

ГБПОУ АО «Астраханский колледж вычислительной техники»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО КУРСОВОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ
ПО МДК 05.01
*«Электроснабжение предприятия»***

Для специальности 13.02.11 «Техническая эксплуатация и обслуживание электрического и электромеханического оборудования (по отраслям)»

2018

ВВЕДЕНИЕ

Курсовое проектирование является завершающим этапом подготовки молодого специалиста и имеет своей целью: систематизацию, закрепление и расширение теоретических знаний студента; приобретение практических навыков использования теоретических знаний; развитие расчетно-графических навыков студента; овладение навыками самостоятельного решения задач.

Курсовое проектирование должно ориентировать студента на изучение и применение всего нового, на внедрение теории и практики управления; научить его организации труда, новым методам планирования и стимулирования; ознакомить с применением экономико-математических методов и современной вычислительной техники.

В отличие от проектов, выполняемых проектными организациями, курсовой проект не охватывает, да и не может охватить, всех стадий проектирования. Тем не менее, он должен быть таким, чтобы в случае необходимости его можно было использовать заинтересованным организациям. Особенно это относится к проектам, выполненным по реальной тематике, предложенной промышленными предприятиями и предприятиями, занимающимися производством и распределением электрической энергии.

1 ТЕМЫ И ПРИМЕРНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА

Тема курсового проекта определяется руководителем проектирования. Она должна соответствовать профилю специальности и специализации студента. Студент может предложить свою тему с обоснованием целесообразности её разработки или выбрать одну из предложенных тем. Курсовой проект может выполняться по одному из следующих направлений и носить характер:

- **реальный**, проектирование электроснабжения реальных объектов, предложенных научно-исследовательскими организациями, предприятиями, энергосистемой;
- **учебный**, проектирование электроснабжения объектов по заданию руководителя.

1.1 Содержание проекта

Курсовой проект по электроснабжению должен решать все принципиальные вопросы распределения электроэнергии как по территории предприятия, города, села, так и внутри отдельных сооружений, включая вопросы выбора основных конструктивных решений сетей. В общем, проект состоит из двух частей: пояснительная записка и графическая часть.

Последовательность разработки курсового проекта отражает **функциональная схема** прохождения проекта электроснабжения предприятия. Данная схема включает в себя наиболее полный объем решаемых вопросов с указанием входных документов в виде чертежей и таблиц.

С учетом реальных исходных данных, энергоёмкости объектов на предприятии и характера курсового проекта руководитель проекта определяет объем расчетов по каждому вопросу. Из-за большого объёма функциональной схемы в данном пособии она не приводится.

Основная часть пояснительной записки соответствует функциональной схеме и включает следующие основные главы и разделы:

Аннотация

Введение

- 1 Исходные данные для проектирования.
 - 1.1 Характеристика электрических нагрузок объектов проектируемого предприятия.
 - 1.2 Графики электрических нагрузок предприятия.
 - 1.3 Характеристика высоковольтных потребителей.
- 2 Расчет электрических нагрузок проектируемого объекта.
 - 2.1 Расчет силовых электрических нагрузок цехов.
 - 2.2 Расчет осветительных нагрузок цехов.
 - 2.3 Расчет наружного освещения.
 - 2.3.1 Расчет освещения дорог и охранного освещения.
 - 2.3.2 Освещение открытых площадок.
- 3 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП с учетом компенсации реактивной мощности.
 - 3.1 Подбор мощности трансформаторов на ТП с учетом компенсации реактивной мощности.
 - 3.2 Определение числа трансформаторов.
 - 3.3 Расчет реактивной мощности, подлежащей компенсации на стороне 0,4 кВ.
 - 3.4 Составление внутривозвратной схемы электроснабжения предприятия.
 - 3.5 Расчет и выбор низковольтных батарей статических конденсаторов.
 - 3.6 Расчет потерь мощности, подлежащей компенсации.
 - 3.7 Определение расчетной нагрузки на шинах 10 кВ ТП
- 4 Картограмма электрических нагрузок. Определение центра электрических нагрузок.
- 5 Выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП.
 - 5.1 Определение реактивной мощности, получаемой от СД

- 5.2 Определение расчетной активной мощности предприятия.
- 5.3 Определение реактивной мощности, получаемой предприятием от энергосистемы.
- 5.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП.
- 5.5 Расчет потерь мощности и энергии в трансформаторах ГПП.
- 6 Выбор схемы внешнего электроснабжения предприятия и электрической схемы заводской подстанции.
 - 6.1 Расчет и выбор сечения проводов питающей ЛЭП, расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП.
- 7 Технико-экономическое обоснования напряжения питающей ЛЭП.
- 8 Баланс реактивной мощности. Выбор высоковольтных БСК.
- 9 Расчет сетей внутризаводского электроснабжения.
 - 9.1 Расчет сечения кабельных линий 10 кВ.
 - 9.2 Расчет сечения кабельных линий 0,4 кВ.
 - 9.3 Расчет сети уличного и охранного освещения территории предприятия.
- 10 Расчет токов короткого замыкания
 - 10.1 Проверка оборудования 110 и 10 кВ на устойчивость к токам короткого замыкания.
 - 10.2 Проверка кабельных линий на термическую стойкость.
- 11 Специальная глава дипломного проекта
- 12 Раздел по экономической части курсового проекта.
- 13 Раздел по релейной защите.
- 14 Раздел по охране труда и электробезопасности.
- 15 Заключение.
- 16 Список сокращений.
- 17 Список использованных источников

Графическая часть проекта может состоять из следующих чертежей:

- 1 План предприятия со схемой силовой сети.
- 2 План предприятия со схемой сети освещения.
- 3 Принципиальная электрическая схема электроснабжения.
- 4 План и разрезы заводской подстанции.
- 5 Чертеж (чертежи) к специальной главе дипломного проекта.
План цеха (или участка цеха) со схемой силовой сети.
План цеха (или участка цеха) со схемой сети освещения.
План административно-лабораторного корпуса со схемой сети освещения.
Электрическая схема районной подстанции.
- 6 Чертежи по экономической части проекта.
- 7 Чертежи по разделу «Релейная защита»: схемы релейной защиты и автоматики для одного, двух объектов (например: защита высоковольтных АД или СД; защита высоковольтных БСК; защита силового трансформатора и т.д.)
8. На выбор: конструктивное исполнение ГПП, ТП (план и разрезы).

Примечание: при выполнении курсового проекта расчет ведется по всем пунктам от 1-го до 10-го включительно. В курсовом проекте необходимо выполнить два чертежа. Первый чертеж – это совмещенный план предприятия со схемами силовой и осветительной сетями, второй чертеж – принципиальная схема электроснабжения.

На чертеже, лист 1 необходимо указать:

- производственные здания и сооружения; проходные; подъездные пути; автомобильные дороги, железные дороги;
- картограмму электрических нагрузок с указанием центра нагрузок;
- источник питания (ГПП), распределительные пункты (РП) и трансформаторные подстанции (ТП) с указанием их обозначения;
- трассы прокладки силовых высоковольтных и низковольтных кабелей;

На кабельных трассах указать:

- привязки их к зданиям и сооружениям, обозначения кабелей (марка, напряжение, число кабелей и сечение), способ защиты кабелей от механических повреждений при переходах через автомобильные и железнодорожные пути;

- экспликацию зданий и сооружений.

На чертеже, лист 2 необходимо указать:

- производственные здания и сооружения; проходные; подъездные пути; автомобильные дороги, железные дороги;

- ТП, от которых питаются уличное и охранное освещение; РУ-0,4 кВ от которых питаются прожекторы, если они предусмотрены;

- расположение светильников уличного и охранного освещения, прожекторные установки;

- сети наружного освещения (уличного и охранного) в соответствии с требованиями [1].

На чертеже, лист 3 изображают и указывают электрическую схему подстанции предприятия (ГПП) со сборными шинами:

- распределительные пункты (РП) со сборными шинами и отходящими от них кабельными линиями;

- трансформаторные подстанции (ТП);

- электроприемники напряжением выше 1 кВ и их номинальные мощности;

- источники реактивной мощности напряжением выше 1000 В и их параметры;

- приборы расчетного учета электроэнергии, измерений и сигнализации;

- схемы соединений, номинальные мощности и напряжения трансформаторов;

- типы, номинальные токи и номера схем шкафов комплектных распределительных устройств;

- номинальные напряжения сборных шин;

- типы и номинальные токи автоматических выключателей и других коммутирующих устройств; для предохранителей, кроме того, обязательно указать номинальный ток плавкой вставки;

- тип трансформатора тока, номинальное напряжение, ток первичной обмотки, класс точности для измерений и защиты;

- схемы соединений, тип, номинальное напряжение и класс точности измерительных трансформаторов напряжения;

- тип, пределы измерения приборов учета и контроля;

- марки, сечения, длину линий электропередачи.

В приложении М дан пример оформления чертежей дипломного проекта.

1.2 Требования к выполнению графической части проекта

При разработке дипломного проекта некоторые иллюстрационные чертежи, например, схемы, таблицы, диаграммы, графики, должны быть выполнены в виде демонстрационных плакатов. Их должно быть не менее шести.

Плакаты выполняются карандашом на плотной чертёжной бумаге формата А1. ГОСТ 2.301-68 устанавливает основные и дополнительные форматы чертежей. Основные форматы приведены в таблице 1.1. Дополнительные форматы получают из основного путем увеличения короткой стороны в кратное число раз (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Размеры сторон основных форматов, мм

Кратность	Форматы			
	A1	A2	A3	A4
1	841 x 594	594 x 420	420 x 297	297 x 210
2				
3	841 x 1783	594 x 1261	420 x 891	297 x 630
4	841 x 2378	594 x 1682	420 x 1189	297 x 841
5		594 x 2102	420 x 1486	297 x 1051
6			420 x 1783	297 x 1261
7			420 x 2080	297 x 1471
8				297 x 1682
9				297 x 1892

Графическое изображение должно занимать не менее 75 % листа. В зависимости от расположения изображений лист формата А1 можно располагать вертикально либо горизонтально. На листе потребительского формата определяют центр и относительно него вычерчивают тонкой сплошной линией границу формата А1 (841 x 594), затем от линии формата проводят рамку поля чертежа сплошной основной линией, как показано на рисунке 1.1.

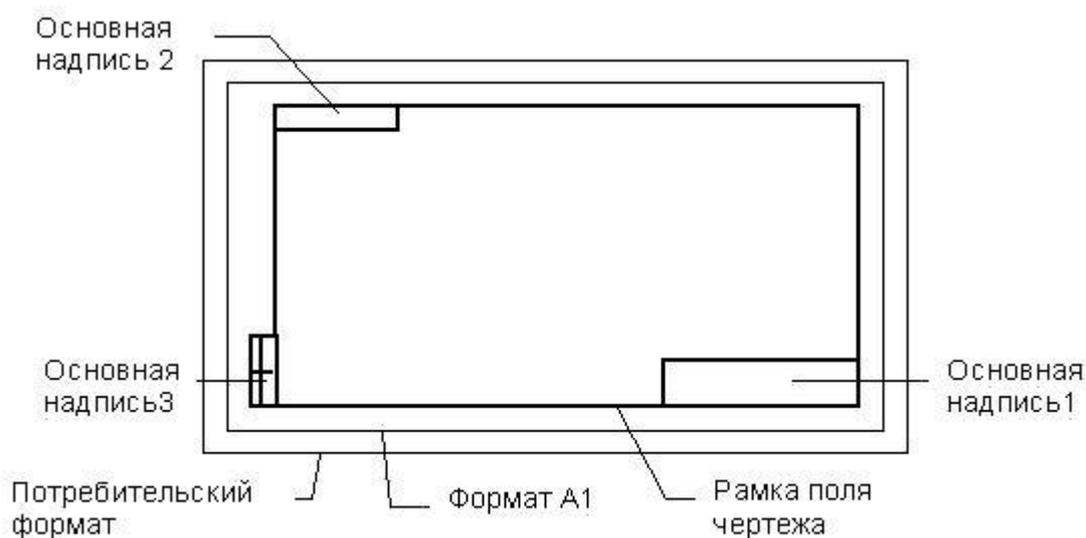


Рисунок 1.1– Расположение элементов оформления

Формы, графы, содержание, порядок заполнения основных надписей устанавливает ГОСТ 2.104-68. Примеры и параметры основных надписей приведены на рисунках 1.2 – 1.4.

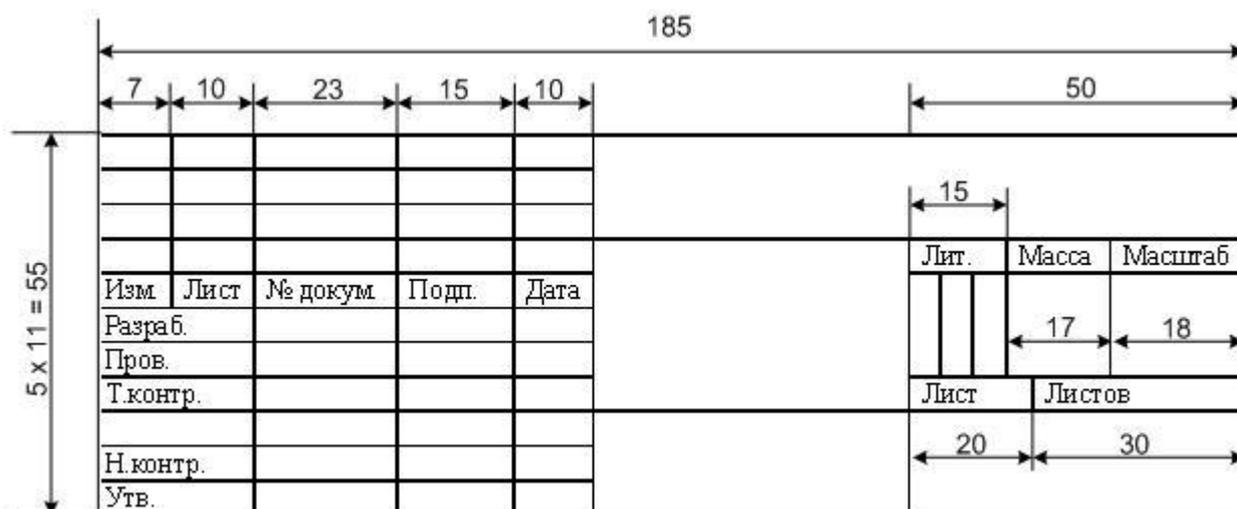


Рисунок 1.2– Основная надпись 1

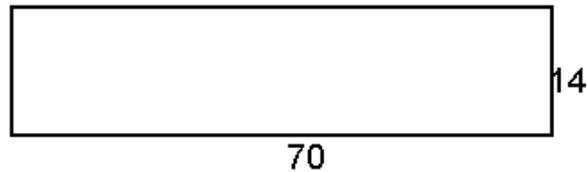


Рисунок 1.3– Основная надпись 2

Основная надпись 3 предназначена для архива и имеет размеры:



Рисунок 1.4– Основная надпись 3

Масштабы изображений, представленные в таблице 1.2, выбираются по ГОСТ 2.302–68. Масштаб проставляют в предназначенной для этого графе основной надписи 1 по типу: 2:1; 1:1; 50:1; 1:2 и т.д.

Таблица 1.2 – Стандартный ряд масштабов

Масштаб		Натуральная величина
уменьшения	увеличения	
1:2; 1:2,5; 1:4; 1:5; 1:10; 1:15; 1:20; 1:25; 1:40; 1:50; 1:75; 1:100; 1:400; 1:500; 1:800; 1:1000;	2:1; 2,5:1; 4:1; 5:1; 10:1; 20:1; 40:1; 50:1; 100:1;	1:1

При проектировании генеральных планов крупных объектов допускается применять масштабы: 1:2000; 1:5000; 1:10000; 1:20000; 1:25000; 1:50000. В отдельных случаях допускается применять масштабы увеличения $(100 \cdot n):1$, где n – целое число.

Выразительность чертежа зависит от его правильной обводки линиями различной толщины и начертания. Линии на схемах всех типов выполняют в соответствии с требованиями ГОСТ 2.303-68. За исходную линию S принята сплошная линия толщиной 0,2...1 мм. Толщину остальных линий устанавливают в зависимости от выбранной толщины сплошной основной линии. Толщина линий каждого типа должна быть одинаковой для всех изображений одного

масштаба во всех чертежах. На одной схеме рекомендуется применять не более трех типоразмеров линий по толщине.

Графические обозначения элементов и линии взаимосвязи выполняют линиями одинаковой толщины.

Правила выполнения и оформления схем регламентируют стандарты седьмой классификационной группы ЕСКД. Виды и типы схем, общие требования к их выполнению должны соответствовать ГОСТ 2.701-84 «ЕСКД. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению», правила выполнения всех типов электрических схем – ГОСТ 2.702-75 «ЕСКД. Правила выполнения электрических схем». При выполнении электрических схем цифровой вычислительной техники руководствуются правилами ГОСТ 2.708-81 «ЕСКД. Правила выполнения электрических схем цифровой вычислительной техники». Обозначение цепей в электрических схемах – по ГОСТ 2.710-81 «ЕСКД. Обозначения буквенно-цифровые в электрических схемах».

Стандартные условные графические обозначения элементов выполняют по размерам, указанных в соответствующих стандартах. Выбранные размеры линий графических обозначений должны быть выдержаны постоянными во всех схемах одного типа.

Графические обозначения следует выполнять линиями той же толщины, что и линии связи. Размеры графических обозначений допускается пропорционально изменять.

Линии связи, переходящие с одного листа на другой, следует обрывать за пределами изображения схем без стрелок. Рядом с обрывом линии связи должно быть указано обозначение, присвоенное этой линии (например, номер провода, наименование сигнала или его сокращённое обозначение и т. п.), и в круглых скобках номер листа схемы, на который переходят линии связи.

Расстояние между параллельными линиями должно быть не меньше 5 мм.

Построение структурных электрических схем должно давать наглядное представление о последовательности взаимодействия функциональных частей в

устройстве. Функциональными частями на схеме согласно ГОСТ 2.737-68 соответствуют прямоугольники с размерами 12x12 мм; 12x30 мм. При обозначении функциональных частей в виде прямоугольников их наименования, типы и обозначения вписывают внутри прямоугольника. При большом количестве функциональных частей вместо наименований, типов и обозначений допускается проставлять порядковые номера, которые наносят справа от изображения над прямоугольником, как правило, сверху вниз в направлении слева направо. В этом случае наименования, типы и обозначения указывают на свободном поле схемы. Направление хода процессов, происходящих в устройстве, обозначают стрелками на линиях взаимосвязи.

На схемах допускается помещать различные технические данные, характеризующие систему в целом и отдельные её элементы. Эти сведения помещают либо около графических обозначений, либо на свободном поле схемы, как правило, над основной надписью.

Электрические элементы на схеме изображают условными графическими обозначениями, начертание и размеры которых установлены в стандартах ЕСКД (ГОСТ 2.701-74 – 2.765-87).

Всем изображённым на схеме элементам и устройствам присваиваются условные буквенно-цифровые позиционные обозначения в соответствии с ГОСТ 2.710-81. Элементы на чертежах подписывают либо справа, либо сверху.

Перечень элементов помещают в спецификации, выполняемой в виде таблицы, которую располагают на чертеже над основной надписью 1, либо выполняют в виде самостоятельного документа на листе формата А4, который выносится в приложение.

Схемы изделий цифровой вычислительной техники выполняют в соответствии с правилами, установленными ГОСТ 2.708-81, и с учётом требований ГОСТ 2.701-84, ГОСТ 2.702-875, ГОСТ 2.721-74. Условные графические обозначения выполняют по ГОСТ 2.743-82 «ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Элементы цифровой техники». Обозначения элементов строят

на основе прямоугольника. В общем виде условное графическое обозначение может содержать три поля: основное поле и два дополнительных поля, расположенных по обе стороны от основного. Размер прямоугольника по ширине зависит от наличия дополнительных полей, и числа, помещённых в них знаков (меток, обозначение функции элемента); по высоте – от числа выводов, интервалов между ними и числа строк информации в основном и дополнительном полях. Ширина основного поля должна быть не менее 10, дополнительных – не менее 5 мм, расстояния между выводами – не менее 5 мм и кратное этой величине, между выводом и горизонтальной стороной обозначения – не менее 2,5 мм и кратно этой величине.

Основные правила выполнения схем алгоритмов и программ устанавливает ГОСТ 19.002-80, а отдельные их функции отображаются в виде условных графических обозначений – символов по ГОСТ 19.003-80. Записи внутри символа или рядом с ним должны выполняться чертёжным шрифтом по ГОСТ 2.304-81. Если пояснение не помещается внутри символа, дают комментарий, который записывается параллельно основной надписи, помещается на свободном месте схемы алгоритма на данном листе и соединяется с поясняющим символом.

1.3 Требования к оформлению пояснительной записки

Текст пояснительной записки выполняется в соответствии с ГОСТ 2.105-95 на одной стороне листа белой бумаги формата А4 (210x297) одним из следующих способов:

- машинописным (ГОСТ 13.1.002). Текст печатается через 2 интервала, размер шрифта не менее 2,5 мм, лента только черная (полужирная);

- рукописным (ГОСТ 2.304). Цифры и буквы необходимо писать чётко только чёрной пастой, тушью или чернилами. Высота букв и цифр должна быть не менее 2,5 мм;

- с применением печатающих и графических устройств вывода ЭВМ (ГОСТ 2.004).

Длина машинописной строки на листе формата А4 должна составлять 60-65 знаков, считая пробелы между словами за один знак. Размер абзацного отступа – пять знаков (15 - 17 мм). На странице сплошного текста должно быть отпечатано не более 28 строк. Расстояние между строками 10 мм.

Исходя из обозначенного, рекомендуются следующие параметры электронного оформления пояснительной записки:

шрифт - Times New Roman или Arial;

размер шрифта – 14 пт;

межстрочный интервал – полуторный;

выравнивание основного текста – по ширине;

первая строка абзаца – отступ 1,25 см.

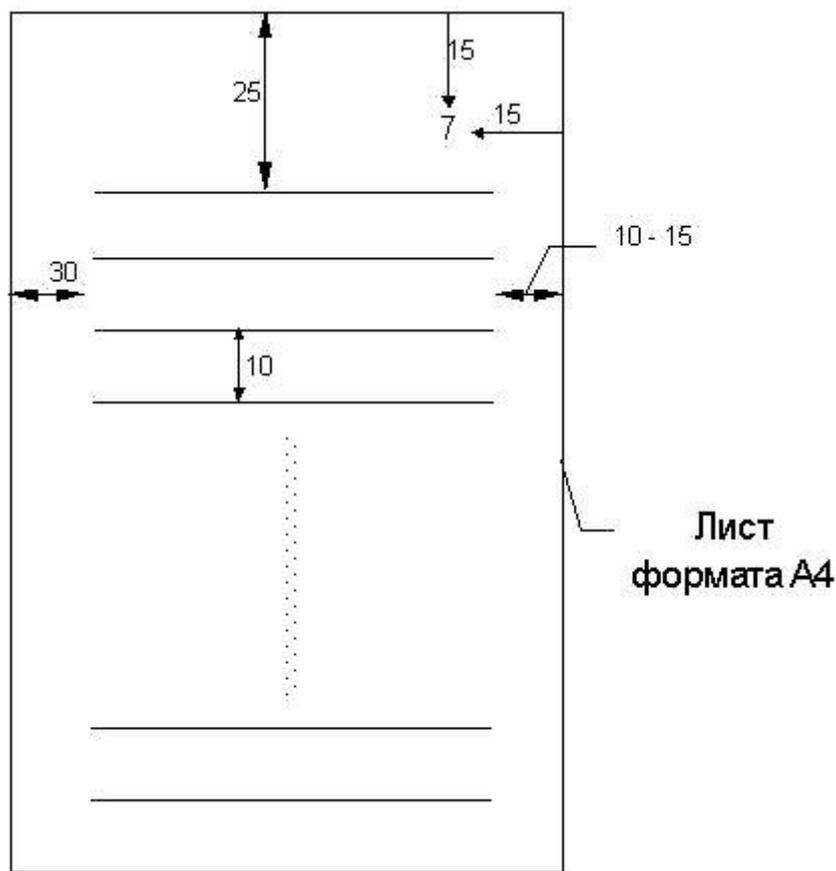


Рисунок 1.5– Отступы и интервалы

Опечатки, графические неточности, обнаруженные в процессе выполнения документа, допускается аккуратно исправлять подчисткой или закрашиванием белой краской.

Текстовые документы могут содержать сплошной текст и могут разделяться на графы.

Введение и заключение не нумеруются, все остальные пункты имеют нумерацию (ГОСТ 2.10 и форма 3 ГОСТ Р 21.1101). Новый раздел желательно начинать с новой страницы.

Текст пояснительной записки разделяют на разделы, подразделы, пункты и подпункты.

Разделы должны иметь порядковые номера в пределах всего документа, обозначенные арабскими цифрами без точки и записанные с абзацного отступа. В конце номера раздела точка не ставится.

Подразделы должны иметь нумерацию в пределах каждого раздела. Номер подраздела состоит из номера раздела и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится (например).

1 Первый раздел

1.1 Первый подраздел первого раздела

1.2 Второй подраздел первого раздела

Разделы, как и подразделы, могут состоять из одного или нескольких пунктов. Нумерация пунктов должна быть в пределах подраздела. Номер пункта должен состоять из номера раздела, подраздела и пункта, разделённых точками (например).

1 Первый раздел

1.1 Первый подраздел первого раздела

1.1.1 Первый пункт первого подраздела первого раздела

1.1.2 Второй пункт первого подраздела первого раздела

Если документ не имеет подразделов, то нумерация пунктов в нем должна быть в пределах каждого раздела и номер пункта должен состоять из номеров раздела и пункта, разделенных точкой. В конце номера пункта точка не ставится. Например:

1 Первый раздел

1.1 Первый пункт первого раздела

1.2 Второй пункт первого раздела

Если раздел или подраздел состоит из одного пункта, он также нумеруется. Пункты можно разбивать на подпункты и нумеровать 4.2.1.1; 4.2.1.2 и так далее. Цифры, указывающие номера разделов, подразделов, пунктов и подпунктов, не должны выступать за границу абзаца.

Разделы и подразделы должны иметь заголовки. Пункты, как правило, заголовков не имеют. Заголовки должны точно и кратко отражать содержание разделов, подразделов. Заголовки следует выполнять с прописной буквы, без точки в конце, не подчеркивая. В заголовках переносы слов не допускаются, в конце заголовка точка не ставится. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой

Расстояние между заголовком и текстом:

- машинописным – 3-4 интервала;
- рукописным – 15 мм.

Расстояние между заголовками раздела и подраздела:

- машинописным – 2 интервала;
- рукописным – 8 мм.

Содержание включает в себя номера и наименования разделов и подразделов с указанием номера страниц.

Слово «СОДЕРЖАНИЕ» записывают в виде заголовка (симметрично тексту) прописными буквами.

Внутри пунктов и подпунктов могут быть перечисления. Перед каждой позицией перечисления ставится дефис или при необходимости ссылки в тексте документа на одно из перечислений, строчную букву, после которой ставится скобка. Для дальнейшей детализации перечислений необходимо использовать арабские цифры, после которых ставится скобка, а запись производится с абзацного отступа:

а)

б)

1)

2)

Каждый пункт, подпункт и перечисление записывают с абзацного отступа. В конце перечисления, если за ним следует ещё перечисление, ставят точку с запятой.

Нумерация страниц сквозная, первой страницей является титульный лист, но номер страницы пишется со второго листа введения.

Изложение текста:

- полное наименование изделия должно быть одинаковым на титульном листе, на иллюстрации (чертеже) и при первом упоминании в тексте, а дальше по тексту допускается сокращенное наименование;

- в тексте пояснительной записки все слова должны быть записаны полностью, за исключением: т. е. (то есть), и др. (и другие), и пр. (и прочие), и т. п. (и тому подобное), и т. д. (и так далее).

Не допускается:

- применять для одного и того же понятия различные научно-технические термины, близкие по смыслу, а так же иностранные слова и термины при наличии равнозначных слов и терминов в русском языке;

- сокращать обозначения физических величин, если они используются без цифр, за исключением единиц физических величин в заголовках таблиц, формулах (ГОСТ 8.417);

- применение в одном документе разных систем обозначения физических величин. Единица физической величины одного параметра должна быть постоянной во всем тексте (либо везде дБ, либо везде Нп);

- сокращения слов, кроме установленных правилами русской орфографии (ГОСТ 2.316), а также в данном документе;

- использовать в тексте математический знак минус перед отрицательными величинами, за исключением формул, таблиц и рисунков (слово «минус» следует писать прописью);

- использование ГОСТ, ОСТ и т.д. без регистрационного номера (можно ссылаться, например, на ГОСТ 2.105).

Если используется специфическая терминология, либо особая система сокращений слов или наименований, то в конце текстового документа (перед списком литературы) должен быть приведён перечень принятых терминов или сокращений с разъяснениями. Его включают в содержание.

При необходимости применения в тексте условных обозначений, изображений или знаков, не установленных действующими стандартами, их не следует пояснять в тексте или перечне обозначений.

Если в тексте приводится ряд либо диапазон числовых значений одного и того же параметра, то обозначение ставится после последнего числового значения. Например, 5; 10; 20 кВА. Число знаков после запятой, при написании десятичных дробей, в таких перечислениях должно быть одинаковым.

Недопустимо отделять единицу физической величины от числового значения (переносить их на разные строки или страницы), исключения составляют единицы физических величин, помещённые в таблицу.

Дробные числа необходимо приводить в виде десятичных дробей. При невозможности выразить числовое значение в виде десятичной дроби, допускается записывать в виде простой дроби в одну строчку через косую черту, например $1/33$.

В формулах в качестве символов следует применять обозначения, установленные соответствующими государственными стандартами. Расчёт по формулам ведётся в основных единицах измерения, формулы записываются следующим образом: сначала записывается формула в буквенном обозначении, после знака равенства вместо каждой буквы подставляется её численное значение в основной системе единиц измерения; затем ставится знак равенства и за-

писывается конечный результат с единицей измерения. Пояснения символов и числовых коэффициентов, входящих в формулу, если они не пояснены ранее в тексте, должны быть приведены непосредственно под формулой. Пояснения каждого символа следует давать с новой строки в той последовательности, в которой символы приведены в формуле. Первая строка пояснения должна начинаться со слова «где» без двоеточия после него. Например,

Формулы, следующие одна за другой и не разделенные текстом, разделяют запятой.

Переносить формулы на следующую строку допускается только на знаках выполняемых операций, причем знак в начале следующей строки повторяют.

Формула нумеруется, если далее по тексту она будет востребована. Формулы, за исключением формул, помещаемых в приложении, должны нумероваться сквозной нумерацией арабскими цифрами, которые записывают на уровне формулы справа в круглых скобках. Допускается нумерация в пределах раздела. В этом случае номер формулы состоит из номера раздела и порядкового номера формулы, разделенных точкой. Например, формула **(3.1)**.

Формулы, помещаемые в приложениях, должны нумероваться отдельной нумерацией, арабской нумерацией в пределах каждого приложения с добавлением перед каждой цифрой обозначения приложения.

Например, формула **(A.1)**.

Ссылки в тексте на порядковые номера формул дают в скобках. Например, в формуле **(1.3)**.

Расстояние между формулой и текстом, а также между формулами должно быть 10 мм.

Иллюстрационный материал может быть представлен в виде схем, графиков и т. п. Иллюстрации, помещённые в тексте и приложениях пояснительной записки, именуется рисунками. Иллюстрации выполняются чёрными чернилами, пастой или тушью на отдельном листе как можно ближе к ссылке на неё в тексте.

Иллюстрации за исключением иллюстраций приложений следует нумеровать арабскими цифрами в пределах раздела, либо сквозной нумерацией. Например, «**Рисунок 1**», «**Рисунок 1.1**».

Иллюстрация при необходимости могут иметь наименование и пояснительные данные (подрисовочный текст). Слово "Рисунок" и наименование помещают после пояснительного текста без точки в конце.

Все рисунки формата большего, чем А4 выносятся в приложения. Приложения оформляют как продолжение данного документа и помещают в конце пояснительной записки в порядке ссылок на них в тексте. В тексте документа на все приложения должны быть даны ссылки. Каждое приложение следует начинать с нового листа с указанием наверху посередине страницы слова «Приложение» и его обозначения, например, «Приложение А». Приложение должно иметь заголовок, который записывают посередине страницы, симметрично относительно текста с прописной буквы. Рисунки и таблицы расположенные в приложении нумеруются в пределах приложения, с добавлением перед цифрой обозначения приложения. Например, «**Рисунок А.1**».

Приложения обозначают заглавными буквами алфавита, начиная с А, кроме букв Е, З, Й, О, Ч, Ъ, Ы, Ъ. Допускается обозначение приложения буквами латинского алфавита, за исключением букв I и O. Приложения выполняют на листах формата А4, А3, А4Х3, А4х4, А2, А1 по ГОСТ 2.301.

Приложения должны иметь общую с остальной частью документа сквозную нумерацию страниц.

Список литературы и ссылки на него в тексте выполняют в соответствии с ГОСТ 7.32. Список литературы располагается в конце пояснительной записки перед приложением, его включают в содержание. В список литературы включается литература, на которую есть ссылки в тексте, и располагается в порядке появления в тексте. При ссылке на источник литературы порядковый номер источника указывают в квадратных скобках - [].

Сведения о книгах содержат:

- Ф.И.О. автора (или авторов). Если авторов трое или меньше, то их записывают перед названием книги, причём инициалы автора записывают после его фамилии. В случае, если авторов четверо, то их всех записывают после названия книги через косую черту. Если авторов больше, чем четверо, то после названия книги через косую черту записывают первых троих и пишут «и др.». В последних двух случаях инициалы авторов указывают перед их фамилиями;

- название книги;

- место издания книги. Место издания пишется всегда полностью, кроме городов Москва (М) и Ленинград (Л) (Санкт - Петербург – СПб.);

- издательство и год издания;

- объём книги в страницах либо конкретные страницы из неё.

Сведения о статьях из периодического журнала содержат:

- название статьи;

- Ф.И.О. автора (авторов). Если авторов не больше четырёх, то их записывают всех после названия через косую черту. Если авторов больше четырёх, то после названия через косую черту записывают первых троих и «и др.»;

- наименование издания;

- наименование серии, если есть;

- год выпуска;

- номер тома;

- номер издания;

- номера страниц, на которых помещена статья.

Контрольные вопросы

1. Каковы основные главы и разделы пояснительной записки?
2. Каковы основные требования к оформлению графической части проекта?
3. Каковы требования к тексту пояснительной записки?
4. Каковы требования к формулам пояснительной записки?
5. Каковы требования к оформлению иллюстрационного материала?
6. Каков порядок представления и защиты дипломного проекта?

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Исходными данными для проектирования электроснабжения завода являются:

- генеральный план проектируемого объекта;
- установленные мощности по цехам;
- суточный и годовой по продолжительности графики нагрузок завода;
- характеристика источника питания;
- характеристика режима работы проектируемого объекта;
- характеристика высоковольтных потребителей.

В таблице 1.1 должны быть представлены: установленные мощности ЭП 0,4 и 10 кВ по цехам, размеры цехов, коэффициенты спроса и мощности.

Таблица 2.1 – Наименование и установленные мощности цехов

№ п/п	Наименование цехов	Размер, м			P _н , кВт		K _с	cosφ	
		L	B	H	0,4 кВ	10 кВ			
						Кол- во			P _н , кВт

2.1 Характеристика источника питания

Данные энергосистемы: мощность короткого замыкания, сопротивление системы в относительных единицах, приведённое к шинам ВН.

Данные районной подстанции: мощность и напряжение трансформаторов; и при двухставочном тарифе: стоимость электроэнергии α , руб/кВт·ч и плата за заявленную мощность $C_{рп}$, руб/кВт·мес.

2.2 Характеристика режима работы проектируемого объекта

На данном этапе проектирования студент должен дать развернутую характеристику проектируемого предприятия: с точки зрения надежности электроснабжения отдельных цехов; состояния среды внутри помещений; классификации помещений по опасности поражения электрическим током; категории помещений по взрыво- и пожароопасности по [2], [3], таблица П.А.1.

Надежность, как одно из требований к системам ЭСПП, определяется числом независимых источников питания и схемой электроснабжения. По надежности электроснабжения в соответствии с требованиями [3] электроприемники разделяются на три категории:

К I категории относят электроприемники (ЭП), перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, предприятию, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса и др. Пример ЭП I категории: насосы водоснабжения и канализации, газоочистка, приводы вращающихся печей, газораспределительные пункты, вентиляторы промышленные, аварийное освещение и др.

Из состава I категории выделяется особая группа ЭП, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования. Например, в черной металлургии - электродвигатели насосов водоохлаждения доменных печей.

Ко II категории относятся ЭП, перерывы в электроснабжении которых приведут к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта.

К III категории относят все остальные ЭП, не входящие в I и II категории. Это различные вспомогательные механизмы в основных цехах, цеха несерийного производства.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания (ИП). Перерыв в электроснабжении от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания от другого.

К числу независимых ИП относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении двух условий:

- каждая из секций или систем шин, в свою очередь, имеет питание от независимого ИП;

- секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

Электроприемники II категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых ИП, перерыв в электроснабжении которых допустим на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой.

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного ИП при условии, что перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышает одни сутки.

По влажности воздуха внутри: помещения классифицируются на сухие (относительная влажность воздуха $<60\%$ при температуре воздуха $+20^{\circ}\text{C}$), влажные ($60\%–75\%$), периодическое появление конденсата при повышении температуры в помещении), сырые (менее 100% , периодическое появление конденсата при существующей температуре окружающей среды) и особо сырые ($\geq 100\%$, постоянное наличие конденсата).

Помещение считается жарким, если температура внутри помещения более 35°C .

Согласно [4] характеристика помещений по пыли делится на:

а) свыше 5 мг/м^2 пыли, дыма, копоти;

б) от 1 до 5 мг/м^2 пыли, дыма, копоти;

в) менее 1 мг/м^2 пыли, дыма, копоти;

г) значительное количество концентрированных паров, кислот, щелочь, газов, способных при соприкосновении образовывать слабые растворы кислот, щелочей, а также обладающих большой коррозионной способностью.

Все данные по характеристикам сред и помещений необходимо свести в таблицу 2.2

Таблица 2.2 – Характеристика сред и помещений

Наименование цехов	Категория надежности электроприемников	Характеристика среды	Классификация помещений по опасности поражения электрическим током	Категории помещений по	
				СНиП	ПУЭ

Примечание: в таблице могут быть использованы следующие сокращения:

- ПО – помещения с повышенной опасностью по поражению электрическим током;
- ОО – помещения с особой опасностью по поражению электрическим током;
- без ПО – помещения без повышенной опасности по поражению электрическим током;
- ρ – пыльное помещение;
- х/а – помещения с химически активной средой.

2.3 Выбор и обработка графиков электрических нагрузок

Далее необходимо выбрать суточный график нагрузки и годовой график по продолжительности для той отрасли промышленности, к которой относится проектируемое предприятие (рисунок П.Б.1 – П.Б.9).

В таблице 2.3 необходимо представить данные о величине, в %, и продолжительности, в часах, ступеней годового графика по продолжительности.

Таблица 2.3 – Расчётные данные для определения T_M

Номер ступени	Нагрузка, %	Нагрузка, кВт	Время работы на i-ой ступени, час
---------------	-------------	---------------	-----------------------------------

По данным графика определяется время использования максимума нагрузки – T_M и, затем, время максимальных потерь – τ_M .

$$T_M = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \cdot T_i)}{P_{\max}}, \quad (2.1)$$

где P_i – мощность i-й ступени графика, кВт;

T_i – продолжительность i -й ступени графика, ч;

n – число ступеней годового графика;

P_{\max} – суммарная максимальная нагрузка, кВт.

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760. \quad (2.2)$$

2.4 Характеристика высоковольтных потребителей

К высоковольтным потребителям относятся:

1) Дуговые сталеплавильные печи (ДСП) – это трёхфазный электроприёмник с нелинейной нагрузкой. ДСП являются причиной возникновения высших гармоник, что оказывает отрицательное влияние на работу системы электроснабжения. ДСП питаются током промышленной частоты напряжением (6÷10) кВ через понижающие трансформаторы. В процессе работы, в период расплавления шихты, в ДСП происходят частые технологические короткие замыкания. Короткие замыкания вызывают колебания напряжения на шинах подстанции, что отрицательно сказывается на работе других ЭП. В связи с этим совместная работа потребителей и ДСП от общей подстанции допустима в том случае, если: при питании от мощной энергосистемы суммарная мощность печей не превышает 40% мощности главной понизительной подстанции (ГПП), а при питании от маломощной системы – (15 ÷ 20) %. При этом должно быть разделение ДСП и других потребителей с помощью сдвоенных реакторов или трансформаторов с расщепленными обмотками низкого напряжения.

При наличии в цехе ДСП, которые подключены на общие шины с другими ЭП, нельзя использовать в качестве компенсирующих устройств статические конденсаторы, на которые отрицательно влияют высшие гармоники.

Параметры некоторых ДСП приведены в таблице П.А.2.

2) Индукционные печи (ИП). Принцип действия основан на нагреве проводящих материалов индукционными токами. Нагрузка характеризуется как спокойная. Броски тока происходят только в момент включения и выключения установки. Параметры некоторых ИП приведены в таблице П.А.3.

3) Синхронные двигатели (СД), которые устанавливаются в компрессорных, кислородных, газогенераторных станциях. Нагрузка СД на валу составляет $(50\div 100)\%$ от номинальной. При такой нагрузке, а также при регулировании возбуждения электродвигателя, можно использовать электроприводы с СД в качестве компенсаторов реактивной мощности. Компенсирующая способность двигателя определяется нагрузкой на валу, напряжением, подведённым к зажимам двигателя и током возбуждения. При токе возбуждения ниже номинального компенсирующая способность двигателя снижается. Параметры некоторых СД приведены в таблице П.А.5, П.А.6.

4) Асинхронные двигатели (АД). Для приводов насосов и других стационарных машин, устанавливаемых во взрывоопасных зонах согласно [3], в настоящее время применяются двигатели высокого напряжения различных серий.

Каждый АД должен нагружаться не более чем номинальной нагрузкой, в противном случае возможно «опрокидывание» двигателя. Для АД предусматриваются защиты: от перегрузок, вызванных технологическими причинами и затянувшимся пуском или самозапуском; от короткого замыкания; от исчезновения или длительного снижения напряжения. Питание высоковольтных электроприемников осуществляется от РП, расположенных в цехах, где установлены эти ЭП. Если такие электроприемники имеются в двух-трех рядом расположенных цехах, то их можно питать от одного РП. Допускается питание высоковольтных электроприемников непосредственно от шин ГПП, если они расположены недалеко от нее. В качестве коммутационных аппаратов для высоковольтных двигателей, индукционных, тигельных печей и ДСП нужно применять высоковольтные автоматические выключатели.

Параметры некоторых АД приведены в таблице П.А.4.

Контрольные вопросы

1. Какие данные являются исходными для проектирования системы электроснабжения промышленного предприятия?
2. По каким параметрам характеризуется режим работы проектируемого предприятия?
3. На какие категории делятся электроприемники по надежности электроснабжения?

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчёт силовых электрических нагрузок

В случае, когда нагрузка потребителя задана суммарным значением без указания числа и мощности отдельных электроприемников, максимальная расчетная нагрузка определяется по формулам:

$$\begin{aligned}P_{\text{MC}} &= P_{\text{H}} \cdot K_{\text{C}}, \\Q_{\text{MC}} &= P_{\text{MC}} \cdot \text{tg}\varphi, \\ \varphi &= \arccos\varphi,\end{aligned}\tag{3.1}$$

где K_{C} – коэффициент спроса, принимается по справочным данным;

P_{H} – установленная мощность.

При отсутствии значений K_{C} для каких-либо объектов можно принимать их приближенно, ориентируясь на родственные по технологии производства. Но необходимо помнить, что одинаковые электроприемники, работающие в разных технологических режимах, могут иметь разные коэффициенты спроса.

Результаты расчёта следует представить в таблице 3.1 для напряжения 0,4 кВ и в таблице 3.2 для напряжения 10 кВ.

Таблица 3.1 – Расчетные силовые нагрузки цехов $U_{\text{H}}=0,4\text{кВ}$

Наименование цехов	P_{H} , кВт	K_{C}	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	P_{MC} , кВт	Q_{MC} , кВАр
--------------------	----------------------	----------------	---------------	--------------------	-----------------------	------------------------

Таблица 3.2 – Расчетные силовые нагрузки $U_{\text{H}}=10\text{кВ}$

Наименование цехов	P_{H} , кВт	K_{C}	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	P_{MC} , кВт	Q_{MC} , кВАр
--------------------	----------------------	----------------	---------------	--------------------	-----------------------	------------------------

3.2 Расчёт осветительных нагрузок цехов

Этот раздел курсового проекта может выполняться только после того как будет освоен курс «Электрическое освещение» и выполнена курсовая работа или контрольные работы по курсу. Методика расчета излагается без подробных пояснений используемых величин. Предполагается, что студенту известно на-

значение, способы определения и применение той или иной светотехнической величины.

Целью расчетов, выполняемых в этом разделе, является определение расчетной осветительной нагрузки цехов и других объектов предприятия без выбора конкретных светильников и расчета внутрицеховых сетей. Поэтому, если заданием не предполагается иное, расчет можно вести упрощенным способом по *методу удельных мощностей*.

Предлагается следующая последовательность расчета:

1. Выбор типа источника света:

- производится с учетом световой отдачи, срока службы, спектральных и электрических характеристик. Для внутреннего и внешнего освещения возможно применение газоразрядных ламп, таких как ЛЛ, ДРЛ, и др., а также ламп накаливания, в основном для аварийного и охранного освещения.

2. Выбор системы освещения:

- при технической невозможности или нецелесообразности устройства местного освещения допускается использование системы общего освещения. Система общего освещения должна использоваться для помещений, в которых выполняются зрительные работы III - VIII разрядов. Общее освещение, в том числе и в системе комбинированного, выполняется равномерным распределением источников света.

3. Выбор уровня освещенности:

- норма освещенности при проектировании устанавливается по отраслевым нормативным документам. При отсутствии указанных документов уровень нормативной освещенности устанавливается в соответствии с [5]. При этом необходимо учитывать разряд зрительных работ, выбранный источник света, используемую систему освещения, отсутствие или наличие естественного света, особые случаи, требующие изменения освещенности на одну ступень.

4. В зависимости от характеристики среды помещения выбираются:

- коэффициенты отражения потолка, стен и рабочей поверхности [7];

- коэффициент запаса, [5].

5. По заданной высоте «Н» производственных цехов, инженерно-лабораторных корпусов и вспомогательных помещений определяется расчетная высота по формуле

$$h_p = H - h_r - h_{св}, \quad (3.2)$$

где Н - высота помещения, м;

h_r - высота плоскости нормирования освещенности, м;

$h_{св}$ - предполагаемая высота свеса светильника; для светильников с газоразрядными лампами высокого давления можно принять равной 0,2 – 0,5 м, для светильников с люминесцентными лампами – зависит от способа подвески.

6. От расчетной высоты зависит кривая силы света (КСС) светильника. Для точного определения КСС необходимо знать расположение светильников в помещении. В данном расчете КСС можно ориентировочно принимать: при расчетной высоте до 3-3,5 м – Д1, Д2; при расчетной высоте до 6 м – Д3, Г1; до 7-7,5 м – Г2, Г3; при больших высотах – К1.

7. Удельная мощность, кроме уже перечисленных величин зависит еще и от размера освещаемого помещения.

Так как любое производственное и непроизводственное здание состоит из отдельных помещений, то определение удельной мощности нельзя вести по площади цеха в целом. При расчетах в курсе «Электрическое освещение» использовалось понятие «строительный модуль». В данном расчете рекомендуется принимать площадь участка для определения удельной мощности равной трем модулям для больших по площади цехов. Размер одного модуля принимать: для цехов с тяжелым оборудованием, таких как литейный, сварочный, термический, сборочный и других, где предполагается наличие мостовых кранов – 6x18 м. В таких цехах как механический, инструментальный, аппаратный, ремонтный и другие можно принимать модуль – 6x12. Для небольших по площади объектов, таких как насосные, компрессорные, небольшие склады и гаражи расчет можно вести по двум модулям – 6x12. А для заводоуправления, ла-

боратории, столовой можно считать по одному – двум модулям размером – 6х6 или 6х9.

8. После выбора или расчета указанных выше величин по таблице П.В.1 для ламп ДРЛ и по таблице П.В.2 для люминесцентных ламп выбирается удельная мощность светильника $\omega_{уд}$ и выписываются табличные значения параметров освещения: $E_{табл}$; коэффициенты отражения потолка, стен и, рабочей поверхности; коэффициент запаса $K_з$. Если коэффициенты отражения отличаются от указанных в таблице, то необходимо изменить величину удельной мощности на 10% соответственно в сторону увеличения или уменьшения.

Далее необходимо привести значение удельной мощности в соответствие с выбранными параметрами

$$\omega_{расч} = \frac{\omega_{табл} \cdot E_n \cdot K_з}{K_{зтабл} \cdot E_{табл} \cdot \eta_{св}} \quad (3.3)$$

Производится упрощенный расчёт активной осветительной нагрузки цеха

$$P'_{мо} = \omega_{расч} \cdot F_{п} \quad (3.4)$$

Если коэффициенты отражения отличаются от заданных в таблице, то необходимо сделать корректировку расчетной активной мощности, как указано выше, т.е. определить величину расчетной активной мощности $P_{мо}$.

Далее определяется рассчитывается реактивная осветительная нагрузка цеха

$$Q_{мо} = P_{мо} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (3.5)$$

где $\cos\varphi$ – коэффициент мощности; для ламп типа ДРЛ принимается равным 0,53, для ламп люминесцентных – 0,92 – 0,95;

$\eta_{св}$ – КПД светильника в нижнюю полусферу, в приближенных расчетах можно принять равным 0,65 – 0,8;

$F_{п}$ – площадь помещения (цеха), м².

Результаты расчёта свести в таблицы 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Расчётные параметры цехов

№ п/п	Наименование цехов	Модуль	Количество модулей	Площадь модулей, м	Расчетная высота, м	Тип КСС	Разряд и под-разряд зрительных работ	Система освещения	K_3	Коэффициенты отражения		
										Потолок	Стены	Рабочая поверхн.

Таблица 3.4 – Расчёт осветительных нагрузок

№ п/п	Наименование цеха	Тип ИС	E_n , лк	$\omega_{уд\ табл}$, Вт/м	$\omega_{уд\ расч}$, Вт/м	$\cos\phi$	$tg\phi$	Площадь цеха, м ²	$P'_{мо}$, кВт	$P_{мо}$, кВт	$Q_{мо}$, кВАр
-------	-------------------	--------	------------	----------------------------	----------------------------	------------	----------	------------------------------	-----------------	----------------	-----------------

В таблице 3.5 записываются суммарные нагрузки цехов (силовые и осветительные).

Таблица 3.5 – Суммарные нагрузки цехов на напряжение 0,4 кВ

№ п/п	Наименование цехов	$P_{мс}$, кВт	$Q_{мс}$, кВАр	$P_{мо}$, кВт	$Q_{мо}$, кВАр	$P_{м\Sigma}$, кВт	$Q_{м\Sigma}$, кВАр	$S_{м\Sigma}$, кВ·А
-------	--------------------	----------------	-----------------	----------------	-----------------	---------------------	----------------------	----------------------

3.3 Расчёт наружного освещения

3.3.1 Расчёт освещения дорог

Нормирование освещения территории имеет существенное отличие от нормирования освещения помещений цехов.

Освещенность открытых площадок предприятий на уровне земли нормируется в соответствии с требованиями [3].

Нормируемая освещенность дорог, проездов с интенсивностью движения автомобилей в обоих направлениях 10 – 50 машин в час по оси дороги принимается равной 2 лк.; пожарных проездов, дорог для хозяйственных нужд, подъезды к зданиям, железнодорожных путей, переездов, пешеходных дорожек – 0,5 лк. Для освещения площадок промышленных предприятий и мест производства постоянных работ рекомендуется применять газоразрядные лампы высокого давления типа ДРЛ, МГЛ, НЛВД, ДКсТ, а также лампы накаливания

(галогенные или общего назначения). Для ограничения слепящего действия установок наружного освещения высота подвески светильников с защитным углом менее 15° определяется по таблице 3.6, с защитным углом 15° и более принимается не меньше 3,5 м над уровнем земли при любых источниках света.

Таблица 3.6 – Наименьшая высота установки светильников

Характер светораспределения и тип светильника	Максимальный световой поток ламп в светильниках, установленных на одной опоре, лм	Наименьшая высота установки, м	
		При лампах накаливания	При газоразрядных лампах
Полуширокое КСС - Л СПОР-250	Менее 500	6,5	7,0
	500 - 10000	7,0	7,5
	10000 - 20000	7,5	8,0
	20000 - 30000	-	9,0
Широкое, КСС – Ш РКУ-125, РКУ-250, СЗПР-250М, РСУ-250, СППР-125М	Менее 500	7,0	7,5
	500 – 10000	8,0	8,5
	10000 – 20000	9,0	9,5
	20000 - 30000	-	10,5

Светильники для освещения дорог крепятся на металлических или железобетонных опорах. Опоры на пересечении дорог рекомендуется устанавливать до начала закругления тротуаров и не ближе 1,5 м от различного рода въездов.

Расчёт производится точечным методом. На рисунке 3.1 представлена расчётная схема для определения расстояния между светильниками

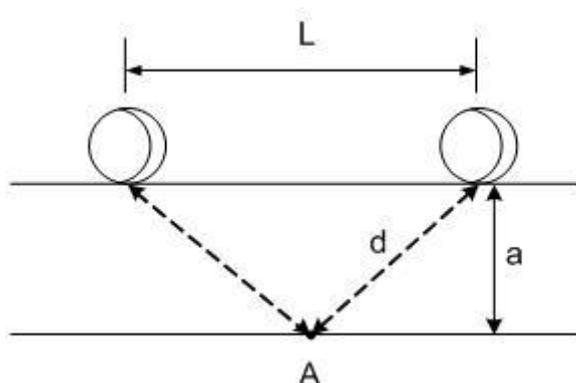


Рисунок 3.1– Расположение светильников и контрольной точки

L – расстояние между светильниками, м; a – половина ширины дороги, м; d – расстояние от точки подвеса светильника до контрольной точки A , расположенной на оси дороги, м.

Исходными данными для расчета являются: схема расположения светильников; тип светильников и мощность лампы; высота подвеса светильников; ширина дороги; нормированная освещенность, а также коэффициент запаса и тип КСС.

- Нормативная минимальная освещенность E_n , лк, выбирается по таблице П.Г.8 в зависимости от интенсивности движения транспорта.

- Коэффициент запаса светильника K_3 зависит от источника света и принимается для газоразрядных ламп равным 1,5 и для ламп накаливания – 1,3;

- Световой поток ламп ДРЛ, обычно используемых для освещения дорог внутри предприятия равен: при мощности лампы 125 Вт – 5900 лм, при мощности 250 Вт – 13000 лм;

- Минимальная высота подвеса светильника $h_{св}$ зависит от величины светового потока и определяется по таблице 2.6.

- Тип светильников для освещения внутризаводских дорог – РКУ 01.

- Искомой величиной является расстояние между опорами.

Для определения относительной освещенности предварительно определяется коэффициент ρ^3 , для этого рассчитывается отношение « $a/h_{св}$ ». По величине этого отношения по таблице 9.7 [10] определяются значения ρ^3 и ξ .

Суммарная относительная освещенность

$$\sum \varepsilon = \frac{1000 \cdot E_n \cdot K_3 \cdot h^2 \cdot \rho^3}{\Phi_{л}} \quad (3.6)$$

Минимальная освещенность в точке А создается одновременно двумя ближайшими светильниками, отсюда

$$\Sigma \varepsilon = 2 \cdot \varepsilon \quad (3.7)$$

По графикам условных изолукс, рисунок 9.33 [6], по величинам ε и ξ определяется η . Далее, снова по таблице 9.7 [6] по полученному значению η определяется, интерполируя данные, отношение $\frac{y}{h}$, отсюда находится значение « y ».

