф}} \leq 10$

При $\cos \varphi = 0,76$, $\text{tg} \varphi = 0,86$

$$Q_p = 1,1 \cdot k_u \cdot \text{tg} \varphi \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} = 1,1 \cdot 0,43 \cdot 0,86 \cdot 130 = 53,49 \text{ кВА}$$

Определяем расчётную полную нагрузку

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{79,35^2 + 53,49^2} = 95,69 \text{ кВА}$$

Результат расчета электрических нагрузок в целом по цеху представлен в таблице 7.1, а по отдельным вариантам в таблицах 7.2 и 7.3

Таблица 7.1 – Расчет электрических нагрузок в целом по цеху

Исходные данные							Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэфф. расчетной нагрузки, K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А
по заданию технологов				по справочным данным			$K_u P_n$	$K_u P_n \text{tg}\varphi$	$n p_n^2$			$n_3 = (\sum P_n)^2 / \sum n p_n^2$	активная, кВт	реактивная, кВАР	
Наименование ЭП	Колич. ЭП, шт.* n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*		Коэфф. исп-я., $K_{и}$	коэфф. реактивной мощности										
		одного ЭП, p_n	общая $P_n = n p_n$		cosφ	tgφ									
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15
Насос повыситель	2	48,91	97,82	0,80	0,88	0,54	78,256	42,238	4784,188						
Задвижка Шандор	8	4,88	39,04	0,15	0,80	0,75	5,856	4,392	190,515						
Дренажный насос	2	16,85	33,70	0,70	0,78	0,80	23,590	18,926	567,845						
Центробежный песковой насос	2	30,91	61,82	0,75	0,75	0,88	46,365	40,890	1910,856						
Гидравлический пресс	1	2,72	2,72	0,16	0,74	0,91	0,435	0,396	7,3984						
Задвижка	4	8,82	35,28	0,17	0,81	0,72	5,998	4,342	311,169						
Сверлильный станок	1	3,49	3,49	0,14	0,76	0,86	0,489	0,418	12,1801						
Выпрямитель сварочный	1	32,79	32,79	0,60	0,60	1,33	19,674	26,232	1075,184						
Вентилятор	4	17,44	69,76	0,80	0,82	0,70	55,808	38,954	1216,614						
Кран мостовой	1	68,75	68,75	0,15	0,80	0,75	10,313	7,734	4726,562						
Станок наждачный	1	7,33	7,33	0,10	0,80	0,75	0,733	0,550	53,7289						
Компрессор	1	24,10	24,10	0,75	0,80	0,75	18,075	13,556	580,81						
ВТЗ	1	4,65	4,65	0,60	0,82	0,70	2,790	1,947	21,6225						

Окончание таблицы 7.1

Исходные данные				Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэфф. расчетной нагрузки, K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А			
по заданию технологов			по справочным данным		$K_n P_n$	$K_n P_n \text{tg}\varphi$			$n p_n^2$	$n_3 = (\sum P_n)^2 / \sum n p_n^2$	активная, кВт		реактивная, кВАР	полная, кВА	
Наименование ЭП	Колич. ЭП, шт. * n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*		Коэфф. исп-я., K_n			коэфф. реактивной мощности				K_p	$K_n P_n \text{tg}\varphi$	$n p_n^2$	$n_3 = (\sum P_n)^2 / \sum n p_n^2$	Коэфф. расчетной нагрузки, K_p
		одного ЭП, p_n	общая $P_n = n p_n$		$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$									
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТВУ	4	42,90	171	0,50	0,83	0,67	85,800	57,658	7361						
Итого	33	314,54	652,85	0,54	0,81	0,73	354,18	258,23	22820,5	19	0,82	309,96	262,272	406,23	610,83
Освещение												8750	6217	10700	16,42
Всего	33	314,54	652,85	0,54	0,81	0,73	354,18	258,23	22820,5	19	0,82	315,62	265,62	412,86	627,25

Таблица 7.2 – Расчет второго уровня электроснабжения (вариант 1)

Исходные данные				Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэфф. расчетной нагрузки, K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А			
по заданию технологов			по справочным данным		$K_u P_n$	$K_u P_n \text{tg}\varphi$			$n p_n^2$	активная, кВт	реактивная, кВАР		полная, кВА		
Наименование ЭП	Колич. ЭП, шт. * n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*		Коэфф. исп-я, $K_{и}$			коэфф. реактивной мощности					$n_3 = (\sum P_n)^2 / \sum n p_n^2$		$P_p = K_p \sum K_u P_n$	$Q_p = 1,1 \sum K_u P_n \text{tg}\varphi$ при $n_3 \leq 10$; $Q_p = \sum K_u P_n \text{tg}\varphi$ при $n_3 > 10$
		одного ЭП, p_n	общая $P_n = n p_n$		$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$									
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15
СП-1															
Песковой насос	2	30,91	61,82	0,75	0,75	0,88	46,365	40,890	1910,856						
Мостовой кран	1	68,75	68,75	0,15	0,80	0,75	10,313	7,734	4726,562						
Итого	3	96,66	130,57	0,43	0,76	0,86	56,68	48,62	6637,42	2	1,56	79,35	53,49	95,69	145,39
СП-2															
Дренажные насосы	2	16,85	33,70	0,7	0,78	0,80	23,590	18,926	567,845						
Задвижки	4	8,82	35,28	0,17	0,81	0,72	5,998	4,342	311,169						
Итого	6	25,67	68,98	0,43	0,87	0,58	29,59	17,07	879,01	5	1,16	34,32	18,78	39,12	59,44
СП-3															
Насосы повысители	2	48,91	97,82	0,80	0,88	0,54	78,256	42,238	4784,376						
Задвижки шандоры	4	4,88	19,52	0,15	0,80	0,75	2,928	2,196	95,257						
Итого	6	53,79	117,24	0,69	0,88	0,55	81,18	44,43	4879,63	3	1,16	94,17	48,88	106,10	161,21
СП-4															
Задвижки шандоры	4	4,88	19,52	0,15	0,80	0,75	2,928	2,196	95,2576						
Компрессор	1	24,10	24,10	0,75	0,80	0,75	18,075	13,556	580,81						
ВТЗ	1	4,65	4,65	0,60	0,82	0,70	2,790	1,947	21,6225						
Итого	6	33,63	48,27	0,49	0,80	0,74	23,79	17,70	697,69	3	1,40	33,31	19,47	38,58	58,62

Окончание таблицы 7.2

Исходные данные				Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэфф. расчетной нагрузки, K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А			
по заданию технологов		по справочным данным		$K_u P_n$	$K_u P_n \text{tg}\varphi$	$n p_n^2$			активная, кВт	реактивная, кВАР	полная, кВА				
Наименование ЭП	Колич. ЭП, шт.* n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*					Коэфф. исп-я., $K_{и}$	коэфф. реактивной мощности				$n_p = (\sum P_n)^2 / \sum n p_n^2$	$P_p = K_p \sum K_u P_n$	$Q_p = 1,1 \sum K_u P_n \text{tg}\varphi$ при $n_p \leq 10$; $Q_p = \sum K_u P_n \text{tg}\varphi$ при $n_p > 10$	$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$
		одного ЭП, p_n	общая $P_n = n p_n$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$										
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15
СП-5															
ТВУ	4	42,90	171,60	0,50	0,83	0,67	85,800	57,658	7361,64						
Итого	4	42,90	171,60	0,50	0,83	0,67	85,80	57,66	7361,64	4	1,21	103,82	63,42	121,66	184,84
СП-6															
Вентиляторы	4	17,44	69,76	0,80	0,82	0,70	55,808	38,954	1216,614						
Итого	4	17,44	69,76	0,80	0,82	0,70	55,810	38,95	1216,61	4	1,00	55,81	42,85	70,36	106,90
СП-7															
Выпрямитель сварочный	1	32,79	32,79	0,60	0,60	1,33	19,674	26,236	1075,184						
Станок наждачный	1	7,33	7,33	0,10	0,80	0,75	0,733	0,550	53,728						
Сверлильный станок	1	3,49	3,49	0,14	0,76	0,86	0,489	0,418	12,180						
Пресс	1	2,72	2,72	0,16	0,74	0,91	0,435	0,396	7,3984						
Итого	4	46,33	46,33	0,46	0,61	1,29	21,33	27,60	1148,49	2	1,80	38,40	30,35	48,95	74,36

Таблица 7.3 – Расчет второго уровня электроснабжения (вариант 2)

Исходные данные				Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэфф. расчетной нагрузки, K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А			
по заданию технологов		по справочным данным		$K_u P_n$	$K_u P_n \text{tg}\varphi$	$n p_n^2$			активная, кВт	реактивная, кВАР	полная, кВА				
Наименование ЭП	Колич. ЭП, шт.* n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*					Коэфф. исп-я., $K_{и}$	коэфф. реактивной мощности							
		одного ЭП, P_n	общая $P_n = n p_n$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	$n_3 = (\sum P_n)^2 / \sum n p_n^2$		$P_p = K_p \sum K_u P_n$	$Q_p = 1,1 \sum K_u P_n \text{tg}\varphi$ при $n_3 \leq 10$; $Q_p = \sum K_u P_n \text{tg}\varphi$ при $n_3 > 10$	$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}$	$I_p = S_p / (\sqrt{3} U_n)$				
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15
СП-1															
Песковой насос	2	30,91	61,82	0,75	0,75	0,88	46,365	40,890	1910,856						
Мостовой кран	1	68,75	68,75	0,15	0,80	0,75	10,313	7,734	4726,562						
Итого	3	96,66	130,57	0,43	0,76	0,86	56,68	48,62	6637,42	2	1,56	79,35	53,49	95,69	145,39
СП-2															
Задвижки	4	8,82	35,28	0,17	0,81	0,72	5,998	4,342	311,16						
Итого	4	8,82	35,28	0,17	0,81	0,72	6	4,34	311,17	4	2,20	13,19	4,78	14,03	21,32
СП-3															
Насосы повысители	2	48,91	97,82	0,80	0,88	0,54	78,256	42,238	4784,376						
Дренажные насосы	2	16,85	33,70	0,7	0,78	0,80	23,590	18,926	567,845						
Итого	4	65,76	131,52	0,77	0,86	0,60	101,85	61,16	5352,22	3	1,05	106,94	67,28	126,34	191,96
СП-4															
Задвижки шандоры	8	4,88	39,04	0,15	0,80	0,75	5,856	4,392	190,515						
Итого	8	4,88	39,04	0,15	0,80	0,75	5,86	4,3	190,52	8	1,78	10,42	4,83	11,49	17,46

Окончание таблицы 7.3

Исходные данные				Расчетные величины			Эффективное число ЭП	Коэфф. расчетной нагрузки, K_p	Расчетная мощность			Расчетный ток, А			
по заданию технологов		по справочным данным		$K_u P_n$	$K_u P_n \text{tg}\varphi$	$n p_n^2$			активная, кВт	реактивная, кВАР	полная, кВА				
Наименование ЭП	Колич. ЭП, шт.* n	Номинальная (установленная) мощность, кВт*					Коэфф. исп-я., $K_{и}$	коэфф. реактивной мощности				$n_p = (\sum P_n)^2 / \sum n p_n^2$	$P_p = K_p \sum K_u P_n$	$Q_p = 1,1 \sum K_u P_n \text{tg}\varphi$ при $n_p \leq 10$; $Q_p = \sum K_u P_n \text{tg}\varphi$ при $n_p > 10$	$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$
		одного ЭП, p_n	общая $P_n = n p_n$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$										
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15
СП-5															
ТВУ	4	42,90	171,60	0,50	0,83	0,67	85,800	57,658	7361,64						
Итого	4	42,90	171,60	0,50	0,83	0,67	85,80	57,66	7361,64	4	1,21	103,82	63,42	121,66	184,84
СП-6															
Вентиляторы	4	17,44	69,76	0,80	0,82	0,70	55,808	38,954	1216,614						
Итого	4	17,44	69,76	0,80	0,82	0,70	55,810	38,95	1216,61	4	1,00	55,81	42,85	70,36	106,90
СП-7															
Выпрямитель сварочный	1	32,79	32,79	0,60	0,60	1,33	19,674	26,236	1075,184						
Станок наждачный	1	7,33	7,33	0,10	0,80	0,75	0,733	0,550	53,728						
Сверлильный станок	1	3,49	3,49	0,14	0,76	0,86	0,489	0,418	12,180						
Пресс	1	2,72	2,72	0,16	0,74	0,91	0,435	0,396	7,3984						
Компрессор	1	24,10	24,10	0,75	0,80	0,75	18,075	13,556	580,81						
ВТЗ	1	4,65	4,65	0,60	0,82	0,70	2,790	1,947	21,625						
Итого	6	75,08	75,08	0,56	0,70	1,02	42,20	43,10	1750,2	3	1,30	54,85	47,41	72,50	110,16

8 Выбор конструктивного исполнения электрической сети, марки проводов, кабелей, способа прокладки

Цеховую электрическую сеть выполняем кабельными линиями, проложенными в специальных лотках. Использование лотков обеспечивает удобный монтаж и обслуживание, современные лотки достаточно эстетично смотрятся. Выпускается большое количество типоразмеров лотков на любое количество линий и для любых массогабаритных характеристик кабеля. Для монтажа используются полки на стойках и шпильках. Прокладка кабелей в лотках используется в цехах производственных предприятий, выполняется в туннелях и по стенам зданий. Заземление несущих конструкций при такой прокладке обязательно .

Цеховые трансформаторные подстанции – комплектные. Для удобства обслуживания и из технических соображений располагается рядом с объектом и находится в специально выделенном помещении, при этом не нарушается технологический режим.

На трансформаторных подстанциях установлены двухобмоточные трансформаторы типа ТМ напряжением 6/0,4 кВ.

На вводах используется вводные распределительные устройства. На отходящих линиях установлены автоматические выключатели.

Электрическая сеть цеха состоит из распределительной сети (сеть от НН КТП до СП), выполненной четырехжильными кабельными линиями напряжением 380 В марки АВВГ, и групповой сети (сеть от РП до электроприемников), выполненной четырехжильными кабельными линиями напряжением 380 В марки АВВГ.

Электроприемники насосы задвижки, крышная вентиляция не снабжены встроенной коммутационной и защитной аппаратурой, поэтому силовые пункты СП-1, СП-2, СП-3, СП-6 комплектуются на навесных щитках с монтажной панелью ЩМП, а силовые пункты СП-4, СП-7 на щитках типа ПР-8804 и осветительные типа ОЦВ-12)

9 Выбор сетевых электрических устройств и аппаратов защиты в них

Силовые пункты и выбираем исходя из количества присоединений и рабочего тока самого пункта или номинального напряжения [12, с. 184-185].

Выбор силовых пунктов для первого варианта представлен в таблице 9.1, для второго варианта в таблице 9.2.

Таблица 9.1 – Выбор силовых пунктов (вариант 1)

Наименование	Расчетный ток, А	Тип СП	Допустимый ток пункта	Количество присоединений СП/ФАКТ
СП-1	145,39	ЩМП09	—	3
СП-2	59,44	ЩМП11	—	6
СП-3	161,21	ЩМП11	—	6
СП-4	58,62	ЩМП11	—	6
СП-5	184,84	ПР8804-1004	200	4/4
СП-6	106,90	ЩМП10	160	4/4
СП-7	74,36	ПР8804-1004	100	4/4

Таблица 9.2 – Выбор распределительных пунктов (вариант 2)

Наименование	Расчетный ток, А	Тип СП	Допустимый ток пункта	Количество присоединений СП/ФАКТ
СП-1	145,39	ЩМП09	—	3
СП-2	21,32	ЩМП09	—	4
СП-3	191,96	ЩМП10	—	4
СП-4	17,46	ЩМП11	—	8
СП-5	184,84	ПР8804-1008	200	4/4
СП-6	106,90	ЩМП10		4
СП-7	110,16	ПР8804-1030	160	6/8

Выбор автоматических выключателей для защиты линий (к СП или ШРА), питающих группу электроприемников, производим по следующим условиям [13, п.1.8, с. 42-43]:

а) по номинальному напряжению

$$U_a \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (9.1)$$

где U_a – номинальное напряжение автомата, В.

Все выбираемые автоматы рассчитаны на напряжение 0,4-0,66 кВ.

б) по номинальному току (уставка теплового расцепителя):

$$I_{\text{ном.а}} \geq 1,1 \cdot I_M \quad (9.2)$$

где $I_{ном.а}$ - номинальный ток автомата, А;

I_m - максимальный расчетный ток защищаемой линии.

в) по номинальному току электромагнитного расцепителя:

$$I_{ном.то} \geq 1,2 \cdot I_{пик}, \quad (9.3)$$

где $I_{ном.то}$ – номинальный ток срабатывания токовой отсечки, А:

$$I_{ном.то} = K_o \cdot I_{ном.а}, \quad (9.4)$$

где кратность отсечки K_o принимается из ряда 2, 3, 5, 7, 10 для автоматов серии ВА. Для выполнения условия достаточно взять кратность не менее 5-7, соразмерную с кратностью пуска электродвигателя отдельного ЭП.

$I_{пик}$ – пиковый ток, А [12, с. 38]:

$$I_{пик} = I_{п.нб} + (I_p - k_{и.нб} \cdot I_{н.нб}), \quad (9.5)$$

где $I_{п.нб}$ – пусковой ток наибольшего по мощности электроприемника в группе, А;

$I_{н.нб}$ – номинальный ток наибольшего по мощности электроприемника в группе, А;

I_p – расчетный ток группы электроприемников;

$k_{и.нб}$ – коэффициент использования, характерный для наибольшего по мощности электроприемника в группе.

Для защиты распределительных пунктов выбираем автоматы серии ВА57 [13, таблица А.6]. результаты расчетов представлены для первого варианта таблице 9.4. для второго в таблице 9.5

Таблица 9.4 – Выбор автоматов для защиты СП (вариант 1)

Наименование	Расчетный ток присоединения, А	Расчетный ток для выбора автомата, А	Номинальный ток автомата $I_{ном.а}$, А	Пиковый ток $I_{пик}$, А	Расчетный ток отсечки, $1,2 \cdot I_{пик}$, А	K_o	$I_{ном.то}$, А	Тип автомата	Отключающая способность, $I_{откл}$, кА
СП-1	145,39	159,929	160	466,09	559,308	5	800	ВА57-35	40
СП-2	59,44	65,384	80	200,431	240,5172	5	400	ВА57-31	40
СП-3	161,21	177,331	200	515,57	618,684	5	1000	ВА57-35	40
СП-4	58,62	64,482	80	207,255	248,706	5	400	ВА57-31	40
СП-5	184,84	203,324	250	224,59	269,508	2	500	ВА57-35	40
СП-6	106,9	117,59	160	242,012	290,4144	3	500	ВА57-35	40
СП-7	74,36	81,796	100	144,506	173,4072	4	400	ВА57-31	40

Таблица 9.5 – Выбор автоматов для защиты (вариант 2)

Наименование	Расчетный ток присоединения, А	Расчетный ток для выбора автомата, А	Номинальный ток автомата $I_{ном.а}$, А	Пиковый ток $I_{пик}$, А	Расчетный ток отсечки, $1,2 \cdot I_{пик}$, А	K_o	$I_{ном.то}$, А	Тип автомата	Отключающая способность, $I_{откл}$, кА
СП-1	145,39	159,929	160	466,09	559,308	5	800	ВА57-35	40
СП-2	21,32	23,452	25	82,85	99,42	6	150	ВА51-35M1	9
СП-3	191,96	211,156	250	539,556	647,4672	5	1250	ВА57-35	40
СП-4	17,46	19,206	25	37,1	44,52	4	100	ВА57-35	9
СП-5	184,84	203,324	250	224,59	269,508	2	500	ВА57-35	40
СП-6	106,9	117,59	160	242,012	290,4144	3	500	ВА57-35	40
СП-7	110,16	121,176	160	256,504	307,8048	3	500	ВА57-35	40

В качестве вводного серии ВА55 и секционного автоматов на подстанции выбираем автоматы серии ВА57, так как им приходится пропускать большие токи нагрузки и отключать токи, близкие к КЗ [13, таблица А.6]. Выбор вводного и секционного автомата представлен в таблице 9.6

Таблица 9.6 – Выбор вводного и секционного автоматов на КТП

Наименование автомата на НН КТП	Расчетный ток присоединения, А	Расчетный ток для выбора автомата, А	Номинальный ток автомата $I_{ном.а}$, А	Пиковый ток $I_{пик}$, А	Расчетный ток отсечки, $1,2 \cdot I_{пик}$, А	K_o	$I_{ном.то}$, А	Тип автомата	Отключающая способность, $I_{откл}$, кА
Вводной QF1, QF3	627	658,35	630+5%	981,36	1177,632	2	2000	ВА55-41	55
Секционный QF2	313,5	329,175	400	667,86	801,432	4	1600	ВА57-39	40

11 Расчет защитных аппаратов электрических приемников и электрических сетей

Выбор автоматических выключателей для защиты отдельных электроприемников производим по следующим условиям [13]:

а) по номинальному напряжению

$$U_a \geq U_{\text{ном.сети}}, \quad (11.1)$$

где U_a - номинальное напряжение автомата, В.

