

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
ЛУГАНСКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ЛУГАНСКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ

«ЛУГАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ ВЛАДИМИРА ДАЛЯ»

Стахановский инженерно-педагогический институт менеджмента
Кафедра электромеханики и транспортных систем

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к выполнению курсового проекта
по дисциплине

«ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ»
для студентов направления подготовки
44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
ЛУГАНСКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
ЛУГАНСКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ

«ЛУГАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ ВЛАДИМИРА ДАЛЯ»

Стахановский инженерно-педагогический институт менеджмента
Кафедра электромеханики и транспортных систем

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к выполнению курсового проекта
по дисциплине

«ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ»
для студентов направления подготовки
44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)

УДК 621.311.1

*Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом
ГОУ ВО «ЛГУ им. В. Даля»
(протокол № ____ от _____ 2021 г.)*

Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Проектирование систем электроснабжения» для студентов направления подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям). / Сост.: А.А. Авершин. – Стаханов: ГОУ ВО ЛНР «ЛГУ им. В. ДАЛЯ», 2021. – 154 с.

В методических указаниях к выполнению курсового проекта рассмотрены: вопросы потребления электроэнергии; выбора схем, напряжения и режимов присоединения; конструктивного исполнения главных понизительных и цеховых подстанций; расчета токов короткого замыкания; установки наружного и внутреннего освещения; организации электропотребления и др.

Предназначен для студентов профиля «Электроснабжение».

Составитель:	доц. Авершин А.А.
Ответственный за выпуск:	доц. Петров А.Г.
Рецензент:	доц. Тугай В.В.

© Авершин А.А., 2021

© ГОУ ВО ЛНР «ЛГУ им. В.ДАЛЯ», 2021

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	6
1.1 Курсовой проект	6
1.2 Правила оформления курсового проекта	6
1.2.1 Общие требования к объему и оформлению курсового проекта	6
1.2.2 Требования к объему и оформлению пояснительной записки.....	7
1.2.3 Требования к выполнению графической части проектов	14
1.2.4 Проверка, защита и оценка курсового проекта.....	16
2. УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ОСНОВНОЙ ЧАСТИ РАБОТЫ.....	18
2.1 Общие вопросы проектирования электроснабжения	18
2.2 Основные требования к проекту	18
2.3 Стадии проектирования, задание на проектирование, состав рабочего проекта	20
2.4 Содержание и структура работы	20
2.5 Краткая характеристика потребителей электрической энергии	21
2.6 Расчет электрических нагрузок	22
2.7 Расчет картограммы нагрузок и определение центра электрических нагрузок предприятия ...	25
2.8. Выбор и расчёт системы внешнего электроснабжения	27
2.8.1 Выбор числа и мощности трансформаторов для системы внешнего электроснабжения.....	27
2.8.2 Определение рационального напряжения системы внешнего электроснабжения.....	30
2.8.3 Вариант 1. $U_{ном}=220$ кВ	30
2.8.4 Вариант 2. $U_{ном}=35$ кВ	32
2.8.5 Вариант 3. $U_{ном}=10$ кВ	34
2.8.6 Техничко-экономический расчет выбранных линий.....	34
2.8.7 Техничко-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения	35
2.9. Проектирование схемы внутреннего электроснабжения.....	37
2.9.1 Выбор схемы внутреннего электроснабжения.....	37
2.9.2 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых ТП	38
2.9.3 Определение потерь мощности в трансформаторах	40
2.9.4 Компенсация реактивной мощности на высокой стороне цеховых трансформаторов и определение расчетных нагрузок линий распределительной сети	41
2.9.5 Выбор и проверка сечений линий распределительной сети.....	42
2.10 Расчет токов коротких замыканий	44
2.10.1 Вариант 35/10 кВ.....	44
2.10.2 Проверка линий на термическую стойкость к токам коротких замыканий.....	46
2.11 Техничко-экономический анализ схемы внутреннего электроснабжения	46
2.11.1 Определение капитальных затрат и расхода цветного металла.....	46
2.11.2 Определение эксплуатационных расходов и потерь электроэнергии в распределительной сети	46
2.11.3 Определение эксплуатационных расходов и потерь электроэнергии в трансформаторах ...	47
2.12 Сравнение и окончательный выбор варианта электроснабжения предприятия.....	51
2.13 Выбор и проверка электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей	53
2.13.1 Выбор выключателей	53
2.13.2 Выбор разъединителей	55
2.13.3 Выбор предохранителей.....	55
2.13.4 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения.....	55
2.13.5 Шины ЗРУ	57
2.13.6 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	60
ПРИЛОЖЕНИЯ	61
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	62
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	63
ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....	65
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	66
ПРИЛОЖЕНИЕ 6.....	68
ПРИЛОЖЕНИЕ 7.....	71
ПРИЛОЖЕНИЕ 8.....	91

1 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

1.1 Курсовой проект

В соответствии с «Временным положением об организации учебного процесса по образовательным программам высшего образования в Луганском национальном университете имени Владимира Даля» (п.п.4.9) курсовые проекты являются одним из основных видов индивидуальных заданий студентов, предусмотренных учебным планом. Они выполняются с целью закрепления, углубления и обобщения знаний, полученных студентами за время обучения, и их применения к комплексному решению конкретных специальных заданий. Тематика курсовых проектов разрабатывается и утверждается соответствующей кафедрой ежегодно. Порядок выполнения курсовых проектов определяется соответствующей кафедрой и представляется в методических указаниях к выполнению проекта.

Защита курсового проекта проводится перед комиссией в составе трёх преподавателей кафедры с участием руководителя курсового проекта. В результате защиты проставляется дифференцированный зачет.

К защите допускаются студенты, выполнившие проекты согласно установленным требованиям и подписанные руководителем.

Защиты проектов производятся по расписанию кафедры в 2 недельный период, предшествующий экзаменационной сессии.

При получении оценки "неудовлетворительно" студенту по решению кафедры даётся возможность исправить недостатки и вновь защищать проект в каникулярный период. В этом случае студент имеет академическую задолженность.

Студент, не представивший к защите курсовой проект или не явившийся на его защиту в установленный срок по неуважительной причине, считается имеющим академическую задолженность.

Если курсовой проект является частью самостоятельной работы по дисциплине, которая в текущем семестре имеет промежуточную аттестацию в виде экзамена, студент, не защитивший проект к экзамену не допускается как не выполнивший контрольные мероприятия текущего контроля по данной дисциплине.

Курсовые проекты хранятся на кафедре на протяжении одного года, после этого списываются в установленном порядке.

Основная цель разработки курсового проекта – закрепление знаний, полученных при изучении курса, овладение навыком пользования справочной, периодической и специальной литературой, развитие самостоятельности в принятии аргументированного решения в случаях, когда имеется несколько вариантов инженерной (дидактической) разработки той или иной технической задачи.

Пояснительная записка должна раскрывать смысл проекта, содержать, кроме самих расчетов, аргументацию средств их выполнения, а также обоснование выводов.

1.2 Правила оформления курсового проекта

1.2.1 Общие требования к объему и оформлению курсового проекта

Текст, чертежи и схемы выполнять согласно правилам ЕСКД – Единой системы конструкторской документации.

Текст – на бумаге формата А4 (297x210 мм) по ГОСТ 2.301-68.

Чертежи и схемы оформлять согласно межгосударственному стандарту «Основные надписи. Unified system for design documentation. Basic inscriptions» ГОСТ 2.104-2006.

ГОСТ 2.102—68 Единая система конструкторской документации. Виды и комплектность конструкторских документов

ГОСТ 2.105—95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.109—73 Единая система конструкторской документации. Основные требования к чертежам

ГОСТ 2.201—80 Единая система конструкторской документации. Обозначение изделий и конструкторских документов

ГОСТ 2.301—68 Единая система конструкторской документации. Форматы

ГОСТ 2.302—68 Единая система конструкторской документации. Масштабы

ГОСТ 2.303—68 Единая система конструкторской документации. Линии

ГОСТ 2.305—68 Единая система конструкторской документации. Изображения — виды, разрезы, сечения

ГОСТ 2.501—88 Единая система конструкторской документации. Правила учета и хранения

ГОСТ 2.502—68 Единая система конструкторской документации. Правила дублирования

ГОСТ 2.503—90 Единая система конструкторской документации. Правила внесения изменений

ГОСТ 2.601—2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 2.602—95 Единая система конструкторской документации. Ремонтные документы

ГОСТ 21.210-2014 разработан ОАО «Центр методологии нормирования и стандартизации в строительстве» и ОАО ордена Трудового Красного Знамени Всесоюзным научно-исследовательским проектно-конструкторским институтом «Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б.Якубовского». Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 14 ноября 2014 г. № 72-П).

ГОСТ 21.210-2014 устанавливает условные графические изображения электрооборудования и проводок на планах в электрических схемах и на планах.

ГОСТ 21.613-2014 устанавливает Правила выполнения рабочей документации силового электрооборудования.

ГОСТ 2.729-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Приборы электроизмерительные. ГОСТ межгосударственный. Дата последнего изменения: 27.04.2017.

Электрические схемы выполнять по ГОСТ 2.701-76, ГОСТ 2.702-75, ГОСТ 2.705-70, а графические обозначения их элементов – в соответствии с ГОСТ 2.721-74, ГОСТ 2.748-68, ГОСТ 2.750-68, ГОСТ 2.755-74. На электрических схемах каждому элементу дать буквенное или буквенно-цифровое позиционное обозначение и номинальную величину (ГОСТ 2.710-81).

Курсовая работа может выполняться рукописным или печатным способом, на одной стороне листа белой бумаги формата А4 через один интервал.

При рукописном способе, черными чернилами на одной стороне листа. Не допускается применение в одной работе чернил различного цвета. Размер строчных букв в тексте не менее 2,5 мм. В формулах высота букв и цифр: прописных 6-8 мм; строчных 3-4 мм.

Шрифт – обычный Times New Roman, кегль 14.

Текст следует печатать, соблюдая следующие размеры полей: правое – 10 мм, верхнее – 10-15 мм, левое – 25-30 мм, нижнее – 25 мм.

Абзацный отступ в пределах текста должен быть одинаковым и равен пяти знакам – 1,25 см. Основные требования к стилю изложения содержания КП (КР):

- использование научного языка;
- строгое определение терминов и понятий;
- соблюдение единообразия терминологии и условных обозначений;
- стилистически правильное и понятное построение отдельных фраз, предложений и текста в целом;

- ясность и четкость формулировок;
- точность и лаконичность изложения мысли;
- отсутствие орфографических, пунктуационных и стилистических ошибок в тексте;
- использование общепринятых сокращений слов и аббревиатур;
- наличие в тексте работы ссылок на используемые источники и литературу, которые должны присутствовать в общем списке источников и литературы.

Разрешается использовать компьютерные возможности акцентирования внимания на определенных терминах, формулах, теоремах, применяя шрифты разной гарнитуры.

Опечатки, описки и графические неточности, обнаруженные в процессе подготовки работы, допускается исправлять подчисткой или закрашиванием белой краской и нанесением на том же месте исправленного текста (графики) машинописным способом или черными чернилами, пастой или черной тушью – рукописным способом.

Не разрешается использовать в тексте курсового проекта *сканированные графики, схемы, таблицы и др.*

Нормоконтроль осуществляется руководителем курсового проекта и (или) преподавателем назначенным в соответствии с протоколом кафедры, на которой выполняется работа.

1.2.2 Требования к объему и оформлению пояснительной записки

Титульный лист курсового проекта имеет единую форму. На титульном листе не допускаются исправления и перенос текста. Титульный лист должен содержать: название кафедры на которой выполняется проектирование, полное наименование дисциплины и темы курсовой работы (проекта); фамилию и инициалы студента, направление подготовки и профиль, полное обозначение группы; фамилию, инициалы, должность и ученую степень научного руководителя курсовой работы (проекта), членов комиссии. Титульный лист подписывается руководителем

курсовой работы (проекта), если она допускается к защите. Студентом она подписывается после написания и при сдаче научному руководителю.

Бланк задания следует помещать после титульного листа. Задание, содержит тему курсового проекта, исходные данные к работе, содержания пояснительной записки, перечень графического материала, дату выдачи задания, срок сдачи работы с подписями руководителя и исполнителя, план-график работы над КП.

Реферат должен содержать сведения об объеме курсового проекта: количество страниц текста, рисунков, таблиц, источников, приложений, графического материала. Краткое содержание работы. Должен быть приведен перечень ключевых слов. Объем не более 1 стр.

Курсовой проект следует делить на разделы, подразделы, пункты, подпункты. Каждый раздел и подраздел должен содержать законченную информацию. Содержание курсовой работы располагается за рефератом и должно включать в строгом соответствии с текстом курсовой проекта перечень заголовков всех разделов, подразделов работы, список использованных источников и приложения с указанием соответствующих номеров страниц

Во введении кратко раскрывается: тема проекта, характеризуется предметная область, обосновывается актуальность работы вообще и (или) для исполнителя в частности, формулируются цель и задачи в соответствии с техническим (дидактическим) заданием, коротко характеризуются последующие разделы. Объем введения 1 страница.

Название и содержание основных разделов, подразделов, состоящих из нескольких пунктов, определяется руководителем и студентом в соответствии с рассматриваемой темой курсового проекта и отведенным на выполнение временем. Содержание разделов, подразделов и пунктов определяется особенностями профиля подготовки.

В выводах коротко характеризуются полученные результаты, мотивы принятия тех или иных решений, приводятся направления дальнейших исследований и разработок. Объем выводов 1 страница.

Текст Пояснительной записки следует печатать, соблюдая размеры полей в соответствии с рисунком 1.1 и пунктом 1.2.1.

Наименования структурных элементов проекта «СОДЕРЖАНИЕ», «ВВЕДЕНИЕ», «ВЫВОДЫ», «СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ», «ПРИЛОЖЕНИЯ» служат заголовками структурных элементов работы.

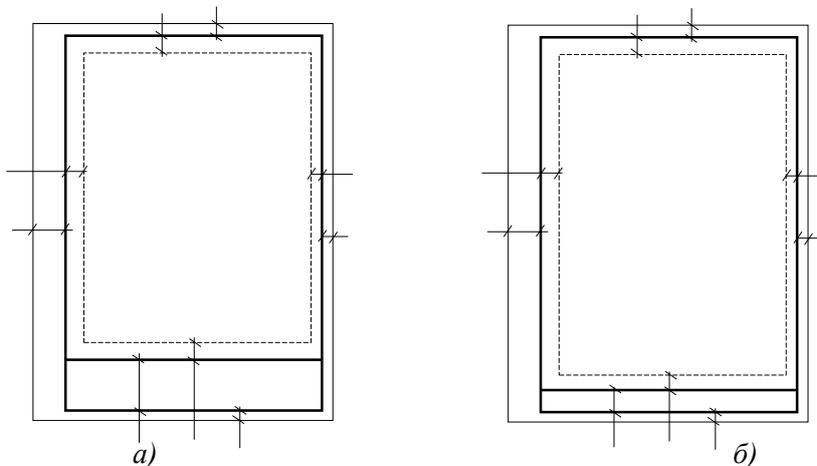


Рисунок 1.1 - Схемы расположения основных надписей и рамок ГОСТ 2.104–2006

а) заглавный лист пояснительной записки, б) последующие листы пояснительной записки.

———— край листа, ———— рамка, - - - - - границы текста

Образцы заполнения титульного листа, листа задания, листа реферата, содержания приведены в Приложении 1, 2, 3, 4. Лист задания печатается на одном листе с обеих сторон.

Образец штампа «Реферата» приведен на рисунке 1.2.

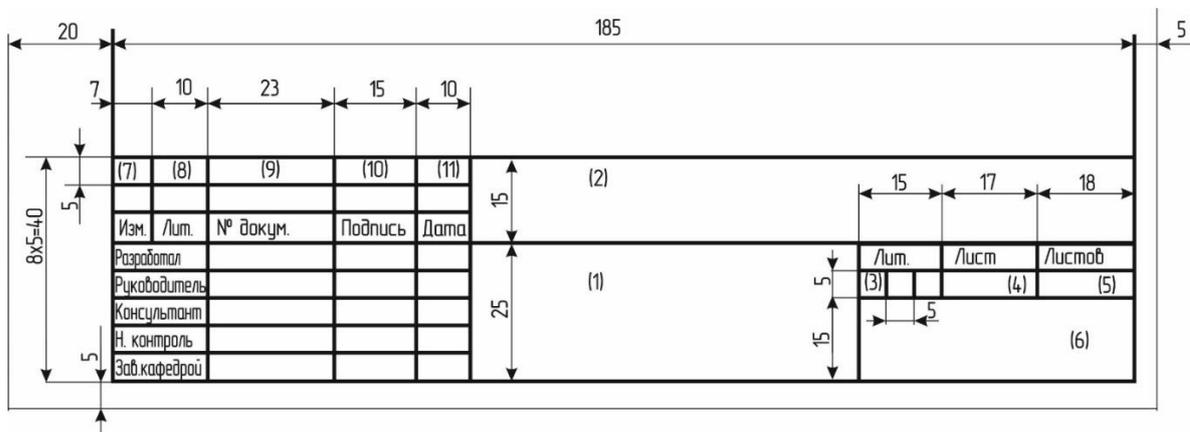


Рисунок 1.2 – Образец штампа реферата пояснительной записки КП

В графах основной надписи указывают:

- в графе 1 – тема курсового проекта в соответствии с приказом;
- в графе 2 – обозначение шифра документа в соответствии с примером (рисунок 1.3);
- в графе 3 – для курсового проекта литера – У;
- в графе 4 – порядковый номер листа;
- в графе 5 – общее количество листов в работе, без приложений;
- в графе 6 – сокращенное название института, кафедры;
- в графы 7, 8 – не заполняются;
- в графе 9 – Фамилия И.О автора работы и должностных лиц, подписывающих лист;
- графы 10 – подписи автора работы и должностных лиц;
- в графе 11 – даты подписей.

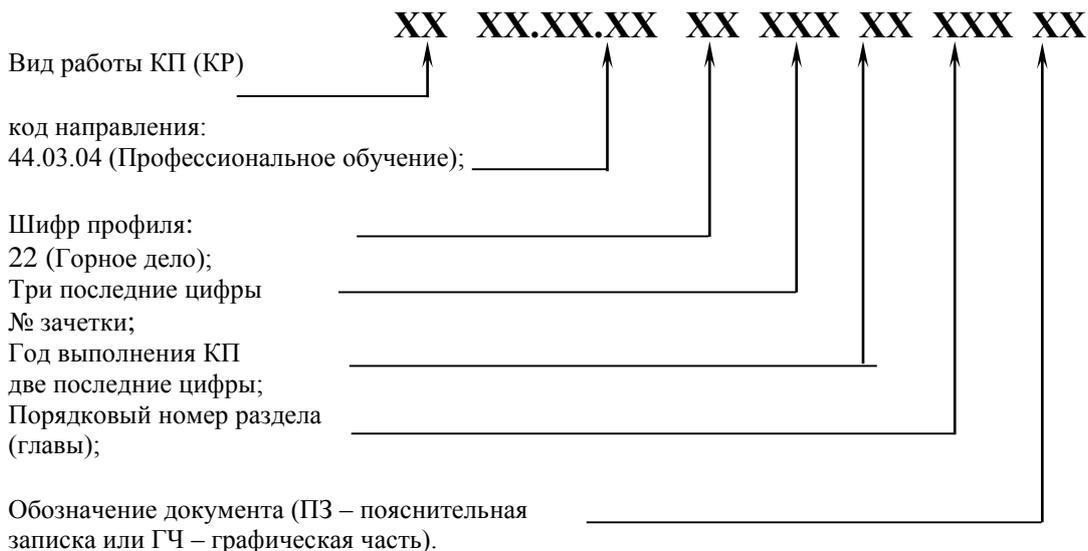


Рисунок 1.3 – Шифр курсового проекта для графы 2

Пример заполнения графы 2: **КП 44.03.04 22 089 19 001 ПЗ**

Образец штампа листов пояснительной записки к курсовому проекту (работе) приведен на рисунке 1.4.