Тогда шаг светильника

$$L = 2 \cdot y \quad (3.8)$$

Принимается средний шаг расстановки светильников L , м. Рассчитывается число светильников, необходимое для освещения дорог предприятия и их суммарная мощность P_{Σ} , кВт и Q_{Σ} , кВАр. Сеть уличного внутривозвездского освещения выполняется кабелем, проложенным в земле. Таблицы и кривые изолукс приведены в приложении П.Г.

3.3.2 Расчёт охранного освещения

Охранное освещение устанавливается по периметру охраняемой зоны, располагаются светильники на опорах вдоль забора. В качестве источника света используются только лампы накаливания. Питание производится от одной из ТП, расположенной ближе к периметру завода. Недопустимо питание от одной ТП рабочего и охранного освещения.

Электрическая сеть охранного освещения выполняется голым проводом.

Расчёт ведётся *точечным методом*. Определяется шаг расстановки светильников.

В качестве расчётных данных принимаются:

- тип светильников и мощность лампы;
- нормируемая минимальная освещённость $E_H=0,5$ лк;
- высота расположения светильников (6 м);
- ширина освещаемой зоны (10 м);
- коэффициент запаса светильников с лампами накаливания ($K_3=1,3$);
- световой поток лампы, лм

На рисунке 3.2 представлена схема для определения расстояния между светильниками.

Величина светового потока определяется по формуле

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{1000 \cdot E_H \cdot K_3 \cdot h^2}{\sum \varepsilon}, \quad (3.10)$$

откуда минимальная освещённость равна

$$\sum \varepsilon = \frac{1000 \cdot E_H \cdot K_3 \cdot h^2}{\Phi_{\text{л}}}. \quad (3.11)$$

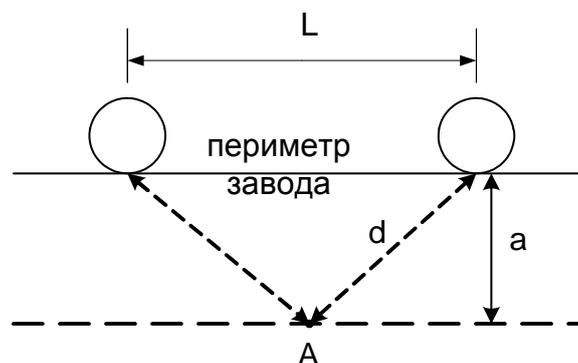


Рисунок 3.2- Расположение светильников и контрольной точки

Минимальная освещённость в точке А создаётся одновременно двумя ближайшими светильниками, отсюда

$$\Sigma \varepsilon = 2 \cdot \varepsilon, \text{ лк} \quad (3.12)$$

По рисунку 9.32 [8], определяется h/d , откуда вычисляется d (проекция светового луча от светильника на плоскость).

Тогда шаг расстановки опор светильников определится по формуле

$$L = 2 \cdot \sqrt{d^2 - a^2}, \quad (3.13)$$

Принимается средний шаг расстановки опор светильников L . Рассчитывается число светильников, необходимое для освещения дорог и их суммарная мощность P_{Σ} .

3.3.3 Освещение открытых площадок

Для освещения больших площадок перед зданиями (заводоуправление, склады, гаражи и т.д.), можно использовать прожекторы с различными источниками света: ПЗС, ПСМ, ПФС – для ламп накаливания общего назначения; ПЗР, ПЗС-45, ПСМ-50 – для ламп ДРЛ. Для освещения очень больших площадей (строительные объекты, стадионы и т.д.) применяются прожекторы с лампами ДКсТ (мощностью до 20 кВт), устанавливаемые на мачтах высотой 35 – 50 м.

Прожекторы могут быть установлены на крыше или стенах зданий, расположенных рядом с освещаемой площадкой. Для установки прожекторов применяются также мачты высотой от 10 до 50 м, изготовленные из металла или

железобетона. Расстояние между мачтами, предназначенными для установки прожекторов, должно быть в пределах 5-8-кратной высоты мачт. Увеличение расстояния между ними допускается, если освещение обеспечивает только необходимые условия для передвижения транспорта и пешеходов. Расстояние может сокращаться в случае неровного рельефа освещаемой площадки.

Расчёт сводится к определению мощности ламп и числа прожекторов, места и высоты их установки над освещаемой поверхностью, углов наклона и поворота прожекторов в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Для ориентировочных расчетов можно пользоваться методом *удельной мощности*. Данные приведены в таблице 12.39 [9] и частично в таблице П.Г.10, а также частично в таблице 3.7.

Коэффициент запаса при расчете прожекторных установок принимается равным 1,5 при лампах накаливания и 1,7 при газоразрядных лампах.

Таблица 3.7 – Ориентировочные значения удельной мощности общего прожекторного освещения

Источник света (тип)	Ширина освещаемой площадки, м	Удельная мощность общего освещения, Вт/м ² при нормируемой минимальной освещенности, лк				
		0,5	1	2	5	10
ЛН	75 – 150	0,65	0,75	0,85		
	151 – 300	0,4	0,55	0,70		
КГ	75 – 150	0,18	0,45	0,55		
	126 – 300	0,15	0,25	0,40		
ДРЛ	75 – 250	0,20	0,35	0,45		
	251 – 300	0,18	0,30	0,50		
МГ	75 – 150	0,18	0,25	0,30		
	151 – 350	0,13	0,15	0,20		

При расчете методом *удельных мощностей* мощность прожекторной установки определяется по формуле

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{уд}} \cdot S_{\text{зоны}}, \quad (3.14)$$

где $S_{\text{зоны}}$ – площадь освещаемой поверхности, м²;

$P_{\text{уд}}$ – удельная мощность общего освещения, Вт/м² таблица 12.39 [7];

$P_{\text{пр}}$ – мощность прожекторной установки, Вт.

Задавшись мощностью лампы $P_{Л}$, определяется число ламп в прожекторной установке

$$N_{Л} = \frac{P_{ПП}}{P_{Л}}, \quad (3.15)$$

По таблице 12.38 [9] определяется тип прожектора и высота его установки. Окончательно выбирается количество прожекторов. Далее определяется суммарная мощность прожекторной установки. При этом необходимо помнить, что прожекторы – это однофазная нагрузка и при неравномерном распределении их по фазам необходимо найти эквивалентную трехфазную мощность. После этого определяется расчетный ток и выбирается сечение кабеля. При числе прожекторов больше двух необходимо выбирать трех или четырехжильный кабель с медными жилами и подключать его к линейному автомату цеховой подстанции или к РУ-0,4 (в зависимости от того, какой источник питания находится в помещении, на крыше которого установлен прожектор).

Контрольные вопросы

1. Каким образом связаны расчетные активная и реактивная мощности?
2. В каких случаях необходимо использовать систему общего освещения?
3. В каком случае необходимо провести корректировку расчетной активной мощности?
4. Как зависит нормируемая освещенность дорог и проездов от интенсивности движения автомобилей?
5. Охарактеризовать способы установки прожекторов для освещения открытых площадок.
6. Какие данные являются исходными при расчете уличного освещения точечным методом?

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТП С УЧЁТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП

В руководящих указаниях «Госгортехнадзора» рекомендуется следующая методика выбора числа и мощности трансформаторов для цеховых ТП.

Рассчитывается число и мощность силовых трансформаторов на ТП по расчетной мощности цеховых потребителей, исходя из рациональной их загрузки, в нормальном режиме и с учетом минимально необходимого резервирования в послеаварийном режиме.

1. Если предполагаемое число трансформаторов ≤ 3 , то определяется не число трансформаторов, а их мощность по формуле

$$S_{\text{НОМ.ТР}} = \frac{S_{\text{М}\Sigma}}{N \times K_3}, \quad (4.1)$$

где $S_{\text{М}\Sigma}$ - полная суммарная мощность, передаваемая через трансформаторы к потребителям;

N - число установленных на предприятии трансформаторов одного типоразмера;

K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов.

2. Если предполагаемое количество трансформаторов одного типоразмера больше трех, то определяется минимальное их число при заданной мощности трансформаторов, по формуле

$$N_{\text{MIN}} = \frac{P_{\text{М}\Sigma}}{K_3 \times S_{\text{НОМ.ТР}}} + \Delta N, \quad (4.2)$$

где $P_{\text{М}\Sigma}$ - суммарная активная мощность, проходящая через трансформаторы одного типоразмера;

K_3 - рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора ($K_3=0,7 - 0,8$);

$S_{\text{НОМ.ТР}}$ - мощность установленных на ТП трансформаторов одного типоразмера.

ΔN - добавка до ближайшего целого числа.

3. Экономически оптимальное число трансформаторов на предприятии рассчитывается по формуле

$$N_{\text{ОПТ}} = N_{\text{МИН}} + m, \quad (4.3)$$

где m - дополнительное количество трансформаторов необходимое для передачи некомпенсированной реактивной мощности через установленные на ТП трансформаторы, определяется по рисунку 4.7 [22] или рисунку П.Д.1.

Расчет по этой методике удобен и прост, если удельная плотность нагрузки всех объектов лежит в одном диапазоне и можно определить единый типоразмер трансформаторов для всех цехов предприятия.

Но так как и при учебном да и при реальном проектировании диапазон величины нагрузок и удельной плотности нагрузок имеет большой разброс, то можно рассмотреть несколько путей решения этой задачи. В дипломном и курсовом проектах студентам предлагается выбрать один из приведенных ниже способов расчета.

Расчет следует начинать с расстановки ТП на генеральном плане предприятия и подборе мощности трансформаторов в соответствии с активными нагрузками цехов.

При этом считается, что через трансформатор потребителям передается только активная мощность, а большая часть реактивной мощности компенсируется на шинах 0,4 кВ цеховых ТП, как показано на рисунке 4.1.

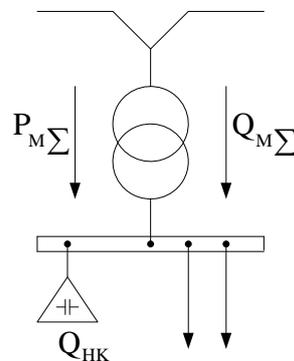


Рисунок 4.1- Упрощенная схема ТП с компенсацией реактивной мощности на шинах 0,4 кВ

$P_{M\Sigma}$ - суммарная активная мощность, передаваемая через цеховой трансформатор;

$Q_{M\Sigma}$ - некомпенсированная реактивная мощность;

$Q_{НК}$ - мощность компенсирующего устройства.

Порядок расчета числа и мощности трансформаторов на ТП

1. Намечается место установки цеховых ТП на генеральном плане предприятия. Как правило, ТП располагают вблизи самого мощного потребителя, а в рядом расположенные цехи, имеющие значительно меньшую мощность, по экономическим соображениям, целесообразно устанавливать РУ-0,4 кВ.

В общем случае трансформаторные подстанции должны размещаться как можно ближе к центру электрических нагрузок. Для этого должны применяться внутрицеховые ТП, а также встроенные в здание цеха или пристроенные к нему ТП, питающие отдельные цеха или части их.

ТП должны размещаться вне цеха только при невозможности размещения внутри его или при расположении части нагрузок вне цеха.

Применение внешних отдельно стоящих цеховых ТП целесообразно при питании от одной ТП нескольких цехов, при наличии в цехах взрывоопасных производств, при невозможности расположения ТП внутри цеха по соображениям производственного характера.

Однотрансформаторные цеховые ТП применяются при ЭП, допускающих перерыв в электроснабжении на время доставки «складского» резерва, или при резервировании, осуществляемом по перемычкам на вторичном напряжении.

Двухтрансформаторные цеховые ТП применяются при преобладании потребителей I и II категорий, а также при наличии неравномерного суточного или годового графика нагрузок.

2. Подбирают мощность и необходимое количество трансформаторов разных типоразмеров, исходя из их рациональной загрузки.

Цеховые ТП с числом трансформаторов более двух применяются при обосновании необходимости их применения, а также в случаях установки отдельных трансформаторов для питания силовых и осветительных нагрузок.

Наивыгоднейшая (или возможная) загрузка цеховых трансформаторов зависит от категории надежности потребителей электроэнергии, от числа трансформаторов и способа резервирования, а также от номинальных токов автоматических выключателей, встроенных в низковольтные вводные шкафы (ШВН) трансформаторных подстанций.

В общем случае рекомендуется применять следующие коэффициенты загрузки трансформаторов:

- при преобладании нагрузок II-категории на двухтрансформаторных ТП $K_3 = 0,65-0,7$;

- при преобладании нагрузок II-категории на двухтрансформаторных ТП и взаимном резервировании на вторичном напряжении $K_3 = 0,7-0,8$;

- при преобладании нагрузок II-категории и наличии складского резерва трансформаторов, а также при нагрузках III-категории $K_3 = 0,9-0,95$.

Допускается принимать загрузку трансформаторов на стадии проектирования, с учетом неполной компенсации реактивной мощности на шинах ТП равной: $K_3 = 0,7 - 0,8$.

Подбор производится как по мощности трансформаторов, так и по их количеству, при этом количество трансформаторов, как правило, не должно превышать четырех на одном ТП, а мощность одного трансформатора более 1000 кВА принимается только при наличии сосредоточенного потребителя мощностью >3000 кВт и удельной плотности этой нагрузки – более $0,2 - 0,3$ кВт/м² площади цеха. По экономическим соображениям (необходимость иметь складской резерв) принимать более двух типоразмеров трансформаторов на предприятии не рекомендуется, а количество трансформаторных подстанций определяется мощностью цеховых

потребителей, распределительные пункты (РУ-0,4 кВ), которых получают питание от цеховых ТП по кабельным линиям 0,4 кВ.

Для более наглядного решения по выбору числа и мощности трансформаторов рекомендуется составить черновую таблицу 4.1, где на предварительном этапе расчета по подбору мощности трансформаторов заполняются колонки 1, 2, 3, 4, 7, 8. Рассматриваются варианты использования трансформаторов мощностью 250, 400, 630 и 1000, Определяется их число и примерный коэффициент загрузки (как отношение расчетной активной мощности группы цехов к числу и мощности трансформаторов данного типоразмера).

Таблица 4.1 – Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП

№ ТП	№ цехов	Нагрузка по цехам				Число и мощность трансформаторов	К _з
		Нагрузка цехов Р _М , кВт	Суммарная нагрузка Р _{МΣ} , кВт	Нагрузка цехов Q _М , кВАр	Суммарная нагрузка Q _{МΣ} , кВАр		
1	2	3	4	5	6	7	8

Все варианты по выбору мощности и числа трансформаторов указываются в колонках 7, 8. (смотри пример по таблице 2.1)

Колонки 5, 6 заполняются после окончательного определения числа и мощности трансформаторов на ТП. В чистовом варианте в таблице остается только один типоразмер трансформаторов для каждого ТП.

Графу «8» нужно убрать, так как реальный коэффициент загрузки может оказаться незначительно, но выше из-за того, что полной компенсации реактивной мощности трудно добиться, так как плавное регулирование выработки реактивной мощности с помощью БСК невозможно.

3. После того как будет выбрано число и мощность трансформаторов необходимо сделать проверку, определив необходимое минимальное число трансформаторов по формуле (4.2), где за К_з - принимается наиболее характер-

ный коэффициент загрузки трансформаторов принятых к установке на всех ТП с трансформаторами одного типоразмера,

Изменяя значение K_3 (в небольших пределах, не выходя за границы рациональной загрузки трансформатора), добиваются равного результата N_{MIN} полученного по формуле (4.2) и действительным числом установленных трансформаторов одного типоразмера, принятых на основании таблицы 4.1.

4. Подставив значение, N_{MIN} полученное по формуле (4.2) и найденное по приложению П.Д.1 значение m , производят окончательный выбор числа и мощности трансформаторов по формуле (4.3)

Если полученное по формуле (4.3) число трансформаторов отличается от принятого ранее на основе выбора, то необходимо пересмотреть намеченное ранее число трансформаторов, или изменить коэффициент их загрузки в формуле (4.2).

Для лучшего восприятия студентом вышесказанного в таблице 4.2 приводится пример предварительного выбора числа и мощности трансформаторов для одного промышленного предприятия.

Выделенным показано оптимальное решение по выбору числа и мощности трансформаторов на ТП, остальные варианты не проходят из-за большого отклонения коэффициента загрузки от рекомендованного значения.

В качестве альтернативы при курсовом и дипломном проектировании студентам предлагается следующий подход выбора числа и мощности силовых трансформаторов цеховых ТП.

1. Для каждого цеха определяется удельная плотность нагрузки по выражению

$$\sigma = \frac{S_{\text{M}\Sigma}}{F}, \quad (4.4)$$

где F – площадь цеха, м^2 .

Таблица 4.2- Распределение нагрузок 0,4 кВ станкостроительного завода по ТП

№ ТП	№№ Цехов	Нагрузка по цехам				Число и мощность трансформаторов	K ₃
		Нагрузка цехов P _М , кВт	Суммарная нагрузка P _{МΣ} , кВт	Нагрузка цехов Q _М , кВАр	Суммарная нагрузка Q _{МΣ} , кВАр		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1153,85	1153,85			4×400 2×630 2×1000	0,72 0,92 0,58
2	2;22; охранное освещение	407,57+ 9,84+ 16,6	434,01			2×250 1×630	0,87 0,69
3	12;12 ^А ;13; освещение площадки	156,49+ 150,19+ 157,89+ 1,85	466,42			3×250 2×400 1×630	0,62 0,58 0,74
4	21;18;17; уличное освещение	217,45+ 667,0+ 219,75+ 18,98	1123,2			4×400 2×630	0,70 0,89
5	9;19;8;8 ^А освещение площадки; освещение склада угля	261,73+ 224,23+ 54,215+ 54,215+ 3,96+ 5,67	603,74			3×250 2×400 1×630 1×1000	0,80 0,75 0,96 0,60

2. Номинальные мощности силовых трансформаторов выбираются из рекомендованных соотношений, приведенных в таблице 4.3, а также с учетом того, что мощность одного трансформатора более 1000 кВА принимается только при наличии сосредоточенного потребителя мощностью >3000 кВт, для цехов общезаводского назначения и удельной плотности этой нагрузки более 0,2 – 0,3 кВА/м².

Таблица 4.3- Соотношения удельной плотности нагрузки и номинальной мощности силовых трансформаторов

Удельная плотность нагрузки, σ, кВА/м ²	Рекомендуемая номинальная мощность трансформатора, Sn.тр, кВА
< 0,1	до 630
0,10-0,2	1000
0,2-0,3	1600
>0,3	2500

3. По выражениям 4.2 и 4.3 определяется количество трансформаторов каждой номинальной мощности.

Дальнейший расчет одинаков по обоим подходам.

4.2 Составление схемы электроснабжения предприятия

Характерной особенностью схем внутризаводского распределения электроэнергии является большая разветвленность сети. При построении общей схемы внутризаводского электроснабжения необходимо принимать варианты, обеспечивающие рациональное использование ячеек распределительных устройств, минимальную длину распределительной сети, максимум экономии коммутационно-защитной аппаратуры.

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняют по магистральной, радиальной и смешанной схеме. Выбор схемы определяется категорией надежности потребителей, их территориальным размещением, особенностями режимов работы:

- радиальная схема электроснабжения (рисунок 4.2(а)), схема в которой электроэнергия от источника питания передается непосредственно к приемному пункту. Применяются в основном для питания сосредоточенных потребителей (насосные станции, печи, преобразовательные установки, цеховые подстанции), расположенные в различных направлениях от центра питания;

- двухступенчатые радиальные схемы с промежуточными РП (рисунок 4.2(б)), применяются для питания через РП (имеющих высоковольтную нагрузку) потребителей электроэнергии, так как нецелесообразно загружать основной центр питания предприятия, с дорогими ячейками КРУ, большим количеством мелких отходящих линий. От вторичных РП питание подается на цеховые ТП без сборных шин высшего напряжения. В этом случае используют глухое присоединение трансформаторов или предусматривают выключатель нагрузки, при мощности трансформатора 400 кВ·А и ниже можно использовать разъединитель с предохранителем. Коммутационно-защитную аппаратуру при этом устанавливают на РП;

- магистральные схемы распределения электроэнергии (рисунок 4.2(в)), применяют в том случае, когда потребителей много и радиальные схемы нецелесообразны. Основное преимущество магистральной схемы заключается в сокращении звеньев коммутации. Магистральные схемы целесообразно применять при расположении ТП, близко к линейному, что способствует прямому прохождению магистрали от источника питания до потребителей и тем самым сокращению длины линии.

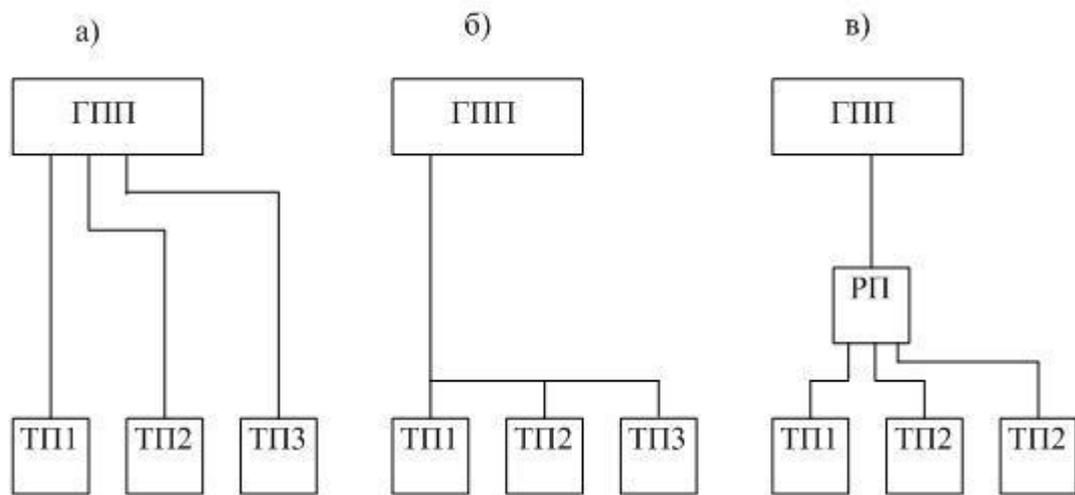


Рисунок 4.2- Схемы внутризаводского электроснабжения;

а) радиальная схема; б) магистральная схема; в) двухступенчатая радиальная схема с промежуточным РП.

Примеры схем электроснабжения представлены на рисунках 4.3а - 4.3в.

4.3 Расчет реактивной мощности подлежащей компенсации на стороне 0,4 кВ

Определив число трансформаторов соответствующей мощности и схему внутризаводского электроснабжения, необходимо выбрать мощность компенсирующих устройств на шинах 0,4 кВ ТП.

Реактивная составляющая Q полной мощности S расходуется на создание магнитных полей в отдельных элементах электрической сети, в частности: трансформаторах, электрических двигателях, линиях электропередачи, газоразрядных источниках света, дуговых сталеплавильных печах и др. Практически

она не потребляется, а перетекает от ИП (генератора) к ЭП и обратно. Так как это перетекание Q совершается через элементы сети, содержащие активное сопротивление R , то на его нагрев расходуется мощность, т.е. от генератора требуется дополнительная энергия.

Актуальность компенсации реактивной мощности обусловлена следующими причинами:

- возникающие потери активной мощности и потери напряжения в сети за счет передачи реактивной мощности увеличивают капитальные затраты в системе электроснабжения;

- реактивная мощность излишне загружает все элементы сети, поскольку они выбираются по полной мощности и полному току;

- загрузка элементов сети реактивной мощностью уменьшает пропускную способность линии и трансформаторов по активной мощности и току.

Полные затраты на производство и передачу всей необходимой предприятию реактивной мощности от шин электростанций в большинстве случаев значительно больше, чем затраты на производство реактивной мощности непосредственно в системе электроснабжения предприятия. Поэтому экономически целесообразно от генераторов электростанций передавать часть реактивной мощности, а большую - компенсировать на шинах подстанций предприятия.

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы одного типоразмера в сеть 0,4 кВ по формуле:

$$Q_{\text{МАХ.ТР}} = \sqrt{(N_{\text{ОПТ}} \times K_3 \times S_{\text{НОМ.ТР}})^2 - P_{\text{М}\Sigma}^2}, \quad (4.5)$$

где K_3 и $P_{\text{М}\Sigma}$ - соответствуют значениям, принятым в расчетах по формуле (4.2).

При этом $Q_{\text{МАХ.ТР}}$ не должно получиться отрицательным. Если $Q_{\text{МАХ.ТР}}$ получается отрицательным то:

а) необходимо изменить коэффициент загрузки трансформаторов K_3 в формуле (4.2) и соответственно в формуле (4.5), при этом нужно следить, чтобы новое

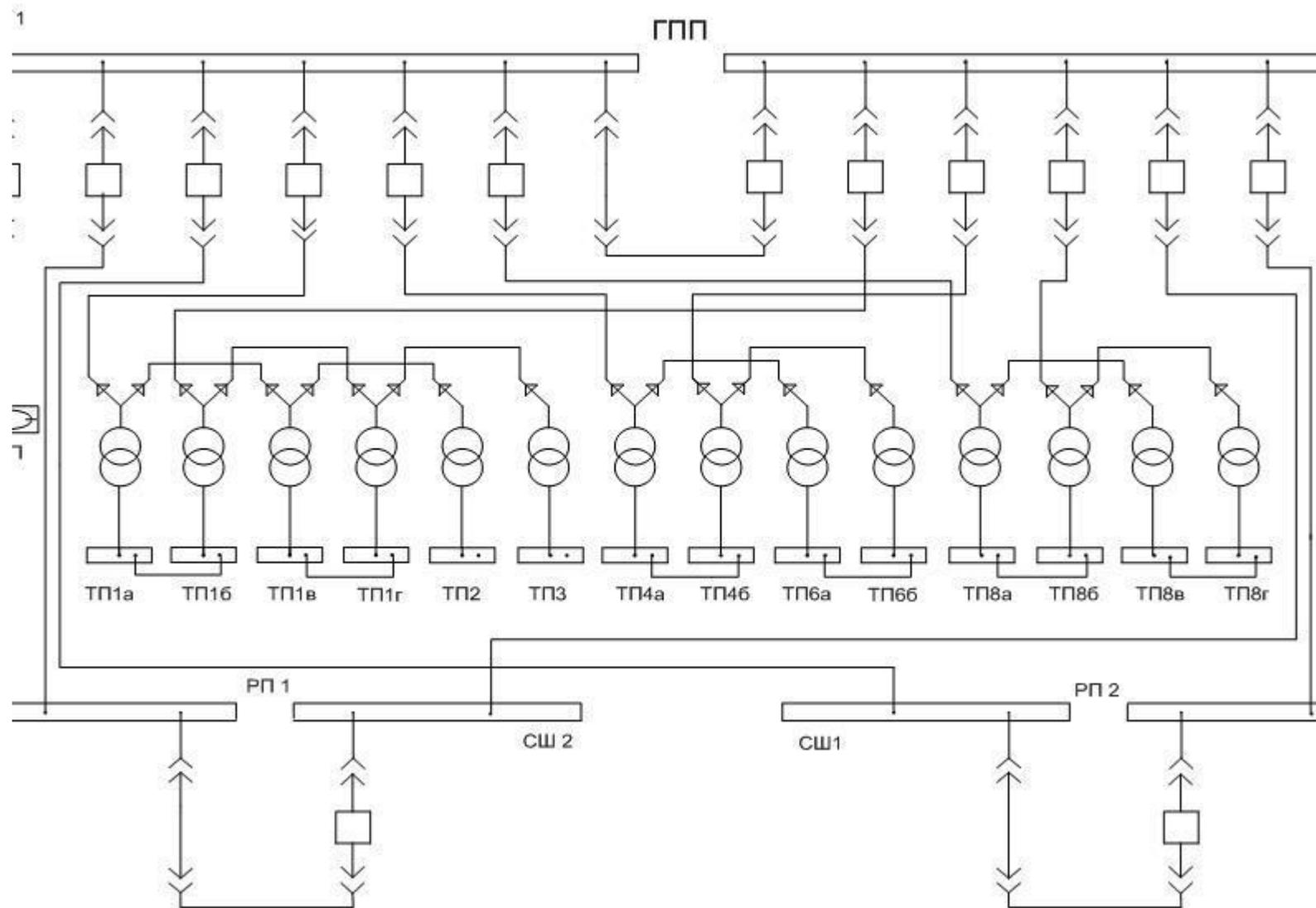


Рисунок 4.3а- Схема электроснабжения трансформаторных подстанции высоковольтной нагрузки от ГПП

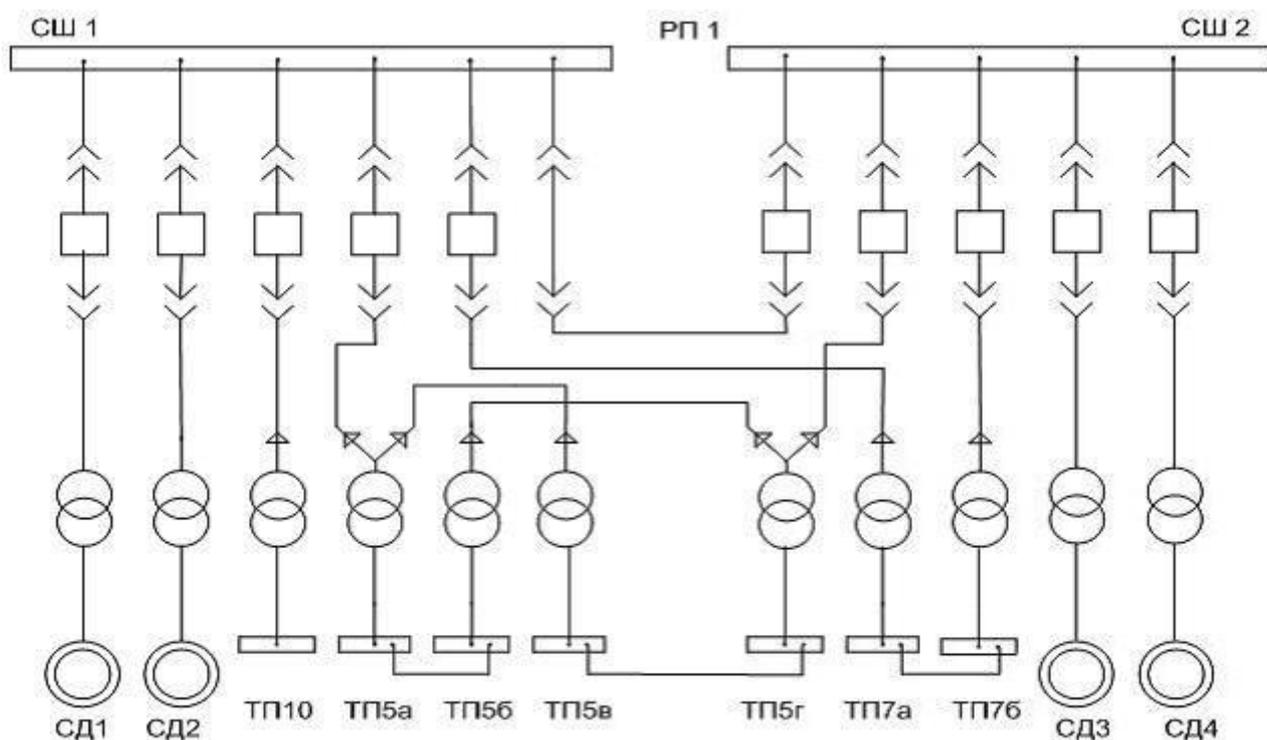


Рисунок 4.3б- Схема электроснабжения трансформаторных подстанций и высоковольтной нагрузки от РП 1

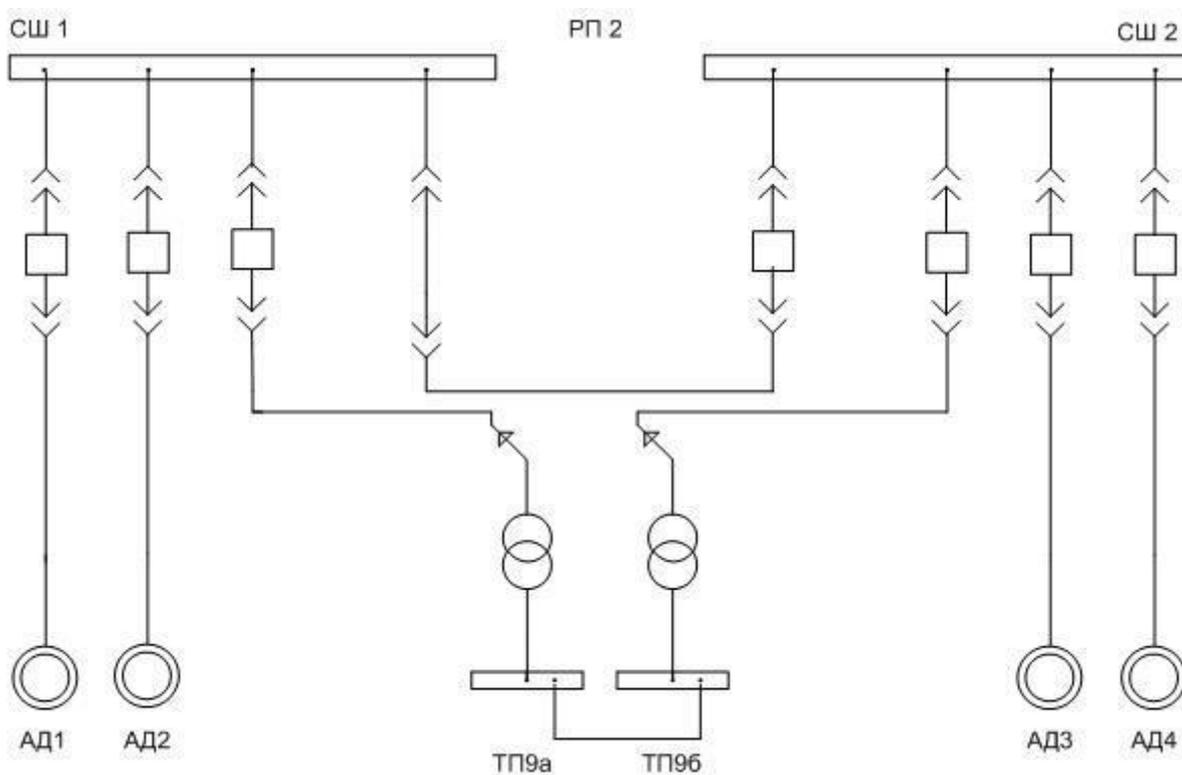


Рисунок 4.3в- Схема электроснабжения трансформаторных подстанций и высоковольтной нагрузки от РП2

значение, N_{MIN} получаемое по формуле (4.2) не изменило бы общее число принятых трансформаторов;

б) вернуться к пункту 4.1 и пересмотреть число и мощность выбираемых трансформаторов.

Дополнительная мощность батарей статических конденсаторов устанавливаемых на шинах ТП в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 6-10 кВ рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{НК}} = Q_{\text{НК1}} + Q_{\text{НК2}}, \quad (4.6)$$

где $Q_{\text{НК1}}$ и $Q_{\text{НК2}}$ - суммарные мощности батарей конденсаторов, определенные на двух указанных этапах расчета.

Первый этап расчета мощности низковольтных батарей конденсаторов:

- суммарная мощность батарей конденсаторов на напряжение 0,4 кВ рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{НК1}\Sigma} = Q_{\text{M}\Sigma} - Q_{\text{МАХ.ТР}}, \quad (4.7)$$

где $Q_{\text{M}\Sigma}$ - суммарная реактивная мощность всех потребителей цеховых ТП

где установлены одинаковые по мощности трансформаторы;

$Q_{\text{МАХ.ТР}}$ - принимаем из расчета по формуле (4.5)

- суммарная мощность НБК, приходящаяся на один трансформатор рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{НК1}}^{\text{I}} = \frac{Q_{\text{НК1}\Sigma}}{N_{\text{ОПТ}}} \quad (4.8)$$

Второй этап расчета мощности низковольтных батарей конденсаторов:

- дополнительная мощность $Q_{\text{НК2}}$ батарей конденсаторов для данной группы трансформаторов на ТП определяется по формуле

$$Q_{\text{НК2(ТПi)}} = Q_{\text{M}\Sigma(\text{ТПi})} - Q_{\text{НК1}}^{\text{I}} \times N_{(\text{ТПi})} - \gamma \times N_{\text{ОПТ(ТПi)}} \times S_{\text{НТР}}, \quad (4.9)$$

где $Q_{\text{M}\Sigma(\text{ТП})}$ - суммарная реактивная мощность потребителей на данном ТП;

$N_{(\text{ТП})}$ - количество трансформаторов на ТП

γ - расчётный коэффициент, зависящий от расчётных параметров K_{P1} и K_{P2} , и схемы питания цеховой ТП

- для радиальной схемы γ определяют по рисунку П.Д.2;
- для магистральной схемы с двумя трансформаторами по рисунку П.Д.3;
- для магистральной схемы с тремя и более трансформаторами $\gamma = K_{P1}/30$;
- для двухступенчатой схемы питания трансформаторов от РП 6-10 кВ, на которых отсутствуют источники реактивной мощности $\gamma = K_{P1}/60$;
- значение K_{P1} для Дальнего Востока принимается 2 (таблица 4.6 [22]);
- значение K_{P2} принимается по таблице П.Д.1;
- если ТП питается от РП с СД, то $Q_{HK2} = 0$

Если в расчетах окажется, что $Q_{HK2} < 0$, то для данной группы трансформаторов на ТП реактивная мощность Q_{HK2} принимается равной нулю.

Результаты расчёта свести в таблицу 4.4.

Таблица 4.4- Реактивная мощность, подлежащая компенсации

№	$Q_{M(TPi)}$	$S_{ном.тр. TPi}$, кВА	$Q'_{HK1(TPi)}$, кВАр	$Q_{HK(TPi)}$, кВАр	Схема питания ТП.	γ	$Q_{HK2(TPi)}$, кВАр	$Q_{HK(TPi)}$, кВАр
---	--------------	-------------------------	------------------------	----------------------	-------------------	----------	-----------------------	----------------------

4.4 Выбор низковольтных БСК

Выбор комплектные конденсаторные установки напряжением 0,4 кВ с автоматическим регулированием по напряжению заключается в подборе мощности БСК для компенсации реактивной нагрузки на ТП.

Необходимо выбрать оптимальный вариант, т.е. подобрать мощность и количество БСК на ТП так, чтобы было скомпенсировано максимальное потребление реактивной мощности, но, чтобы суммарная мощность конденсаторной установки не превышала всю реактивной нагрузки ТП. На каждый трансформатор цехового ТП выбирается одинаковое количество БСК одного типа.

Мощность компенсирующего устройства приходящегося на один трансформатор:

$$Q_{\text{КОМ, (ТПі)}} = \frac{Q_{\text{НК(ТПі)}}}{N_{\text{ТР(ТПі)}}}. \quad (4.10)$$

Тип и необходимая мощность конденсаторной установки выбирается по таблице П.Д.2.

Пример выбора БСК приведен в таблице 4.5. На шины каждого трансформатора выбрано две батареи БСК (по одной БСК каждого типа), компенсация реактивной мощности составит 275 кВАр, а на ТП в целом компенсируется 550 кВАр из 563,174 кВАр реактивной нагрузки.

Таблица 4.5- Выбор БСК на 0,4 кВ

№ ТП	$Q_{\text{НК(ТПі)}}$, кВАр	$N_{\text{ТР(ТПі)}}$	$Q_{\text{КОМ(ТПі)}}$, кВАр	Количество и тип БСК	$Q_{\text{БСК(ТПі)}}$, кВАр
1	563,174	2	281,587	2хУКБН-0,38-200-У3, 2хУКЗ-0,38-75У3	550

4.5 Расчёт потерь мощности в трансформаторах на ТП

Для определения расчетной нагрузки на шинах ВН подстанций необходимо учитывать потери мощности в трансформаторах цеховых ТП.

В данном пункте выбираются тип трансформаторов на ТП и рассчитываются потери мощности в них.

В настоящее время для внутриводской системы электроснабжения применяются масляные и сухие силовые трансформаторы.

Типы и исполнения трансформаторов выбираются в зависимости от условий их установки, охлаждения, температуры и состояния окружающей среды. Для наружной установки наиболее экономичны и надежны масляные трансформаторы. В загрязненных зонах предприятий при наружной установке применяются трансформаторы с усиленной изоляцией вводов.

Для внутренней установки также преимущественно применяются масляные трансформаторы.

Основной изолирующей средой сухих трансформаторов является твердый диэлектрик и охлаждающей - атмосферный воздух. В некоторых случаях для повышения интенсивности теплоотдачи применяют искусственную усиленную циркуляцию воздуха при помощи вентиляторов. Эти трансформаторы имеют ограниченную область применения, так как они дороже масляных. Их целесообразно применять главным образом при небольшой мощности (160-400 кВА и не более 630-1000 кВА) при первичном напряжении не выше 10 кВ. В основном они применяются там, где недопустима установка масляных трансформаторов по условиям пожарной опасности.

Сухие трансформаторы неустойчивы к грозовым перенапряжениям. При работе по сравнению с масляными они создают повышенный шум. Их нужно устанавливать в сухих, непыльных помещениях с относительной влажностью не более 65 % и располагать на расстоянии не менее 200 мм от стен здания для улучшения условий охлаждения. Трансформаторы "РЕЗИБЛОК" (ТС(З)Р) могут работать даже при влажности, достигающей до 100 %, в условиях конденсации водяных паров, а также в условиях химического загрязнения. Кроме того, сухие трансформаторы можно устанавливать непосредственно в производственных и других помещениях без ограничения мощности, а также в подвалах и на любом этаже зданий, а масляные нельзя ставить выше второго этажа и ниже первого этажа более чем на 1 м.

Сухие трансформаторы легко разместить в помещениях» на колоннах, кронштейнах, балках, фермах и т. п., так как они не содержат охлаждающей жидкости и, следовательно, не требуют довольно громоздких устройств для ее удаления. Благодаря этому сухие трансформаторы небольшой мощности практически не требуют специального места в обслуживаемом ими помещении и целесообразны, например, для питания освещения при системе раздельного питания силового и осветительного электрооборудования.

По таблице П.Ж.3 и П.Ж.4 выбираются тип трансформаторов устанавливаемых на ТП. В таблице 4.6 необходимо представить технические данные принятых трансформаторов.

Таблица 4.6- Паспортные данные трансформаторов

Тип	S _{н.тр} кВА	ВН, кВ	НН, кВ	Потери, кВт		U _{кз} , %	I _{хх} , %
				P _х	P _к		
1	2	3	4	5	6	7	8

Расчет потерь мощности в трансформаторах цеховых ТП производится в следующем порядке:

1. Реактивная мощность, проходящая через трансформаторы после установки БСК:

$$Q_{ВК(ТПi)}^I = Q_{M\Sigma(ТПi)} - Q_{БСК(ТПi)}. \quad (4.11)$$

2. Максимальная мощность нагрузки на ТП с учетом компенсации реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ без учета потерь в трансформаторах, рассчитываем по формуле:

$$S_{M\Sigma(ТПi)} = \sqrt{(P_{M\Sigma(ТПi)})^2 + (Q_{ВК(ТПi)}^I)^2}, \quad (4.12)$$

где P_{MΣ(ТПi)} - суммарная активная нагрузка на каждом ТП (таблица 4.1);

3. Коэффициент загрузки трансформаторов на ТП:

$$K_3 = \frac{S_{M\Sigma(ТПi)}}{N \times S_{н.тр}} \quad (4.13)$$

4. Реактивная мощность режима холостого хода:

$$\Delta Q_{ХХ} = \frac{I_{ХХ} \times S_{н.тр}}{100}, \quad (4.14)$$

где I_{ХХ} - ток холостого хода, % принимаем по таблице 4.6 для каждого типоразмера трансформатора.

5. Реактивная мощность режима короткого замыкания:

$$\Delta Q_{КЗ} = \frac{u_{К} \times S_{Н.ТР}}{100}; \quad (4.15)$$

где $u_{К}$ - напряжение короткого замыкания, % также принимаем по таблице 4.6

6. Приведенные потери активной мощности режима холостого хода трансформатора:

$$\Delta \mathcal{E}'_{XX} = \Delta \mathcal{E}_{XX} + k_{ПП} \times \Delta Q_{XX}, \quad (4.16)$$

где $k_{ПП}$ - коэффициент повышения потерь, для цеховых ТП $k_{ПП} = 0,07$ кВт/кВАр;

$\Delta \mathcal{E}_{XX}$ - потери активной мощности трансформатора режима холостого хода, кВт принимаем по таблицы 4.3.

7. Приведенные потери активной мощности режима короткого замыкания трансформатора:

$$\Delta \mathcal{E}'_{КЗ} = \Delta \mathcal{P}_{КЗ} + k_{ПП} \times \Delta Q_{КЗ}, \quad (4.17)$$

где $\Delta Q_{КЗ}$ - потери активной мощности трансформатора режима короткого замыкания;

8. Значение полных приведенных потерь активной мощности в трансформаторах ТП:

$$\Delta \mathcal{E}'_{ТР(ТПi)} = N_{ТР} \times (P'_{XX} + K_3^2 \times \Delta \mathcal{E}'_{КЗ}). \quad (4.18)$$

9. Значение полных приведенных потерь реактивной мощности в трансформаторах ТП:

$$\Delta Q'_{ТР(ТПi)} = N_{ТР} \times (Q_{XX} + K_3^2 \times \Delta Q_{КЗ}) \quad (4.19)$$

10. Полная активная мощность с учетом потерь в трансформаторах:

$$P'_{М.(ТПi)} = P_{М\Sigma(ТПi)} + \Delta \mathcal{P}'_{ТР(ТПi)}. \quad (4.20)$$

11. Фактическая реактивная мощность, проходящая через трансформаторы ТП с учетом приведенных потерь в ТП:

$$Q_{\text{ВК(ТП}i)} = Q'_{\text{ВК(ТП}i)} + \Delta Q'_{\text{ТР(ТП}i)} \quad (4.21)$$

12. Полная максимальная мощность нагрузки на ТП с учетом потерь в трансформаторах:

$$S_{\text{М.(ТП}i)} = \sqrt{(P'_{\text{М.(ТП}i)})^2 + (Q_{\text{ВК(ТП}i)})^2} \quad (4.22)$$

Результаты расчетов заносятся в таблицу 4.7

Таблица 4.7- Расчетные потери мощности в трансформаторах ТП и расчетные нагрузки на шинах 10 кВ ТП

№ ТП	$P_{\text{М}\Sigma \text{ ТП}},$ кВт	$Q_{\text{М}\Sigma \text{ ТП}},$ кВАр	$Q_{\text{БСК}},$ кВАр	$Q'_{\text{ВК}},$ кВАр	$S_{\text{М}\Sigma},$ кВА	Кз	$\Delta P_{\text{ХХ}},$ кВт	$\Delta Q_{\text{ХХ}},$ кВАр	$\Delta P_{\text{КЗ}},$ кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

№ ТП	$\Delta Q_{\text{КЗ}},$ кВАр	$\Delta P'_{\text{ХХ}},$ кВт	$\Delta P'_{\text{КЗ}},$ кВт	$\Delta P'_{\text{ТР}},$ кВт	$\Delta Q'_{\text{ТР}},$ кВАр	$P'_{\text{М.ТП}},$ кВт	$Q_{\text{ВК.ТП}},$ кВАр
	11	12	14	15	16	17	18

Контрольные вопросы

1. С расчета какого параметра начинается выбор числа и мощности трансформаторов цеховых ТП при количестве трансформаторов одного типоразмера до трех и больше трех?
2. Каким образом определяется место установки цеховой ТП, питающей несколько цехов?
3. Сколько трансформаторов и в каких случаях устанавливаются на цеховых ТП?
4. По каким критериям определяется рекомендованный коэффициент загрузки силовых трансформаторов цеховых ТП?
5. Каким образом определяются номинальные мощности силовых трансформаторов?
6. В каких случаях применяется радиальная схема внутриводского электропитания?
7. В каких случаях применяется двухступенчатые радиальные схемы с промежуточными РП?

8. В каких случаях применяется магистральная схема внутризаводского электро-снабжения?

9. Достоинства применения силовых трансформаторов с масляным охлаждением.

10. Достоинства применения сухих трансформаторов.

11. В чем состоит актуальность компенсации реактивной мощности непосредственно у потребителя?

12. Каким образом выбирается фактическая мощность конденсаторных установок для установки на цеховых ТП?

5 РАСЧЁТ И ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Картограмма представляет собой размещенные на генеральном плане цеха окружности (дуговые диаграммы), площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчетным нагрузкам. Окружность должна состоять из секторов, обозначающих соотношение нагрузки силовой 0,4 кВ, силовой 10 кВ и осветительной.

При построении картограммы нагрузок отдельных цехов предприятия центры окружностей совмещают с центрами тяжести геометрических фигур, изображающих отдельные участки цехов с сосредоточенными нагрузками.

Картограмма даёт представление о распределении нагрузок цехов по территории предприятия. Считается, что электрические нагрузки в цехах расположены равномерно. Значение радиуса диаграммы находят из условия равенства расчётной мощности цеха P_i в выбранном масштабе площади круга:

$$P_i = \pi \cdot r_i^2 \cdot m, \quad (5.1)$$

где m – масштабный коэффициент, кВт/м²;

P_i – расчётная мощность цеха, равная сумме силовой на 0,4 и 10 кВ и осветительной нагрузок;

r_i – радиус круга, м.

Радиус окружности рассчитывается по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{\Sigma i}}{m \cdot \pi}}, \quad (5.2)$$

Далее производится определение угла сектора ω , показывающего, какую долю занимает высоковольтная, осветительная или низковольтная нагрузка в составе общей нагрузки цеха

$$\omega = \frac{360 \cdot P_J}{P_i}, \quad (5.3)$$

где P_J – высоковольтная, осветительная или низковольтная нагрузка, кВт;

P_i - суммарная нагрузка цеха, кВт.

Углы секторов считаются в градусах, а радиусы картограмм в метрах.

Результаты расчёта свести в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 Данные для построения картограмм электрических нагрузок

№	Наименование цеха	$P_{мс}$, кВт	$P_{10кВ}$, кВт	$P_{мо}$, кВт	P_{Σ} , кВт	r_i , м	ω_{MO} , град	$\omega_{0,4кВ}$, град	$\omega_{10кВ}$, град
---	-------------------	----------------	------------------	----------------	--------------------	-----------	----------------------	-------------------------	------------------------

При построении картограммы нагрузок отдельных цехов предприятия центры окружностей совмещают с центрами тяжести геометрических фигур, изображающих отдельные участки цехов с сосредоточенными нагрузками.

5.1 Определение центра электрических нагрузок

Определение центра электрических нагрузок (ЦЭН) производится для выбора места расположения ГПП. На основании построенных картограмм находят координаты условного центра активных электрических нагрузок предприятия, где и находится место расположения источника питания (ГПП). Если по каким либо причинам (технологическим, архитектурным) нельзя расположить в этом центре источник питания, то его смещают в сторону, где есть реальная возможность его расположения.

Для определения ЦЭН, левый нижний угол периметра предприятия совмещаем с началом координат (по генплану), затем находим координаты центров электрических нагрузок каждого цеха. В случае, когда распределение нагрузок по территории цеха не известно, в курсовом и дипломном проектировании допустимо в качестве центра нагрузок принимать геометрический центр цеха.

Определение ЦЭН реализуется по выражениям:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \cdot X_i)}{\sum_{i=1}^n (P_i)}, \quad (5.4)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \cdot Y_i)}{\sum_{i=1}^n (P_i)}, \quad (5.5)$$

где X_i, Y_i - геометрические координаты i - го цеха;

P_i - активная мощность нагрузки i - го цеха, кВт;

$\sum_{i=1}^n (P_i)$ - суммарная активная мощность всего предприятия, кВт.

$$\sum_{i=1}^n (P_i) = \sum_{i=1}^n (P_{M\Sigma i} + P_{B/B}), \quad (5.6)$$

где $P_{M\Sigma}$ - сумма активных силовых и осветительных нагрузок;

$P_{B/B}$ - сумма активных нагрузок напряжением 10 кВ;

n - количество цехов.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 5.2

Таблица 5.2- Определение месторасположения ЦЭН

№	Наименование цеха	$P_{M\Sigma i}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	$P_i \cdot X_i$	$P_i \cdot Y_i$
1	2	3	4	5	6	7

5.2 Выбор местоположения ГПП

Наиболее удачным местом является ЦЭН, так как уменьшается длина кабельных линий до наиболее мощных потребителей, уменьшаются потери электроэнергии в распределительных линиях и затраты на их сооружение. Если для установки ГПП в центре электрических нагрузок места недостаточно, ГПП переносится на свободное место по направлению к источнику питания (районной подстанции). Расположение ГПП на территории завода показать на генплане.

Контрольные вопросы

1. Что такое «картограмма электрических нагрузок»?
2. Для чего рассчитывается ЦЭН?
3. Как реализуется выбор местоположения ГПП?

6 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ГПП

Основными требованиями при выборе числа трансформаторов на ГПП является надёжность электроснабжения потребителей и минимум приведённых затрат на трансформаторы. Чаще всего применяются двухтрансформаторные подстанции, прежде всего по экономическим соображениям и из условия обеспечения надёжности электроснабжения.

Однотрансформаторные ГПП применяются редко, когда могут быть обеспечены [14]:

- автоматическое восстановление питания нагрузок 1-й категории и особой группы;

- возможность восстановления длительного питания всех основных нагрузок данного предприятия по связям вторичного напряжения с соседними ГПП, с ТЭЦ или другими источниками питания;

- возможность быстрой замены или ремонта поврежденного трансформатора для восстановления нормальной работы производства.

Подстанции 35 – 220 кВ с числом трансформаторов более двух применяют, когда нельзя обеспечить надёжное питание разнородных потребителей данного предприятия с учетом особенностей режима их работы, а именно [14]:

- при необходимости выделения питания крупных, часто повторяющихся ударных нагрузок (крупные электродвигатели с ионным приводом, крупные электропечи и т. п.);

- на транзитных ГПП, имеющих несколько питающих и отходящих линий и сборные шины, когда двухтрансформаторные подстанции не имеют преимуществ в отношении конструктивного выполнения;

- при очень концентрированных нагрузках, когда двухтрансформаторные ГПП невозможно применить по схемным или конструктивным соображениям;

- по условиям дальнейшего роста нагрузок предприятия, когда технически и экономически целесообразной является установка третьего трансформатора вместо замены двух работающих трансформаторов на трансформаторы большей мощности.

В упомянутых случаях вопрос о числе трансформаторов решается по эксплуатационным соображениям, по соображениям дальнейшего развития подстанции, ее связи с энергосистемой, а также в зависимости от характера и режима работы главных потребителей и других факторов, но с обязательным условием технико-экономического сравнения различных вариантов.

Работа трансформаторов как на цеховых подстанциях, так и на ГПП почти всегда бывает раздельная. Это упрощает релейную защиту и уменьшает токи КЗ в сети вторичного напряжения. Последнее особенно важно для выбора коммутационных аппаратов на напряжении до 1000 В, которые имеют недостаточную коммутационную способность и электродинамическую стойкость при трансформаторах мощностью 1000 кВА и более.

Выбор мощности трансформаторов ГПП производится на основании расчётной нагрузки предприятия в нормальном режиме работы с учётом режима энергоснабжающей организации по реактивной мощности. В послеаварийном режиме (при отключении одного из трансформаторов) для надёжного электроснабжения потребителей предусматривается их питание от оставшегося в работе трансформатора. При этом часть неответственных потребителей, с целью снижения нагрузки трансформатора, может быть отключена.

6.1 Определение реактивной мощности, вырабатываемой синхронными двигателями

Каждый установленный синхронный двигатель является источником реактивной мощности, минимальную величину которой по условию устойчивой работы СД определяют по формуле:

$$Q_{\text{СД}} = K_{\text{СД}} \times Q_{\text{н.СД}}, \quad (6.1)$$

где $K_{\text{СД}}$ - коэффициент загрузки СД по активной мощности.

Синхронные двигатели имеют значительно большие относительные потери на 1 кВАр вырабатываемой реактивной мощности по сравнению с конденсаторными установками. В тоже время, если СД уже установлены на предприятии по условиям технологии, их следует в первую очередь полностью использовать для компенсации реактивной мощности.

Коэффициент загрузки СД по активной мощности определяется по формуле:

$$K_{\text{СД}} = \frac{P_{\text{ЗАД}}}{N \times P_{\text{НОМ}}}, \quad (6.2)$$

где $P_{\text{ЗАД}}$ - заданная активная мощность, кВт;

N - количество синхронных двигателей;

$P_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность выбранных двигателей, кВт.