б) по номинальному току (уставка теплового расцепителя):

$$I_{\text{ном.а}} \geq 1,25 \cdot I_p, \quad (11.2)$$

где $I_{\text{ном.а}}$ - номинальный ток автомата, А.

в) по номинальному току электромагнитного расцепителя:

$$I_{\text{ном.то}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{пуск}}, \quad (11.3)$$

где $I_{\text{ном.то}}$ – номинальный ток срабатывания токовой отсечки, А:

$$I_{\text{ном.то}} = K_o \cdot I_{\text{ном.а}}, \quad (11.4)$$

где кратность отсечки K_o принимается из ряда 3, 5, 7, 10 для автоматов серии ВА. Для выполнения условия достаточно взять кратность не менее 5, соразмерную с кратностью пуска электродвигателя отдельного ЭП.

Результаты выбора автоматов для отдельных электроприемников представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Выбор автоматов для отдельных электроприемников

№ ЭП	I_p , А	Расчетный ток $1,25 \cdot I_p$, А	$I_{\text{ном.а}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	Расчетный ток отсечки, $1,2 \cdot I_{\text{пуск}}$, А	K_o	$I_{\text{ном.то}}$, А	Тип автомата	Отключающая способность, $I_{\text{откл}}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	84,55	105,69	125	422,75	507,3	5	625,00	ВА 57-35	40
2	84,55	105,69	125	422,75	507,3	5	625,00	ВА 57-35	9
3	9,28	11,60	16	46,4	55,68	5	80,00	ВА 57-35	3,5
4	9,28	11,60	16	46,4	55,68	5	80,00	ВА 57-35	3,5
5	9,28	11,60	16	46,4	55,68	5	80,00	ВА 57-35	3,5
6	9,28	11,60	16	46,4	55,68	5	80,00	ВА 57-35	3,5
7	9,28	11,60	16	46,4	55,68	5	80,00	ВА 57-35	3,5
8	9,28	11,60	16	46,4	55,68	5	80,00	ВА 57-35	3,5
9	9,28	11,60	16	46,4	55,68	5	80,00	ВА 57-35	3,5
10	9,28	11,60	16	46,4	55,68	5	80,00	ВА 57-35	3,5

Окончание таблицы 11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	32,87	41,09	50	164,35	197,22	5	250,00	BA 57-35	15
12	32,87	41,09	50	164,35	197,22	5	250,00	BA 57-35	15
13	62,73	78,41	100	313,65	376,38	5	500,00	BA 57-35	30
14	62,73	78,41	100	313,65	376,38	5	500,00	BA 57-35	30
15	5,58	6,98	16	27,9	33,48	5	80,00	BA 57-35	3,5
16	16,57	20,71	25	82,85	99,42	5	125,00	BA 57-35	9
17	16,57	20,71	25	82,85	99,42	5	125,00	BA 57-35	9
18	16,57	20,71	25	82,85	99,42	5	125,00	BA 57-35	9
19	16,57	20,71	25	82,85	99,42	5	125,00	BA 57-35	9
20	6,98	8,73	16	34,9	41,88	5	80,00	BA 57-35	3,5
21	83,14	103,93	125	83,14	99,768	5	625,00	BA 57-35	400
22	32,36	40,45	50	161,8	194,16	5	250,00	BA 57-35	15
23	32,36	40,45	50	161,8	194,16	5	250,00	BA 57-35	15
24	32,36	40,45	50	161,8	194,16	5	250,00	BA 57-35	15
25	32,36	40,45	50	161,8	194,16	5	250,00	BA 57-35	15
26	82,68	98,25	100	413,4	496,08	6	600	BA 57-35	30
27	13,94	17,43	20	69,7	83,64	5	100,00	BA 57-35	6
28	45,82	57,28	63	229,1	274,92	5	315,00	BA 57-35	25
29	8,63	10,79	16	43,15	51,78	5	80,00	BA 57-35	3,5
30	80,05	100,06	100	80,05	96,06	4	400,00	BA 57-31	30
31	80,05	100,06	100	80,05	96,06	4	400,00	BA 57-31	30
32	80,05	100,06	100	80,05	96,06	4	400,00	BA 57-31	30
33	80,05	100,06	100	80,05	96,06	4	400,00	BA 57-31	30

Выбираем для задвижек, насосов и крышной вентиляции магнитные пускатели типа ПМЛ. Для задвижек тепловые реле типа РТЛ, для насосов в качестве защиты применяем реле контроля защиты РКЗ. Реле выдает сигнал о наступлении аварийного события в соответствии с заданными установками в виде разомкнутого электронного управляющего ключа и светового сигнала «АВАРИЯ» при наступлении следующих событий:

- при перегрузке по току недопустимой продолжительности;
- при недогрузке по току;
- при обрыве любой фазы; – при недопустимом дисбалансе токов.

Тепловы реле выбираются согласно условию

$$I_{TP} \geq 1,25 \cdot I_{НОМ} \quad (11.5)$$

Задвижки работают в два направления (вверх, вниз) для них необходима использование реверсивных магнитных пускателей. Результаты выбора пускателей приведены в таблице 11.2, реле таблице 11.3

Таблица 11.2 – Выбор магнитных пускателей

Наименование	Кол-во	Тип пускателя	Номинальный ток двигателя	Номинальный ток пускателя, А
Насос повыситель	2	ПМЛ-6100	84,55	125
Задвижка шандор	8	ПМЛ-1560	9,28	16
Дренажный насос	2	ПМЛ-3160М1	32,8	50
Центробежный песковой насос	2	ПМЛ-5160М	62,73	100
Задвижка	4	ПМЛ-2500	16,57	25
Вентиляция	4	ПМЛ-3160М1	32,36	50

Таблица 11.3 – Выбор реле

Наименование	Кол-во	Тип теплового реле	I_{TP}	Ток теплового элемента, А	
				Номинальный ток РТЛ	Пределы регулирования
Насос повыситель	2	РКЗ-250-И	105,6	До 250	20...250
Задвижка шандор	8	РТЛ-1016	11,6	До 25	9,5...14
Дренажный насос	2	РКЗ-50-И	41	До 50	5...50
Центробежный песковой насос	2	РКЗ-250-И	78,4	До 250	20...250
Задвижка	4	РТЛ-1022	20,71	До 25	18...25
Вентиляция	4	РТЛ-2057-2	40,45	100	37...50

11.1 Выбор сечений проводов и жил кабелей для подключения ЭП и силовых объектов до 1000 В

Для питания отдельных электроприемников применяем кабели марки АВВГ [14]. Проводники для линий к отдельным электроприемникам выбираются с учетом соответствия аппарату защиты согласно условиям [13, с. 43]:

$$I_{пр} \geq I_p, \quad (11.6)$$

$$I_{пр} \geq K_{зщ} \cdot I_{ном.а}, \quad (11.7)$$

где $K_{зщ} = 1$ – поправочный коэффициент защиты (для не взрыво и не пожароопасных помещений);

$I_{ном.а}$ – номинальный ток автомата, А (таблица 10.1, графа 4).

Выбор сечений проводов и кабельных линий приведен в таблице 11.4

Таблица 11.4 – Выбор сечений проводов и кабельных линий

№ ЭП	Номинальный ток автомата, А	Допустимый ток провода (кабеля), А	Сечение основной жилы S , мм ²	Марка, сечение провода (кабеля)
1	2	3	4	5
1	125	167	70	АВВГ 3x70+1x35
2	125	167	70	АВВГ 3x70+1x35
3	16	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5

Окончание таблицы 11.4

1	2	3	4	5
4	16	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
5	16	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
6	16	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
7	16	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
8	16	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
9	16	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
10	16	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
11	50	50	10	АВВГ 4x10
12	50	50	10	АВВГ 4x10
13	100	109	35	АВВГ 3x35+1x16
14	100	109	35	АВВГ 3x35+1x16
15	16	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
16	25	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
17	25	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
18	25	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
19	25	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
20	16	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
21	125	167	70	АВВГ 3x70+1x35
22	50	50	10	АВВГ 4x10
23	50	50	10	АВВГ 4x10
24	50	50	10	АВВГ 4x10
25	50	50	10	АВВГ 4x10
26	100	109	35	АВВГ 3x35+1x16
27	20	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
28	63	67	16	АВВГ 3x16+1x10
29	16	27	4	АВВГ 3x4+1x2,5
30	100	109	35	АВВГ 3x35+1x16
31	100	109	35	АВВГ 3x35+1x16
32	100	109	35	АВВГ 3x35+1x16
33	100	109	35	АВВГ 3x35+1x16

Для питания СП применяем кабели марки АВВГ, выбор сечения которых производится по расчетному току [7, таблица 1.3.5]. Результаты расчетов приведены в таблице 11.5, для первого варианта, в таблице 11.6 для второго варианта.

Таблица 11.5 – Выбор кабелей для питания СП вариант 1

Номер СП	Ток срабатывания теплового расцепителя автомата, А	Допустимый ток провода (кабеля), А	Сечение основной жилы S, мм ²	Марка, сечение провода (кабеля)
1	2	3	4	5
СП-1	160	204	95	АВВГ 3x95+1x50
СП-2	80	88	25	АВВГ 3x25+1x16
СП-3	200	204	95	АВВГ 3x95+1x50
СП-4	80	88	25	АВВГ 3x25+1x16
СП-5	250	250	150	АВВГ 3x150+1x50
СП-6	160	204	95	АВВГ 3x95+1x50
СП-7	100	109	35	АВВГ 3x35+1x16

Таблица 11.6 – Выбор кабелей для питания СП вариант 2

Номер СП	Ток срабатывания теплового расцепителя автомата, А	Допустимый ток провода (кабеля), А	Сечение основной жилы S, мм ²	Марка, сечение провода (кабеля)
1	2	3	4	5
СП-1	160	204	95	АВВГ 3х95+1х50
СП-2	25	88	4	АВВГ 3х4+1х2,5
СП-3	200	204	95	АВВГ 3х95+1х50
СП-4	25	88	4	АВВГ 3х4+1х2,5
СП-5	250	250	150	АВВГ 3х150+1х50
СП-6	160	204	95	АВВГ 3х95+1х50
СП-7	160	204	95	АВВГ 3х95+1х50

11.2 Расчёт троллейных линий

Расчет троллейных линий крановых установок, где в качестве материала применена угловая сталь, может быть произведён методом, который сводится к выбору размеров угловой стали, удовлетворяющих условиям нагрева и допустимой потери напряжения.

Первое условие проверяется сравнением тока I_{30} - активной тридцатиминутной нагрузки – с допустимым током для данного профиля угловой стали

$$I_{МАКС} = I_{30} = \frac{\sqrt{(P_{ном} \cdot K_{30})^2 + (P_{30} \cdot tg(\varphi))^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (11.8)$$

где $P_{потр}$ – потребляемая мощность, определяемая по номинальной мощности ($P_{ном}$) и к.п.д. η , приведенная к длительному режиму

$$P_{ном} = \frac{P_{наст}}{\eta} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (11.9)$$

K_{30} – коэффициент спроса в зависимости от режима работы крана и эффективного числа электроприемников $n_{\text{Э}}$.

Выборный размер угловой стали проверяется на допустимую потерю напряжения:

$$\Delta U_{\%} = m \cdot L, \quad (11.10)$$

где m – удельная потеря напряжения, %/м;

L – расстояние от точки присоединения питающей линии до наиболее удаленного конца троллей.

Произведем расчет крановых троллеев для электроприёмника №.22

$P_{ном} = 55$ кВт, $\eta = 0,8$ – к.п.д. мостового крана.

Определим потребляемую мощность крана:

$$P_{ном} = \frac{55}{0,8} \cdot \sqrt{0,4} = 43,48 \text{ кВт}$$

Определяем K_{30} – коэффициент спроса для кранов для эффективного числа электроприемников $n_{\text{Э}}=1$ при среднем режиме работы: $K_{30} = 0,5$.

Определим мощность активной тридцатиминутной нагрузки:

$$P_{30} = P_{ном} \cdot K_{30} = 43,48 \cdot 0,5 = 21,74 \text{ кВт}$$

Определим $\text{tg}(\varphi)$: $\text{tg}(\varphi)=0,75$, при $\cos(\varphi)=0,8$

Определяем максимальный ток, равный току активной тридцатиминутной нагрузки:

$$I_{МАКС} = I_{30} = \frac{\sqrt{(43,48 \cdot 0,5)^2 + (21,74 \cdot 0,75)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 40,97 \text{ А}$$

Определим пиковый ток крана:

$$I_{ПИК} = I_{ПУСК,МАКС} + (I_{МАКС} - K_{30} \cdot I_{НОМ}) \quad (11.11)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток крана;

$I_{ПУСК,МАКС}$ – максимальный пусковой ток крана.

$$I_{ПИК} = 330 + (40,97 - 0,5 \cdot 82,60) = 330,33 \text{ А}$$

Для пикового тока, равного 330,33 А подбираем угловую сталь размером (60×60×5) мм с коэффициентом удельных потерь $m = 0,07 \text{ \%}/\text{м}$ [11, табл. 12.14].

Проверяем выбранную сталь по току нагрузки $I_{30}=40,97 \text{ А}$. Для стали размером (60×60×5) мм длительно допустимый переменный ток составляет $I_{доп}=390 \text{ А}$, что на много больше $I_{30}=40,97 \text{ А}$. Следовательно, выбранная сталь удовлетворяет условиям нагрева.

Проверим выбранный размер угловой стали на допустимую потерю напряжения:

$$\Delta U_{\%} = 0,07 \cdot 30 = 2,1\%$$

Полученные значения падения напряжения при пуске двигателя не превышают допустимое (10%), поэтому подпитки к ним не требуется.

12 Компенсация реактивных нагрузок в электрических сетях объекта

Основными потребителями реактивной мощности являются: асинхронные электродвигатели – до 60 % от общего потребления реактивной нагрузки, силовые трансформаторы – до 25 %, электросети и другое вспомогательное оборудование до 15%.

Большая часть промышленных электропотребителей в процессе работы потребляет из сети помимо активной мощности и реактивную мощность.

В зависимости от характера электрооборудования предприятия, его реактивная нагрузка может составлять до 130% по отношению к активной нагрузке.

Компенсация реактивной мощности – это повышение коэффициента мощности ($\cos\varphi$).

Загрузка реактивной мощности систему электроснабжения может привести:

- к увеличению потерь активной мощности в электрических сетях;
- к увеличению потерь напряжения, особенно характерно для районных линий;
- к уменьшению пропускной способности линии.

Согласно ГОСТов определен желаемый коэффициент мощности $\cos\varphi_{ж} = 0,95$.

Реактивной мощностью нагружаются питающие и распределяющие сети предприятия что соответственно увеличивает общее потребление электроэнергии.

Меры по снижению потерь реактивной мощности делятся: на естественную компенсацию без применения специальных компенсирующих устройств, и искусственную компенсацию, чаще называемую просто компенсация реактивной мощности с применением компенсирующих устройств.

Естественной компенсацией реактивной мощности не требует больших материальных затрат и должны проводится на предприятии в первую очередь.

К естественной компенсации относится:

- Автоматизация технологического процесса;
- Создание рациональной схемы электроснабжения;
- Замена трансформаторов и другого электрооборудования старых конструкции на новые;

Замена малонагруженных трансформаторов и двигателей трансформаторами и двигателями меньшей мощности;

Ограничение продолжительности холостого хода двигателя и сварочных трансформаторов;

Улучшение качества ремонта электродвигателей, уменьшение переходных сопротивлений контактных соединений.

Компенсация реактивной мощности подразумевает выбор установку различных компенсирующих устройств на подстанцию питающую электропотребителей предприятия.

Для определения числа и мощности компенсирующих устройств необходимо рассчитать потребленную реактивную мощность компенсации

$$Q_{к.у.} = \alpha \cdot P_p (tg\phi_1 - tg\phi_2), \quad (12.1)$$

где α – коэффициент, который учитывает повышение $\cos\phi$ только естественными мерами. ГОСТами определяется естественная компенсация до 90%, т.е. $\alpha = 0,9$,

$tg\phi_1$ – средневзвешенное значение $\cos\phi$ до компенсации Q нагрузки.

$tg\phi_1 = 0,67$ по таблица 7.1,

$tg\phi_2$ – средневзвешенное значение коэффициента мощности с учётом работы компенсирующих устройств, зная которого применяются по значению желаемого коэффициента мощности. $tg\phi_2 \rightarrow \cos\phi_{жк} = 0,95 \rightarrow tg\phi_2 = 0,33$.

Зная расчётную потребную реактивную нагрузку по таблицам справочной литературы выбираем число и мощность компенсирующих устройств.

$$Q_{к.у.} \approx \sum Q_k, \text{ кВар} \quad (12.2)$$

Определим мощность и число компенсирующих устройств по формуле (12.1)

$$Q_{к.у.} = 0,9 \cdot 315,62 \cdot (0,73 - 0,33) = 113,62 \text{ кВАР}$$

Выбираем две установки УКРМ-0,4-60 номинальной мощностью 60 кВар каждая для установки на каждую секцию 0,4 кВ ТП. Фактическая мощность комплектной конденсаторной установки (2 шт.): $Q_{кв\sum} = 120$ кВар.

13 Выбор единичных мощностей и количества трансформаторов ТП и ВРУ

Правильный выбор числа и мощности трансформатора на подстанции является одним из основных вопросов рационального построения системы электроснабжения.

В нормальных условиях силовые трансформаторы должны обеспечить питание всех электропотребителей предприятия.

Как правило, трансформаторов на подстанциях должны быть не более 2-х, но наиболее экономичны одотрансформаторные подстанции, которые при наличии центрального резерва и связи по вторичному напряжению могут обеспечить питание потребителей 2-3 категории надежности.