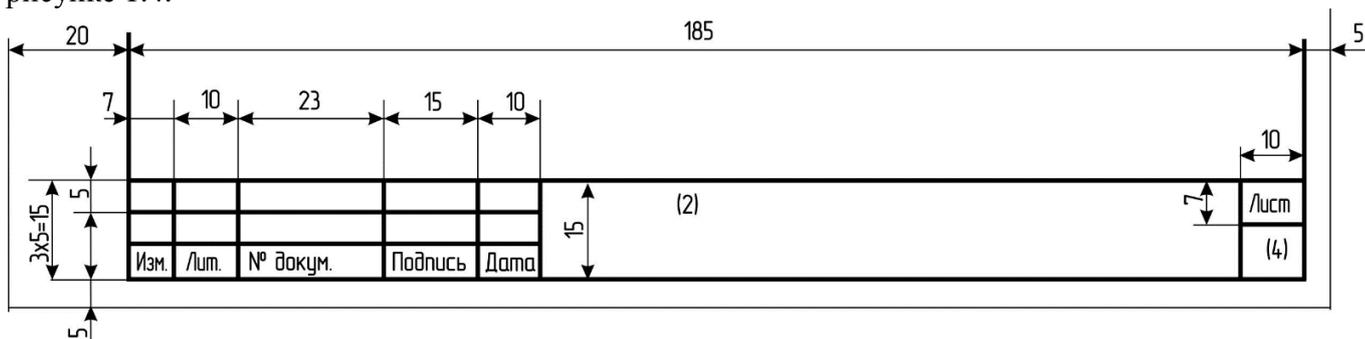


Рисунок 1.4 – Образец штампа листов пояснительной записки к КП

В графах основной надписи указывают:

в графе 2 – обозначение шифра документа в соответствии с примером выше (рисунок 1.3);

в графе 4 – порядковый номер листа.

Разделы, подразделы, пункты должны иметь заголовки. Заголовки должны четко и кратко отражать содержание разделов, подразделов. Заголовки разделов печатаются большими буквами по середине листа, подразделы (пункты) следует печатать с абзачного отступа с заглавной буквы без точки в конце, не подчеркивая. Если заголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой. Подразделы внутри одного раздела разделяются между собой отступом в один пробел.

Заголовки разделов, подразделов выделяют жирным шрифтом. Каждый структурный элемент (раздел) работы следует начинать с нового листа (страницы).

Разделы КП должны иметь порядковые номера в пределах всей ПЗ, обозначенные арабскими цифрами без точки и записанные с абзачного отступа. Подразделы должны иметь нумерацию в пределах каждого раздела. Номер подраздела состоит из номеров раздела и подраздела, разделенных точкой. В конце номера подраздела точка не ставится. Разделы, как и подразделы, могут состоять из одного или нескольких пунктов.

Если ПЗ 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.

Пример:

1 ТИПЫ И ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ

1.1

1.2 } Нумерация пунктов первого раздела ПЗ

1.3

2 Технические требования

2.1

2.2 } Нумерация пунктов второго раздела ПЗ

2.3

Если ПЗ имеет подразделы, то нумерация пунктов должна быть в пределах подраздела и номер пункта должен состоять из номеров раздела, подраздела и пункта, разделенных точками, например:

3 МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ

3.1 Аппараты, материалы и реактивы

3.1.1

3.1.2} Нумерация пунктов первого подраздела третьего раздела ПЗ

3.1.3

3.2 Подготовка к испытанию

3.2.1

3.2.2} Нумерация пунктов второго подраздела третьего раздела ПЗ

3.2.3

Если раздел состоит из одного подраздела, то подраздел не нумеруется. Если подраздел состоит из одного пункта, то пункт не нумеруется. Наличие одного подраздела в разделе эквивалентно их фактическому отсутствию.

Если текст ПЗ подразделяется только на пункты, то они нумеруются порядковыми номерами в пределах всей ПЗ.

Пункты, при необходимости, могут быть разбиты на подпункты, которые должны иметь порядковую нумерацию в пределах каждого пункта, например, 4.2.1.1, 4.2.1.2, 4.2.1.3 и т.д.

Внутри пунктов или подпунктов могут быть приведены перечисления.

Перед каждым перечислением следует ставить дефис или, при необходимости ссылки в тексте ПЗ на одно из перечислений, строчную букву (за исключением, з, о, г, ь, й, ы, ь), после которой ставится скобка.

Перед каждым элементом перечисления следует ставить дефис. При необходимости ссылки в тексте ПЗ на один из элементов перечисления вместо дефиса ставятся строчные буквы в порядке русского алфавита, начиная с буквы «а» (за исключением букв е, з, й, о, ч, ь, ы, ь).

Для дальнейшей детализации перечислений необходимо использовать арабские цифры, после которых ставится скобка, а запись производится с абзачного отступа, как показано в примере.

- Пример:
- а) текст;
 - б) текст:
 - 1) текст;
 - 2) текст;
 - в) текст.

Титульный лист и лист задания включают в общую нумерацию страниц, но номер страницы на этих листах не проставляют.

Иллюстрации и таблицы, расположенные на отдельных листах, включают в общую нумерацию страниц. Иллюстрации и таблицы на листе формата А3 учитывают, как одну страницу.

Цифровой материал должен оформляться в виде таблиц, которые применяют для лучшей наглядности и удобства сравнения показателей.

Название таблицы должно отражать ее содержание, быть точным, кратким. Название таблицы следует помещать над таблицей по центру на следующей строке после слов «Таблица 1.1».

Таблицу следует располагать в работе непосредственно после текста, в котором она упоминается впервые или на следующей странице.

На все таблицы должны быть ссылки в работе. При ссылке следует писать «Таблица» с указанием номера. Например, (см. Таблицу 1).

Таблицы, за исключением таблиц приложений, следует нумеровать арабскими цифрами порядковой нумерацией в пределах раздела.

Таблицу каждого приложения обозначают отдельной нумерацией арабскими цифрами с добавлением перед цифрой обозначения приложения.

Если в работе одна таблица, то она должна быть обозначена «Таблица 1» или таблица приведена в Приложении 5.

Заголовок граф и строк таблицы следует писать со строчной буквы, если они составляют одно предложение с заголовком, или с заглавной буквы, если они имеют самостоятельное значение.

Таблицу с большим количеством строк допускается переносить на другой лист (страницу). При переносе части таблицы на другой лист (страницу) слово «Таблица 1.1» и номер ее указывается один раз над первой частью таблицы, над другими частями пишут слово «Продолжение» и указывают номер таблицы, например, «Продолжение таблицы 1».

Таблицу с большим количеством граф целесообразно выносить в приложение.

Если повторяющийся в разных строках (графах) таблицы текст состоит из одного слова, то его после первого написания допускается заменять кавычками; если из двух и более слов, то при первом повторении его заменяют словами «То же», а далее кавычками. Ставить кавычки вместо повторяющихся цифр, марок, знаков, математических и химических символов не допускается. Если цифровые или иные данные в какой-либо строке таблицы не приводят, то в ней ставят прочерк.

Таблицы слева, справа и снизу, как правило, ограничивают линиями. Допускается применять размер шрифта в таблице меньший, чем в тексте (кегель 10-11).

Заголовки граф, как правило, записывают параллельно строкам таблицы. При необходимости допускается перпендикулярное расположение заголовков граф. Головка таблицы должна быть отделена линией от остальной части таблицы.

Расстояние между таблицей и текстом, расположенным выше и ниже таблицы, должно составлять одна «пустая» строка.

Пример оформления таблицы приведен в Приложении 5.

Иллюстративный материал является обязательной частью курсовых проектов. Его количество, состав и содержание определяется руководителем работы.

Основными видами иллюстративного материала (рисунков) являются чертеж, схема, фотография, диаграмма и график.

Чертеж – основной вид иллюстрации, который используется, когда нужно максимально точно изобразить технологию работ, конструкцию машины, механизма или их части. Он должен соответствовать правилам черчения и требованиям стандартов.

Фотография – особенно убедительное и достоверное средство наглядной передачи действительности. Она применяется, когда необходимо с документальной точностью изобразить предмет или явление со всеми его индивидуальными особенностями.

Технический рисунок используется, когда нужно изобразить явление или предмет таким, каким мы его зрительно воспринимаем, но без лишних деталей или подробностей.

Схема – это изображение, передающее с помощью условных обозначений и без соблюдения масштаба основную идею какого-либо устройства, предмета, сооружения или процесса и показывающее взаимосвязь из главных элементов.

Диаграмма – один из способов графического изображения зависимостей между величинами. Она составляется для наглядного изображения массовых данных.

График – это условное изображение величин и их соотношения через геометрические фигуры, точки и линии. Кроме геометрического образа график должен содержать:

- общий заголовок;
- словесное пояснение условных знаков и смысла отдельных элементов графического образа;
- оси координат, шкалу с масштабами, числовые сетки;
- числовые данные, дополняющие или уточняющие величину нанесенных на график показателей.

Оси координат вычерчиваются линиями. По осям короткими рисками наносят масштаб (или координатную сетку), числовые значения масштаба шкал пишут левее оси координат и ниже оси абсцисс. У осей должны быть указаны условные обозначения и размерности отложенных величин. Вместо дробных значений величин следует вводить множители при буквенном обозначении величины.

Иллюстрации следует располагать в работе непосредственно после текста, в котором они упоминаются впервые или на следующей странице. Иллюстрации могут быть в компьютерном исполнении, в том числе и цветные. На все иллюстрации должны быть даны ссылки в работе.

Иллюстрации за исключением иллюстраций приложений следует нумеровать арабскими цифрами сквозной нумерацией в пределах всей работы.

Если рисунок один, то он обозначается «Рисунок 1», слово «Рисунок» и его наименование располагаются по середине строки.

Иллюстрации при необходимости могут иметь наименование и пояснительные данные (подрисовочный текст). Слово «Рисунок» и его наименование помещают после пояснительных данных и располагают следующим образом:

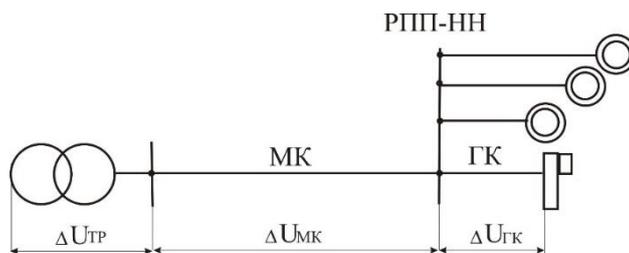


Рисунок 2.1 – Расчетная схема распределения потерь напряжения

При ссылках на иллюстрации следует писать «... в соответствии с рисунком 2.1».

Иллюстрации каждого приложения обозначают отдельной нумерацией арабскими цифрами с добавлением перед цифрой обозначения приложения.

Например, Приложение А Рисунок 3.1 «.....».

Иллюстрацию следует выполнять на одной странице. Если иллюстрация не умещается на одной странице, то ее можно переносить на другие страницы, при этом название иллюстрации помещают на первой странице, поясняющие данные - к каждой странице и под ними указывают «Рисунок... лист...».

Расстояние между рисунком и текстом, расположенным выше и ниже рисунка, должно составлять одна «пустая» строка.

В электронном виде рисунки оформляются в форматах редакторов ОС Windows: jpeg, bmp, pdf, Word, Excel, Visio, Corel Draw.

В документе следует применять стандартизированные единицы физических величин, их наименования и обозначения в соответствии с ГОСТ 8.417.

Наряду с единицами СИ, при необходимости, в скобках указывают единицы ранее применявшихся систем, разрешенных к применению. Применение в данном ПЗ разных систем обозначения физических величин не допускается.

В тексте ПЗ числовые значения величин с обозначением единиц физических величин и единиц счета следует писать цифрами, а числа без обозначения единиц физических величин и единиц счета от единицы до десяти - словами.

Пример:

1. Провести испытания пяти образцов, каждый длиной 200 мм.
2. Отобрать десять образцов для определения прочности материала.

Единица физической величины одного и того же параметра в пределах одного документа должна быть постоянной. Если в тексте приводится ряд числовых значений, выраженных в одной и той же единице физической величины, то ее указывают только после последнего числового значения, например – 1,50; 1,75; 2,00 м.

Если в тексте ПЗ приводят диапазон числовых значений физической величины, выраженных в одной и той же единице физической величины, то обозначение единицы физической величины указывается после последнего числового значения диапазона.

Примеры:

1. От 1 до 5 мм.
2. От 10 до 100 кг.
3. От плюс 10 до минус 40 °С.

От плюс 10 до плюс 40 °С.

Недопустимо отделять единицу физической величины от числового значения (переносить их на разные строки или страницы), кроме единиц физических величин, помещаемых в таблицах.

Приводя наибольшие и наименьшие значения величин следует применять словосочетания "должно быть не более (не менее)".

Приводя допустимые значения отклонений от указанных норм, требований, следует применять словосочетание "не должно быть более (менее)".

Например, массовая доля углекислого натрия в технической кальцинированной соде должна быть не менее 99,4 %.

Числовые значения величин в тексте следует указывать со степенью точности, которая необходима для обеспечения требуемых свойств изделия, при этом в ряду величин осуществляется выравнивание числа знаков после запятой.

Округление числовых значений величины до первого, второго, третьего и т.д. десятичного знака для различных типоразмеров, марок и т. п. изделий одного наименования должно быть одинаковым. Например, если градация толщины горячекатаной ленты 0,25 мм, то весь ряд толщины ленты должен быть указан с таким же количеством десятичных знаков, например: 1,50; 1,75; 2,00.

Дробные числа необходимо приводить в виде десятичных дробей, за исключением размеров в дюймах, которые следует записывать $1/4$ "; $1/2$ " (но не $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{2}$).

При невозможности выразить числовое значение в виде десятичной дроби, допускается записывать в виде простой дроби в одну строчку через косую черту, например, $5/32$; $(50A-4C) / (40B+20)$.

При оформлении в пояснительной записке формул в тексте следует предварительно пояснить значение искомого параметра с указанием единицы измерения. Единицы измерения параметра необходимо указывать в тексте, выделяя единицу измерения запятыми.

Формулы и уравнения следует выделять из текста на отдельную строку. Выше и ниже каждой формулы или уравнения должно быть оставлено не менее одной свободной строки. Формулы, следующие одна за другой и не разделенные текстом, разделяют запятой.

Пояснение значений символов и числовых коэффициентов следует приводить непосредственно под формулой в той же последовательности, в которой они даны в формуле. Знак каждого символа и числового коэффициента следует давать с новой строки. Первую строку пояснения начинают со слова «где» без двоеточия.

Формулы следует нумеровать порядковой нумерацией в пределах всей работы арабскими цифрами в круглых скобках в крайнем правом положении на строке.

Например:

Значение T_y рассчитывается по формуле:

$$T_y = \frac{S_{yz} l_u \gamma}{j} = \frac{4,65 \cdot 1 \cdot 1,3}{0,7} = 8,63 \text{ мин}, \quad (3.1)$$

где S_{yz} – площадь сечения выработки по углю в проходке, м²;

l_u – подвигание забоя за цикл непрерывной работы комбайна, м;

$\gamma = 1,3 \text{ т/м}^3$ – плотность угля.

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_6} I_{раб.макс} \quad (4.17)$$

где $K_n = 1,2$ – коэффициент надёжности;

$K_3 = 2,5$ – коэффициент самозапуска;

$K_6 = 0,85$ – коэффициент возврата реле;

$I_{раб.макс}$ – рабочий максимальный ток линии;

$I_{с.з.}$ – ток срабатывания защиты;

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 217 = 765,9 \text{ A}$$

Если уравнение не помещается в одну строку, то оно должно быть перенесено после знака равенства (=) или после знаков плюс (+), минус (-), умножения (x), деления (:) или других математических знаков, причем знак в начале следующей строки повторяют.

Ссылки в тексте на порядковые номера формул дают в скобках, например, в формуле (3.1).

Формулы, помещаемые в приложениях, должны нумероваться отдельной нумерацией арабскими цифрами в пределах каждого приложения с добавлением перед цифрой буквы, обозначающей Приложение С.1.

Не допускать произвольных сокращений типа "ф-ла" вместо "формула", "раз." вместо "разрешать". Применять только общепринятые сокращения, например, "и т.д.", "и т.п.", "и др."

Фамилии, названия организаций, название изделий и другие имена собственные первый раз в работе приводятся на языке оригинала.

Приложения оформляют как продолжение основного текста курсового проекта на последующих его (ее) листах или в виде самостоятельной части. В тексте курсового проекта на все приложения должны быть даны ссылки. Приложения располагают в порядке появления на них ссылок в тексте курсового проекта.

Приложение обозначают заглавными буквами русского алфавита или нумеруют арабскими цифрами, начиная с А, за исключением восьми букв Е, З, Й, О, Ч, Ъ, Ы, Ъ. Например, ПРИЛОЖЕНИЕ А, ПРИЛОЖЕНИЕ Б или ПРИЛОЖЕНИЕ 1, ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

После слова "ПРИЛОЖЕНИЕ" следует буква (цифра), обозначающая его последовательность.

При оформлении приложения к курсовому проекту в виде отдельной части (книги) на титульном листе отдельной части следует написать прописными буквами слово «ПРИЛОЖЕНИЕ».

Ссылки на литературу в тексте, согласно ГОСТ 7.32-91, заключают в прямые скобки, например, [15], [38], [16, т.1], [10, с. 37]. Ссылаться можно на документ в целом или на его разделы и приложения (пример оформления «СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ» приведен в Приложении б).

1.2.3 Требования к выполнению графической части проектов

Графический материал должен отражать тему курсового проекта и наглядно дополнять текст пояснительной записки.

Содержание и объем материалов, входящих в графическую часть, определяются студентом совместно с руководителем и должны соответствовать заданию на курсовое проектирование.

Основные требования к выполнению графической части проектов приведены в государственных стандартах (ГОСТ) систем ЕСКД (единая система конструкторской документации), ЕСТД (единая система технологической документации), СПДС (система проектной документации для строительства). Требования указанных выше документов должны учитываться студентами.

Чертежи и схемы должны быть выполнены в соответствии с правилами ЕСКД, ГОСТ 2.104-68 «Основные надписи», ГОСТ 2.109-73 «Основные требования к чертежам», ГОСТ 2.301-68 «Форматы».

Используется шрифт **GOST Type A, GOST Type B** или **Arial**.

Графическая часть курсового проекта, как правило, выполняется на листах чертежной бумаги формата А1 (841x594 мм., 594x841 мм) в соответствии с ГОСТ 2.301 карандашом или черной тушью, допускается использовать форматы А0 (841x1189 мм), А2 (420x594 мм), А3 (297x420 мм), А4 (210x297 мм) и кратные им. Размещение рамок и надписей приведены на рисунке 1.5.

Допускается выполнять чертежи (плакаты) на компьютере с помощью программ AutoCad, Corel Draw, КОМПАС и выводить чертеж на плоттер.

Масштабы изображений и их обозначение на графических документах устанавливаются в соответствии с ГОСТ 2.302-68 «Масштабы». Размещение графических объектов на листе должно выбираться исходя из целесообразности, предпочтительно размещение основной надписи (углового штампа) параллельно большей стороне листа.

Угловой штамп размещается в правом нижнем углу чертежа (рисунок 1.5), имеет размеры и заполняется в соответствии с рисунком 1.6.

Основная надпись на чертежах в курсовых проектах (работах) института, заполняется следующим образом (рисунок 1.7).