Экономически целесообразная реактивная мощность, получаемая от СД, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{СДЭ}} = \frac{Q_{\text{Н.СД}} \times (Z_{\text{ВК}} \times Q_{\text{Н.СД}} - K_1 \times C_{\text{РП}})}{2 \times K_2 \times C_{\text{РП}}}, \quad (6.3)$$

где $Z_{\text{ВК}}$ - удельная стоимость 1 кВАр реактивной мощности БСК;

$C_{\text{РП}}$ - стоимость 1 кВт генерирующей мощности (принимается по двухставочному тарифу, на электрическую энергию напряжение 10 кВ, на момент расчетов), $C_{\text{РП}} = 575 \times 12 \text{руб./кВт} \times \text{год}$ (2006 г.);

K_1, K_2 - коэффициенты потерь в СД.

Удельная стоимость одного кВАр БСК рассчитывается по формуле

$$Z_{\text{ВК}} = \frac{K_{\text{ЯЧ.}} \times (E_{\text{Н}} + E_{\text{А1}} + E_{\text{ТР1}}) + K_{\text{БСК}} \times (E_{\text{Н}} + E_{\text{А2}} + E_{\text{ТР2}}) + P_{\text{УД.БСК}} \times Q_{\text{БСК}} \times C_{\text{РП}}}{Q_{\text{БСК}}}, \quad (6.4)$$

где $K_{\text{ЯЧ.}}$ - стоимость ячейки КРУ, тыс. руб.,

$K_{\text{БСК}}$ - стоимость БСК, определяется по формуле

$$K_{\text{БСК}} = K_{\text{БСК}}^I \times K_{\text{уд}}, \quad (6.5)$$

где $K_{\text{БСК}}^I$ - стоимость БСК в старых ценах, тыс. руб., принимаются по таблице П.Д.3;

$K_{\text{уд}}$ - коэффициент удорожания, $K_{\text{уд}} = 42$;

$E_{\text{Н}}, E_{\text{А}}, E_{\text{ТР}}$ - нормативные коэффициенты отчислений: эффективности, амортизации и текущего ремонта, соответственно, принимаются по таблице П.И.1;

$\Delta D_{\text{уд.БСК}} = 0,003$ кВт/кВАр – количество активной мощности затраченной на выработку 1 кВАр реактивной мощности (для высоковольтной БСК);

$Q_{\text{БСК}}$ - мощность БСК, принимается $Q_{\text{БСК}} \approx Q_{\text{Н.СД}}$.

Если в результате расчётов окажется, что $Q_{\text{СДЭ}} > Q_{\text{СД}}$, принимают $Q_{\text{СДЭ}} = Q_{\text{СД}}$.

Суммарная экономически целесообразная реактивная мощность, получаемая от СД, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{СДЭ}(\Sigma)} = n \times Q_{\text{СДЭ}} \quad (6.6)$$

6.2 Определение расчётной активной мощности предприятия

Суммарная активная нагрузка предприятия складывается из нагрузки потребителей на напряжение 0,4 и 10 кВ и потерь мощности в трансформаторах цеховых ТП.

Суммарная активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{М}\Sigma \text{Зав.}} = P_{\text{М}\Sigma (0,4)} + \sum \Delta D_{\text{ТР.ТП}}^I + P_{\text{М}\Sigma (10)}, \quad (6.7)$$

где $P_{\text{М}\Sigma (0,4)}$ - суммарная активная мощность на напряжение 0,4 кВ, кВт;

$\sum \Delta D_{\text{ТР.ТП}}^I$ - расчетные потери в трансформаторах цеховых ТП, кВт;

$P_{M\Sigma(10)}$ - суммарная активная мощность высоковольтных потребителей на 10 кВ, кВт.

6.3 Определение реактивной мощности, получаемой от энергосистемы

Рассмотрим два варианта внешнего электроснабжения проектируемого предприятия:

1. Электроэнергия передается от районной подстанции до ГПП напряжением 35 кВ и распределяется по территории предприятия напряжением 10 кВ.

2. Электроэнергия передается от районной подстанции до ГПП напряжением 110 кВ и распределяется по территории предприятия напряжением 10 кВ.

Расчёт ведётся для двух напряжений.

Оптимальная реактивная мощность, получаемая от энергосистемы в период максимума нагрузок $Q_{Э1}$, определяется двумя способами.

1) - реактивная мощность, которую можно получить от энергосистемы:

$$Q_{Э1} = \alpha \times P_{M\Sigma} , \quad (6.8)$$

где α - коэффициент, зависящий от максимальной активной расчетной нагрузки предприятия, напряжения сети внешнего электроснабжения и района страны, в котором расположено проектируемое предприятие.

- для напряжения 35 кВ $\alpha = 0,2$

- для напряжения 110 кВ $\alpha = 0,25$

2) - реактивная мощность, которую можно получить от энергосистемы:

$$Q_{Э1} = Q_{M\SigmaЗав.} - Q_{СДЭ\Sigma} , \quad (6.9)$$

где $Q_{M\SigmaЗав.}$ - суммарная реактивная мощность, потребляемая предприятием, кВАр;

$Q_{СДЭ\Sigma}$ - суммарная экономически целесообразная реактивная мощность, получаемая от СД, кВАр.

Суммарная реактивная мощность, потребляемая предприятием, рассчитывается по формуле:

$$Q_{M\Sigma ZAB.} = Q_{\Sigma BK.TII} + Q_{M\Sigma 10kV}, \quad (6.10)$$

где $Q_{M\Sigma BK.TII}$ - суммарная реактивная мощность, проходящая через трансформаторы ТП с учетом приведенных потерь в ТП, кВАр;

$Q_{M\Sigma 10kV}$ - суммарная реактивная мощность нагрузки 10 кВ, кВАр.

6.4 Выбор числа и мощности трансформаторов

На ГПП промышленных предприятий обычно устанавливают трансформаторы с масляным охлаждением и с возможностью регулирования под нагрузкой.

Основная доля потребителей промышленных предприятий составляет нагрузка II категории, поэтому на ГПП устанавливаются два трансформатора для надежного электроснабжения потребителей (резервирования) в послеаварийном режиме при отключении одного трансформатора.

Полная расчётная мощность завода рассчитывается по формуле:

$$S_{M.GPP} = K_{P.M} \times \sqrt{P_{M\Sigma ZAB.}^2 + Q_{\Sigma 1}^2}, \quad (6.11)$$

где $K_{P.M}$ - коэффициент одновременности максимумов нагрузки:

$$K_{P.M} = 0,85 - 0,95$$

Номинальная мощность трансформаторов на ГПП рассчитывается по формуле:

$$S_{H.TP} = \frac{S_{M.GPP}}{2 \times K_3}, \quad (6.12)$$

Выбор трансформаторов производится для двух принятых напряжений, рассчитанных в пункте 6.2.

Выбранные трансформаторы необходимо проверить на перегрузочную способность работы в послеаварийном режиме.

В послеаварийном режиме допускается перегрузка трансформатора на 40%, т. е. $S_{М.ГПП} \leq 1,4 \times S_{Н.ТР}$.

По окончании расчетов необходимо составить таблицу с техническими данными выбранных трансформаторов аналогичную таблице 4.6 в п.п. 4.5.

6.5 Расчёт потерь мощности и энергии в трансформаторах на ГПП

Расчет потерь мощности в трансформаторах ГПП аналогичен расчету, приведенному в п. 4.5 по формулам 4.13 – 4.22.

$K_{ГПП}$ для заводских подстанций принимается равным 0,05.

Потери энергии в трансформаторах рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_{ТР} = n \times (P_{XX}^I \times T_B + \Delta P_{КЗ}^I \times \tau_m \times K_3^2), \quad (6.13)$$

где T_B – время включения трансформатора, принимается равным 8760 часов.

Результаты расчёта необходимо свести в таблицу 6.1

Таблица 6.1- Расчет потерь мощности и энергии в трансформаторах ГПП

$U_{НОМ}$, кВ	Кол-во и мощность тр-ов	ΔQ_{XX} , кВАр	$\Delta Q_{КЗ}$, кВАр	ΔP_{XX}^I , кВт	$\Delta P_{КЗ}^I$, кВт	$\Delta P_{ТР}^I$, кВт	$\Delta Q_{ТР}^I$, кВАр	K_3	$\Delta W_{ТР}$, кВт×ч/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

6.6 Выбор принципиальной схемы ГПП

Схема электрических соединений главной понизительной подстанции выбирается на основании требований к надежности, экономичности и маневренности, с учетом перспективы развития.

Главная схема подстанции – это схема соединений основного оборудования электрической части подстанции с указанием типов и основных электрических параметров оборудования. Эта схема отображает цепи, по которым обеспечивается передача энергии от источников к потребителям в соответствие с назначением подстанции.

При выборе главной схемы необходимо определить число, тип и параметры оборудования и аппаратуры и в первую очередь главных трансформаторов, выключателей и другой коммутационной аппаратуры, рациональную их расстановку в схеме, а также решить ряд вопросов защиты, управления, степени автоматизации и эксплуатационного обслуживания подстанции. Главная схема определяет собой всю конструктивную часть подстанции, размеры площадки и объемы работ по благоустройству, способ ее сооружения и др.

Главная схема определяет размеры капитальных затрат на основное электротехническое оборудование и устройства и ежегодные эксплуатационные расходы и расчетные затраты, а также все эксплуатационные и режимные свойства в течение многих лет ее последующей эксплуатации. Поэтому построение оптимальной главной схемы подстанции является наиболее ответственной частью проекта электрической сети в целом.

К главным схемам и к соответствующим им схемам распределительных устройств станций и подстанций предъявляют следующие требования:

- 1) надежность работы;
- 2) экономичность;
- 3) маневренность;
- 4) наглядность;
- 5) безопасность обслуживания.

Под *надежностью* понимается свойство схемы выполнять заданные функции в разнообразных условиях эксплуатации при сохранении заданных параметров процесса. Требование надежности является одним из основных, предъявляемых к схемам электрических соединений станций и подстанций.

Вторым важным требованием, предъявляемым к схемам электрических соединений, является *экономичность*, т.е. требование минимальных затрат материальных ресурсов и времени при сооружении распределительных устройств, воплощающих в натуре выбранную схему, и минимальных ежегодных расходов на его эксплуатацию.

Весьма существенным является требование *маневренности* схемы, под которой понимают возможность легкого (быстрого) перехода схемы от одного эксплуатационного режима к другому (например: возможность перехода к режиму ремонта оборудования РУ без нарушения нормальной работы присоединений).

Наглядность схемы и ее хорошая обзорность в натуре значительно повышают оперативную надежность, уменьшая вероятность ошибочных действий персонала.

Требование *безопасности обслуживания* является обязательным для всех электроустановок.

Выбор схем распределительных устройств ВН, СН, НН подстанции производится с учетом развития энергосистемы, электроснабжения объекта и других работ по развитию электрических сетей. Сравнение конкурирующих вариантов схем и их окончательный выбор производится на основании технико-экономических расчетов с учетом показателей надежности.

6.6.1 Классификация подстанций

Главными признаками, определяющими тип подстанции (ПС), являются ее местоположение, назначение и роль в энергосистеме, число и мощность установленных силовых трансформаторов и высшее напряжение.

К основным факторам, определяющим классификацию ПС по степени сложности и капитальным затратам, также относятся: способ присоединения ПС к сети и ее главная схема (тупиковая, ответвительная, проходная, сложный коммутационный узел), число линий электропередачи на высшем и среднем напряжениях (ВН и СН), типы коммутационной аппаратуры, конструктивный тип распределительных устройств (РУ), способ управления и обслуживания ПС (полностью автоматическая, с постоянным дежурным персоналом или обслуживаемая выездными бригадами), наличие и типы компенсирующих устройств, тип ремонтного хозяйства и др.

Все подстанции можно разбить на следующие три основные категории (рисунке 6.1):

I – *подстанции по упрощенным схемам без выключателей или с малым числом выключателей на стороне ВН;*

II – *проходные (транзитные) подстанции с малым числом воздушных линий (ВЛ) и выключателей на стороне ВН;*

III – *узловые подстанции (мощные коммутационные узлы системы).*

По своему назначению подстанции разделяются на следующие группы:

потребительские – для электроснабжения потребителей, территориально примыкающих к ПС;

сетевые – для электроснабжения небольших районов;

системные – для отбора мощности и осуществления управления перетоком мощности в энергосистеме.



Рисунок 6.1- Структурные схемы подстанций

Подстанции I категории – главным образом потребительские; подстанции II категории – преимущественно сетевые, как правило, со смешанными функциями, где наряду с транзитом относительно небольшой мощности на ВН имеются значительные местная на низком напряжении (НН) и районная на СН нагрузки; подстанции III категории – во всех случаях системные ПС.

Потребительские ПС в основном характеризуются наличием двух напряжений (ВН и НН), т.е. установкой, как правило, двухобмоточных трансформаторов. К потребительским ПС в отдельных случаях можно отнести также ПС с установкой трехобмоточных трансформаторов 110-220/38,5/6-10кВ и 220/110/6-10 кВ.

Все подстанции с установкой автотрансформаторов являются системными. По характеру выдачи мощности и питанию нагрузки системные ПС можно разбить на следующие группы:

- подстанции, выдающие мощность через автотрансформаторы из сети ВН в сеть СН для электроснабжения на этом напряжении целых районов;
- подстанции с реверсивным потоком мощности через автотрансформаторы из сети ВН в сеть СН и наоборот;
- подстанции с комбинированным режимом работы, когда наряду с обменными потоками между ВН и СН имеется нагрузка на стороне низшего напряжения 6-35 кВ.

По способу присоединения к сети подстанции разделяются на:

тупиковые – т.е. питаемые по одной или двум тупиковым линиям (рисунок 6.2);

ответвительные - питаемые в виде ответвления от одной или двух проходящих линий с односторонним или двусторонним питанием (рисунок 6.3);

проходные (транзитные) - включаемые в рассечку одной или двух проходящих линий с односторонним или двусторонним питанием (рисунок 6.4);

комбинированные - когда кроме питающих линий от ПС отходят дополнительно радиальные или транзитные линии.

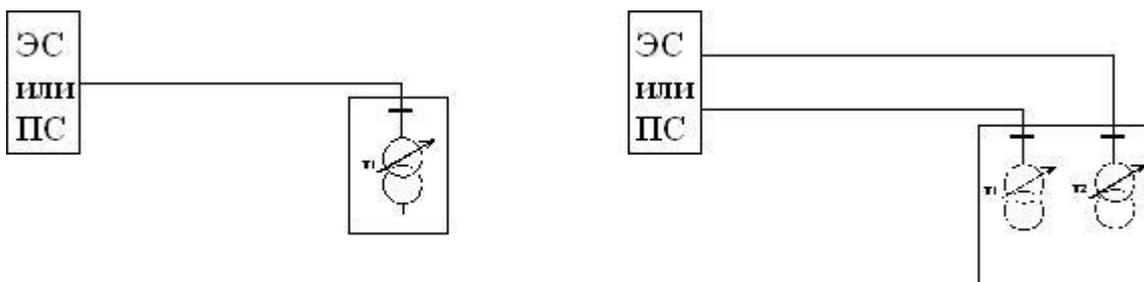


Рисунок 6.2- Структурные схемы тупиковых подстанций

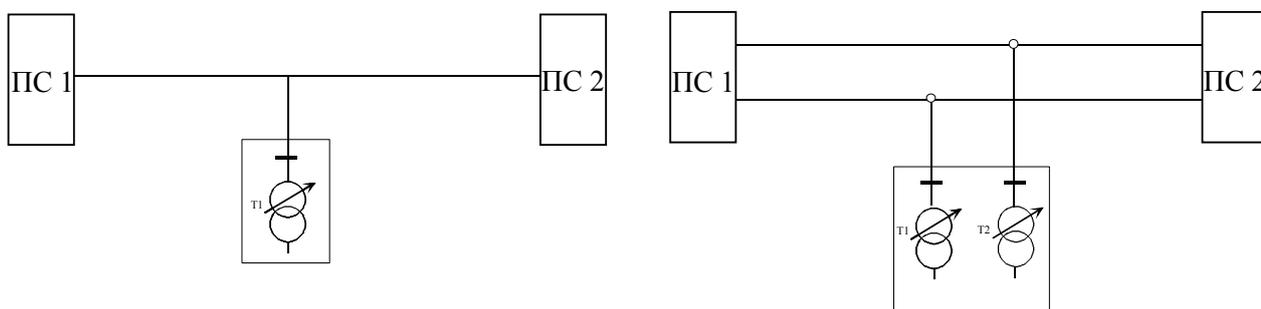


Рисунок 6.3- Структурные схемы ответвительных подстанций

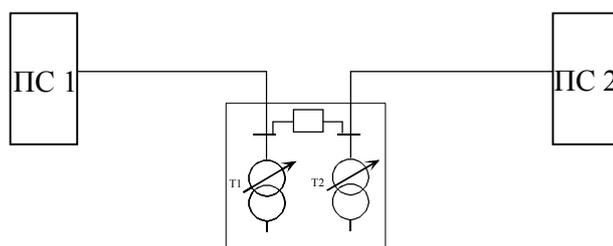


Рисунок 6.4- Структурная схема проходной подстанции, включаемой в расщелку одной проходящей линии

По количеству устанавливаемых силовых трансформаторов подстанции разделяются на однотрансформаторные, двухтрансформаторные, трехтрансформаторные и четырехтрансформаторные.

Одно и двухтрансформаторные подстанции характерны для ПС I и II категорий, трех и четырехтрансформаторные подстанции - для ПС III категории.

По типам устанавливаемых силовых трансформаторов подстанции разделяются на:

- с двухобмоточными трансформаторами;
- с трехобмоточными трансформаторами;
- с трансформаторами с расщепленными обмотками НН;
- с автотрансформаторами.

По количеству напряжений подстанции разделяются на:

- ПС с двумя напряжениями (ВН+НН или ВН+СН);

ПС с тремя напряжениями (ВН+СН+НН);

ПС с четырьмя напряжениями (ВН+СН1+СН2+НН).

По типам устанавливаемой коммутационной аппаратуры на стороне ВН подстанции можно разделить на следующие группы:

с выключателями;

без выключателей (с выключателями нагрузки, с отделителями, с разъединителями с дистанционными приводами, включенными в цикл автоматики);

комбинированные с применением вышеуказанной аппаратуры в различных сочетаниях.

По типам устанавливаемых компенсирующих устройств ПС можно разделить на ПС:

с установкой синхронных компенсаторов;

с установкой батарей шунтирующих статических конденсаторов;

с установкой продольной емкостной компенсации (УПК);

с установкой шунтирующих реакторов.

По способу управления ПС разделяются на:

с автоматизированным управлением - телеуправляемые и с телесигнализацией;

только с телесигнализацией;

с управлением с общеподстанционного пункта управления (ОПУ) при наличии телесигнализации.

По способу обслуживания возможны подстанции:

без ремонтной базы и ремонтного персонала;

совмещенные с ремонтной базой и с ремонтным персоналом сетевого района.

По способу сооружения и конструктивному типу ПС разделяются на:

комплектные, заводской поставки (КТП и КТПБ);

сборные из крупноблочных индустриальных узлов.

Подстанции, предназначенные для питания промышленных предприятий,

разделяются на:

- главные понизительные подстанции (ГПП) – подстанции, получающие электроэнергию от энергосистемы на напряжении 35 кВ и выше и распределяющие ее по территории предприятия;

- подстанции глубокого ввода (ПГВ) – подстанции с первичным напряжением 35 кВ и выше, выполняемые по упрощенным схемам коммутации на первичном напряжении, получающие питание от энергосистемы и предназначенные для питания отдельного корпуса, цеха или группы цехов предприятия;

- трансформаторные подстанции (ТП) – подстанции напряжением 6-10 кВ, предназначенные для питания предприятий малой электрической нагрузкой.

6.6.2 Схемы распределительных устройств высокого напряжения однострансформаторных подстанций

На рисунках 6.5 - 6.7 приведены схемы РУ ВН однострансформаторных подстанций.

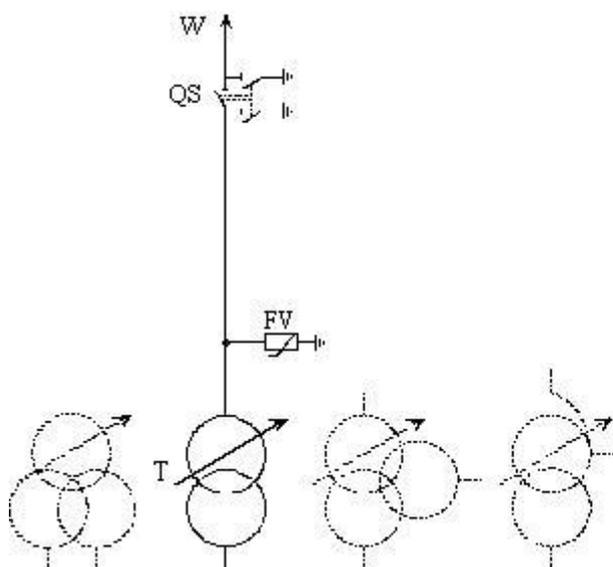


Рисунок 6.5- Схема №1

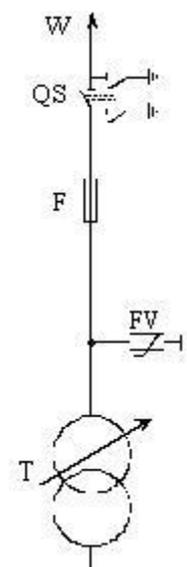


Рисунок 6.6- Схема №2

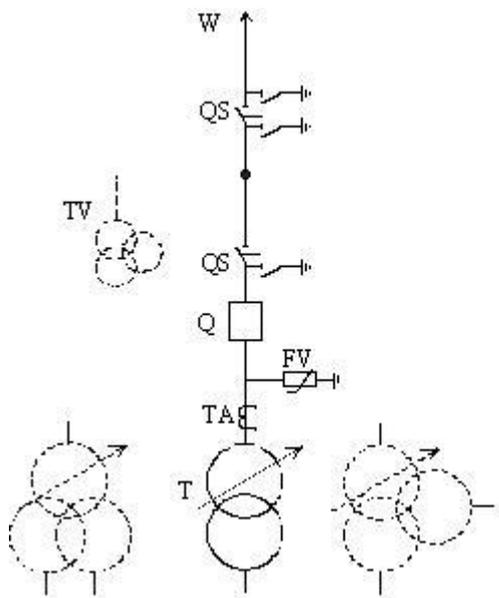


Рисунок 6.7- Схема №3

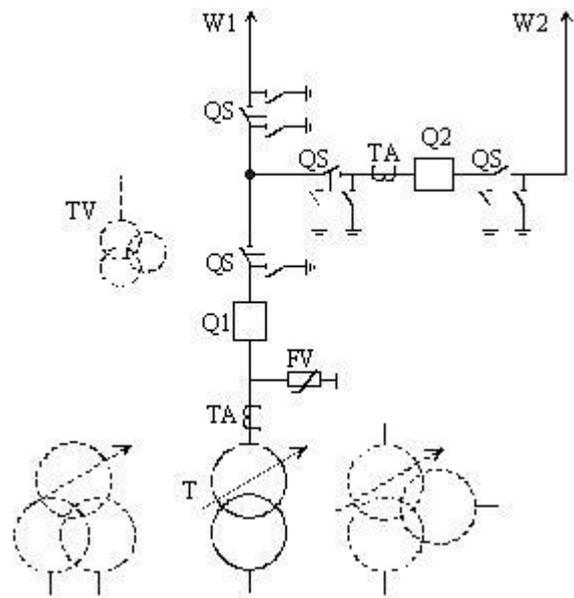


Рисунок 6.8- Схема №4

Схема №1 - блок линия-трансформатор с разъединителем применяется на напряжении 35-330 кВ, трансформатор питается по тупиковой, преимущественно короткой, ВЛ. В этой схеме устанавливается только разъединитель на вводе, что особенно благоприятно при расположении ПС на территории с загрязненной окружающей средой. Предполагается, что защита питающей линии чувствительна к внутренним повреждениям в трансформаторе, в противном случае предусматривается система передачи телеотключающего импульса (ТОИ). (Следует иметь в виду, что аппаратура ТОИ, а главным образом, организация канала для его передачи несопоставимо дороже установки короткозамыкателя и соизмерима по затратам с установкой выключателя и в каждом случае решение вопроса должно иметь технико-экономическое обоснование).

Схема №2 - блок линия-трансформатор с предохранителем применяется на ВН 35 кВ тупиковой ПС с одним двухобмоточным трансформатором, когда защита питающего конца нечувствительна к повреждению в трансформаторе или на ответвительной ПС при обеспечении селективности с защитой головной питающей линии и с защитой на стороне НН.

Схема №3 - блок линия-трансформатор с выключателем применяется на ответвительных и тупиковых ПС с первичным напряжением 35-220 кВ в случа-

ях, когда защита питающей линии нечувствительна к внутренним повреждениям в трансформаторе.

Схема №4 - блок линия-трансформатор с выключателем и отходящей линией, присоединенной через выключатель. По сравнению со схемой №3 дополнительным в этой схеме является присоединение к ПС кроме питающей еще отходящей ВЛ. Подобная схема может быть первым этапом ПС по схеме мостика с одним выключателем в перемычке при установке в дальнейшем второго трансформатора.

6.6.3 Схемы распределительных устройств высокого напряжения двухтрансформаторных подстанций

Схемы распределительных устройств ВН двухтрансформаторных подстанций должны обладать возможностью резервирования.

Согласно [23] на вновь проектируемых подстанциях для РУ 110-220 кВ применение отделителей и короткозамыкателей не допускается. Для РУ 35 кВ применение отделителей и короткозамыкателей запрещается в случае: распределительных устройств, расположенных в районах холодного климата, а также в районах, где часто наблюдается гололед; сейсмичности более 6 баллов по шкале MSK-614; использования подстанции на транспорте и в нефте- и газодобывающей промышленности. Несмотря на то, что схемы с отделителями и короткозамыкателями практически исключены при проектировании, они имеют довольно широкое применение на эксплуатируемых подстанциях. Поэтому целесообразно их рассмотрение.

На рисунках 6.9-6.16 приведены типовые схемы РУ ВН двухтрансформаторных подстанций I и II категорий.

Схема №5 - два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий нашла широкое применение на ответвительных ПС промышленного значения с дежурным персоналом с РУ ВН 35-220 кВ. При срабатывании РЗ трансформатора отключается выключатель на НН и включается короткозамыкатель создавая искусственное металлическое КЗ.

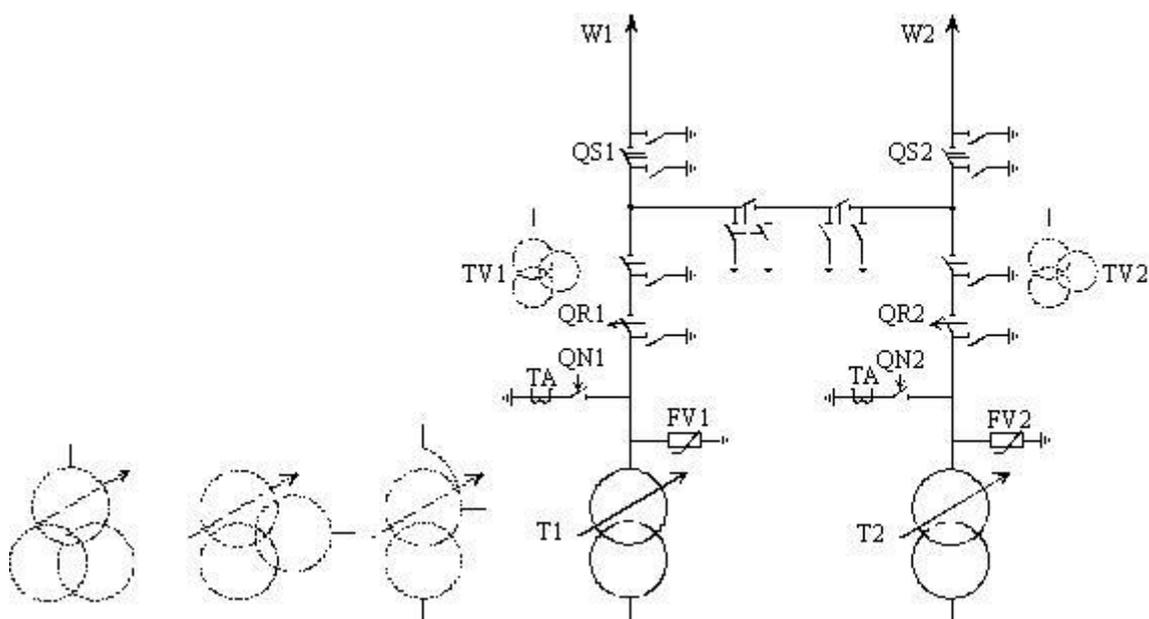


Рисунок 6.9- Схема РУ ВН №5 - два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

Реагируя на это КЗ релейная защита отключает выключатель питающей линии и в эту бестоковую паузу происходит отключение отделителя ПС. Затем устройство автоматического повторного включения (АПВ) включает выключатель питающей линии.

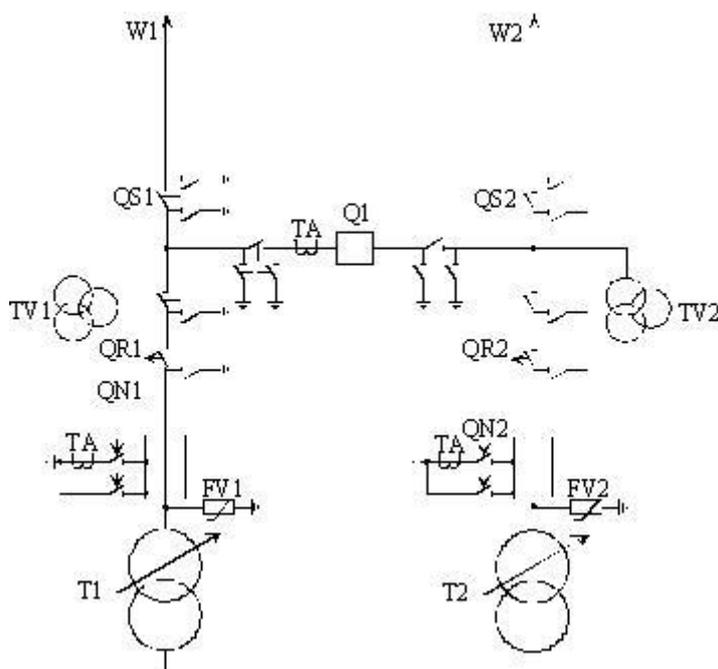


Рисунок 6.10- Схема №6 - мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов

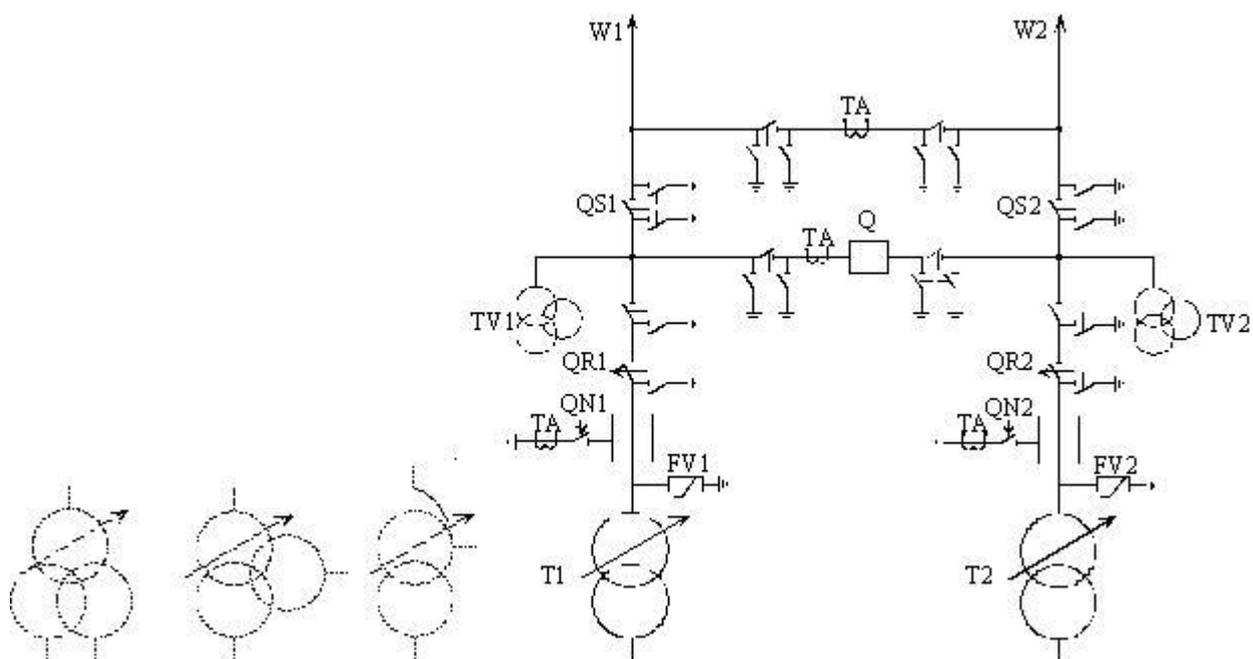


Рисунок 6.11- Схема №7 - мостик с выключателем в перемычке, отделителями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой на разъединителях

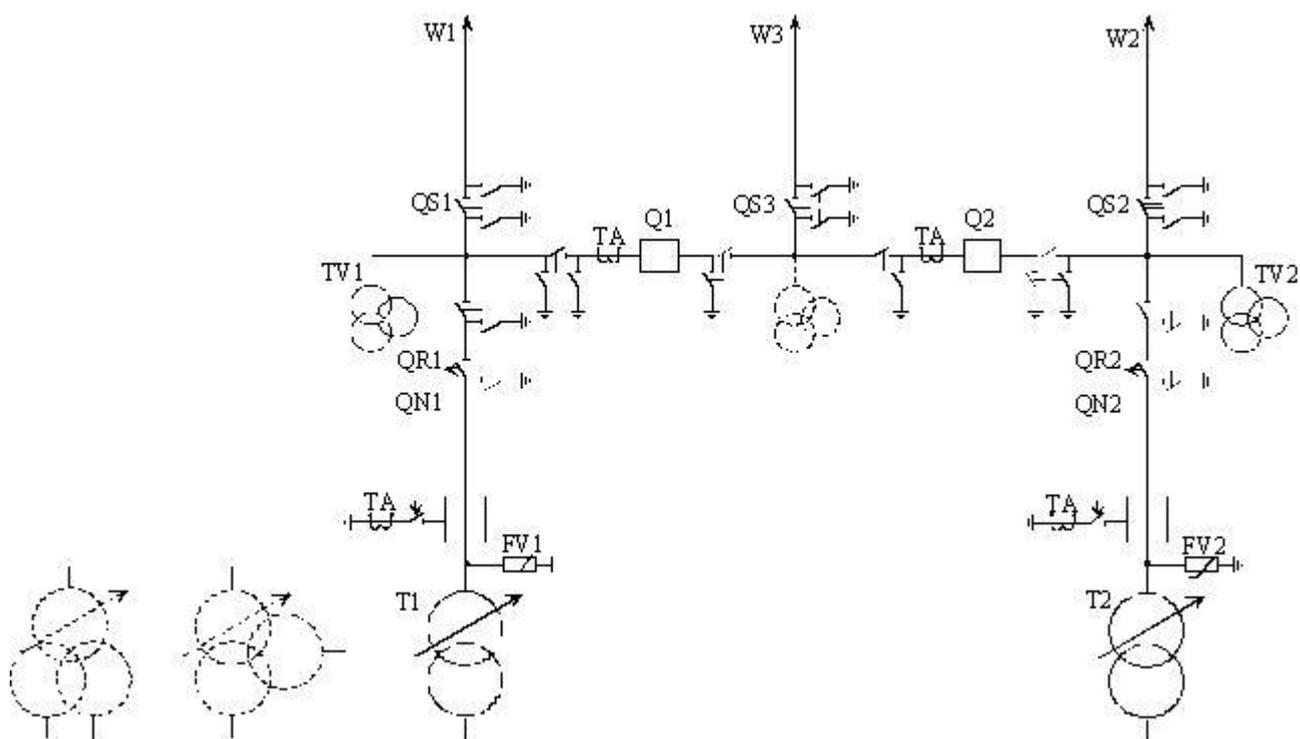


Рисунок 6.12- Схема №8 - двойной мостик с отделителями в цепях трансформаторов и дополнительной линией, присоединенной через два выключателя

В отечественной практике на напряжении 35 кВ применяются двухполюсные короткозамыкатели и на напряжении 110-220 кВ - однополюсные. Это связано с тем, что сеть напряжением 35 кВ работает с изолированной или компенсированной нейтралью, поэтому коротким замыканием является только двухфазное или трехфазное замыкание.

При работе двух линий и двух трансформаторов разъединители в перемычке отключены. Наличие двух последовательно соединенных разъединителей в перемычке дает возможность выводить один из них в ремонт без полного «погашения» подстанции.

Перемычка допускает следующие режимы работы: параллельное питание двух трансформаторов по одной из линий (W1 или W2); питание трансформатора T1 по линии W2 или питание трансформатора T2 по линии W1. Параллельное питание двумя линиями одного трансформатора не допускается так как при таком режиме резко снижается надежность питающей сети. Если включить на параллельную работу две линии, то при коротком замыкании на любой из них необходимо отключать обе питающие линии, которые могут снабжать электроэнергией еще ряд подстанций.

Для отключения трансформатора без повреждений необходимо отключить нагрузку трансформатора выключателем НН, затем отделителем отключить трансформатор на ВН.

Отделители на стороне ВН подстанции могут применяться как с короткозамыкателями, так и с передачей отключающего сигнала на выключатель головного участка магистрали. Выбор способа передачи сигнала зависит от длины питающей линии, мощности трансформатора, требований по надежности отключения.

Схема №6 - мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов применяется на ВН 35 кВ проходных подстанций. Выключатель в перемычке предназначен для автоматического секционирования при повреждениях в линии или в трансформаторах. При срабатывании РЗ

трансформатора отключается выключатель на НН, выключатель в перемычке и включается короткозамыкатель создавая искусственное металлическое КЗ. Реагируя на это КЗ релейная защита отключает выключатель питающей линии и в эту бестоковую паузу происходит отключение отделителя ПС. Затем устройство АПВ питающей линии включает выключатель питающей линии и устройство АПВ в перемычке включает выключатель в перемычке.

Схема №7 - *мостик с выключателем в перемычке, отделителями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой на разъединителях* получила применение на ВН проходных подстанций на участке длиной около 50 км в сетях 110 кВ и 100 км в сетях 220 кВ. Схема №7 отличается от схемы №6 наличием дополнительной перемычки на двух разъединителях, предназначенной для возможности вывода в ремонт выключателя без нарушения транзита мощности.

Схема №8 - *двойной мостик с отделителями в цепях трансформаторов и дополнительной линией, присоединенной через два выключателя* применяется в сетях 110 кВ при необходимости присоединения тупиковой или ответвительной ПС с одной радиальной линией или при наличии транзита, допускающего разрыв при отключении радиальной линии и на период ревизии выключателя.

На рисунках 6.13 - 6.25 приведены типовые схемы РУ двухтрансформаторных подстанций I и II и III категорий.

Схема №9 - *два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий* применяется на ответвительных и тупиковых подстанциях с РУ ВН 35-220 кВ.

В нормальном режиме при работе двух линий и двух трансформаторов перемычка разомкнута. Перемычка допускает следующие режимы работы: параллельное питание двух трансформаторов по одной из линий (W1 или W2); питание трансформатора T1 по линии W2 или питание трансформатора T2 по линии W1.

Параллельное питание двумя линиями одного трансформатора не допускается так как при таком режиме резко снижается надежность питающей сети.

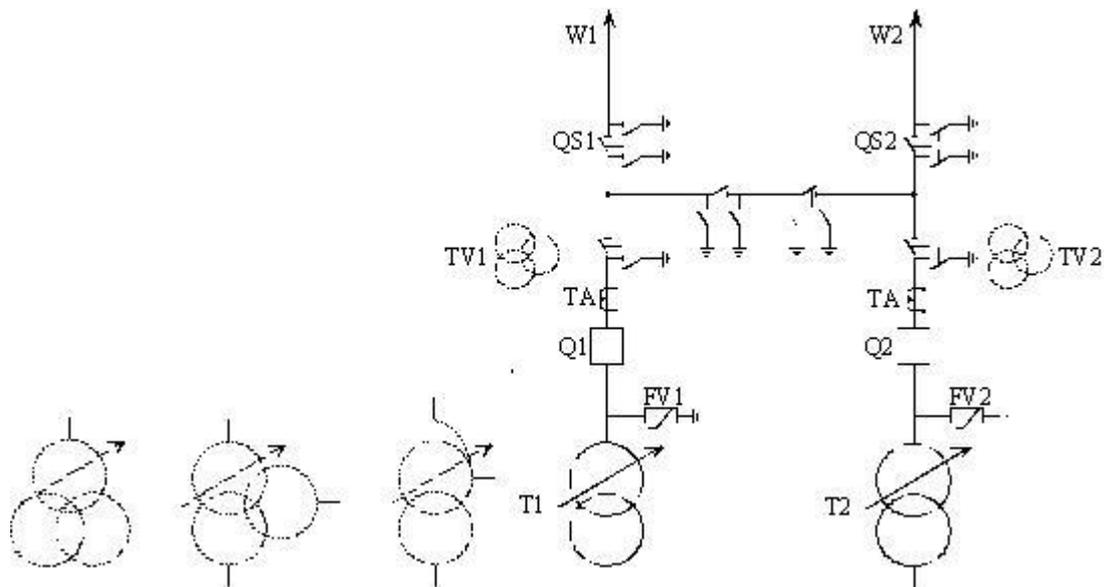


Рисунок 6.13- Схема №9 - два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

Схема №10 - мостик с выключателем в перемычке и выключателями в цепях линий применяется на ВН 35 кВ ответвительных, тупиковых и проходных подстанций преимущественно блочного типа КТПБ. Коммутация линии производится одним выключателем, коммутация трансформатора - двумя.

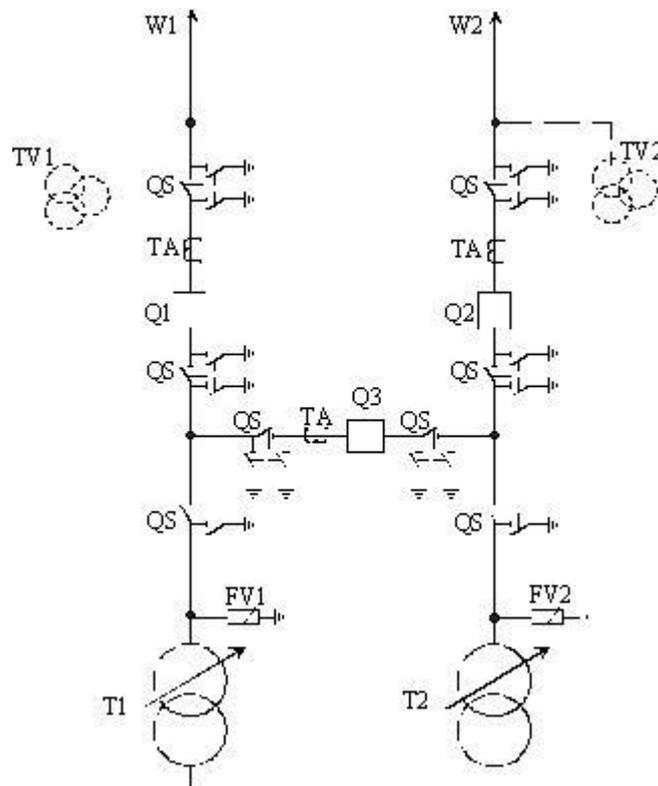


Рисунок 6.14- Схема №10 – мостик с выключателями в цепях линий

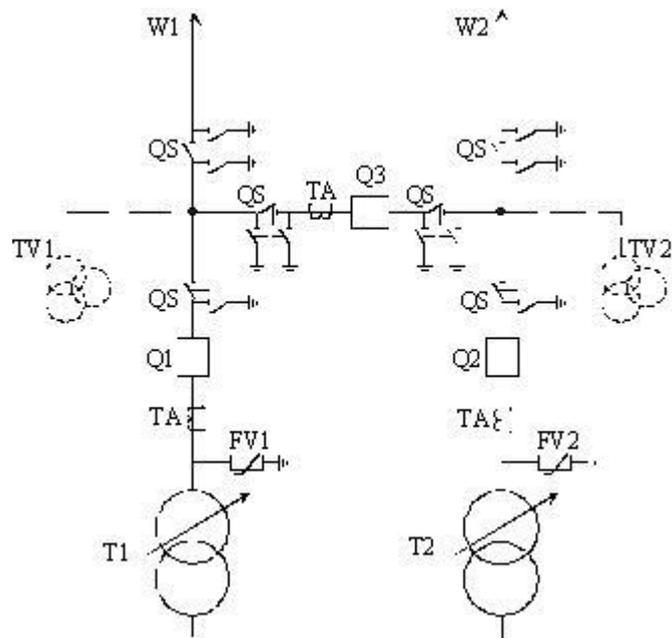


Рисунок 6.15- Схема №11 – мостик с выключателями в цепях трансформаторов

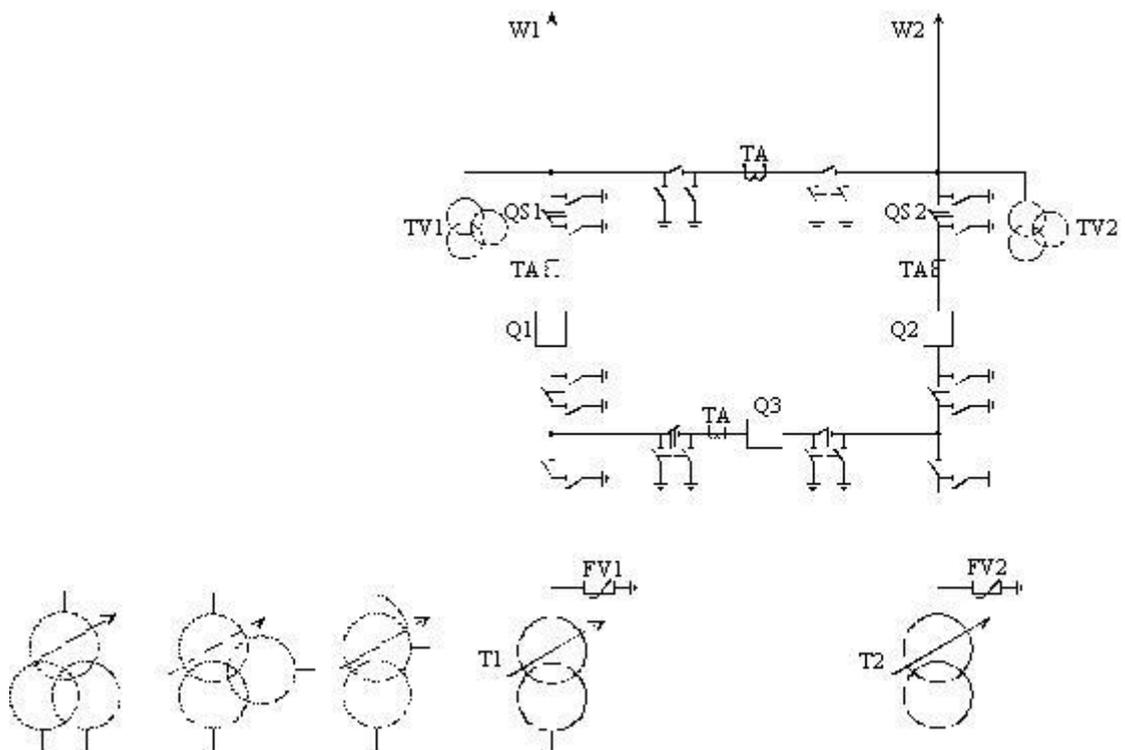


Рисунок 6.16- Схема №12 - мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой на разъединителях со стороны линий

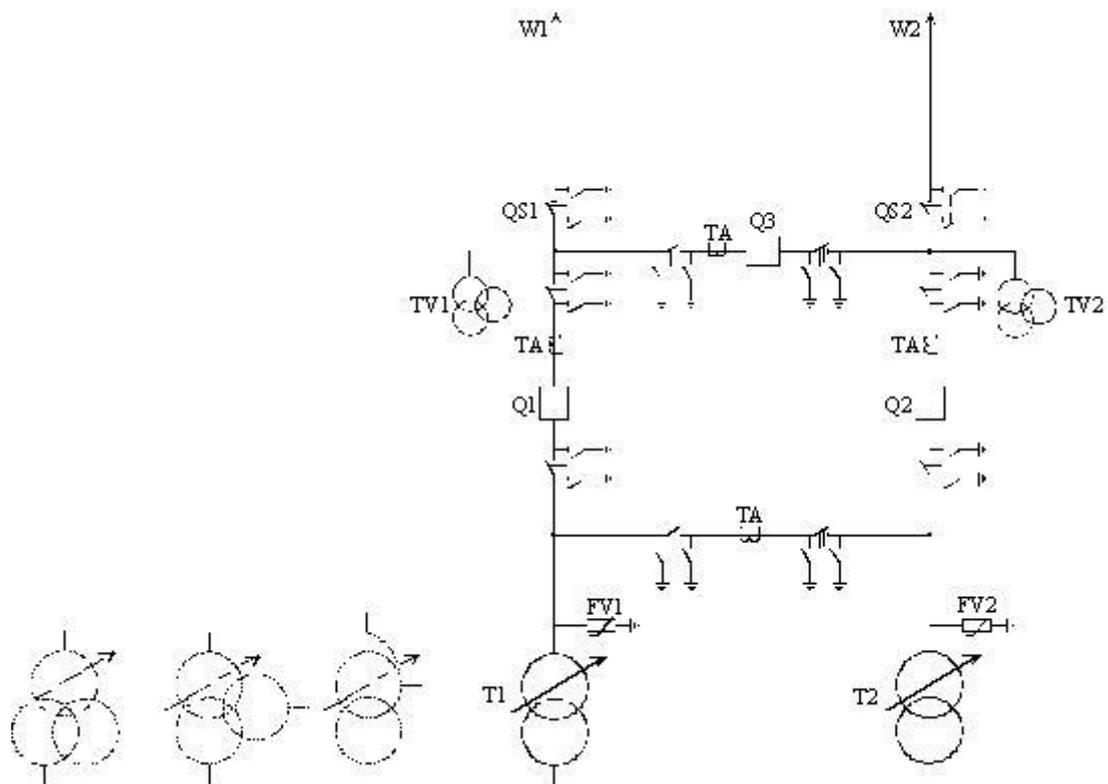


Рисунок 6.17- Схема №13 - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой на разъединителях со стороны трансформаторов

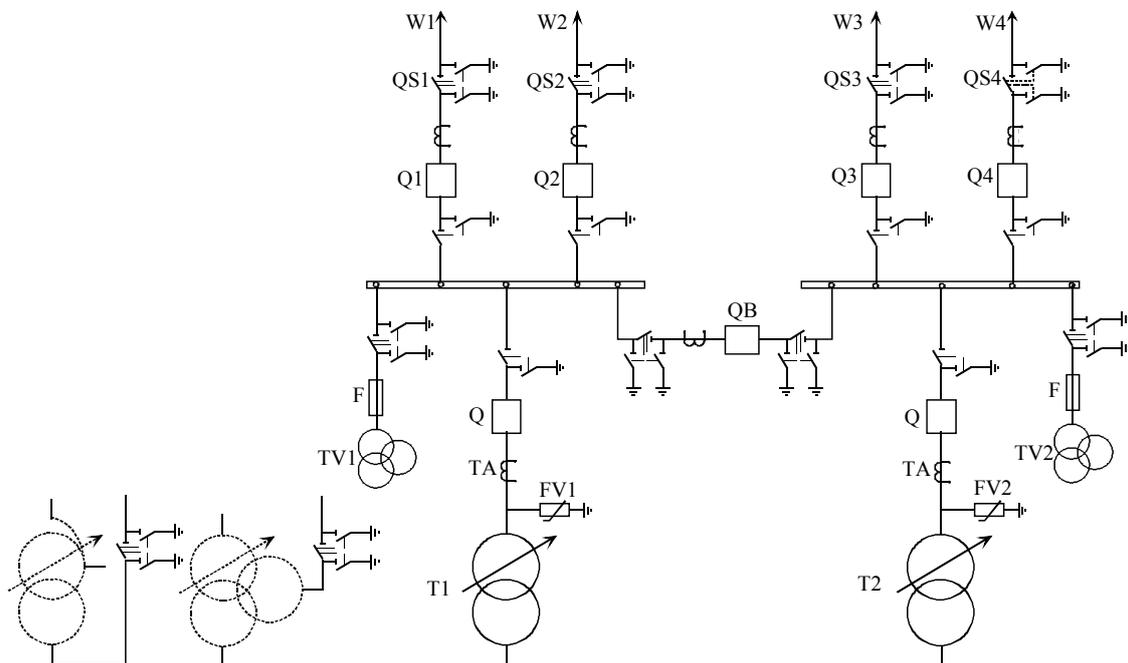


Рисунок 6.18- Схема №14 - одинарная система шин секционированная выключателем

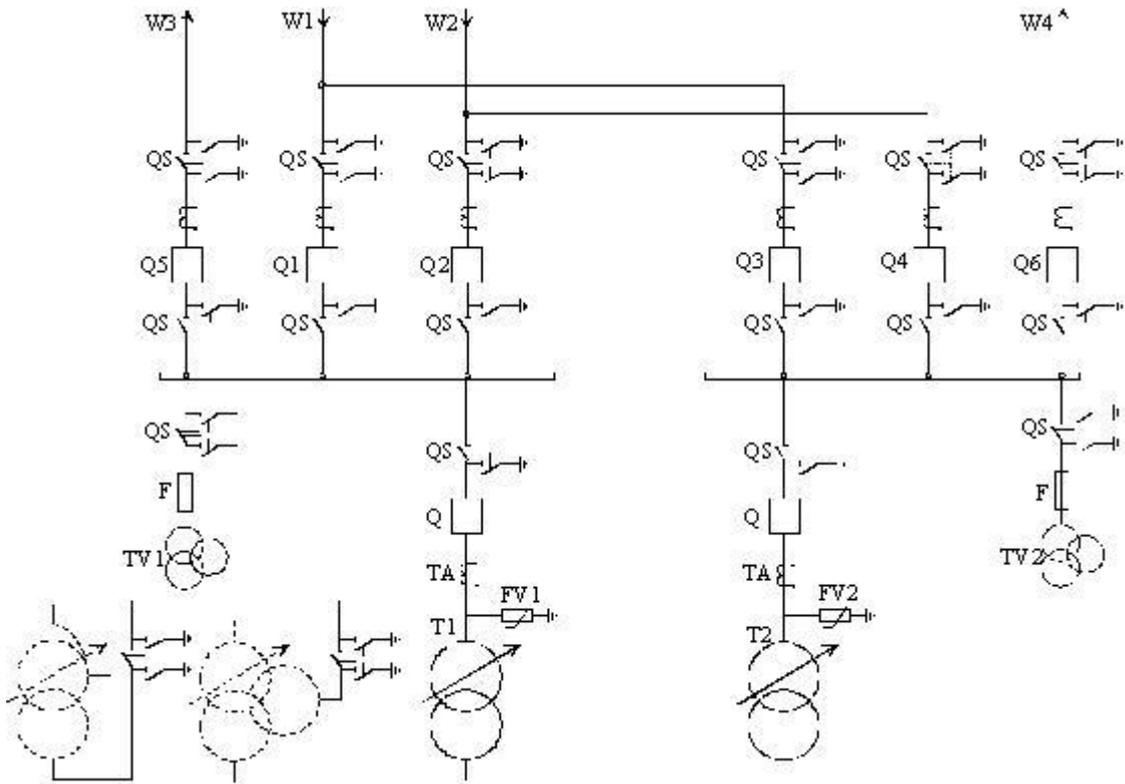


Рисунок 6.19- Схема №15 - одинарная система шин секционированная двумя развилками из двух выключателей, включенными в цепях питающих присоединений