При проектировании систем электроснабжения установка одного трансформаторной подстанции рекомендуется для потребителей 3 категории надежности, а также второй при наличии значительного числа электропотребителей малой мощности.

Двухтрансформаторные подстанции применяются для питания электропотребителей 2 и 1 категории, кроме того, 2-х трансформаторные подстанции целесообразно выбирать при не равномерном годовом графике электронагрузки предприятия, а также при сезонном режиме работы одно – или двух сменных предприятий, со значительной разницей в загрузке смен. В этих случаях режимах минимальных нагрузок целесообразно отключать один из двух трансформаторов подстанции.

Так как проектируемый объект относится ко II категории по надежности, то принимаем к установке два трансформатора.

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из расчетной нагрузки объекта электроснабжения, числа часов использования максимальной нагрузки, темпов роста электронагрузок, допустимой перегрузки трансформатора.

Экономическая загрузка цеховых трансформаторов зависит от категории электропотребителей, от числа трансформаторов, от способа резервирования.

Согласно ПУЭ [7] при выборе мощности трансформатора рекомендуется:

Трансформатор мощностью свыше 1000 кВа применять только при наличии групп электропотребителей большой мощности.

На двух-трансформаторной подстанции следует стремиться применять однотипные трансформаторы одной мощности.

При выборе двух трансформаторов на подстанцию мощность каждого трансформатора должна быть выбрана с таким учетом, чтобы при выходе из строя одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор мог бы нести всю нагрузку потребителей 1 и 2 категории, и был бы загружен при этом не более чем на 140%.

Совокупность допустимых нагрузок, систематических и аварийных перегрузок определяют загрузочную способность трансформатора, в основу расчета которой положен тепловой износ изоляции трансформатора.

Если не учитывать загрузочную способность трансформатора, то можно необоснованно завысить выбираемую номинальную мощность трансформатора, что экономически не целесообразно.

Если известна полная расчетная мощность объекта проектирования S_p и коэффициент допустимой перегрузки трансформатора, можно определить расчетную номинальную мощность трансформатора [12]:

$$S_{н.т.} = \frac{S_p}{\beta_{т.д.}}, \text{кВА}, \quad (13.1)$$

где S_p – полная расчетная нагрузка.

$\beta_{т.д.}$ – это коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов, который зависит от категории надёжности объекта проектирования и числа трансформаторов на подстанции.

Для данного потребителя (цеха) $\beta_{д.т.} = 0,7$, т.к. ЭП II категории надёжности с двухтрансформаторной подстанцией.

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{квс})^2} = \sqrt{315,62^2 + (265 - 120)^2} = 347,33 \text{ кВА}$$

где $Q_{квс}$ - величина мощности компенсирующих устройств

Тогда по формуле (12.1) находим:

$$S_{н.т.} = \frac{347,33}{2 \cdot 0,7} = 248,09 \text{ кВА}$$

По полной расчётной нагрузке, с учетом КУ выбираем КТП 2x250/6/0,4 (комплектная трансформаторная подстанция, с установкой трансформаторов типа ТМ-250/6 мощностью 250 кВА; первичное напряжение 6 кВ, вторичное 0,4 кВ).

Коэффициент загрузки и коэффициент перегрузки соответственно

$$K_{з.т.} = \frac{S_p}{2S_{н.т.}} = \frac{347,33}{2 \cdot 250} = 0,69$$

$$K_{пер} = \frac{347,33}{250} = 1,38 \leq 1,4$$

Номинальный ток на ТП со стороны 0,4 кВ в соответствии с табл.7.1 составляет $I_p = 627$ А, следовательно можно выбрать ВРУ на ток, исходя из условия:

$$I_{ном} > I_p.$$

В. Выбираем ВРУ1-13-20 УХЛ4 на номинальный ток 600 А, напряжение 380 В.

14 Расчет III и IV уровней электроснабжения

Определим расчетную нагрузку на третьем уровне электроснабжения, которая включает в себя расчетную мощность силовой нагрузки, расчетную мощность осветительной нагрузки и потери мощности в линиях на низкой стороне.

В соответствии с последней строкой «Итого» таблицы 7.1, с учетом мощности компенсирующих устройств, мощность III уровня системы электроснабжения определится как:

$$P_{III} = 315,62 \text{ кВт}; \quad (14.1)$$

$$Q_{III} = Q_p - Q_{кв\sigma} = 265,62 - 120, = 145,62 \text{ кВар}; \quad (14.2)$$

$$S_{III} = 347,33 \text{ кВА}. \quad (14.3)$$

Потери мощности в трансформаторах двухтрансформаторной КТП можно определить по выражениям, используя каталожные данные [1], представленные в таблице 14.1:

$$\Delta P_T = 2 \cdot \Delta P_X + \frac{\Delta P_K}{2} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{НОМ}} \right)^2, \quad (14.4)$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \frac{I_X \cdot S_{НОМ}}{100} + \frac{U_{K\%} \cdot (S_p)^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{НОМ}}. \quad (14.5)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot 0,56 + \frac{3,7}{2} \cdot \left(\frac{347,33}{250} \right)^2 = 4,69 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \frac{1,7 \cdot 250}{100} + \frac{4,5 \cdot (347,33)^2}{2 \cdot 100 \cdot 250} = 19,35 \text{ кВар}.$$

Таблица 14.1 – Каталожные данные трансформаторов КТП

$S_{НОМ.Т.}, \text{ кВА}$	$\Delta P_X, \text{ кВт}$	$\Delta P_K, \text{ кВт}$	$U_K, \%$	$I_X, \%$
250	0,56	3,7	4,5	1,7

Расчетные нагрузки для электродвигателей СДСЗ определяем по методу коэффициента спроса. Это основной метод для расчета электрических нагрузок в сетях 6-10 кВ. Он используется при отсутствии графиков нагрузок и используется для предварительного определения общезаводских нагрузок.

На синхронные двигатели подаем ток возбуждения меньше номинального

тока возбуждения для работы в активно-индуктивном режиме не довозбуждения. Технические характеристики двигателя. приведены в таблицы 14.2

Таблица 14.2 – Технические характеристики двигателя

Тип двигателя	Количество n	Мощность кВт	Частота Вращения об/мин	Напряжение U. В	КПД	cosφ
СДСЗ-17-41-12-УХЛ4	4	1600	500	6000	0,94	0,9

Так как в резерве находятся два двигателя СДСЗ то они в расчетах участвовать не будут:

$$P_p = K_c \cdot P_n \cdot n, \quad (14.6)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (14.7)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = 7552;$$

$$P_n = K_c \cdot P_{\text{наст}}, \quad (14.8)$$

Принимаем $K_c = 1$

$$P_n = \frac{1600}{0,94} = 1702 \text{ кВт}$$

$$P_p = 1702 \cdot 1 \cdot 2 = 3404 \text{ кВт}$$

$$\operatorname{tg}(\varphi) = 0,48, \text{ при } \cos(\varphi) = 0,9$$

$$Q_p = 3404 \cdot 0,48 = 1633 \text{ Квар}$$

Нагрузка на IV уровне электроснабжения может быть определена с учетом потерь в обоих трансформаторах, входящих в состав КТП и мощностью высоковольтных двигателей:

$$P_{IV} = P_{III} + \Delta P_T + P_{\text{рдвиг}} = 315,62 + 4,69 + 3404 = 3724 \text{ кВт}$$

$$Q_{IV} = Q_{III} + \Delta Q_T + Q_{\text{рдвиг}} = 145,62 + 19,35 + 1633 = 1797 \text{ кВар}$$

$$S_{IV} = \sqrt{P_{IV}^2 + Q_{IV}^2} = \sqrt{3724^2 + 1797^2} = 4135 \text{ кВА}$$

14.1 Выбираем сечение проводников выше 1кВ

Определяем сечения линии связи РП с источником питания.

Сечения кабелей и проводов в сетях выше 1000 В выбираются по экономической плотности тока, соответствующее режиму максимальных

нагрузок:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (14.9)$$

где I_p – расчетный ток одной линии в нормальном режиме работы, т.е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается;
 $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока для заданных условий работы [7, таблица 1.3.36]. принимаем 1,1 для неизолированных алюминиевых проводов согласно ПУЭ п 1.3.25 по экономической плотности тока.

Расчетный ток одной линии в нормальном режиме работы:

$$I_p = \frac{S_{\text{IV}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4135}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 199 \text{ А}$$

По формуле (14.9) находим:

$$S_{\text{эк}} = \frac{199}{1,1} = 180 \text{ мм}^2$$

Выбираем ближайшее стандартное значение сталеалюминевый провод АС 185/29. По [7, таблица 1.3.16] с допустимым током нагрузки 510 А. Фактический длительный ток нагрева в послеаварийном режиме (когда отключается одна из параллельных цепей)

То получим

$$I_{\text{пав}} = 2 \cdot 199 = 398 \text{ А},$$

следовательно, выбранное сечение проходит по допустимому току нагрева в рабочих режимах:

$$398 < 510 \text{ А}.$$

Потери мощности в ЛЭП определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{S_{\text{IV}}^2}{U^2} \cdot \frac{r_{\text{уд}} \cdot \ell}{n} \cdot 10^{-3}, \quad (14.10)$$

где $r_{\text{уд}}$ – активное сопротивление 1 км линии, Ом/км:

ℓ – длина линии, км;

n – количество параллельно подключенных линий (цепей).

$$\Delta P_{л} = \frac{4135^2}{6^2} \cdot \frac{0,16 \cdot 2}{2} \cdot 10^{-3} = 151 \text{ кВт}$$

Потери напряжения в высоковольтной линии напряжением до 35 кВ (в нашем случае 6 кВ), в процентах от номинального напряжения [12, с. 54] определяют по формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos \varphi + x_{уд} \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%}{U_{ном}} \quad (14.11)$$

где l - длина кабельной линии, км; $r_{уд}$, $x_{уд}$ - удельное активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/км; $U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, В;

I_p - расчетный ток электроприемника, А.

Удельное активное и индуктивное сопротивления кабеля при напряжении 6 кВ определяются согласно [12, с. 54]. Таким образом, потери напряжения в питающей кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 199 \cdot 2,0 \cdot (0,16 \cdot 0,9 + 0,413 \cdot 0,43) \cdot 100\%}{6000} = 3,69\% < 5\%$$

Для остальных линий расчет аналогичен, представлен в таблице 14.3

Таблица 14.3 – Выбор сечения проводов и кабельных линий, потерь напряжений

Линия	$S_{расч}$	$I_{расч}$	$J_{экон}$	$S_{эк} \text{ мм}^2$	Сечение мм2 провода, марка	Допустимый ток, А	Длина Линии км	$\Delta U\%$
I Секция шин РП 6кВ								
ГПП-РП	4135	199	1,1	180	АС-3х185	510	2	3,69
РП-СД1	1891	182	1,7	107	АВБВ 3х120-6	250	0,028	0,06
РП-СД2	1891	182	1,7	107	АВБВ 3х120-6	250	0,033	0,062
РП-ТМ1	250	24	1,7	14	АВББШв 3х16-6	70	0,015	0,015
II Секция шин РП 6кВ								
ГПП-РП	4135	199	1,1	180	АС-3х185	510	2	3,69
РП-СД3	1891	182	1,7	107	АВБВ 3х120-6	250	0,043	0,064
РП-СД4	1891	182	1,7	107	АВБВ 3х120-6	250	0,047	0,065
РП-ТМ2	250	24	1,7	14	АВББШв 3х16-6	70	0,012	0,014

15 Технико-экономическое сравнение вариантов цеховой сети

Расчет потерь активной и реактивной мощности и напряжения в цеховой распределительной сети

Произведем расчет потерь мощности и напряжения в кабельных линиях. Потеря напряжения в процентах к номинальному напряжению сети [12, с. 54]:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos \varphi + x_{уд} \cdot \sin \varphi), \quad (15.1)$$

где l – длина кабельной линии, км;

$r_{уд}$, $x_{уд}$ – удельное активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/км;

I_p – расчетный ток электроприемника, А.

Потеря напряжения в процентах к номинальному напряжению сети:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot 100\%}{U_{ном}}, \quad (15.2)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В

Потеря активной и реактивной мощности:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_{уд} \cdot l, \quad (15.3)$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I_p^2 \cdot x_{уд} \cdot l, \quad (15.4)$$

где $I_{РАБ}$ – максимальный рабочий ток электроприемника, А;

l – длина кабельной линии, км;

$r_{уд}$, $x_{уд}$ – удельное активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

В качестве примера рассмотрим расчет потерь мощности и напряжения для 1-го электроприемника:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot 84,55 \cdot 0,006 \cdot (0,46 \cdot 0,88 + 0,06 \cdot 0,47) = 0,38 \text{ В}$$

$$\Delta U_{1,\%} = \frac{0,38}{380} \cdot 100\% = 0,10 \%$$

$$\Delta P_1 = 3 \cdot 84,55^2 \cdot 0,46 \cdot 0,006 \cdot 10^{-3} = 0,059 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_1 = 3 \cdot 84,55^2 \cdot 0,06 \cdot 0,006 \cdot 10^{-3} = 0,008 \text{ кВар}$$

Результаты расчетов потерь в кабельных линиях к электроприемникам по двум вариантам соответственно представлены в таблицах 15.1-15.2.

Таблица 15.1 – Расчет потерь мощности и напряжения вариант 1

№	cosφ	sinφ	L, м	I _p , А	S, мм ²	γ _{уд} , Ом/км	x _{уд} , Ом/км	ΔU, В	ΔP, кВт	ΔU, %	ΔQ, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,88	0,47	6	84,55	70	0,46	0,06	0,38	0,059	0,10	0,008
2	0,88	0,47	3,5	84,55	70	0,46	0,06	0,22	0,035	0,06	0,005
3	0,8	0,6	2,5	9,28	4	7,9	0,09	0,26	0,005	0,07	0,000
4	0,8	0,6	3	9,28	4	7,9	0,09	0,31	0,006	0,08	0,000
5	0,8	0,6	5	9,28	4	7,9	0,09	0,51	0,010	0,13	0,000
6	0,8	0,6	6	9,28	4	7,9	0,09	0,61	0,012	0,16	0,000
7	0,8	0,6	5,5	9,28	4	7,9	0,09	0,56	0,011	0,15	0,000
8	0,8	0,6	6	9,28	4	7,9	0,09	0,61	0,012	0,16	0,000
9	0,8	0,6	2	9,28	4	7,9	0,09	0,20	0,004	0,05	0,000
10	0,8	0,6	3	9,28	4	7,9	0,09	0,31	0,006	0,08	0,000
11	0,78	0,62	4	32,87	10	3,16	0,073	0,57	0,041	0,15	0,001
12	0,78	0,62	2,5	32,87	10	3,16	0,073	0,36	0,026	0,09	0,001
13	0,75	0,66	3	62,73	35	0,85	0,063	0,22	0,030	0,06	0,002
14	0,75	0,66	5	62,73	35	0,85	0,063	0,37	0,050	0,10	0,004
15	0,74	0,67	7	5,58	4	7,9	0,09	0,40	0,005	0,11	0,000
16	0,81	0,58	6	16,57	4	7,9	0,09	1,11	0,039	0,29	0,000
17	0,81	0,58	5	16,57	4	7,9	0,09	0,92	0,033	0,24	0,000
18	0,81	0,58	3	16,57	4	7,9	0,09	0,55	0,020	0,15	0,000
19	0,81	0,58	3,5	16,57	4	7,9	0,09	0,65	0,023	0,17	0,000
20	0,76	0,65	5,5	6,98	4	7,9	0,09	0,40	0,006	0,11	0,000
21	0,6	0,8	2	83,14	70	0,46	0,06	0,09	0,019	0,02	0,002
22	0,82	0,57	29	32,36	10	3,16	0,073	4,27	0,288	1,12	0,007
23	0,82	0,57	24	32,36	10	3,16	0,073	3,54	0,238	0,93	0,006
24	0,82	0,57	21	32,36	10	3,16	0,073	3,10	0,208	0,81	0,005
25	0,82	0,57	14	32,36	10	3,16	0,073	2,06	0,139	0,54	0,003
26	0,8	0,6	13	82,68	35	0,85	0,063	1,33	0,227	0,35	0,017
27	0,8	0,6	3,5	13,94	4	7,9	0,09	0,54	0,016	0,14	0,000
28	0,8	0,6	4,5	45,82	16	2,06	0,067	0,60	0,058	0,16	0,002
29	0,82	0,57	11	8,63	4	7,9	0,09	1,07	0,019	0,28	0,000
30	0,83	0,57	1,5	80,05	35	0,85	0,063	0,15	0,025	0,04	0,002
31	0,83	0,57	3	80,05	35	0,85	0,063	0,31	0,049	0,08	0,004
32	0,83	0,57	4,5	80,05	35	0,85	0,063	0,46	0,074	0,12	0,005
33	0,83	0,57	6	80,05	35	0,85	0,063	0,62	0,098	0,16	0,007

Таблица 15.2 – Расчет потерь мощности и напряжения вариант 2

№	cosφ	sinφ	L, м	I _p , А	S, мм ²	γ _{уд} , Ом/км	x _{уд} , Ом/км	ΔU, В	ΔP, кВт	ΔU, %	ΔQ, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,88	0,47	2,5	84,55	70	0,46	0,06	0,16	0,025	0,04	0,003
2	0,88	0,47	4	84,55	70	0,46	0,06	0,25	0,039	0,07	0,005
3	0,8	0,6	6	9,28	4	7,9	0,09	0,61	0,012	0,16	0,000
4	0,8	0,6	8	9,28	4	7,9	0,09	0,82	0,016	0,22	0,000
5	0,8	0,6	2	9,28	4	7,9	0,09	0,20	0,004	0,05	0,000
6	0,8	0,6	3	9,28	4	7,9	0,09	0,31	0,006	0,08	0,000
7	0,8	0,6	5	9,28	4	7,9	0,09	0,51	0,010	0,13	0,000
8	0,8	0,6	10	9,28	4	7,9	0,09	1,02	0,020	0,27	0,000
9	0,8	0,6	11	9,28	4	7,9	0,09	1,13	0,022	0,30	0,000
10	0,8	0,6	12	9,28	4	7,9	0,09	1,23	0,024	0,32	0,000
11	0,78	0,62	2	32,87	10	3,16	0,073	0,29	0,020	0,08	0,000
12	0,78	0,62	3,5	32,87	10	3,16	0,073	0,50	0,036	0,13	0,001
13	0,75	0,66	5	62,73	35	0,85	0,063	0,37	0,050	0,10	0,004
14	0,75	0,66	7	62,73	35	0,85	0,063	0,52	0,070	0,14	0,005