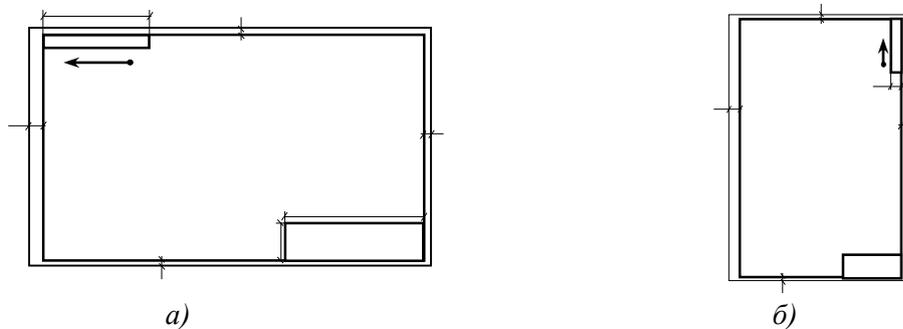


Рисунок 1.5 - Схемы расположения основных подписей и рамок на чертежах (формат А1) ГОСТ 2.104-2006

— край листа, — рамка, — направление текста

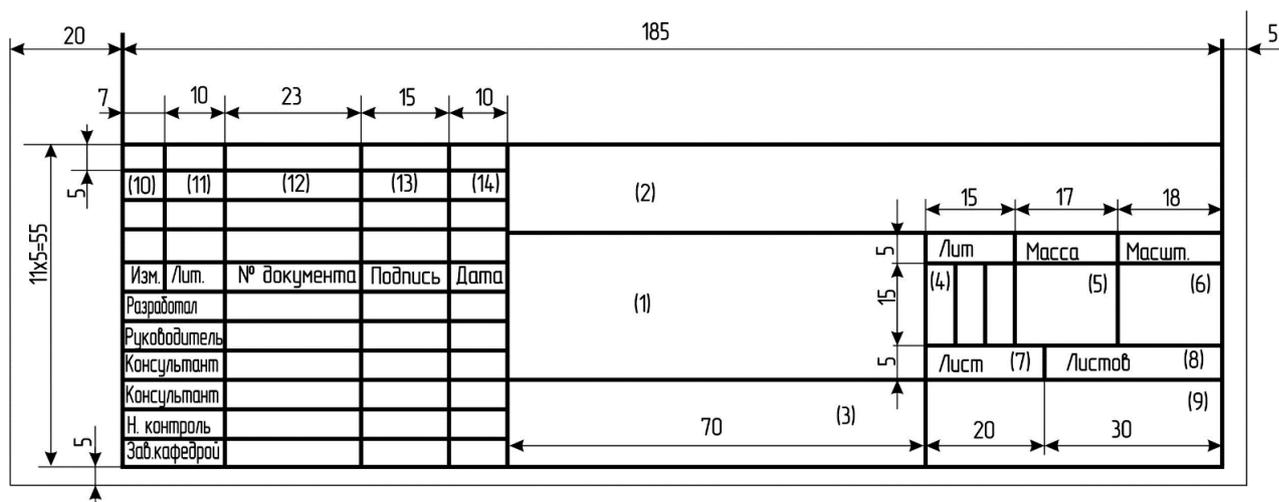


Рисунок 1.6 – Образец углового штампа основных надписей на листе чертежа графической части

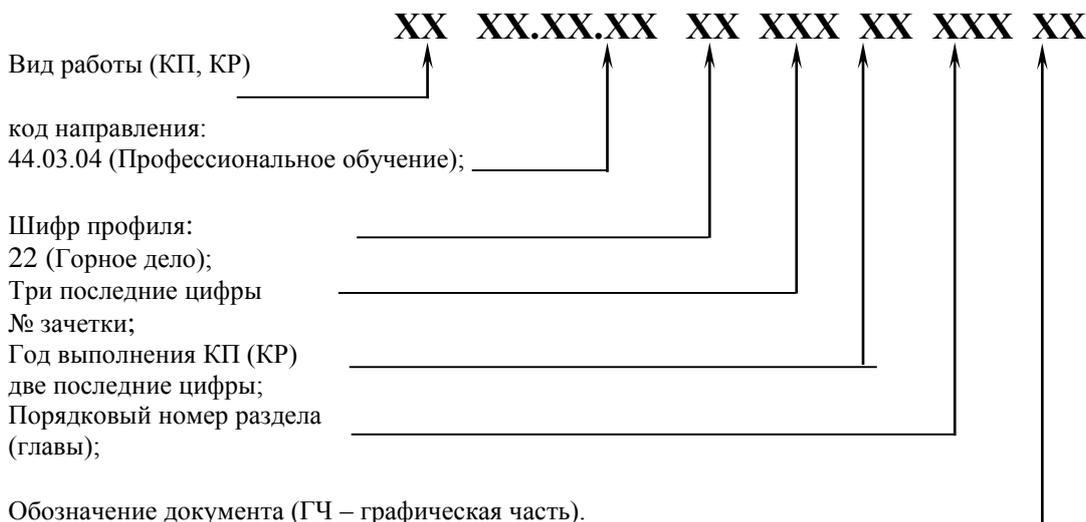


Рисунок 1.7 – Шифр курсового проекта для графы 2

Пример заполнения графы 2: **КП 44.03.04 22 089 19 001 ГЧ**

В графах основной надписи указывают:

в графе 1 – тема курсового проекта в соответствии с приказом;

в графе 2 – обозначение шифра документа в соответствии с примером выше (рисунок 1.7);

в графе 3 – наименование чертежа;

в графе 4 – для курсового проекта литера – У;

в графе 5 – записывается масса изделия по ГОСТ 2.109 (при необходимости, для конструкторских документов);

в графе 6 – записывается масштаб по ГОСТ 2.109 (при необходимости, для конструкторских документов и для планов расположения);

в графе 7 – порядковый номер листа;

в графе 8 – общее количество листов в работе;

в графе 9 – сокращенное название института, кафедры, учебной группы;

графы 10,11 – записывается характер работы выполняемой лицом, подписывающим документ;

в графе 12 – Фамилия И.О автора работы и должностных лиц, подписывающих лист; даты подписей;

в графе 13 – подписи автора работы и должностных лиц, подписывающих документ;

в графе 14 – дата подписи автора работы и должностных лиц.

На чертежах в левом верхнем углу должна быть выполнена вспомогательная основная надпись размером 14x70 мм, содержащая обозначение (шифр) документа, повернутое на 180 градусов относительно главной основной надписи.

1.2.4 Проверка, защита и оценка курсового проекта

Курсовой проект представляется на кафедру в установленный срок и допускается к защите при наличии подписей руководителя и нормоконтролера.

Защита представляет собой завершающий этап выполнения курсового проекта. Цель ее – выявить глубину знаний студента по исследуемой проблеме и самостоятельность выполнения работы. Студент должен хорошо ориентироваться в представленной работе, уметь раскрыть источники цифровых данных, методы расчетов, ответить на вопросы как теоретического, так и практического характера, относящиеся к данной проблеме.

При проверке работы целесообразно выносить замечания на поля работы, но и подробно отмечать недостатки, ошибочность или неточность тех или иных положений. После того, как курсового проекта проверен, рекомендуется допускать к защите с предварительной оценкой (при работе она может измениться). Если студент, защищающий свою работу, демонстрирует хорошие, глубокие знания – оценка повышается, но не более чем на балл, т.к. оценивается не только защита, но содержание работы.

Незнание студентом материала, которое обнаруживается при защите, дает основание снизить оценку вплоть до неудовлетворительной, поскольку становится очевидной несамостоятельность выполнения курсового проекта.

Оценка знаний студента производится комиссией. После проверки курсового проекта работа возвращается студенту. Студенту можно рекомендовать готовиться к защите, при этом учитывать эти замечания, полагая, что остальной материал относительно правильный. Отлично выполненные курсовые проекты по рекомендации руководителя и решению комиссии могут быть зачтены без защиты. Для защиты курсовых проектов утверждается график. При подготовке к защите студент готовит устное выступление не более 10 минут.

Выступление в ходе защиты должно:

- быть четким и лаконичным;
- содержать основные направления курсовой проекта;
- освещать выводы и результаты проведенного расчета (исследования).

При защите проектов комиссия должна проверить понимание и освоение студентом разработанной им темы, его знакомство с литературными источниками, инструктивными, законодательными материалами по теме работы и окончательно оценить защищенную работу.

Курсовой проект с учетом ее содержания и защиты оценивается по пятибалльной системе.

Оценка «отлично» ставится за всестороннюю и глубокую разработку темы на основе широкого круга источников информации, если проявлены критическое отношение к используемому материалу и самостоятельность суждений, правильны расчеты и выводы, нет существенных недостатков в стиле изложения.

Оценка «хорошо». Работа отвечает всем требованиям по содержанию, оформлению и стилю изложения, выполнена на достаточно высоком теоретическом уровне, полно и всесторонне освещает вопросы темы, показывает использование ряда фактических данных, свидетельствует о наличии отдельных элементов самостоятельности, а также, если при защите подтверждается понимание и усвоение студентом разработанной темы и удовлетворительное знакомство с литературой.

Оценка «удовлетворительно» ставится за работу, текст и цифровые данные которой свидетельствуют о том, что студент добросовестно ознакомился и проработал основные источники, в целом правильно осветил вопросы темы, но в работе имеются отдельные ошибки.

Работа, не отвечающая требованиям, предусмотренным данными методическими указаниями по выполнению курсовых проектов, содержащая крупные ошибки, свидетельствующая

о непонимании студентом избранной им темы, оценивается как неудовлетворительная, не допускается к защите и подлежит переработке.

В случае неспособности студента дать развернутый ответ на вопросы в процессе защиты, работа оценивается как неудовлетворительная и остается на кафедре. Студент пишет другую работу на новую тему или, как исключение, допускается к повторной защите.

Несвоевременное представление курсового проекта приравнивается к неявке на экзамен. Студент, не выполнивший в срок курсовой проект или получивший неудовлетворительную оценку на защите, не допускается к сдаче очередной экзаменационной сессии.

Лучшие курсовые проекты могут быть рекомендованы кафедрой для опубликования в сборниках студенческих работ или предоставлены на конкурс студенческих работ.

2. УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ОСНОВНОЙ ЧАСТИ РАБОТЫ

2.1 Общие вопросы проектирования электроснабжения

Современная активность научно-технической деятельности и логическое усовершенствование производства любой продукции, призывают к формированию концепции электроснабжения предприятий в реализации функций простоты, гибкости и надёжности обеспечения электроэнергией объектов хозяйственной деятельности.

При всем этом, индустриальные объекты разных сфер хозяйствования, обладают собственными, нередко уникальными условиями к проектированию системы электроснабжения.

Поэтому каждый выпускник электротехнических специальностей бакалавриата или магистратуры должен уметь правильно спроектировать систему электроснабжения промышленного предприятия, которая впоследствии способно существенным образом оптимизировать издержки, и в результате, сократить себестоимость продукции.

В методических рекомендациях даны практические материалы к проектированию электроснабжения производственных площадок с закладкой следующих основных принципов:

Простота и возможность развития. Система электроснабжения промышленных предприятий не должна быть многоступенчатой, питающие сети не должны быть длинными, а способ прокладки сети должен быть максимально простым. Кроме того, система обязана обеспечивать возможность внедрения нового оборудования, то есть быть масштабируемой.

Оптимальная схема распределения электроэнергии. При проектировании цехов промышленных предприятий значение имеет как размещение оборудования в цехах, так и расположение трансформаторных подстанций. По возможности каждый участок должен быть снабжен отдельным распределительным устройством, которое устанавливается рядом с центром нагрузки. Другие потребители и участки не должны иметь возможности подключения к данному устройству во избежание перегрузки.

Обеспечение надёжности электроснабжения. На производствах с параллельными технологическими потоками сеть должна быть построена так, чтобы при необходимости отключения одного элемента сети (в случае аварии, с целью ремонта) отключались только те механизмы, которые относятся к данному потоку. Другие технологические потоки при этом должны оставаться в рабочем состоянии.

Безопасность. Все используемое электрооборудование должно обладать степенью защиты, соответствующей условиям работы конкретного производства.

Если все эти факторы учтены на этапе проектирования системы, повышаются возможности расширения производства, внедрения новых технологий, применения инновационного оборудования

При проектировании или реконструкции системы электроснабжения предприятия учитывают многочисленные факторы, к числу которых относятся:

- потребляемая мощность;
- категория надёжности;
- характер изменения и графики нагрузок потребителей;
- сосредоточение электрических нагрузок на территории предприятия;
- количество и электрическая мощность подстанций;
- уровень напряжения потребителей;
- число, расположение, мощность, напряжение и другие параметры источников питания;
- требования энергетической системы;
- требования аварийного и послеаварийного режимов, необходимость ограничения токов короткого замыкания;
- уровень экологической безопасности;
- условия выполнения простой и надёжной РЗ, автоматики и телемеханики и др.

2.2 Основные требования к проекту

Инженерный проект – это модель будущего устройства или сооружения, представленная в разработанных чертежах, схемах, таблицах и описаниях, разработанная инженерами на основании анализа и логической переработки исходной информации, выполнения инженерных расчетов и технико-экономического сравнения нескольких альтернативных вариантов.

Реальный инженерный проект какого-либо объекта выполняет коллектив инженеров разных специальностей, из которых наиболее часто встречаются следующие: технолог, архитектор, строитель, сантехник, электрик, связист, автоматчик, сметчик. В некоторых случаях к разработке проекта могут привлекаться и инженеры других специальностей.

Работа над проектом инженеров разных специальностей должна согласоваться и координироваться, с целью достижения оптимального конечного результата, т.е. оптимального проекта. Под оптимальным проектом подразумевается проект имеющий наименьшие приведенные расчетные затраты при эксплуатации и строительстве объекта. Координацию работ инженеров разных специальностей, при проектировании конкретного объекта, выполняет главный инженер проекта (ГИП), назначаемый для каждого проекта и отвечающий за все принципиальные технические решения, обеспечивающие необходимые технико-экономические показатели, взрыво-пожаробезопасность, требования охраны труда и экологии при сооружении и эксплуатации объекта.

При разработке любого проекта должен решаться ряд задач, основными из которых являются:

- применение наиболее прогрессивных технологий, базирующихся на современной системе технологического и инженерного оборудования;
- рациональное использование сырья и материалов;
- рациональное использование существующих инженерных коммуникаций и привязка к ним проектируемого объекта;
- выполнение требований экологии и рационального использования земли;
- организация оптимальной системы организации и управления производством;
- оптимальность принимаемых технических решений;
- взрыво-пожаробезопасность и электробезопасность при сооружении и эксплуатации объекта;
- учет перспектив развития объекта (как правило, на 7-10 лет);
- высокий уровень организации строительства объекта;
- использование типовых проектных решений.

Процесс проектирования является творческой инженерной работой, при выполнении которой могут быть предложены не известные ранее науке и практике инженерные решения. Вместе с тем при проектировании всегда следует считаться с рядом ограничений, к основным из которых относятся следующие:

- ограничения, вытекающие из требований обязательных нормативных, директивных и руководящих документов, к основным из которых относятся строительные нормы и правила (СНиП), инструкции по проектированию (СН), правила устройства электроустановок (ПУЭ), правила технической эксплуатации (ПТЭ), правила техники безопасности (ПТБ), государственные стандарты (ГОСТ), отраслевые стандарты (ОСТ), руководящие документы (РД), руководящие материалы по проектированию (РУМ);
- ограничения, вызванные особенностями и свойствами оборудования (габаритами, расположением точек подключения энергоносителей, требованиями к режиму работы оборудования и др.);
- строительные ограничения, вызванные нормируемыми строительными габаритами (размерами пролетов, проходов, проемов), а также взаимной увязкой различных технологических и инженерных коммуникаций;
- привязочные ограничения, вызванные необходимостью увязки проектируемых инженерных сооружений с существующими на площадке, а также с необходимостью выполнения требований технических условий на подключение к существующим инженерным коммуникациям, выданных эксплуатирующими организациями;
- ограничения возникающие в процессе проектирования, обусловленные принятыми в начале проектирования решениями, на основании которых выдается задание смежным специальностям и заказывается оборудование.

При проектировании систем электроснабжения промышленных объектов необходимо учитывать специфические условия каждого производственного сектора, оказывающие влияние на принимаемые инженерные решения. К основным условиям по выбору источника питания относятся следующие:

- на предприятиях с электроприемниками I и II категорий должно быть два и более независимых взаимно резервируемых источника питания.
- для электроприемников особой группы I категории должен быть предусмотрен третий независимый источник питания.
- питание энергоемких предприятий от сетей энергосистемы следует осуществлять при напряжении 110 или 220 кВ.
- предприятия с незначительной нагрузкой могут работать при напряжении 6, 10 и реже 35 кВ. При малой нагрузке достаточно напряжения 0,4 кВ от сетей энергосистемы либо соседнего предприятия.

– распределительная сеть промышленных предприятий должна работать на напряжении 10 кВ, в некоторых случаях – 6 кВ, энергоемких – на напряжении 110 кВ.

2.3 Стадии проектирования, задание на проектирование, состав рабочего проекта

При необходимости разработки проекта, заказчику и проектной организации необходимо понимать какая стадия проектирования необходима для того или иного объекта. Для некоторых объектов возможно выполнение проектных работ в одну стадию, для других – в две стадии, для особо сложных объектов необходимо выполнить три стадии проектирования. Например, проект электроснабжения жилого дома выполняется в одну стадию, проект электроснабжения административного здания – в две стадии, проект электроснабжения завода или большого супермаркета выполняется в три стадии.

Проектирование в две стадии – проект со сводным сметным расчетом (П) и рабочая документация со сметами (Р) выполняется для крупных и сложных объектов на основании проектного задания, включающего технико-экономическое обоснование (ТЭО). В задании ставится цель: определить техническую возможность, экономическую целесообразность и хозяйственную необходимость проектирования и строительства объекта в данном месте и в намеченные сроки. Для обоснования прорабатывается несколько альтернативных вариантов. Сравнивая варианты определяют тот, у которого приведенные расчетные затраты минимальны. В выбранном варианте прорабатывают основные принципиальные решения по всем разделам проекта и составляют сметно-финансовый расчет. Разработанная первая стадия (проект) утверждается заказчиком в установленном порядке. На основании утвержденного проекта выполняется вторая стадия проектирования – разработка рабочей документации для строительства объекта.

Наиболее часто проектирование различных объектов народного хозяйства ведется в одну стадию – рабочий проект (РП), на основании утвержденного задания на проектирование. Задание на проектирование – это основной документ, на основании которого выполняется проектирование. В задании на проектирование указывается основание для проектирования, вид строительства (новое, реконструкция или расширение), местоположение объекта и сведения об особых условиях строительства, технические характеристики объекта, требования к технологии и инженерному оборудованию, мероприятия по защите окружающей среды, задания по основным технико-экономическим показателям.

Задание утверждается в установленном порядке, и согласовывается с проектной организацией.

К заданию прилагается: акт выбора площадки под объект проектирования, согласованный со всеми заинтересованными организациями и технические условия на подключение объекта к существующим инженерным коммуникациям. Под площадку расположения объекта проектирования выполняются топографические и геологические изыскания.

Сам рабочий проект включает в себя следующие составляющие:

- паспорт проекта, в котором указываются основные технические и экономические показатели проекта;
- пояснительная записка, содержащая описание принятых технических решений по всем разделам проекта;
- организация строительства;
- рабочая документация, включающая в себя комплекты рабочих чертежей по всем разделам проекта, спецификацию оборудования, ведомости потребности в материалах и сметы на строительство.

2.4 Содержание и структура работы

Курсовой проект состоит из пояснительной записки объемом до 60 страниц машинописного текста и 1-го чертежа формата А1.

Пояснительная записка к курсовому проекту должна включать следующие структурные элементы:

- титульный лист;
- задание по выполнению работы;
- реферат;
- содержание;
- введение;
- основную часть;
- заключение (выводы);
- список использованных источников;
- приложение.

Реферат должен содержать сведения об объеме курсового проекта: количество страниц текста, рисунков, таблиц, источников, приложений, графического материала. Краткое содержание работы. Должен быть приведен перечень ключевых слов. Объем не более 1 стр.