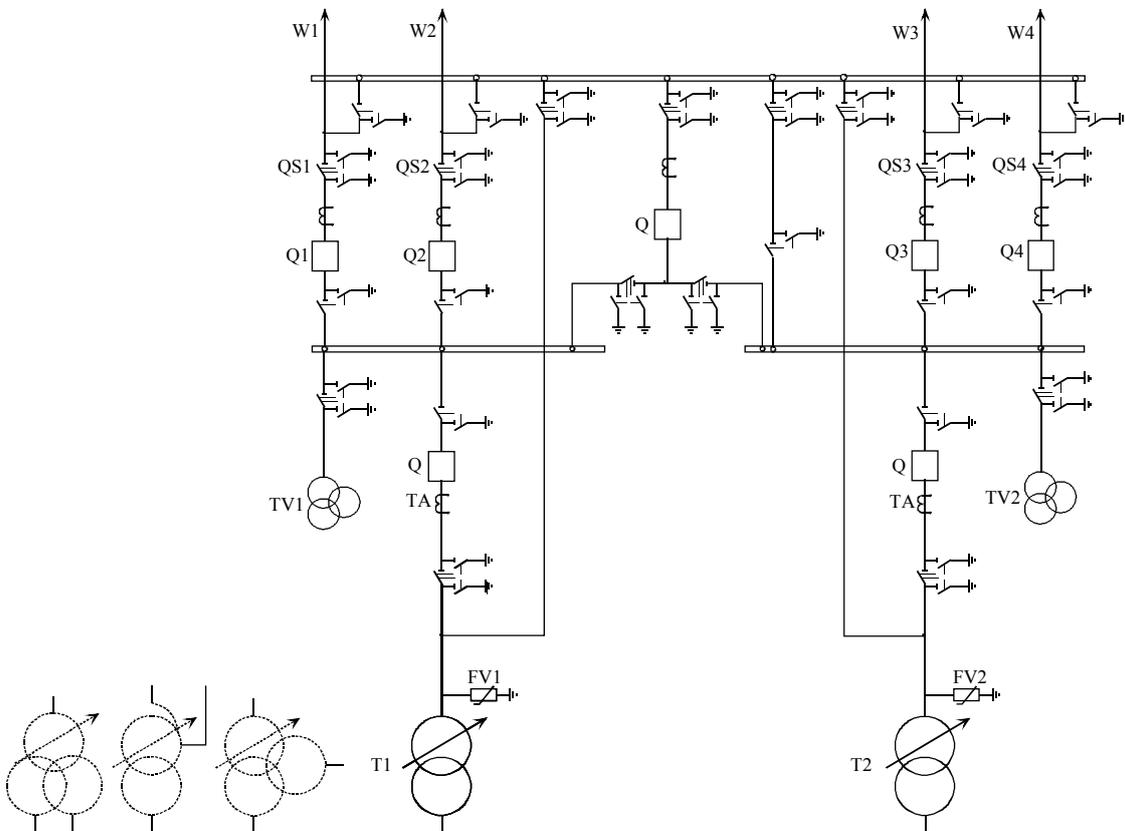


Рисунок 6.20. Схема №16 - одинарная секционированная выключателем и обходная системы шин с совмещенным секционным и обходным выключателем

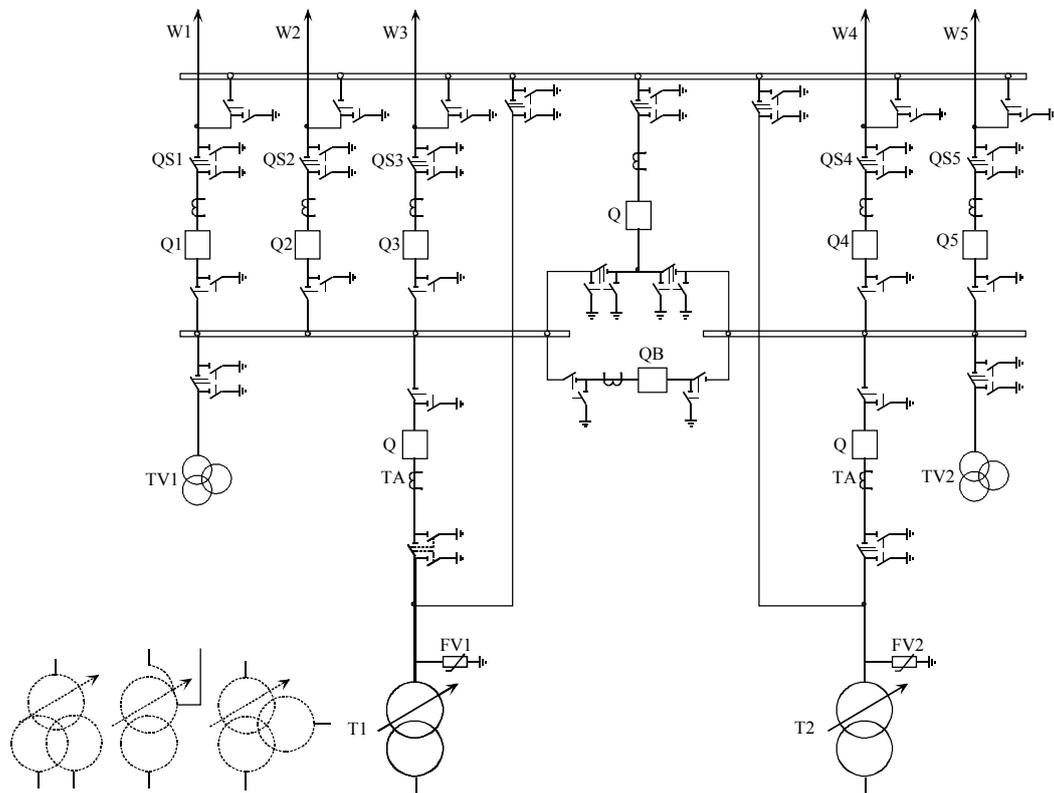


Рисунок 6.21- Схема №17 - одна рабочая секционированная и обходная системы шин с отдельными секционным и обходным выключателями

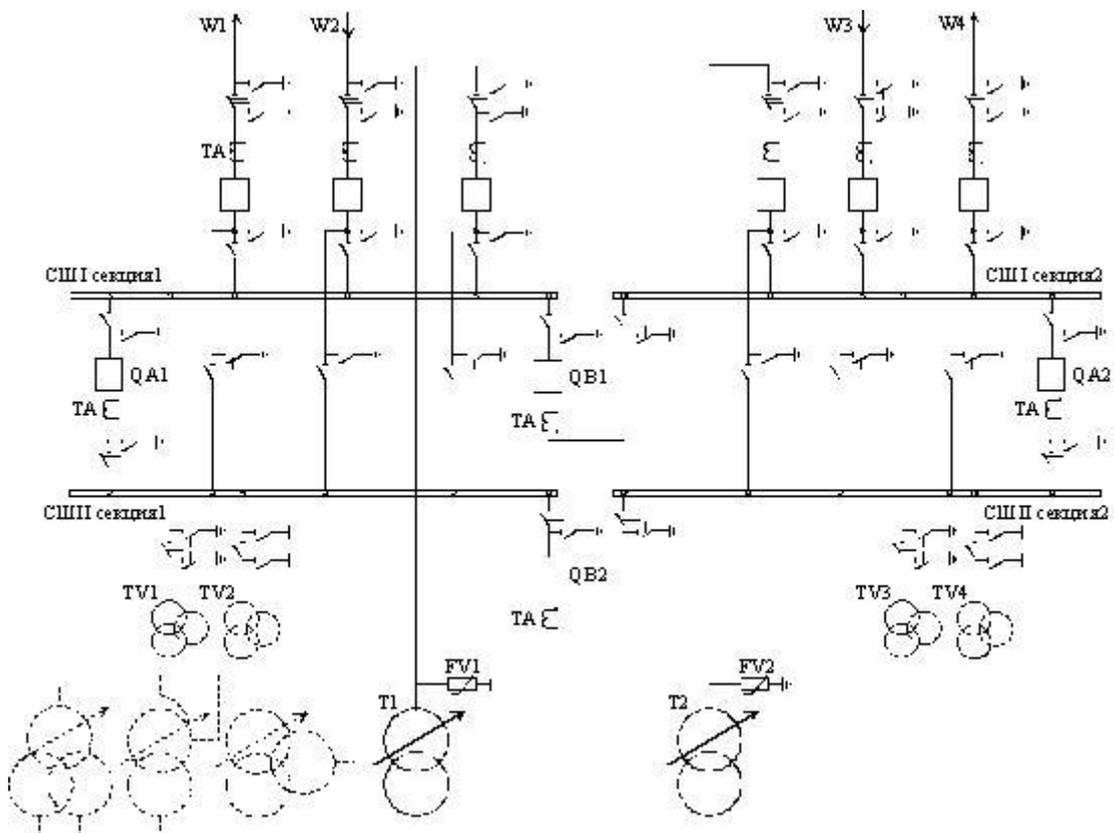


Рисунок 6.22- Схема №18 – с двумя секционированными системами шин с двумя шиносоединительными и двумя секционными выключателями

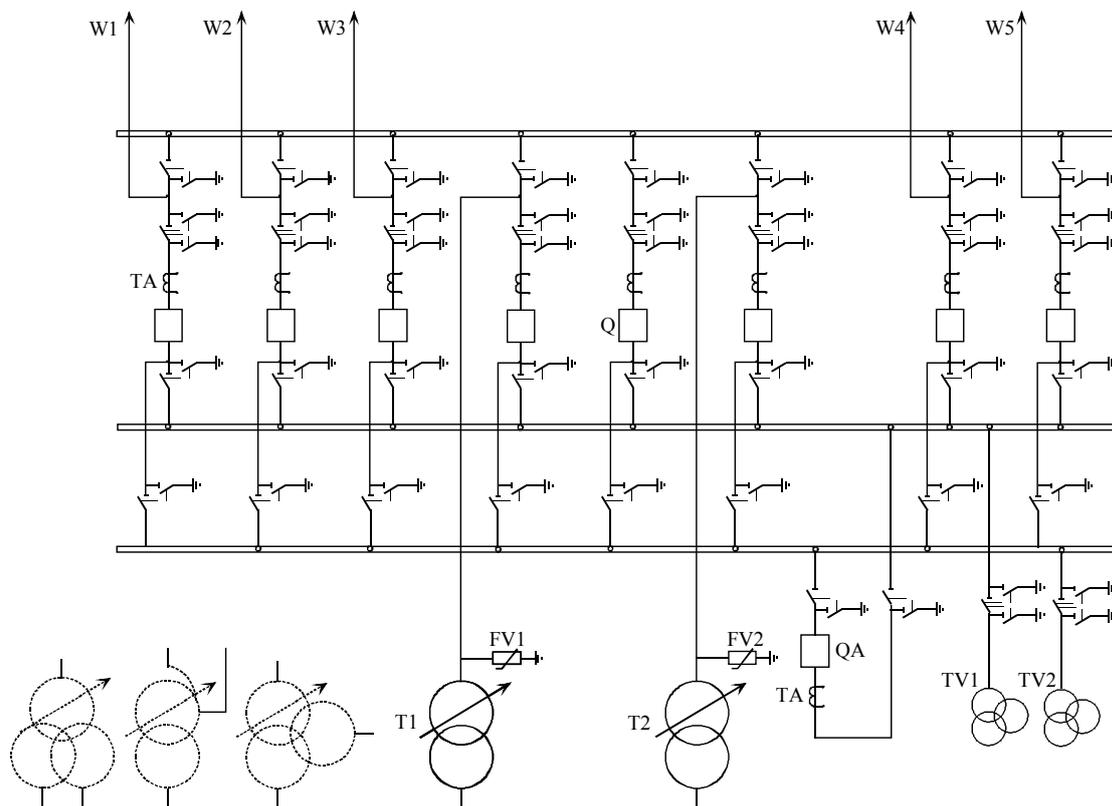


Рисунок 6.23- Схема №19 - две рабочие и обходная системы шин

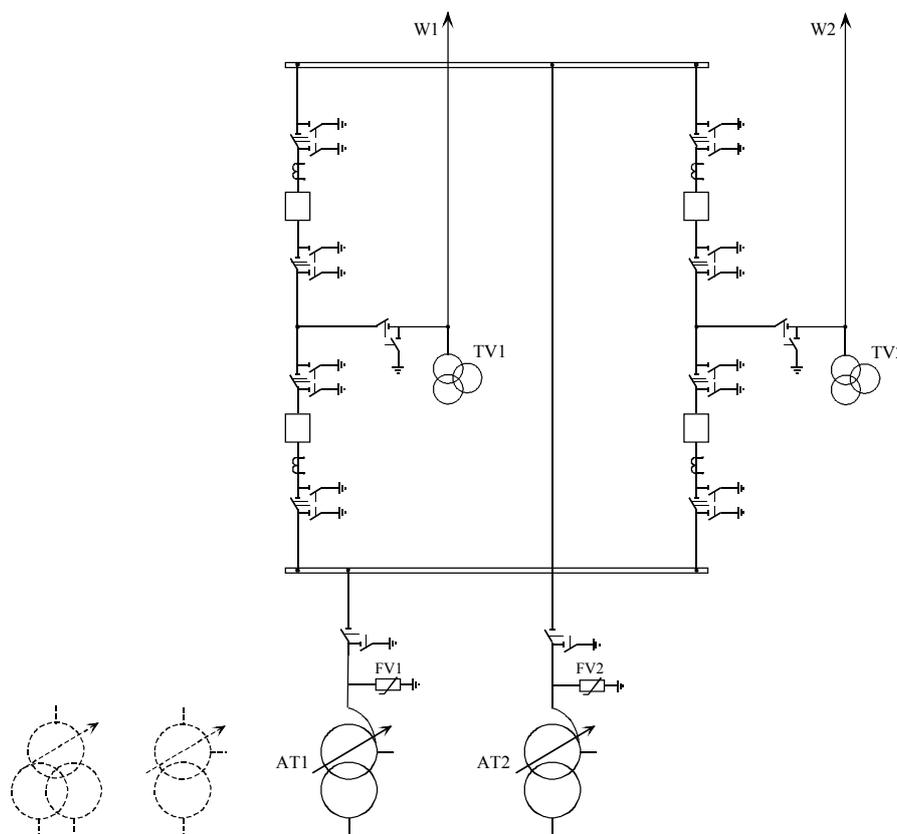


Рисунок 6.24- Схема №20 – четырехугольник

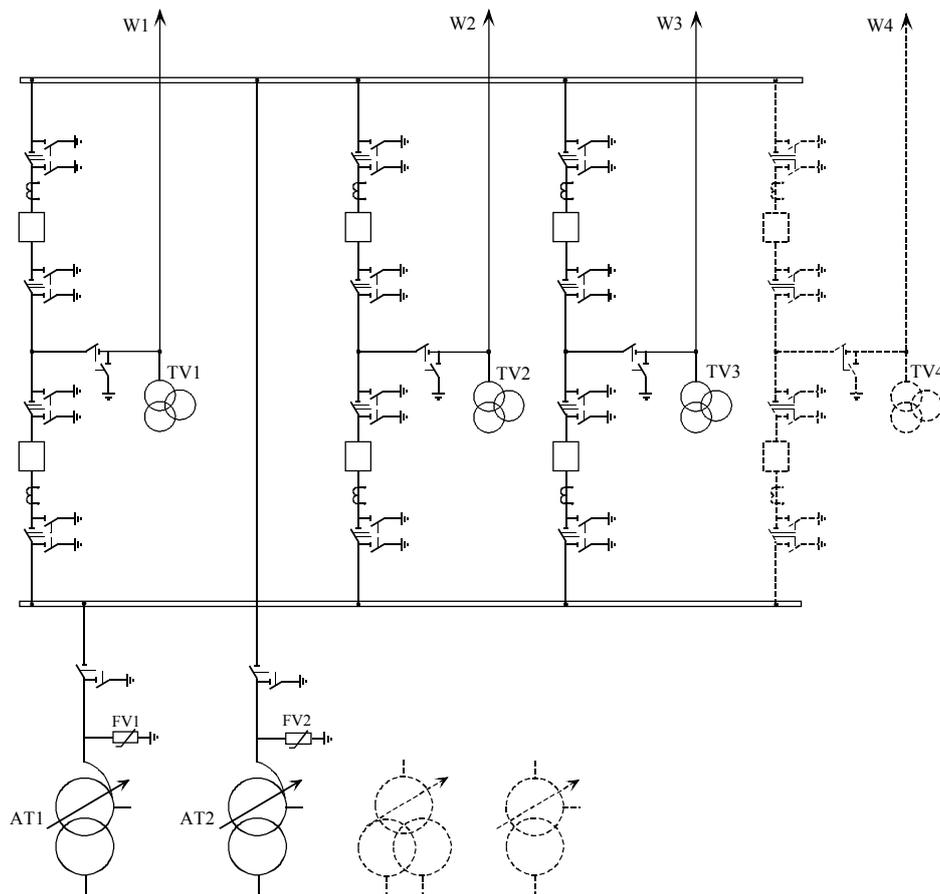


Рисунок 6.25- Схема №21 – шины - трансформаторы

Схема №11 - мостик с выключателем в перемычке и выключателями в цепях трансформаторов имеет то же применение, что и схема №10. Коммутация линии производится двумя выключателями, коммутация трансформатора - одним. Схема №11 предпочтительней схемы №10 при частой коммутации трансформаторов.

Схема №12 - мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой на разъединителях со стороны линий применяется на ВН тупиковых, ответвительных и проходных подстанций 35-220 кВ. Ремонтная перемычка на разъединителях предназначена для вывода в ремонт выключателя в перемычке без нарушения транзита мощности. В нормальном режиме ремонтная перемычка отключена. На тупиковых и ответвительных подстанциях в нормальном режиме перемычка с выключателем отключена. На проходных подстанциях перемычка с выключателем нормально замкнута, через нее осуществляется транзит мощности.

Схема №13 - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой на разъединителях со стороны трансформаторов имеет то же применение, что и схема №12. Схема №13 предпочтительней схемы №12 при частой коммутации трансформаторов. Схема применяется при относительно коротких линиях.

Схема №14 - одинарная секционированная выключателем система шин широко применяется в РУ НН, в РУ СН и в РУ ВН подстанций при числе присоединений более пяти.

Схема №15 - одинарная система шин секционированная двумя развилками из двух выключателей, включенными в цепи питающих присоединений применяется в РУ 110-220 кВ подстанций при наличии питающих линий на данном напряжении. Схема обладает повышенной маневренностью по сравнению со схемой №14 (вывод в ремонт выключателя в цепи питающего присоединения не приводит, в отличие от схемы №14, к погашению присоединения).

Схема №16 - одинарная секционированная выключателем и обходная системы шин с совмещенным секционным и обходным выключателем применяется на ВН и СН 110-220 кВ подстанций при специальном обосновании при числе присоединений пять или шесть.

Обходная система шин позволяет поочередно выводить в ремонт любой линейный выключатель без «погашения» присоединения даже кратковременно. Для этого необходимо произвести следующие операции: подать напряжение обходным выключателем на обходную шину (опробование обходной шины) с секции к которой подключен выводимый в ремонт выключатель, включить соответствующий обходной разъединитель, отключить выводимый в ремонт выключатель, отключить линейный и шинный разъединители.

В связи с тем, что в схемах с совмещенным секционным и обходным выключателем при использовании его в качестве обходного нарушается связь между секциями, применять схему можно в том случае, когда по условиям сети допускается такое деление РУ.

Схема №17 - *одинарная секционированная выключателем и обходная системы шин с отдельными секционным и обходным выключателями* применяется на ВН и СН 110-220 кВ подстанций тогда, когда не допускается разрыв питаемого от данной подстанции района на две части при ревизии и ремонте выключателя любого присоединения. Схема применяется при специальном обосновании при числе присоединений семь и более.

Схема №18 – *с двумя секционированными системами шин с двумя шиносоединительными и двумя секционными выключателями* применяют в РУ 110-220 кВ подстанций. Возможны два варианта работы этой схемы. В первом варианте одна система шин является рабочей, вторая – резервной. В нормальном режиме работы все присоединения подключены к рабочей системе шин через соответствующие разъединители, шиносоединительные выключатели отключены, напряжение на резервной шине отсутствует. В этом режиме надежность схема близка к надежности схемы одинарной секционированной выключателем. Во втором варианте (с фиксированным присоединением цепей) вторую систему шин используют постоянно в качестве рабочей. При этом все присоединения к источникам питания и к отходящим линиям распределяют между обеими системами шин.

Шиносоединительный выключатель в нормальном режиме замкнут. Надежность схемы во втором варианте работы выше чем в первом.

Схема с двумя секционированными системами позволяет производить ремонт одной системы шин (секции), сохраняя в рабочем состоянии все присоединения. Для этого все присоединения переводят на одну систему шин путем соответствующих переключений.

Схема №19 - *две рабочие и обходная системы шин с шиносоединительным и обходным выключателями* применяется на ВН и СН подстанций и позволяет выделять по тем или иным причинам на отдельную систему шин район или предприятие или проводить испытание отдельной ВЛ, а также присоеди-

нять более двух не резервируемых радиальных ВЛ. Схема №19 может применяться в РУ 220 кВ при специальном обосновании.

Схема №20 - *четыреугольник* применяется при четырех присоединениях (две линии и два трансформатора) на ВН подстанций, выдающих мощность в сеть СН и ВН, а также на ВН подстанций, секционирующих одиночную линию, когда потребитель на ПС не терпит перерыва в питании. Схема применяется при мощности трансформаторов (автотрансформаторов) 125 МВ·А и более на напряжении 220 кВ и на напряжении 330-750 кВ при любой мощности трансформаторов. Схема имеет высокую надежность и высокую маневренность. Коммутация каждого присоединения производится двумя выключателями, в то же каждый выключатель является общим для двух присоединений. Схема позволяет выводить в ремонт любой выключатель без «погашения» присоединения и без дополнительных оперативных переключений. При выводе любого выключателя в ремонт надежность схемы резко падает.

Схема четырехугольника имеет сравнительно высокую экономичность: число выключателей на присоединение равно 1.

Схема №21 – *шины – трансформаторы* имеет то же применение, что и схема №20 при 5 и 6 присоединениях (3 или 4 линии и два трансформатора).

Схема шины – трансформаторы в любых режимах при отказах в работе какого-либо выключателя или других аппаратов и устройств удовлетворяет основному требованию, предъявляемому к подстанциям III категории, - выпадению не больше одной линии и именно той, к которой присоединен отказавший выключатель.

Это обстоятельство при оценке надежности главных схем является наиболее важным для подстанций, представляющим собой системные коммутационные узлы с мощными межсистемными или внутрисистемными связями.

6.6.4 Схемы распределительных устройств двухтрансформаторных подстанций на напряжении 10(6) кВ

На стороне низшего напряжения ПС 10(6) кВ применяется одиночная секционированная система шин. Схемы на стороне НН подстанций весьма разнообразны и определяются главным образом мощностью трансформаторов и допустимыми значениями токов короткого замыкания (КЗ) в сети НН. Способы ограничения токов КЗ (применение одинарных и сдвоенных реакторов, применение расщепленных обмоток НН силовых трансформаторов) оказывают непосредственное влияние на схему ПС на стороне 10(6) кВ.

В целях уменьшения токов КЗ в сети 6-10 кВ нормальным режимом двухтрансформаторных подстанций при работе обоих трансформаторов на стороне НН является режим раздельной работы трансформаторов с устройством автоматического ввода резерва (АВР) на секционном выключателе. При применении трехобмоточных трансформаторов на ток КЗ на стороне 6-10 кВ двухтрансформаторной подстанции оказывает влияние режим работы на стороне 35 кВ (параллельный или раздельный).

На рисунках 6.26 - 6.28 приведены схемы на стороне НН (6-10 кВ) двухтрансформаторных подстанций.

Схема №10(6)-1 - *одна секционированная система шин* широко применяется на НН двухтрансформаторных ПС как с наличием групповых одинарных токоограничивающих реакторов так и без них. Схема применяется на ПС с трансформаторами с расщепленными обмотками в том случае, когда по условиям ограничения токов КЗ расщепление обмотки НН можно не использовать. На рисунке 6.26 схема № 10(6)-1 приведена с системой питания оперативных цепей на переменном или выпрямленном токе (трансформаторы собственных нужд TN1, TN2 подключены к выводам силовых трансформаторов Т1, Т2). Схема применяется также на НН автотрансформаторных ПС. В этом случае применяется система питания оперативных цепей на постоянном оперативном токе.

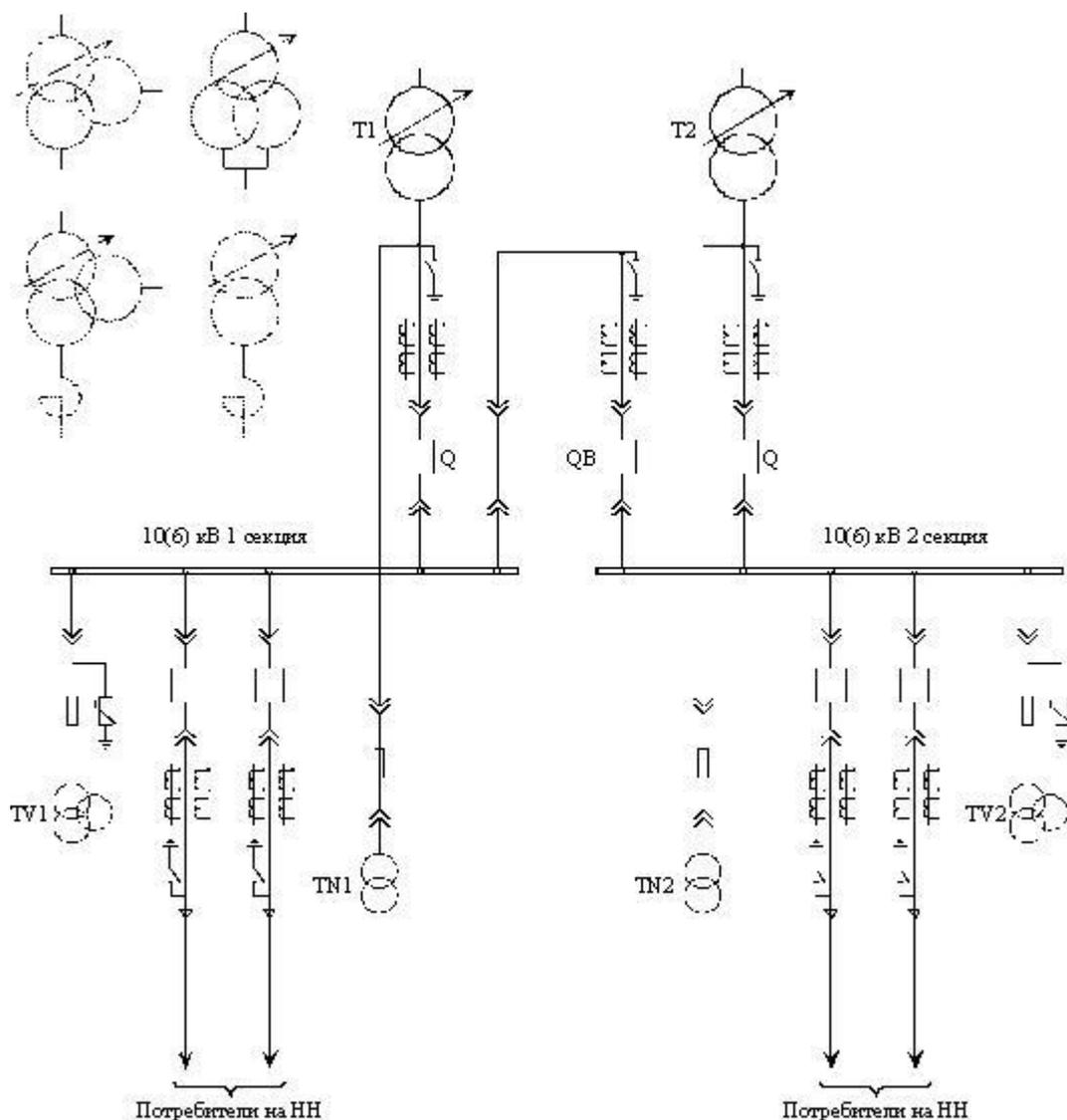


Рисунок 6.26- Схема №10(6)-1 - одна секционированная система шин

Схема № 10(6)-2 - две одиночные секционированные системы шин применяется на НН двухтрансформаторных ПС с трансформаторами с расщепленными обмотками (с групповыми одинарными реакторами или без них), а также на НН автотрансформаторных ПС с групповыми сдвоенными реакторами. На рисунке 6.27 схема №10(6)-2 приведена с системой питания оперативных цепей на постоянном токе (TN1, TN2 подключены к шинам НН).

Схема № 10(6)-3 - четыре одиночные секционированные системы шин применяется на НН двухтрансформаторных подстанций с трансформаторами с расщепленными обмотками и с групповыми сдвоенными реакторами.

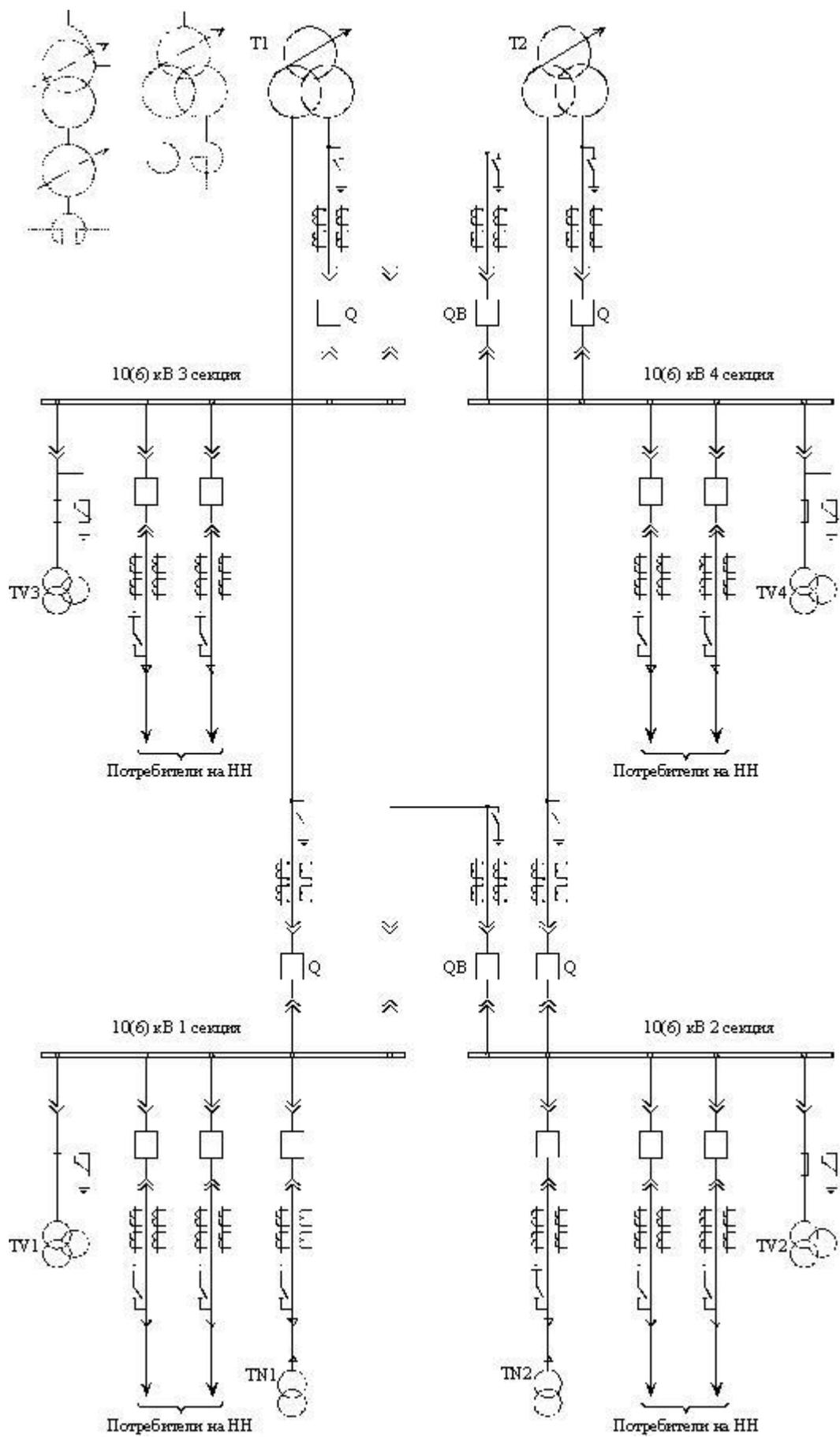


Рисунок 6.27- Схема №10(6)-2 - две одиночные секционированные системы шин

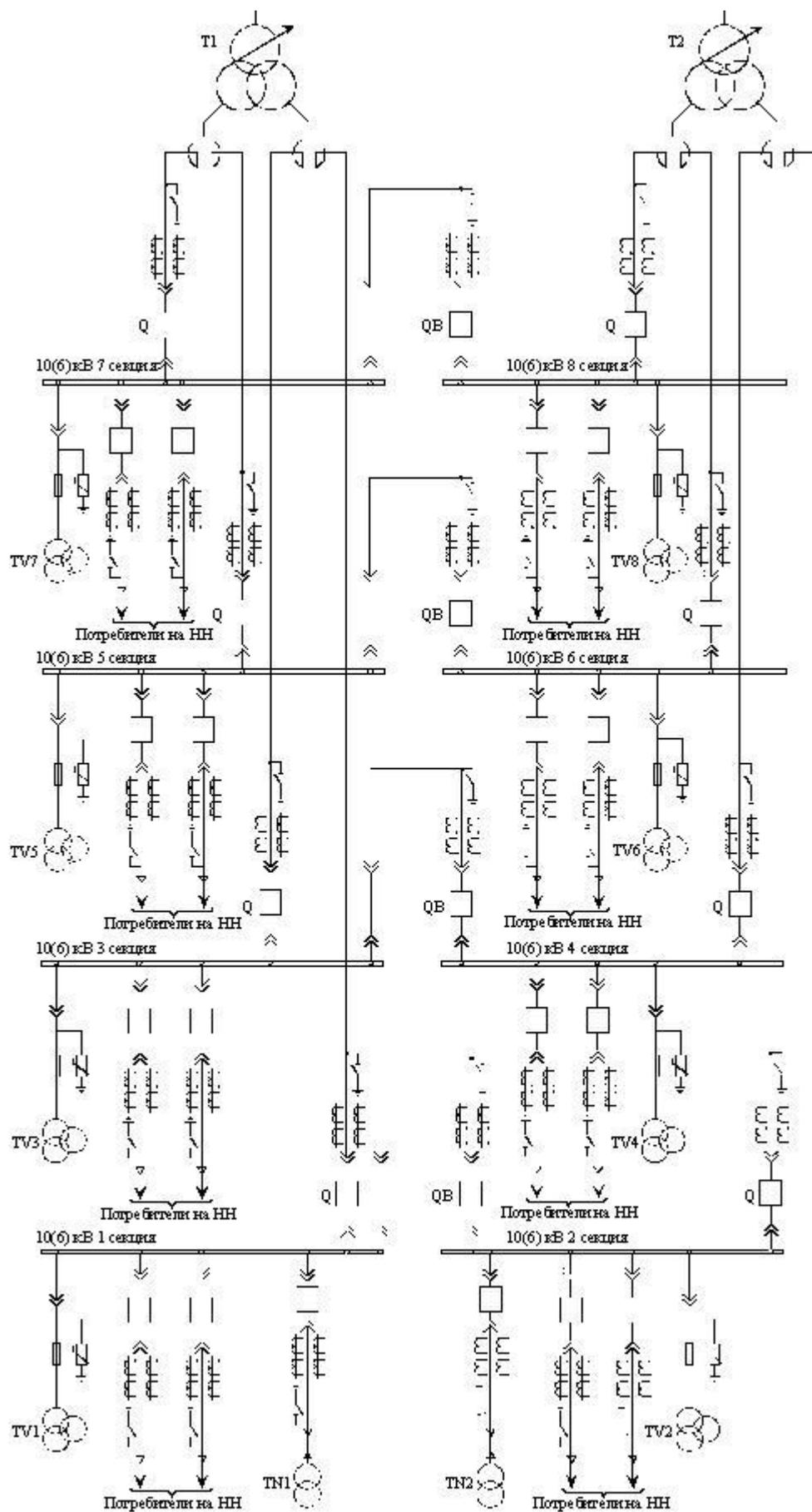


Рисунок 6.28- Схема №10(6)-3 - четыре одиночные секционированные системы шин

Схема позволяет значительно ограничить токи КЗ, а наличие восьми секций позволяет без снижения надежности присоединить большое число отходящих линий (более 24), что часто используется на подстанциях промышленного назначения.

6.6.5 Схемы подключения компенсирующих устройств

При проектировании мощных системных подстанций возникает вопрос о типе подлежащих установке компенсирующих устройств, о схеме их присоединения. В качестве компенсирующих устройств на ПС используются синхронные компенсаторы и шунтовые батареи конденсаторов.

Наиболее распространенная схема подключения синхронного компенсатора с реакторным пуском приведена на рисунке 6.29. Компенсатор подключается к сети выключателем, в цепи которого установлен токоограничивающий реактор (LR), обладающий значительным индуктивным сопротивлением.

Благодаря этому напряжение на выводах компенсатора в начале пуска снижается до 45-50% номинального, а пусковой ток не превышает 200-280% номинального.

Разворот компенсатора обеспечивается за счет асинхронного момента, для увеличения которого предусматривается специальная пусковая обмотка, расположенная в полюсных наконечниках ротора. В компенсаторах большой мощности массивные полюсы обеспечивают создание достаточно большого асинхронного момента, вследствие чего специальная пусковая обмотка не требуется.

Когда частота вращения компенсатора приблизится к синхронной, подается возбуждение и компенсатор втягивается в синхронизм. Затем включается выключатель, который шунтирует реактор.

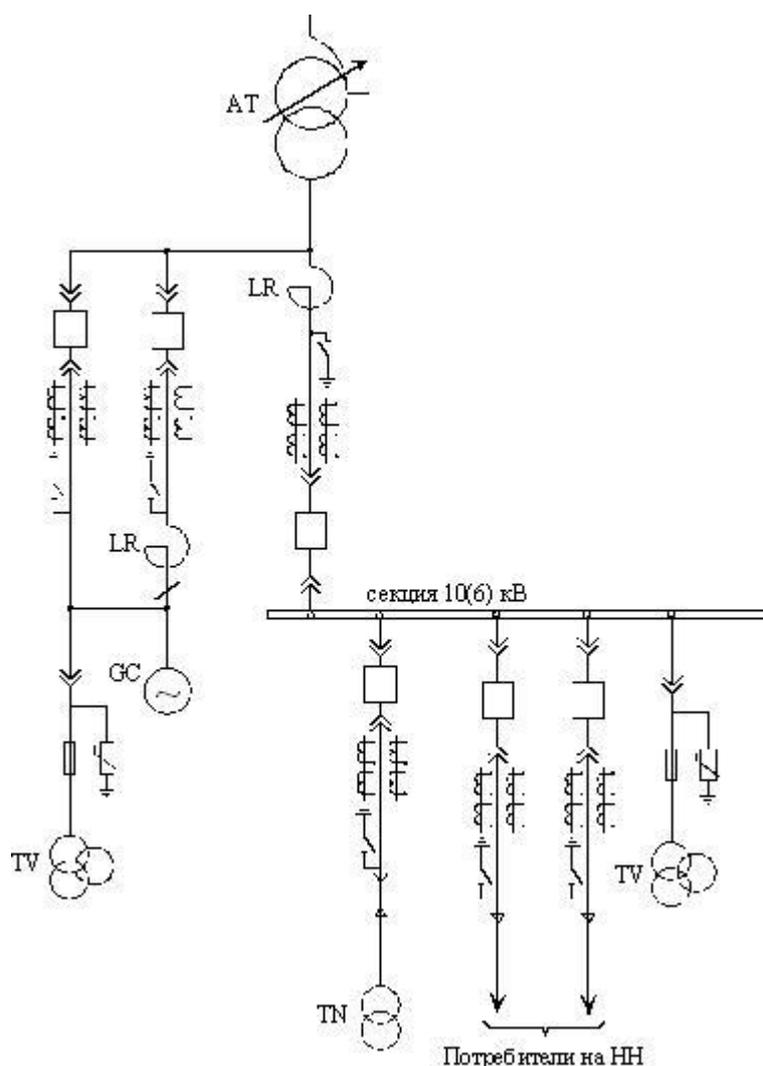


Рисунок 6.29- Схема подключения синхронного компенсатора

Компенсация реактивной мощности, как правило, должна производиться в тех пунктах сети, где она потребляется. В настоящее время на мощных узловых ПС для компенсации реактивных потерь широко используется применение компенсирующих устройств и на напряжении 35-220 кВ. В этом случае в качестве компенсирующих устройств используются конденсаторные батареи. Конденсаторные батареи применяются и на напряжении 6-10 кВ. На рисунке 6.30 приведены схемы присоединения конденсаторных батарей.

Как видно из рисунка 6.30,а в схеме батарей 110 кВ предусмотрена возможность форсировки ее мощности путем шунтирования выключателем части последовательных рядов конденсаторов в фазе.

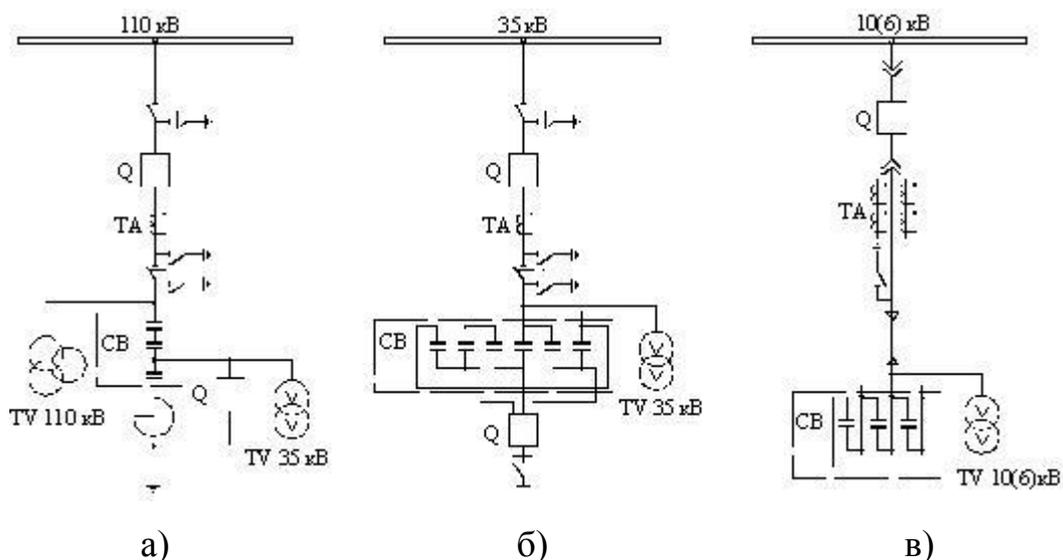


Рисунок 6.30- Схемы присоединения батарей статических конденсаторов

В нулевых выводах батареи устанавливаются заградительные реакторы для ограничения толчков тока при форсировке. На зажимах батареи устанавливаются трансформаторы напряжения 110 кВ, а на зажимах шунтируемой части - трансформаторы напряжения 35 кВ, которые выполняют функции разрядных сопротивлений.

Форсирование мощности конденсаторной батареи 35 кВ при сильных понижениях напряжения на шинах осуществляется переключением схемы батареи с треугольника на схему двойной звезды (рисунок 6.30,б).

В схемах присоединения конденсаторных батарей 10(6) кВ (рисунок 6.30,в) форсировка мощности не предусматривается ввиду относительно высокой стоимости оборудования форсировки.

Контрольные вопросы

1. В каких случаях допустимо применять однотрансформаторные ГПП?
2. В каких случаях допустимо применять ГПП с количеством трансформаторов больше двух?
3. В чем недостаток применения СД в качестве источника реактивной мощности?
4. Из каких составляющих складывается суммарная активная нагрузка предприятия?
5. Как определяется полная расчётная мощность завода?
6. Что такое «главная схема подстанции»?
7. Укажите требования, предъявляемые к схемам распределительных устройств.

8. Охарактеризуйте три основные категории подстанций.
9. Каким образом в схемах с отделителями и короткозамыкателями производится отключение трансформатора при коротком замыкании в трансформаторе.
10. Назначение короткозамыкателей в схемах с отделителями и короткозамыкателями.
11. Какие режимы работы допускает перемычка из двух разъединителей в схеме №9.
12. Дайте сравнительную оценку схем №10 и №11.
13. Дайте сравнительную оценку схем №12 и №13.
14. Назначение перемычки из двух разъединителей в схемах №12 и №13.
15. Назначение обходной системы шин.
16. Назначение обходного выключателя.
17. Каким образом производится ограничение тока короткого замыкания на НН подстанций.

7 ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ЛЭП

Технико-экономическое обоснование (ТЭО) производится для выбора на основе сравнения приведенных затрат рационального напряжения питающей линии. По итогам расчетов выбирается напряжение питающих линий.

При выборе рационального напряжения питающих ЛЭП решаются вопросы технико-экономического характера.

Здесь можно выделить два варианта:

1. Предприятие получает питание со средних шин районной подстанции ($U_H < 110$ кВ) - сравнительно недорогое оборудование на ГПП, но предлагаются больше потери электроэнергии в линиях.

2. Предприятие получает питание на высоком напряжении (глубокий ввод, $U_H \geq 110$ кВ) от шин первичного напряжения районной подстанции – более дорогостоящее оборудование, но малые потери электроэнергии в линиях.

7.1 Расчёт и проверка сечений питающих ЛЭП

Выбор сечений проводов ЛЭП, питающих ГПП, производим по экономической плотности тока и допустимому току послеаварийного режима.

Расчет производим для двух вариантов напряжений принятых для экономического сравнения.

Расчет сечения проводов ЛЭП, питающих ГПП:

- суммарная мощность нагрузки на ЛЭП:

$$S_{M.ЛЭП} = \sqrt{(P_{M. \sum ЗАВ.} + \Delta P_{ГП}^I)^2 + (Q_{Э1} + \Delta Q_{ГП}^I)^2}; \quad (7.1)$$

- максимальный рабочий ток:

$$I_m = \frac{S_{M.ЛЭП}}{2 \times \sqrt{3} \times U_{НОМ}}; \quad (7.2)$$

где $U_{НОМ}$ - напряжение ступени ВН, кВ;

- расчетное сечение проводов:

$$F_{РАСЧ} = \frac{I_m}{j_{ЭК}}; \quad (7.3)$$

где $j_{ЭК}$ - экономическая плотность тока, определяемая по таблице П.И.4
 $j_{ЭК} = 1,1 \text{ А/мм}^2$;

- выбирается ближайшее стандартное сечение провода марки АС по таблице П.И.9;

- выбранное сечение провода проверяется по аварийной перегрузке, при этом должно выполняться условие $I_{АВ.} < I_{ДОП.}$;

- ток послеаварийного режима рассчитывается по формуле:

$$I_{П.АВ.} = 2 \cdot I_m; \quad (7.4)$$

- расчет на отсутствие коронирования для ВЛ напряжения 35 кВ не производится;

- расчет на отсутствие коронирования для ВЛ напряжения 110 кВ не производится, если выбранное сечение провода больше 70 мм^2 .

7.2 Определение потерь энергии в ЛЭП

Годовые потери электрической энергии в ЛЭП рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_{ЛЭП} = n \times m \times I_m^2 \times R \times \tau_m, \quad (7.5)$$

где $n = 2$, цепность ЛЭП;

$m = 3$, число фаз;

I_m - рабочий максимальный ток;

R - сопротивление фазы;

τ_m - время максимальных потерь.

Сопротивление фазы рассчитывается по формуле:

$$R = \frac{R_0 \times L}{100}; \quad (7.6)$$

где R_0 - активное удельное сопротивление провода (Ом), определяется по таблице П.И.9;

L - длина ЛЭП, км.

7.3 Технико-экономическое обоснование напряжения питающих ЛЭП с учетом стоимости ГПП

Технико-экономическое обоснование производится для выбора на основе сравнения приведенных затрат для напряжения 35 кВ и 110 кВ. По итогам расчетов выбирается напряжение питающих линий.

Капитальные затраты рассчитываются по формуле:

$$Z = (E_H + E_{A1} + E_{TP1}) \times K_{ЛЭП} + (E_H + E_{A2} + E_{TP2}) \times K_{ОБ.} + I_{\Delta W_{ЛЭП}} + I_{\Delta W_{TP}}, \quad (7.7)$$

где – E_H, E_A, E_{TP} - нормативные коэффициенты отчислений: эффективности, амортизации и текущего ремонта, соответственно, принимаются по таблице П.И.1;

$K_{ЛЭП}$ - полная стоимость сооружения ЛЭП, тыс. руб.;

$K_{ОБ.}$ - полная стоимость оборудования ГПП, тыс. руб.;

$I_{\Delta W_{ЛЭП}}$ - стоимость издержек на потери в ЛЭП, тыс. руб.;

$I_{\Delta W_{TP}}$ - стоимость издержек на потери в трансформаторах, тыс. руб.

Стоимость сооружения ЛЭП рассчитывается по формуле:

$$K_{ЛЭП} = K_{ЛЭП}^I \times K_{уд.} \times L; \quad (7.8)$$

где $K_{ЛЭП}^I$ - удельная стоимость сооружения 1 км ЛЭП, тыс. руб. - по таблицам П.И.1 - П.И.3;

$K_{уд.}$ - коэффициент удорожания;

L - длина ЛЭП.

Стоимость оборудования ГПП рассчитывается по формуле:

$$K_{ОБ. \Sigma} = K_{РАЗ \Sigma} + K_{ВЫКЛ \Sigma} + K_{ОПН \Sigma} + K_{ТР \Sigma}, \quad (7.9)$$

где $K_{РАЗ\Sigma}$ - стоимость разъединителей, тыс. руб.;

$K_{ВЫКЛ\Sigma}$ - стоимость выключателей, тыс. руб.;

$K_{ОПН\Sigma}$ - стоимость ОПН, тыс. руб.;

$K_{ТР\Sigma}$ - стоимость трансформаторов, тыс. руб.

Стоимость основного оборудования ГПП и линий электропередачи на 2004 год приведены в таблице П.Ж.2.

Издержки на потери в ЛЭП рассчитываются по формуле:

$$И_{\Delta W_{ЛЭП}} = C_{\Pi} \times \Delta W_{ЛЭП} \times 10^{-3}, \quad (7.10)$$

где C_{Π} - стоимость 1 кВт заявленной мощности, руб.

Издержки на потери электроэнергии в трансформаторах рассчитываются по формуле:

$$И_{\Delta W_{ТР}} = C_{\Pi} \times \Delta W_{ТР} \times 10^{-3}. \quad (7.11)$$

Стоимость 1 кВт заявленной мощности рассчитывается по формуле:

$$C_{\Pi} = C_0 + \frac{C_{Р.П.}}{\tau_m}, \quad (7.12)$$

где C_0 - стоимость 1 кВт отпускной электроэнергии, руб. (принимается по двухставочному тарифу, на электрическую энергию напряжение 35 или 110 кВ, на момент расчетов),

$$C_0 = 0,79 \text{ руб./кВт}\times\text{ч.}, \text{ на } U_H = 110 \text{ кВ (2006 г.)}$$

$$C_0 = 1,03 \text{ руб./кВт}\times\text{ч.}, \text{ на } U_H = 35 \text{ кВ (2006 г.)}$$

Результаты расчетов затрат привести в таблице 7.1.

По критерию минимума приведенных затрат выбирается вариант на 35 или 110 кВ, по которому и производится дальнейший расчет.

Таблица 7.1 - Суммарные капитальные затраты на оборудование ГПП и на ЛЭП

Наименование	Тип оборудования	Количество, шт. (км.)	Вариант 1 $U_H = 35$ кВ, тыс.руб.	Вариант 1 $U_H = 110$ кВ, тыс. руб.
ЛЭП				
Трансформаторы ГПП				
Выключатели				
Разъединители:				
ОПН				
$K_{ЛЭП}$				
$K_{ОБ.}$				
$C_{П}$, руб.				
$I_{\Delta W_{ЛЭП}}$				
$I_{\Delta W_{ТР}}$				
Итого - 3				

Контрольные вопросы

1. По каким параметрам реализуется выбор и проверка сечения проводников питающих ЛЭП?
2. Какие составляющие учитываются при определении приведенных затрат?
3. Каким образом определяются издержки на потери электроэнергии в силовых трансформаторах?

8 СОСТАВЛЕНИЕ БАЛАНСА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выбор высоковольтных батарей статических конденсаторов и определение мест их установки. Расчетная реактивная нагрузка промышленного предприятия состоит из расчетной нагрузки электроприемников 10 кВ, некомпенсированной нагрузки в сетях 0,4 кВ и потерь реактивной мощности в трансформаторах.

Реактивная мощность, подлежащая компенсации рассчитываются по формуле:

$$Q_{\text{ВК.ЗАВ}} = Q_{\text{ВК.ТП}\Sigma} + Q_{\text{М}10\text{кВ}} + \Delta Q_{\text{ТР.ГПП}}^I - Q_{\text{СДЭ}\Sigma} - Q_{\text{Э}1}, \quad (8.1)$$

где $Q_{\text{ВК.ТП}\Sigma}$ - некомпенсированная реактивная нагрузка в сетях 0,4 кВ;

$Q_{\text{М}\Sigma 10\text{кВ}}$ - расчетная реактивная нагрузка высоковольтного оборудования;

$Q_{\text{ТР.ГПП}}^I$ - потери мощности в трансформаторах ГПП;

$Q_{\text{СДЭ}\Sigma}$ - суммарная, экономически целесообразная реактивная мощность, получаемая от СД;

$Q_{\text{Э}1}$ - реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы.

БСК служат для снижения реактивной нагрузки предприятия, отсюда повышение коэффициента мощности и снижение потерь в кабельных линиях.

Установку отдельных БСК рекомендуется предусматривать на тех РП, где реактивная нагрузка соответствует мощности БСК и имеется техническая возможность их присоединения, за исключением РП к которым подключены СД.

К каждой секции шин РП рекомендуется подключать батареи одинаковой мощности, но не менее 1000 кВАр на одну секцию шин. При меньшей мощности батарей ее целесообразно устанавливать на ГПП:

Тип и мощность БСК приведены в таблице П.Д.3.

9 РАСЧЁТ СЕТИ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

9.1 Уточнение варианта схемы электроснабжения с учётом высоковольтной нагрузки

РП размещают в цехах, где располагается высоковольтная нагрузка. За счёт этого достигается уменьшение длины кабельных линий а, следовательно, потерь и осуществляется максимальное приближение потребителей к источнику питания. Резко переменные нагрузки (ДСП), подключают непосредственно к шинам ГПП.

9.2 Расчёт сечений кабельных линий на 10 кВ

Расчет сечений кабельных линий на напряжение 10 кВ производится по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяется по допустимому току в послеаварийном режимах. Для питания РП и ТП используется бронированный трехжильный алюминиевый кабель марки ААБл или небронированный ААШв.

Для расчёта сечений кабельных линий, сеть внутреннего электроснабжения разбивается на участки, и находятся максимальные расчётные токи, протекающие по участкам по формуле:

$$I_m = \frac{S_M}{\sqrt{3} \times U_H \times n}, \quad (9.1)$$

где U_H - номинальное напряжение ступени, кВ;

n – количество кабелей, проложенных в траншее к объекту;

S_M - полная мощность, которая проходит по рассматриваемому участку кабельной линии (кВА), рассчитывается по формуле:

- для РП:

$$S_M = \sqrt{P_{M\Sigma(\text{ТП;СД;АД})} + Q_{M\Sigma(\text{ТП;СД;АД})}}; \quad (9.2)$$

- для ТП:

$$S_M = \sqrt{P_{M\Sigma(\text{ТП})} + Q_{M\Sigma(\text{ТП})}}; \quad (9.3)$$

- для СД, АД:

$$S_M = \sqrt{P_{M\Sigma(СД; АД)} + Q_{M\Sigma(СД; АД)}} \cdot \quad (9.4)$$

Расчетное сечение кабельной линии определяется аналогично расчету по формуле (7.3). По полученному расчетному значению сечения кабеля выбираем стандартное сечение токопроводящей жилы по таблице П.И.7.