Окончание таблицы 15.2

№	cosφ	sinφ	L, м	I _p , А	S, мм ²	Γ _{уд} , Ом/км	X _{уд} , Ом/км	ΔU, В	ΔP, кВт	ΔU, %	ΔQ, квар
15	0,74	0,67	7	5,58	4	7,9	0,09	0,40	0,005	0,11	0,000
16	0,81	0,58	7	16,57	4	7,9	0,09	1,29	0,046	0,34	0,001
17	0,81	0,58	5,5	16,57	4	7,9	0,09	1,02	0,036	0,27	0,000
18	0,81	0,58	4	16,57	4	7,9	0,09	0,74	0,026	0,19	0,000
19	0,81	0,58	6	16,57	4	7,9	0,09	1,11	0,039	0,29	0,000
20	0,76	0,65	5,5	6,98	4	7,9	0,09	0,40	0,006	0,11	0,000
21	0,6	0,8	2	83,14	70	0,46	0,06	0,09	0,019	0,02	0,002
22	0,82	0,57	29	32,36	10	3,16	0,073	4,27	0,288	1,12	0,007
23	0,82	0,57	24	32,36	10	3,16	0,073	3,54	0,238	0,93	0,006
24	0,82	0,57	21	32,36	10	3,16	0,073	3,10	0,208	0,81	0,005
25	0,82	0,57	14	32,36	10	3,16	0,073	2,06	0,139	0,54	0,003
26	0,8	0,6	13	82,68	35	0,85	0,063	1,33	0,227	0,35	0,017
27	0,8	0,6	3,5	13,94	4	7,9	0,09	0,54	0,016	0,14	0,000
28	0,8	0,6	18	45,82	16	2,06	0,067	2,41	0,234	0,63	0,008
29	0,82	0,57	13	8,63	4	7,9	0,09	1,27	0,023	0,33	0,000
30	0,83	0,57	1,5	80,05	35	0,85	0,063	0,15	0,025	0,04	0,002
31	0,83	0,57	3	80,05	35	0,85	0,063	0,31	0,049	0,08	0,004
32	0,83	0,57	4,5	80,05	35	0,85	0,063	0,46	0,074	0,12	0,005
33	0,83	0,57	6	80,05	35	0,85	0,063	0,62	0,098	0,16	0,007

Потери напряжения в кабелях, соединяющих СП с КТП рассчитываются аналогично потерям в кабелях по формулам (15.1) – (15.4). Расчеты сведем в таблицу 15.3 – 15.4

Таблица 15.3 – Расчет потерь в кабелях, питающих СП вариант 1

№ СП	cosφ	sinφ	L, м	I _p , А	S, мм ²	Γ _{уд} , Ом/км	X _{уд} , Ом/км	ΔU, В	ΔP, кВт	ΔU, %	ΔQ, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	1,31	0,002	0,35	0,002
1	0,76	0,64	10	145,39	95	0,34	0,0602	0,75	0,216	0,20	0,038
2	0,87	0,49	16	59,44	25	1,28	0,0662	1,89	0,217	0,50	0,011
3	0,88	0,48	31	161,21	95	0,34	0,0602	2,84	0,822	0,75	0,146
4	0,8	0,6	41	58,62	25	1,28	0,0662	4,42	0,541	1,16	0,028
5	0,83	0,56	11	184,84	150	0,21	0,0596	0,73	0,237	0,19	0,067
6	0,82	0,57	15	106,9	95	0,34	0,0602	0,87	0,175	0,23	0,031
7	0,61	0,79	27	74,36	35	0,92	0,063	2,12	0,412	0,56	0,028

Таблица 15.4 – Расчет потерь в кабелях, питающих СП вариант 2

№ СП	cosφ	sinφ	L, м	I _p , А	S, мм ²	Γ _{уд} , Ом/км	X _{уд} , Ом/км	ΔU, В	ΔP, кВт	ΔU, %	ΔQ, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	1,31	0,002	0,35	0,002
1	0,76	0,64	10	145	95	0,34	0,0602	0,74	0,214	0,20	0,038
2	0,81	0,58	18	21,32	4	7,9	0,095	4,28	0,194	1,13	0,002
3	0,86	0,51	21	191,96	95	0,34	0,0602	2,25	0,789	0,59	0,140
4	0,8	0,6	32	17,46	4	7,9	0,095	6,16	0,231	1,62	0,003
5	0,83	0,56	11	184,84	150	0,21	0,0596	0,73	0,237	0,19	0,067
6	0,82	0,57	15	106,9	95	0,34	0,0602	0,87	0,175	0,23	0,031
7	0,7	0,71	27	110,16	95	0,34	0,0602	1,44	0,334	0,38	0,059

Определим капитальные затраты на сооружение цеховой электрической

сети и затраты на ее эксплуатацию.

Экономическим критерием эффективности варианта является минимум приведенных затрат:

$$Z = E_H \cdot K + I, \quad (15.5)$$

где $E_H = 1/7 = 0,143$ – нормативный коэффициент экономической эффективности;

K – единовременные капитальные затраты (капиталовложения);

I – ежегодные эксплуатационные издержки; ущерб от перерывов электроснабжения не считаем, так как неизвестна зависимость ущерба от качества электроэнергии.

Эксплуатационные издержки определяются:

$$I = I_{Ц} + I_{\Delta A}, \quad (15.6)$$

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta A} = \beta \cdot \Delta A, \quad (15.7)$$

где β – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии (см. ниже).

При расчетах используем укрупненные показатели.

Капитальные затраты на сооружение первого и второго вариантов складываются из затрат на:

1. Распределительные пункты;
2. Кабели, питающие отдельные электроприемники и СП;
3. Коммутационно – защитные аппараты на 0,4 кВ.

Расчет стоимости силовых пунктов, для первого и второго варианта сведем в таблицы 15.5 и 15.6

Таблица 15.5 – Расчет стоимости силовых пунктов (вариант 1)

Наименование	Расчетный ток, А	Тип СП	Допустимый ток пункта	Количество присоединений СП/ФАКТ	Стоимость, руб
СП-1	145,39	ЩМП09	—	3	32000
СП-2	59,44	ЩМП11	—	6	47000
СП-3	161,21	ЩМП11	—	6	55000
СП-4	58,62	ЩМП11	—	6	29000
СП-5	184,84	ПР8804-1009	200	4/4	18000
СП-6	106,90	ЩМП10	160	4	25000
СП-7	74,36	ПР8804-1004	100	4/4	18000
Итого					221000

Таблица 15.6 – Расчет стоимости силовых пунктов (вариант 2)

Наименование	Расчетный ток, А	Тип СП	Допустимый ток пункта	Количество присоединений СП/ФАКТ	Стоимость, руб
СП-1	145,39	ЩМП09	—	3	31000
СП-2	21,32	ЩМП09	—	4	22000
СП-3	191,96	ЩМП10	—	4	59000
СП-4	17,46	ЩМП11	—	8	38000
СП-5	184,84	ПР8804-1008	200	4/4	18000
СП-6	106,90	ЩМП10	—	4	25000
СП-7	110,16	ПР8804-1030	160	6/8	24000
Итого					217000

Расчет стоимости кабельных линий (таблица 15.7, таблица 15.8).
Стоимость кабельных линий определяется по выражению:

$$K_{\text{кл}} = \sum K_{\text{кли}} \cdot L_i, \quad (15.8)$$

где $K_{\text{кли}}$ – стоимость 1 м кабеля;
 L_i – длина кабеля.

Таблица 15.7 – Расчет стоимости кабелей (вариант 1)

№	Сечение кабеля	L, м	Цена, руб./м	Стоимость, руб
1	2	3	4	5
1	70	6	265	1590
2	70	3,5	265	927,5
3	4	2,5	28	70
4	4	3	28	84
5	4	5	28	140
6	4	6	28	168
7	4	5,5	28	154
8	4	6	28	168
9	4	2	28	56
10	4	3	28	84
11	10	4	54	216
12	10	2,5	54	135
13	35	3	144	432
14	35	5	144	720
15	4	7	28	196
16	4	6	28	168
17	4	5	28	140
18	4	3	28	84
19	4	3,5	28	98
20	4	5,5	28	154
21	70	2	265	530
22	10	29	54	1566
23	10	24	54	1296
24	10	21	54	1134
25	10	14	54	756
26	35	13	144	1872
27	4	3,5	28	98
28	16	4,5	75	337,5

Окончание таблицы 15.7

№	Сечение кабеля	L, м	Цена, руб./м	Стоимость, руб
29	4	11	28	308
30	35	1,5	144	216
33	35	6	144	864
Кабели, питающие СП				
СП-1	95	10	354	3540
СП-2	25	16	75	1200
СП-3	95	31	354	10974
СП-4	25	41	110	4510
СП-5	150	11	520	5720
СП-6	95	15	354	5310
СП-7	35	27	144	3888
Итого				52645

Таблица 15.8 – Расчет стоимости кабелей (вариант 2)

№	Сечение кабеля	L, м	Цена, руб./м	Стоимость, руб
1	2	3	4	5
1	70	2,5	265	662,5
2	70	4	265	1060
3	4	6	28	168
4	4	8	28	224
5	4	2	28	56
6	4	3	28	84
7	4	5	28	140
8	4	10	28	280
9	4	11	28	308
10	4	12	28	336
11	10	2	54	108
12	10	3,5	54	189
13	35	5	144	720
14	35	7	144	1008
15	4	7	28	196
16	4	7	28	196
17	4	5,5	28	154
18	4	4	28	112
19	4	6	28	168
20	4	5,5	28	154
21	70	2	265	530
22	10	29	54	1566
23	10	24	54	1296
24	10	21	54	1134
25	10	14	54	756
26	35	13	144	1872
27	4	3,5	28	98
28	16	18	75	1350
29	4	13	28	364
30	35	1,5	144	216
31	35	3	144	432
32	35	4,5	144	648
33	35	6	144	864

Окончание таблицы 15.8

№	Сечение кабеля	L, м	Цена, руб./м	Стоимость, руб
Кабели, питающие СП				
СП-1	95	10	354	3540
СП-2	4	18	75	1350
СП-3	95	21	354	7434
СП-4	4	32	110	3520
СП-5	150	11	520	5720
СП-6	95	15	354	5310
СП-7	95	15	354	5310
Итого				48684

Стоимость автоматов по первому и второму варианту таблица 15.9.

Таблица 15.9 – Стоимость автоматов

Место установки	Тип автомата	Номинальный ток, А	Цена автомата, руб.	Место установки	Тип автомата	Номинальный ток, А	Цена автомата, руб.
Вариант 1				Вариант 2			
СП-1	ВА 57-35	160	4000	СП-1	ВА 57-35	160	4000
СП-2	ВА 57-31	80	2900	СП-2	ВА 51-35М1	25	3000
СП-3	ВА 57-35	200	4200	СП-3	ВА 57-35	250	5300
СП-4	ВА 57-31	80	2900	СП-4	ВА 57-35	25	2800
СП-5	ВА 57-35	250	5300	СП-5	ВА 57-35	250	5300
СП-6	ВА 57-35	160	4000	СП-6	ВА 57-35	160	4000
СП-7	ВА 57-31	100	3100	СП-7	ВА 57-35	160	4000
ИТОГО			23500	ИТОГО			28400

Расчет стоимости капиталовложений:

$$K_{\text{ВАР1}} = K_{\text{КЛ}} + K_{\text{СП}} + K_{\text{АВТОМАТ}} = 52,645 + 221 + 23,5 = 297,145 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{\text{ВАР2}} = K_{\text{КЛ}} + K_{\text{СП}} + K_{\text{АВТОМАТ}} = 48,684 + 217 + 28,4 = 294,084 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки определяются по формуле:

$$И = \frac{И_{\%} \cdot К}{100} + \Delta A \cdot В, \quad (15.9)$$

$$И_{\%} = \frac{O_a + O_o + O_p}{100}, \quad (15.10)$$

где O_a – отчисления на амортизацию 3,5%;

O_o – отчисления на обслуживание 2,0%;

O_p – отчисление на ремонт 2,5%.

где $И_{\%}$ – процентное отчисление на амортизацию, ремонт и обслуживание;

$В$ – стоимость потерь одного киловатт в час электроэнергии.

Потери электроэнергии:

$$\Delta A = \Delta P \cdot \tau, \quad (15.11)$$

где τ – время максимальных потерь, ч/год:

$$\tau = (0,124 + T_M / 10000)^2 \cdot 8760, \quad (15.12)$$

где T_M – время использования максимальной нагрузки, ч/год.

Потери энергии в цеховой распределительной сети определяются исходя из следующих условий: цех работает в две смены, следовательно, для данного объекта $T_M = 3600$ ч/год,

$$\tau = (0,124 + 3600/10000)^2 \cdot 8760 = 2052 \text{ ч/год}$$

Для первого варианта:

а) потери мощности:

$$\Delta P_{\text{ОБЩ1}} = \Delta P_{\text{КАБ.1УР}} + \Delta P_{\text{КАБ.2УР}} = 4,513 \text{ кВт}$$

б) потери энергии:

$$\Delta A_{\text{ОБЩ1}} = \tau \cdot \Delta P_{\text{ОБЩ1}} = 2052 \cdot 4,513 = 9260 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Для второго варианта:

а) потери мощности:

$$\Delta P_{\text{ОБЩ2}} = \Delta P_{\text{КАБ1УР}} + \Delta P_{\text{КАБ2УР}} + \Delta P_{\text{ШИН}} = 4,310 \text{ кВт}$$

б) потери энергии:

$$\Delta A_{\text{ОБЩ2}} = \tau \cdot \Delta P_{\text{ОБЩ2}} = 2052 \cdot 4,310 = 8404 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Результирующие издержки:

$$И_1 = (3,5+2,0+2,5)/100 \cdot 297145 + 9260 \cdot 2,8 = 49699 \text{ руб/год}$$

$$И_2 = (3,5+3+2,5)/100 \cdot 294084 + 8404 \cdot 2,8 = 46057 \text{ руб/год}$$

При стоимости 2,8 руб./кВт.ч - стоимость электроэнергии за 1 кВт.ч задается по среднему уровню тарифа, установленному Федеральной службой по тарифам Приказ ФАС России от 14.11.2016 N 1599а/16 (ред. от 16.03.2017) "О предельных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность) на 2017 год"

Определяем приведенные затраты:

$$Z = I + E_n \cdot K, \quad (15.13)$$

где K – коэффициент эффективности капиталовложений в пределах 0,12-0,15

$$Z_1 = 0,125 \cdot 297145 + 49699 = 86842 \text{ руб/год.}$$

$$Z_2 = 0,125 \cdot 294084 + 46057 = 82817 \text{ руб/год.}$$

Расхождение по затратам:

$$Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{86842 - 82817}{86842} \cdot 100\% = 4,63\%$$

Предпочтение отдаем второму варианту так как наиболее экономичней и надёжней (т. е при такой схеме работа одних узлов не в влияет на работу других).

16 Электротехнический расчет электрического освещения

16.1 Электротехнический расчет для рабочего освещения

Целью электротехнического расчета освещения является определение сечения кабеля, которым будет выполнена осветительная сеть, а также определение потери напряжения в осветительной сети.

Произведем выбор сечения кабеля рабочего освещения подробно проектируемого цеха. Расчет производим методом моментов по наибольшему падению напряжения (у наиболее удаленных или наиболее мощных потребителей).

Распределение светильников по фазам таблица 16.1 по длине групповой линии выполняется для снижения потерь мощности и напряжения в проводе, уменьшения стробоскопического эффекта и снижения ущерба при исчезновении напряжения в одной из фаз. Расположение светильников на плане представлено на рисунке 16.1

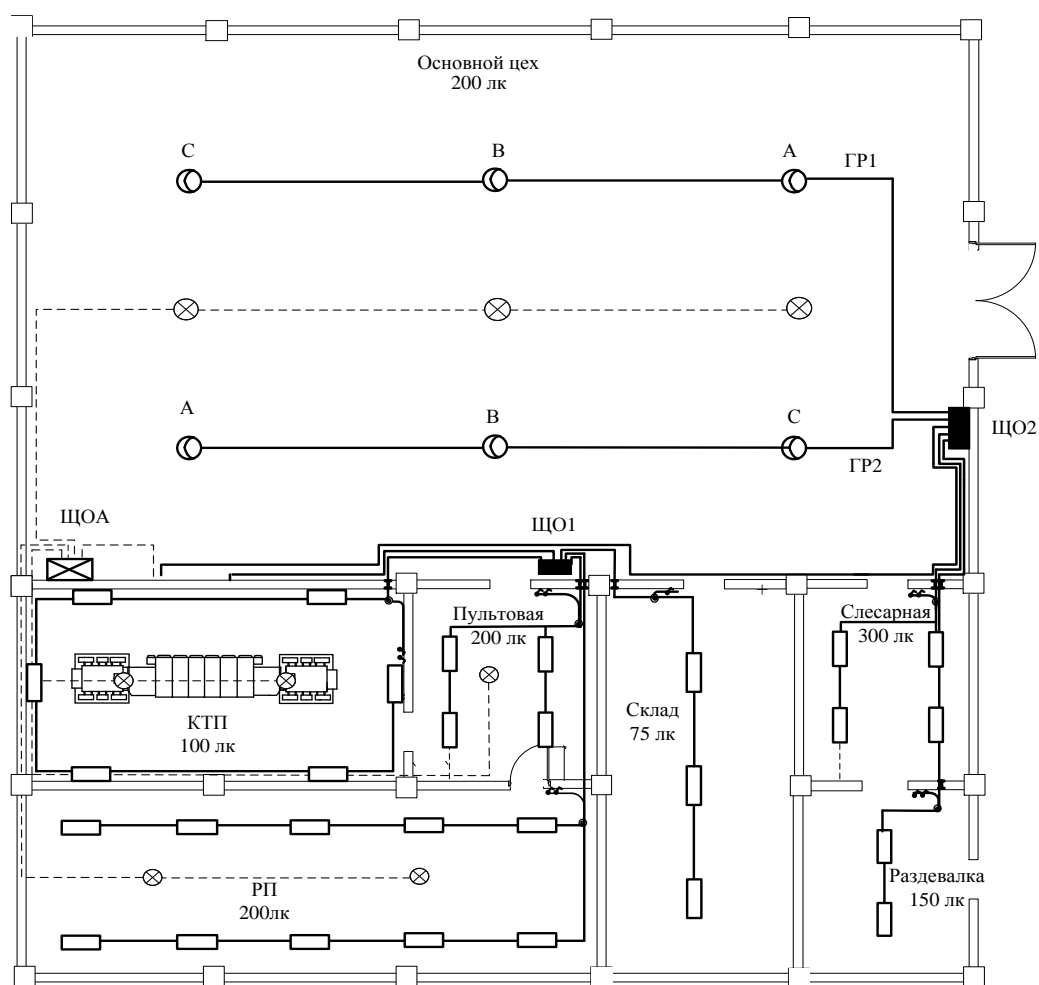


Рисунок 16.1 – Расположение светильников

Таблица 16.1 – Распределение по фазам рабочего освещения

Наименование объекта	Распределение по фазам
Основной цех группа №1	А-В-С
Основной цех группа №2	С-В-А
РП	А
Склад	Б
КТП	Б
Пультовая	С
Слесарная	С
Раздевалка	С

С учетом регламентированных отклонений от номинального значения суммарные потери напряжения от шин 0,4 кВ ТП до наиболее удаленной лампы не должны, превышать 5%

Щит №2 (ОЦВ – 12)

Определяем расчетную нагрузку одноной лампы.

$$P_p = P_{НОМ} \cdot K_c \cdot K_{ПРА} = 1000 \cdot 0,95 \cdot 1,1 = 1045 \text{ Вт},$$

где K_c – коэффициент спроса; $K_c = 0,95$ [5, стр. 271]; $K_{пра}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре. $K_{пра} = 1,1$ для лампы ДРЛ.