Введение является первым разделом курсовой работы и должно содержать обоснование актуальности и практической значимости, оценку современного состояния решаемой проблемы, а также должны быть сформулированы цель, задачи и объект курсового проектирования

В основной части курсового проекта приводят данные, отражающие сущность, содержание, методику и основные результаты выполненной работы.

В курсовом проекте по дисциплине «Проектирование систем электроснабжения» в основной части пояснительной записки содержатся следующие разделы.

ВВЕДЕНИЕ.

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

1.1 Краткая характеристика потребителей электрической энергии

1.2 Определение расчетных электрических нагрузок по цехам предприятия

1.3 Определение расчетной нагрузки предприятия в целом

2 РАСЧЕТ КАРТОГРАММЫ НАГРУЗОК И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

3 ВЫБОР И РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов для системы внешнего электроснабжения

3.2 Определение рационального напряжения системы внешнего электроснабжения

3.3 Вариант 1. $U_{ном}=220$ кВ

3.4 Вариант 2. $U_{ном}=35$ кВ

3.5 Вариант 3. $U_{ном}=10$ кВ

3.6 Техничко-экономический расчет выбранных линий

3.7 Техничко-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Выбор схемы внутреннего электроснабжения

4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых ТП

4.3 Определение потерь мощности в трансформаторах

4.4 Компенсация реактивной мощности на высокой стороне цеховых трансформаторов и определение расчетных нагрузок линий распределительной сети

4.5 Выбор и проверка сечений линий распределительной сети

4.6 Расчет токов коротких замыканий

4.6.1 Вариант 35/10 кВ.

4.6.2 Проверка линий на термическую стойкость к токам коротких замыканий

4.7 Техничко-экономический анализ схемы внутреннего электроснабжения

4.7.1 Определение капитальных затрат и расхода цветного металла

4.7.2 Определение эксплуатационных расходов и потерь электроэнергии в распределительной сети

4.7.3 Определение эксплуатационных расходов и потерь электроэнергии в трансформаторах

4.8 Сравнение и окончательный выбор варианта электроснабжения предприятия

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, ИЗОЛЯТОРОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

5.1 Выбор выключателей

5.2 Выбор разъединителей

5.3 Выбор предохранителей

5.4 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

5.5 Шины ЗРУ

5.6 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

ПРИЛОЖЕНИЯ

Заключение (выводы) должно содержать краткие выводы по результатам работы, оценку полноты решений поставленных задач, конкретные рекомендации по выполненной работе.

2.5 Краткая характеристика потребителей электрической энергии

Одним из первых и основополагающих разделов проекта системы электроснабжения предприятия любой отрасли хозяйства является определение ожидаемых электрических нагрузок на всех ступенях заводских сетей. Именно нагрузки определяют необходимые технические характеристики элементов электрических сетей – сечения и марки проводников и токопроводов, мощности и типы трансформаторов, типы и параметры коммутационно-защитных аппаратов.

Кроме того, правильное определение электрических нагрузок обеспечивает правильный выбор и экономичную работу средств компенсации реактивной мощности и устройств регулирования напряжения, релейной защиты и автоматики заводских электрических сетей.

По указанным причинам ожидаемые электрические нагрузки желательно определять при проектировании возможно точнее. Однако электрические нагрузки не могут быть определены с высокой точностью вследствие недостаточной полноты, точности и достоверности информации обо всех многочисленных случайных факторах, формирующих нагрузки. Обычно при определении ожидаемых электрических нагрузок считаются допустимыми ошибки в пределах $\pm 10\%$.

Начальным этапом проектирования системы электроснабжения промышленного предприятия является анализ исходных данных, от полноты и достоверности которых зависит качество проектирования. Пример исходных данных на проектирование системы электроснабжения промышленного предприятия для курсовой работы приведен в приложении А.

Далее следует определить категорию потребителей по ПУЭ, среду в производственных помещениях, а также краткую характеристику потребителей электроэнергии заданного предприятия.

С общими характеристиками потребителей электроэнергии для различных отраслей промышленности можно ознакомиться по источникам [1, с. 34 – 98], [2, с. 14 – 20].

Потребители электроэнергии заданного предприятия в основном являются приемниками трехфазного переменного тока, частотой 50 Гц, напряжением 0,38 и 10 кВ.

Сведения о категориях потребителей электроэнергии по степени бесперебойности электроснабжения и краткую характеристику среды производственных помещений рекомендуется привести в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Характеристика производственных цехов

№	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт	Характеристика помещений			Категория по бесперебойности
			Степень влажности	Степень опасности поражения электрическим током	Категория взрыво- и пожароопасности	
1.	Лесопильный цех	1500	Сухое	С повышенной опасностью	В/В-Ia	II
2.						
3.						

2.6 Расчет электрических нагрузок

Электрические нагрузки являются исходными данными для решения комплекса технико-экономических задач, возникающих при проектировании систем электроснабжения (СЭС) любого промышленного или аграрного предприятия. Определение расчетных электрических нагрузок составляет начальный этап проектирования СЭС и производится с целью выбора силового электрооборудования, токоведущих частей элементов СЭС, выбора компенсирующих устройств (батарей конденсаторов, реакторов, устройств УПК и т.д.), защитных устройств и их проверки по техническим и экономическим условиям. Многие технико-экономические параметры СЭС зависят от правильной оценки ожидаемых электрических нагрузок, поэтому достоверный выбор значения расчетных нагрузок является одним из главных условий проектирования системы электроснабжения [1, 3, 5].

В зависимости от стадии проектирования и места расположения расчетного узла в схеме электроснабжения применяют различные методы определения электрических нагрузок - упрощенные или более точные. Каждый из методов имеет свои преимущества и недостатки, отличается сложностью или простотой в расчетах и в сборе исходных данных.

В курсовой работе определение расчетной электрической нагрузки силовых электроприемников рекомендуется выполнять по методу коэффициента спроса, расчетную нагрузку электроосвещения - по удельным мощностям электроосвещения на единицу производственной площади.

Коэффициентом спроса электрической нагрузки называется отношение расчетной активной мощности к номинальной или установленной мощности группы приёмников [1, 2, 3]:

$$\kappa_c = \frac{P_p}{P_{уст}} \quad (2.1)$$

Значение коэффициента спроса для различных отраслей промышленности и предприятий в целом определяются из опыта эксплуатации и принимаются по справочным данным.

Используя значение коэффициента спроса, а также номинальную (установленную) мощность потребителей, можно определить силовую расчетную активную нагрузку группы потребителей или объекта [1, 2, 3]:

$$P_{pi}^c = K_{ci} \cdot P_{ni}, \quad (2.2)$$

где K_{ci} - средневзвешенный коэффициент спроса [3];

P_{ni} - номинальная нагрузка цеха, кВт.

Например:

Наименование производственных помещений	K_c	$\cos\varphi$	$P_{уд}$, Вт/м ²	
Ремонтно-механические цеха	0,3÷0,4	0,65÷0,7	14,3	
Электроремонтные цеха	0,4÷0,5	0,7÷0,8		
Насосные станции до 1000 В	0,6÷0,65	0,7÷0,8	до 100 м ²	18,2
свыше 1000 В	0,8÷0,9	0,8÷0,9	200-1000 м ²	12
Кислородные станции до 1000 В	0,6÷0,65	0,7÷0,8	9,75	
свыше 1000 В	0,8÷0,9	0,8÷0,9		
Компрессорные станции до 1000 В	0,6÷0,65	0,7÷0,8	до 100 м ²	18,2
Кузнечно-прессовые цеха	0,5÷0,6	0,75	13÷14,3	
Термические, закалочные цеха	0,4÷0,5	0,6	13÷14,3	
Механосборочные и сборочные цеха	0,3÷0,45	0,65÷0,75	12÷17	
Инструментальный цех	0,3÷0,4	0,65÷0,75	12÷17	
Механические цех			14,3	
Лаборатории, заводоуправление, конструкторские бюро			19,5	
Депо электрокар	0,5÷0,7	0,7÷0,8		
Депо паровозное, пожарное	0,35÷0,45	0,6÷0,8		
Гаражи автомашин	0,2÷0,3	0,7	14,3	
Котельные	0,55÷0,65	0,8		
Склады готовой продукции, металла, магазины	0,35÷0,45	0,8		
Столовая	0,5÷0,6	0,9		
Лесозаводы	0,4÷0,5	0,75		
Лесосушки	0,7÷0,75	0,75÷0,9		
Цех подготовки вагонов	0,5	0,8		
Ремонтно-комплектовочный цех	0,45	0,7		
Вагоносборочный цех	0,45	0,75		
Цех ходовых частей	0,4	0,75		
Литейный цех	0,6	0,6	12÷14,3	
Кузнечный цех	0,6	0,75		
Цех разработки вагонов	0,6	0,8		
Складские помещения	0,45	0,8		
Транспортный цех	0,5	0,7		
Цех металлопрокатный			19,5	
Ацетиленовая станция			23,4	
Пожарное депо			14,3	
Водонапорная башня			7,15	
Главные магазины и материальные склады			8,5	
Склад огнеопасных материалов			9,1	
Склад стройматериалов			5,2	
Склад цемента			9,1	
Контрольно-бытовые помещения цехов			18,2	
Бытовые помещения цехов			14,3	
Проходная			20,8	
Медпункт			20,8	
Открытый склад			0,6÷1,3	
Территория промышленного предприятия F до 200000м ²			0,22	
Территория промышленного предприятия F более 200000 м ²			0,16	

Расчетная силовая реактивная нагрузка определяется по выражению:

$$Q_{pi}^c = P_{pi}^c \cdot tg\varphi_i, \quad (2.3)$$

где $tg\varphi_i$ - коэффициент реактивной мощности нагрузки, соответствующий $\cos\varphi_i$, [3].

Расчетная нагрузка электроосвещения определяется по методу удельной мощности на единицу производственной площади по выражениям [1, 2, 3]:

$$P_{poi} = P_{уд.i} \cdot F_i \cdot K_{coi} \cdot n \cdot 10^{-3}, \quad (2.3)$$

где $P_{уд.i}$ - удельная мощность осветительной нагрузки, Вт/м² (принимается из приложения Б);

F_i - площадь цеха по плану, м²;

K_{coi} - средневзвешенный коэффициент спроса на освещение, принимаемый в зависимости от степени зрительной нагрузки;

n - количество этажей.

$$Q_{poi} = P_{poi} \cdot tg\varphi_0, \quad (2.4)$$

где $tg\varphi_0$ - средневзвешенный коэффициент, соответствующий $cos\varphi_0$.

Удельная нагрузка освещения $P_{уд}$ определяется по справочным данным в зависимости от вида источников света (газоразрядные лампы или лампы накаливания), а также назначения объекта проектирования. Площадь F определяется по заданному масштабу генерального плана. Коэффициент реактивной мощности $tg\varphi$ рассчитывается по заданному коэффициенту мощности нагрузки $cos\varphi$.

Результаты расчетов электрических нагрузок на напряжении 0,38 кВ сводят в таблицу 2.2

Полную расчетную нагрузку низковольтного оборудования и освещения цеха $S_{pi}^{0.4}$, кВ·А рассчитываем по формуле:

$$S_{pi}^{0.4} = \sqrt{(\Sigma P_{pi}^c + \Sigma P_{poi})^2 + (\Sigma Q_{pi}^c + \Sigma Q_{poi})^2}. \quad (2.5)$$

Полученные значения сводим в таблицу 2.2.

Расчет высоковольтной нагрузки, которая представлена на предприятии электроприемникам напряжением 10 кВ, производим по аналогичным формулам (2.2), (2.3) и сводим в таблицу 2.2.

Полную расчетную нагрузку высоковольтного оборудования цеха №1 S_{pi}^{10} , кВ·А находим по формуле:

$$S_{pi}^{10} = \sqrt{(\Sigma P_{pi}^c)^2 + (\Sigma Q_{pi}^c)^2}. \quad (2.6)$$

Полученное значение сводим в таблицу 2.2.

Далее рассчитываем площадь территории наружного освещения $F_{терр.о.}$, м² по формуле:

$$F_{терр.о.} = F_{терр.Σ} - \Sigma F_{цехов}, \quad (2.7)$$

где $F_{терр.Σ}$ - суммарная площадь промышленного предприятия, м²; $\Sigma F_{цехов}$ - суммарная площадь всех цехов, м².

Полученное значение также носим в таблицу 2.2.

Расчетную активную нагрузку наружного освещения $P_{ро.терр.}$, кВт рассчитываем по формуле:

$$P_{ро.терр.} = P_{уд.осв} \cdot F_{терр.о.} \cdot K_{с.о.нар}. \quad (2.8)$$

Расчетную реактивную нагрузку наружного освещения $Q_{ро.терр.}$, кВАр рассчитываем по формуле:

$$Q_{ро.терр.} = P_{ро.терр.} \cdot tg\varphi_0, \quad (2.9)$$

где $tg\varphi_0$ - средневзвешенный коэффициент, соответствующий $cos\varphi_0$.

Полную нагрузку внешнего освещения $S_{ро.терр.}$, кВ·А находим по формуле:

$$S_{ро.терр.} = \sqrt{P_{ро.терр.}^2 + Q_{ро.терр.}^2}. \quad (2.10)$$

Полученные значения также носим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2

Определение расчетных электрических нагрузок по цехам предприятия

№	Наименование цехов	P_n , кВт	k_c	$cos\varphi$	$tg\varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВАр	F , м ²	$P_{уд}$, Вт/м ²	$P_{ном}$, кВт	k_{co}	P_p , кВт	Q_p , кВАр	$P_{общ}$, кВт	$Q_{общ}$, кВАр	$S_{общ}$, кВА
	Нагрузка 0,4 кВ							Освещение								
1	Лесопильный цех	1500	0,4	0,7	1,02	600	612	9900	18	178	0,95	169	55	769	668	1019
2																
12	Освещение территории завода							1000	0,75	0,0	1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Всего по 0,4 кВ	6980				24945	2496			555,3		525	173	3019	2670	4030
	Силовая нагрузка 10 кВ															
10	Компрессорная станция	1490	0,8	0,83	0,67	1192	801							1192	801	1436
	Всего 10 кВ	1490				1192	801							1192	801	1436
	ИТОГО	8470				3687	3297							4212	3471	5467

2.7 Расчет картограммы нагрузок и определение центра электрических нагрузок предприятия

Для нахождения места расположения главной понизительной подстанции (ГПП) или главного распределительного пункта (ГРП) необходимо найти условный центр электрических нагрузок (ЦЭН) [1,5]. Подстанции ГПП или ГРП должны располагаться как можно ближе к ЦЭН.

В настоящее время существует ряд математических методов, позволяющих аналитическим путём определить центр электрических нагрузок как отдельных цехов, так и всего промышленного предприятия. Среди них можно выделить три основных метода. Первый метод, использующий некоторые положения из курса теоретической механики, позволяет определить ЦЭН цеха (предприятия) с большей или меньшей точностью (приближённо) в зависимости от конкретных требований. Так, если считать нагрузки цеха равномерно распределёнными по площади цеха, то центр нагрузок цеха можно принять совпадающим с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане. Если учитывать действительное распределение нагрузок в цехе, то центр нагрузок уже не будет совпадать с центром тяжести фигуры цеха в плане, и нахождение центра нагрузок сведётся к определению центра тяжести масс. Третий подход заключается в том, что, исследования показали, что такое положение нельзя считать правильным и ЦЭН следует рассматривать как некоторый условный центр, так как определение его еще не решает до конца задачи выбора местоположения подстанции. Дело в том, что положение, найденное по тому или иному математическому методу условного центра электрических нагрузок не будет постоянным. Это объясняется изменением потребляемой приемниками мощности, развитием предприятия. В соответствии со сказанным выше ЦЭН описывает на плане фигуру сложной формы. Поэтому правильнее говорить не о ЦЭН как некоторой постоянной точке на плане, а о зоне рассеяния ЦЭН. Зона рассеяния может определяться для статического состояния системы и с учетом динамики (развития) системы электроснабжения. Для определения зоны рассеяния ЦЭН необходимо прежде всего найти закон распределения координат ЦЭН. Обычно предполагают, что распределение случайных координат ЦЭН следует нормальному закону распределения (закону Гаусса-Лапласа). Однако практического интереса этот метод не имеет и, как правило, при расчетах принимают, что нагрузка распределена по территории цеха равномерно, и ЦЭН любого цеха совпадает с центром тяжести фигуры цеха в плане.

Главную понизительную и цеховые подстанции располагаем как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения завода, так и цеховых электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Рассчитываем в выбранном масштабе радиус окружности цеха, соответствующий расчетной нагрузке S_{pi} , кВ·А i – го цеха по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{p.i}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.11)$$

где $P_{p.i}$ - полная мощность i – го цеха, кВ·А; m - выбранный масштаб для определения площади круга, постоянный для всех цехов предприятия (принимаем масштаб $m = 0,25$ кВ·А/мм²).

Подставляя значения в вышеуказанную формулу (2.11), получаем:

Расчет радиусов окружностей для остальных цехов завода производим по аналогичной формуле (2.11) и сводим в таблицу 2.3.

Таблица 2.3

Определение центра электрических нагрузок предприятия

Наименование цехов	$P_{0,4}$, кВт	$P_{осв}$, кВт	$P_{10кВ}$, кВт	r , мм	$r_{10кВ}$, мм	$a_{осв}$	X	Y	PX	PY	№ цеха	X	Y
Хлопковая база	65,0	30,0		8	0	16 6	72	11 7	464 7	760 4	1	14 3	23 4

Силовые нагрузки до 1 кВ и выше изображаем отдельными кругами. Считаем, что нагрузка по цеху распределена равномерно, поэтому центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане.

Осветительную нагрузку наносим в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1 кВ. Угол вышеуказанного сектора α для i – го цеха определяем по формуле:

$$\alpha = \frac{P_{po.i} \cdot 360^\circ}{P_{p.i}}, \quad (2.12)$$

где $P_{po.i}$ - полная мощность осветительной нагрузки i – го цеха, кВ·А.

Расчет углов секторов окружностей для остальных цехов завода производим по аналогичной формуле (2.12) и сводим в таблицу 2.4.

Для определения места расположения приемного пункта электроэнергии на предприятии определяются координаты центра электрических нагрузок x_0, y_0 , м по формулам:

$$X_o = \frac{\Sigma(P_{p.i.} \cdot x_i)}{\Sigma P_{p.i.}}; \quad (2.13)$$

$$Y_o = \frac{\Sigma(P_{p.i.} \cdot y_i)}{\Sigma P_{p.i.}}, \quad (2.14)$$

где x_i, y_i – координаты центра электрических нагрузок i -го цеха, м.

Координаты условных центров электрических нагрузок цехов определяются по генплану предприятия, на который произвольно наносятся оси координат. Условный центр нагрузки каждого цеха определяется как центр тяжести геометрической фигуры, изображающей данный цех.

По полученным координатам определяем центр электрических нагрузок завода. Картограмма нагрузок представлена на рисунке 2.1.