Проверка выбранного сечения кабельной линии производится по току послеаварийного режима, при котором должно соблюдаться условие:

$$I_{ДОП}^I > I_{П.АВ}; \quad (9.5)$$

где $I_{ДОП}^I$ - допустимый ток в послеаварийном режиме, рассчитывается по формуле:

$$I_{ДОП}^I = K_{ПЕР} \times K_{П} \times I_{ДОП}; \quad (9.6)$$

где $K_{ПЕР} = 1,3$ – допустимый коэффициент перегрузки кабельной линии в послеаварийном режиме;

$K_{П}$ – коэффициент, учитывающий количество кабелей в одной траншее и расстояние между ними, приводится в таблице П.И.8;

$I_{П.АВ}$ – максимальный послеаварийный ток, протекающий в кабельной линии:

$$I_{П.АВ} = 2 \times I_{ДОП}. \quad (9.7)$$

Все этапы расчета и выбора сечения кабельных линий по участкам сводятся в таблицу 9.1

Таблица 9.1- Выбор сечения кабельных линии 10 кВ

Наименование участка	$P_{M\Sigma}$, кВт	$Q_{M\Sigma}$, кВАр	$P_{M10кВ}$, кВт	$Q_{M10кВ}$, кВАр	$Q_{ВБК}$, ($Q_{СД}$), кВАр	$P_{МРП}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7
$Q_{МРП}$, кВАр	S_M , кВА	$I_{РАСЧ}$, А	$F_{РАСЧ}$, мм ²	$F_{СТ}$, мм ²	$I_{ДОП}$, А	$I_{ДОП}$, А
8	9	10	11	12	13	14

Для внутриводской схемы электроснабжения, представленной на рисунке 9.1 в таблице 9.2 приведен пример заполнения первой части таблицы 9.1 выбора сечения кабельных линий 10 кВ.

Таблица 9.2- Пример заполнения таблицы 9.1

Участок	$P_{M\Sigma}$, кВт	$Q_{M\Sigma}$, кВАр	$P_{M10кВ}$, кВт	$Q_{M10кВ}$, кВАр	$Q_{ВБК}$, ($Q_{СД}$), кВАр	$P_{МРП}$, кВт	$Q_{МРП}$, кВАр
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП3-ТП4б	335,2	153,35					
ТП4б-ТП5б	689,56	199,93					
ТП5б-ГПП	1146,16	375,88					
ТП4а-ТП5а	354,36	46,58					
ТП5а-ГПП	810,96	222,53					
ГПП-ДСП			2720	1685,7			
ТП1б-ТП9б	230,12	165,88					
ТП9б-ГПП	701,9	297,17					
ТП1а-ТП9а	230,12	165,88					
ТП9а-ГПП	701,9	297,17					
ТП2в-ТП2а	292,12	119,19					
ТП2а-РП1	584,24	238,38					
ТП2г-ТП2б	292,12	119,19					
ТП2б-РП1	584,24	238,38					
СД-РП1			2250		1687,5		
РП1-ГПП						3418,48	2164,26
ИП-РП2			990	742,5			
ТП7-ТП8б	461,12	130,13					
ТП8б-РП2	919,08	278,46					
ТП8в-ТП8а	457,96	148,33					
ТП8а-РП2	915,92	296,66					
РП2-ГПП						2825	1317,62
АД-РП3			750	464,81			
ТП6б-РП3	395,44	132,22					
ТП6в-ТП6а	395,44	132,22					
ТП6а-РП3	790,88	264,44					
РП3-ГПП						1936,32	861,47
ГПП-БСК(1)					-1350		

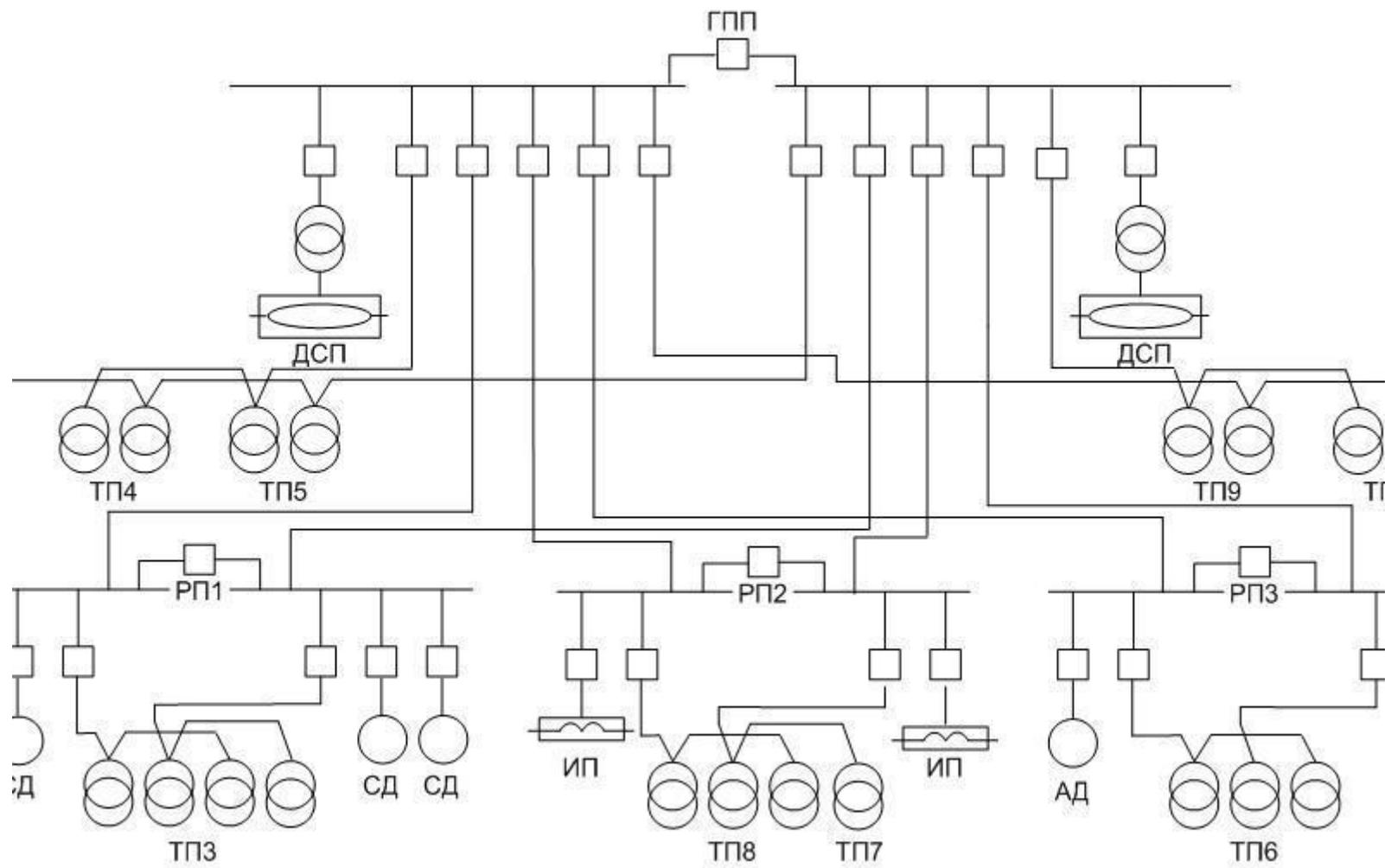


Рисунок 9.1- Пример внутризаводской схемы электроснабжения для таблицы 9.2

9.3 Расчёт сечений кабельных линий на 0,4 кВ

Расчет сечений кабельных линий от ТП к цеховым РУ 0,4 кВ производится по длительно допустимому току:

- **полная мощность**, которая проходит по рассматриваемому участку кабельной линии, рассчитывается по формуле:

$$S_M = \sqrt{P_{M\Sigma(RП)} + Q_{M\Sigma(RП)}}, \quad (9.8)$$

где $P_{M\Sigma(RП)}$ - суммарная активная мощность РП, кВт;

$Q_{M\Sigma(RП)}$ - суммарная реактивная мощность РП, кВАр;

$$P_{M\Sigma(RП)} = P_{РП} + P_{ОСВ}, \quad (9.9)$$

$$Q_{M\Sigma(RП)} = Q_{РП} + Q_{ОСВ}, \quad (9.10)$$

где $P_{РП}, Q_{РП}$ - активная и реактивная расчетная мощность РП;

$P_{ОСВ}, Q_{ОСВ}$ - активная и реактивная мощность наружных осветительных установок;

- **расчетный максимальный ток** определяется по формуле 9.1.

Для приема и распределения электроэнергии к группам потребителей на РУ применяют силовые распределительные шкафы и пункты.

Для передачи электроэнергии к РУ-0,4кВ необходимо определить количество автоматических выключателей установленных на ТП в стандартной комплектации, в зависимости от мощности силового трансформатора, так на КТП – 630 кВА установлены линейные автоматы типа А3726ФУ3 на токи 630; 400; 250 А. На КТП -400 кВА установлены автоматы 400; 250;160А.

- **подбирается необходимое** количество линейных автоматических выключателей, для данной кабельной линии, из стандартного ряда:

$$N_{(AB)} = \frac{I_M}{I_{НОМ.АВ}}, \quad (9.11)$$

где I_M - максимальный рабочий ток для РУ 0,4 кВ;

$I_{НОМ.АВ}$ - номинальный ток автоматического выключателя на ТП;

- округляется до ближайшего большего значения;
- нагрузка на каждую кабельную линию рассчитывается по формуле:

$$I_M^I = \frac{I_M}{N_{(АВ)}}; \quad (9.12)$$

- выбирается стандартное сечение $F_{СТ}$, как ближайшее большее из стандартного ряда значений по таблицам П.И.6 - П.И.7;

- определяется длительно допустимый ток для данной кабельной линии с учетом поправочных коэффициентов по формуле (9.6).

Все этапы расчета и выбора сечений кабельных линий по участкам сводятся в таблицу 9.3.

Таблица 9.3- Выбор сечения кабельных линий 0,4 кВ

№цеха	Участок	$P_{M\Sigma}$, кВт	$Q_{M\Sigma}$, кВАр	$S_{M\Sigma}$, кВА	$I_M, А$
1	2	3	4	5	6

Тип выключателя	$I_{НОМ}, А$	n	$I_M^I, А$	$F_{СТ}, мм^2$	$I_{ДОП}, А$	$I_{ДОП}^I, А$
7	8	9	10	11	12	13

9.4 Расчёт сети наружного освещения

Сечение проводников осветительной сети должны обеспечивать:

- достаточную механическую прочность;
- прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур;
- необходимые уровни напряжения у источников света;
- срабатывания защитных аппаратов при коротких замыканиях в сети.

Необходимое минимального сечение проводника кабельной линии рассчитывается по формуле:

$$F_{\min} = \frac{\sum M + \sum \alpha m}{K_C \times \Delta U_{РАСП}}, \quad (9.13)$$

где $\sum M$ – сумма моментов данного и всех последующих по направлению энергии участков с тем же числом проводов в линии, как и на данном участке;

$\sum \alpha m$ – сумма моментов всех ответвлений, питаемых данным участком и имеющим иное число проводов в линии, чем на этом участке;

α – коэффициент приведения моментов, зависящий от числа проводов (светильников) на ответвлении от основного участка определяется по таблице П.Г.1;

K_C – коэффициент, зависящий от схемы питания и материала проводника, определяется по таблице П.Г.2;

$\Delta U_{РАСП}$ – величина располагаемых потерь напряжения сети, зависящая от мощности трансформатора на ТП, коэффициента его загрузки и $\cos\phi$ нагрузки, определяется по таблице П.Г.3.

При разном расстоянии между светильниками и неодинаковой мощностью ламп в них, момент нагрузки для трехпроводной сети рассчитывается по формуле:

$$M = P_1 \times l_1 \times n_i + P_2 \times l_2 \times (n_i - 1) + \dots + P_i \times l_i \times 1; \quad (9.14)$$

-если мощность ламп одинакова, но имеется разное расстояние между светильниками, то момент рассчитывается по формуле:

$$M = P \times (l_1 \times n_i + l_2 \times (n_i - 1) + \dots + l_i \times 1); \quad (9.15)$$

-если мощность ламп и расстояние между светильниками одинаковы, тогда момент нагрузки рассчитывается по формуле:

$$M = n \times P \times (l_0 + l_1 / 2); \quad (9.16)$$

m – момент нагрузки для трехпроводной сети с одним или двумя светильниками рассчитывается по формуле:

$$m = P_1 \times l_1 \times 2 + P_2 \times l_2 \times 1; \quad (9.17)$$

где $P_i; l_i; n_i$ – мощность лампы, длина кабельной линии до светильника и номер светильника.

- мощность светильников уличного освещения рассчитывается по формуле:

$$P_{СВ} = P_{Л} \times K_{ПРА}, \quad (9.18)$$

где $K_{ПРА}$ – потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре светильника, для светильников с лампой типа ДРЛ - $K_{ПРА} = 1,1$.

Расчёт сети наружного освещения ведётся по наиболее загруженной ветви, отходящей от ТП.

Пример расчета сети уличного освещения:

На рисунке 9.1 представлена схема одного участка уличного освещения станкостроительного завода.

1. Рассчитываем момент нагрузки самого удлиненного участка сети М(1-17), так как мощность ламп в светильниках принята одинаковая $P_{Л} = 125$ Вт, а расстояние между светильниками разное, то расчет произведем по формуле (9.15).

2. По этой же формуле рассчитываются все ответвления от основного участка: М(18-23); М(24-27); М(28-31); М(32-34); М(35-39); М(40-44); М(45-49).

3. Момент нагрузки с отличным числом проводов в линии: $m(50) = P_{СВ} \times l$

4. Рассчитывается необходимое минимальное сечение проводника по формуле (9.13)

5. Принимается ближайшее большее стандартное сечение кабельной линии освещения по таблице П.И.6.

9.5 Расчет сети охранного освещения

Охранное освещение периметра завода получает питание от ТП расположенного, как правило, возле забора ограждения, линия выполняется голыми проводами марки АС на изоляторах по забору ограждения. Кабельные вставки предусмотрены для обхода помещений цехов непосредственно примыкающие

забору ограждения и при выходе из ТП. К одной линии охранного освещения можно присоединять не более 50 светильников.

Момент нагрузки сети охранного освещения рассчитывается по формуле (9.16), так как мощность ламп и расстояние между светильниками при их установке на заборе ограждения можно принять одинаковое.

Пример схемы охранного освещения завода представлена на рисунке 9.2.

Контрольные вопросы

1. Каким образом выбирается место установки РП?
2. Каким образом рассчитывается полная мощность, проходящая по участку КЛ 10 кВ, питающего РП, ТП и высоковольтных потребителей?
3. По какому критерию выполняется проверка выбранного сечения КЛ 10 кВ?
4. Каким требованиям должны удовлетворять проводники осветительной сети?
5. Каким образом определяется момент нагрузки в общем случае при разном расстоянии между светильниками и неодинаковой мощностью ламп в них для трехпроводной осветительной сети?

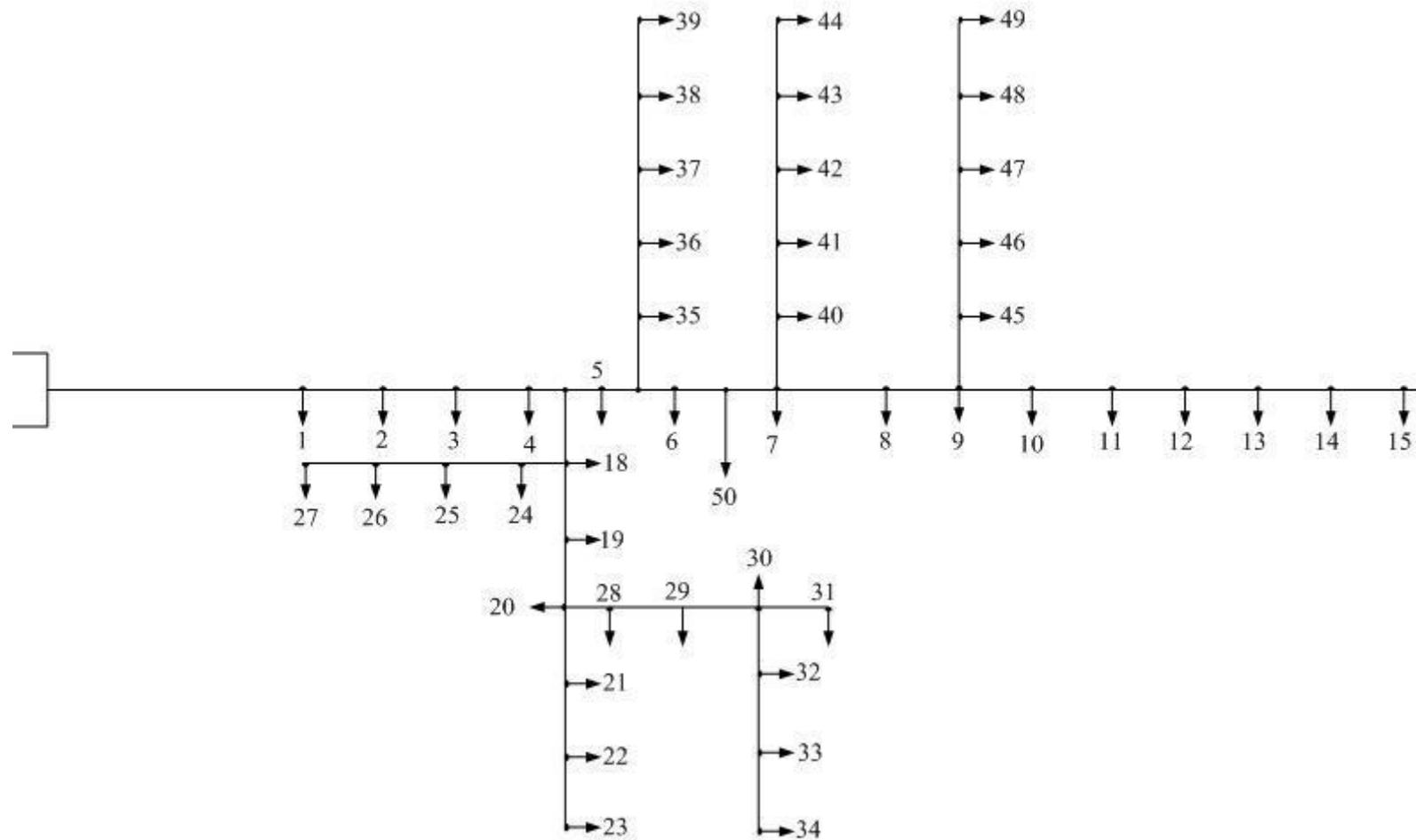


Рисунок 9.1- Пример схемы электроснабжения уличного освещения

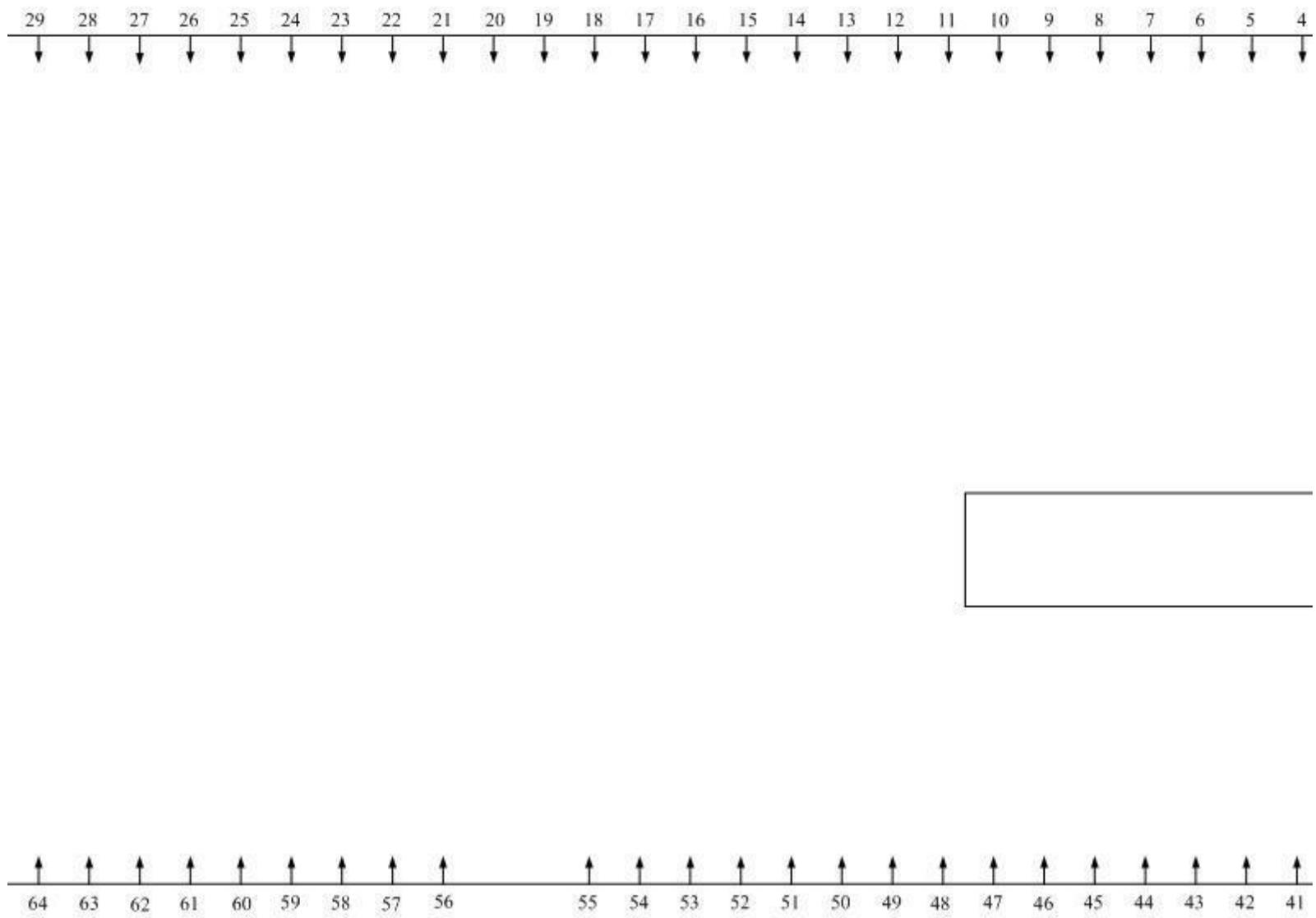


Рисунок 9.2- Пример схемы охранного освещения периметра завода

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ДРЛ – разрядная дуговая ртутная лампа высокого давления

ЛЛ – разрядная люминесцентная лампа низкого давления

МГЛ – металлогалогенная лампа

ДНаТ – натриевая лампа

ТП – трансформаторная подстанция

ГПП – главная понизительная подстанция, напряжение 35-110/6-10 кВ

РП – распределительная пункт

РУ – распределительное устройство

БСК – батарея статических конденсаторов

НБК – низковольтная батарея конденсаторов

ВБК – высоковольтная батарея конденсаторов

АД – асинхронный двигатель

СД – синхронный двигатель

ДСП – дуговая сталеплавильная печь

ИП – индукционная печь

ИЧТ – индукционная тигельная печь для плавки чугуна

ИАТ – индукционная тигельная печь для плавки алюминия

ЭП – электроприемник

ЦЭН – центр электрических нагрузок

ПС – трансформаторная подстанция

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ПГВ – подстанция глубокого ввода

ТОИ – телеотключающий импульс

КЗ – короткое замыкание

ТЭО – технико-экономическое обоснование

ЛЭП – линия электропередачи

ПРИЛОЖЕНИЕ

ПРИЛОЖЕНИЕ «А»

Таблица П.А.1 – Взрыва - и пожароопасность промышленных зданий и сооружений в зависимости от технологической характеристики (Таблица 7.6 [22])

Класс по пож. опасности	Характеристика пожа- роопасности техноло- гического процесса	Наименование производств
1	2	3
А	<p>Производства, связанные с применением: веществ, воспламенение или взрыв которых может последовать в результате воздействия воды или кислорода воздуха; жидкостей с температурой вспышки паров 28°С и ниже; горючих газов, нижний предел взрываемости которых 10% и менее к объему воздуха; газов и жидкостей в количествах, которые могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси</p>	<p>Цехи обработки и применения металлического натрия и калия; баратные и ксатантные цехи фабрик искусственного волокна; цехи стержневой полимеризации синтетического каучука; водородные станции; химические цехи фабрик ацетатного шелка; бензиноэкстракционные цехи гидрирования, дистилляции и газофракционирования производства искусственного жидкого топлива, рекуперации и ректификации органических растворителей с температурой вспышки паров 28°С и ниже; склады баллонов для горючих газов; склады бензина, стационарные кислотные и щелочные аккумуляторные помещения электростанций, насосные станции по перекачке жидкости с температурой вспышки паров 28°С и ниже и т.п.</p>
Б	<p>Производства, связанные с применением: жидкости с температурой вспышки паров 28 – 120°С; горючих газов, нижний предел взрываемости которых более 10% к объему воздуха, при применении этих газов и жидкостей в количествах, которые могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси; производств, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие волокна или пыль и в таком количестве, что они могут образовывать взрывоопасные смеси</p>	<p>Цехи приготовления и транспортировки угольной пыли и древесной муки; промывочно-пропарочные станции цистерн и другой тары от мазута и других жидкостей, имеющих температуру вспышки паров 28 – 120°С ; выбойные и размольные отделения мельниц; цехи обработки синтетического каучука; цехи изготовления сахарной пудры; дробильные установки для фрезерного торфа; мазутное хозяйство электростанций; насосные станции по перекачке жидкостей с температурой вспышки паров 28 – 120°С и т.п.</p>

Продолжение таблицы П.А.1

1	2	3
В	Производства, связанные с обработкой и ли применением твердых сгораемых веществ и материалов, а также жидкостей с температурой вспышки паров выше 120°С	Лесопильные, деревообделочные, столярные, модельные, бондарные и лесотарные цехи; цехи бумажной промышленности с сухими процессами производства; цехи регенерации смазочных масел, склады горючих и смазочных материалов; открытые склады масла и масляное хозяйство электростанций; трансформаторные мастерские; распределительные устройства с выключателями и аппаратурой, содержащей более 60 кг масла в единице оборудования: транспортные галереи и эстакады для угля и торфа; закрытые склады угля; пакгаузы смешанных грузов; насосные станции по перекачке жидкостей с температурой вспышки паров выше 120°С.
Г	Производства, связанные: с обработкой несгораемых веществ и материалов в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии и сопровождающиеся выделением тепла, систематическим выделением искр и пламени; с сжиганием твердого, жидкого и газообразного топлива	Литейные и плавильные цехи металлов, печные газогенераторные станции, кузницы, сварочные цехи, мотовозные депо; цехи горячей прокатки и термической обработки металлов, мотороиспытательные станции, помещения двигателей внутреннего сгорания, главные корпуса электростанций; распреедустройства с выключателями и аппаратурой, содержащей масло не менее 60 кг в единице оборудования; лаборатории высокого напряжения, котельные и т.д.
Д	Производства, связанные с обработкой несгораемых веществ и материалов в холодном состоянии	Механические цехи холодной обработки металлов (кроме магниевых сплавов), шихтовые, скраповые дворы, компрессорные воздуха и негорючих газов. Цехи регенерации кислот, депо электрокаров и аккумуляторных электровозов; цехи холодной штамповки и проката металлов; щиты управления, водоочистка, багерная насосная, золошлакоотстойник, насосные и водоприенные устройства электростанций; углекислотные и хлораторные установки, градирни; насосные для перекачки негорючих жидкостей и т.д.

Таблица П.А.2- Параметры высоковольтных дуговых сталеплавильных печей

Тип печи	Объем производ. печи, т	Параметры печного трансформатора			
		$S_{НОМ}$, мВА	$U_{НОМ}$, кВ	$\cos \varphi$	ПВ %
ДСП-0,5	0,5	0,63	6 или 10	0,90	90
ДСП-1,5	1,5	1,25	6 или 10	0,87	85
ДСП-3	3,0	2,00	6 или 10	0,85	80
ДСП-6	6,0	4,00	6 или 10	0,84	75
ДСП-12	12,0	8,00	6 или 10	0,82	70
ДСП-25	25,0	12,50	10 или 35	0,81	65
ДСП-50	50,0	20,00	35	0,75	60

Таблица П.А.3- Технические данные индукционных печей

Технические данные	Не более
Установленная мощность, кВ·А,	1850
Мощность питающего преобразователя частоты, кВт	1600
Мощность, потребляемая электропечью, кВт	1470 ⁺³⁰
Емкость номинальная, т	2,5
Число фаз: питающей сети контурной сети	3 1
Номинальное напряжение: питающей сети контурной сети (на индукторе)	6000 или 10 000 от 1500 до 1700
Коэффициент мощности (cos φ) после компенсации (емкостной)	0,6

Примечание: Структура условного обозначения ИАТ-2,5/1,6-МЗ: И- индукционный нагрев; А-алюминий и его сплавы; 2,5 - номинальная емкость в тоннах; 1,6 - мощность по преобразователю в мегаваттах; МЗ - исполнение 3; климатическое исполнение УХЛ4 по ГОСТ 15150-69.

Таблица П.А.4- Параметры высоковольтных асинхронных электродвигателей

Тип двигателя	U _{НОМ} , кВ	P _{НОМ} , кВт	η, %	n _{НОМ} , об/мин	cos φ	I _П /I _{НОМ}
А4-85/43-4УЗ	6	630	93,5	985	0,89	6,5
А4-85/49-4УЗ	6	800	93,5	985	0,90	6
А4-85/50-6УЗ	6	500	93,0	985	0,88	6,4
А4-85/54-6УЗ	6	630	93,5	985	0,89	5,5
А4-85/62-8УЗ	6	500	93,0	985	0,88	5,5
ДАЗО4-85/43-4У1	6	500	93,0	985	0,88	7,5
ДАЗО4-85/49-4У1	6	630	93,5	985	0,89	7,2
ДАЗО4-85/50-6У1	6	400	92,5	985	0,89	7,2
ДАЗО4-85/54-6У1	6	500	93,0	985	0,88	6,8
ДАЗО4-85/62-8У1	6	400	92,5	985	0,89	6,6

Таблица П.А.5 - Технические данные синхронных двигателей СДН, СДН-2, СДНЗ-2, СДКП-2 напряжением 6-10 кВ, cosφ=0,9 [14]

Тип двигателя	Частота вращения, об/мин	P _{НОМ} , кВт	Q _{НОМ} , кВАр	η, %	K _{1СД} , кВт	K _{2СД} , кВт
6кВ						
СДН-14-49-6	1000	1000	511	95,2	5,09	3,99
СДН-14-59-6	1000	1250	633	95,8	4,74	4,42
СДН-15-39-6	1000	1600	812	95,7	6,65	6,8
СДН-15-49-6	1000	2000	1010	95,9	8,06	7,53
СДН-15-64-6	1000	2500	1260	96,4	8,13	7,74

Продолжение таблицы П.А.5

Тип двигателя	Частота вращения, об/мин	Рном, кВт	Qном, кВАр	η, %	К1СД, кВт	К2СД, кВт
СДН-15-76-6	1000	3200	1610	96,6	10,3	8,91
СДН-16-69-6	1000	4000	2000	96,4	14,1	11,8
СДН-16-84-6	1000	5000	2500	96,8	13,8	11,5
СДН-16-104-6	1000	6300	3150	97,1	14,6	13,1
СДН-14-46-8	750	800	407	94,8	4,9	4,57
СДН-14-59-8	750	1000	511	95,4	4,37	4,96
СДН-15-39-8	750	1250	637	94,8	7,73	7,29
СДН-15-49-8	750	1600	812	95,6	7,22	7,33
СДН-15-64-8	750	2000	1010	96	8,08	6,98
СДН-16-54-8	750	2500	1265	95,8	11,2	10,2
СДН-16-71-8	750	3200	1315	96,4	10,1	10,5
СДН-16-80-8	750	4000	2010	96,7	11	11,4
СДН-17-59-8	750	5000	2510	96,5	17,2	15,2
СДН-17-76-8	750	6300	3150	96,9	18,1	14,8
СДН-17-94-8	750	8000	3980	97,1	20,3	18,1
СДН-17-119-8	750	10 000	5000	97,3	23,5	21
СДН-14-44-10	600	630	325	93,8	5,6	4,06
СДН-14-56-10	600	800	410	94,4	5,76	4,63
СДН-15-39-10	600	1000	511	94,6	7,66	5,38
СДН-15-49-10	600	1250	637	95,1	7,54	6,56
СДН-15-64-10	600	1600	812	95,7	7,79	6,99
СДН-16-54-10	600	2000	1010	95,7	10,7	8,68
СДН-16-71-10	600	2500	1265	96,2	10,9	8,46
СДН-16-86-10	600	3200	1615	96,6	11,6	10,5
СДН-17-59-10	600	4000	2010	96,6	12,9	12,7
СДН-17-76-10	600	5000	2510	96,9	14,6	11,7
СДН-17-94-10	600	6300	3150	97,1	17,1	14,4
СДН-18-71-10	600	8000	4000	96,8	22,3	20,1
СДН-18-91-10	600	10 000	5000	97,2	22,7	22,1
СДН-14-36-12	500	400	209	92	3,88	2,97
СДН-14-44-12	500	500	257	93,6	5,05	3,63
СДН-15-34-12	500	630	327	93,6	5,16	4,72
СДН-15-39-12	500	800	412	94	6,48	5,54
СДН-15-49-12	500	1000	511	94,8	6,61	5,88
СДН-16-41-12	500	1250	637	94,8	8,44	6,09
СДН-16-51-12	500	1600	816	95,3	8,63	7,61
СДН-16-64-12	500	2000	1020	95,7	9,22	8,29
СДН-17-49-12	500	2500	1265	95,7	11,5	9,36
СДН-17-59-12	500	3200	1615	96,2	10,2	11,7
СДН-15-64-6	1000	2000	1010	95,6	8,39	7,2
СДН-15-76-6	1000	2500	1265	96	9,2	8,93
СДН-16-69-6	1000	3200	1620	95,9	11,3	11
СДН-16-84-6	1000	4000	2010	96,3	10,6	11,8
СДН-16-104-6	1000	5000	2510	96,6	13,1	11

Продолжение таблицы П.А.5

Тип двигателя	Частота вращения, об/мин	Рном, кВт	Qном, кВт	η , %	K1СД, кВт	K2СД, кВт
СДН-16-39-8	750	1250	640	93,8	7,2	6,48
СДН-16-44-8	750	1600	815	94,4	8,3	8,12
СДН-16-54-8	750	2000	1020	95	9,48	9,83
СДН-16-71-8	750	2500	1265	95,7	8,81	8,23
СДН-16-86-8	750	3200	1615	96,2	12,2	12,3
СДН-17-59-8	750	4000	2010	96	14,2	13
СДН-17-76-8	750	5000	2510	96,3	15	12,8
СДН-17-94-8	750	6300	3160	96,7	16,5	15,3
СДН-16-44-10	600	1250	637	93,8	8,6	6,05
СДН-16-54-10	600	1600	820	94,6	9,43	8,24
СДН-16-71-10	600	2000	1015	95,3	9,64	7,5
СДН-16-86-10	600	2500	1265	95,8	10,1	10,2
СДН-17-59-10	600	3200	1620	95,8	10,3	13,6
СДН-17-76-10	600	4000	2010	96,3	11,3	13,6
СДН-17-94-10	600	5000	2510	96,6	14,1	13,7
СДН-18-71-10	600	6300	3170	96,4	17,6	18,7
СДН-17-34-12	500	1250	642	92,8	9,08	8,53
СДН-17-41-12	500	1600	820	93,6	9,51	11
СДН-17-49-12	500	2000	1020	94,6	10	9,36
СДН-17-59-12	500	2500	1275	95,2	8,49	10,2
СДН-17-76-12	500	3200	1620	95,9	9,72	11,2
СДН-18-59-12	500	4000	1039	95,6	16,4	15,4
СДН-18-71-12	500	5000	2520	96,2	16,5	16,4
СДН-18-91-12	500	6300	3160	96,5	14,2	16,4
СДН-18-111-12	500	8000	4000	96,9	16,9	22,1
СДН-17-41-16	375	1250	642	93,6	10	7,79
СДН-17-49-16	375	1600	825	94,2	10,3	10,4
СДН-17-59-16	375	2000	1020	94,8	10,4	12
СДН-18-49-16	375	2500	1280	94,8	13,2	13,1
СДН-18-61-16	375	3200	1625	95,1	14,7	14,7
СДН-18-74-16	375	4000	2020	95,4	18,5	13,8
СДН-18-31-20	300	1250	645	93,4	9,71	8,07
СДН-18-39-20	300	1600	826	93,8	10,5	11,9
СДН-18-49-20	300	2000	1025	94,4	13	12,3
СДН-18-61-20	300	2500	1275	95,2	13	12,3
СДН-18-74-20	300	3200	1620	95,5	14	15,1
СДН-18-39-24	250	1250	650	93,2	9,96	8,83
СДН-18-49-24	250	1600	825	93,8	11,1	9,51
СДН-18-61-24	250	2000	1025	94,4	12,5	8,53
СДН-19-46-24	250	2500	1280	94,6	13,7	13,3
СДН-19-54-24	250	3200	1635	95	18,2	14,4
СДН-17-76-12	500	4000	2010	96,5	11,3	13,2
СДН-18-59-12	500	5000	2520	96,4	20	14,9
СДН-18-71-12	500	6300	3160	96,7	21	16,3
СДН-18-91-12	500	8000	3990	97,1	18,1	18,5

Продолжение таблицы П.А.5

Тип двигателя	Частота вращения, об/мин	Рном, кВт	Qном, кВАр	η, %	K1СД, кВт	K2СД, кВт
СДН-18-111-12	500	10 000	5000	97,4	20,6	22,5
СДН-15-21-16	375	320	170	90	4,76	4,1
СДН-15-26-16	375	400	211	91,4	5,31	4,27
СДН-15-34-16	375	500	262	92,6	5,52	4,23
СДН-15-41-16	375	630	327	93,2	6,64	4,91
СДН-16-34-16	375	800	415	95,6	7,07	5,25
СДН-16-41-16	375	1000	515	94	8,3	6,55
СДН-16-51-16	375	1250	642	94,6	8,43	7,07
СДН-17-41-16	375	1600	821	94,8	12,1	7,56
СДН-17-49-16	375	2000	1020	95,2	11,9	10,4
СДН-17-59-16	375	2500	1270	95,6	12,5	11,8
СДН-18-49-16	375	3200	1615	95,6	17,5	12,2
СДН-18-61-16	375	4000	2020	96	17,6	13,4
СДН-15-29-20	300	320	172	90	4,64	4,6
СДН-15-36-20	300	400	211	91	5,13	5,08
СДН-16-26-20	300	500	264	91,6	5,81	5,39
СДН-16-34-20	300	630	330	92,6	6,68	5,46
СДН-16-41-20	300	800	416	93,2	7,76	6
СДН-17-31-20	300	1000	519	93,2	9,6	7,7
СДН-17-39-20	300	1250	646	94	9,87	8,25
СДН-17-46-20	300	1600	821	94,6	10,8	9,15
СДН-18-39-20	300	2000	1020	95	13,4	9,85
СДН-18-49-20	300	2500	1270	95,3	15,3	10,7
СДН-18-61-20	300	3200	1630	95,8	16,9	11,8
СДН-18-74-20	300	4000	2020	96,2	18,20	13
СДН-16-21-24	250	320	172	89	5,78	4,22
СДН-16-26-24	250	400	214	90,8	5,83	4,34
СДН-16-34-24	250	500	264	92,2	6,14	4,58
СДН-16-41-24	250	630	331	92,6	6,83	5,45
СДН-17-31-24	250	800	418	93	8,5	6,3
СДН-17-39-24	250	1000	520	93,2	10	7,19
СДН-17-46-24	250	1250	646	94	10,3	8,21
СДН-18-39-24	250	1600	825	93,8	14,6	10,4
СДН-18-49-24	250	2000	1025	94,4	16	10,4
СДН-18-61-24	250	2500	1270	95,1	15,9	11,7
СДН-19-46-24	250	3200	1630	95,3	16,7	15,4
СДН-19-54-24	250	4000	2030	95,6	20,8	16,3
СДН-17-19-32	187	320	174	88,5	5,19	4,72
СДН-17-21-32	187	400	216	89,5	5,97	5,38
СДН-17-26-32	187	500	266	90,8	6,57	5,29
СДН-17-34-32	187	630	334	91,8	6,27	6,91
СДН-18-26-32	187	800	423	92	11,1	7,29
СДН-18-34-32	187	1000	524	92,6	11,5	8,31
СДН-18-44-32	187	1250	650	93,6	12,1	8,4

Продолжение таблицы П.А.5

Тип двигателя	Частота вращения, об/мин	Рном, кВт	Qном, кВАр	η, %	К1СД, кВт	К2СД, кВт
СДН-17-21-36	167	320	175	88,5	6,65	4,18
СДН-17-26-36	167	400	216	90	7,64	4,25
СДН-17-31-36	167	500	268	91,3	8,07	4,7
СДН-18-24-36	167	630	336	91,1	9,73	7,14
СДН-18-29-36	167	800	423	91,6	10,5	8,3
СДН-18-36-36	167	1000	523	92,8	11,3	8,31
СДН-18-44-36	167	1250	655	93,6	11,4	9,65
СДН-18-14-40	150	320	181	85,5	6,26	6,93
СДН-18-19-40	150	400	220	88,5	6,22	6,12
СДН-18-24-40	150	500	268	90,4	6,53	5,9
СДН-19-31-60	100	800	430	90,4	12,9	10,3
СДН-19-39-60	100	1000	532	91,4	15,3	10,6
СДН-20-24-60	100	1250	660	91,4	21	11,9
СДН-20-31-60	100	1600	838	92,4	21,5	12,1
СДН-20-39-60	100	2000	1040	93,4	20,7	13,9
СДН-20-49-60	100	2500	1290	94	19,6	19,2
СДН-2-16-31-6	1000	800	408	95	3,83	3,57
СДН-2-16-36-6	1000	1000	507	95,5	3,94	4,38
СДН-2-16-49-6	1000	1250	631	95,9	3,45	4,6
СДН-2-16-59-6	1000	1600	806	96,2	4,81	5,41
СДН-2-16-74-6	1000	2000	1003	96,6	4,91	5,64
СДН-2-16-31-8	750	630	324	94,3	3,7	3,72
СДН-2-16-36-8	750	800	408	94,9	3,7	4,21
СДН-2-16-46-8	750	1000	508	95,4	3,96	4,22
СДН-2-16-59-8	750	1250	633	95,7	5,46	5,58
СДН-2-17-44-8	750	1600	808	95,9	5,96	5,81
СДН-2-17-56-8	750	2000	1007	96,2	6,67	5,88
СДН-2-16-56-10	600	1000	509	95,1	5,69	4,79
СДНЗ-2-19-49-12	500	3150	1584	96,3	10,92	10,09
СДНЗ-2-19-39-16	375	1600	813	95,4	8,46	6,22
СДНЗ-2-21-56-20	300	6300	3150	96,9	19,43	17,38
СДНЗ-2-20-49-20	300	3200	1616	95,9	14,02	12,21
СДНЗ-2-19-31-20	300	1250	645	93,8	10,43	7,45
СДНЗ-2-19-39-24	250	1250	640	94,6	8,15	6,25
СДНЗ-2-18-34-24	250	500	260	93	4,77	3,12
СДКП-2-20-49-16	375	4000	2011	96,4	13,41	14,46
СДКП-2-18-36-16	375	1000	512	94,6	6,73	4,92
СДКП-2-18-26-16	375	800	412	94	6,84	5,16
СДКП-2-21-46-24	300	5000	2513	96,4	18,82	16,07
СДКП-2-21-46-20	300	5000	2517	96,2	19,68	18,85
СДКП-2-20-39-20	300	2500	1267	95,6	13,05	10,82
СДКП-2-21-56-24	250	5000	2511	96,4	17,73	16,68
10 кВ						
СДН-15-39-6	1000	1250	645	94,4	6,77	6,98
СДН-15-49-6	1000	1600	817	95	7,58	7,56

Таблица П.А.6 - Технические данные синхронных двигателей СТД [14]

U _{НОМ} , кВ	P _{НОМ} , кВт	Q _{НОМ} , кВАр	η, %	K _{1сд} , кВт	K _{2сд} , кВт
6	630	320	96,17	2,02	3,25
	800	408	96,33	2,59	3,95
	1000	505	96,52	3	4,49
	1250	630	96,85	3,67	4,07
	1600	705	96,99	4,56	4,85
	2000	1000	96,96	4,89	6,72
	2500	1250	97,43	6,49	6,39
	3200	1600	97,61	7,23	8,12
	4000	2000	97,57	7,9	11,4
	5000	2500	97,63	9,07	13,6
	6300	3150	97,83	9,04	13
	8000	4000	97,93	10,4	17
	10 000	5000	97,95	14,2	19,5
	12 500	6200	97,945	17	24,4
10	630	320	95,53	2,07	3,44
	800	408	95,58	2,47	4,46
	1000	505	95,79	3,21	3,03
	1250	630	96,15	3,6	4,92
	1600	705	96,31	4,25	6,24
	2000	1000	96,48	4,8	7,56
	2500	1250	97	5,8	7,96
	3200	1600	97,08	7,16	юл
	4000	2000	97,19	8,34	12,6
	5000	2500	97,84	8,95	15
	6300	3150	97,49	8,98	16,3
	8000	4000	97,64	10,4	19,4
	10 000	5000	97,8	11,9	21,4
	12 500	6200	97,79	16,7	27,4

Примечание: Для всех электродвигателей частота вращения $n_{НОМ} = 3000$ об/мин; $\cos\varphi = 0,9$.

Таблица П.А.7- Электропечные трансформаторы

Тип трансформатора	S _{НОМ} , кВА	Схема и группа со- единения обмоток	U _{НОМ.ВН} , кВ.
ЭТМП-1250/10	1000	Y/Δ	10
ЭТМН-2000/10	1600-355	Y/Δ-11; Δ/Δ-0	10; 6
ЭТДЦН-3200/10	2500-500	Y/Δ-11; Δ/Δ-0	10; 6
ЭТДЦН-10000/10	5600	Y/Δ-11	6

ПРИЛОЖЕНИЕ «Б»

Характерные графики электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности

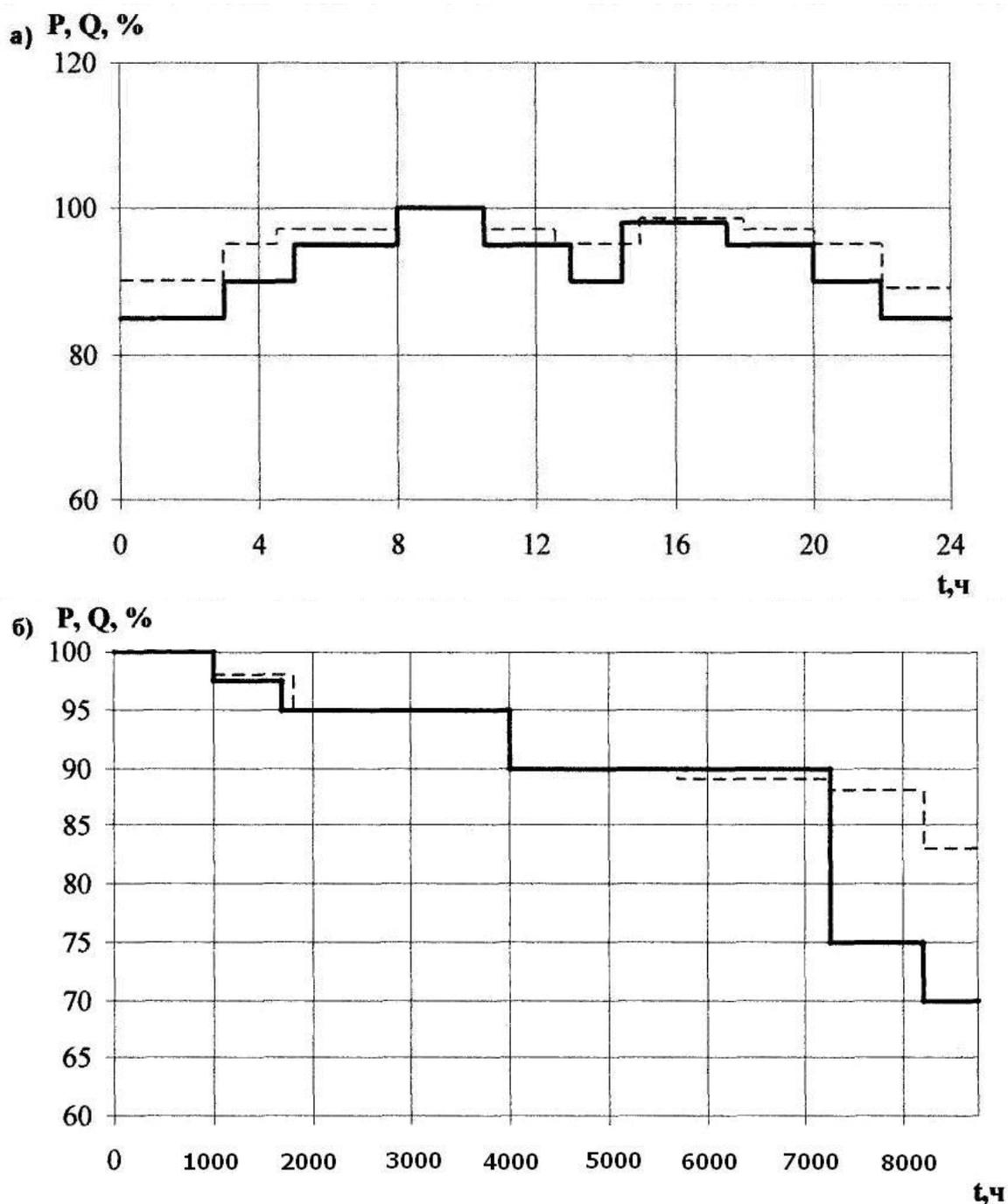


Рисунок П.Б.1 - Характерные графики нагрузок предприятий черной металлургии: а - суточные графики активной и реактивной нагрузок; б - годовые графики активной и реактивной нагрузок по продолжительности; 1 - активная нагрузка; 2 — реактивная нагрузка

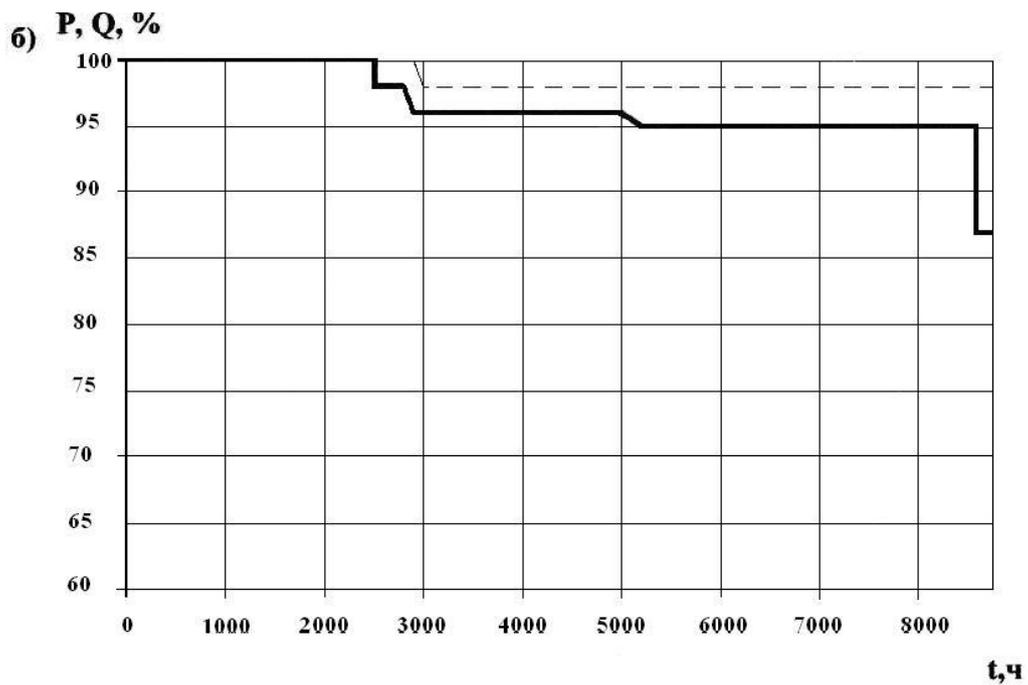
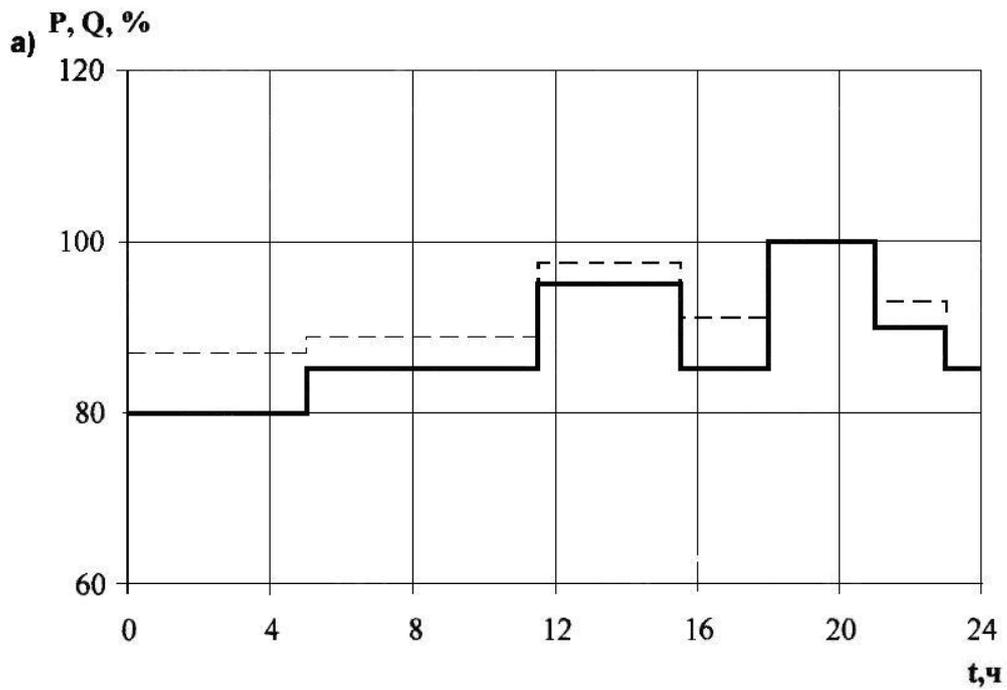


Рисунок П.Б.2 - Характерные графики нагрузок предприятий цветной металлургии: а - суточные графики активной и реактивной нагрузок; б - годовые графики активной и реактивной нагрузок по продолжительности; 1 - активная нагрузка; 2 - реактивная нагрузка