Определяем нагрузку для одной группы.

$$P_{PO} = P_p \cdot N_{св} = 1045 \cdot 3 = 3135 \text{ Вт}$$

Расчетный ток на участке четырехпроводной трехфазной сети определяется по выражению.

$$I_{po} = \frac{P_{po}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{3,135}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9} = 5,6 \text{ А}$$

Выбираем минимально допустимое сечение жилы алюминиевого провода марки АВВГ $S=2.5 \text{ мм}^2$ и допустимым током 19 А.

Определяем потери напряжения

$$M = \sum P_{po} \cdot l + \sum a \cdot l \cdot p, \quad (16.1)$$

$$\Delta U = \frac{M}{K_c \cdot s}, \quad (16.2)$$

где a – коэффициент приведения моментов зависящий от числа проводов на участке и ответвлении. l от ЩО2 до первого светильника равна 23 м , при том что щит подвешен на высоту 1,5, расстояние между светильниками 10м ,

K_c – коэффициент, зависящий от схемы питания и материала проводника.

$$M = (3,135 \cdot 23,5) + (10 \cdot 0,418 \cdot 1,85) + (20 \cdot 0,418 \cdot 1,85) + (1 \cdot 1,85 \cdot 0,418) = 87 \text{ кВт/м}$$

$$\Delta U = \frac{52,22}{46 \cdot 2,5} = 0,7 \%$$

Потери напряжения от щита освещения №2 до самого дальнего светильника в главном цехе.

$$\Delta U = 0,7 + \left(\frac{15}{2,5 \cdot 7,7} \right) = 1,5 \%$$

Расчет остальных потерь напряжений сведем в таблицу 6.2

Таблица 16.2 – Расчет потерь напряжения рабочего освещения

Объект	P_{po} кВт Для 1 светильника	P_{po} кВт	Марка провода	Сечение провода мм ²	l провода От ЩО до 1 светильника	l между светильниками	ΔU % От ЩО До самого дальнего светильника	ΔU % От КТП до ЩО
Для щита №2								
Основной цех 1 группа	1,045	3,135	АВВГ5х2,5	2,5	23	10	1,5	0,8
Основной цех 2 группа	1,045	3,135	АВВГ5х2,5	2,5	15,5	10	1,13	
Раздевалка	0,1	0,2	АВВГ3х2,5	2,5	22	3	0,54	
Слесарная	0,1	0,4	АВВГ2х2,5	2,5	13	3	0,57	
Потери на V от КТП до самого удаленного светильника							2,3	
Для щита №1								
РП	0,1	1,25	АВВГ5х2,5	2,5	13	3,6	1,14	1,1
Склад	0,07	0,29	АВВГ3х2,5	2,5	11	4	0,46	
Пультовая	0,07	0,28	АВВГ3х2,5	2,5	7	3	0,27	
КТП	0,1	0,56	АВВГ3х2,5	2,5	10	6	1,3	
Потери на V от КТП до самого удаленного светильника							2,4	

Отклонения напряжения на самом удаленном светильнике составляют – 3,7% в нормальном режиме, что удовлетворяет требованиям ГОСТ и не выходит за пределы

Для защиты кабелей устанавливаем на КТП автоматы АЕ2046-10, с номинальным током расцепителя $I_{рц,ном} = 16 \text{ А}$

16.2 Электротехнический расчет для аварийного освещения

Аварийное освещение выполняем светодиодными лампами и лампами накаливания. Питание осуществляем от одного щита ОЩВ – 6. В цехе имеется 1ряд по 3 светильника со светодиодными лампами. Распределение

светильников по фазам таблица 16.2

Таблица 16.2 – Распределение по фазам аварийного освещения

Наименование объекта	Распределение по фазам
Основной цех	А-В-С
Пультовая	А
КТП	В
РП	С

Определяем расчетную нагрузку одной лампы.

$$P_p = P_{ном} \cdot K_C = 45 \cdot 0,95 = 38 \text{ Вт}$$

Расчетный ток на участке пятипроводной трехфазной сети

$$I_{po} = \frac{P_p \cdot N_{св}}{U_{\phi} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{0,038 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 0,17 \text{ А}$$

Для защиты кабеля устанавливаем на КТП автомат АЕ2046-10, с номинальным током расцепителя $I_{рц.ном} = 10 \text{ А}$, принимаем кабель питания ОЩВ№6 АВВГ 5х2,5 мм², с длительно допустимым током $I_{дон} = 19 \text{ А}$, при этом выполняется условие:

Расчётный ток на других проводах такой же, поэтому для остальных также выбираем кабель марки АВВГ сечением 5х2,5 мм². Рассчитываем потери напряжения для самой удалённой лампы.

По формуле (16.1) находим.

$$M = (0,038 \cdot 3 \cdot 15,5) + (0,038 \cdot 1 \cdot 1,85) + (0,038 \cdot 10 \cdot 1,85) + (0,038 \cdot 20 \cdot 1,85) = 3,96$$

Потери напряжения не превышают допустимые.

$$\Delta U = \frac{3,96}{46 \cdot 2,5} = 0,03$$

Потери напряжения от щита освещения до самого дальнего светильника в главном цехе.

$$\Delta U = 0,03 + \left(\frac{1,46}{2,5 \cdot 7,7} \right) = 0,1\%$$

Расчет остальных потерь напряжений сведём в таблицу 16.3

Таблица 16.3 – Расчет потерь напряжения аварийного освещения

Объект	P_{po} кВт Для 1 светильника	P_{po} кВт	Марка провода	Сечение провода мм ²	l провода От ЩО до 1 светильника	l между светиль- никами	ΔU % От ЩО До самого дальнего светильника	ΔU % От КТП до ЩО
Для щита №2								
Главный цех	0,038	0,144	АВВГ5х2,5	2,5	15,5	10	0,1	0,12
РП	0,1	0,2	АВВГ5х2,5	2,5	21	9	0,48	
КТП	0,06	0,12	АВВГ5х2,5	2,5	14	6	0,32	
Пультовая	0,06	0,06	АВВГ5х2,5	2,5	31	-	0,17	
Потери на V от КТП до самого удаленного светильника							0,6	

Отклонения напряжения на самом удаленном светильнике составляют 0,56 % в нормальном режиме, что удовлетворяет требованиям ГОСТ и не выходит за пределы .

17 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания

17.1 Расчет токов трехфазного КЗ в сети напряжением выше 1000 В

Расчет токов КЗ используется для выбора и проверки электрооборудования по условиям КЗ, выбора установок и возможного действия релейной защиты и автоматики, определения влияния токов нулевой последовательности воздушных линий (ВЛ) на линии связи, для выбора заземляющих устройств.

Расчет периодической составляющей тока КЗ проводится без учета активного сопротивления элементов схемы, если активное сопротивление не превышает 30% индуктивного сопротивления до точки КЗ.

При расчетах токов КЗ допускается не учитывать:

1. сдвиг по фазе ЭДС и изменение частоты вращения роторов синхронных двигателей;
2. ток намагничивания трансформаторов;
3. насыщение магнитных систем электрических машин;
4. поперечную емкость ВЛ.

Расчет тока КЗ производится в условиях послеаварийного режима на подстанции (один трансформатор отключен), в этом случае секционный выключатель включен, при этом в место КЗ протекают наибольшие токи подпитки от электродвигателей.

Для определения токов КЗ составим расчетную схему

На схеме намечаем точки, в которых определяем токи трехфазного КЗ для выбора коммутационной аппаратуры.

Расчет производим в относительных единицах. Составим схему замещения для точек К1 и К2:

Основные параметры для расчёта:

За базисную мощность принимаем $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$.

За базисное напряжение первой ступени принимаем среднее напряжение в точке КЗ $U_{\sigma 1} = 115 \text{ кВ}$.

За базисное напряжение второй ступени принимаем среднее напряжение в точке КЗ $U_{\sigma 2} = 6,3 \text{ кВ}$.

Базисный ток определяется по формуле:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (17.1)$$

Определим базисный ток первой ступени:

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА},$$

Определим базисный ток второй ступени:

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,17 \text{ кА},$$

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$x_{C^*} = \frac{S_{\delta}}{S''}, \quad (17.2)$$

где $S'' = 350 \text{ МВА}$ - мощность КЗ системы .

$$\text{Тогда: } x_{C^*} = \frac{100}{350} = 0,28 \text{ о.е}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ в точке К1 от системы по формуле:

$$I_{K2.C}^{(3)} = \frac{E_{C^*}}{X_{\Sigma^*}} \cdot I_{\delta 2}, \quad (17.3)$$

где $X_{\Sigma^*} = X_{C^*} = 0,28 \text{ о. е};$

$E_{C^*} = 1,0$ - ЭДС системы.

$$\text{Тогда: } I_{K1.C}^{(3)} = \frac{1,0}{0,28} \cdot 9,17 = 32,75 \text{ кА}$$

Ударный ток для короткого замыкания в точке К1

$$i_{y.K1} = \sqrt{2} \cdot 32,75 \cdot 1,8 = 82,53 \text{ кА}$$

При расчете токов КЗ в точке K_2 необходимо учитывать подпитку от высоковольтных электродвигателей, металлически связанных с местом КЗ, так как после момента возникновения КЗ роторы двигателей не затормаживаются мгновенно, а продолжают по инерции вращаться и подпитывают место КЗ благодаря запасенному магнитному полю машины.

Подпитку от синхронных двигателей учитывают как в ударном токе так и в отключаемом токе К.З. Расчетная схема рисунок 17.1

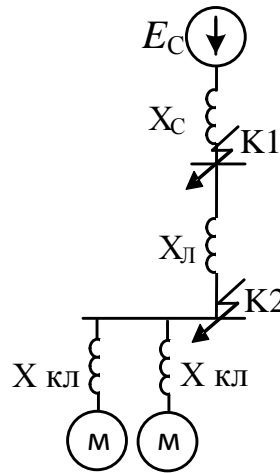


Рисунок 17.1 – Расчетная схема

Находим сопротивление синхронного двигателя по формуле:

$$X_{CD*} = \frac{X_d'' \cdot S_{\sigma}}{S_{CD.ном.}}, \quad (17.4)$$

где $X_d'' = 0,14$ – сверхпереходное сопротивление СД.

Тогда:

$$X_{CD*} = \frac{0,14 \cdot 100}{1,6} = 8,75 \text{ о. е}$$

Сопротивление ЛЭП определяется по формуле:

$$X_{ВЛ*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (17.5)$$

где $x_{уд}^{КЛ} = 0,41 \text{ Ом / км}$ для кабелей сечением выше 150 мм^2 ;

$l_{КЛ} = 2 \text{ км}$ - длина КЛ;

$U_{cp2} = 6,3 \text{ кВ}$ - среднее напряжение КЛ.

$$\text{Тогда: } x_{КЛ*} = 0,41 \cdot 2 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 2,7 \text{ о. е}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ в точке К2 от системы по формуле:

где $X_{\Sigma*} = X_{C*} + X_{ВЛ*} = 0,28 + 2,7 = 3,1$;

$E_{C*} = 1,0$ - ЭДС системы.

$$I_{K2.C}^{(3)} = \frac{E_{C^*}}{X_{\Sigma^*}} \cdot I_{\delta 2},$$

Тогда:

$$I_{K2.C}^{(3)} = \frac{1,0}{3,1} \cdot 9,17 = 2,95 \text{ кА}$$

На ток КЗ в точке К2 будет влиять ток подпитки от синхронных двигателей, определим его по формуле:

$$I_{CD}'' = I_{CD}^{(3)} = \frac{E_{CD^*}}{X_{CD^*}''} \cdot I_{\delta 2}, \quad (17.6)$$

где $E_{CD^*} = 1,1$ - ЭДС синхронного двигателя.

Тогда ток подпитки от СД:

$$I_{CD}'' = \frac{1,1}{8,75} \cdot 9,17 = 1,15 \text{ кА}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К2 с учетом подпитки от СД:

$$I_{K2}^{(3)} = 2,95 + 1,15 \cdot 2 = 5,25 \text{ кА}$$

Ударные токи КЗ и мощность КЗ для точки К2 с учетом токов подпитки:

$$i_{y.K2} = \sqrt{2} \cdot 5,25 \cdot 1,8 = 13,23 \text{ кА}$$

17.2 Выбор высоковольтных выключателей

Выключатели выбираем по номинальному току, номинальному напряжению, типу, роду установки и проверяем по электродинамической, термической стойкости и отключающей способности в режиме КЗ .

Количество теплоты (тепловой импульс), выделяющееся в аппарате за время КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$, определяется по формуле

$$B_K = I_{\max}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (17.7)$$

где суммарное время отключения выключателя приводом, $t_{\text{откл}} = t_B + t_{P.3}$, определяется собственным временем отключения аппарата t_B и временем действия средств релейной защиты $t_{P.3}$;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

$$T_a = \frac{x_K}{\omega r_K} = \frac{x_K}{2\pi f r_K} = \frac{x_K}{314 r_K}, \quad (17.8)$$

зависящая от реактивного x_K и активного r_K сопротивлений короткозамкнутой цепи. В практических расчетах значение T_a можно принимать из специально разработанных таблиц или графиков, например, из табл. 7.1. [19].

Согласно (13.1)

$$B_K = I_{\max}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 2,95^2 (0,05 + 0,02) = 2,95^2 \cdot 0,07,$$

где суммарное время отключения выключателя $t_{\text{откл}} = t_B + t_{P,3} = 0,04 + 0,01 = 0,05$ с, ($t_B = 0,04$ с – собственное время отключения выключателя приводом; $t_{P,3} = 0,01$ с – время срабатывания релейной защиты); время затухания апериодической составляющей тока КЗ (T_a) определяем по табл. 7.1. [19].

При выборе выключателя необходимо соблюдать следующее условие

$$B_K \leq I_{\text{ТЕР.НОМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР.НОМ}}, \quad (17.9)$$

где $I_{\text{ТЕР.НОМ}}$ – предельный номинальный ток термической стойкости, который данный аппарат выдерживает без повреждения в течение предельного времени термической стойкости $t_{\text{ТЕР.НОМ}} = 3$ с.

К установке в распределительных устройствах 6,3 кВ намечаем вакуумные выключатели, в которых гашение дуги при коммутациях электрической цепи осуществляется в вакуумной дугогасительной камере (ВДК).

Вакуумные выключатели типа ВВЭ-10 используются в серийных КРУ общепромышленного назначения типа КМ-1, КМ-1Ф, К-104. Основными достоинствами вакуумных выключателей являются:

- высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения. Число отключений номинальных токов вакуумным выключателем без замены ВДК составляет 10-20 тысяч отключений, число отключений номинального тока отключения – 20-200, что в 10-20 раз превышает соответствующие параметры маломасляных выключателей;

- резкое снижение эксплуатационных затрат по сравнению с маломасляными выключателями. Обслуживание вакуумных выключателей сводится к смазке механизма и привода, проверке износа контактов по меткам один раз в пять лет или через 5-10 тысяч циклов включения-отключения;

- полная взрыво- и пожаробезопасность и возможность работы в агрессивных средах;

- широкий диапазон температур окружающей среды, в котором возможна работа ВДК;

- повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам

вследствие малой массы и компактной конструкции аппарата;

- произвольное рабочее положение и малые габариты, что позволяет создавать различные компоновки распределительных устройств, в том числе и шкафы с несколькими выключателями при двух-трехъярусном их расположении;

- бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные малым выделением энергии в дуге и отсутствием выброса масла, газов при отключении токов КЗ;

- отсутствие загрязнения окружающей среды;

- высокая надежность и безопасность эксплуатации, сокращение времени на монтаж;

К недостаткам вакуумных выключателей следует отнести повышенный уровень коммутационных перенапряжений, что в ряде случаев вызывает необходимость принятия определенных мер по защите оборудования.

Намечаем к установке в ЗРУ-10 кВ ГПП вакуумные выключатели типа ВВЭ-10 с электромагнитным приводом.

Произведем сравнение технических параметров выключателей для установки их в качестве вводных, секционных, на отходящих линиях к трансформаторам цеховых ТП, отдельным электродвигателям.

Для использования в качестве вводного и секционного выключателя рассмотрим выключатель ВВЭ-10-20/630 УЗ выбор выключателя в таблице 17.1

таблице 17.1 – Условия выбора вводных выключателей ВВЭ-10-20/630 УЗ

Параметр	Условия выбора	Величина	
		номинальная	расчетная
$U_{ном}, кВ$	$U_{ном} \geq U_{уст.}$	10	6
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	$U_{max. раб}$	12	6,3
Номинальный ток, А	$I_{ном} \geq I_{расч.}$	1000	199
Ток электродинамической стойкости, кА	$I_{дин} \geq I_{\nu}$	50	13,23
Ток термической стойкости и допустимое время его действия, А/с	$I^2_{тер.ном} t_{тер.ном} \geq B_k$	20/3	2,92/0,07
Начальное действующее значение периодической составляющей, кА	$I_{п0} \leq I_{п.0.ном}$	20	2,92
Ток отключения, кА	$I_{откл} \geq I''$	20	2,92

Данные таблицы 17.1 показывают, что выключатели ВВЭ-10-20/630 УЗ удовлетворяют требованиям электродинамической устойчивости и мощности отключения КЗ при установке их на секциях 6 кВ РП. Кроме того, начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ схемы замещения предприятия меньше аналогичного параметра выключателя.

Токи короткого замыкания были определены без учета активного сопротивления элементов схемы замещения, а, следовательно, их расчетная величина несколько завышена..

Выключатели выбирались с учетом подпитки высоковольтных электродвигателей.

В качестве выключателей в ячейках отходящих линий, питающих синхронные двигатели мощностью 1600 кВт (номинальный ток – 180 А), принимаем выключатели типа ВВЭ-10-20/630 УЗ, так как выключателей с меньшим номинальным током на такую отключающую способность нет.

Для подключения к шинам 6 кВ РП трансформаторов мощностью 250 кВА используем также выключатели типа ВВЭ-10-20/630 УЗ.

17.3 Расчет токов трехфазного К.З. в сети напряжением ниже 1000 В

Рассчитаем ток короткого замыкания с учетом сопротивления внешней сети (системы и питающей линии). К схеме замещения добавляется сопротивление внешней сети (рисунок 17.1), которое необходимо привести к напряжению точки КЗ, т. е. 0,4 кВ.

Сопротивления кабельной линии (между внешней сетью (системой) и трансформатором):

$$x_{Л} = x_0 \ell_{Л} = 0,41 \cdot 2 = 0,82 \text{ Ом}$$

$$r_{Л} = r_0 \ell_{Л} = 0,16 \cdot 2 = 0,32 \text{ Ом}$$

Сопротивление между источником питания и точкой, в которой ток и мощность короткого замыкания не превысят соответствующих параметров выключателя, определяется по формуле,

$$x_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_c} = \frac{6,3^2}{350} = 0,1 \text{ мОм}$$

При расчете сопротивлений приведение к одной ступени напряжения производится исходя из существующей шкалы средних номинальных напряжений. Пересчет сопротивлений производится по выражению [8; 12, с. 167]:

$$X_k = X_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.к}}}{U_{\text{ср.ном}}} \right)^2, \quad (17.10)$$

где X_k – сопротивление (Ом), приведенное к ступени напряжения $U_{\text{ср.к}}$;

$X_{\text{ном}}$ – сопротивление (Ом), заданное при напряжении $U_{\text{ср.ном}}$;

$U_{\text{ср.к}}$ – среднее эксплуатационное напряжение ступени короткого замыкания, к которому пересчитываются все сопротивления сети, кВ;

$U_{\text{ср.ном}}$ – среднее эксплуатационное напряжение на ступени номинального напряжения элемента.