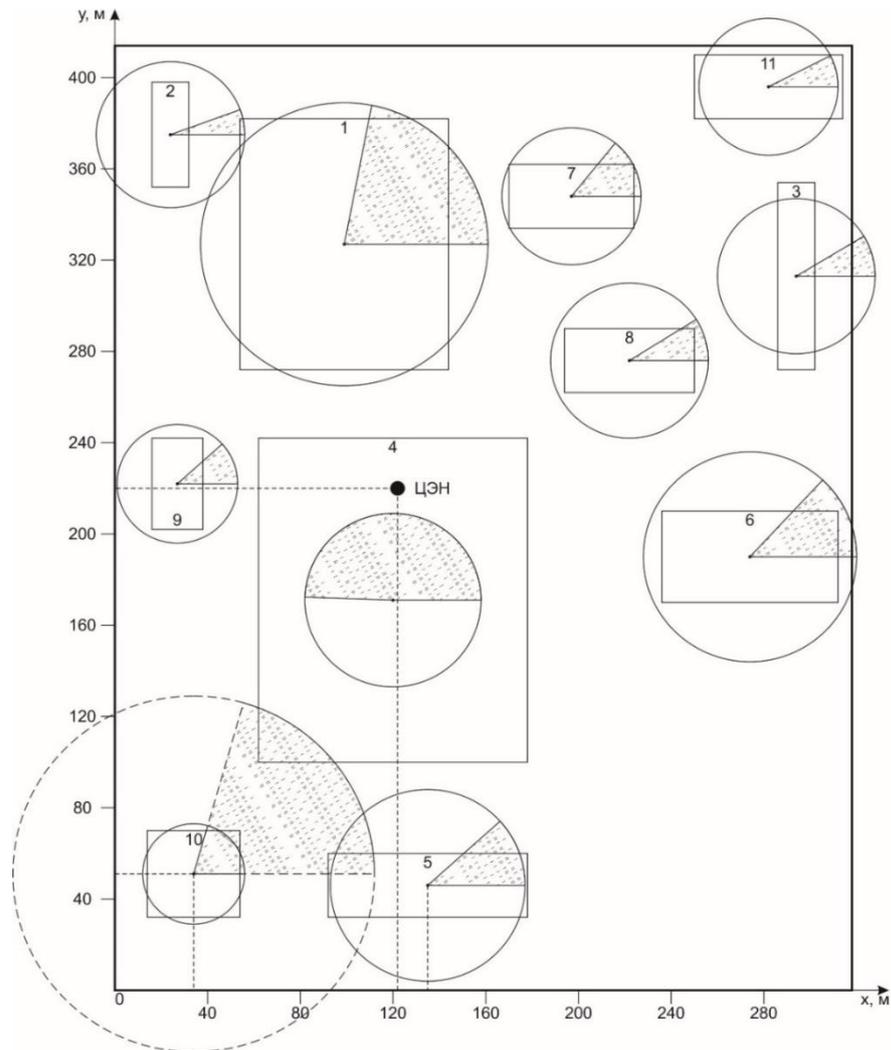


Рисунок 2.1 – Картограмма нагрузок

Таблица 2.4

Расчет картограммы и определение центра электрических нагрузок

Номер цеха	P_{pi} , кВт	P_{poi} , кВт	r_i , мм	$a_{oc.vi}$	x_i	y_i	P_x	P_y
Потребители напряжением 0,4 кВ								
1	769,3	169	31	79	44	50	33849	38465
2								
Потребители напряжением 10 кВ								
10	1436	-	39	-	182	17	261378	24414
Итого	4717	604			110	61	506302	239824

2.8. Выбор и расчёт системы внешнего электроснабжения

2.8.1 Выбор числа и мощности трансформаторов для системы внешнего электроснабжения

Схема внешнего электроснабжения включает в себя часть системы электроснабжения предприятия начиная с источника питания и заканчивая шинами напряжением 6-10 кВ главной понизительной подстанции (ГПП) или главного пункта распределения электроэнергии на территории предприятия (ГРП). Для предприятий малой и средней мощности, как правило, применяют схемы с одним приемным пунктом (ГПП или ГРП). Система внешнего электроснабжения предприятий предусматривает секционирование шин приемных пунктов электроэнергии и питание каждой секции в нормальном режиме по отдельной линии, по каждой из которых передается примерно половина общей нагрузки предприятия.

Учитывая, например, наличие на проектируемом предприятии потребителей I и II категории по бесперебойности электроснабжения, согласно ПУЭ для внешнего электроснабжения предусматривается две линии (с двумя трансформаторами связи с энергосистемой в случае сооружения ГПП). Пункт приема электроэнергии от внешних сетей ГПП или ГРП размещается на территории завода в соответствии с расчетным центром электрических нагрузок. Место расположения ГПП (ГРП) наносится на листе графической части. Питание завода как правило осуществляется от подстанции энергосистемы воздушными линиями.

Далее по приближенным формулам находим активные $\Delta P_{ц.мп.}$, кВт и реактивные $\Delta Q_{ц.мп.}$, кВАр потери в цеховых трансформаторах соответственно:

$$\Delta P_{ц.мп.} = 0,02 \cdot S_{\Sigma p}^{0,4}; \quad (2.15)$$

$$\Delta Q_{ц.мп.} = 0,1 \cdot S_{\Sigma p}^{0,4}. \quad (2.16)$$

Рассчитываем суммарную активную высоковольтную и низковольтную нагрузки по всем цехам с учетом освещения и потерь мощности в цеховых трансформаторах по формуле:

$$P_{p\Sigma} = (\Sigma P_{pi}^{0,4} + \Sigma P_{pi}^{10}) \cdot K_{pm} + \Sigma P_{poi} + \Delta P_{ц.мп.}, \quad (2.17)$$

где K_{pm} - коэффициент одновременности максимума, указывающий на несовпадение максимумов низковольтной и высоковольтной нагрузок. Рекомендуется при числе присоединений $N=5 \dots 8$ коэффициент одновременности $K_{pm}=0,95$, а при $N=9 \dots 25$ $K_{pm}=0,9$.

Рассчитываем суммарную реактивную высоковольтную и низковольтную нагрузки по всем цехам с учетом освещения и потерь мощности в цеховых трансформаторах по формуле:

$$Q_{p\Sigma} = (\Sigma Q_{pi}^{0,4} + \Sigma Q_{pi}^{10}) \cdot K_{pm} + \Sigma Q_{poi} + \Delta Q_{ц.мп.}. \quad (2.18)$$

Находим естественный годовой $tg\varphi_{ест.год.}$, нормируемое значения $tg\varphi_{норм}=0,33$:

$$tg\varphi_{ест.год.} = \frac{Q_{p\Sigma} \cdot T_{mp}}{P_{p\Sigma} \cdot T_{ma}}, \quad (2.19)$$

где T_{ma} - время потребления максимума активной энергии, часы [3];

T_{mp} - время потребления максимума реактивной энергии, часы [3].

Например:

Годовое число часов использования максимума нагрузки по отраслям

Предприятие	T_{ma} , ч	T_{mp} , ч
Анилокрасочные заводы	7100	-
Нефтеперегонные заводы	7100	-
Заводы машиностроения	3370	4840
Заводы станкостроения	4345	4750
Инструментальные заводы	4140	4960
Заводы шарикоподшипников	5300	6130
Заводы подъемно-транспортного оборудования	3330	3880
Автотракторные заводы	4960	5240
Сельскохозяйственные предприятия	5330	4220
Приборостроение	3080	3180
Авторемонтные заводы	4370	3200
Вагоноремонтные заводы	3560	3660
Электротехнические заводы	4280	6420
Азотно-туковые заводы	7000	-
Разные металлообрабатывающие заводы	4355	5880

Если $tg\varphi_{ест.год.}$ не соответствует нормируемому значению, производим компенсацию реактивной мощности.

Находим среднегодовую потребляемую активную мощность $P_{сз}$, кВт по формуле:

$$P_{сз} = \frac{P_{p\Sigma} \cdot T_{ма}}{T_z}, \quad (2.20)$$

где T_z - время работы предприятия в зависимости от количества смен, часы/год [3].

Годовое число часов работы предприятия:

Продолжительность смены, ч.	Число смен		
	1	2	3
8	2250	4500	6400
7	2000	3950	5870

Как правило, в промышленных сетях наблюдается опережающий рост потребления реактивной мощности (РМ) по сравнению с активной, обусловленный ростом промышленных силовых нагрузок. Для выполнения задач баланса РМ, снижения потерь электрической энергии, регулирования напряжения, применяется важное техническое мероприятие, называемое компенсацией реактивной мощности. При проектировании электроснабжения предприятия необходимо выполнить необходимые мероприятия по компенсации реактивной мощности, которые включают в себя выбор и установку оптимальных компенсирующих устройств (КУ).

Если предполагаемые реактивные нагрузки объектов в большей мере имеют индуктивный характер, то для их компенсации используются конденсаторные установки. Если нагрузка имеет емкостной характер, для компенсации РМ применяют индуктивность - реактор.

В более сложных случаях используют автоматизированные фильтрокомпенсирующие конденсаторные установки. Они позволяют избавить сети от высокочастотных гармонических составляющих, повысить помехоустойчивость оборудования.

Далее рассчитываем мощность компенсирующего устройства по формуле:

$$Q_{ку} = P_{сз} \cdot (tg\varphi_{ест.год.} - tg\varphi_{норм.}). \quad (2.21)$$

Находим потери активной мощности в компенсирующем устройстве по приближенной формуле:

$$\Delta P_{ку} = 0,002 \cdot Q_{ку}. \quad (2.22)$$

Определяем активную и реактивную мощности, потребляемые предприятием, по формулам соответственно:

$$P' = P_{p\Sigma} + \Delta P_{ку}; \quad (2.23)$$

$$Q' = Q_{p\Sigma} - Q_{ку}. \quad (2.24)$$

Рассчитываем полную мощность S'_p , кВ·А с учетом компенсации по формуле:

$$S'_p = \sqrt{P'^2 + Q'^2}, \quad (2.25)$$

Далее по приближенным формулам находим активные $\Delta P_{mp.znn}$, кВт и реактивные $\Delta Q_{mp.znn}$, кВАр потери в трансформаторах ГПП соответственно:

$$\Delta P_{mp.znn} = 0,02 \cdot S'_p; \quad (2.26)$$

$$\Delta Q_{mp.znn} = 0,1 \cdot S'_p. \quad (2.27)$$

Определяем полную мощность питающей линии S_p , кВ·А с учетом потерь в трансформаторах ГПП по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_c + \Delta P_{mp.znn})^2 + (Q_c + \Delta Q_{mp.znn})^2}. \quad (2.28)$$

Значение коэффициента мощности электрической нагрузки предприятия должно находиться в диапазоне 0,93 – 0,97. Если это требование не выполняется, следует предусмотреть компенсацию реактивной мощности для силовой нагрузки 10 кВ (на шинах 10 кВ РП).

Правильный выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях промышленных предприятий является одним из важных вопросов электроснабжения и построения рациональных сетей. В нормальных условиях трансформаторы должны обеспечивать питание всех потребителей предприятия при их номинальной нагрузке.

Число трансформаторов на подстанции определяется требованием надёжности электроснабжения. С таким подходом наилучшим является вариант с установкой двух трансформаторов, обеспечивающий бесперебойное электроснабжение потребителей любых категорий. Однако если установлены приёмники только II и III категории, то более экономичными, обычно, являются одностранформаторные подстанции.

При проектировании внутривозовских сетей установка одготрансформаторных подстанций выполняется в том случае, когда обеспечивается резервирование потребителей по сети низкого напряжения, а также когда возможна замена повреждённого трансформатора в течение нормируемого времени.

Двухтрансформаторные подстанции применяются при значительном числе потребителей II категории, либо при наличии потребителей I категории. Кроме того, двухтрансформаторные подстанции целесообразны при неравномерном суточном и годовом графике нагрузки предприятия, при сезонном режиме работы при значительной разнице нагрузки в сменах. Тогда при снижении нагрузки один из трансформаторов отключается.

Мощность трансформаторов ГПП (за исключением случаев резко переменного графика нагрузки) рекомендуется выбирать по средней нагрузке за наиболее загруженную смену с последующей проверкой и корректировкой ее по удельным расходам электроэнергии на единицу продукции, полученным в результате обследований электрических нагрузок предприятий.

На ГПП промышленных предприятий для бесперебойного питания нагрузок первой и второй категорий рекомендуется устанавливать два трансформатора с коэффициентом загрузки в нормальном режиме 0,6 - 0,7.

В нашей стране принята единая шкала мощностей трансформаторов. Выбор рациональной шкалы является одной из основных задач при оптимизации систем промышленного электроснабжения. На сегодняшний день существует две шкалы мощностей: с шагом 1,35 и с шагом 1,6. То есть первая шкала включает мощности: 100, 135, 180, 240, 320, 420, 560 кВА и т.д, а вторая включает 100, 160, 250, 400, 630, 1000 кВА и т.д. Трансформаторы первой шкалы мощностей в настоящее время не производятся и используются на уже существующих ТП, а для проектирования новых ТП применяется вторая шкала мощностей.

Следует отметить, что шкала с коэффициентом 1,35 более выгодна с точки зрения загрузки трансформаторов. Например, при работе двух трансформаторов с коэффициентом загрузки 0,7 при отключении одного из них второй перегружается на 30 %. Такой режим работы соответствует требованиям условий работы трансформатора. Таким образом, его мощность может использоваться полностью.

При допустимой перегрузке в 40 % появляется недоиспользование установленной мощности трансформаторов со шкалой 1,6.

Выбор числа и мощности трансформаторов для питания заводских подстанций производится следующим образом:

- 1) определяется число трансформаторов на ТП, исходя из обеспечения надёжности электроснабжения с учётом категории приёмников;
- 2) выбираются наиболее близкие варианты мощности выбираемых трансформаторов (не более трёх) с учётом допустимой нагрузки их в нормальном режиме и допустимой перегрузке в аварийном режиме;
- 3) определяется экономически целесообразное решение из намеченных вариантов, приемлемое для конкретных условий;
- 4) учитывается возможность расширения или развития ТП и решается вопрос о возможной установке более мощных трансформаторов на тех же фундаментах, либо предусматривается возможность расширения подстанции за счёт увеличения числа трансформаторов.

На повышающих и понизительных подстанциях применяют трехфазные или группы однофазных трансформаторов с двумя или тремя отдельными обмотками. В зависимости от числа обмоток трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные. Двухобмоточные трансформаторы номинальной мощностью больше 25 МВ·А выполняются с расщепленной обмоткой вторичного напряжения 6... 10 кВ. Обмотки высшего, среднего и низшего напряжений принято сокращенно обозначать соответственно ВН, СН, НН.

При суммарной доле электродвигательной нагрузки 6 кВ до 50% от общей целесообразно устанавливать на ГПП трансформаторы с расщепленными обмотками на вторичное напряжение 10 и 6 кВ (соотношение мощностей обмоток 100/50/50%). Тогда в РУ низшего напряжения ГПП (ПГВ) будет две системы шин 6 и 10 кВ, электродвигательная высоковольтная нагрузка будет питаться от системы шин 6 кВ, а силовые трансформаторы - от системы шин 10 кВ. При большем соотношении (до 60-70%) целесообразной оказывается установка на ГПП или ПГВ трехобмоточных трансформаторов с напряжением 10 и 6 кВ и соотношением мощностей обмоток 100/100/100%. При установке на ГПП (ПГВ) трансформаторов с нерасщепленными обмотками мощностью до 16 МВ·А включительно и наличии на предприятии электродвигателей 6 кВ для распределительных сетей практически всегда применяют напряжение 6 кВ.

Выбор мощности трансформаторов производим по формуле:

$$S_{т.ном} = 0,7 \cdot S'_p \quad (2.29)$$

Из стандартного ряда номинальных мощностей выбирается трансформатор [2].

Определяем коэффициент загрузки выбранного трансформатора в нормальном и аварийном режимах по формулам соответственно:

$$K_z = \frac{S'_p}{2 \cdot S_{т.ном}}; \quad (2.30)$$

$$K_{з.ав.} = \frac{S'_p}{S_{т.ном}}. \quad (2.31)$$

Принятый трансформатор проверяем по коэффициенту загрузки в нормальном и аварийном режиме.

2.8.2 Определение рационального напряжения системы внешнего электроснабжения

Величина напряжения в схеме внешнего электроснабжения предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжения в них, расстоянием до источников питания, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами. Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения нужно выбрать оптимальный, то есть имеющий наилучшие технико-экономические показатели.

В курсовом проекте необходимо сравнить два основных варианта схем внешнего электроснабжения предприятия:

- вариант без трансформации питающей электроэнергии, установка на территории предприятия главного распределительного пункта (ГРП)
- вариант с трансформацией питающей электроэнергии, установка на территории предприятия главной понизительной подстанции (ГПП 35, 110 или 220 кВ).

При решении задачи выбора рационального напряжения предварительно определяем нестандартное рациональное напряжение по формулам:

а) формула Стилла:

$$U_{\text{рац.нест}} = 4,34 \sqrt{l + 16P_{\text{зав}}}, \quad (2.32)$$

где l - расстояние от источника питания до завода, км;

$P_{\text{зав}}$ - активная мощность, потребляемая заводом, МВт.

б) формула С.Н. Никогосова:

$$U_{\text{рац.нест}} = 16 \sqrt[4]{P_{\text{зав}} \cdot l}. \quad (2.33)$$

в) формула Ларионова:

$$U_{\text{рац.нест}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P_{\text{оц}}}}}, \quad (2.34)$$

где $P_{\text{оц}}$ - мощность одной цепи, равная половине мощности завода, МВт.

Подставляя численные значения в формулы (2.32)-(2.34), получаем значения напряжения.

Согласно заданным напряжениям трехобмоточного трансформатора районной подстанции, установленного на энергосистеме, выбираем ближайшие стандартные напряжения, например, напряжения 220кВ/35кВ/10кВ. Для системы внешнего электроснабжения предприятия, рассматриваем следующие варианты напряжения питающей линии:

- а) электроэнергия передается по воздушной линии от энергосистемы до завода на напряжение 220 кВ;
- б) электроэнергия передается по воздушной линии от энергосистемы до завода на напряжение 35 кВ;
- в) электроэнергия передается по воздушной линии от энергосистемы до завода на напряжение 10 кВ.

2.8.3 Вариант 1. $U_{\text{ном}}=220$ кВ

Рассмотрим вариант внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ.

Необходимо составить расчетную схему питания, указав исходные данные. Образец схемы приведен на рисунке 2.2.

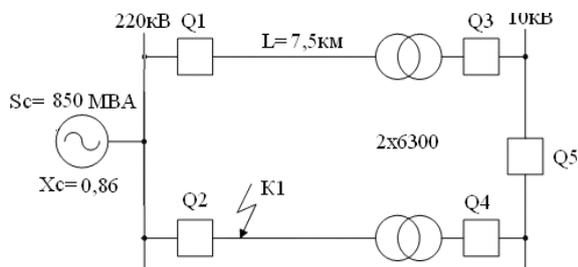


Рисунок 2.2 – Расчетная схема питания ГПП 220 кВ

Выбор сечения линии.

Рассчитываем рабочий ток в линии $I_{л.расч}$, А по формуле:

$$I_{л.расч.} = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.35)$$

Определяем максимальный расчетный ток линии $I_{л.мах}$, А по формуле:

$$I_{л.мах.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.36)$$

Например:

Предварительно намечаем сечение провода 240 мм². Выбор ЛЭП на напряжение 220кВ производим из следующих условий:

- по допустимому нагреву расчетным током:

$$I_{доп.} \geq I_{л.расч.}; \quad (2.37)$$

- по нагреву максимальным расчетным током:

$$1,3 \cdot I_{доп.} \geq I_{л.мах.} \quad (2.38)$$

Предварительно намечаем к сооружению из справочной литературы [2] двухцепную воздушную линию на железобетонных опорах с одновременной подвеской двух цепей, выполненную проводом марки АС-240 с $I_{доп}=610$ А и $L_{\Delta U1\%}=17,5$ км.

Сечение $S = 240$ мм² удовлетворяет условиям региона по механической прочности (ветровой нагрузке, гололеда) и условиям короны.

Проверяем выбранную воздушную линию по допустимой потере напряжения по формуле:

$$L_{доп} = L_{\Delta U1\%} \cdot \Delta U_{доп\%} \cdot \frac{I_{доп}}{I_p} \geq L_{зад.}, \quad (2.39)$$

где $L_{\Delta U1\%}$ - длина линии на 1 % потери напряжения при полной загрузке, км [2];

$L_{зад.}$ - длина линии от системы до ГПП, км (принимаем из приложения А);

$\Delta U_{доп\%}$ - допустимая потеря напряжения, % (для нормального режима работы линии $\Delta U_{доп\%}=5\%$).