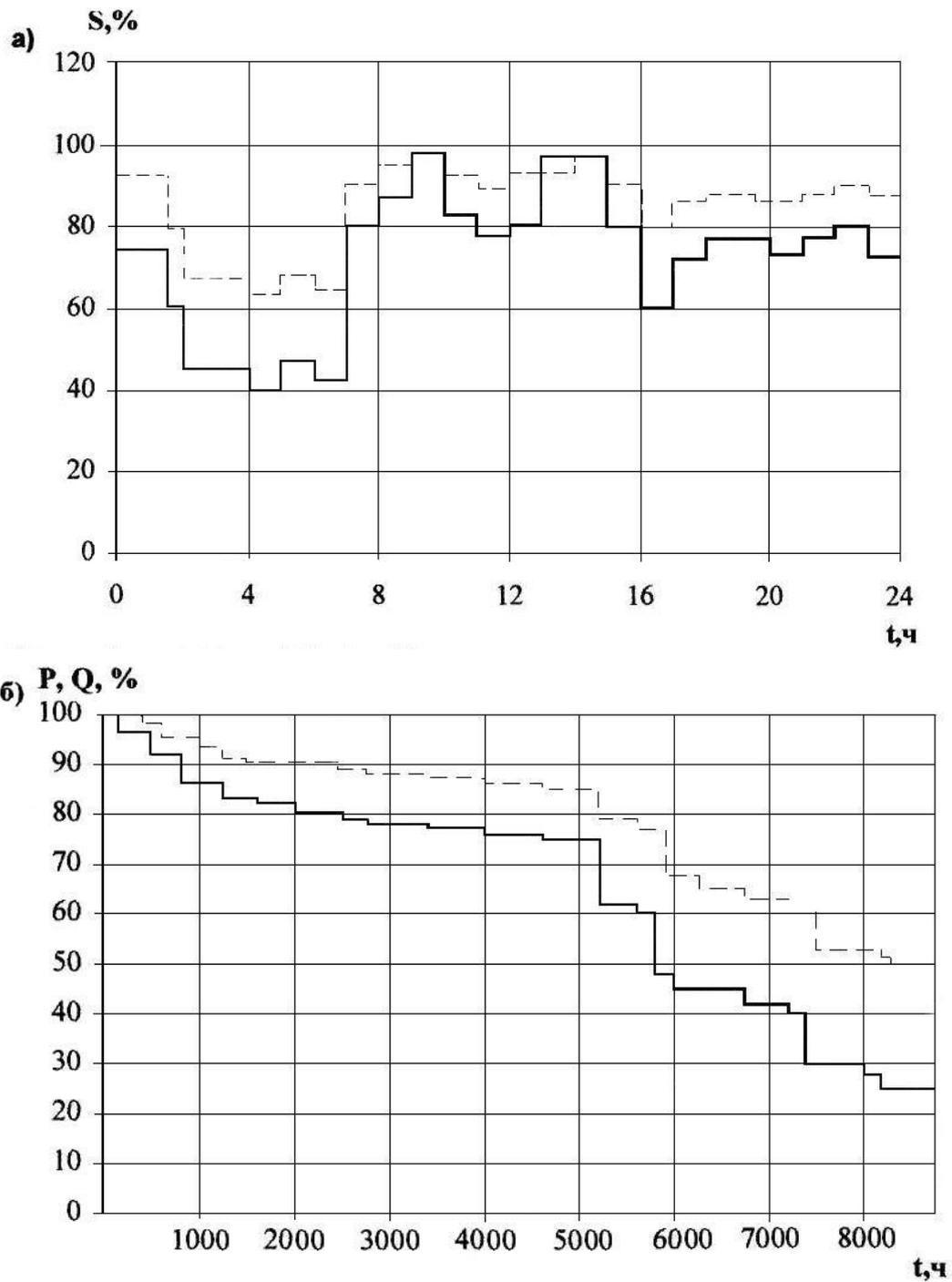


Рисунок П.Б.3 - Характерные графики нагрузок предприятий автомобильной промышленности: а - суточные графики активной и реактивной нагрузок; б - годовые графики активной и реактивной нагрузок по продолжительности; 1 - активная нагрузка; 2 - реактивная нагрузка

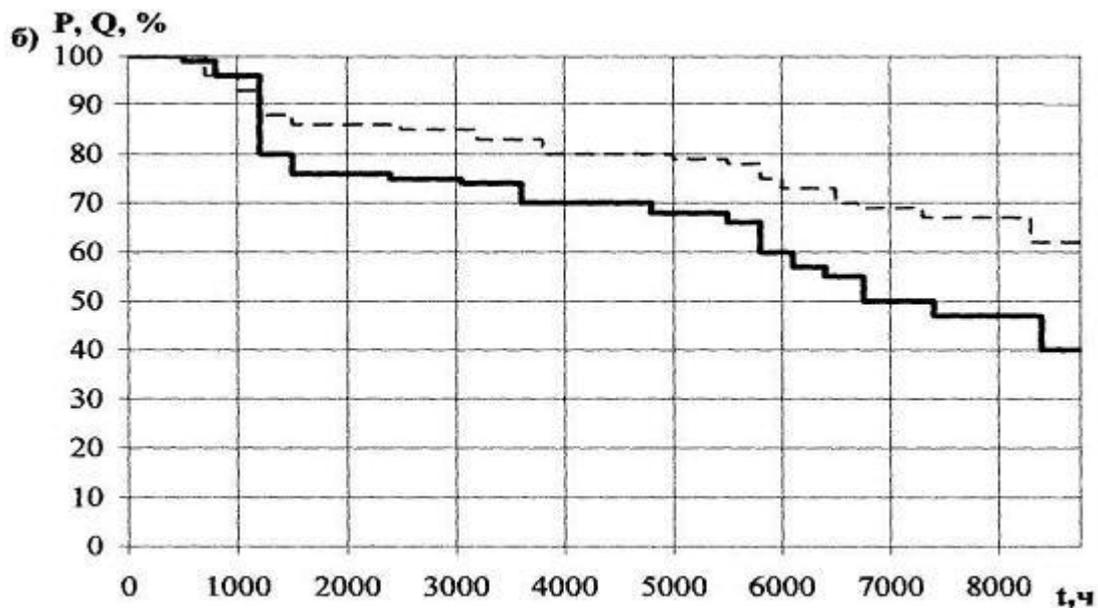
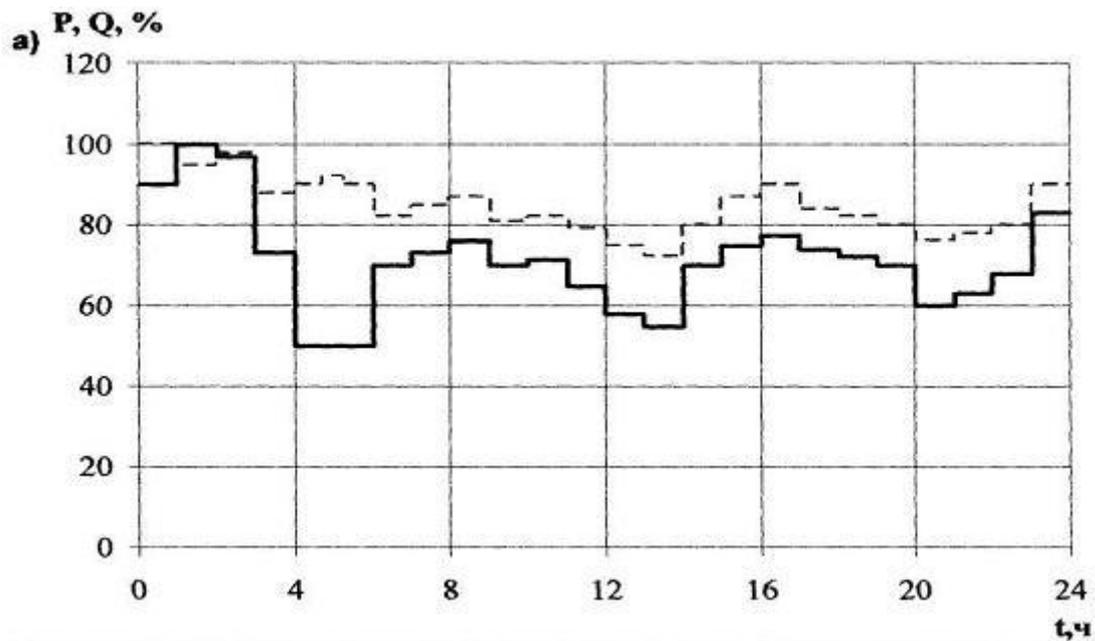


Рисунок П.Б.4 - Характерные графики нагрузок предприятий тяжелого машиностроения: а - суточные графики активной и реактивной нагрузок; б - годовые графики активной и реактивной нагрузок по продолжительности; 1 - активная нагрузка; 2 - реактивная нагрузка

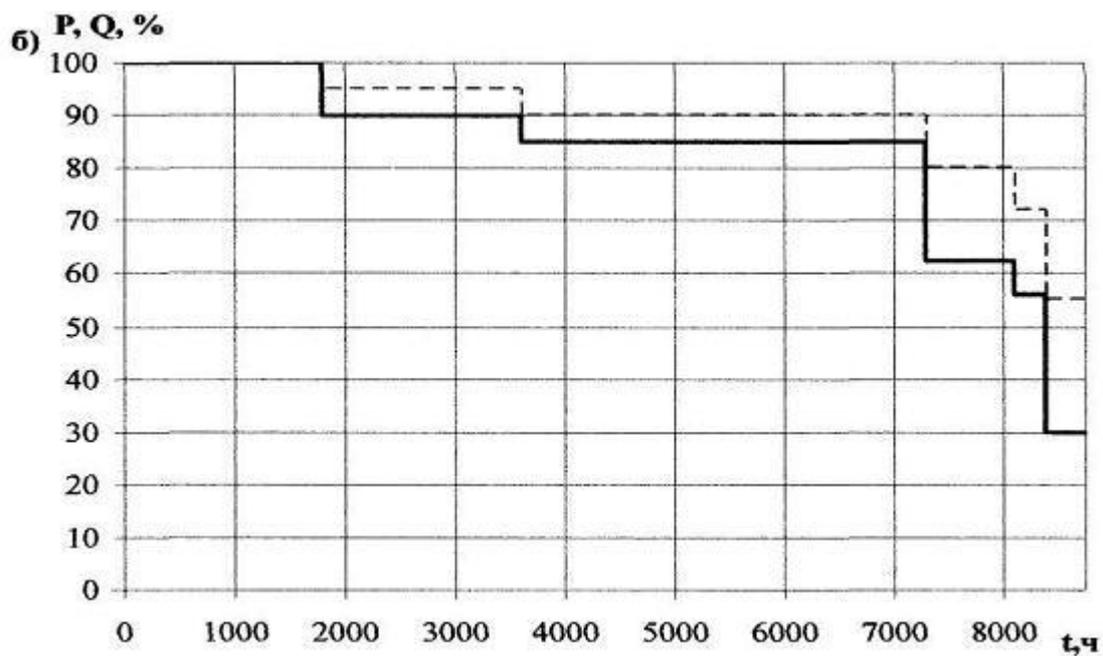
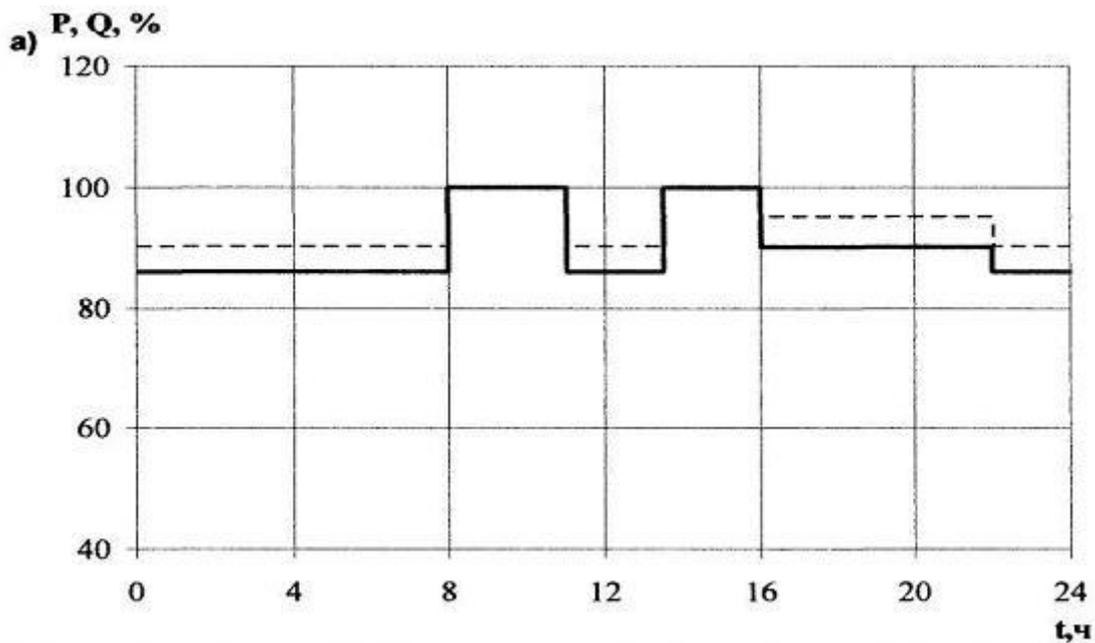


Рисунок П.Б.5 - Характерные графики нагрузок предприятий транспортного машиностроения: а - суточные графики активной и реактивной нагрузок; б - годовые графики активной и реактивной нагрузок по продолжительности; 1 - активная нагрузка; 2 - реактивная нагрузка

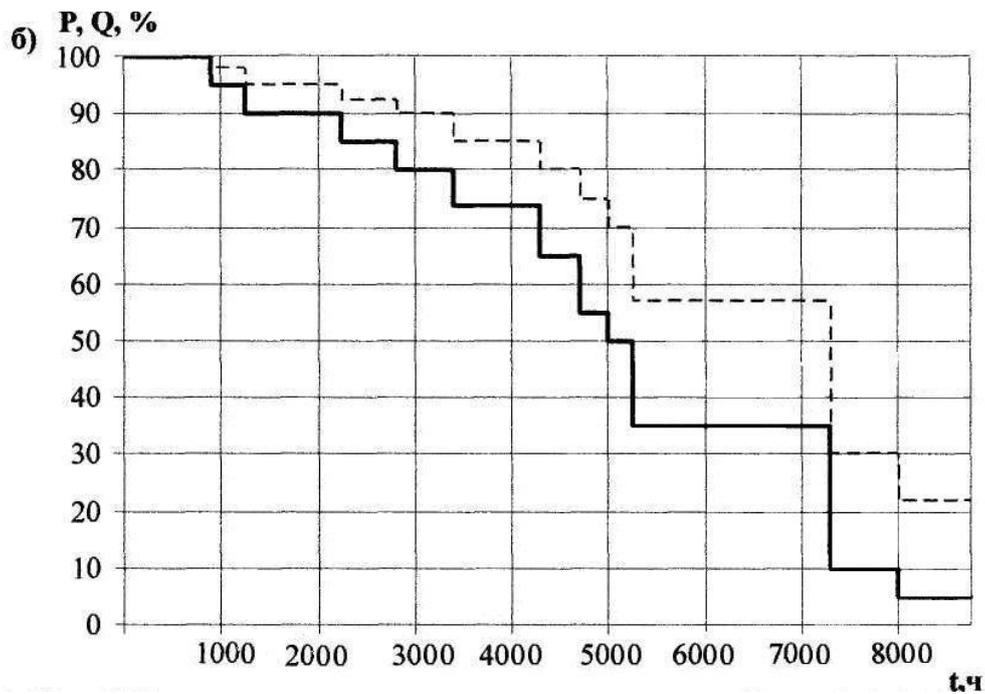
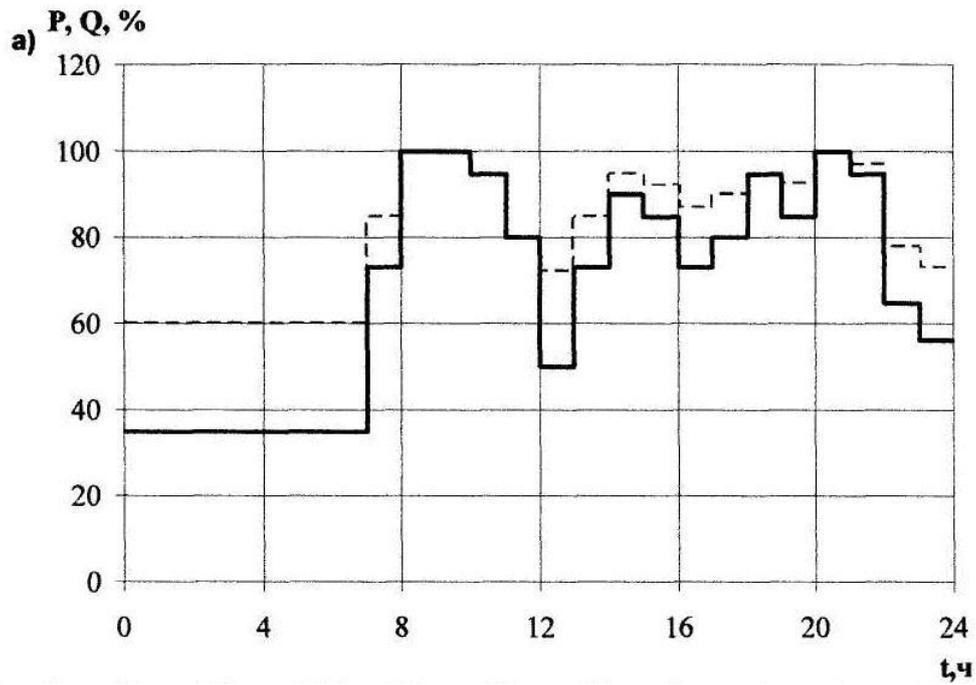


Рисунок П.Б.6 - Характерные графики нагрузок ремонтно-механических предприятий: а - суточные графики активной и реактивной нагрузок; б - годовые графики активной и реактивной нагрузок по продолжительности; 1 - активная нагрузка; 2 - реактивная нагрузка

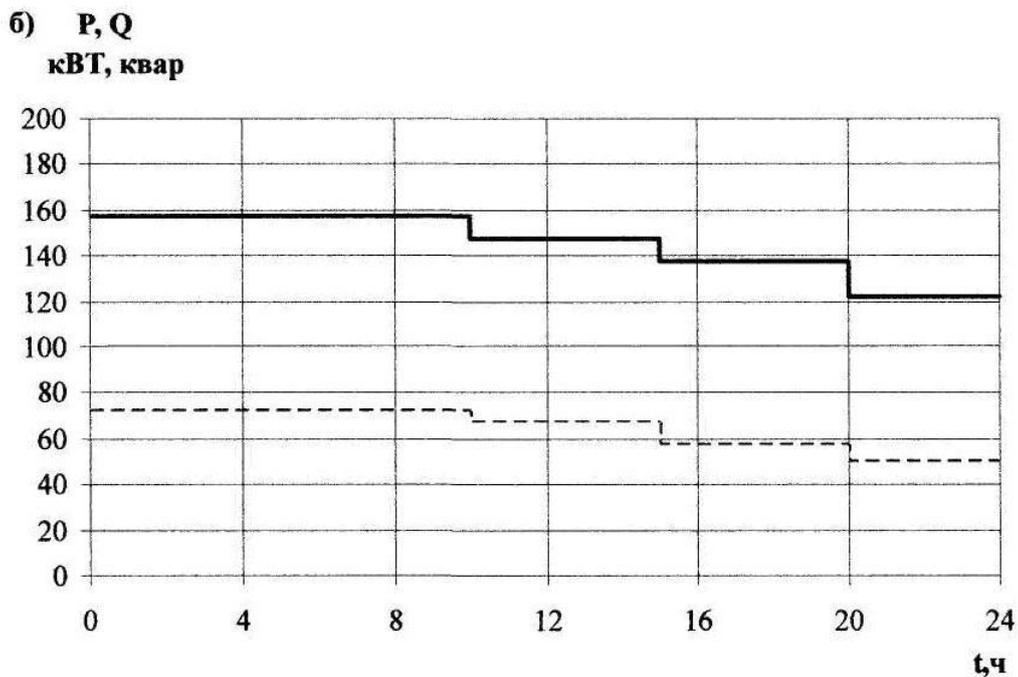
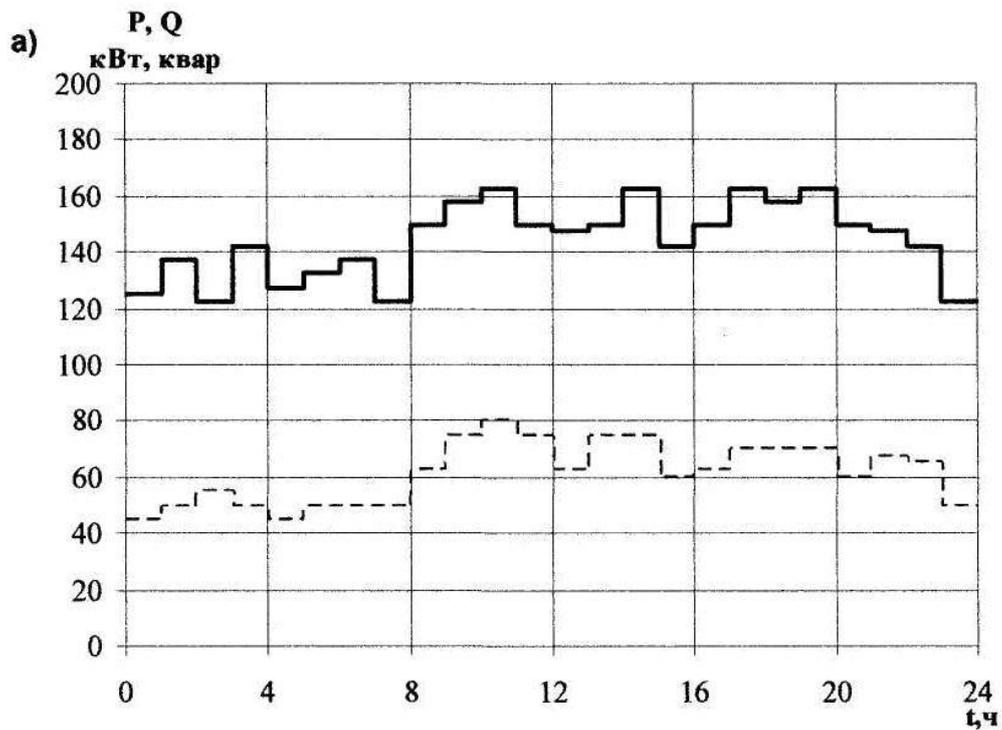


Рисунок П.Б.7 - Суточные графики нагрузок предприятий промышленности строительных материалов: а - суточные графики активной и реактивной нагрузок; б - суточные графики активной и реактивной нагрузок по продолжительности; 1 - активная нагрузка; 2 - реактивная нагрузка

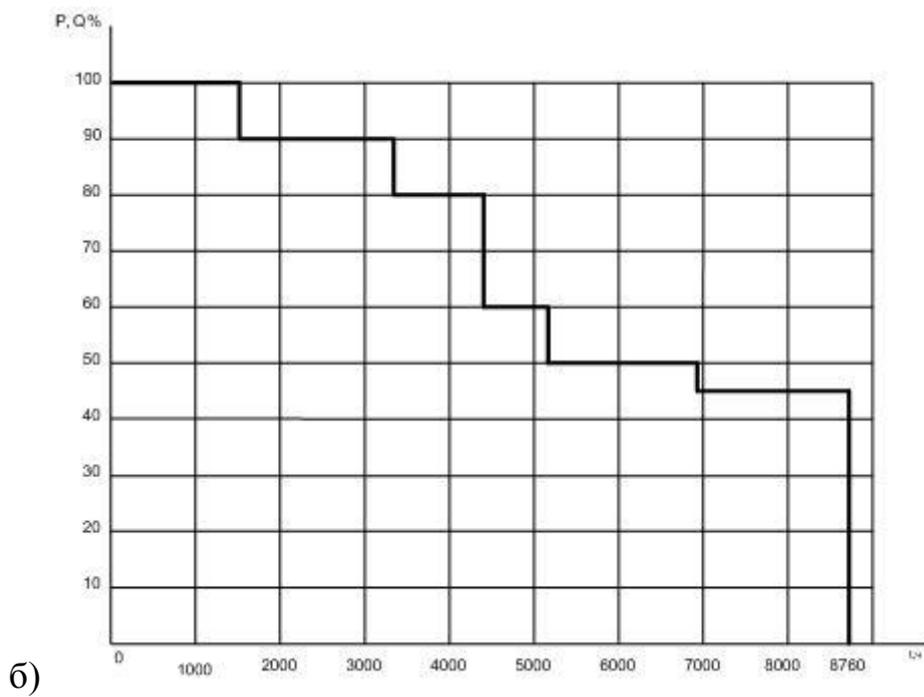
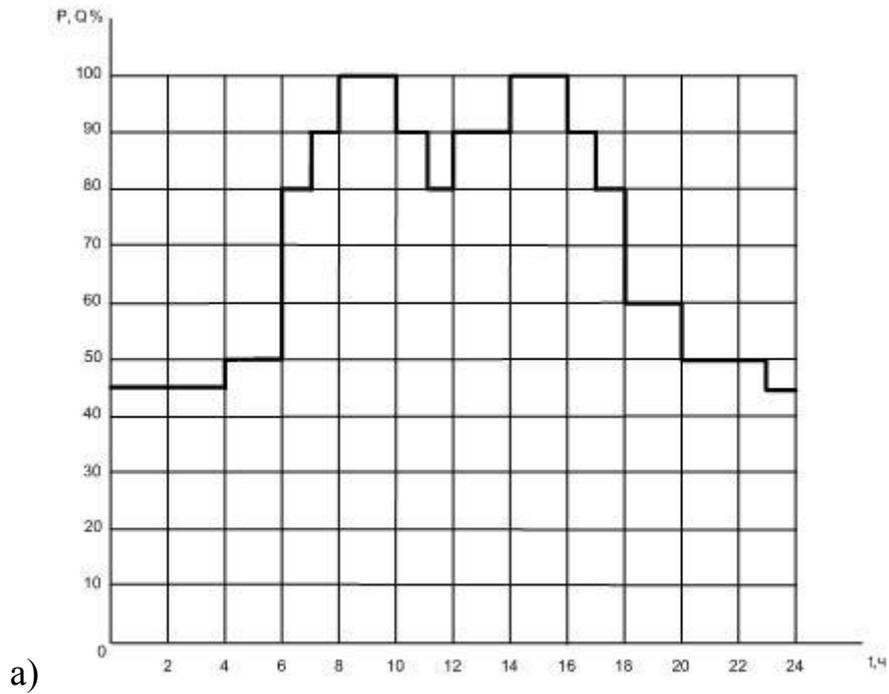


Рисунок П.Б.8 - Суточные графики нагрузок предприятий тяжелого машиностроения: а - суточные графики активной нагрузки; б - суточные графики активной нагрузки по продолжительности

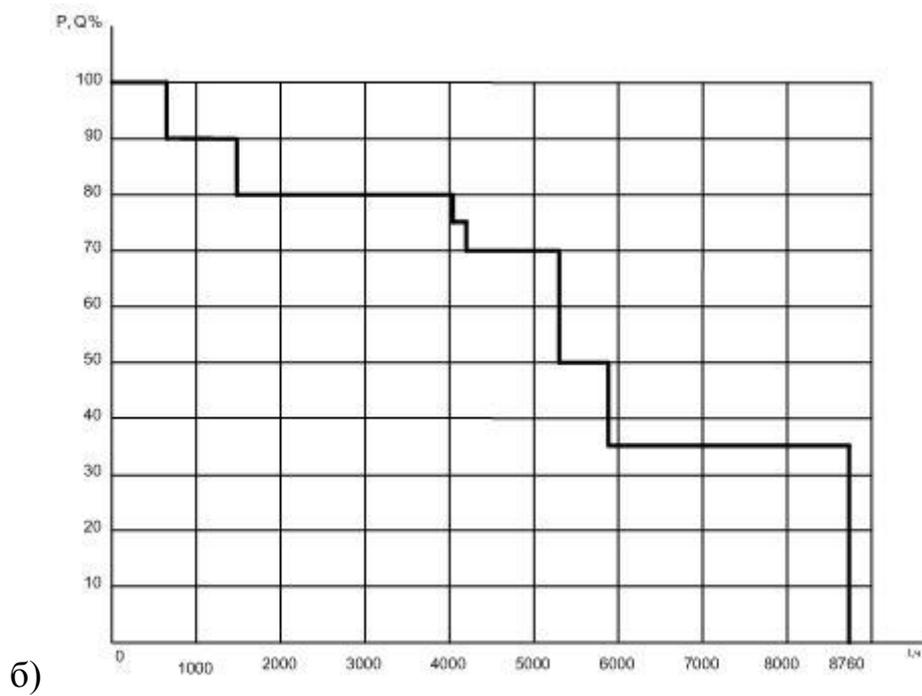
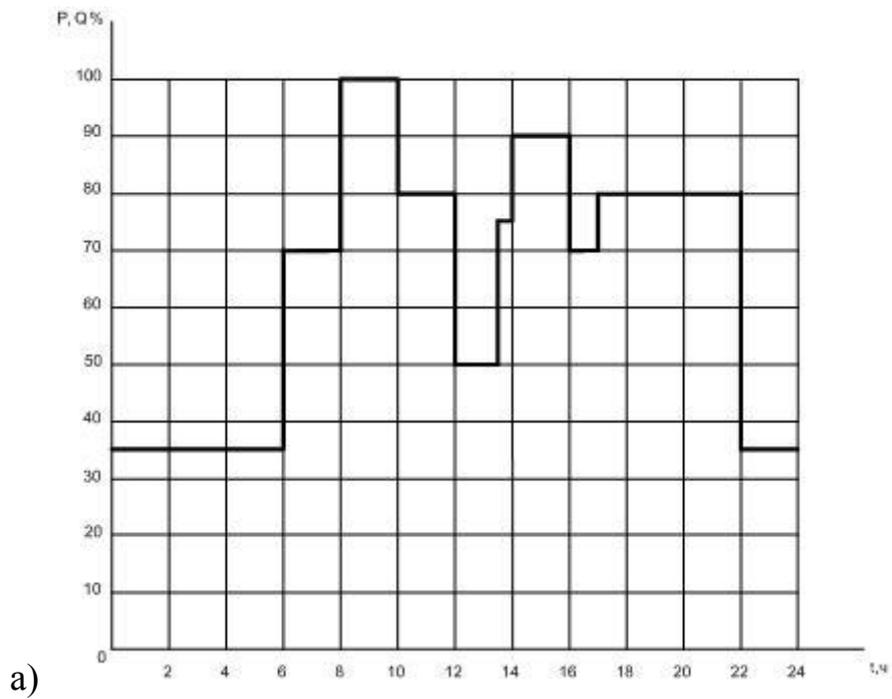
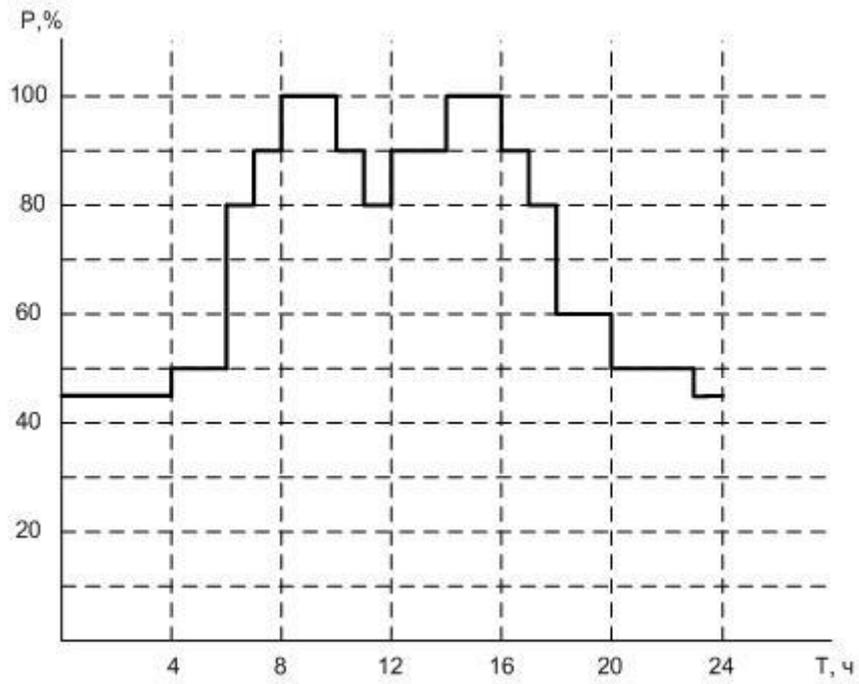
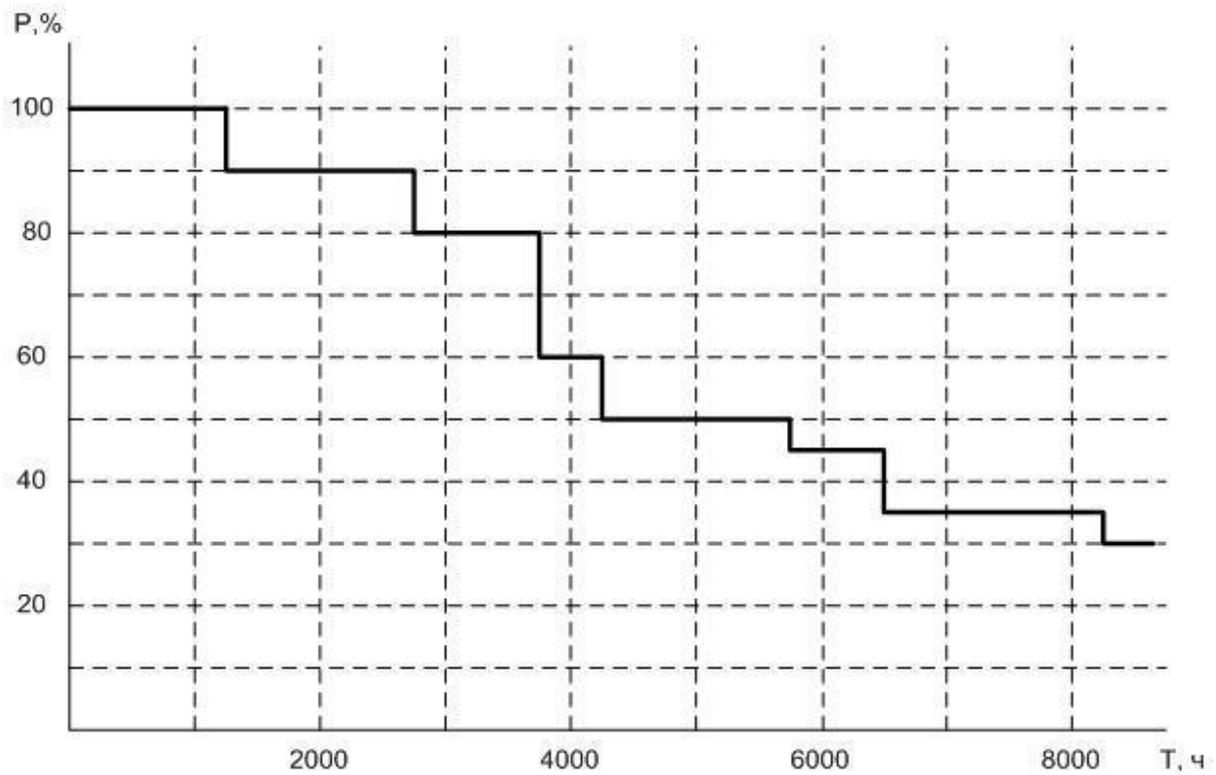


Рисунок П.Б.9 - Суточные графики нагрузок предприятий машиностроения:
 а - суточные графики активной нагрузки; б - суточные графики активной нагрузки по продолжительности



а)



б)

Рисунок П.Б.10 - Суточные графики нагрузок предприятий станкостроительной промышленности:
 а - суточные графики активной нагрузки; б - суточные графики активной нагрузки по продолжительности

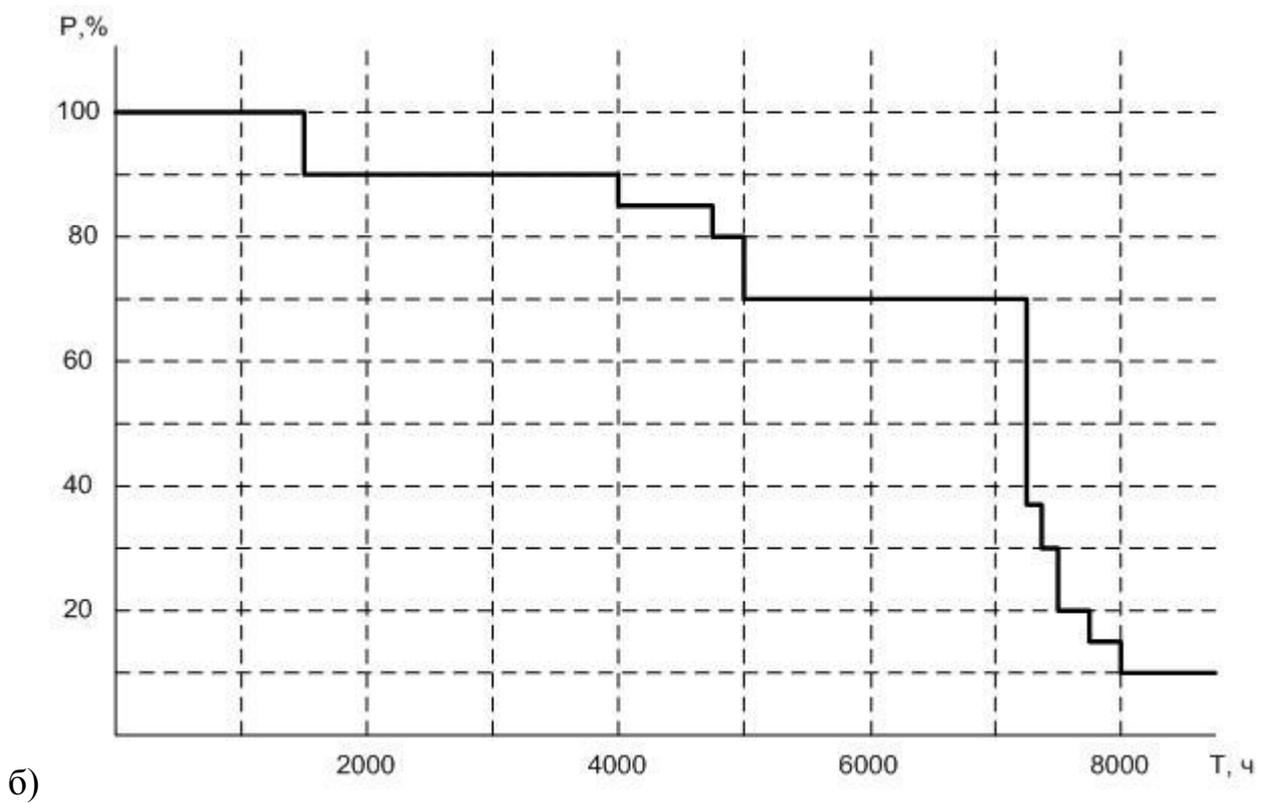
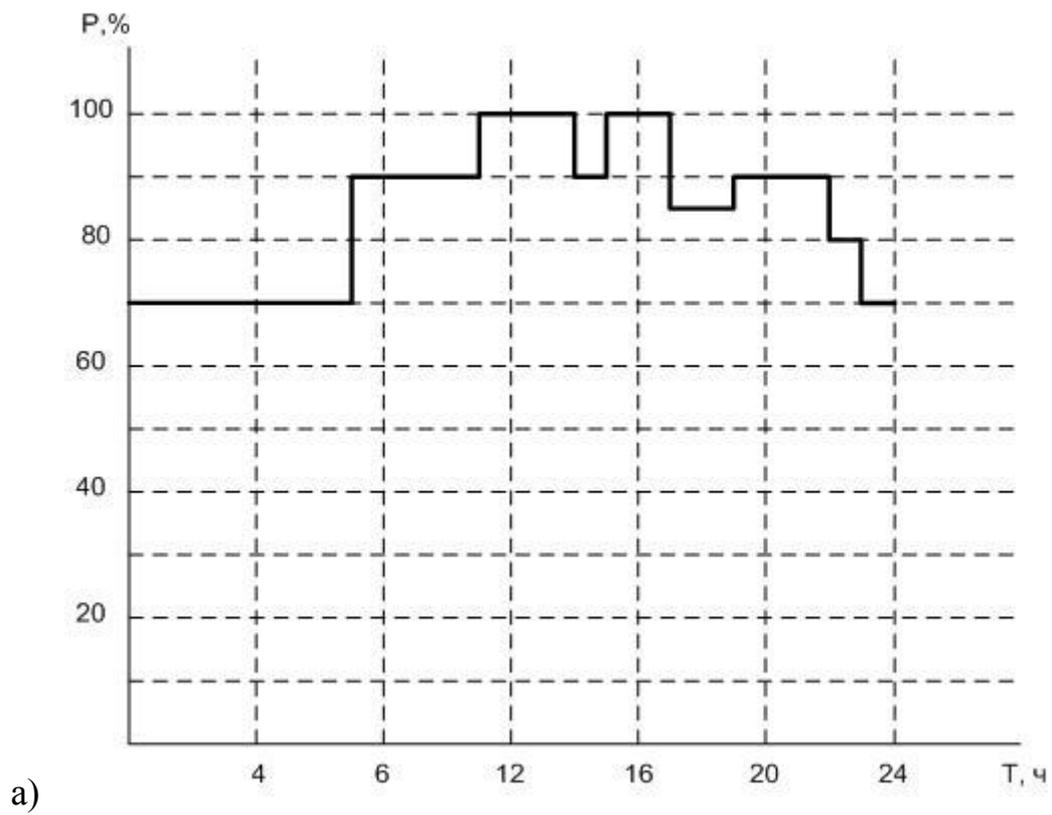


Рисунок П.Б.11 - Суточные графики нагрузок печатных и отделочных фабрик:
а - суточные графики активной нагрузки; б - суточные графики активной нагрузки по продолжительности

ПРИЛОЖЕНИЕ «В»

Таблица П.В.1 – Удельная мощность освещения* светильниками с лампами типа ДРЛ (Таблица 6.13 [6])

h, м	S, м ²	Удельная мощность W, Вт/м ² , светильников с КСС							
		Д-1	Д-2	Д-3	Г-1	Г-2	Г-3	К-1	К-2
3-4	10-15	14,9	12	9,8	7,8	6,5	-	-	-
	15-20	11,2	9,5	8,2	6,7	5,6	-	-	-
	20-30	8,5	7,4	7,1	5,9	5,0	-	-	-
	30-50	6,8	6,0	6,0	5,1	4,5	-	-	-
	50-120	5,8	5,2	4,9	4,3	3,9	-	-	-
	120-300	4,9	4,4	4,1	3,7	3,5	-	-	-
	Свыше 300	3,9	3,7	3,5	3,4	3,2	-	-	-
4-6	10-17	28,5	18,4	15,7	10,8	8,2	8,5	-	-
	17-25	17,4	13,6	11,2	8,5	7,0	7,0	-	-
	25-35	12,5	11,2	8,9	7,1	6,0	6,1	-	-
	35-50	9,8	8,5	7,6	6,2	5,4	5,3	-	-
	50-80	7,1	6,5	6,5	5,5	4,7	4,6	-	-
	80-150	6,4	5,7	5,5	4,7	4,2	4,1	-	-
	150-400	5,4	4,8	4,5	4,0	3,7	3,6	-	-
	Свыше 400	4,2	3,9	3,7	3,4	3,3	3,3	-	-
6-8	50-65	13,0	11,2	9	7,3	6,0	5,9	5,4	-
	65-90	10,4	8,9	7,8	6,5	5,5	5,4	5,0	-
	90-135	7,8	6,9	6,8	5,7	4,9	4,8	4,6	-
	135-250	6,5	5,8	5,8	5,0	4,3	4,2	4,1	-
	250-500	5,7	5,1	4,8	4,2	3,8	3,8	3,8	-
	Свыше 500	4,2	3,9	3,7	3,4	3,3	3,8	3,3	-
8-12	70-100	17,4	13,6	11,2	8,5	7,0	6,8	6,1	-
	100-130	13,6	11,2	9,2	7,3	6,1	5,9	5,4	-
	130-200	9,8	8,5	7,6	6,3	5,4	5,3	4,9	-
	200-300	7,5	6,5	6,5	5,5	4,8	4,7	4,4	-
	300-600	6,4	5,7	5,6	4,8	4,2	4,1	4,1	-
	600-1500	5,4	4,9	4,5	4,1	3,7	3,7	3,6	-
	Свыше 1500	4,2	3,9	3,7	3,4	3,3	3,3	3,3	-
12-16	130-200	-	13,6	11,2	8,4	7,0	6,8	6,3	5,4
	200-350	-	10,5	8,0	6,8	5,7	5,5	5,1	4,6
	350-600	-	6,6	6,7	5,6	4,8	4,7	4,5	4,2
	600-1300	-	5,6	5,4	4,7	4,2	4,1	4,0	3,7
	1300-4000	-	4,6	4,3	3,8	3,6	3,5	3,5	3,3
	Свыше 4000	-	3,9	3,7	3,4	3,3	3,3	3,3	3,2

* Освещенность 100лк; условный КПД = 100%; $\rho_{\text{П}} = 0,5$; $\rho_{\text{С}} = 0,3$; $\rho_{\text{Р}} = 0,1$; $K_3 = 1,5$; $Z = 1,15$

Таблица П.В.2 – Удельная мощность общего равномерного освещения светильниками с ЛЛ типа ЛБ40 (Таблица 6.12 [6])

h, м	S, м ²	Удельная мощность светильников с КСС							
		Д-1		Д-2		Д-3		Г-1	
		при $\rho_{п}, \rho_{с}, \rho_{рп}$							
		0,7, 0,5, 0,1	0,5, 0,3 0,1	0,7, 0,5 0,1	0,5, 0,3 0,1	0,7, 0,5 0,1	0,5, 0,3 0,1	0,7, 0,5 0,1	0,5, 0,3 0,1
2 – 3	10 – 15	4,9	6,1	4,4	5,2	4,3	5,0	3,7	4,1
	15 – 25	4,0	4,8	3,7	4,2	3,7	4,2	3,3	3,6
	25 – 50	3,6	4,2	3,3	3,8	3,2	3,6	2,9	3,1
	50 -150	3,1	3,5	2,8	3,1	2,7	2,9	2,5	2,6
	150 – 300	2,7	3,0	2,6	2,8	2,5	2,6	2,4	2,5
	Свыше 300	2,5	2,7	2,4	2,5	2,3	2,5	2,2	2,3
3 – 4	10 – 15	7,6	10,5	6,7	8,5	5,6	4,9	6,9	5,5
	15 – 20	7,8	5,4	6,7	4,9	5,8	4,2	4,7	4,7
	20 – 30	4,9	5,9	4,4	5,2	4,2	5,0	3,7	4,2
	30 – 50	4,0	3,7	4,6	3,7	3,7	4,2	3,2	3,6
	50 – 120	3,5	4,1	3,2	3,7	3,1	3,4	2,8	3,0
	120 – 300	3,0	3,5	2,8	3,1	2,7	2,9	2,5	2,6
	Свыше 300	2,6	2,8	2,5	2,6	2,4	2,3	2,2	2,3
4 – 6	10 – 17	10,5	20,0	9,6	12,9	8,1	11,0	6,3	7,6
	17 – 25	8,5	12,2	7,1	9,6	6,5	7,8	5,1	5,9
	25 – 35	7,1	8,8	5,9	7,8	5,1	6,3	4,4	5,0
	35 – 50	5,5	6,9	4,9	5,9	4,5	5,4	3,8	4,4
	50 – 80	4,2	5,0	3,8	4,6	4,0	4,6	3,4	3,8
	80 – 150	3,8	4,5	3,4	4,0	3,4	3,8	3,1	3,3
	150 – 400	3,3	3,5	3,1	3,4	2,9	3,1	2,6	2,8
	Свыше 400	2,7	3,0	2,6	2,8	2,5	2,6	2,3	2,4

Освещенность 100 лк; условный кпд = 100%; $K_3 = 1.5$; $z = 1.1$

ПРИЛОЖЕНИЕ «Г»

Данные для расчета осветительных нагрузок цехов и наружного освещения

Таблица П.Г.1- Коэффициент приведения моментов α (Таблица 10.8 [14])

Линия	Ответвление	Значение коэффициента α
Трехфазная с нулем	Однофазное	1,85
Трехфазная с нулем	Однофазное с нулем	1,39
Двухфазная с нулем	Однофазное	1,33
Трехфазная	Двухфазное	1,15

Таблица П.Г.2- Значение коэффициентов K_C , входящих в формулы расчета сетей по потерям напряжения (Таблица 10.7 [14])

Номинальное напряжение сети, В	Система сети и род тока	Значение коэффициента для проводников	
		медных	алюминиевых
380/220	Трехфазная с нулем	72	44
380	Трехфазная без нуля	72	44
220/127	Трехфазная с нулем	24	14,7
220	Трехфазная без нуля	24	14,7
36		0,648	0,396
24		0,288	0,176
12		0,072	0,044
380/220	Двухфазная с нулем	32	19,5
220/127		10,7	6,5
220	Однофазная переменного или постоянного тока	12	7,4
127		4	2,46
36		0,324	0,198
24		0,144	0,088
12		0,036	0,022

Таблица П.Г.3- Допустимые потери напряжения в осветительных сетях (Таблица 4.4 [13])

Мощность трансформатора, кВА	Коэффициент загрузки тр-ра	Потери напряжения в осветительной сети, %, при коэффициенте мощности нагрузки трансформатора					
		1	0,95	0,9	0,8	0,7	0,6
160-250	0,95	8,4	7,4	6,7	6,5	6,1	5,9
	0,8	8,6	7,8	7,3	7,0	6,7	6,6
	0,6	9,0	8,4	7,9	7,7	7,5	7,4
400	0,95	8,7	7,5	6,8	6,5	6,0	5,8
	0,8	8,9	7,9	7,5	7,1	6,8	6,6
	0,6	9,1	8,4	8,2	7,8	7,6	7,5
630-1000	0,95	8,7	7,4	6,7	6,0	5,5	5,1
	0,8	9,0	7,7	7,3	6,7	6,3	6,0
	0,6	9,2	8,3	8,0	7,5	7,2	7,0
1600-2500	0,95	8,9	7,4	6,9	6,1	5,6	5,2
	0,8	9,1	7,8	7,4	6,8	6,3	6,1
	0,6	9,3	8,4	8,0	7,6	7,2	7,0

Таблица П.Г.4 - Коэффициенты отражения помещений (таблица 5.1, [10])

№	Объект	Коэффициент отражения
1	Побеленный потолок; побеленные стены с окнами, закрытыми белыми шторами	70%
2	Побеленные стены при незанавешенных окнах; побеленный потолок в сырых помещениях; чистый бетонный и светлый деревянный потолок	50%
3	Бетонный потолок в грязных помещениях; деревянный потолок; бетонные стены с окнами; стены, оклеенные светлыми обоями	30%
4	Стены и потолки в помещениях с большим количеством темной пыли; сплошное остекление без штор; красный неоштукатуренный кирпич; стены с темными обоями	10%
5	Рабочая поверхность (светлые полировка или пластик)	30%
6	Рабочая поверхность (темные полировка, пластик или полы)	10%

Таблица П.Г.5 - Коэффициент спроса производственных помещений (раздел 12 [10])

Коэффициент спроса для осветительной нагрузки	Объект
1,00	Мелкие производственные здания; линии, питающие отдельные групповые щитки
0,95	Производственные здания, состоящие из отдельных крупных пролетов
0,90	Библиотеки; предприятия общественного питания
0,85	Производственные здания, состоящие из многих отдельных помещений
0,80	Административно-бытовые, инженерно-лабораторные корпуса
0,60	Складские здания, состоящие из многих отдельных помещений

Таблица П.Г.6 - Минимальная освещенность горизонтальной плоскости

Освещаемые объекты	Наибольшая интенсивность движения в обоих направлениях, транспортных ед/ч.	Минимальная освещенность горизонтальной плоскости, лк
Проезды	Свыше 50 до 150	3
	От 10 до 50	2
	Менее 10	1
Пожарные проезды, дороги для хозяйственных нужд		0,5
Пешеходные дорожки	Свыше 100	2
	От 20 до 100	1
	Менее 20	0,5
Предзаводские участки, не относящиеся к территории города (площадки перед зданиями, проезды к зданиям, стоянки транспорта)		2
Железнодорожные пути: Стрелочные горловины Отдельные стрелочные переводы Железнодорожное полотно		2
		1 0,5

Таблица П.Г.7 - Наименьшая высота установки светильников

Характер светораспределения и тип светильника	Максимальный световой поток ламп в светильниках, установленных на одной опоре, лм	Наименьшая высота установки, м	
		При лампах накаливания	При газоразрядных лампах
Полуширокое КСС - Л СПОР-250	Менее 500	6,5	7,0
	Свыше 500 - 10000	7,0	7,5
	Свыше 10000 – 20000	7,5	8,0
	Свыше 20000 - 30000		9,0
Широкое КСС - Ш РКУ-250, РКУ-400, СЗПР-250М, РСУ-250, СППР-125М	Менее 500	7,0	7,5
	Свыше 500 - 10000	8,0	8,5
	Свыше 10000 – 20000	9,0	9,5
	Свыше 20000 - 30000		10,5

Таблица П.Г.8 - Данные для расчета освещения от светильников наружного освещения, наклоненных к горизонтали на угол 15-20°

$\frac{x}{h}$	ξ	ρ^3	Значение η при y/h , равном												
			0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4
-0,6	-1,22	0,40	0	0,27	0,55	0,83	1,09	1,35	1,64	1,91	2,18	2,46	2,73	3,0	3,28
-0,4	-0,89	0,52		0,25	0,50	0,75	1,00	1,24	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00
-0,2	-0,61	0,66		0,23	0,46	0,69	0,92	1,15	1,38	1,61	1,84	2,07	2,30	2,53	2,76
0	-0,36	0,83		0,21	0,43	0,64	0,85	1,06	1,29	1,49	1,70	1,92	2,13	2,34	2,56
0,2	-0,15	1,02		0,20	0,40	0,59	0,79	1,00	1,19	1,39	1,58	1,78	1,98	2,18	2,38
0,4	0,03	1,24		0,18	0,37	0,56	0,74	0,93	1,11	1,30	1,48	1,66	1,85	2,04	2,22
0,6	0,19	1,50		0,18	0,35	0,52	0,70	0,87	1,05	1,22	1,40	1,58	1,75	1,92	2,10
0,8	0,34	1,78		0,16	0,33	0,50	0,66	0,82	0,99	1,16	1,32	1,48	1,65	1,82	1,98
1,0	0,46	2,10		0,16	0,31	0,47	0,62	0,78	0,94	1,09	1,25	1,40	1,56	1,72	1,87
1,2	0,58	2,45		0,15	0,30	0,44	0,59	0,74	0,89	1,04	1,18	1,33	1,48	1,63	1,78
1,4	0,69	2,85		0,14	0,28	0,42	0,56	0,71	0,85	0,99	1,13	1,27	1,41	1,53	1,69
1,6	0,78	3,27		0,14	0,27	0,40	0,54	0,68	0,81	0,94	1,08	1,22	1,35	1,48	1,62
1,8	0,87	3,76		0,13	0,26	0,39	0,52	0,64	0,77	0,90	1,03	1,16	1,29	1,42	1,55
2,0	0,94	4,27		0,12	0,25	0,37	0,49	0,62	0,74	0,86	0,98	1,11	1,23	1,35	1,48

Таблица П.Г.9 - Величина освещенности дорожного покрытия

Категория объекта по освещению	Улицы, дороги и площади	Наибольшая интенсивность движения транспорта в обоих направлениях, ед/ч	Средняя яркость покрытия, кд/м ³	Средняя горизонтальная освещенность покрытия, лк
А	Магистральные дороги, магистральные улицы общегородского значения	Свыше 3000	1,6	20
		Свыше 1000 до 3000	1,2	20
		От 500 до 1000	0,8	15
Б	Магистральные улицы районного значения	Свыше 2000	1,0	15
		Свыше 1000 до 2000	0,8	15
		От 500 до 1000	0,6	10
		Менее 500	0,4	10
В	Улицы и дороги местного значения	500 и более	0,4	6
		Менее 500	0,3	4
		Одиночные автомобили	0,2	4

Таблица П.Г.10 - Нормы освещенности рабочих поверхностей мест производства работ, расположенных вне зданий

Разряд зрительной работы	Характеристика работы	Минимальная освещенность, лк
IX	Точечные работы при отношении наименьшего размера объекта различения к расстоянию до глаз менее 0,005 (сборочные работы с пригонкой отдельных частей, столярные работы, сварка, клепка)	50
X	Работы средней точности при отношении наименьшего размера объекта различения к расстоянию до глаз от 0,005 до 0,02 (монтаж строительных конструкций, полигоны для бетонирования конструктивных элементов, сборка громоздкого оборудования)	30
XI	Работы малой точности при отношении наименьшего размера объекта различения до глаз от 0,02 до 0,05, а также работы, требующие только общего наблюдения за ходом производственного процесса (бетонирование простых блоков, погрузочно-разгрузочные работы с помощью крана, такелажные работы)	10
XII	Грубые работы, требующие различения объектов при отношении наименьшего их размера к расстоянию до глаз 0,05 и более (земляные работы)	5
XIII	Работы, требующие различения крупных предметов, находящихся в непосредственной близости к работающему, или связанные только с общим обзором рабочих поверхностей (немеханизированные погрузочно-разгрузочные работы)	2

Таблица П.Г.11 - Ориентировочные значения удельной мощности общего проекторного освещения

Источник света (тип)	Ширина освещаемой площадки, м	Удельная мощность общего освещения, Вт/м, при нормируемой освещенности, лк				
		0,5	1	2	5	10
ЛН	75-150	0,65	0,75	0,85	2,10	4,00
	151-300	0,40	0,55	0,70	1,70	3,20
КГ	75-125	0,18	0,45	0,55	1,40	2,70
	126-300	0,15	0,25	0,40	1,00	2,00
ДРЛ	75-250	0,20	0,35	0,45	1,20	1,80
	251-300	0,18	0,30	0,50	1,00	2,00
МГЛ	75-150	0,18	0,25	0,30	0,70	1,30
	151-350	0,13	0,15	0,20	0,45	0,80
ДКсТ 50000 (Н = 50м)*	200-275	0,40	0,75	1,00	2,50	4,50
	276-400	0,30	0,45	0,60	1,30	2,50
ДКсТ 20000 (Н = 30м)*	150-200	0,45	0,80	1,50	3,50	6,50
	201-400	0,25	0,60	1,30	3,00	5,50
ДКсТ 20000 (Н = 50 м)*	200-250	0,35	0,70	1,20	2,50	4,50
	251-400	0,25	0,50	0,80	1,90	4,20

Таблица П.Г.12 - Минимально допустимая высота установки прожекторов и светильников прожекторного типа

Тип прожектора	Тип лампы	Максимальная света, ккд	Минимально допустимая высота установки, м, при нормируемой минимальной освещенности, лк							
			0,5	1	2	3	5	10	30	50
ПСМ-50-1	Г220-1000	120	35	28	22	20	17	13	7	6
ПСМ-50-1	ДРЛ-700	52	23	19	14	13	11	8	5	4
ПСМ-50-1	ДРЛ-400	20	14	11	9	8	7	5	3	3
ПСМ-50-2	ПЖ220-1000	640	80	65	50	45	40	30	17	13
ПСМ-40-1	Г220-500	70	25	21	17	15	13	10	5	4
ПСМ-40-2	ПЖ220-500	280	50	43	33	30	25	20	11	9
ПСМ-30-1	Г220-200	33	18	15	11	10	9	7	4	3
ПЗР-250	ДРЛ250	11	10	9	6	6	5	4	3	3
ПЗР-400	ДРЛ400	19	14	11	8	8	7	5	3	3
ПЗС-45	Г220-1000	130	35	29	22	20	18	13	7	6
ПЗС-45	ДРЛ700	30	17	14	11	10	8	6	4	3
ПЗС-45	ДРЛ400	14	12	10	7	7	5	4	3	3
ПЗС-35	Г220-500	50	22	18	14	13	11	8	5	4
ПЗС-25	Г220-200	16	13	10	8	7	6	5	3	3
ПЗМ-35	Г220-500	40	20	16	12	11	10	7	4	4
ПЗМ-25	Г220-200	10	10	8	6	6	5	4	3	3
ПКН-1000-1	КГ220-1000-5	52	23	19	14	13	11	8	5	4
ПКН-1000-2	КГ222-1000-5	30	17	14	11	10	8	6	4	3
ПКН-1500-1	КГ220-1500	90	30	25	20	17	15	11	6	5
ПКН-1500-2	КГ220-1500	45	20	17	13	12	10	8	5	4
ИСУ01х2000/К-63-01	КГ220-2000-4	71	26	22	17	15	13	10	6	5
ИСУ02х5000/К-03-02	КГ220-5000-4	200	45	35	2g	25	22	17	10	8
СКсН-10000	ДКсТ10000	165	40	33	25	23	20	15	15	15
ОУКсН-20000	ДКсТ20000	650	go	65	50	45	40	30	25	25
ОУКсН-50000	ДКсТ-50000	1300	115	90	70	65	55	45	40	40
ККУ01х20000/НОО-01	ДКсТ20000	120	35	28	21	25	25	25	25	25

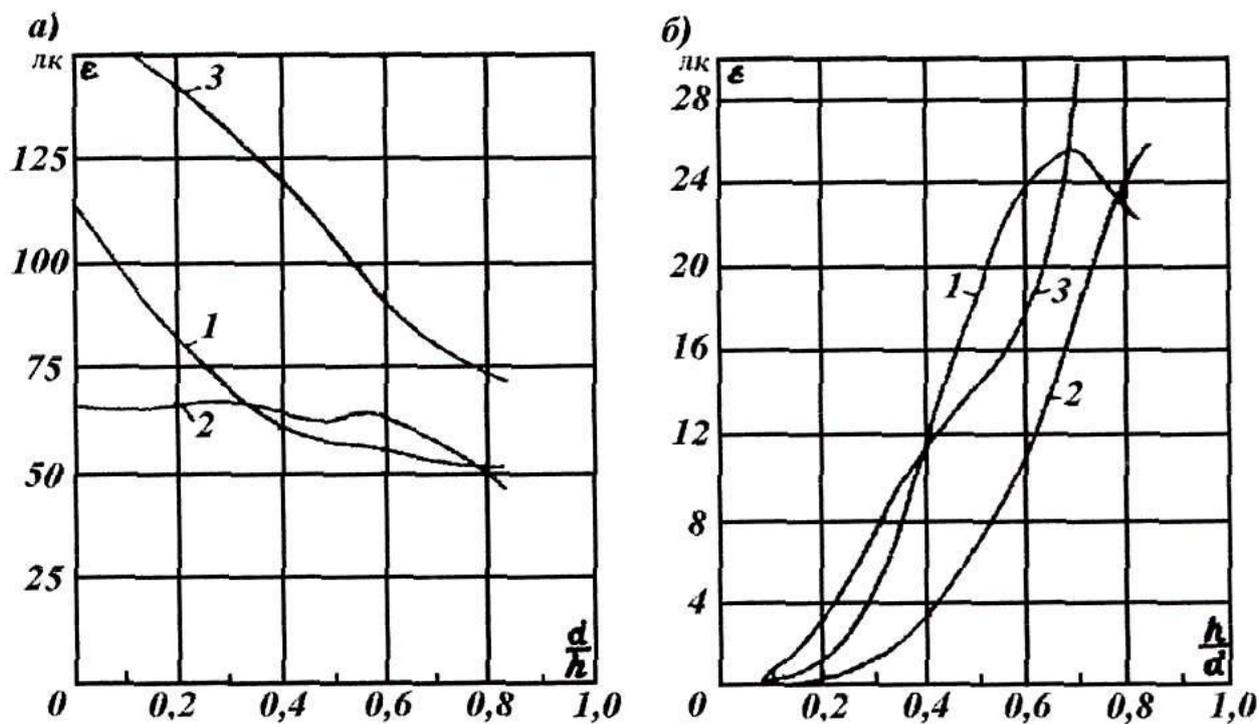


Рисунок П.Г.1 - Кривые относительной освещенности светильников:

а) - $\epsilon = f(d/h)$ при $d < h$; б) - $\epsilon = f(h/d)$ при $d > h$.