Приведенное сопротивление системы:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_c} \cdot \left(\frac{U_{\text{ср. к}}}{U_{\text{ср. ном}}} \right)^2 = \frac{6000^2}{350 \cdot 10^6} \cdot \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 0,4 \text{ мОм}$$

где S_c – мощность системы.

Приведенные сопротивления кабельной линии (между внешней сетью (системой) и трансформатором):

$$x_L = x_{\text{удЛ}} \ell_L \cdot \left(\frac{U_{\text{ср. к}}}{U_{\text{ср. ном}}} \right)^2 = 0,41 \cdot 2 \cdot \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 3,3 \text{ мОм}$$

$$r_L = r_{\text{удЛ}} \ell_L \cdot \left(\frac{U_{\text{ср. к}}}{U_{\text{ср. ном}}} \right)^2 = 0,32 \cdot 2 \cdot \left(\frac{0,4}{6,3} \right)^2 = 2,57 \text{ мОм}$$

При напряжении до 1 кВ даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток КЗ. Поэтому в расчетах учитываются все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи (на шинах, на вводах и вводах аппаратов, разъемные контакты аппаратов и контакт в месте КЗ).

По [12, с. 167] при расчете токов КЗ в сетях рекомендуется учитывать сопротивление следующим образом: 0,02 Ом – для первичных цеховых СП, а также на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций или главных магистралей; 0,025 Ом – для вторичных цеховых СП, а также на зажимах аппаратов, питаемых от первичных СП.

Расчетная схема представлена на рисунке 17.2

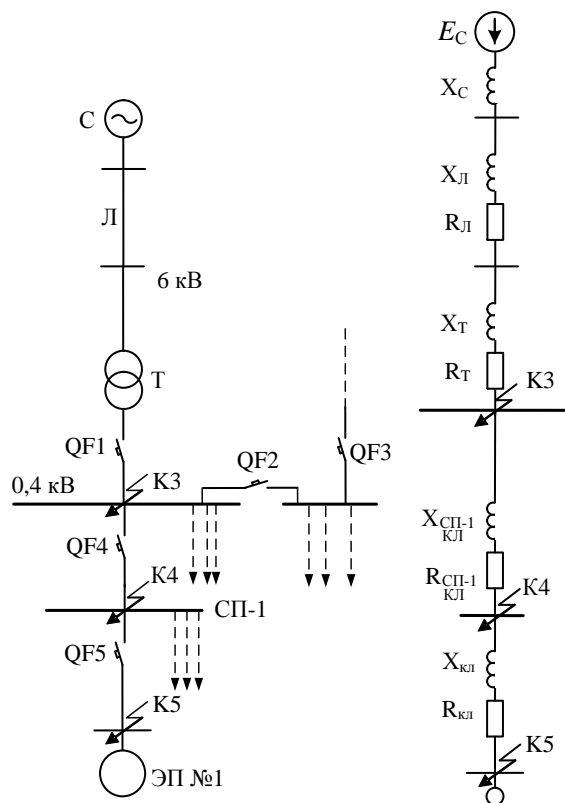


Рисунок 17.2 – Расчетные схемы

Определяем сопротивление трансформатора:

$$r_{mp} = \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_{ном.тр.}} \cdot \frac{U_{ном.}^2}{S_{ном.тр.}} \cdot 10^6 = \frac{3,7}{250} \cdot \frac{0,4^2}{250} \cdot 10^6 = 9,47 \text{ мОм}$$

$$x_{mp} = \sqrt{\left(\frac{U_{к}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{к.з.}}{S_{ном.тр.}}\right)^2} \cdot \frac{U_{ном.}^2}{S_{ном.тр.}} \cdot 10^6 = \sqrt{\left(\frac{4,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{3,7}{250}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{250} \cdot 10^6 = 6,55 \text{ мОм}$$

Рассчитаем сопротивление и ток КЗ в точке КЗ на вводе низшего напряжения цеховой подстанции:

$$x_{\Sigma КЗ} = x_c + x_{л} + x_{mp} = 0,4 + 3,3 + 6,55 = 10,5 \text{ Ом}$$

Суммарное активное сопротивление, кроме сопротивлений элементов системы электроснабжения высшего напряжения и трансформатора, должно учитывать переходные сопротивления контактов. Для этой цели в расчет вводим добавочное сопротивление, которое на шинах подстанции составляет 15 мОм:

$$r_{\Sigma КЗ} = r_{mp} + r_{л} + r_{доб} = 9,47 + 2,57 + 15 = 27,04 \text{ мОм}$$

$$\frac{x_{\Sigma K3}}{r_{\Sigma K3}} = 0,37, \text{ следовательно, } K_{y0} = 1,1 [12, \text{ с. } 143].$$

$$I_{K3} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K3}^2 + r_{\Sigma K3}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{10,5^2 + 27,04^2}} = 7,40 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд } K3} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 7,40 = 11,39 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К4.

$$x_{\Sigma K4} = x_{\Sigma K3} + x_{\text{КЛ СП-1}} \cdot l = 10,5 + 0,0602 \cdot 10 = 11,1 \text{ мОм}$$

$$r_{\Sigma K4} = r_{\Sigma K3} + r_{\text{КЛ СП-1}} \cdot l + r_{\text{доб перв}} = 27,04 + 0,34 \cdot 10 + 20 = 50,44 \text{ мОм}$$

$$\frac{x_{\Sigma K4}}{r_{\Sigma K4}} < 0,5, \text{ следовательно } K_{y0} = 1,0 [12, \text{ с. } 168].$$

$$I_{K4} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K4}^2 + r_{\Sigma K4}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{11,1^2 + 50,44^2}} = 4,36 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд } K4} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{K4}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,0 \cdot 4,44 = 6,11 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К5.

$$x_{\Sigma K5} = x_{\Sigma K4} + x_{\text{КЛ уд}} \cdot l = 11,1 + 0,06 \cdot 2,5 = 16,25 \text{ мОм}$$

$$r_{\Sigma K5} = r_{\Sigma K4} + r_{\text{КЛ уд}} \cdot l + r_{\text{доб втор}} = 50,44 + 0,46 \cdot 2,5 + 25 = 76,69 \text{ мОм}$$

$$\frac{x_{\Sigma K5}}{r_{\Sigma K5}} < 0,5, \text{ следовательно } K_{y0} = 1 [12, \text{ с. } 168]$$

$$I_{K5} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma K5}^2 + r_{\Sigma K5}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{11,1^2 + 76,69^2}} = 2,58 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд } K5} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{K5}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 2,58 = 3,61 \text{ кА}$$

Для остальных точек расчет аналогичен сведен в таблицу 17.2.

Таблица 17.2 – Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	Кабель между СП и электроприемником №:		R _i , мОм	X _i , мОм	L, м	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	R _{кЛ} , мОм	X _{кЛ} , мОм	R _{доб.} , мОм	R, мОм	X, мОм	Z, мОм	I _{кз} , кА	K _у	i _{уд} , кА
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
К4	СП-1	Шины НН КТП	27,04	10,5	10	0,34	0,0602	3,40	0,60	20,00	50,44	16,25	52,99	4,36	1,00	6,11
К5	СП-1	13	50,44	16,252	5	0,85	0,063	4,25	0,32	25,00	79,69	41,25	89,73	2,58	1,00	3,61
К6	СП-1	14	50,44	16,252	7	0,85	0,063	5,95	0,44	25,00	81,39	41,25	91,25	2,53	1,00	3,55
К7	СП-1	26	50,44	16,252	13	0,85	0,063	11,05	0,82	25,00	86,49	41,25	95,82	2,41	1,00	3,38
К8	СП-2	Шины НН КТП	27,04	10,5	18	7,9	0,095	142,20	1,71	20,00	189,24	37,36	192,89	1,20	1,00	1,68
К9	СП-2	16	189,24	37,36	7	7,9	0,095	55,30	0,67	25,00	269,54	38,03	272,21	0,85	1,00	1,19
К10	СП-2	17	189,24	37,36	5,5	7,9	0,095	43,45	0,52	25,00	257,69	37,88	260,46	0,89	1,00	1,24
К11	СП-2	18	189,24	37,36	4	7,9	0,095	31,60	0,38	25,00	245,84	37,74	248,72	0,93	1,00	1,30
К12	СП-2	19	189,24	37,36	6	7,9	0,095	47,40	0,57	25,00	261,64	37,93	264,38	0,87	1,00	1,22
К13	СП-3	Шины НН КТП	27,04	10,5	21	0,34	0,0602	7,14	1,26	20,00	54,18	16,91	56,76	4,07	1,00	5,70
К14	СП-3	1	54,18	16,9142	2,5	0,46	0,06	1,15	0,15	25,00	80,33	17,06	82,12	2,82	1,00	3,94
К15	СП-3	2	54,18	16,9142	4	0,46	0,06	1,84	0,24	25,00	81,02	17,15	82,82	2,79	1,00	3,91
К16	СП-3	11	54,18	16,9142	2	3,16	0,073	6,32	0,15	25,00	85,50	17,06	87,18	2,65	1,00	3,71
К17	СП-3	12	54,18	16,9142	3,5	3,16	0,073	11,06	0,26	25,00	90,24	17,17	91,86	2,52	1,00	3,52
К18	СП-4	Шины НН КТП	27,04	10,5	32	7,9	0,095	252,80	3,04	20,00	299,84	18,69	300,42	0,77	1,00	1,08
К19	СП-4	3	299,84	18,69	6	7,9	0,095	47,40	0,57	25,00	372,24	19,26	372,74	0,62	1,00	0,87
К20	СП-4	4	299,84	18,69	8	7,9	0,095	63,20	0,76	25,00	387,20	19,45	387,69	0,60	1,00	0,83
К21	СП-4	5	299,84	18,69	2	7,9	0,095	15,80	0,19	25,00	339,80	18,88	340,32	0,68	1,00	0,95
К22	СП-4	6	299,84	18,69	3	7,9	0,095	23,70	0,29	25,00	347,70	18,98	348,22	0,66	1,00	0,93

Окончание таблицы 17.2

Точка КЗ	Кабель между СП и электроприемником №:		Ri, МОм	Xi, МОм	L, м	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	Rкл, МОм	Хкл, МОм	Rдоб., МОм	R, МОм	X, МОм	Z, МОм	Iкз, кА	Ky	iуд, кА
K23	СП-4	7	299,84	18,69	5	7,9	0,095	39,50	0,48	25,00	363,50	19,17	364,00	0,64	1,00	0,89
K24	СП-4	8	299,84	18,69	10	7,9	0,095	79,00	0,95	25,00	403,00	19,64	403,48	0,57	1,00	0,80
K25	СП-4	9	299,84	18,69	11	7,9	0,095	86,90	1,05	25,00	410,90	19,74	411,37	0,56	1,00	0,79
K26	СП-4	10	299,84	18,69	12	7,9	0,095	94,80	1,14	25,00	418,80	19,83	419,27	0,55	1,00	0,77
K27	СП-5	Шины НН КТП	27,04	10,5	11	0,21	0,0596	2,31	0,66	20,00	49,35	15,65	51,77	4,47	1,00	6,25
K28	СП-5	30	49,35	16,3056	1,5	0,85	0,063	1,28	0,09	25,00	75,63	15,74	77,25	2,99	1,00	4,19
K29	СП-5	31	49,35	16,3056	3	0,85	0,063	2,55	0,19	25,00	76,90	15,84	78,51	2,94	1,00	4,12
K30	СП-5	32	49,35	16,3056	4,5	0,85	0,063	3,83	0,28	25,00	78,18	15,93	79,78	2,90	1,00	4,06
K31	СП-5	33	49,35	16,3056	6	0,85	0,063	5,10	0,38	25,00	79,45	16,03	81,05	2,85	1,00	3,99
K32	СП-6	Шины НН КТП	27,04	10,5	15	0,34	0,0602	5,10	0,90	20,00	52,14	15,65	54,44	4,25	1,00	5,95
K33	СП-6	22	52,14	20,75	29	3,16	0,073	91,64	2,12	25,00	168,78	17,77	169,71	1,36	1,00	1,91
K34	СП-6	23	52,14	20,75	24	3,16	0,073	75,84	1,75	25,00	152,98	17,40	153,97	1,50	1,00	2,10
K35	СП-6	24	52,14	20,75	21	3,16	0,073	66,36	1,53	25,00	143,50	17,18	144,53	1,60	1,00	2,24
K36	СП-6	25	52,14	20,75	14	3,16	0,073	44,24	1,02	25,00	121,38	16,67	122,52	1,89	1,00	2,64
K37	СП-7	Шины НН КТП	27,04	10,5	27	0,34	0,06	9,18	1,62	20,00	56,22	17,27	58,81	3,93	1,00	5,50
K38	СП-7	15	56,22	17,27	7	7,9	0,09	55,30	0,63	25,00	136,52	17,90	137,69	1,68	1,00	2,35
K39	СП-7	20	56,22	17,27	5,5	7,9	0,09	43,45	0,50	25,00	124,67	17,77	125,93	1,84	1,00	2,57
K40	СП-7	21	56,22	17,27	2	0,46	0,06	0,92	0,12	25,00	82,14	17,39	83,96	2,75	1,00	3,86
K41	СП-7	27	56,22	17,27	3,5	7,9	0,09	27,65	0,32	25,00	108,87	17,59	110,28	2,10	1,00	2,94
K42	СП-7	28	56,22	17,27	18	2,06	0,067	37,08	1,21	25,00	118,30	18,48	119,73	1,93	1,00	2,70
K43	СП-7	29	56,22	17,27	13	7,9	0,09	102,70	1,17	25,00	183,92	18,44	184,84	1,25	1,00	1,75

17.4 Расчет токов однофазного КЗ в сети напряжением ниже 1000 В

Для правильного выбора релейной защиты и автоматики в системе электроснабжения наряду с токами трехфазных КЗ необходимо знать токи несимметричных КЗ – однофазных КЗ, для проверки чувствительности автоматов НН к таким КЗ.

Для расчета $I_{КЗ}^{(1)}$ по [7] рекомендуется следующая упрощенная формула:

$$I_{КЗ}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{II}}, \quad (17.11)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети; $Z_T/3$ – сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус; Z_{II} – полное сопротивления петли прямого и обратного провода линии или кабеля.

Полное сопротивление петли «фазный - нулевой провод»:

$$Z_n = \sqrt{(R_{\phi} + R_d + R_H + R_{TT} + R_A)^2 + (X' + X'' + X_C + X_{TT} + X_A)^2}, \quad (17.12)$$

где R_{ϕ} , R_H – суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП - ЭП - ТП).

R_d – сопротивление дуги в точке КЗ принимается равным 0,03 Ом;

R_{TT} , X_{TT} – активное и индуктивное сопротивление трансформатора тока:

$R_{TT} = 0,00015$ Ом; $X_{TT} = 0,00021$ Ом;

R_A , X_A – активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей (см. ниже);

X_C – сопротивление питающей системы, принимается равным ранее рассчитанному приведенному сопротивлению системы x_C ; X' – внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, принимается равным 0,6 Ом/км;

X'' – индуктивное сопротивление проводов зануления (учитывается только для проводов, выполненных из стали).

При расчете однофазных токов короткого замыкания будем учитывать сопротивление автоматических выключателей, которые включают в себя сопротивления катушек максимального тока автомата и переходное сопротивление контактов определенное по [13, таблица 1.9.3, с. 61] и составляет для автоматов с номинальными токами расцепителя:

$$I_{PC.HOM} < 40 A - R_A = 15 мОм, X_A = 9 мОм;$$

$$I_{PC.HOM} = 50 A - R_A = 6,8 мОм, X_A = 4,5 мОм;$$

$$I_{PC.HOM} = 63 A - R_A = 3,4 мОм, X_A = 2 мОм;$$

$$\begin{aligned}
I_{PЦ.HOM} &= 80 A - R_A = 2,8 мОм, X_A = 1,6 мОм; \\
I_{PЦ.HOM} &= 100 A - R_A = 2,05 мОм, X_A = 1,2 мОм; \\
I_{PЦ.HOM} &= 125 A - R_A = 1,72 мОм, X_A = 0,9 мОм; \\
I_{PЦ.HOM} &= 160 A - R_A = 1,4 мОм, X_A = 0,7 мОм. \\
I_{PЦ.HOM} &= 200 A - R_A = 1,0 мОм, X_A = 0,55 мОм. \\
I_{PЦ.HOM} &= 250 A - R_A = 0,74 мОм, X_A = 0,36 мОм. \\
I_{PЦ.HOM} &= 320 A - R_A = 0,63 мОм, X_A = 0,25 мОм; \\
I_{PЦ.HOM} &= 400 A - R_A = 0,55 мОм, X_A = 0,17 мОм; \\
I_{PЦ.HOM} &= 500 A - R_A = 0,41 мОм, X_A = 0,15 мОм; \\
I_{PЦ.HOM} &= 630 A - R_A = 0,37 мОм, X_A = 0,13 мОм; \\
I_{PЦ.HOM} &= 800 A - R_A = 0,31 мОм, X_A = 0,12 мОм; \\
I_{PЦ.HOM} &= 1000 A - R_A = 0,25 мОм, X_A = 0,1 мОм; \\
I_{PЦ.HOM} &= 1600 A - R_A = 0,18 мОм, X_A = 0,08 мОм; \\
I_{PЦ.HOM} &= 2500 A - R_A = 0,13 мОм, X_A = 0,07 мОм.
\end{aligned}$$

Выполним расчет тока однофазного короткого замыкания для СП-1:

По [13, таблица 1.9.1, с. 61] определяем полное сопротивление выбранного трансформатора:

$$Z_T = 312 \text{ мОм} = 0,312 \text{ Ом (при мощности 250 кВА)}.$$

Полное сопротивление петли «фазный – нулевой провод»:

$$Z_n = \sqrt{(10 \cdot 0,47 + 10 \cdot 0,34 + 30 + 1,40 + 0,15)^2 + (0,6 \cdot 10 + 0,70 + 0,25 + 0,21)^2} = 40,29 \text{ мОм}$$

Определим ток однофазного КЗ в конце линии, питающей СП-1.

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_T / 3 + Z_n} = \frac{400 / \sqrt{3}}{0,312 / 3 + 0,0429} = 1594,00 \text{ A}$$

Расчет однофазных коротких замыканий на шинах каждого СП производится аналогичным образом. Для отдельных электроприемников расчет однофазного короткого замыкания делается с учетом сопротивлений на СП. Расчеты сведем в таблицу 17.3.