Принимаем сечение линии $S=240$ мм² которое удовлетворяет всем вышеуказанным условиям (2.37), (2.38), (2.39) и является допустимым сечением по техническим условиям.

Расчет токов к.з.

При расчете методом относительных единиц за базисные величины (обычно их обозначают буквами со звездочкой) принимают базисную мощность и базисное напряжение. Исходя из удобства вычислений, обычно за базисную мощность принимают значения кратные 10 МВА. Расчет токов короткого замыкания выполняется на основании расчетной схемы системы электроснабжения, в которой должны быть учтены сопротивления всех элементов системы электроснабжения, влияющие на величину токов к.з. сопротивлениями и указаны расчетные точки, в которых определяются токи к.з. На основании расчетной схемы электроснабжения составляется эквивалентная схема замещения, в которой все элементы системы электроснабжения представлены активными и реактивными сопротивлениями. Расчетная схема электроснабжения и эквивалентная схема замещения должны быть представлены в пояснительной записке. Примеры расчетной и эквивалентной схем приведены на рисунках 2.3 и 2.4.

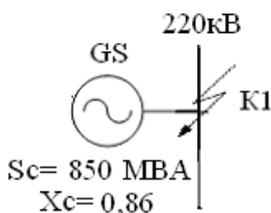


Рисунок 2.3 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания (фрагмент)

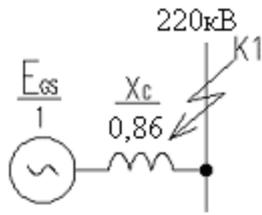


Рисунок 2.4 – Эквивалентная схема замещения для расчета токов к.з. (фрагмент)

Базисные напряжения для схемы замещения принимают для каждой ступени напряжения равные средне номинальному значению напряжения соответствующей ступени из следующего ряда: 0,4; 6,3; 10,5;

37,5; 115; 231 кВ.

Базисные токи на всех ступенях напряжения определяются по выражению [1, 2]:

$$I_{б1} = \frac{S_c}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.cm}} \quad (2.40)$$

Реактивное сопротивление системы в относительных базисных единицах находим по формуле:

$$x_c^* = x_c \cdot \frac{S_{б}}{S_c} \quad (2.41)$$

Для упрощения записи формул в дальнейшем опускаем символы относительных базисных единиц «*». Последовательно, от источника питания до цеховых ТП, согласно схеме замещения, определяются активные и реактивные сопротивления всех элементов расчетной схемы.

Находим периодическую составляющую тока короткого замыкания $I_{но}$, кА по формуле:

$$I_{но}^* = \frac{E_c}{x_c}, \quad (2.42)$$

где E_c - ЭДС системы (принимаяем $E_c = 1$, в связи с тем, что мощность системы принимаем равной бесконечности).

Находим действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания по формуле:

$$I_{но} = I_{но}^* \cdot I_{б1}, \quad (2.43)$$

Из справочной литературы [1] принимается выключатель (например типа ВМТ-1000/220Б-20, с номинальными данными $U_{в.ном}=220$ кВ, $I_{в.ном.дл}=1000$ А, $I_{в.ном.отк}=20$ кА), и проверяется по указанным условиям:

- по номинальному напряжению:

$$U_{в.ном.} \geq U_{уст.ном.}; \quad (2.44)$$

- по номинальному току:

$$I_{в.ном.} \geq I_{р.мах.}; \quad (2.45)$$

- по номинальному току отключения:

$$I_{откл.ном.} \geq I_{но}. \quad (2.46)$$

Данные выключатели по расчетным условиям, сводим в таблицу 2.5 (образец).

Таблица 2.5

Выбор выключателя ВМТ-1000/220Б-20

Условия выбора	Номинальные данные	Расчетные данные
$U_{нв} \geq U_{н.уст}$	220 кВ	220 кВ
$I_{ном} \geq I_{рмах}$	1000 А	25 А
$I_{н.отк} \geq I_{р.отк}$	20 кА	2,9 кА

2.8.4 Вариант 2. $U_{ном}=35$ кВ

Схема питания и исходные данные приведены на рисунке 2.5.

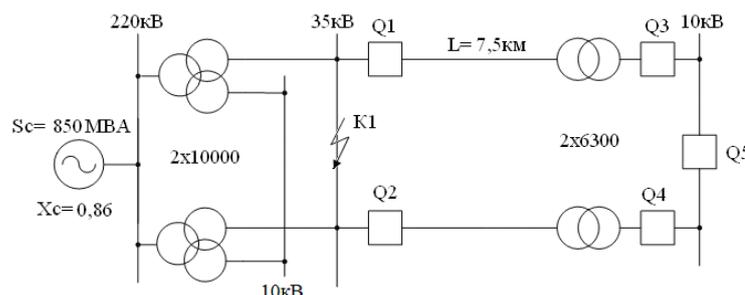


Рисунок 2.5 – Расчетная схема питания ГПП 35 кВ

Выбор сечения линии. Производим выбор линии электропередачи на напряжение 35 кВ. Рассчитываем рабочий ток в линии $I_{л.расч}$, А по формуле (2.35).

Определяем максимальный расчетный ток линии $I_{л.мах}$, А по формуле (2.36).

Выбор ЛЭП на напряжение 35 кВ производим по следующим условиям:

- по допустимому нагреву расчетным током по формуле (2.37).

- по нагреву максимальным расчетным током по формуле (2.38).

Например:

Предварительно намечаем для сооружения из справочной литературы [2] две одноцепных воздушных линии на железобетонных опорах, выполненную проводом марки АС – 50 с $I_{дон}=210$ А и $l_{дл\%}=1,48$ км.

По механической прочности (ветровой нагрузке, гололеда) и условиям короны проходит сечение $S = 50$ мм².

Проверяем выбранную воздушную линию по допустимой потере напряжения по формуле (2.39).

Принимаем сечение линии $S=50$ мм² которое удовлетворяет всем вышеуказанным условиям (2.37), (2.38), (2.39) и является минимально допустимым сечением по техническим условиям.

Расчет токов к.з.

Составляем расчетную схему токов к.з и эквивалентную схему замещения (Рис. 2.6, 2.7).

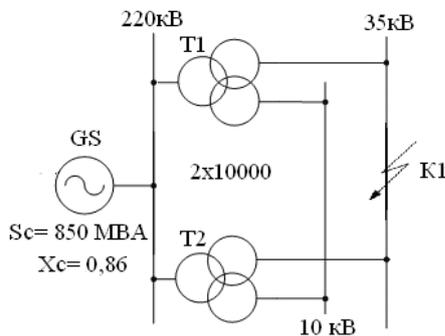


Рисунок 2.6 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

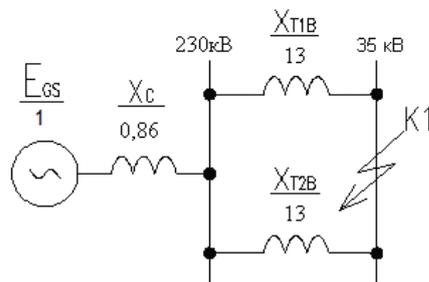


Рисунок 2.7 – Эквивалентная схема замещения для расчета токов к.з.

Находим базисный ток, принимая базисную мощность равной мощности $S_б=1000$ МВ·А, а напряжение равное среднему напряжению ступени $U_б = U_{ср.см}=37$ кВ, по формуле (2.40).

Реактивное сопротивление системы в относительных базисных единицах находим по формуле (2.41).

Рассчитываем реактивное сопротивление высшей обмотки трансформатора в относительных базисных единицах по формуле (например $S_{м.ном.} = 10$ МВА):

$$x_m^6 = \frac{1}{200} \cdot (U_{\kappa}^{6н} + U_{\kappa}^{6с} - U_{\kappa}^{сн}) \cdot \frac{S_б}{S_{м.ном.}} \quad (2.46)$$

Сопротивление средней обмотки трансформатора принимаем приблизительно равной нулю $x_m^c \approx 0$.

Считаем, что трансформаторы работают в параллельном режиме, в этом случае их эквивалентное сопротивление находим по формуле:

$$x_{м.э} = \frac{x_m^6}{2} = \frac{13}{2} = 6,5. \quad (2.47)$$

Находим периодическую составляющую тока короткого замыкания $I_{по}$, кА по формуле:

$$I_{но}^* = \frac{E_c}{x_c + x_{м.э}} \quad (2.48)$$

Находим действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания по формуле (2.41).

Из справочной литературы [3] выбираем выключатель (например: типа С-35М-630-10У1 с номинальными данными $U_{в.ном}=35$ кВ, $I_{в.ном.длит}=630$ А, $I_{в.ном.отк}=10$ кА) и проверяем его по нижеуказанным условиям:

- по номинальному напряжению, по формуле (2.44);
- по номинальному току нагрузки, по формуле (2.45);
- по номинальному току отключения, по формуле (2.46).

Данные выключатели по расчетным условиям, сводим в таблицу 2.6 (образец).

Таблица 2.6

Выбор выключателя С-35М-630-10У1

Условия выбора	Номинальные данные	Расчетные данные
$U_{нв} \geq U_{н.уст}$	35 кВ	35 кВ
$I_{ном} \geq I_{р.мах}$	630 А	159 А
$I_{н.отк} \geq I_{р.отк}$	10 кА	2,1 кА

2.8.5 Вариант 3. $U_{ном}=10$ кВ

Схема питания и исходные данные приведены на рисунке 2.8.

Расчеты выполняются аналогично.

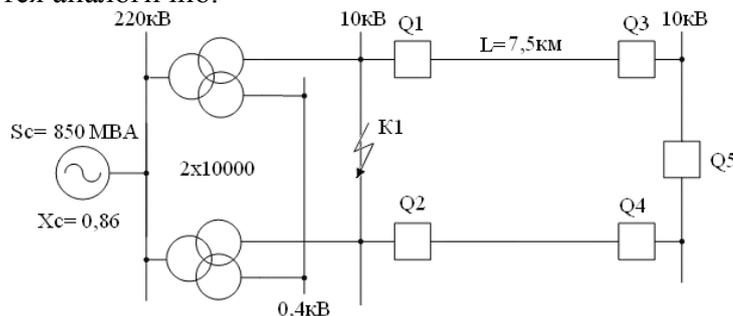


Рисунок 2.8 – Расчетная схема питания ГРП 10 кВ

2.8.6 Техничко-экономический расчет выбранных линий

Производим расчет линии на напряжение 10, 20, 35, 110, 220 кВ.

Определяем коэффициент загрузки линии в нормальном режиме по формуле:

$$K_3 = \frac{I_{л.расч}}{I_{доп}} \quad (2.49)$$

Определим расход цветного металла, приходящийся на километр, на трехфазной сети по формуле:

$$g = M_{1ф} \cdot m, \quad (2.50)$$

где $M_{1ф}$ - масса провода, приходящаяся на километр длины, для одной фазы, тонн/км;
 m - число фаз.

Стоимость одной цепи линии рассчитываем по формуле:

$$C_{сеч.} = C_{руб.} \cdot \quad (2.51)$$

где $C_{руб.}$ - стоимость одной цепи линии на километр, тыс.руб/км [2].

Потери в линии для двух цепей определяем по формуле:

$$\Delta P_{л} = K_3^2 \cdot \Delta P_{доп} \cdot l \cdot n, \quad (2.52)$$

где $\Delta P_{доп}$ - потери мощности на одну цепь, кВт/км [2];

l - длина линии, км;

n - количество цепей, шт.

Рассчитываем время максимальных потерь по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{ма}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (2.53)$$

где $T_{ма}$ - время потребления максимума активной энергии, часы [3].

Определяем стоимость потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_{л} = \frac{\Delta P_{л} \cdot \tau}{1000}. \quad (2.54)$$

Стоимость потерь электроэнергии в линии рассчитываем по формуле:

$$C_{nl} = \Delta \mathcal{E}_{л} \cdot C_0, \quad (2.55)$$

где C_0 - стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч.

– затраты на обслуживание электроустановки, включающие в себя заработную плату персонала, расходы на текущие ремонты и испытания оборудования, стоимость электроэнергии, топлива и других видов энергии;

– издержки на потери электрической энергии в электрических сетях.

В соответствии с данными справочной литературы [3] принимаем ОРУ(ЗРУ).

Например:

Принимаем ОРУ 110 кВ с двумя системами шин на железобетонных конструкциях: два ввода с 4 РЛНД, 2 ОД, 2 КЗ, 6 РВС. Стоимость ОРУ $C_{ору} = 14,8$ тыс. руб.

Согласно пункта 2.3.1 приводим характеристики принятого трансформатора ГПП (формулы 2.29-2.31).

Например:

Из справочной литературы [2] приведем данные для ранее принятого трансформатора ТМТН-6300/110:

- потери холостого хода $\Delta P_{xx} = 13$ кВт;

- потери короткого замыкания $\Delta P_{кз} = 52$ кВт;

- напряжения короткого замыкания $U_{к.з\ в\ с} = 10,5 \%$, $U_{к.з\ в\ н} = 17 \%$, $U_{к.з\ с\ н} = 6 \%$;

- ток холостого хода $I_{xx} = 1 \%$;

- стоимость $C_{тр} = 31,535$ тыс.руб.

Определяем капитальные вложения в ГПП по формуле:

$$K_{гпп} = n \cdot C_{ору} + m \cdot C_{тр}, \quad (2.66)$$

где n - количество цепей, шт.;

m - количество трансформаторов, шт.

Амортизационные отчисления на ГПП определяются по формуле:

$$C_{а.гпп} = K_{гпп} \cdot \varphi_{гпп}, \quad (2.67)$$

Приведенные потери холостого хода трансформатора $\Delta P'_{xx}$, кВт определим по формуле:

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ин} \cdot S_{т.ном} \cdot \frac{I_{xx}}{100}, \quad (2.68)$$

где $K_{ин}$ - коэффициент изменения потерь (принимается $K_{ин} = 0,07 \div 0,12$);

I_{xx} - ток холостого хода, %.

Приведенные потери короткого замыкания трансформатора $\Delta P'_{к.з}$, кВт определим по формуле:

$$\Delta P'_{к.з} = \Delta P_{к.з} + K_{ин} \cdot S_{т.ном} \cdot \frac{U_{к.з}}{100}, \quad (2.69)$$

Приведенные потери короткого замыкания трансформатора $\Delta P'_{к.з}$ (кВт) для каждой пары обмоток, определяются по формулам:

$$\Delta P'_{к.з\ в\ с} = \Delta P_{к.з} + K_{ин} \cdot S_{т.ном} \cdot \frac{U_{к.з\ в\ с}}{100}; \quad (2.70)$$

$$\Delta P'_{к.з\ в\ н} = \Delta P_{к.з} + K_{ин} \cdot S_{т.ном} \cdot \frac{U_{к.з\ в\ н}}{100}; \quad (2.71)$$

$$\Delta P'_{к.з\ с\ н} = \Delta P_{к.з} + K_{ин} \cdot S_{т.ном} \cdot \frac{U_{к.з\ с\ н}}{100}. \quad (2.72)$$

Приведенные потери короткого замыкания трансформатора $\Delta P'_{к.з}$, кВт определяются по формуле:

$$\Delta P'_{к.з} = \Delta P'_{к.з\ в\ с} + \Delta P'_{к.з\ в\ н} + \Delta P'_{к.з\ с\ н}. \quad (2.73)$$

Ежегодные потери электроэнергии в трансформаторах $\Delta \mathcal{E}_{тр.}$, тыс.кВт·ч определяются по формуле:

$$\Delta \mathcal{E}_{тр.} = 2 \cdot (\Delta P'_{xx} \cdot T_2 + K_3^2 \cdot \Delta P'_{к.з} \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (2.74)$$

где T_2 - количество часов в году.

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах $C_{н.тр.}$, тыс.руб определяется по формуле:

$$C_{н.тр.} = \Delta \mathcal{E}_{тр.} \cdot C_0. \quad (2.75)$$

Суммарные эксплуатационные расходы на ГПП с учетом потерь в трансформаторах определяются по формуле:

$$C_{гпп\ \Sigma} = C_{н.тр.} + C_{а.гпп}, \quad (2.76)$$

Годовые эксплуатационные затраты на ГПП рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{ГПП}} = 0,125 \cdot K_{\text{ГПП}} + C_{\text{ГППЭ}} \cdot \quad (2.77)$$

Полученные значения по формулам (2.66–2.77) сводим в таблицу 2.8.

Определение технико-экономических показателей ГПП на другие уровни напряжение производится аналогично по формулам (2.66–2.77) и результаты сводятся в таблицу 2.8.

Таблица 2.8

Итоговые данные расчета технико-экономических показателей внешнего электроснабжения

Вариант	Экономические показатели			Технические показатели	
	K	C_{Σ}	Z	$\Delta \mathcal{E}$	G
	тыс.руб	тыс.руб/год		тыс.кВтч	тонны
Внешнее электроснабжение					
Вариант 1. $U_{\text{ном}}=220$ кВ					
Линии	100	88	100	10	13,20
ГПП	93	3446	3457	415	-
Итого	193	3533	3558	425	13,20
Вариант 2. $U_{\text{ном}}=35$ кВ					
Линии	115	840	855	101	13,20
ГПП	66	3750	3758	451	-
Итого	181	4590	4613	552	13,20

Необходимо выполнить анализ полученных значений и обосновать принятие варианта внешнего электроснабжения по уровню напряжения.

2.9. Проектирование схемы внутреннего электроснабжения

2.9.1 Выбор схемы внутреннего электроснабжения

Выбор схемы внутреннего электроснабжения проектируемого предприятия осуществляется с учетом размещения источника питания и объектов потребителей, уровней их напряжений и величин мощности, требуемой надежности, расположения и конструктивного исполнения линий, РП и цеховых ТП.

Надежность схемы повышается, если будут выполнены следующие условия:

- сокращается число ступеней трансформации;
- не предусматриваются резервные, не работающие, линии и трансформаторы. Все элементы схемы в нормальном режиме должны находиться под нагрузкой и работать отдельно, при аварии одного из элементов (линии, трансформатора) оставшийся элемент может работать с допустимой перегрузкой, предусмотренной ПУЭ, и с отключением части неответственных потребителей.

- во всех звеньях системы распределения энергии, начиная от шин ГПП и кончая шинами на напряжения до 1000 В цеховых ТП, а иногда и цеховых силовых РП, осуществляется секционирование шин, а при преобладании нагрузок первой и второй категории предусматривается устройство автоматического ввода резерва (АВР),

- параллельная работа линий и трансформаторов предусматривается при ударных резкопеременных нагрузках (прокатные станы, мощные сварочные агрегаты, электропечи) или, когда АВР не обеспечивает необходимое быстрое действие восстановления питания, определяемое режимом электроприемников. Вариант параллельной работы принимается только при технико-экономическом обосновании его целесообразности.

Электроэнергия на напряжениях 6–10 кВ распределяется по радиальным и магистральным схемам.

Радиальные схемы применяются при размещении потребителей в различных направлениях от источника питания.

При наличии электроприемников первой и второй категорий, РП и подстанции питаются не менее чем по двум отдельно работающим линиям. Если в цехе преобладают приемники третьей категории, то он питается от однострансформаторной подстанции, а питание отдельных ответственных нагрузок резервируется переключателями между подстанциями.

При магистральной схеме электроснабжения одна линия обслуживает несколько распределительных пунктов, присоединенных к ней в различных ее точках. В общем комплексе сети радиальная и магистральная линии могут сочетаться.

Так, цеховое распределение может осуществляться магистралями, каждая из которых питает ряд пунктов, от последних же к приемникам могут отходить радиальные линии.

Для распределительных сетей предприятий применяются напряжения 10 и 6 кВ, которые выбираются в зависимости от сочетания нагрузок 10; 6 и 0,4 кВ.

Использование напряжения 6 кВ целесообразно в двух случаях: при питании предприятия от ТЭЦ на генераторном напряжении 6 кВ и при значительной доле электродвигателей 6 кВ в суммарной нагрузке предприятия.