1 - СЗПР-250МН-С; 2 - РТУ01 - 250/С53-02-У1; 3 - НКУ01 ($\beta = 0$)

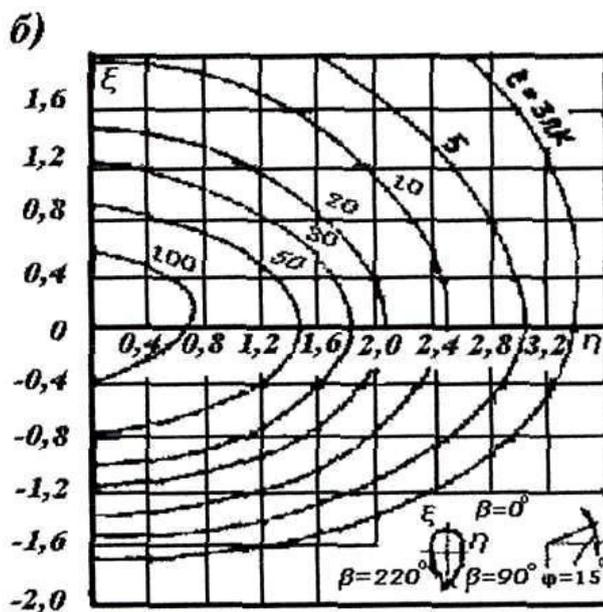


Рисунок П.Г.2 - График условных изолюкс для светильников типа РКУ01 с лампами ДРЛ ($\Phi_0 = 1000\text{лм}$, $\phi = 15^\circ$)

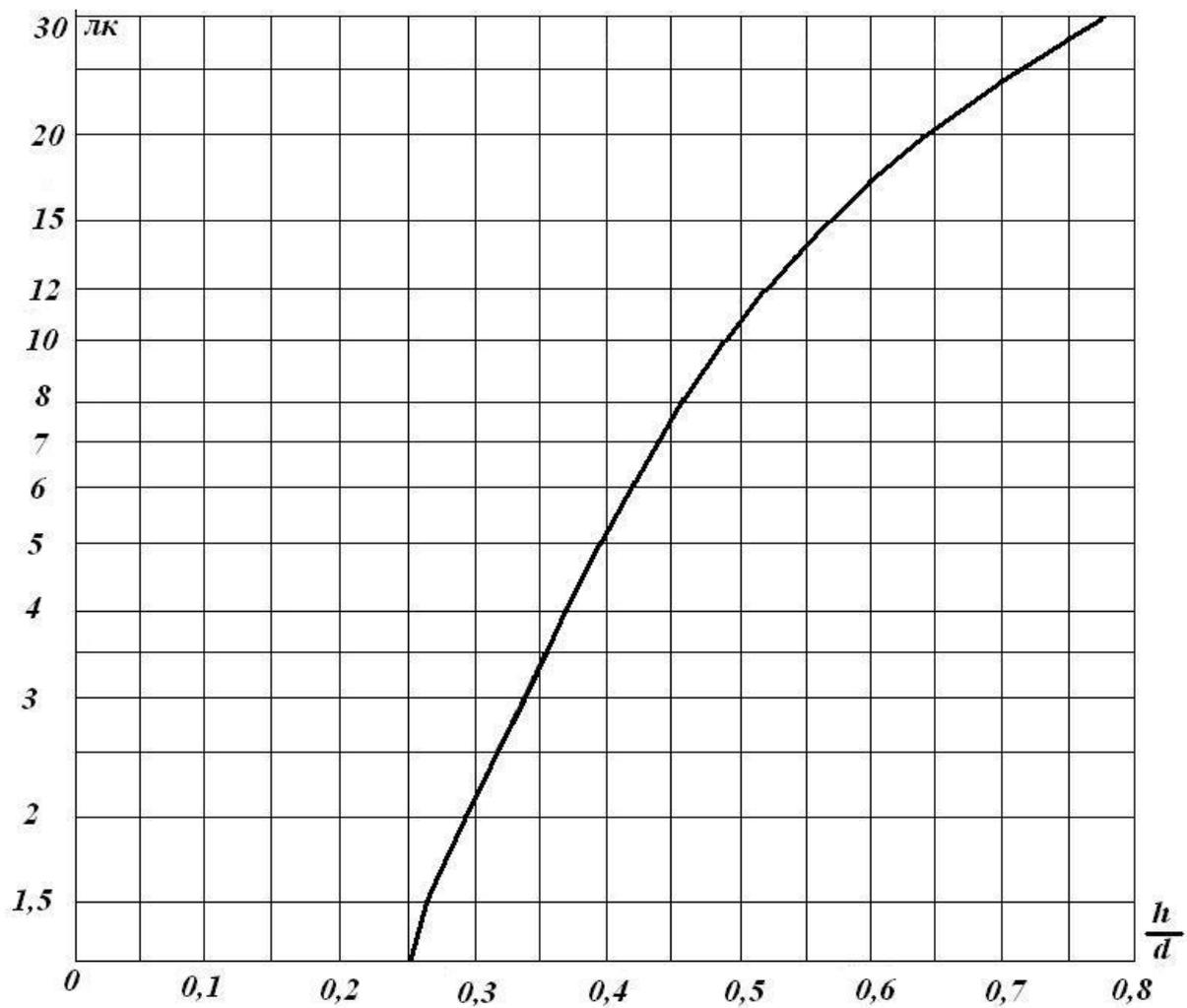


Рисунок П.Г.2 – Кривые относительной освещенности светильника СПО – 200
(рисунок 9.3, [10])

ПРИЛОЖЕНИЕ «Д»

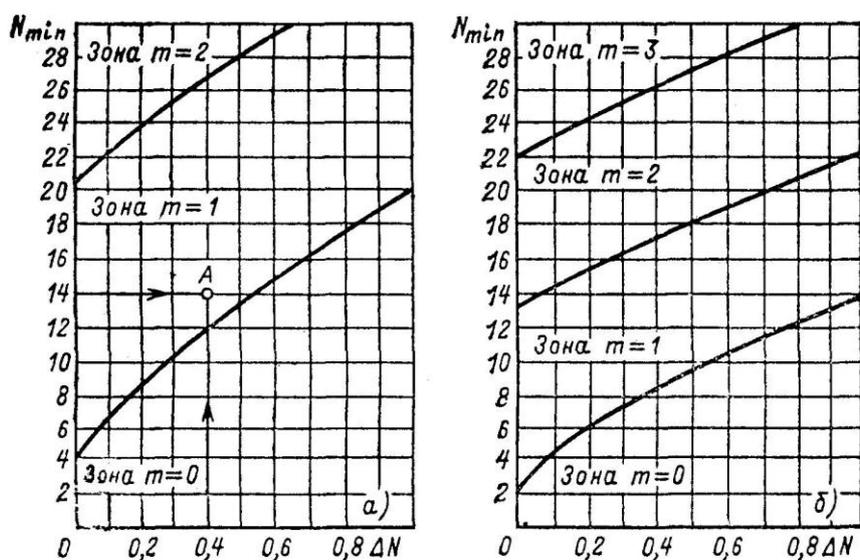


Рисунок П.Д.1- Зоны для определения дополнительного числа трансформаторов (Рисунок 4.7 [22]) а) $K_z = 0,7-0,8$; б) $K_z = 0,9-1,0$

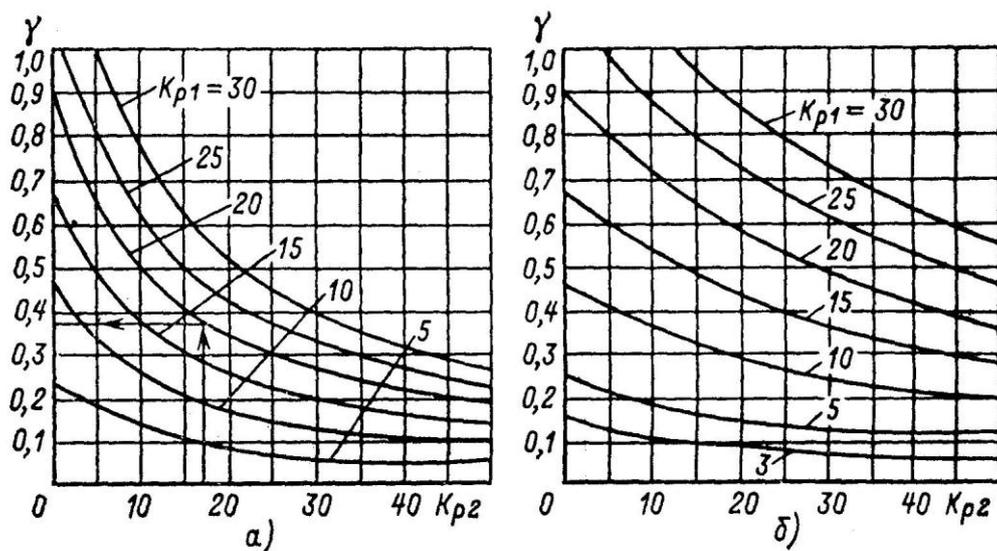


Рисунок П.Д.2- Кривые определения коэффициента "γ" для радиальной схемы питания трансформаторов напряжением 6 (а) и 10 кВ (б) (Рисунок 4.8 [22]) а) для напряжения - 6кВ; б) для напряжения - 10кВ

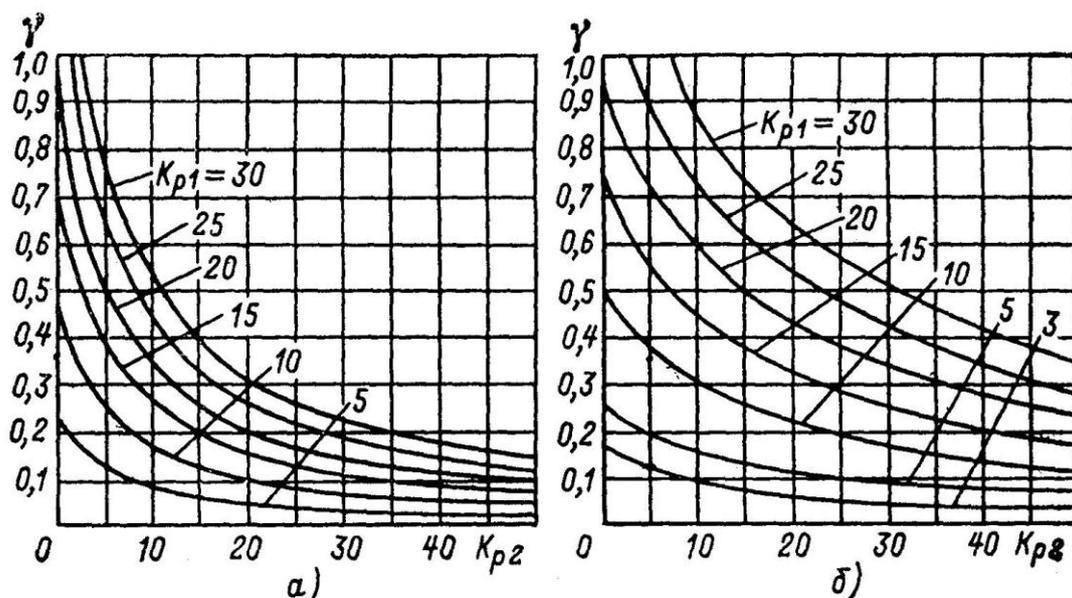


Рисунок П.Д.3- Кривые определения коэффициента "γ" для магистральной схемы питания трансформаторов при напряжении сети 6 (а) и 10 кВ (б) (Рисунок 4.9 [22])

Таблица П.Д.1- Определение расчетного коэффициента K_{p2} (таблица 4.7 [22])

$S_{Н.ТР-РА}$	Коэффициент K_{p2} при длине питающей линии l , км.				
	До 0,5	0,5-1,0	1,0-1,5	1,5-2,0	Свыше 2
400	2	4	7	10	17
630	2	7	10	15	27
1000	2	7	10	15	27
1600	3	10	17	23	40
2500	5	16	26	36	50

Таблица П.Д.2- Конденсаторные установки КРМ-0,4 (УКМ 58, УК, УКМ70, УКМФ, АКУ, ККУ, УКБН, БСК, УКРМ)

Наименование	Габариты ВхШхГ, мм	Сечение питающего медного кабеля мм ²	Цена розница руб. с НДС (18%)
Нерегулируемые УК1, УК2, УК6, УК9 Навесное (напольное) исполнение, на вводе выключатель нагрузки			
КРМ (УК1) 0,4-20 кВАр	1000x800x260	3x50	30267
КРМ (УК1) 0,4-33,3 кВАр	1000x800x260	3x50	30975
КРМ(УК1) 0,4-50 кВАр	1000x800x260	3x50	31093
КРМ (УК1) 0,4-75 кВАр	1000x800x260	3x50	31152
КРМ (УК1) 0,4-100 кВАр	1000x800x260	3x50	38763

Продолжение таблицы П.Д.2

Наименование	Габариты ВхШхГ, мм	Сечение питающего медного кабеля мм ²	Цена розница руб. с НДС (18%)
Регулируемые Навесное (напольное) исполнение			
КРМ (УК1) 0,4-112,5 кВАр	1000x800x260	3x50	41182
КРМ 0,4-20 кВАр-10 кВАр	1800x600x230	3x50	23482
КРМ 0,4-30 кВАр-10 кВАр	1800x600x230	3x50	24780
КРМ 0,4-40 кВАр-20 кВАр	1800x600x230	3x50	26963
КРМ 0,4-50 кВАр-25 кВАр	1800x600x230	3x50	28025
КРМ 0,4-60 кВАр-30 кВАр	1800x600x230	3x50	29854
КРМ 0,4-67 кВАр-33,3 кВАр	1800x600x230	3x50	32332
КРМ 0,4-75 кВАр-25 кВАр	1800x600x230	3x50	34043
КРМ 0,4-80 кВАр-20 кВАр	1800x600x230	3x50	37524
КРМ 0,4-90 кВАр-30 кВАр	1800x600x230	3x50	39530
Напольное исполнение			
КРМ 0,4-100 кВАр	1800x800x450	3x70	41241
КРМ 0,4-108 кВАр	1800x800x450	3 x70	42 775
КРМ 0,4-112,5 кВАр	1800x800x450	3x70	43719
КРМ 0,4-125 кВАр	1800x800x450	3x95	46138
КРМ 0,4-133 кВАр	1800x800x450	3 X 95	46964
КРМ 0,4-150 кВАр_	1800x800x450	2 каб х (3 x 50)	54339
КРМ 0,4-167 кВАр	1800x800x450	2 каб х (3 x 50)	62127
КРМ 0,4-175 кВАр	1800x800x450	2 каб х (3 x 50)	68912
КРМ 0,4-180 кВАр	1800x800x450	2 каб х (3 x 50)	74576
КРМ 0,4-200 кВАр	1800x800x450	2 каб х (3 x 70)	72275
КРМ 0,4-225 кВАр	2000x800x450	2. каб х(3 x 70)	84311
КРМ 0,4-250 кВАр	2000x800x450	2 каб х (3 x 95)	88559
КРМ 0,4-266,4 кВАр	2000x800x450	2 каб х (3 x 95)	94105
КРМ 0,4-268 кВАр	2000x800x450	2 каб х (3 x 95)	94459
КРМ 0,4-275 кВАр	2000x800x450	2 каб х (3 x 95)	95993
КРМ 0,4-300 кВАр	2000x800x450	2 каб х (3 x 120)	97940
КРМ 0,4-325 кВАр	2000x800x450	2 каб х (3 x 120)	105905

Продолжение таблицы П.Д.2

Наименование	Габариты ВхШхГ, мм	Сечение питающего медного кабеля мм ²	Цена розница руб. с НДС (18%)
КРМ 0,4-330 кВАр	2000x800x450	2 каб х (3 х 120)	107 321
КРМ 0,4-335 кВАр	2000x800x45С	2 каб х (3 х 120)	109 091
КРМ 0,4-337,5 кВАр	2000x800x450	2 каб х (3 х 120)	112. 513
КРМ 0,4-350 кВАр	2000x800x450	2 кабх(3х 150)	113 516
КРМ 0,4-366 кВАр	2000x800x450	2 каб х (3 х 150}	116 938
КРМ 0,4-375 кВАр	2000x800x450	2 каб х(3х 150)	119 003
КРМ 0.4-400 кВАр	2000x800x450	2 каб х (3 х 150)	126 142
КРМ 0,4-402 кВАр	2000x1600x450	2 каб х (3 х 185)	126 142
КРМ 0,4-420 кВАр	2000x1600x450	2 каб х (3 х 185)	132 160
КРМ 0,4-425 кВАр	2000x1600x450	2 каб х (3х185)	135 877
КРМ 0,4-450 КВАР	2000x1600x450	2 каб х 3 х 185)	140 007
КРМ 0,4-500 кВАр	2000x1600x450	2 каб х (3х 185)	150 686
КРМ 0,4-532 кВАр	2000x1600x450	2 каб х (3 х 185)	158 356
КРМ 0,4-536 кВАр	2000x1600x450	2 каб х (3 х 185)	159 772
КРМ 0,4-550 кВАр	2000x1600x450	2 каб х (3 х 185)	161 129
КРМ 0,4-600 кВАр	2000x1600x450	2 каб х (3 х 240)	169 861
КРМ 0,4-650 кВАр	2000x2200x450	4 каб х (3 х 120)	184 080
КРМ 0,4-700 кВАр	2000x2200x45С	4 каб х (3х 150)	197 709
КРМ 0,4-750 кВАр	2000x7700x450	4 каб х (3 х 150)	210 92.5
КРМ 0,4-800 кВАр	2000x7700x450	4 каб х (3 х 150)	222 548
КРМ 0,4-850 кВАр	2000x2400x450	4 каб х (3 х 150)	237 593
КРМ 0,4-900 кВАр	2000x2400x450	4 каб х (3 х 150)	251 93С
КРМ 0,4-950 кВАр	2000x2400x450	4 каб х (3 х 185)	265 32.3
КРМ 0,4-1000 кВАр	2000x2400x450	4 каб х (3х 185)	279 424

Примечание:

От заводопроизводителя:

- RS – 232 интерфейс – выход на компьютер
- Кабельный ввод сверху
- Исполнение навесное и напольное
- Вводной разъединитель ВР32 (РЕ19, ВНК)
- Срок службы 130000 часов – более 10 лет
- Степень защиты IP40

Таблица П.Д.3- конденсаторная установка КРМ (УКЛ56, УКЛ57)-6,3 кВ,
10,5 кВ внутренней (наружной) установки

Наименование	Габариты установки без контейнера ДхВхГ, мм	Цена розница, руб. с НДС (18%)	Цена, для наружной установки в сев. контейнере, руб. с НДС (18%)
КРМ (УКЛ 57) 6,3/10,5 кВ без разъединителя, исполнение УХЛ 4,2 (ХЛ 1)			
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-75 кВАр без разъед.	1640x1700x700	85 019	247 033
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-150 кВАр без разъед.	1640x1700x700	89 916	251 930
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-225 кВАр без разъед.	1640x1700x700	90 919	252 933
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-300 кВАр без разъед.	1640x1700x700	98 117	260 131
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-450 кВАр без разъед.	1640x1700x700	101 008	263 022
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-600 кВАр без разъед.	2440x1700x700	115 994	291 991
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-750 кВАр без разъед.	2440x1700x700	125 493	301 490
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-900 кВАр без разъед.	2440x1700x700	153 400	329 397
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-1350 кВАр без разъед.	3240x1700x700	182 723	391 760
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-1500 кВАр без разъед.	3240x1700x700	240 366	480 378
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-1800 кВАр без разъед.	4040x1700x700	249 983	489 995
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-2250 кВАр без разъед.	4840x1700x700	305 679	574 719
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-2700 кВАр без разъед.	5640x1700x700	365 918	659 915
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-3000 кВАр без разъед.	5640x1700x700	416 481	741 512
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-3150 кВАр без разъед.	6440x1700x700	424 977	750 008
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-4000 кВАр без разъед.	8840x1700x700	540 027	906 063
КРМ (УКЛ57)-6,3-10,5 кВ-4950 кВАр без разъед.	10128x1700x700	689 946	1 079 818
КРМ (УКЛ 56) – 6,3 /10,5кВ с разъединителем, исполнение УХЛ 4.2 (ХЛ 1)			
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-75 кВАр без разъед.	1640x1920x700	89 503	251 517
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-150 кВАр с разъед.	1640x1920x700	94 400	256 414
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-225 кВАр с разъед.	1640x1920x700	95 403	257 417
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-300 кВАр с разъед.	1640x1920x700	102 660	264 674
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-450 кВАр с разъед.	1640x1920x700	106 200	268 214
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-600 кВАр с разъед.	2440x1920x700	121 068	297 065
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-750 кВАр с разъед.	2440x1920x700	125 493	301 490

Продолжение таблицы П.Д.3

Наименование	Габариты установки без контейнера ДхВхГ, мм	Цена розница, руб. с НДС (18%)	Цена, для наружной установки в сев. контейнере, руб. с НДС (18%)
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-900 кВАр с разъед.	2440х1920х700	160 185	336 182
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-1350 кВАр с разъед.	3240х1920х700	202 842	411 879
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-1500 кВАр с разъед.	3240х1920х700	243 375	483 387
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-1800 кВАр с разъед.	4040х1920х700	255 352	495 364
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-2250 кВАр с разъед.	4840х1920х700	310 989	580 029
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-2700 кВАр с разъед.	5640х1920х700	369 694	663 691
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-3000 кВАр с разъед.	5640х1920х700	419 490	744 521
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-3150 кВАр с разъед.	6440х1920х700	428 989	754 020
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-4000 кВАр с разъед.	8840х1920х700	544 747	910 783
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-4950 кВАр С разъед.	10128х1920х700	692 188	1 082 060
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-5400 кВАр с разъед.	10444х1920х700	797 621	1 187 493
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-5850 кВАр с разъед.	11244х1920х700	859 984	1 321 492
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-6300 кВАр с разъед.	12044х1920х700	922 406	1 401 663
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-7650 кВАр с разъед.	14444х1920х700	1 109 495	1 736 016
КРМ (УКЛ56)-6,3-10,5 кВ-9450 кВАр с разъед.	17644х1920х700	1 358 947	2 072 257

Примечания:

От заводопроизводителя:

- Микропроцессорная токовая защита конденсаторов от перегрузки гармониками
- Кабельный ввод снизу
- Вводной разъединитель РВЗ, РВФЗ
- Предохранители ПКТ, амперметры блокировки
- Порошковая окраска RAL7032
- Срок службы 100000 часов – более 10 лет

1. Комплектные конденсаторные установки представляют собой устройства, состоящие из ячейки ввода, одной или нескольких конденсаторных ячеек, и коммутационной аппаратуры управления, автоматики, релейной защиты, блокировки и сигнализации.

2. Автоматическое регулирование мощности ККУ осуществляется от устройства автоматического регулирования типов БРВ (по времени суток) или БРН (по напряжению).

3. Буквы в типе конденсаторной установки означают: М – модернизированная; Л(П) – размещение ячеек ввода слева (справа); У1 – климатическое исполнение, наружная установка; У3 – климатическое исполнение, внутренняя установка.

4. Как указано выше, стоимость для конденсаторных установок, как и для другого оборудования, может быть дана в старых ценах. Для получения примерной их стоимости в современных ценах необходимо умножить старую цену на коэффициент удорожания, который зависит от календарного года выполнения расчетов и имеет тенденцию к увеличению. Коэффициент удорожания может быть задан преподавателем. Можно также использовать типы конденсаторных установок и их стоимости, которые приводятся на сайтах заводов изготовителей, если таковые будут найдены.

ПРИЛОЖЕНИЕ «Ж»

Таблица П.Ж.1- Нормативные коэффициенты, необходимые для выполнения технико-экономических обоснований

Наименование элементов системы электроснабжения	E_n , нормированный коэффициент эффективности капитальных затрат	E_a , отчисления на амортизацию	$E_{т.р.}$, отчисления на текущий ремонт
1 Воздушные ЛЭП	0,12	0,028	0,004
2 Кабельные линии	0,12	0,030	0,015
3 Оборудование (выключатели, трансформаторы, разъединители и т.д.)	0,12	0,063	0,010
4 Конденсаторы	0,12	0,075	0,008

Таблица П.Ж.2- Стоимость высоковольтного оборудования подстанции

Тип оборудования	Стоимость оборудования, руб. (на 1.01.2004 г.)	
	$U_H = 110\text{kV}$	$U_H = 35\text{kV}$
1. Выключатели		
ВГТ-110-II-40/2500 У1	1586651	
ВГТ-35-II-12,5/630 УХЛ1		417539
2. Разъединители		
РДЗ-110(Б)/1000(Н) УХЛ1	93000	
РДЗ-35(Б)/400(Н) УХЛ1		55000
3. Отделители		
ОД-110/600	9000	
ОД-35/600		7000
4. Короткозамыкатели		
КЗ-110	10188	
КЗ-35		9800
5. Трансформаторы силовые		
ТДН-16000/110	1533882	
ТДН-10000/110	1100000	
ТД-16000/35		1035423
ТД-10000/35		950000
6. Ограничители перенапряжения		
ОПН-110/56/10/400-I-УХЛ1	27200	
ОПН-110/73/10/400-I-УХЛ1	30800	
ОПН-110/77/10/400-I-УХЛ1	31500	
ОПН-110/86/10/400-I-УХЛ1	33200	
ОПН-35/37-10(II)УХЛ1		25 350
ОПН-35/40,5-10(I)УХЛ1		21 450
ОПН-35/40,5-10(II)УХЛ1		25 740

Таблица П.Ж.3- Технические данные трехфазных масляных трансформаторов общего назначения для комплектных трансформаторных подстанций на напряжение 10 кВ, из таблиц (таблица 2.110 [20])

Тип	S _{НОМ} , кВА	U _{НОМ} , кВ		ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	u _к , %	I _х , %
		ВН	НН				
ТМЗ-250/10	250	10	0,4	0,74	3,70	4,5	2,3
ТМЗ-400/10	400	10	0,4	0,95	5,50	4,5	2,1
ТМЗ-630/10 ТНЗ-630/10	630	10	0,4	1,31	7,60	5,5	1,8
ТМЗ-1000/10 ТНЗ-1000/10	1000	10	0,4	1,9	10,8	5,5	1,2
ТМЗ-1600/10 ТНЗ-1600/10	1600	10	0,4	2,65	16,5	6	1
ТМЗ-2500/10 ТНЗ-2500/10	2500	10	0,4	3,75	24,0	6	0,8

Таблица П.Ж.4- Технические данные трехфазных сухих двухобмоточных трансформаторов ТСР и ТСЗР

Номинальная мощность, кВА	Напряжения, кВ		Потери короткого замыкания при 75° С, кВт	Потери холостого хода, кВт *	Напряжение короткого замыкания при 75° С, u _к , %
	ВН	НН			
63	6,0; 10,0	0,4	1,1	0,3	4
100	6,0; 10,0	0,4	1,7	0,44	4
160	6,0; 10,0	0,4	2,3	0,61	4
250	6,0; 10,0	0,4	3,0	0,82	4
400	6,0; 10,0	0,4	5,0	1,0	6
630	6,0; 10,0	0,4	6,6	1,37	6
1000	6,0; 10,0	0,4	8,8	2,0	6
1600	6,0; 10,0	0,4	12,7	2,8	6
2500	6,0; 10,0	0,4	19,0	4,3	6
3200	6,0; 10,0	0,4	23,0	5,3	6
4000	6,0; 10,0	0,4	29,0	6,4	6

*Потери холостого хода указаны для трансформаторов с нормальным уровнем шума и потерь

Таблица П.Ж.5- Технические данные трехфазных масляных двухобмоточных трансформаторов на напряжение 35 кВ

Тип	S _{НОМ} , кВА	U _{НОМ} , кВ		ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	η _к , %	I _х , %
		ВН	НН				
ТМН-2500/35	2500	35	11	23,5	4,1	6,5	1,0
ТМН-4000/35	4000	35	11	33,5	5,6	7,5	0,9
ТМН-6300/35	6300	35	11	46,5	8,0	7,5	0,8
ТМН-10000/35	10000	35	6,3; 10,5	65,0	14,5	7,5	0,8
ТДНС-10000/35	10000	35	6,3; 10,5	60,0	12,5	8,0	0,6
ТДНС-16000/35	16000	35	6,3; 10,5	85,0	18,0	10,0	0,55
ТРДНС-25000/35	25000	35	6,3/6,3 10,5/10,5	115,0	25,0	9,5	0,5

Таблица П.Ж.6- Технические данные трехфазных масляных двухобмоточных трансформаторов на напряжение 110 кВ

Тип	S _{НОМ} , кВА	U _{НОМ} , кВ		ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	η _к , %	I _х , %
		ВН	НН				
ТМН-2500/110	2500	110	6,6; 11	22	5,5	10,5	1,5
ТМН-6300/110	6300	115	6,6; 11	44	10	10,5	0,8
ТДН-10000/110	10000	115	6,6; 11	58	14	10,5	0,7
ТДН-16000/110	16000	115	6,3; 10,5	85	18	10,5	0,7
ТРДН-25000/110	25000	115	6,3/6,3 6,3/10,5 10,5/10,5	120	25	10,5	0,65
ТРДН-32000/110	32000	115	6,3/6,3 6,3/10,5 10,5/10,5	140	32	10,5	0,7
ТРДН-40000/35	40000	115	6,3/6,3 6,3/10,5 10,5/10,5	170	34	10,5	0,55

ПРИЛОЖЕНИЕ «И»

Таблица П.И.1- Техничко-экономические характеристики двухцепных воздушных линий 35 кВ

Провод		Потери мощности на одну цепь, кВт/км	Длительно допустимая токовая нагрузка на одну цепь, А	Длина линий на 1% потери напряжения при полной нагрузке, м	Общая стоимость, тыс. руб./год км, на 2003 г			
Марка	Сечением ²				Стальные двухцепные с одновременной подвеской двух цепей	Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	Железобетонные двухцепные с одновременной подвеской двух цепей	Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи
А	70	116	265	1720	488	410	420	344
	95	130	320	1900	510	432	442	364
	120	130	375	2080	530	455	464	386
	150	146	440	2210	562	482	492	412
	185	152	500	2400	594	512	520	442
	240	163	590	2580	648	560	568	488
АС	70	125	265	1650	496	418	428	352
	95	134	330	1840	520	440	452	372
	120	140	380	2050	544	462	474	394
	150	149	445	2190	572	488	500	420
	185	161	510	2340	604	520	530	450
	240	176	610	2560	656	568	576	496

Таблица П.И.2- Техничко-экономические характеристики одноцепных воздушных линий 110 кВ

Провод		Потери мощности на одну цепь, кВт/км	Длительно допустимая токовая нагрузка на одну цепь, А	Длина линий на 1% потери напряжения при полной нагрузке, м	Общая стоимость, тыс.руб./год км, на 2003г		
Марка	Сечением ²				Деревянные одноцепные двухсторонние опоры	Железобетонные опоры	Стальные одноцепные опоры
А	70	116	265	5350	240	260	416
	95	130	320	5940	251	292	426
	120	130	375	6500	260	324	440
	150	146	440	6900	276	336	452
	185	152	500	7500	291	352	468
	240	163	590	8100	316	397	496
АС	70	125	265	5170	248	308	424
	95	134	330	5750	260	320	436
	120	140	380	6400	270	334	444
	150	149	445	6850	284	344	460
	185	161	510	7300	300	360	476
АСО	240	176	610	7960	324	384	504

Таблица П.И.3- Техничко-экономические характеристики двухцепных воздушных линий 110 кВ

Провод		Потери мощности на одну цепь, кВт/км	Длительно допустимая токовая нагрузка на одну цепь, А	Длина линий на 1% потери напряжения при полной нагрузке, м	Общая стоимость, тыс. руб./год км			
Марка	Сечением ²				Стальные двухцепные с одновременной подвеской двух цепей	Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	Железобетонные двухцепные с одновременной подвеской двух цепей	Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи
А	70	116	265	5350	634	544	532	432
	95	130	320	5940	658	566	552	454
	120	136	375	6500	680	592	576	474
	150	146	440	6900	706	618	600	500
	185	152	500	7500	738	650	632	530
	240	163	590	8100	788	700	680	578
	300	184	680	8800	844	752	728	628
АС	70	125	265	5170	642	544	540	440
	95	134	330	5750	664	574	558	462
	120	140	380	6400	686	596	582	484
	150	149	445	6850	714	624	608	510
	185	161	510	7300	746	658	638	542
	240	176	610	7960	796	706	688	586
	300	184	690	8700	852	760	736	636

Для получения примерной стоимости в современных ценах необходимо старую цену умножить на коэффициент удорожания. Который задается преподавателем.

Таблица П.И.4- Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год.		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медные	3,0	2,5	2,0
алюминиевые	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медные	3,5	3,1	2,7
алюминиевые	1,9	1,7	1,6

Таблица П.И.5- Допустимый длительный ток для проводов и шнуров с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одножильных	трех одножильных	четырёх одножильных	одного двухжильного	одного трехжильного
0,5	11/-	-	-	-	-	-
0,75	15/-	-	-	-	-	-
1,0	17/-	16/-	15/-	14/-	15/-	14/-
1,5	23/-	19/-	17/-	16/-	18/-	15/-
2,5	30/24	27/20	25/19	25/19	25/19	21/16
4,0	41/32	38/28	35/28	30/23	32/25	27/21
6,0	50/39	46/36	42/32	40/30	40/31	34/26
10	80/60	70/50	60/47	50/39	55/42	50/38
16	100/75	85/60	80/60	75/55	80/60	70/55
25	140/105	115/85	100/80	90/70	100/75	85/65
35	170/130	135/100	125/95	115/85	125/95	100/75
50	215/165	185/140	170/130	150/120	160/125	135/105
70	270/210	225/175	210/165	185/140	195/150	175/135
95	330/255	275/215	255/200	225/175	245/190	215/165
120	385/295	315/245	290/220	260/200	295/230	250/190
150	440/340	360/275	330/255	-	-	-
185	510/390	-	-	-	-	-
240	605/465	-	-	-	-	-

Таблица П.И.6- Допустимый длительный ток для кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, проводов и кабелей				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
1,5	23/-	19/-	33/-	19/-	27/-
2,5	30/23	27/21	44/34	25/19	38/29
4	41/31	38/29	55/42	35/27	49/38
6	50/38	50/38	70/55	42/32	60/46
10	80/60	70/55	105/80	55/42	90/70
16	100/75	90/70	135/105	75/60	115/90
25	140/105	115/90	175/135	95/75	150/115
35	170/130	140/105	210/160	120/90	180/140
50	215/165	175/135	265/205	145/110	225/175
70	270/210	215/165	320/245	180/140	275/210
95	325/265	260/200	385/295	22/170	330/255
120	385/295	300/230	445/340	260/200	385/295
150	440/340	350/270	505/390	305/235	435/335
185	510/390	405/310	570/440	350/270	500/385
240	605/465	-	-	-	-

В числителе указаны значения токов для медных жил, в знаменателе - для алюминиевых

Таблица П.И.7- Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляции в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	Одно-жильных	Двух-жильных до 1кВ	трехжильных напряжением, кВ			Четырех-жильных до 1кВ
			до 3	6	10	
6	-	60	55	-	-	-
10	110	80	75	60	-	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	-	380	340	310	345
240	675	-	440	390	355	-
300	770	-	-	-	-	-
400	940	-	-	-	-	-
500	1080	-	-	-	-	-
625	1170	-	-	-	-	-
800	1310	-	-	-	-	-

Таблица П.И.8- Поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица П.И.9- Расчетные данные для ВЛ 35-110 кВ со сталеалюминевыми проводами (на 100 км)

Номинальное сечение провода, мм ²	Допустимые длительные токи ВЛ, А	U _{НОМ} – 35кВ		U _{НОМ} – 110кВ	
		R ₀ , Ом	X ₀ , Ом	R ₀ , Ом	X ₀ , Ом
70/11	265	42,8	43,2	42,8	44,4
95/16	330	30,6	42,1	30,6	43,4
120/19	390	24,9	41,0	24,9	42,7
150/24	450	19,8	40,6	19,8	42,0
185/29	510	16,2	-	16,2	41,3
240/32	605	12,0	-	12,0	40,5

ПРИЛОЖЕНИЕ «К»

Иллюстрации и кривые для расчета токов К.З. и проверки оборудования и токопроводов на устойчивость к ним

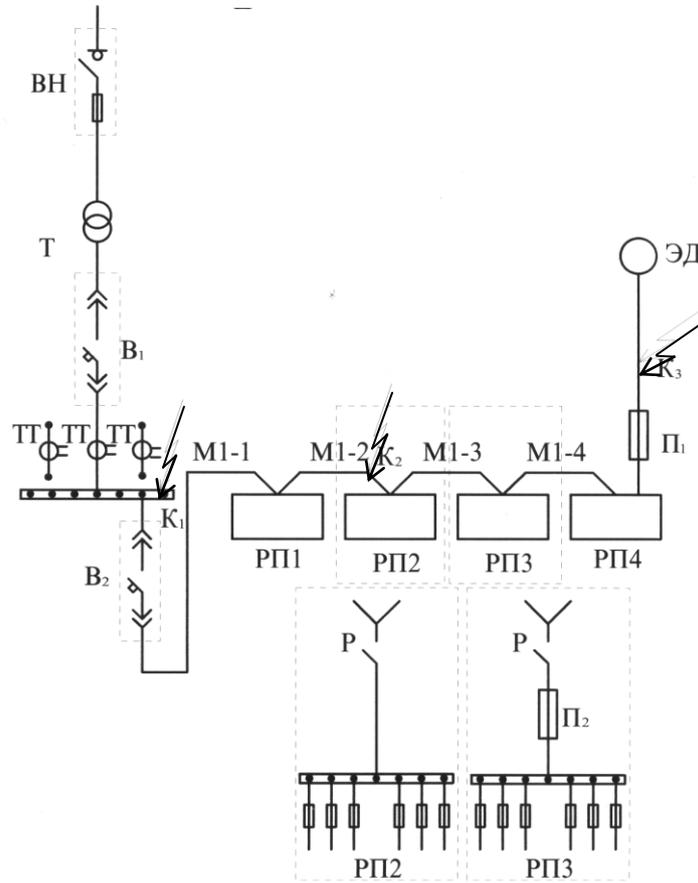


Рисунок П.К.1 – Принципиальная схема цеховой подстанции.

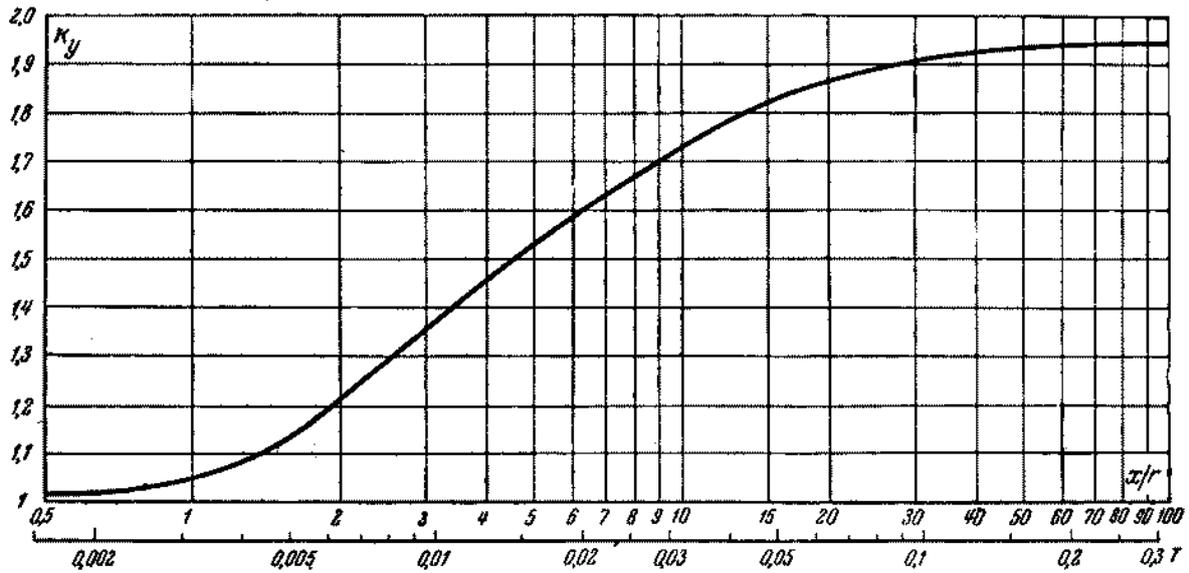


Рисунок П.К.2 – Кривая измерения коэффициента K_y в зависимости от постоянной времени T (или отношения $\frac{x}{r}$)

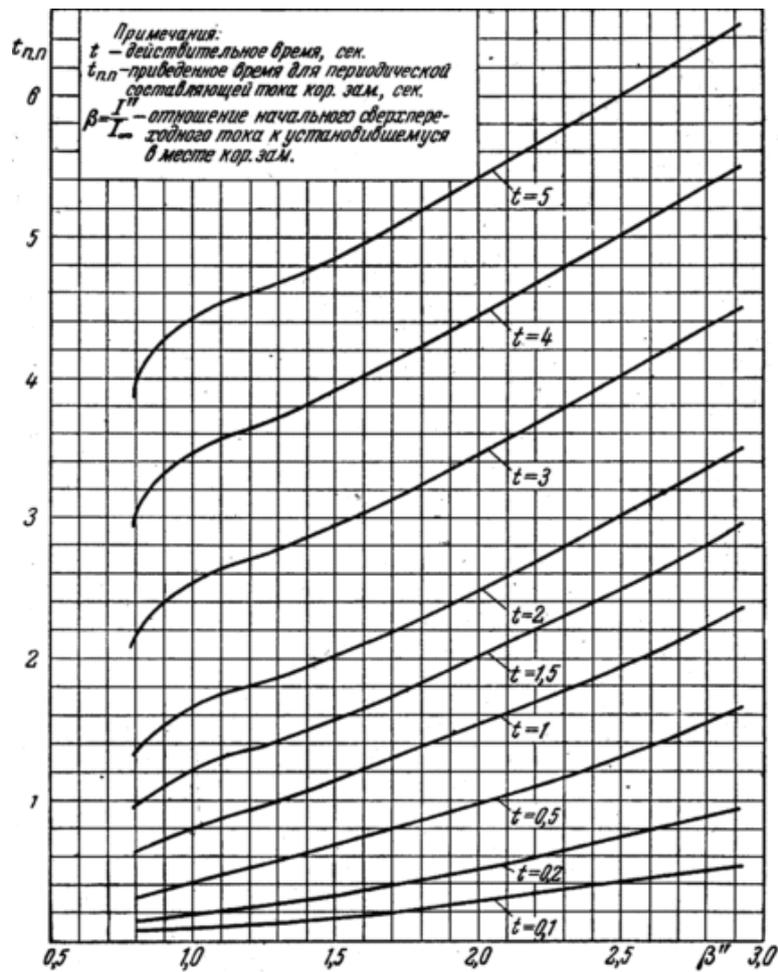


Рисунок П.К.3 – Кривые приведенного времени для слагающей тока К.З. при питании от генераторов с АРН

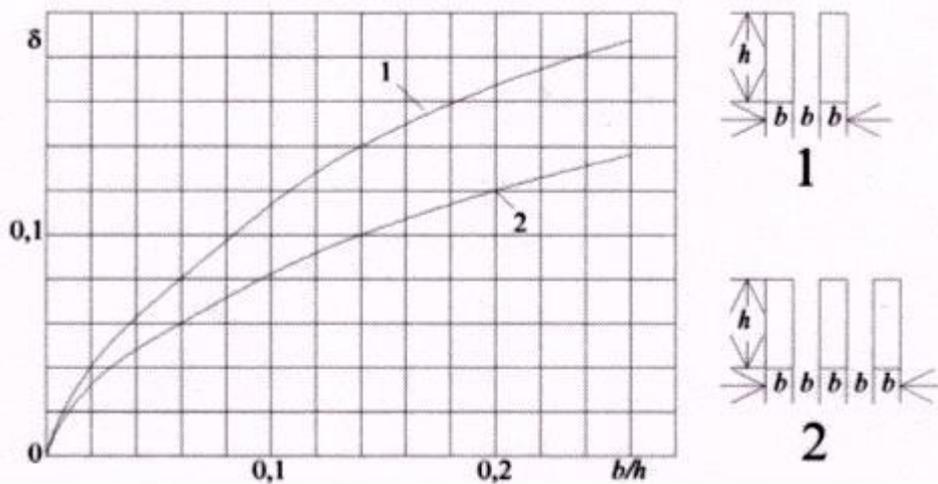


Рисунок П.К.4 – Кривые для определения коэффициента δ ;

1 – для двухполосных шин;

2 – для трехполосных шин

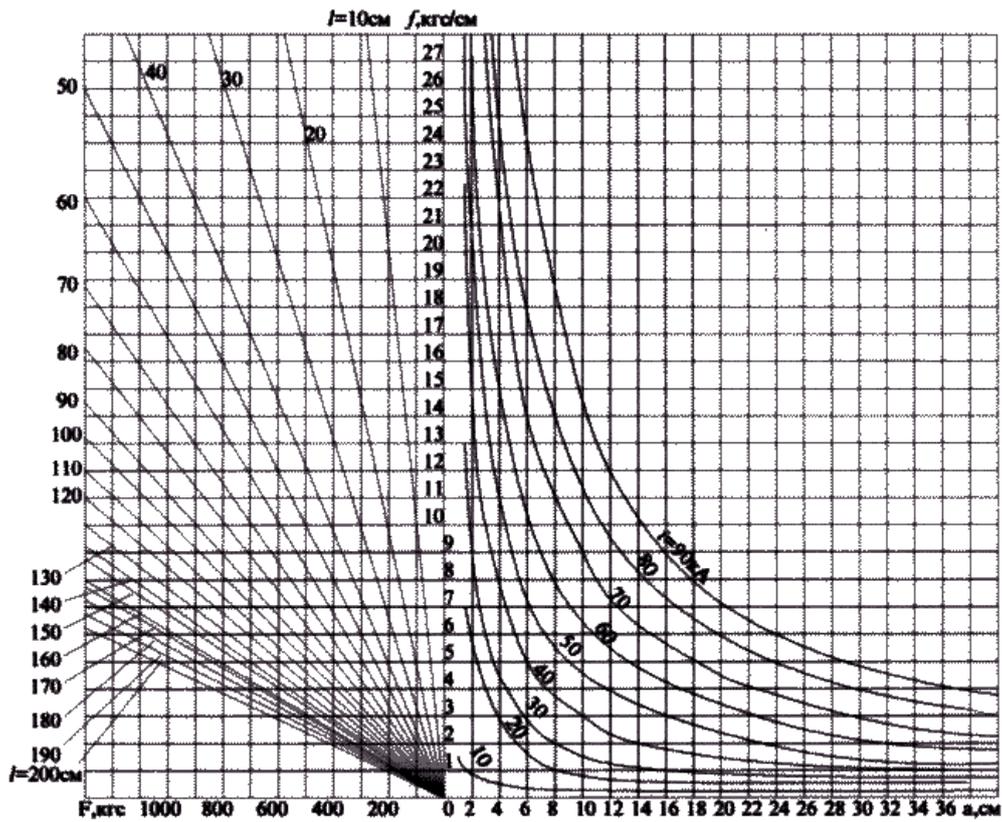


Рисунок П.К.5 –Номограмма для определения усилий в шинах и изоляторах электротехнических устройств при К.З.