Таблица 17.3 – Расчет токов однофазного К.З

Номер СП или ЭП	Сопротивление трансформатора однофазному к.з., Zт, МОм	Длина провода или кабеля, м	Сопротивления нулевого провода, Ом/км	Сопротивления фазного провода, Ом/км	Сопротивление дуги Rд, МОм	Сопротивление первичной обмотки ТТ, Rтг, МОм	Активное сопротивление автомата, МОм	Внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, Ом/км	Сопротивление питающей системы, МОм	Индуктивное сопротивление первичной обмотки ТТ, Xтг, МОм	Индуктивное сопротивление автомата, МОм	Результующее активное сопротивление цепи фаза-нуль, МОм	Результующее реактивное сопротивление цепи фаза-нуль, МОм	Результующее полное сопротивление цепи фаза-нуль, МОм	Ток однофазного к.з., А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
СП-1	312	10,00	0,47	0,34	30	0,15	1,40	0,60	0,25	0,21	0,70	39,65	6,91	40,29	1594,00
13	312	5,00	1,95	0,85	30		2,05	0,60			1,20	46,05	4,20	86,53	1207,14
14	312	7,00	1,95	0,85	30		2,05	0,60			1,20	51,65	5,40	92,22	1172,14
26	312	13,00	1,95	0,85	30		2,05	0,60			1,20	68,45	9,00	109,33	1078,14
СП-2	312	18,00	12,50	7,90	30	0,15	15,00	0,60	0,25	0,21	9,00	412,35	20,01	412,85	445,01
16,00	312	7,00	12,50	7,90	30		15,00	0,60			9,00	187,80	13,20	601,11	326,19
17,00	312	5,50	12,50	7,90	30		15,00	0,60			9,00	157,20	12,30	570,53	340,98
18,00	312	4,00	12,50	7,90	30		15,00	0,60			9,00	126,60	11,40	539,96	357,17
19,00	312	6,00	12,50	7,90	30		15,00	0,60			9,00	167,40	12,60	580,72	335,90
СП-3	312	21,00	0,44	0,34	30	0,15	0,74	0,60	0,25	0,21	0,36	47,27	13,17	49,14	1501,91
1,00	312	2,50	0,89	0,46	30		1,72	0,60			0,90	35,10	2,40	84,32	1221,36
2,00	312	4,00	0,89	0,46	30		1,72	0,60			0,90	37,12	3,30	86,40	1207,95
11,00	312	2,00	3,16	3,16	30		6,80	0,60			4,50	49,44	5,70	98,91	1133,53
12,00	312	3,50	3,16	3,16	30		6,80	0,60			4,50	58,92	6,60	108,43	1082,73
СП-4	312	32,00	12,50	7,90	30	0,15	15,00	0,60	0,25	0,21	9,00	697,95	28,41	698,54	286,59
3,00	312	6,00	12,50	7,90	30		2,80	0,60			9,00	155,20	12,60	854,25	240,02
4,00	312	8,00	12,50	7,90	30		2,80	0,60			9,00	196,00	13,80	895,02	230,22
5,00	312	2,00	12,50	7,90	30		2,80	0,60			9,00	73,60	10,20	772,84	262,31
6,00	312	3,00	12,50	7,90	30		2,80	0,60			9,00	94,00	10,80	793,16	256,37
7,00	312	5,00	12,50	7,90	30		2,80	0,60			9,00	134,80	12,00	833,87	245,24

Окончание таблицы 17.3

Номер СП или ЭП	Сопротивление трансформатора однофазному к.з., Zт, мОм	Длина провода или кабеля, м	Сопротивления нулевого провода, Ом/км	Сопротивления фазного провода, Ом/км	Сопротивление дуги Rд, мОм	Сопротивление первичной обмотки ТТ, Rгг, мОм	Активное сопротивление автомата, мОм	Внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, Ом/км	Сопротивление питающей системы, мОм	Индуктивное сопротивление первичной обмотки ТТ, Xгг, мОм	Индуктивное сопротивление автомата, мОм	Результирующее активное сопротивление цепи фаза-нуль, мОм	Результирующее реактивное сопротивление цепи фаза-нуль, мОм	Результирующее полное сопротивление цепи фаза-нуль, мОм	Ток однофазного к.з., А
8,00	312	10,00	12,50	7,90	30		2,80	0,60			9,00	236,80	15,00	935,81	221,19
9,00	312,	11,00	12,50	7,90	30		2,80	0,60			9,00	257,20	15,60	956,21	216,94
10,00	312	12,00	12,50	7,90	30		2,80	0,60			9,00	277,60	16,20	976,61	212,84
СП-5	312	11,00	0,26	0,21	30	0,15	0,74	0,60	0,25	0,21	0,36	36,06	7,17	36,82	1633,34
30,00	312	1,50	1,95	0,85	30		2,05	0,60			1,20	36,25	2,10	73,13	1298,51
31,00	312	3,00	1,95	0,85	30		2,05	0,60			1,20	40,45	3,00	77,38	1268,08
32,00	312	4,50	1,95	0,85	30		2,05	0,60			1,20	44,65	3,90	81,64	1238,99
33,00	31	6,00	1,95	0,85	30		2,05	0,60			1,20	48,85	4,80	85,90	1211,16
СП-6	31	15,00	0,44	0,34	30	0,15	1,40	0,60	0,25	0,21	0,70	43,25	9,91	81,24	1241,61
22,00	312	29,00	3,16	3,16	30		6,80	0,60			4,50	220,08	21,90	257,98	635,39
23,00	312	24,00	3,16	3,16	30		6,80	0,60			4,50	188,48	18,90	226,24	696,46
24,00	312	21,00	3,16	3,16	30		6,80	0,60			4,50	169,52	17,10	207,20	739,08
25,00	312	14,00	3,16	3,16	30		6,80	0,60			4,50	125,28	12,90	162,76	862,21
СП-7	312	27,00		0,34	30	0,15	1,40	0,60	0,25	0,21	0,70	40,73	17,11	44,28	1551,17
15,00	312	7,00	12,50	7,90	30		15,00	0,60			9,00	187,80	13,20	232,54	683,43
20,00	312	5,50	12,50	7,90	30		15,00	0,60			9,00	157,20	12,30	201,96	751,74
21,00	312	2,00	0,89	0,46	30		1,72	0,60			0,90	34,42	2,10	78,76	1258,49
27,00	312	3,50	12,50	7,90	30		15,00	0,60			9,00	116,40	11,10	161,20	867,26
28,00	312	18,00	1,95	2,06	30		3,40	0,60			2,00	105,58	12,80	150,63	903,28
29,00	312	13,00	12,50	7,90	30		15,00	0,60			9,00	310,20	16,80	354,93	501,17

18 Проверка элементов цеховой сети

18.1 Проверка защитных аппаратов сети напряжением ниже 1000 В на отключающую способность

Проверка на отключающую способность осуществляется по выражению:

$$I_{\text{ОТКЛНОМ}} \geq I_{\text{КЗМАХ}} \quad (18.1)$$

Таблица 18.1 – Проверка автоматических выключателей

Место установки (СП или № ЭП)	Тип автоматического выключателя	Предельная отключающая способность, кА	Номер точки К.З.	$I_{\text{кз}}^{(3)}$, кА
Вводной автомат QF1, QF3	ВА 55-41	55	К3	7,4
Секционный автомат QF2	ВА57-39	40	К3	7,4
СП-1	ВА57-35	40	К4	4,36
13	ВА 57-35	30	К5	2,58
14	ВА 57-35	30	К6	2,53
26	ВА 57-35	30	К7	2,41
СП-2	ВА51-35М1	9	К8	1,20
16	ВА 57-35	9	К9	0,85
17	ВА 57-35	9	К10	0,89
18	ВА 57-35	9	К11	0,93
19	ВА 57-35	9	К12	0,87
СП-3	ВА57-35	40	К13	4,07
1	ВА 57-35	40	К14	2,82
2	ВА 57-35	9	К15	2,79
11	ВА 57-35	15	К16	2,65
12	ВА 57-35	15	К17	2,52
СП-4	ВА57-35	40	К18	0,77
3	ВА 57-35	3,5	К19	0,62
4	ВА 57-35	3,5	К20	0,60
5	ВА 57-35	3,5	К21	0,68
6	ВА 57-35	3,5	К22	0,66
7	ВА 57-35	3,5	К23	0,64
8	ВА 57-35	3,5	К24	0,57
9	ВА 57-35	3,5	К25	0,56
10	ВА 57-35	3,5	К26	0,55
СП-5	ВА57-35	40	К27	4,47
30	ВА 57-31	30	К28	2,99
31	ВА 57-31	30	К29	2,94
32	ВА 57-31	30	К30	2,90
33	ВА 57-31	30	К31	2,85
СП-6	ВА57-35	40	К32	4,25
22	ВА57-35	15	К33	1,36
23	ВА57-35	15	К34	1,50
24	ВА57-35	15	К35	1,60
25	ВА57-35	15	К36	1,89
СП-7	ВА57-35	40	К37	3,93
15	ВА57-35	3,5	К38	1,68
20	ВА57-35	3,5	К39	1,84
21	ВА57-35	40	К40	2,75
27	ВА57-35	6	К41	2,10

Окончание таблицы 18.1

Место установки (СП или № ЭП)	Тип автоматического выключателя	Предельная отключающая способность, кА	Номер точки К.З.	$I_{кз}^{(3)}$, кА
28	ВА57-35	25	К42	1,93
29	ВА57-35	3,5	К43	1,25

Так, как $I_{откл\ ном} > I_K^{(3)}$, кА, то все автоматы выбраны правильно, и подходят по отключающей способности к токам К.З.

18.2 Проверка защитных аппаратов сети напряжением ниже 1000 В на чувствительность к токам КЗ

Расчет токов однофазных КЗ на остальных СП аналогичен, результаты представим в таблице 18.2, где произведем проверку чувствительности автоматических выключателей на линиях к однофазным КЗ по условию чувствительности [12, с. 291, 294]:

$$\frac{I_{кз}^{(1)}}{I_{рц.ном}} \geq 3 \quad (18.2)$$

(для автоматов с обратозависимой характеристикой). Данное условие выполняется для всех автоматов (таблица 18.2).

Таблица 18.2 – Проверка чувствительности автоматов к однофазным КЗ

Место установки (СП или № ЭП)	Номер точки К.З.	Тип автоматического выключателя	$I_{рц.ном}$, А	$I_{кз(1)}$, А	$I_{кз(1)} / I_{рц.ном}$
Вводной автомат QF1, QF3	К3	ВА 55-41	630	2221	3,5253968
Секционный автомат QF2	К3	ВА57-39	400	1696	4,24
СП-1	К4	ВА57-35	160	1594,00	9,96
13	К5	ВА 57-35	100	1207,14	12,07
14	К6	ВА 57-35	100	1172,14	11,72
26	К7	ВА 57-35	100	1078,14	10,78
СП-2	К8	ВА51-35М1	25	445,01	17,80
16	К9	ВА 57-35	25	326,19	13,04
17	К10	ВА 57-35	25	340,98	13,63
18	К11	ВА 57-35	25	357,17	14,28
19	К12	ВА 57-35	25	335,90	13,43
СП-3	К13	ВА57-35	250	1501,91	6,00
1	К14	ВА 57-35	125	1221,36	6,01
2	К15	ВА 57-35	125	1207,95	9,77
11	К16	ВА 57-35	50	1133,53	9,66
12	К17	ВА 57-35	50	1082,73	22,67
СП-4	К18	ВА57-35	25	286,59	21,65
3	К19	ВА 57-35	16	240,02	11,46
4	К20	ВА 57-35	16	230,22	15,00

Окончание таблицы 18.2

Место установки (СП или № ЭП)	Номер точки К.З.	Тип автоматического выключателя	$I_{рц.ном}$, А	$I_{кз(1)}$, А	$I_{кз(1)} / I_{рц.ном}$
5	K21	ВА 57-35	16	262,31	14,39
6	K22	ВА 57-35	16	256,37	16,39
7	K23	ВА 57-35	16	245,24	16,02
8	K24	ВА 57-35	16	221,19	15,33
9	K25	ВА 57-35	16	216,94	13,82
10	K26	ВА 57-35	16	212,84	13,56
СП-5	K27	ВА57-35	250	1633,34	13,30
30	K28	ВА 57-31	100	1298,51	6,53
31	K29	ВА 57-31	100	1268,08	12,99
32	K30	ВА 57-31	100	1238,99	12,68
33	K31	ВА 57-31	100	1211,16	12,39
СП-6	K32	ВА57-35	160	1241,61	12,11
22	K33	ВА57-35	50	635,39	7,76
23	K34	ВА57-35	50	696,46	12,71
24	K35	ВА57-35	50	739,08	13,93
25	K36	ВА57-35	50	862,21	14,78
СП-7	K37	ВА57-35	162	1551,17	17,24
15	K38	ВА57-35	16	683,43	9,58
20	K39	ВА57-35	16	751,74	42,71
21	K40	ВА57-35	125	1258,49	46,98
27	K41	ВА57-35	20	867,26	10,07
28	K42	ВА57-35	63	903,28	43,36
29	K43	ВА57-35	16	501,17	14,34

Проверка питающего провод напряжением 6 кВ.

Минимальное сечение проводника должно отвечать требованиям по термической стойкости:

$$F \geq F_{MIN}, \quad (18.3)$$

Минимальное сечение проводника, мм²:

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (18.4)$$

где B_K – импульс квадратичного тока К.З., кА²/с;

$C = 95 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ – тепловая функция при номинальных условиях [7].

Импульс квадратичного тока К.З., кА²/с,

$$B_K = I_{K2}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (18.5)$$

где I_{K2} – ток К.З. в точке К2 – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в рассматриваемой точке схемы (кА);

$t_{откл}$ – время отключения электроустановки, равное сумме времени действия основной релейной защиты и времени отключения выключателя в голове линии, с; T_a – постоянная времени затухания тока короткого замыкания.

$$B_K = 3,28^2 \cdot (0,18 + 0,025) \cdot 10^6 = 2203750 \text{ A}^2 / \text{c}$$

$$F_{\text{MIN}} = \frac{\sqrt{2203750}}{95} = 15,6 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение кабеля $F = 185 \text{ мм}^2$.

$185 \text{ мм}^2 > 15,6 \text{ мм}^2$, следовательно, кабель подходит.

19 Анализ качества напряжения цеховой сети и расчет отклонения напряжения для характерных электроприемников

Наиболее наглядно анализ качества напряжения отражается эюррой отклонения напряжения. Общее отклонение напряжения характеризуется исходной схемой электроснабжения. Величина напряжения на источнике питания за счет встречного регулирования напряжения в зависимости от режима работы следующая:

в максимальном режиме $1,05U_{НОМ}$

в минимальном режиме $U_{НОМ}$

На цеховых трансформаторных подстанциях устанавливают трансформаторы, которые имеют устройства ПБВ с пределом регулирования $\pm 2 \times 2,5\%$.

Расчет будем производить:

1. Для самого удалённого электроприемника (ЭП № 35, от СП-6);
2. Для самого мощного (ЭП № 25, от СП-6).

Величина отклонения напряжения рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{(U_{ИП} - \Delta U_{участка}) - U_H}{U_H} \cdot 100\% \quad (19.1)$$

Потери в кабельной линии определяются выражением:

$$\Delta U_{л} = \sqrt{3} \cdot I_{раб} \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (19.2)$$

Потери в трансформаторе КТП определяются выражением:

$$\Delta U_{тр} = \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi), \quad (19.3)$$

где β – коэффициент загрузки,

U_a, U_p – соответственно активная и реактивная составляющие напряжение короткого замыкания:

$$U_p = \sqrt{U_K^2 - U_a^2}, \quad (19.4)$$

$$U_a = \Delta P_{к.з.} / S_{НОМ.тр.} \cdot 100 \quad (19.5)$$

Оценка качества напряжения для самого удаленного электроприемника.

При расчетах используем данные из предыдущих расчетов.

Расчетная схема для самого удаленного электроприемника изображена на рисунке 19.1

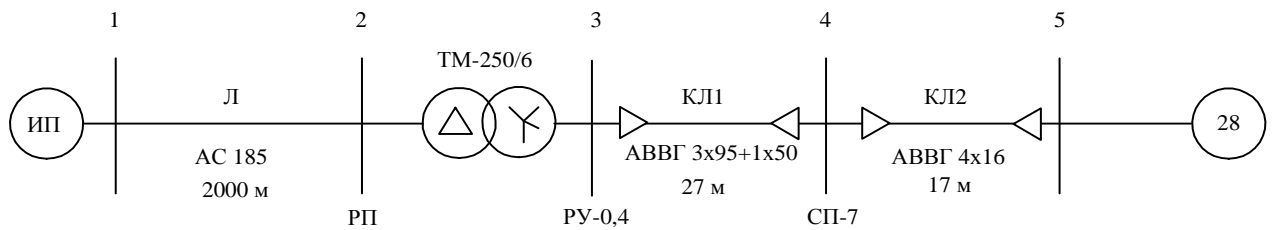


Рисунок 19.1 – Расчетная схема

Максимальный режим.

$U_{\text{ном}} = 6300 \text{ В}$ – напряжение ИП в максимальном режиме.

Максимальный режим.

Потери напряжения в высоковольтной линии определены в процентах в п.14

$$\Delta U_{\text{Л}} = 3,68 \%$$

Отклонение напряжения относительно номинального в линии Л:

$$V_2 = 5 - 3,6 = 1,31 \%$$

$$\Delta U_{\text{Л}} = 1,4 \cdot 6000 / 100 = 78,6 \text{ В}$$

тогда напряжение в конце линии Л составит:

$$U_2 = 6300 + 84 = 6078,57 \text{ В}$$

Вычислим потери напряжения в трансформаторе.

$$\Delta P_{\text{к.з.}} = 3,7 \text{ кВт}; S_{\text{ном.тр.}} = 250 \text{ кВА}$$

$$U_a = \Delta P_{\text{к.з.}} / S_{\text{ном.тр.}} \cdot 100 = 3,7 / 250 \cdot 100 = 1,48 \%$$

$$U_k = 4,5\%$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2} = \sqrt{4,5^2 - 1,48^2} = 4,25 \%$$

Мощность третьего уровня (см. п.14):

$$S_{\text{III}} = 347,00 \text{ кВА}$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta = \frac{S_{\text{III}}}{2S_{\text{ном.тр.}}} = \frac{347,00}{2 \cdot 250} = 0,694$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) =$$

$$= 0,694 \cdot (1,48 \cdot 0,9 + 4,25 \cdot 0,43) = 1,99 \%$$

$$\Delta U_{\text{тр1}} = \Delta U_{\text{тр}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{100} = 1,99 \cdot \frac{6000}{100} = 119,42 \text{ В}$$

Напряжение на шинах НН трансформатора, приведенное к ВН:

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{\text{тр1}} = 6078,57 - 119,42 = 5959,15 \text{ В}$$

Коэффициент трансформации:

$$K_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (19.6)$$

$$K_{\text{тр}} = \frac{380}{6000} = 0,063$$

$$U_{2\text{НН}} = U_2 \cdot K_{\text{тр}} \quad (19.7)$$

$$U_{2\text{НН}} = 5959,15 \cdot 0,063 = 377,41 \text{ В}$$

Отклонение напряжения относительно номинального:

$$V_3 = \frac{U_{2\text{НН}} - U_{\text{ном НН}}}{U_{\text{ном НН}}} \cdot 100 = \frac{377,41 - 380}{380} \cdot 100 = -0,68 \%$$

Потеря напряжения в линии КЛ1, соединяющем РУ-0,4 и СП-7 (таблица 15.3):

$$\Delta U_{3-4} = 2,24 \text{ В}$$

Напряжение в конце кабеля КЛ1, у СП-6:

$$U_4 = U_{2\text{НН}} - \Delta U_{3-4} = 377,41 - 2,24 = 375,17 \text{ В}$$

Отклонение напряжения в конце кабеля относительно номинального:

$$V_4 = \frac{375,17 - 380}{380} \cdot 100 = -1,27\%$$

Потери напряжения в линии КЛ2 от СП-7 до ЭП №28 (таблица 15.1):

$$\Delta U_{4-5} = 0,16 \text{ В}$$

Напряжение в месте присоединения линии КЛ2, питающего ЭП №28:

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{4-5} = 375,17 - 0,16 = 375,01 \text{ В}$$

Отклонение напряжения в конце кабеля относительно номинального:

$$V_5 = \frac{375,01 - 380}{380} \cdot 100 = -1,31 \%$$

-1,31% > (- 5%). Условие выполняется, потери допустимы.