Понижающие трансформаторы с вторичным напряжением 0,4-0,66 кВ выгодно питать на напряжении 10 кВ. Для преобразовательных и электропечных установок (ДСП) стоимость трансформаторов при первичных напряжениях 6 и 10 кВ приблизительно одинакова, поэтому напряжение для их питания принимают таким, которое необходимо для распределительных сетей основной массы нагрузки предприятия. Для внутрицехового электроснабжения в большинстве случаев применяется система напряжения 0,4/0,23 кВ.

Рекомендуется в курсовом проекте наиболее ответственные и наиболее мощные потребители запитывать по радиальным линиям, менее ответственные и менее мощные потребители - по магистральным ЛЭП, там, где это возможно.

2.9.2 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых ТП

Предварительный выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций производится на основании требуемой степени надежности электроснабжения и распределения между ТП потребителей электроэнергии до 1 кв. На заводе почти все основное оборудование относится к потребителям II и частично III категории и требует высокой надежности питания, поэтому цеховые подстанции выполняются с двумя силовыми трансформаторами. Нормальный режим работы – раздельная работа трансформаторов, это предусматривается в целях уменьшения токов короткого замыкания и позволяет применить более легкую и дешевую аппаратуру на стороне низшего напряжения трансформаторов.

Номинальная мощность цеховых трансформаторов ($S_{т.ном}$) выбирается по расчетной мощности, исходя из условия экономичной работы трансформатора в нормальном режиме и допустимой перегрузки от $S_{т.ном}$ в послеаварийном режиме.

При определении количества ТП в СЭС предприятия руководствуемся принципом максимального приближения электрической энергии на высоком напряжении к местам её потребления. При определении количества ТП исходим прежде всего из величины максимальной мощности на вводе потребителя. Для СЭС промышленных потребителей доказано, что если нагрузка потребителей превышает 250 кВА, то для них целесообразно устанавливать отдельную ТП.

Выбор типа и марки трансформаторов производят с учетом условий их установки, температуры окружающей среды и т.п. Основное применение на промышленных предприятиях находят двухобмоточные трансформаторы. Для цеховых ТП с высшим напряжением 6-20 кВ применяют масляные трансформаторы типов ТМ, ТМН, ТМЗ, сухие трансформаторы типа ТСЗ (с естественным воздушным охлаждением) и трансформаторы типа ТНЗ с негорючей жидкостью (совтол). Масляные трансформаторы цеховых ТП мощностью $S_{ном.т} < 2500$ кВ·А устанавливают на открытом воздухе и внутри зданий. Внутрицеховые ТП, в том числе и КТП, применяют только в цехах I и II степени огнестойкости с нормальной окружающей средой (категории Г и Д по противопожарным нормам).

На плане завода необходимо наметить расположение цеховых трансформаторных подстанций и при необходимости распределительных пунктов (РП). Цеха небольшой мощности следует запитывать от распределительных пунктов (РП) на напряжение 0,4 кВ. Высоковольтная нагрузка должна получать питание от РУ или ГПП. Количество трансформаторов на подстанции определяется исходя из категории потребителей по бесперебойности питания. При наличии потребителей I и/(или) II категории устанавливается два трансформатора.

Необходимо рассмотреть два варианта внутризаводской распределительной сети.

Например:

Вариант №1. Трансформаторная подстанция ТП-1 питает цеха №1.

Расчетную нагрузку трансформаторов подстанции определяется по формуле:

$$S_{р.ТП} = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.78)$$

где S_p – расчетная нагрузка, складывающаяся из всех нагрузок, намеченных для присоединения к одной ТП, кВ·А;

Номинальная мощность трансформатора выбирается исходя из условия допустимой перегрузки на 30-40% в аварийном режиме.

Учитывая вышеуказанные условия, выбираем мощность трансформатора из справочной литературы [2]. Для удобства монтажа к установке следует принимать комплектные трансформаторные подстанции.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и аварийном режиме (на двухтрансформаторной подстанции) рассчитывается по формулам:

$$K_{з.ав} = \frac{S_{р.ТП}}{S_{т.ном}}; \quad (2.79)$$

$$K_з = \frac{S_{р.ТП}}{n_{мп} \cdot S_{т.ном}}. \quad (2.80)$$

Кроме того, необходимо учитывать количество трансформаторов ТП и их максимальную мощность. Для промышленных предприятий, относящихся ко второй категории по надёжности электроснабжения, обычно проектируются двухтрансформаторные ТП. При выборе мощности силовых трансформаторов учитываем возможность аварийной перегрузки трансформаторов. При проектировании ориентируемся на коэффициент аварийной перегрузки равный 1,4.

Согласно ПТЭ, масляные трансформаторы марки ТМ допускают перегрузку в 40% в течение 2ч, по условиям пожарной безопасности при установке трансформаторов в цехах максимальная мощность масляного трансформатора для двухтрансформаторных ТП не должна превышать 1600 кВА. Предварительный выбор числа и мощности трансформаторов остальных цеховых ТП аналогичен и выполнен в таблице 2.9.

Таблица 2.9

Предварительный выбор трансформаторов цеховых ТП

№ ТП	Потребители электроэнергии	Место установки ТП	Расчетная нагрузка			$S_{шт},$ кВ·А	Кол-во транс-ров	$K_з$	$K_{з.ав}$
			$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$S_p,$ кВ·А				
Вариант 1									
ТП1	Цех №1	цех №1	771	1010	1271	630	2	1,01	2,02
ТП2	Цех №2,6	цех №2	895	726	1154	630	2	0,92	1,83
ТП3	Цех №3	цех №3	285	210	354	250	2	0,71	1,42
ТП4	Цех №4	цех №4	560	737	926	400	2	1,16	2,31
ТП5	Цех №5	цех №5	421	314	525	400	2	0,66	1,31
Вариант 2									
ТП1	Цех №1	цех №1	771	1010	1271	630	2	1,01	2,02
ТП2	Цех №2	цех №2	515	451	685	400	2	0,86	1,71
ТП3	Цех №3	цех №3	285	210	354	250	2	0,71	1,42
ТП4	Цех №4	цех №4	560	737	926	400	2	1,16	2,31
ТП5	Цех №5,6	цех №5	801	588	994	630	2	0,79	1,58

В проекте компенсация РМ может производиться как на высшем напряжении распределительного устройства ГРП (ГПП), так и непосредственно у потребителей на шинах 0,38 кВ РП и цеховых ТП. В первую очередь следует выполнять компенсацию РМ на стороне 0,38 кВ.

Установки для компенсации РМ делятся по степени управления делятся на регулируемые и нерегулируемые. Нерегулируемые проще и дешевле, но учитывая изменение $\cos\phi$ от степени нагрузки, они могут вызвать перекомпенсацию. Регулируемые установки хороши тем, что отслеживают изменение в электросети в динамическом режиме. С их помощью можно поднять $\cos\phi$ до значений 0,97-0,98. Кроме того, происходит мониторинг, запись и индикация текущих показаний, что очень актуально в условиях современной цифровизации технологических процессов.

Наиболее распространенным средством компенсации РМ на промышленных предприятиях являются батареи конденсаторов, устанавливаемые на шинах 0,38 кВ цеховых ТП.

Следовательно, в целях уменьшения потерь активной мощности и электроэнергии в трансформаторах и на всех высших ступенях электроснабжения реактивная нагрузка на напряжении до 1 кВ, создаваемая асинхронными двигателями, компенсируется при помощи статических конденсаторов на стороне низшего напряжения. Учитывая компенсацию реактивной мощности на напряжении до 1 кВ, производится окончательный выбор мощности трансформаторов цеховых ТП.

Для расчета мощности компенсирующего устройства необходимо выделить из полной расчетной мощности подстанции $S_{р.ТП}$, активную и реактивную составляющую $P_{р.ТП}$ и $Q_{р.ТП}$:

Естественный $tg\phi_{ест}$ рассчитываем по формуле:

$$tg\phi_{ест} = \frac{Q_p}{P_p}, \quad (2.81)$$

Мощность компенсирующего устройства находим по формуле:

$$Q_{куп} = P_p \cdot (tg\phi_{ест} - tg\phi_{норм}), \quad (2.82)$$

После определения значения расчетной мощности конденсаторной батареи по справочникам определяется тип стандартной комплектной конденсаторной установки. Значение коэффициента мощности на шинах ТП после компенсации РМ должно находиться в интервале значений 0,93-0,97. Погрешность при подборе номинальной мощности не должна превышать 10 %.

Например:

Учитывая вышеуказанные условия, принимаем к установке на ТП №1 конденсаторные установки типа УКЛ-0,38-300У3 и УКЛ-0,38-75У3, с суммарной мощностью по 375 кВАр на каждую секцию.

Реактивную мощность, идущую из сети, определяем по формуле:

$$Q_c = Q_p - Q_{ky} \quad (2.83)$$

Полную мощность, идущую из сети, определяем по формуле:

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} \quad (2.84)$$

Пересчитываем коэффициенты загрузки трансформаторов по формулам (2.79) и (2.80).

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и в аварийном режиме должен находиться в допустимых пределах.

Для остальных ТП расчет выполняется аналогично и данные для двух принятых вариантов внутреннего электроснабжения сводятся в таблицу 2.10.

Таблица 2.10

Окончательный выбор числа и мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций

№ ТП	Расчетные нагрузки		$tg\varphi_{сст}$	$Q_{ky.p}$, кВАр	$n \times Q_{ky}$	Q_c , кВАр	$S_{p.c.}$, кВ·А	$n \times S_{т.ном}$	K'_3	$K'_{3.ав}$
	P_p , кВт	ТП,								
Вариант №1										
ТП1	771	1010	1,311	756	2x300 2x75	260	814	2x630	0,65	1,29
ТП2	895	726	0,810	430	2x150 2x75	276	937	2x630	0,70	1,39
ТП3	285	210	0,735	116	2x54	102	303	2x250	0,61	1,21
ТП4	560	737	1,315	552	2x216 2x54	197	594	2x400	0,70	1,39
ТП5	421	314	0,745	175	2x75	164	452	2x400	0,56	1,13
Вариант №2										
ТП1	771	1010	1,311	756	2x300 2x75	260	814	2x630	0,65	1,29
ТП2	515	451	0,876	281	2x75 2x54	193	550	2x400	0,69	1,38
ТП3	285	210	0,735	116	2x54	102	303	2x250	0,61	1,21
ТП4	560	737	1,315	552	2x216 2x54	197	594	2x400	0,70	1,39
ТП5	801	588	0,734	323	2x108 2x54	264	844	2x630	0,67	1,34

2.9.3 Определение потерь мощности в трансформаторах

Для проведения технико-экономических расчетов сравнения вариантов выбора номинальной мощности ТП используют справочные данные [1, 3, 5] и исходные данные к проекту:

- время максимальных потерь τ ;
- стоимость потерь электрической энергии C_τ ;
- норма амортизационных отчислений P_a ;
- потери холостого хода трансформатора ΔP ;
- потери мощности режима короткого замыкания ΔP_k .

Потери активной мощности в трансформаторной подстанции определяем по формуле:

$$\Delta P_{ТП} = (\Delta P_{xx} + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}) \cdot n_m, \quad (2.85)$$

где ΔP_{xx} - потери мощности холостого хода, принимаемые из справочной литературы [2], кВт;

$\Delta P_{кз}$ - потери мощности короткого замыкания, принимаемые из справочной литературы [2], кВт;

n_m - количество отдельно работающих трансформаторов на ТП.

Потери реактивной мощности в трансформаторе определяем по формуле:

$$\Delta Q_{ТП} = \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{т.ном} + K_3^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{т.ном} \right) \cdot n_m, \quad (2.86)$$

где I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, принимаемый из справочной литературы [2], %;

$U_{кз}$ - напряжение короткого замыкания, принимаемое из справочной литературы [2], %;

Коэффициенты загрузки принимаются из таблицы 2.10, после компенсации.

Расчет по остальным трансформаторным подстанциям выполняется аналогично и сводится в таблицу 2.11.

Необходимо проанализировать величины и размещение электрических нагрузок цехов по территории завода с учетом категории потребителей по степени бесперебойности питания, выбрать схему системы внутреннего электроснабжения (с учетом резервирования).

Принять решение по распределительной сети выше 1 кВ по территории завода. Например: кабельными линиями, проложенными в траншеях, а внутри цехов на конструкциях.

Таблица 2.11

Определение потерь мощности в трансформаторах

№ ТП	$n \times S_{т.ном}$	K_3	K_3^2	Справочные технические данные				ΔP_{mn} , кВт	ΔQ_{mn} , кВАр
				ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	$\Delta U_{кз}$, %		
Вариант №1									
ТП1	2x1000	0,58	0,33	2,45	12,20	1,40	5,50	13,03	64,63
ТП2	2x630	0,66	0,44	1,56	7,60	2,00	5,50	9,82	55,74
ТП3	2x250	0,59	0,35	0,82	3,70	2,30	4,50	4,25	19,45
ТП4	2x400	0,53	0,28	1,05	5,50	2,10	4,50	5,15	26,78
ТП5	2x400	0,59	0,34	1,05	5,50	2,10	4,50	5,88	29,18
Вариант №2									
ТП1	2x630	0,81	0,65	1,56	7,6	2	5,5	13,1	70,5
ТП2	1x400	0,57	0,33	1,05	5,5	2,1	4,5	2,9	14,3
ТП3	2x250	0,60	0,36	0,82	3,7	2,3	4,5	4,3	19,6
ТП4	2x400	0,59	0,34	1,05	5,5	2,1	4,5	5,9	29,2
ТП5	2x400	0,53	0,28	1,05	5,5	2,1	4,5	5,1	26,8
ТП6	2x630	0,48	0,23	1,56	7,6	2	5,5	6,6	40,9
ТП7	2x250	0,27	0,07	0,82	3,7	2,3	4,5	2,2	13,1

Для выбора рационального построения схемы распределительных сетей, схемы внутреннего электроснабжения намечаются два варианта.

Например:

а) вариант внутризаводского электроснабжения с напряжением 10 кВ при напряжении внешнего электроснабжения 220 кВ;

б) вариант внутризаводского электроснабжения с напряжением 10 кВ при напряжении внешнего электроснабжения 10 кВ.

2.9.4 Компенсация реактивной мощности на высокой стороне цеховых трансформаторов и определение расчетных нагрузок линий распределительной сети

Расчетные нагрузки распределительной сети 10 кВ определяются по величинам расчетных нагрузок на шинах низшего напряжения ТП или на шинах РУ с учетом потерь мощности в трансформаторах и компенсации реактивной мощности на шинах РУ.

В подразделе 2.9.3 рассчитывается компенсация на низкой стороне трансформаторов. Однако из сети возможно будет потребляться мощность с $\text{tg}\varphi \neq 0,33$, это обусловлено потерями мощности в трансформаторах, реактивными составляющими превышающими активную мощность и наличием высоковольтной нагрузки.

Ниже приведен пример определения расчетных нагрузок линии Л1 на напряжение 10 кВ для 1-го варианта.

Линия Л1 питает РУ1 от ГПП по двум кабелям, расчетная нагрузка Л1 – это расчетная нагрузка со стороны высшего напряжения трансформаторов и распределительных устройств.

Расчетная активная и реактивная нагрузки в линии Л1 определяются по формулам:

$$P_{р.л1} = P_p + \Delta P_{ТП}, \quad (2.87)$$

$$Q_{р.л1} = Q_c + \Delta Q_{ТП}, \quad (2.88)$$

где P_p - активная нагрузка на шинах низшего напряжения, кВт;

Q_c - реактивная нагрузка на шинах низшего напряжения, кВАр;

$\Delta P_{ТП}$ - активные потери в ТП, кВт;

$\Delta Q_{ТП}$ - реактивные потери в ТП, кВАр.

Естественный $\text{tg}\varphi$ определяем по формуле (2.81).

Мощность компенсирующего устройства находим по формуле (2.82).

Необходимо принять решение о установке КУ на высокой или низкой стороне ГПП.

Реактивную мощность, идущую из сети, определяем по формуле (2.83).
 Полную расчетную нагрузку линии Л1 определяем по формуле (2.84).
 Далее рассчитываем ток в линии по формуле:

$$I_{л} = \frac{S_{р.л}}{\sqrt{3} \cdot U_{л} \cdot n} \quad (2.89)$$

где n - количество цепей.

Расчет по остальным линиям аналогичен и сведен в таблицу 2.12.

Таблица 2.12

Выбор мощности компенсирующих устройств стороны высшего напряжения цеховых ТП и определение расчетных нагрузок линий распределительной сети

№ линии	Назначение	Расчетные нагрузки		$tg\varphi_{есм}$	$Q_{ку.р.}$ кВАр	$n \times Q_{ку}$	Q_c , кВАр	$S_{р.л.}$, кВ·А	$I_{р.л.}$, А	Количество кабельных цепей
		P_p ТП, кВт	Q_p ТП, кВАр							
Вариант 1										
Л1	ГПП-РУ1	3481	3908	1,12	2760	-	3908	5234	151	2
Л2	ГПП-РУ2	2497	1735	0,69	911	-	1735	3041	88	2
Л3	РУ1-ТП1	781	308	0,39	51	-	308	840	24	2
Л4	РУ2-ТП2	907	333	0,37	33	-	333	967	28	2
Л5	ГПП-ТП3	290	129	0,45	34	-	129	318	9	2
Л6	ГПП-ТП4	569	245	0,43	57	-	245	620	18	2
Л7	ГПП-ТП5	427	202	0,47	61	-	202	472	14	2
Итого		8953	6861	0,77	3906	2x1800	3261	9528	550	1
Вариант 2										
Л1	ГПП-РУ1	3481	3908	1,12	2760	-	3908	5234	151	2
Л2	ГПП-РУ2	2113	1641	0,78	943	-	1641	2675	77	2
Л3	РУ1-ТП1	781	308	0,39	51	-	308	840	24	2
Л4	РУ2-ТП2	523	238	0,46	66	-	238	575	17	2
Л5	ГПП-ТП3	290	129	0,45	34	-	129	318	9	2
Л6	ГПП-ТП4	569	245	0,43	57	-	245	620	18	2
Л7	ГПП-ТП5	817	314	0,38	44	-	314	875	25	2
Итого		8574	6783	0,79	3954	2x1800	3183	9146	528	1

2.9.5 Выбор и проверка сечений линий распределительной сети

При выборе сечения жил кабельных линий должны соблюдаться нормативные технические и экономические требования.

Сопоставление и анализ всех технико-экономических показателей, характеризующих возможные варианты, позволяет произвести выбор наилучшего решения.

Выбираемые сечения проводников КЛ должны обязательно отвечать нормативным техническим требованиям:

- расчетный ток линии не должен быть больше допустимого по длительному нагреву тока для данного сечения проводника;
- сечение проводника должно быть термически стойким к протеканию токов к.з.;
- потеря напряжения в проводнике не должна превышать допустимое значение;
- выбранное сечение должно обеспечивать надежное срабатывание аппаратов защиты и запуск мощных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором (для КЛ-0,38 кВ).

При выборе сечения проводников следует стремиться к обеспечению минимальных приведенных расчетных затрат на эксплуатацию электрических сетей.

Для каждой проектируемой КЛЭП-0,38 просчитывают приведенные расчетные затраты для нескольких стандартных сечений, начиная с минимально допустимого. Марку кабеля определяют самостоятельно, для сети 0,38 кВ рекомендуется бронированный с оболочкой жил из негорючего ПВХ-пластиката, и защитным покрытием ББШв либо ББШнг (не поддерживают горение). Стоимостные характеристики КЛЭП-0,38 кВ использовать по существующим каталогам от заводоизготовителей.

Целью вычислений является определение минимума функции приведенных расчетных затрат от сечения проводников линии. Расчеты ведутся до тех пор, пока не определится точка минимума функции, т.е. если затраты для очередного стандартного сечения начинают

увеличиваться расчет можно прекращать. Если затраты уменьшаются для всего диапазона стандартных сечений, то в качестве оптимального принимается стандартное наибольшее сечение.