Таблица П.К.6 – Динамическая и термическая устойчивость алюминиевых шин марки АТ ($\sigma_{\text{доп}}=700 \text{ кг*с/см}^2$ или $700 \cdot 9,81 \cdot 10^4 \text{ н/м}^2$)

Размер шин, мм	Допустимый ударный ток при пролете L = 1000 (мм)																				Ток односекундной термической стойкости при 210°C I _t , кА
	Шины расположены плашмя														Шины расположены на ребро						
	Расстояние между осями шин «а», мм														Расстояние между осями шин «а»						
	50	70	80	100	120	130	150	170	200	250	300	350	400	500	50	100	200	300	400	500	
15x3	4.72	5.59	5.98	6.68	7.32	7.62	8.18	8.72	9.45	10.5	11.6	12.5	13.3	14.9	2.12	3.00	4.24	5.20	6.00	6.72	4.33
20x3	6.31	7.46	7.97	8.92	9.76	10ю2	10.9	11.6	12.6	14.1	15.4	16.7	17.8	19.9	2.45	3.46	4.90	6.00	6.92	7.75	5.77
25x3	7.93	9.38	10.0	11.2	12.3	12.8	13.7	14.6	15.9	17.7	19.4	21.0	22.4	25.1	2.74	3.87	5.48	6.71	7.74	8.67	7.22
30x4	10.9	12.9	13.8	15.5	17.0	17.7	19.0	20.2	21.9	24.5	26.8	29.0	31.0	34.7	4.00	5.65	8.00	9.80	11.3	12.6	11.5
40x4	-	17.3	18.5	20.7	22.6	23.6	25.3	26.9	29.2	32.7	35.8	38.7	41.3	46.3	4.62	6.53	9.25	11.3	13.1	14.7	15.4
40x5	-	19.3	20.6	23.1	25.3	26.3	28.2	30.1	32.6	36.5	40.0	43.2	46.2	51.6	5.77	8.15	11.5	14.1	16.3	18.2	19.2
50x5	-	24.2	25.8	28.9	31.7	33.3	35.4	37.7	40.8	45.7	50.1	54.2	57.8	64.7	6.46	9.13	12.9	15.8	18.3	20.4	24.1
50x6	-	26.7	28.5	31.9	35.0	36.4	39.1	41.6	45.2	50.5	55.3	59.7	63.8	71.4	7.75	10.9	15.5	19.0	21.9	24.5	28.9
60x6	-	-	33.9	37.9	41.6	43.2	46.4	49.4	53.6	60.0	65.7	70.9	75.8	84.8	8.48	12.0	17.9	20.8	24.0	26.9	34.6
80x6	-	-	-	50.5	55.3	57.6	61.8	65.8	71.4	79.8	87.5	94.5	101	113	9.80	13.8	19.6	24.0	27.7	31.0	46.2
100x6	-	-	-	-	69.3	72.2	77.5	82.5	88.5	100	109	118	126	141	10.9	15.5	21.9	26.8	31.0	34.7	57.7
60x8	-	-	39.2	43.8	48.0	50.0	53.7	57.2	62.0	69.3	76.0	82.0	87.7	98.0	11.3	16.0	22.6	27.7	31.9	35.8	46.2
80x8	-	-	-	58.4	64.0	66.7	71.6	76.2	82.6	92.5	101	109	117	130	13.0	18.4	26.1	32.0	36.9	41.3	61.6
100x8	-	-	-	-	80.0	83.2	89.5	95.2	103	115	126	136	146	163	14.5	20.5	29.1	35.6	41.1	46.1	77.0
120x8	-	-	-	-	-	100	107	114	124	138	152	164	175	196	16.0	22.6	32.0	39.2	45.2	50.7	92.6
60x10	-	-	43.8	49.0	53.7	55.8	60.0	63.8	69.3	77.5	85.0	91.6	98.0	109	14.1	20.0	28.3	34.6	40.0	44.7	57.7
80x10	-	-	-	65.3	71.5	74.5	80.0	85.1	92.5	103	113	122	131	146	16.3	23.1	32.6	40.0	46.2	51.7	77.0
100x10	-	-	-	-	89.5	93.2	100	106	115	129	141	153	163	183	18.2	25.8	36.5	44.7	51.6	57.8	96.3
120x10	-	-	-	-	-	112	120	128	138	155	170	183	196	219	19.9	28.2	39.9	48.8	56.4	63.2	115

Примечание: Допустимый ударный ток для $a' \neq a = 200 \text{ мм}$ $i_v' = i_{v(a=200)} \cdot \sqrt{a'/a}$; $I_t = 0.176 \cdot S$, кА, где S – сечение шины в мм²

Таблица П.К.7 – Допустимый ударный ток для пролета $L' \neq L = 1000 \text{ мм}$; $i_v' = i_v \cdot L/L'$

L'	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000
L/L'	2,5	2,0	1,67	1,43	1,25	1,11	1,00	0,91	0,835	0,77	0,715	0,667	0,625	0,588	0,556	0,556	0,5

ПРИЛОЖЕНИЕ «Л»

Технико-экономические показатели стоимости элементов систем электро- снабжения промышленных предприятий

**Таблица П.Л.7 - Технико-экономические показатели трансформаторов тока
НИЗКОВОЛЬТНЫХ**

Тип	Техническая хар-ка	Дата, на кото- рую указана цена	Цена в руб. без НДС
Т-0,66	10-400/5	1.01.2004	288
	600-800/5	1.01.2004	344
	1000/5	1.01.2004	440
	1500/5	1.01.2004	512
ТОП-0,66	5-200/5	1.01.2004	248
ТШП-0,66	300-750/5	1.01.2004	263
	800-2000/5	1.01.2004	360
ТШЛ-0,66	2000-3000/5	1.01.2004	3 900
	4000-5000/5	1.01.2004	5 850
ТНШ-0,66	15000/5	1.01.2004	30 525
	25000/5	1.01.2004	83 175
ТНШЛ-0,66	800-2000/5	1.01.2004	1095
	3000-5000/5	1.01.2004	3 825
	8000-10000/5	1.01.2004	19 800
ТШ-0,66	600-800/5	1.01.2004	296
	1000/5	1.01.2004	384
	1500/5	1.01.2004	400
ТШЛ-0,66	400-800/5	1.01.2004	1680
	1000-3000/5	1.01.2004	2 800
ТШН-0,66	300-600/5	1.01.2004	1 136
	800-1500/5	1.01.2004	1296
ТШЛМ-0,5ТЗ	400-600/5	1.01.2004	1072
	1000-1500/5	1.01.2004	1232
ТШС-0,66	400-1500/5	1.01.2004	1840
ТЛ-0,66	5-400/5	1.01.2004	1680
ТЛ-0,66	600/5	1.01.2004	2 240
ТМ-0,66	10-150/5	1.01.2004	1200
ТКС-0,66	5-300/5	1.01.2004	1840
ТРС-0,66	5/1	1.01.2004	1840
ТОЛ-0,66	50-200/5	1.01.2004	1840
ТКЛП-0,66	300/5	1.01.2004	1280

Таблица П.Л.8 - Технические характеристики трансформаторов тока и напряжения

Тип	Напряжение, кВ	Ток, А	Дата, на которую указана цена	Цена в руб. без НДС
Трансформаторы тока				
ТЛ-10-1	10	50-1500/5	1.01.2004	17 850
ТЛ-10- II	10	300-400/5	1.01.2004	14 250
	10	600-1500/5	1.01.2004	16 050
	10	2000-3000/5	1.01.2004	23 700
ТЛК-35	35	200-3000/5	1.01.2004	52 500
ТПЛ-10М	10	5-400/5	1.01.2004	15 000
ТПЛ-20	20	300-1500/5	1.01.2004	21 750
ТПЛ-35	35	300-1500/5	1.01.2004	31 500
ТШЛ-10	10	2000-3000/5	1.01.2004	14 250
	10	4000-5000/5	1.01.2004	21 750
ТШЛ-20	20	6000-10000/5	1.01.2004	53 250
ТЛШ-10	10	1500-3000/5	1.01.2004	9 150
	10	4000-5000/5	1.01.2004	11 925
ТЛШ 10-1	10	1500-3000/5	1.01.2004	11 250
ТОЛ-10	10	150-1500/5	1.01.2004	5 550
ТОЛ-10-1	10	5-1500/5	1.01.2004	4 800
ТОЛ-35	35	15-1000, 2000,3000/5	1.01.2004	90 000
ТОЛК-б(Ю) (взрывобезопасный)	6(10)	50-600/5	1.01.2004	6 750
ТПОЛ-10	10	20-200/5	1.01.2004	7 500
	10	300-800/5	1.01.2004	6 000
	10	1000-1500/5	1.01.2004	7 500
ТПЛК-10	10	10-1500/5	1.01.2004	24 750
ТШЛП-10	10	1000-2000/5	1.01.2004	14 850
ТВ 35-1	35	200-1500/5	1.01.2004	5 250
ТВ 35- II	35	150-600/5	1.01.2004	2 700
	35	1000/5	1.01.2004	5 250
	35	1200-1500/5	1.01.2004	10 500
ТВ 35- IV	35	1200-3000/5	1.01.2004	10 500
ТЛМ-10	10	50/5-1500/5	1.01.2004	5 920
ТВЛМ-6	6	10/5-400/5	1.01.2004	1 280
ТЛК-10	10	20/5-800/5	1.01.2004	5 440
	10	1000-1500/5	1.01.2004	6 160
ТПК-10	10	20/5-200/5	1.01.2004	7 200
	10	300/5-800/5	1.01.2004	5 760
	10	1000/5-1500/5	1.01.2004	7 200
ТВК-10	10	20/5-1500/5	1.01.2004	5 920
ТШЛП-10	10	1500/5-3000/5	1.01.2004	8 800
Трансформаторы напряжения				
ЗНОЛ.06	6		1.01.2004	6 825
	10		1.01.2004	7 275
	15		1.01.2004	10 875
	20		1.01.2004	12 300
	24		1.01.2004	14 850

Продолжение таблицы П.Л.8

Тип	Напряжение, кВ	Ток, А	Дата, на которую указана цена	Цена в руб. без НДС
ЗхЗНОЛ.06 (комплект)	6		1.01.2004	20 475
	10		1.01.2004	21 825
ЗНОЛЭ-35	35		1.01.2004	25 650
ЗНОЛ-35	35		1.01.2004	29 550
НОЛ.08	6		1.01.2004	12 150
	10		1.01.2004	14 700
НОЛ. 11 (взрывобезопасный)	6/0.001,0.00127		1.01.2004	11 400
ОЛ-1,25/6(10)У1 (силовой)	6(10)/0.218-0.242		1.01.2004	12 000
НАМИТ-10 (масляный)	6		1.01.2004	21 920
	10		1.01.2004	22 976
ЗНИОЛ (однофазный, литой)	6		1.01.2004	6 880
ЗНОЛ	10		1.01.2004	7 200

Примечание: Трансформаторы типа ТВ предназначены для встраивания в масляные выключатели и силовые трансформаторы.

Таблица П.Л.9 — Выключатели на напряжение 10-110 кВ

Тип	Дата, на которую указана цена	Цена в руб. без НДС
ВБПЭ-10-20/1600	3.05.2002	8 4000
ВБКЭ-10-20/(630-1600)	3.05.2002	8 1000-99 000
ВБН-35-20/1600	3.05.2002	225 000
ВБЦ-35-20/1250	3.05.2002	225 000
ВГТ-110П-40/2500 У1	3.05.2002	660 000
ВГТ-220П-40/2500 У1	3.05.2002	1 950 000
ВВЭ-М-10-20/(630,1000,1600)	1.02.1999	47 525
ВВЭ-М-10-20/(630,1000)	30.05.2002	69 000
ВВЭ-М-10-31,5/(630,1000)	30.05.2002	103 400
ВК-10/630	до 1990	770
ВГТ-110-40/2500	1.04.2003	660 000
ВГБ-35-40/2000	1.04.2003	339 982

Таблица П.Л.10 - Техничко-экономические показатели высоковольтных выключателей

Тип	Номин. на- пряж., кВ	Номи н. ток, А	Вид привода	Напряж. управления В	Дата, на ко- торую указа- на цена	Цена в руб. без НДС		
ВВТЭ-М-10-12,5/630	10	630	Электромаг- нитный	~220, =110, =220	1.01.2004	66 528		
ВВТЭ-М-10-20/630		630			1.01.2004	72 642		
ВВТЭ-М-10-20/1000		1000			1.01.2004	72 642		
ВВТЭ-М-10-20/1250		1250			1.01.2004	72 642		
ВВТЭ-М-10-20/1600		1600			1.01.2004	74 592		
ВВТЭ-М-10-31,5/630		630			1.01.2004	110 405		
ВВТЭ-М-10-31,5/1000		1000			1.01.2004	108 905		
ВВТЭ-М-10-31,5/1250	10	1250	Электромаг- нитный	~220, =110, =220	1.01.2004	110 405		
ВВТЭ-М-10-31,5/1600		1600			1.01.2004	111 905		
ВБПС-10-20/630	10	630	Пружиномо- торный	~127, ~220, =110, =220	1.01.2004	88 766		
ВБПС-10-20/1000		1000			1.01.2004	88 766		
ВБПС-10-20/1600		1600			1.01.2004	90 266		
ВБПС-10-31,5/630		630			1.01.2004	128 519		
ВБПС-10-31,5/1000		1000			1.01.2004	128 519		
ВБПС-10-31,5/1600		1600			1.01.2004	130 019		
ВВЭ-М-10-20/630		630			Электромаг- нитный	=110, =220	1.01.2004	94 100
ВВЭ-М-10-20/1000		1000					1.01.2004	94 100
ВВЭ-М-10-20/1250		1250	1.01.2004	94 100				
ВВЭ-М-10-20/1600		1600	1.01.2004	95 600				
ВВЭ-М-10-31,5/630		630	1.01.2004	141 027				
ВВЭ-М-10-31,5/1000		1000	1.01.2004	141 027				
ВВЭ-М-10-31,5/1250		1250	1.01.2004	141 027				
ВВЭ-М-10-31,5/1600		1600	1.01.2004	142 527				
ВВЭ-М-10-40/2000		2000	Электромаг- нитный	=110, =220	1.01.2004	267 258		
ВВЭ-М-10-40/2500		2500			1.01.2004	267 258		
ВВЭ-М-10-40/3150		3150	1.01.2004	267 258				
ВБПВ-10-20/630		630	Пружиномо- торный	~127, ~220, =110, =220	1.01.2004	96 851		
ВБПВ-10-20/1000		1000			1.01.2004	96 851		
ВБПВ-10-20/1600		1600			1.01.2004	98 351		
ВБПВ-10-31,5/630		630			1.01.2004	143 909		
ВБПВ-10-31,5/1000		1000			1.01.2004	143 909		
ВБПВ-10-31,5/1600		1600			1.01.2004	145 409		
ВБЭМ-10-12,5/800-		800			1.01.2004	96 572		
ВБЭМ-10-20/1000		1000			1.01.2004	-98 784		
ВБЭК-27,5-25/630-1600- ВБЭК-35-25/630-1600		630-160	Электромаг- нитный и пружиномо- торный	~220, =110, =220	1.01.2004	227 920 493 360		
ВБЭС-10-20(31,5)-630- ВБЭС-Ю-20(31,5)3150					1.01.2004	111 720 260 400		

Продолжение таблицы П.Л.10

ВБЭТ- 27,5(35)П25/630-ВБЭТ- 27,5(35)И-25/1600					1.01.2004	234 780 504 140
ВБКЭ-10-630-20-ВБКЭ- 10-1600-20					1.01.2004	80100- 119 295

Примечание: Выключатели высоковольтные вакуумные предназначены для коммутации электрических цепей в сетях 3-х фазного переменного тока частотой 50 Гц (60 Гц), напряжением до 12 кВ. Заменяют маломасляные выключатели типа ВМПЭ-10, ВМП-10К, ВМГ-133 в любых типах распределительных устройств. Выключатели изготавливаются со встроенными электромагнитными и пружинотормозными приводами с управлением на постоянном и переменном токе.

Таблица П.Л.11 - Разъединители, разрядники, заземлители

Тип	Дата, на которую указана цена	Цена в руб. без НДС
Разъединители наружной установки (в комплекте с приводами)		
РЛНД-10(Б, И, IV)/(200,400,630)(Н)УХЛ1 (цена за раму)	1.01.2004	7 051-43 280
РД(3)-35(Б)/(400, 1000,2000, 3150)(Н)УХЛ1 (цена за полюс)	1.01.2004	24 136-131768
РД(3)-110(Б)/(1000,2000,3150)(Н)УХЛ1 (цена за полюс)	1.01.2004	71500-746 720
РД(3)-150/(1000,2000)НУ1 (цена за полюс)	1.01.2004	196 682-516 304
РД(3)-220(Б)/(1000, 2000, 3150)(Н)УХЛ1 (цена за полюс)	1.01.2004	270 998-1 118 309
РД(3)-330(И)/3150УХЛ1 (цена за полюс)	1.01.2004	631519-842 612
РД(3)-500(П)/3150УХЛ1 (цена за полюс)	1.01.2004	796 351-982 036
РГ-35(П)/1000УХЛ1 (48 вариантов)	1.01.2004	50 098-416 974
РГ-110(П)/(1000, 2000)УХЛ1 (56 вариантов)	1.01.2004	101340-773 964
РНВЗ-750(П)/4000УХЛ1 (2 варианта)	1.03.2001	1665 690-1805 000
РЛНД-10/400	1.03.2001	10 395 000
Разъединители внутренней установки (в комплекте с приводами)		
РР(3)-35/(1000,2000)УЗ (цена за раму)	1.01.2004	55 754 - 176 937
РВР(3)-Ш-10/2000МУЗ (цена за раму)	1.01.2004	60 632-161334
РВ(3)-10/(400,630,1000)МУХЛ2 (цена за раму)	1.01.2004	13 867-37 612
РВР(3)-10/4000МУЗ (цена за раму)	1.01.2004	124 051-286 429
РРЧ(3)-20/6300МУЗ (цена за раму)	1.01.2004	112 259-512 064
РВР(3)-20/8000МУЗ (цена за раму)	1.01.2004	132 833 - 579 608
РВП(3)-20/12500НУЗ (цена за раму)	1.01.2004	428 103 - 1 423 495
РВО-10/(400, 630, 1000)УХЛ2 (3 варианта)	1.01.2004	1770-4 554
РЛВОМ-10-1000(1, П)УХЛ2 (2 варианта)	1.01.2004	4 628 - 5 955
РВФ-10-630(1, П, Ш)УХЛ2 (3 варианта)	1.01.2004	9 803 - 10 290
РВФЗ-10-(630,1000)УХЛ2	1.01.2004	10 320-13 283
РВЗ-10-(400,630,1000)У2, УХЛ2, ХЛ2	1.01.2004	8 333-14 168

Продолжение таблицы П.Л.11

Тип	Дата, на которую указана цена	Цена в руб. без НДС
Разъединители подвесные (в комплекте с приводами)		
РП-330(Б)/3150УХЛ1 (4 варианта)	1.01.2004	1 079 573 - 1 274 673
РПД-500(Б)/3150(ХЛ)1 (4 варианта)	1.01.2004	1 220 538 - 1 390 800
РПД-750/3150У1 (2 варианта)	1.01.2004	1 584 521 - 1 596 587
Разрядники вентильные (цена за фазу)		
РВС-(15, 35,60,66) (7 вариантов)	1.01.2004	16 488-49 135
РВС-(110, 150, 220)М (3 варианта)	1.01.2004	52 074 - 130 263
РВО-(3,6, 10)(У1, Н)(5 вариантов)	1.01.2004	865-1741
РВН-(0.5,1)(Н, О, Э)(М, МН, У1) (6 вариантов)	1.01.2004	618-1422
РВКУ-(165-3.3)(А-Е)01 (5 вариантов)	1.01.2004	26 971-34 538
РВРД-(3,6, 10)У1 (3 варианта)	1.01.2004	9 975-17 497
РНК-0.5(У1, ХЛ1) (2 варианта)	1.01.2004	1 691 - 1 955
Заземлители (в комплекте с приводами)		
ЗОН-110(М, Б)УХЛ1(цена за полюс)	1.01.2004	37 859-49 252
ЗР-(330, 500, 750)УХЛ1 (цена за полюс)	1.01.2004	83 131-144 587
ЗР-(10, 24,35)НУЗ (цена за полюс)	1.01.2004	121 806-148 420

Таблица П.Л.12 – Ограничители перенапряжения нелинейные ОПН

Тип	Класс напряжения	Установка	Дата, на которую указана цена	Цена в руб. без НДС
ОПН-0,4/0,24-2,5	0,4	внутренняя	1.03.2001	617
ОПН-3/3,2-10(1)	3	внутренняя	1.03.2001	1851
		наружная	1.03.2001	2 222
ОПН-6/5,5-7,2-10(1)	6	внутренняя	1.03.2001	3 394
		наружная	1.03.2001	4 196
ОПН-6/5,5-7,2-10(II)	6	наружная	1.03.2001	7 076
ОПН-10/9-10-10(1)	10	внутренняя	1.03.2001	4 032
		наружная	1.03.2001	6 171
ОПН-10/9-12-10(И)	10	наружная	1.03.2001	9 462
ОПН-25/30-10(И)	25		1.03.2001	30 855
ОПН-35/38-40,5-10(1)	35		1.03.2001	23 450
ОПН-35/38-40,5-10(II)	35		1.03.2001	37 026
ОПН-110/44-10(1)	110		1.03.2001	61710
ОПН-110/44-10(II)	110		1.03.2001	67 881
ОПН-110/73-10(1)	110		1.03.2001	74 052
ОПН-110/73-10(II)	110		1.03.2001	80 223
ОПН-110/100-10(1)	110		1.03.2001	82 280
ОПН-150/125-10(II)	150		1.03.2001	129 591
ОПН-150/135-10(II)	150		1.03.2001	133 705
ОПН-220/120-10(II)	220		1.03.2001	143 990
ОПН-220/157-10(II)	220		1.03.2001	156 332
ОПН-220/176-10(II)	220		1.03.2001	164 560
ОПН-220/200-10(1)	220		1.03.2001	148 104

Продолжение таблицы П.Л.12

ОПН-330/231-10(III)	330	наружная	1.03.2001	596 530
ОПН-500/303-20(IV)	500		1.03.2001	1 024 380
ОПН-500/333-20(IV)	500		1.03.2001	1 110 780

Таблица П.Л.13 - Ограничители перенапряжения

Тип	Дата, на которую указана цена	Цена в руб, без НДС	Тип	Цена в руб. без НДС
ОПН-0,4/0,38-2,5(И)УХЛ1	1.01.2004	1092	ОПН-110/80-10(II)IV УХЛ1	64 405
ОПН-0,64/0,76-10(II)УХЛ 1	1.01.2004	1 108	ОПН-110/88-10(II)II УХЛ1	58 630
ОПН-1,28/1,56-10(И)УХЛ1	1.01.2004	1357	ОПН-110/88-10(II)IV УХЛ1	59 800
ОПН-3/3,2-10(I)УХЛ1	1.01.2004	1622	ОПН-110/88-10(III)II УХЛ1	64 493
ОПН-3/3,2-10(I)УХЛ2	1.01.2004	1349	ОПН-110/88-10(III)IV УХЛ1	65 663
ОПН-6/5,5-10(II)УХЛ1	1.01.2004	4 306	ОПН-110/100-10(I)II УХЛ1	57 200
ОПН-6/5,5-10(И)УХЛ2	1.01.2004	4 095	ОПН-110/100-10(I)IV УХЛ1	58 370
ОПН-6/6,5-10(I)УХЛ1	1.01.2004	2 660	ОПН-150/100-10(И)II УХЛ1	89 700
ОПН-6/6,5-10(I)УХЛ2	1.01.2004	2 480	ОПН-150/110-10(II)II УХЛ1	90 090
ОПН-6/6,5-10(II)УХЛ1	1.01.2004	4 306	ОПН-150/120-10(II)II УХЛ1	92 950
ОПН-6/6,5-10(И)УХЛ2	1.01.2004	4 059	ОПН-220/120-10(II)IV УХЛ1	102 453
ОПН-6/7,2-10(I)УХЛ1	1.01.2004	2 660	ОПН-220/146-10(II)II УХЛ1	106 600
ОПН-6/7,2-10(I)УХЛ2	1.01.2004	2 480	ОПН-220/146-10(II)IV УХЛ1	108 940
ОПН-6/8,2-10(I)УХЛ1	1.01.2004	2 660	ОПН-220/146-10(III)II УХЛ1	117 260
ОГШ-10/9,5-10(II)УХЛ1	1.01.2004	5 312	ОПН-220/146-10(III)IV УХЛ1	119 600
ОПН-10/9,5-10(II)УХЛ2	1.01.2004	5 187	ОПН-220/157-10(II)II УХЛ1	108 680
ОПН-10/10-10(I)УХЛ1	1.01.2004	3 463	ОПН-220/157-10(II)IV УХЛ1	111020
ОПН-10/10-10(I)УХЛ2	1.01.2004	2 941	ОПН-220/157-10(III)II УХЛ1	119 548
ОПН-10/11-10(II)УХЛ1	1.01.2004	5 312	ОПН-220/157-10(III)IV УХЛ1	121 888
ОПН-10/11-10(II)УХЛ2	1.01.2004	5 187	ОПН-220/176-10(II)II УХЛ1	114 400
ОПН-10/12-10(I)УХЛ1	1.01.2004	3 463	ОПН-220/176-10(II)IV УХЛ1	116 740
ОПН-10/12-10(I)УХЛ2	1.01.2004	2 941	ОПН-220/176-10(III)II УХЛ1	125 840
ОПН-10/13,7-10(I)УХЛ1	1.01.2004	3 463	ОПН-220/176-10(III)IV УХЛ1	128 180
ОПН-25/30-10(II)УХЛ1	1.01.2004	22 519	ОПН-220/200-10(I)II УХЛ1	102 960
ОПН-35/37-10(II)УХЛ1	1.01.2004	25 350	ОПН-220/200-10(I)IV УХЛ1	105 300
ОПН-35/40,5-10(I)УХЛ1	1.01.2004	21450	ОПН-330/210-10(II)И УХЛ1	304 590
ОПН-35/40,5-10(И)УХЛ1	1.01.2004	25 740	ОПН-330/210-10(III)II УХЛ1	447 590
ОПН-110/56-10(II)IV УХЛ1	1.01.2004	47 190	ОПН-330/220-10(II)И УХЛ1	308 880
ОПН-110/73-10(II)II УХЛ1	1.01.2004	55 770	ОПН-330/220-10(III)И УХЛ1	451 880
ОПН-110/73-10(II)IV УХЛ1	1.01.2004	56 940	ОПН-330/230-10(II)II УХЛ1	313 170
ОПН-110/73-10(III)II УХЛ1	1.01.2004	61347	ОПН-330/230-10(III)II УХЛ1	456 170
ОПН-110/73-10(III)IV УХЛ1	1.01.2004	62 517	ОПН-500/303-20(IV)II УХЛ1	830 180
ОПН-110/80-10(II)II УХЛ1	1.01.2004	57 486	ОПН-500/303-20(IV)IV УХЛ1	840 450
ОПН-110/80-10(II)IV УХЛ1	1.01.2004	58 656	ОПН-500/333-20(IV)II УХЛ1	889 200
ОПН-110/80-10(III)II УХЛ1	1.01.2004	63 235	ОПН-500/333-20(IV)IV УХЛ1	904 800

Примечание: Ограничители перенапряжений нелинейные ОПН предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений. Применяются взамен вентильных разрядников всех типов (РВО, РВМ, РВРД, РВС, РВМГ)

Таблица П.Л.14 - Стоимость высоковольтных предохранителей

Наименование	Дата, на которую указана цена	Цена в руб. без НДС	Наименование	Дата, на которую указана цена	Цена в руб. без НДС
Предохранители. В комплекте: два изолятора, два контакта. Патрон с плавкой вставкой (заменяемый)			Контакты к предохранителям		
ПКТ101	1.01.2004	470-2 994	К01	1.01.2004	54-96
ПКТ102	1.01.2004	618-725	К 02	1.01.2004	85-131
ПКТ103	1.01.2004	1005-1 109	КОЗ	1.01.2004	91-99
ПКТ104	1.01.2004	1946-2 115	К 04	1.01.2004	220
ПКН001	1.01.2004	488-2 933	К 06	1.01.2004	75
ПКЖ106	1.01.2004	627-645	К 07	1.01.2004	80
ПКЭ106	1.01.2004	600-691	К 08	1.01.2004	106
ПКЭ107	1.01.2004	682 - 778	Патроны к предохранителям		
ПКЭ108	1.01.2004	1 062 - 1 237	ПТ1.1	1.01.2004	179-390
ПКЭН 006	1.01.2004	634	ПТ1.2	1.01.2004	272-477
Изоляторы к предохранителям			ПТ1.3		608 -1 458
ИО 6-3,75	1.01.2004	104	ПТО.3	1.01.2004	1258-1458
ИО 10-3,75	1.01.2004	109	ПН01	1.01.2004	179-341
ИО 20-3,75	1.01.2004	288	ПЖ1.1	1.01.2004	269-288
ОНС 10-300	1.01.2004	342	ПЭ1.1	1.01.2004	248 - 334
ИОР 6-3,75	1.01.2004	101	ПЭ1.2	1.01.2004	320-826
ИОР 10-3,75	1.01.2004	131	ПЭ0.2	1.01.2004	651-826
			ПЭН0.1	1.01.2004	222-282

Таблица П.Л.15 - Характеристики щитков осветительных

Тип	Кол. групп	Номинальный ток, А	Тип вводного аппарата	Тип и ток групповых автоматов	Дата, на которую указана цена	Цена в руб. без НДС
ОП-6	6	50	-	АЕЮОО/16-25	1.01.2004	936
ОП-12	12	100	-	АЕЮОО/16-25	1.01.2004	1296
ОЩВ-6	6	50	АЕ2000	АЕ2044/16-25	1.01.2004	1008
ОЩВ	12	100	АЕ2000	АЕ2044/16-25	1.01.2004	1382
УОЩВ-6	6	50	АЕ2000	АЕ2044/16-25	1.01.2004	1080
УОЩВ-12	12	100	АЕ2000	АЕ2044/16-25	1.01.2004	1584

Таблица П.Л.16 - Технико-экономические показатели автоматических выключателей

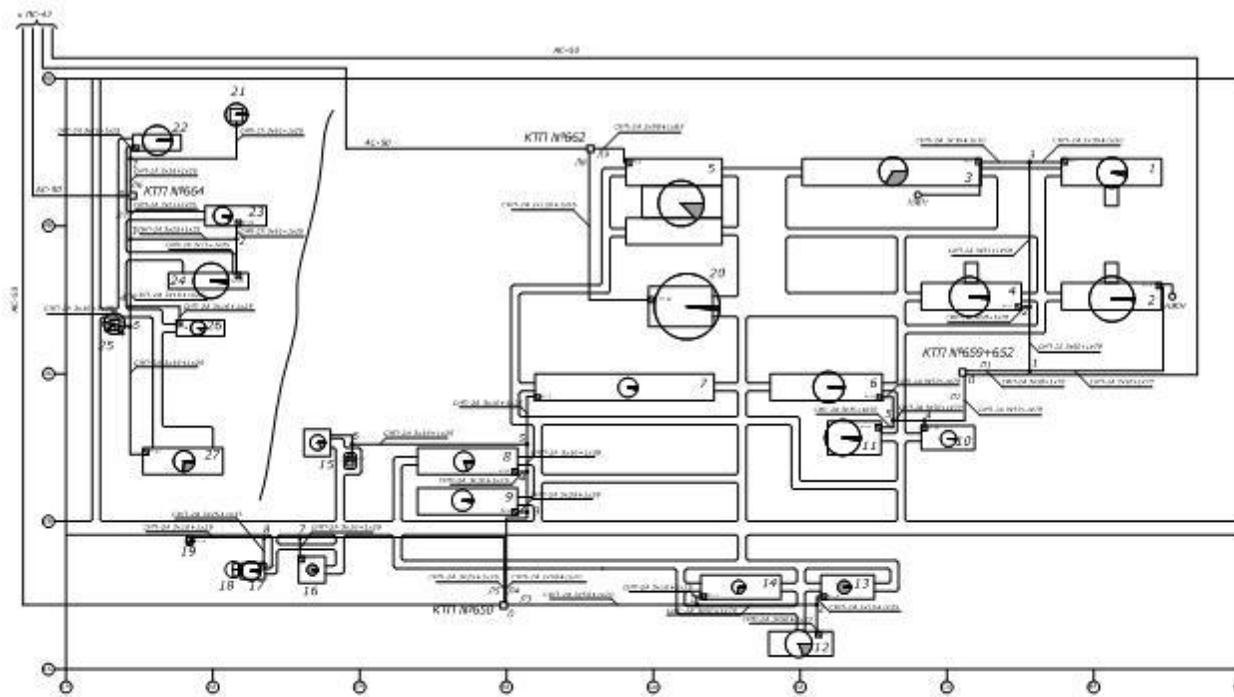
Обозначение	Характеристика	Номинальный ток, А	Ток уставки, А	Дата, указания цена	Цена в руб. без НДС		
АП50Б-2МТ	2-х полюсные с максимальным и тепловым расцепителями	63	1,6-2,5	1.01.2004	222		
			40-63	1.01.2004	326		
АП50Б-3МТ	3-х полюсные с максимальным и тепловым расцепителями		1,6-25	1.01.2004	456		
			40-63	1.01.2004	689		
АЕ2043	С максимальным и тепловым расцепителями	63	10; 16; 25; 40; 50; 63.	1.01.2004	286		
АЕ2046				1.01.2004	393		
АЕ2053		100	16; 25; 31,5; 50; 63; 100.	1.01.2004	445		
	С дополнит. Kontakтами (1з+1р)			1.01.2004	610		
	С независимым расцепителем			1.01.2004	645		
АЕ2056				1.01.2004	471		
	С дополнит. Kontakтами (1з+1р)			1.01.2004	612		
	С независимым расцепителем			1.01.2004	642		
А63 1М	Однополюсный	25	0,6 - 25	1.01.2004	126		
А-3144	Трёхполюсные	630	250 - 630	1.01.2004	6 860		
А3716		160	63; 100; 160.	1.01.2004	3 220		
А3726		250		1.01.2004	6 160		
А3736		630		1.01.2004	7 560		
А3796		630	250 - 630	1.01.2004	10 500		
А3790		Стационарный с ручным приводом	630	160 - 630	1.01.2004	18 100	
	Стационарн. с эл. магн. приводом	1.01.2004			21500		
	Выдвижной с ручным приводом	1.01.2004			23 150		
	Выдвижной с эл. магн. приводом	1.01.2004			26 600		
А3794	Стационарный с ручным приводом					1.01.2004	20 100
	Стационарн. с эл. магн. приводом					1.01.2004	23 600
	Выдвижной с ручным приводом			1.01.2004	27 100		

Продолжение таблицы П.Л. 16

Обозначение	Характеристика	Номинальный ток, А	Ток установки, А	Дата, на которую указана цена	Цена в руб. без НДС
	Выдвижной с эл. магн. приводом			1.01.2004	28 700
A3791,3792 У				1.01.2004	13 500
Э-06	Стационарный с ручным приводом	1000	630-1000	1.01.2004	24 950
	Стационарн. с эл. двигат. приводом			1.01.2004	29 800
	Выдвижной с ручным приводом			1.01.2004	35 450
	Выдвижной с эл. двигат. приводом			1.01.2004	40 500
Э-16	Выдвижной с эл. двигат. приводом	1600	100-1600	1.01.2004	85 300
Э-25	Стационарн. с эл. двигат. приводом	2500	1600-2500	1.01.2004	62 850
	Выдвижной с эл. двигат. приводом			1.01.2004	86 550
Э-40	Стационарн. с эл. двигат. приводом	6300	4000-6300	1.01.2004	119 450
	Выдвижной с эл. двигат. приводом	5000	2500-5000	1.01.2004	166 600

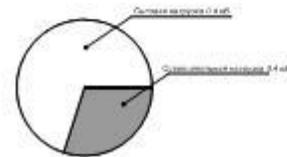
Стоимость низковольтных БСК указана в **Приложении Д**

ПРИЛОЖЕНИЕ «М»



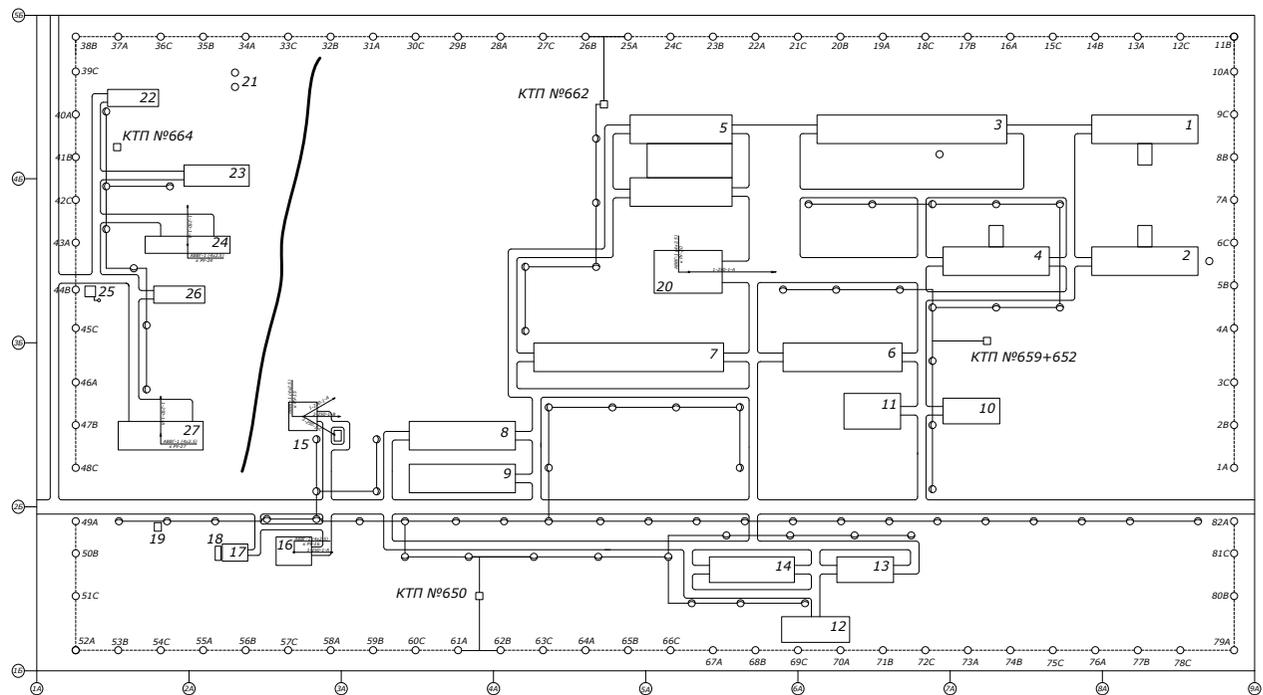
Экспликация здания и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание	Номер на плане	Наименование	Примечание
1	Коровник №9		15	ГСМ №1	
2	Коровник №10		16	ГСМ №2	
3	Коровник №8		17	Холодильник №1	
4	Коровник №11		18	Холодильник №2	
5	Коровник №(6-7)		19	КПП	
6	Телятник №5		20	Молокоцех	
7	Коровник №4		21	Водокачка	
8	Коровник №3		22	Стойловый цех	
9	Свинарник №2		23	Склад №1	
10	Электроцех		24	АММ	
11	Дом животноводов		25	Диспетчерская	
12	Хранилище №4		26	Склад №2	
13	Хранилище №5		27	Автопарк	
14	Кормоцех				



ДП. 140211. Э-2042. 2007	
Проект: _____ Проверка: _____ Расчет: _____ Конструкция: _____ Монтаж: _____	Руководитель проекта: _____ Инженер-проектировщик: _____ Инженер-конструктор: _____ Инженер-монтажник: _____

Рисунок П.М.1- Генплан предприятия с указанием силовой схемы электроснабжения



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание	Номер на плане	Наименование	Примечание
1	Коровник №9		15	ГСМ №1	
2	Коровник №10		16	ГСМ №2	
3	Коровник №8		17	Холодильник №1	
4	Коровник №11		18	Холодильник №2	
5	Коровник №(6-7)		19	КПП	
6	Телятник №5		20	Молокоцех	
7	Коровник №4		21	Водокачка	
8	Коровник №3		22	Столярный цех	
9	Свинарник №2		23	Склад №1	
10	Электроцех		24	РММ	
11	Дом животноводов		25	Диспетчерская	
12	Хранилище №4		26	Склад №2	
13	Хранилище №5		27	Автопарк	
14	Кормоцех				

			ДП. 140211. Э-2042. 2007		
Исполн	Масштаб	Электроснабжение	Реконструкция системы электроснабжения фермы СПК "Соколовский"	Лист 1	Масштаб
Дизайнер				Д	М
Конструктор				Лист 2	Листы в
Инженер				ДВГУ, кафедра электроэнергетики	
Электромонтажник					

Рисунок П.М.2- Генплан предприятия с указанием системы уличного освещения

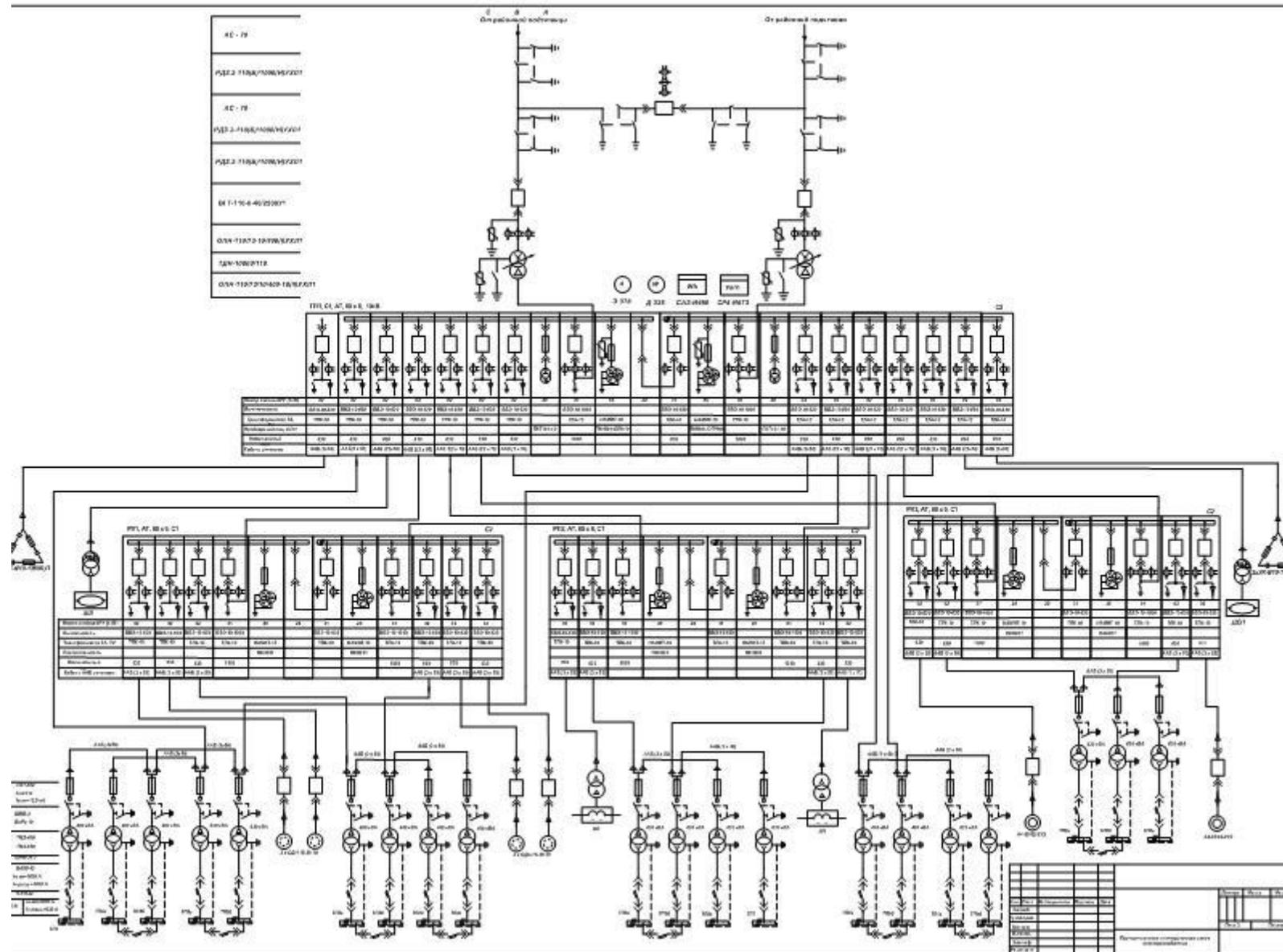


Рисунок П.М.3- Принципиальная электрическая схема электроснабжения

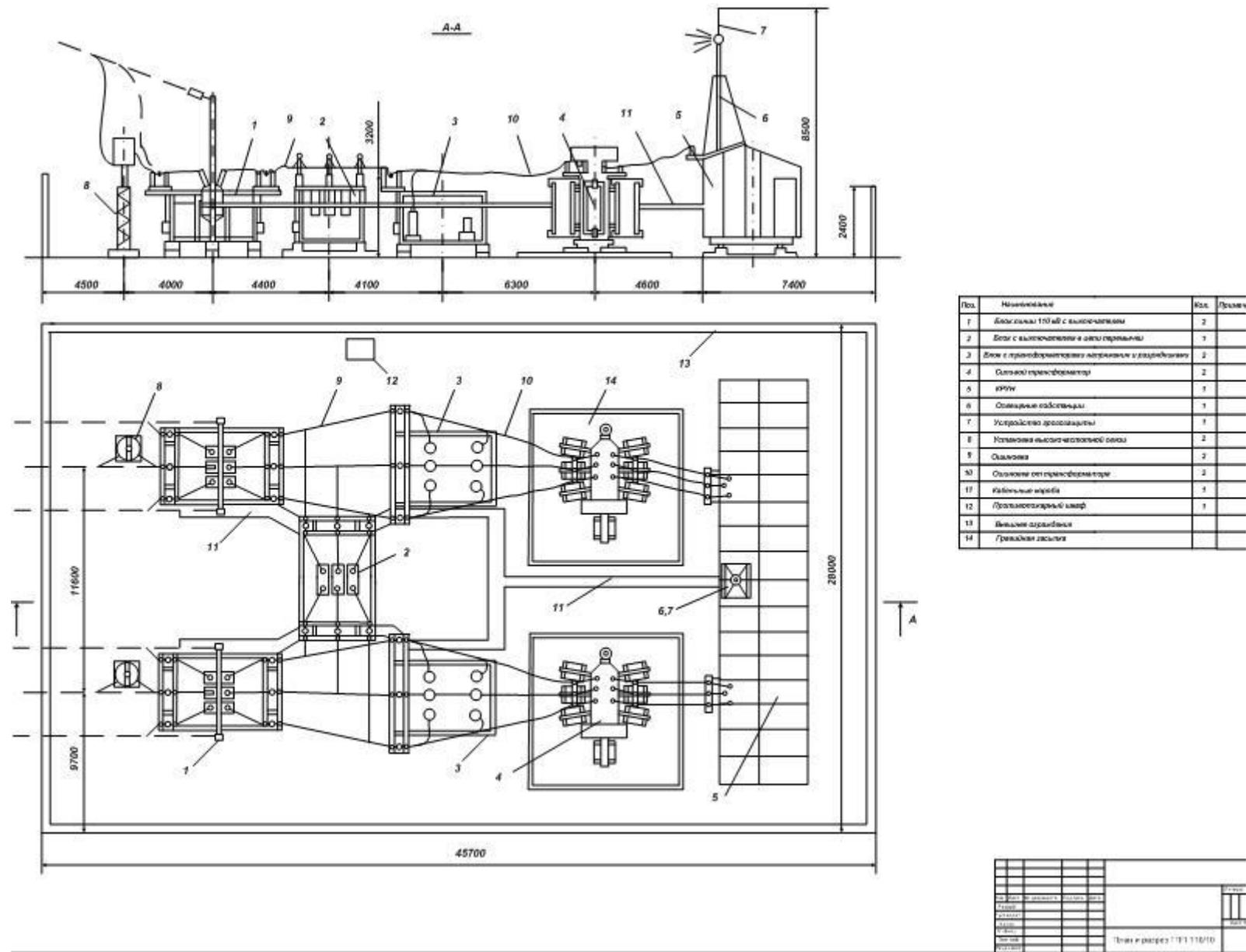


Рисунок П.М.4- План-разрез ГПП

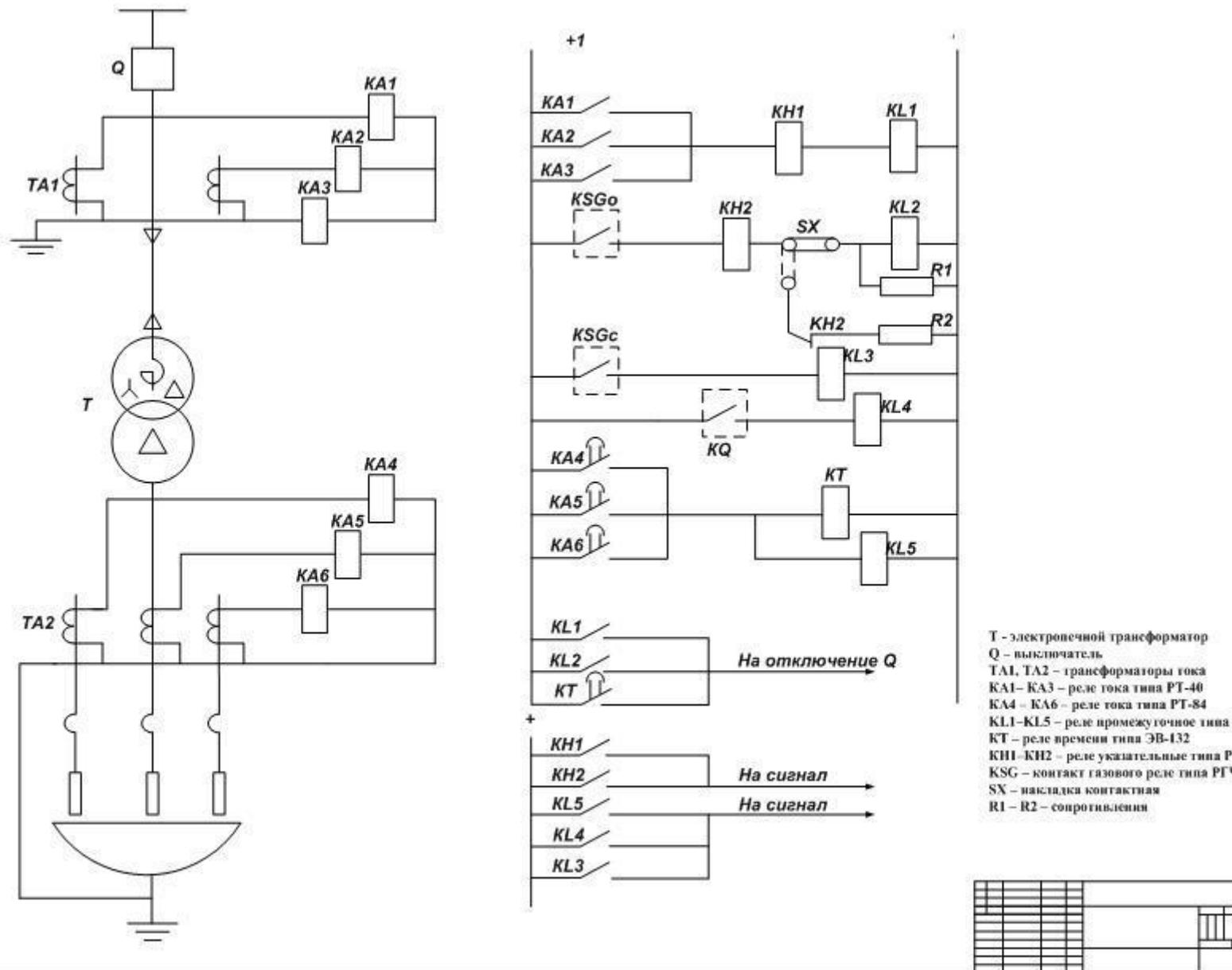


Рисунок П.М.6- Пример раздела РЗиА. Принципиальная схема РЗ электропечного трансформатора

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ21.607-82 Электрическое освещение территории промышленных предприятий. Рабочие чертежи.
2. СНиП II-90-81 Производственные здания промышленных предприятий.
3. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., принятыми Главгосэнергонадзором РФ в период с 01.01.1992 по 01.01.1999. - СПб.: Издательство ДЕАН., 2002. – 928 с.
4. СНиП II-4-79 Естественное и искусственное освещение.
5. СНиП 23-05-23. Естественное и искусственное освещение.
6. Кнорринг Г.М. Справочная книга для проектирования электрического освещения /Г.М.Кнорринг, И.М. Фадин, В.Н. Сидоров. – 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Энергоатомиздатд., Санкт-Петербургское отделение, 1992.
7. Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю.Б. Айзенберга. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 528 с.: ил.
8. Пикман И.Я., Электрическое освещение пожароопасных зон / И.Я. Пикман. – М: Энергоатомиздат, 1985. – 104 с.
9. Справочная книга по светотехнике. / Под ред. Ю.Б. Айзенберга. – М.: Энергоатомиздат, 1983. 472 с.: ил.
- 10.Кнорринг Г.М.. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г.М. Кнорринг. – Л.: Энергия, 1976. – 384 с.
- 11.Анчарова Т.В. Осветительные сети систем электроснабжения.Учебное пособие / Т.В. Анчарова. – М.: Издательский дом МЭИ. 2006.– 52 с.
- 12.Веников В.А. Электрические системы. Электрические сети. Учебник для энергетических спец. вузов. / В.А. Веников, А.А.Глазунов, Л.А. Жуков: Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева . – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: Высшая школа, 1998. – 511 с.

13. Трунковский Л.Е. Электрические сети промышленных предприятий. – 2-е доп. и перераб. / Л.Е. Трунковский. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 128 с.
14. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат. 1986.
15. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин, В.А. Яшков. – М.: Высшая школа, 2001.
16. Кудрин Б.И.. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений. / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005. – 652 с.
17. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.А. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.: ил.
18. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. – М. Форум: ИНФРА – М, 2006. – 480 с.
19. Тищенко Ю.Н. Справочник по проектированию электроснабжения. Электрические установки промышленных предприятий / Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко. Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990.- 576 с.
20. Тищенко Ю.Н. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. Электрические установки промышленных предприятий / Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко. Под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991.- 464 с.
21. Князевский Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для вузов / Б.А. Князевский, Б.Ю. Липкин. – М.: Энергоатомиздат. 1984. – 509 с.

22. Федоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования. Для студентов вузов. / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 365 с.
23. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. (СО 153-34.20.122-2006) – М., 2006.
24. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций. / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2005

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	1
1 ТЕМЫ И ПРИМЕРНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ПРОЕКТА	3
1.1 Содержание проекта.....	3
1.2 Требования к выполнению графической части проекта	8
1.3 Требования к оформлению пояснительной записки	13
2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	22
2.1 Характеристика источника питания.....	22
2.2 Характеристика режима работы проектируемого объекта	22
Таблица 2.2 – Характеристика сред и помещений.....	25
2.3 Выбор и обработка графиков электрических нагрузок.....	25
2.4 Характеристика высоковольтных потребителей	26
3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	28
3.1 Расчёт силовых электрических нагрузок	28
3.2 Расчёт осветительных нагрузок цехов	28
3.3 Расчёт наружного освещения.....	32
3.3.1 Расчёт освещения дорог.....	32
3.3.2 Расчёт охранного освещения	35
3.3.3 Освещение открытых площадок.....	36
4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТП С УЧЁТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	39
4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП.....	39
4.2 Составление схемы электроснабжения предприятия	46
4.3 Расчет реактивной мощности подлежащей компенсации на стороне 0,4 кВ.....	47
4.4 Выбор низковольтных БСК.....	52
4.5 Расчёт потерь мощности в трансформаторах на ТП	53
5 РАСЧЁТ И ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	59
5.1 Определение центра электрических нагрузок.....	60

5.2 Выбор местоположения ГПП.....	61
6 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ГПП	62
6.1 Определение реактивной мощности, вырабатываемой синхронными двигателями.....	63
6.2 Определение расчётной активной мощности предприятия.....	65
6.3 Определение реактивной мощности, получаемой от энергосистемы	66
6.4 Выбор числа и мощности трансформаторов	67
6.5 Расчёт потерь мощности и энергии в трансформаторах на ГПП.....	68
6.6 Выбор принципиальной схемы ГПП.....	68
6.6.1 Классификация подстанций	70
6.6.2 Схемы распределительных устройств высокого напряжения однотрансформаторных подстанций.....	75
6.6.3 Схемы распределительных устройств высокого напряжения двухтрансформаторных подстанций.....	77
6.6.4 Схемы распределительных устройств двухтрансформаторных подстанций на напряжении 10(6) кВ.....	92
6.6.5 Схемы подключения компенсирующих устройств	96
7 ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПИТАЮЩИХ ЛЭП	100
7.1 Расчёт и проверка сечений питающих ЛЭП.....	100
7.2 Определение потерь энергии в ЛЭП	101
7.3 Технико-экономическое обоснование напряжения питающих ЛЭП с учетом стоимости ГПП	102
8 СОСТАВЛЕНИЕ БАЛАНСА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	105
9 РАСЧЁТ СЕТИ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	106
9.1 Уточнение варианта схемы электроснабжения с учётом высоковольтной нагрузки.....	106
9.2 Расчёт сечений кабельных линий на 10 кВ	106
9.3 Расчёт сечений кабельных линий на 0,4 кВ	109

9.4 Расчёт сети наружного освещения	111
9.5 Расчет сети охранного освещения	113
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	117
ПРИЛОЖЕНИЕ	118
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	176