Расчеты для минимального и послеаварийного режимов для самого мощного электроприемника аналогичны (таблица 19.1). Нагрузка в минимальном режиме принята равной 70% от нагрузки максимального режима, послеаварийный режим подразумевает выход из строя одного из трансформаторов.

Оценка качества напряжения для самого удаленного электроприемника.

При расчетах используем данные из предыдущих расчетов.

Расчетная схема для самого мощного электроприемника изображена на рисунке 19.2

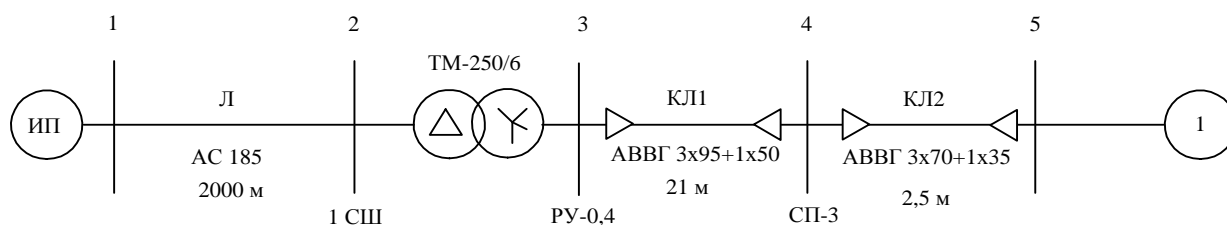


Рисунок 19.2 – Расчетная схема

Расчеты для трех режимов для самого мощного электроприемника аналогичны (таблица 19.2). Нагрузка в минимальном режиме принята равной 70% от нагрузки максимального режима, послеаварийный режим подразумевает выход из строя одного из трансформаторов.

Расчеты для минимального и послеаварийного режимов для самого мощного электроприемника аналогичны таблице 19.1–19.2, эпюры отклонения напряжения представлены на рисунках 19.3–19.4

Таблица 19.1 – Отклонение напряжения для самого удаленного электроприемника

Режим	Участок	cosφ	sinφ	l, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	I _p , А				ΔU, %	ΔU, В	U, В		Отклонение напряжения V, %
Максимальный режим	1-2	0,90	0,43	2,00	0,16	0,41	199,00				3,68	221,43	6078,57		1,31
	Участок	cos (φ)	sin (φ)	Kз(β)	ΔPк.з., кВт	S _ш , кВА	S _{т.ном} , кВА	U _a , %	U _к , %	U _p , %	ΔU, %	ΔU, В	U _{вн} , В	U _{нн} , В	
	2-3	0,90	0,43	0,63	3,70	347,00	250,00	1,48	4,50	4,25	1,99	119,42	5959,15	377,41	-0,68
	Участок	cosφ	sinφ	I, А	l, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км				ΔU, %	ΔU, В	U, В		
	3-4	0,70	0,71	110,00	0,03	0,34	0,06				0,38	1,45	375,96		-1,06
	4-5	0,80	0,60	45,82	0,02	2,06	0,07				0,63	2,41	373,55		-1,70
Режим	Участок	cosφ	sinφ	l, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	I _p , А				ΔU, %	ΔU, В	U, В		Отклонение напряжения V, %
Минимальный режим	1-2	0,90	0,43	2,00	0,16	0,41	139,00				2,56	154,67	5845,33		-2,56
	Участок	cos (φ)	sin (φ)	Kз(β)	ΔPк.з., кВт	S _ш , кВА	S _{т.ном} , кВА	U _a , %	U _к , %	U _p , %	ΔU, %	ΔU, В	U _{вн} , В	U _{нн} , В	
	2-3	0,90	0,43	0,44	3,70	242,00	250,00	1,48	4,50	4,25	1,39	83,41	5761,93	364,92	-3,97
	Участок	cosφ	sinφ	I, А	l, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км				ΔU, %	ΔU, В	U, В		
	3-4	0,70	0,71	110,00	0,03	0,34	0,06				0,38	1,45	363,47		-4,35
	4-5	0,80	0,60	45,82	0,02	2,06	0,07				0,63	2,41	361,06		-4,98
Режим	Участок	cosφ	sinφ	l, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	I _p , А				ΔU, %	ΔU, В	U, В		Отклонение напряжения V, %
Послеаварийный режим	1-2	0,90	0,43	2,00	0,16	0,41	400,00				7,41	445,08	5854,92		-2,41
	Участок	cos (φ)	sin (φ)	Kз(β)	ΔPк.з., кВт	S _ш , кВА	S _{т.ном} , кВА	U _a , %	U _к , %	U _p , %	ΔU, %	ΔU, В	U _{вн} , В	U _{нн} , В	
	2-3	0,90	0,43	1,26	3,70	347	250,00	1,48	4,50	4,25	3,98	238,85	5616,07	355,68	-6,40
	Участок	cosφ	sinφ	I, А	l, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км				ΔU, %	ΔU, В	U, В		
	3-4	0,70	0,71	110,00	0,03	0,34	0,06				0,38	1,45	354,24		-6,78
	4-5	0,80	0,60	45,82	0,02	2,06	0,07				0,63	2,41	351,83		-7,41

Таблицы 19.2 – Отклонение напряжения для самого мощного электроприемника.

Режим	Участок	cosφ	sinφ	l, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	I _p , А				ΔU, %	ΔU, В	U, В		Отклонение напряжения V, %
Максимальный режим	1-2	0,90	0,43	2,00	0,16	0,41	199,00				3,68	221,43	6078,57		1,31
	Участок	cos (φ)	sin (φ)	Кз(β)	ΔРк.з., кВт	S _{III} , кВА	Ст.ном, кВА	U _a , %	U _к , %	U _p , %	ΔU, %	ΔU, В	U _{вн} , В	U _{нн} , В	
	2-3	0,90	0,43	0,63	3,70	347,00	250,00	1,48	4,50	4,25	1,99	119,42	5959,15	377,41	-0,68
	Участок	cosφ	sinφ	I, А	l, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км				ΔU, %	ΔU, В	U, В		
	3-4	0,86	0,51	191,00	0,02	0,34	0,06				0,59	2,24	375,17		-1,27
	4-5	0,88	0,47	84,55	0,0025	0,46	0,06				0,04	0,16	375,01		-1,31
Режим	Участок	cosφ	sinφ	l, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	I _p , А				ΔU, %	ΔU, В	U, В		Отклонение напряжения V, %
Минимальный режим	1-2	0,90	0,43	2,00	0,16	0,41	139,00				2,56	154,67	5845,33		-2,56
	Участок	cos (φ)	sin (φ)	Кз(β)	ΔРк.з., кВт	S _{III} , кВА	Ст.ном, кВА	U _a , %	U _к , %	U _p , %	ΔU, %	ΔU, В	U _{вн} , В	U _{нн} , В	
	2-3	0,90	0,43	0,44	3,70	220,00	250,00	1,48	4,50	4,25	1,39	83,41	5761,93	364,92	-3,97
	Участок	cosφ	sinφ	I, А	l, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км				ΔU, %	ΔU, В	U, В		
	3-4	0,86	0,51	191,00	0,02	0,34	0,06				0,59	2,24	362,68		-4,56
	4-5	0,88	0,47	84,55	0,0025	0,46	0,06				0,04	0,16	362,52		-4,60
Режим	Участок	cosφ	sinφ	l, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	I _p , А				ΔU, %	ΔU, В	U, В		Отклонение напряжения V, %
Послеаварийный режим	1-2	0,90	0,43	2,00	0,16	0,41	400,00				7,41	445,08	5854,92		-2,41
	Участок	cos (φ)	sin (φ)	Кз(β)	ΔРк.з., кВт	S _{III} , кВА	Ст.ном, кВА	U _a , %	U _к , %	U _p , %	ΔU, %	ΔU, В	U _{вн} , В	U _{нн} , В	
	2-3	0,90	0,43	1,26	3,70	694	250,00	1,48	4,50	4,25	3,98	238,85	5616,07	355,68	-6,40
	Участок	cosφ	sinφ	I, А	l, км	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км				ΔU, %	ΔU, В	U, В		
	3-4	0,86	0,51	191,00	0,021	0,34	0,06				0,59	2,24	353,44		-6,99
	4-5	0,88	0,47	84,55	0,0025	0,46	0,06				0,04	0,16	353,28		-7,03

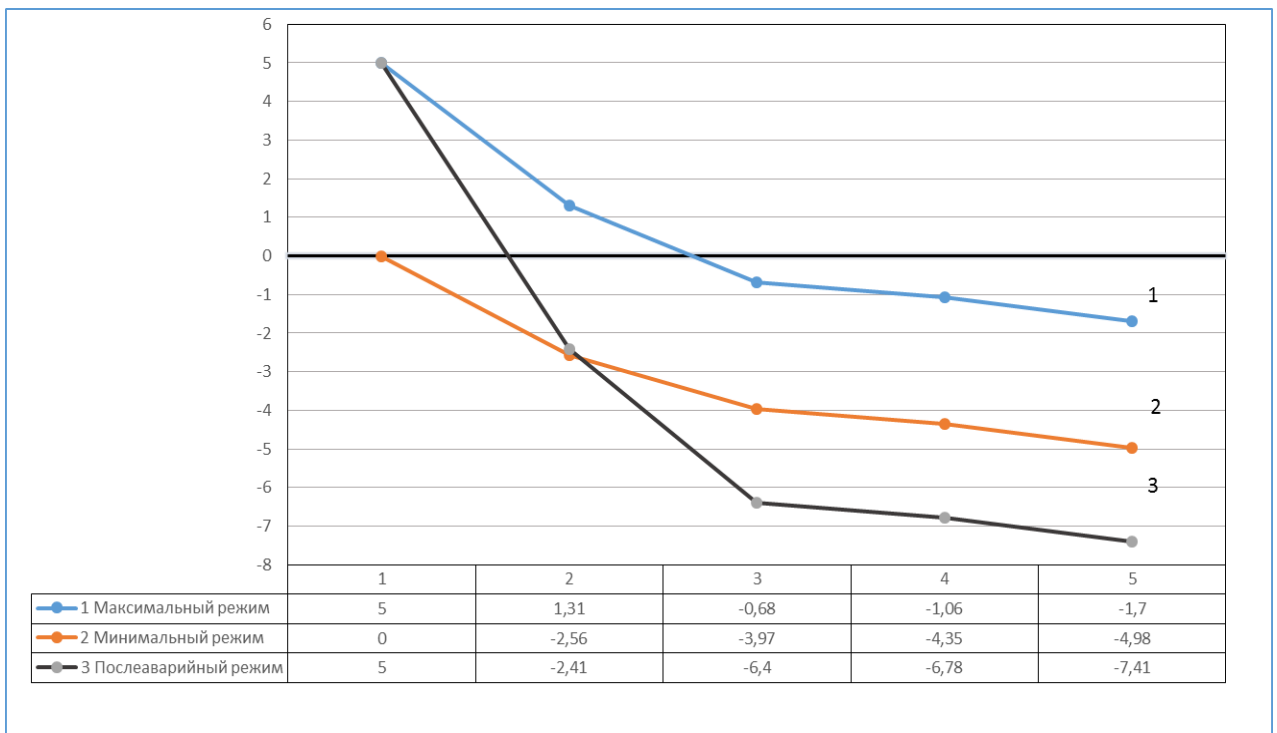


Рисунок 19.3 – Отклонение напряжения для самого удаленного электроприемника

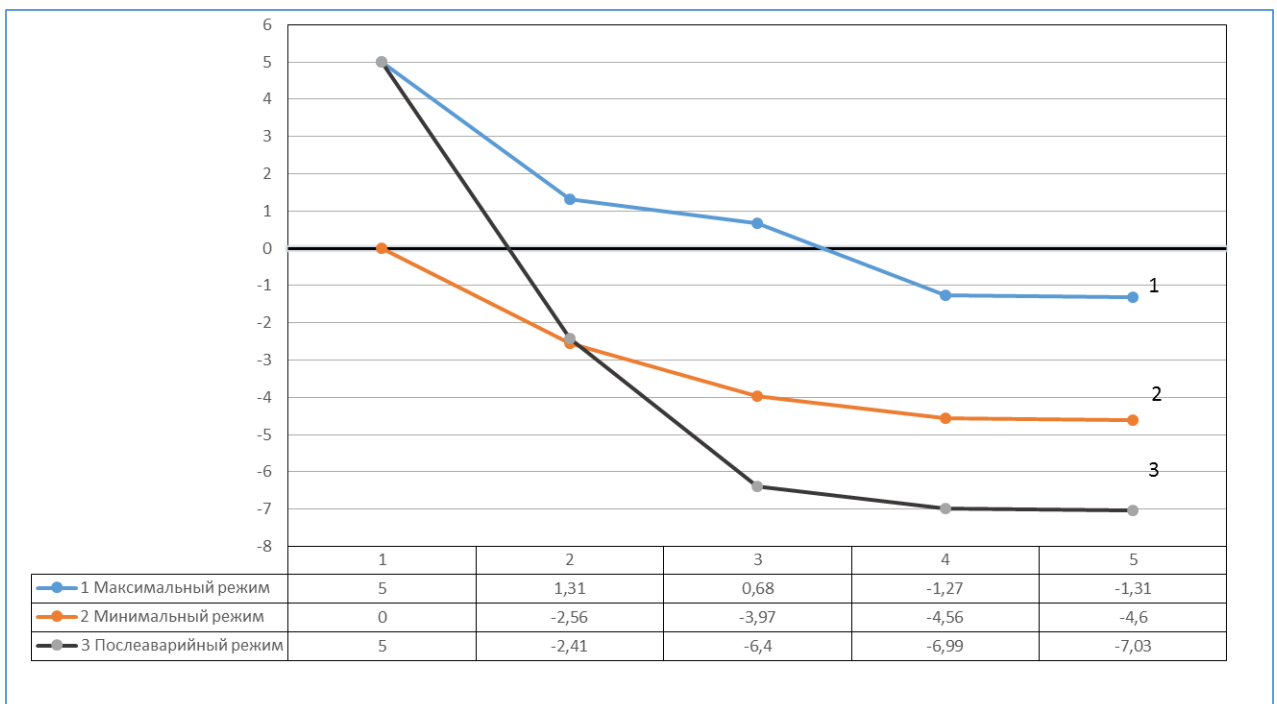


Рисунок 19.4 – Отклонение напряжения для самого мощного электроприемника

В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5%.

Из расчетов видно, что падение напряжение близко к предельно

допустимому. На цеховых трансформаторных подстанциях устанавливаются трансформаторы, которые имеют устройства ПБВ с пределом регулирования $\pm 2 \times 2,5\%$. Переключатель числа витков без возбуждения имеет достаточно простое устройство, предоставляющее соединение с выбранным переключателем числа витков в обмотке со стороны ВН. Как следует из самого названия, он предназначен для работы только при выключенном трансформаторе, добавляем +2,5.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выполнения данной работы является система электроснабжения пульпонасосной станции и станции оборотного водоснабжения. Система электроснабжения проектировалась с учетом современным требованиям к системам, таким как надежность, экономичность, безопасность для человека и окружающей среды.

Было обосновано питающее напряжение 6 кВ, рассчитаны электрические нагрузки по первому, второму, третьему и четвертому уровням электроснабжения.

По результатам расчёта электрических нагрузок была выбрана одна двухтрансформаторная подстанция с трансформаторами типа ТМ-250/6, а также проведена компенсация реактивной мощности. Из двух вариантов схем электроснабжения был выбран оптимальный, и для этого варианта произведён выбор оборудования и расчёт основных технико-экономических показателей.

Анализ качества напряжения у характерных электроприемников, проведенный для различных режимов работы, показал, что отклонения напряжения лежат в допустимых пределах в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дипломное проектирование по специальности 140211.65 «Электроснабжение»: учеб. пособие / Л. Л. Латушкина, А. Д. Макаревич, А. С. Торопов, А. Н. Туликов ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2012. – 232 с.
2. Князевский, Б. А. Электроснабжение промышленных предприятий : Учеб. для студ. вузов по спец. «Электропривод и автоматизация промышленных установок» / Б. А. Князевский, Б.Ю. Липкин. - 3-е изд., перераб. и доп. - / 2-е изд. перераб. и доп. – М. : Высш. шк., 1986. – 400 с.
3. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий : учебник для студентов высших учебных заведений.– 2-е изд. – М. : Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
4. Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок». - М.: Всероссийский научно-исследовательский, проектно-конструкторский институт Тяжпромэлектропроект, 1993 (2-я редакция).
5. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 131 с.
6. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2007. – 27 с.
7. Справочник электрика / Под ред. Э. А. Киреевой и С. А. Цырука. – М. : Колос, 2007. – 464 с.
8. Старкова, Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учебное пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1987. – 386 с.
9. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА–М, 2010. – 214 с.
10. Электротехнический справочник: в 4 т. Т. 2. Электротехнические устройства и изделия / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-ое издание. Главы 1.1-1.2, 1.7-1.9, 2.4-2.5, 4.1-4.2, 7.1-7.2, 7.5-7.6, 7.10, раздел 6. – М.: Ростехнадзор, 2010. – 411 с.
12. Коцепалова, В. И. Экономика энергетики: Задание, методические рекомендации к контрольной работе, вопросы к зачету. – Киров: Изд. ВятГУ, 2005. – 56 с.
13. Барыбин, Ю. Г. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
14. Большам, Я. М. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей: изд. 2-е, перераб. и доп / под ред. Я.М.

- Большама, В. И. Круповича, М. Л. Самовера. – Москва: Энергия, 1995. – 389с.
15. Веников, В. А. Расчёт токов короткого замыкания в сети внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий: С. Петербург: Энергия, 2006. – 428с.
 16. Вентцель, Е. С. Электрические системы. Электрические сети : учебник / Е. С. Вентцель. – Москва: Высшая школа, 2001. – 210с.
 17. Ермилов, А. А. Проектирование промышленных электрических сетей. – 2-е изд., перераб. и доп. А. А. Ермилов, В. С. Иванов, Ю. В. Крупович : Под ред. В. И. Круповича. – М.: Энергия, 1989. – 328 с.
 18. Иванов, В. С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 287с.
 19. Кнорринг, Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения; под ред. Г. М. Кнорринга. - С. Петербург: Энергия, 2006. – 348с.
 20. Липкин, Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок : Учеб. для учащихся электротехн. специальностей средних спец. учебн. Заведений / Б. Ю. Липкин. 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2005. – 366 с.
 21. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации "Охрана окружающей среды". – Москва, 2000г. – режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/3109389/>
 22. Приказ ФСТ России от 10.10.2014 N 225-э/1 "О предельных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность) на 2015 год" [Электронный ресурс]. Приложение N 4 к приказу Федеральной службы по тарифам от 10 октября 2014 г. N 225-э/1// Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
 23. СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий; дата введ. 01.01.2004. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2004. – 65 с.
 24. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Промышленные электрические сети. 2-е изд. перераб. и доп./ Под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.
 25. Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов/ А. А. Федоров, Л. Е. Старкова – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.