При выборе сечений кабелей для потребителей II категории по надежности электроснабжения, учитываем, что эти кабельные линии в аварийном режиме должны выдерживать всю нагрузку резервируемых потребителей, с учетом допустимой кратковременной перегрузки в 30%, согласно ПУЭ. Окончательно принимают сечение, имеющее минимальные приведенные затраты.

Выбор сечения КЛ-10 кВ производится таким же образом, как и в методе для кабелей 0,38 кВ. Марку кабеля 10 кВ рекомендуется выбирать с изоляцией из сшитого полиэтилена в броне, на напряжение 10 кВ, с прокладкой в земле.

Предлагаемые кабели в СПЭ-изоляции обладают рядом преимуществ:

- 1) меньшие расходы на реконструкцию и содержание кабельных линий;
- 2) низкие диэлектрические потери;
- 3) большая пропускная способность за счёт увеличения допустимой температуры нагрева жил: длительной (90 °С вместо 70 °С), при перегрузке (130 °С вместо 90 °С);
- 4) низкое влагопоглощение;
- 5) меньший вес, диаметр и радиус изгиба, что облегчает прокладку на сложных трассах;
- 6) более экологичный монтаж и эксплуатация (отсутствие свинца, масла, битума).

Распределительная сеть 10 кВ выполняется трехжильными кабельными линиями с алюминиевыми жилами, прокладываемыми в траншеях. Аналогично прокладываются и распределительные сети на напряжение 0,4 кВ.

Выбор сечений производим по следующим техническим условиям:

- по допустимому нагреву в нормальном режиме работы;
- по допустимому нагреву с учетом перегрузки на 30%.

Проверку сечений производим по следующим техническим условиям:

- по допустимой потере напряжения (для наиболее длинной и наиболее загруженной линии);
- по механической прочности;
- по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Проверка по условию термической стойкости к токам короткого замыкания производится после расчета токов короткого замыкания.

Расчетный ток в линии для нормального режима принимается из таблицы 2.12. Максимальный ток в аварийном режиме (для двухцепных линий) составляет два расчетных тока.

Например:

Для линии Л1 расчетный ток составляет $I_{p,л1}=151$ А. Следовательно максимальный ток составит $I_{p,max,л1}=302$ А. По допустимому току нагрева из справочной литературы [6] выбираем сечение кабеля $S = 150$ мм², с $I_{дон}= 275$ А, исходя из условия:

$$I_{дон} \geq I_{p,л}. \quad (2.90)$$

Если кабель линии проложен не один в траншее, поправочный коэффициент на допустимый ток кабеля определяется справочной литературы [6]. Если, например, в траншее лежит 2÷6 кабелей, поправочный коэффициент $K_n = 0,9$ допустимый ток кабеля пересчитываем по формуле:

$$I'_{дон} = I_{дон} \cdot K_n. \quad (2.91)$$

В случае отказа одной из цепи должно выполняться условие:

$$1,3 \cdot I'_{дон} \cdot 0,9 \geq I_{p,max}. \quad (2.92)$$

Допустимая длина кабельной линии, в конце которой потери составят 5%, определяется по формуле:

$$L_{дон} = L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{дон\%} \cdot \frac{I'_{дон}}{I_p}. \quad (2.93)$$

Для того, чтобы потери напряжения не выходили за рамки допустимых значений, должно выполняться следующее условие:

$$L_{дон} \geq L. \quad (2.94)$$

Аналогично рассчитываются сечение всех кабельных линий для вариантов 1 и 2. Результаты расчета сводятся в таблицу 2.13, 2.14.

Определение сечений линий распределительной сети для 1-го варианта

№ линии	Назначение	Количество цепей	Способ прокладки	Количество кабелей в траншее	Кп	Расчетные нагрузки		L, км	Допустимые нагрузки				S _{доп.нагр} , мм ²	S _{ал} , мм ²	S _{пр. min} , мм ²	Сечение и марка кабеля
						I _p , А	I _{p max} , А		I _{доп} , А	1,3·I _{доп} , А	После проверки					
											I _{доп} , А	1,3·I _{доп} , А				
При вводе на напряжение 220 кВ																
Л1	ГПП-РУ1	2	траншея	2	0,9	151	302	0,040	248	322	275	357,5	150	150	50	ААБ(3х150)
Л6			конструк.													
При вводе на напряжение 35 кВ																
Л1	ГПП-РУ1	2	траншея	2	0,9	151	302	0,040	247,5	321,75	275	357,5	150	150	50	ААБ(3х150)
Л6			конструк													

Таблица 2.14

Определение сечений линий распределительной сети для 2-го варианта

№ линии	Назначение	Количество цепей	Способ прокладки	Количество кабелей в траншее	Кп	Расчетные нагрузки		L, км	Допустимые нагрузки				S _{доп.нагр} , мм ²	S _{ал} , мм ²	S _{пр. min} , мм ²	Сечение и марка кабеля
						I _p , А	I _{p max} , А		I _{доп} , А	1,3·I _{доп} , А	После проверки					
											I _{доп} , А	1,3·I _{доп} , А				
При вводе на напряжение 220 кВ																
Л1	ГПП-РУ1	2	траншея	2	0,9	151	302	0,040	248	322	275	357,5	150	150	50	ААБ(3х150)
Л8																
При вводе на напряжение 35 кВ																
Л1	ГПП-РУ1	2	траншея	2	0,9	151	302	0,040	247,5	321,75	275	357,5	150	150	50	ААБ(3х150)
Л8																

2.10 Расчет токов коротких замыканий

2.10.1 Вариант 35/10 кВ.

Расчет токов КЗ производится для выбора и проверки электрических аппаратов, токоведущих частей по условиям короткого замыкания с целью обеспечения надежности системы электроснабжения.

Рассчитываем короткое замыкание на шинах ГПП (точка К₂). Принципиальная схема представлена на рисунке 2.9.

Задаемся следующими базисными условиями: $S_{\theta} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $U_{cp.cm1} = 37 \text{ кВ}$, $U_{cp.cm2} = 10,5 \text{ кВ}$.

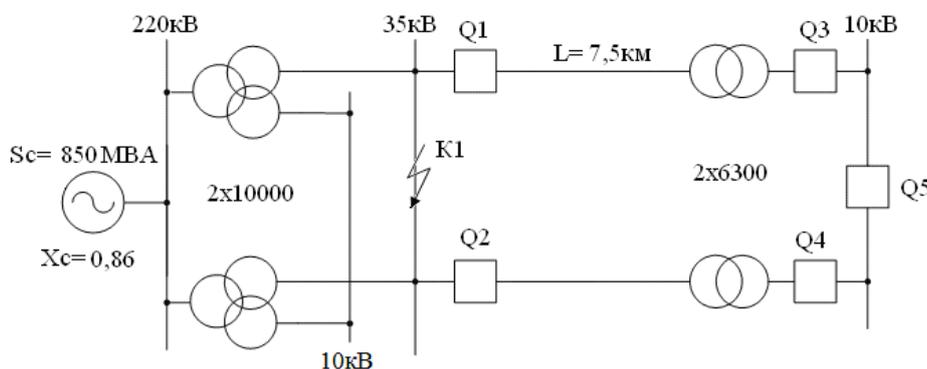


Рисунок 2.9 – Расчетная схема

Эквивалентная схема замещения представлена на рисунке 2.10.

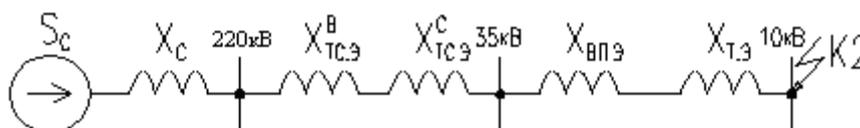


Рисунок 2.10 – Эквивалентная схема замещения

Базисные токи определяются по формулам:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.cm2}}; \quad (2.95)$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.cm2}}. \quad (2.96)$$

Считаем, что система является источником бесконечной мощности, и напряжение на ее шинах при коротком замыкании не снижается и ЭДС принимается равной единице.

Реактивное сопротивление системы в относительных базисных единицах уже определено ранее (2.4.3) и равняется x_c^* .

Далее для удобства обозначения символ «*» не используется.

Сопротивление обмотки высшего и среднего напряжения трансформатора системы определяем по формуле:

$$x_{mc}^e = \frac{(U_{\kappa}^{6H} + U_{\kappa}^{6C} - U_{\kappa}^{CH}) \cdot S_{\delta}}{200 \cdot S_{m.ном}}. \quad (2.97)$$

Активное сопротивление трансформатора системы определяется по формуле:

$$r_{m.i} = \frac{x_{m.i}}{\left(\frac{x_m}{R_m} \right)_{cp}}. \quad (2.98)$$

Реактивное сопротивление воздушной линии напряжением 35 кВ определяется по формуле:

$$x_l = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.cm1}^2}. \quad (2.99)$$

Активное сопротивление воздушной линии определяется по формуле:

$$r_l = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp.cm1}^2}. \quad (2.99)$$

Суммарное реактивное сопротивление первой цепи (смотрим верхнюю цепь на расчетной схеме) определяется по формуле:

$$x_{\Sigma 1} = x_{mc}^e + x_{mc}^c + \frac{x_l}{2}. \quad (2.100)$$

При параллельном режиме работе трансформаторов эквивалентное реактивное сопротивление цепи до точки К2 определяется по формуле:

$$x_{\text{эКВ}} = \frac{x_{\Sigma 1}}{2} + x_c. \quad (2.101)$$

Суммарное активное сопротивление до точки К2 определяется аналогично по формуле, Ом:

$$r_{\Sigma 1} = r_{mc}^e + r_l + r_m. \quad (2.102)$$

Эквивалентное активное сопротивление до точки К2 будет в два раза меньше суммарного (2.102):

$$r_{\text{эКВ}} = \frac{r_{\Sigma 1}}{2}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания I_{n0} , кА, определяется по формуле:

$$I_{n0} = \frac{I_{\delta}}{x_{\text{эКВ}}}. \quad (2.103)$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока определяется по формуле:

$$T_a = \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{\omega \cdot r_{\text{ЭКВ}}}. \quad (2.104)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} \right). \quad (2.105)$$

Тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 \cdot (t_{омк} + T_a). \quad (2.106)$$

Минимальное сечение, термически стойкое к току короткого замыкания определяется по формуле:

$$S_{my \min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}. \quad (2.107)$$

где C - функция, значения которой принимаем из справочной литературы [5]. Например: для кабеля с медными жилами и бумажной изоляцией при напряжении 35 кВ принимаем $C=140 \text{ A} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$.

Расчет токов короткого замыкания для варианта напряжения 220/10 кВ аналогичен, отличие состоит лишь в том, что сопротивление трансформатора системы не включаем для варианта с напряжением 220 кВ, так как питание идет непосредственно от шин системы, так же учитываем сопротивление понижающего трансформатора. Результаты расчета сводим в таблицу 2.15.

Таблица 2.15

Расчет токов короткого замыкания

Вариант напряжений, кВ	Точка КЗ	I_{n0} , кА	i_{y0} , кА	B_{κ} , $\text{A}^2 \cdot \text{с} \cdot 10^6$	$S_{my.min}$, мм^2
220/10 кВ	К ₂ -ВЛ	6,06	16,4	11,4	36
35/10 кВ	К ₂ -ВЛ	7,37	19,3	14,3	40

Например:

Из таблицы 2.15 видно, что при варианте с напряжением 220 кВ токи КЗ больше, чем в других вариантах. Использование данного варианта вызовет удорожание схемы внутреннего электроснабжения. Это связано с увеличением сечений кабельных линий ввиду больших значений токов КЗ и, как следствие, минимального термически стойкого сечения.

2.10.2 Проверка линий на термическую стойкость к токам коротких замыканий

Для того чтобы линия была термически стойка к токам коротких замыканий, должно выполняться условие:

$$S_{my \min} \leq S_{расч}. \quad (2.108)$$

Результат выбора и проверки кабельных линий для первого варианта сводятся в таблицу 2.13, а для второго – в таблицу 2.14.

Выбор выключателей отходящих линий производится в подразделе 2.8.3 по формулам (2.44-2.46). Результат заносится в таблицу 2.16.

Таблица 2.16

Выбор выключателей отходящих линий

Место установки	Количество	I_p , А	I_{n0} , кА	i_{y0} , кА	Тип выключателя
Вариант 1					
При вводе на напряжение 220 кВ					
ГПП	10	151	6,06	16,4	ВМПП-10-630-20У2
При вводе на напряжение 35 кВ					
ГПП	10	151	7,37	19,3	ВМПП-10-630-20У2
Вариант 2					
При вводе на напряжение 220 кВ					
ГПП	10	151	6,06	16,4	ВМПП-10-630-20У2
При вводе на напряжение 10 кВ					
ГПП	10	151	7,37	19,3	ВМПП-10-630-20У2

2.11 Технико-экономический анализ схемы внутреннего электроснабжения

2.11.1 Определение капитальных затрат и расхода цветного металла

Расчет производится аналогично внешнему электроснабжению по формулам (2.49-2.60). Результаты для первого варианта сводим в таблицу 2.17, а для второго – в таблицу 2.18.

2.11.2 Определение эксплуатационных расходов и потерь электроэнергии в распределительной сети

Определение эксплуатационных расходов и потерь электроэнергии в распределительной сети производится аналогично питающей сети по формулам (2.61-2.65). Результаты для первого варианта сводим в таблицу 2.19, а для второго – в таблицу 2.20.

2.11.3 Определение эксплуатационных расходов и потерь электроэнергии в трансформаторах

Определение эксплуатационных расходов и потерь электроэнергии в трансформаторах производится аналогично трансформатору ГПП по формулам (2.66-2.77). Результаты сводим в таблицу 2.21.

Таблица 2.17

Определение капитальных затрат и расхода цветного металла для 1-го варианта

№ линии	Назначение линии	Кабельные линии распределительной сети						Выключатели				Трансформаторы			
		Марка и сечение кабеля	<i>l</i> , км	<i>g</i> , т/км	<i>G</i> , т	<i>C_к</i> , тыс.руб км	<i>K_{кл}</i> , тыс. руб	Тип	Кол-во	<i>C_в</i> , тыс.руб, шт	<i>K_в</i> , тыс. руб	Тип	<i>n</i> х <i>S_{тн}</i>	<i>C_{тп}</i> , тыс.руб шт	<i>K_т</i> , тыс. руб
Вариант 1															
Воздушная линия 220 кВ															
Л1	ГПП-РУ1	ААБ(3х150)	0,144	1,2	0,691	4	1	ВМПП-10-630-20У2	10	2,34	23,4	ТМ	2х630	4	4
Л6															
Всего					1,530		4		10		23,4				17
Воздушная линия 35 кВ															
Л1	ГПП-РУ1	ААБ(3х150)	0,144	1,2	0,691	4	1	ВМПП-10-630-20У2	10	2,34	23	ТМ	2х630	4	4
Л6															
Всего					1,390		4		10		23				17

Таблица 2.18

Определение капитальных затрат и расхода цветного металла для 2-го варианта

№ линии	Назначение линии	Кабельные линии распределительной сети						Выключатели				Трансформаторы			
		Марка и сечение кабеля	<i>l</i> , км	<i>g</i> , т/км	<i>G</i> , т	<i>C_к</i> , тыс.руб км	<i>K_{кл}</i> , тыс. руб	Тип	Кол-во	<i>C_в</i> , тыс.руб, шт	<i>K_в</i> , тыс. руб	Тип	<i>n</i> х <i>S_{тн}</i>	<i>C_{тп}</i> , тыс.руб шт	<i>K_т</i> , тыс. руб
Вариант 1															
Воздушная линия 220 кВ															
Л1	ГПП-РУ1	ААБ(3х150)	0,144	1,2	0,691	4	1	ВМПП-10-630-20У2	10	2,34	23,4	ТМ	2х630	4	4
Л8															
Всего					1,530		4		10		23,4				17
Воздушная линия 35 кВ															
Л1	ГПП-РУ1	ААБ(3х150)	0,144	1,2	0,691	4	1	ВМПП-10-630-20У2	10	2,34	23	ТМ	2х630	4	4
Л8															
Всего					1,390		4		10		23				17

Таблица 2.19

Определение эксплуатационных расходов и потерь электроэнергии в распределительной сети для 1-го варианта

Номер линии	Кабельные линии												Выключатели			
	K_3	K_3^2	L , км	C_0 , руб кВтч	τ , ч	$\varphi_{кл}$, %	Марка сечение	$\Delta P_{доп}$, кВт/км	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta \mathcal{E}_{л}$, тыс кВтч	$C_{пл}$, тыс руб	$C_{ал}$, тыс руб	$K_{л}$, тыс руб	$K_{в}$, тыс руб	$\varphi_{в}$, %	$C_{ав}$, тыс руб
Воздушная линия 220 кВ																
Л1	0,16	0,027	0,144	8,15	2886	4	ААБ(3x150)	56	0,429	1,24	10,1	0,1	1,3	23	4,4	1
Л6																
Итого			0,602							55,76	454,4	0,2	4,3	23		1
Воздушная линия 35 кВ																
Л1	0,16	0,027	0,144	8,15	2886	4	ААБ(3x150)	56	0,429	1,24	10,1	0,05	1,33	23	4,4	1
Л6																
Итого			0,602							62,60	510,2	0,2	4,1	23		1

Таблица 2.20

Определение эксплуатационных расходов и потерь электроэнергии в распределительной сети для 2-го варианта

Номер линии	Кабельные линии												Выключатели			
	K_3	K_3^2	L , км	C_0 , руб кВтч	τ , ч	$\varphi_{кл}$, %	Марка сечение	$\Delta P_{доп}$, кВт/км	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta \mathcal{E}_{л}$, тыс кВтч	$C_{пл}$, тыс руб	$C_{ал}$, тыс руб	$K_{л}$, тыс руб	$K_{в}$, тыс руб	$\varphi_{в}$, %	$C_{ав}$, тыс руб
Воздушная линия 220 кВ																
Л1	0,16	0,027	0,144	8,15	2886	4	ААБ(3x150)	56	0,429	1,24	10,1	0,1	1,3	23	4,4	1
Л8																
Итого			0,602							55,76	454,4	0,2	4,3	23		1
Воздушная линия 35 кВ																
Л1	0,16	0,027	0,144	8,15	2886	4	ААБ(3x150)	56	0,429	1,24	10,1	0,05	1,33	23	4,4	1
Л8																
Итого			0,602							62,60	510,2	0,2	4,1	23		1

Таблица 2.21

Определение эксплуатационных расходов и потерь электроэнергии в трансформаторах

№ ТП	$n \times S_{TH}$	Исходные данные на один трансформатор							Расчетные данные на ТП								
		$I_{xx}, \%$	$U_{кз}, \%$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	K_{un}	$C_0, \text{тыс. руб.}$	$\tau, \text{ч}$	K_3	K_3^2	$\Delta P'_{xx}, \text{кВт}$	$\Delta P'_{кз}, \text{кВт}$	$\Delta \mathcal{E}_m, \text{тыс. кВт}\cdot\text{ч}$	$C_{nm}, \text{тыс. руб.}$	$K_m, \text{тыс. руб.}$	$\varphi_m, \%$	$C_{am}, \text{тыс. руб.}$
Вариант 1																	
ТП1	2x630	5,5	2	7,3	12,20	0,07	5,40	2886	0,65	0,42	3,1	11,2	80,3	433,5	1470	4,40	0,20
ТП5	2x400	2,10	4,50	1,05	5,50				0,59	0,34	2,52	8,65	53,52	444,21	2,16		0,10
Всего															300,10		2490,81
Вариант 2																	
ТП1	2x630	2,00	5,50	1,56	7,60	0,07	8,30	1574,84	0,81	0,65	3,80	13,76	94,92	787,80	3,20	4,40	0,14
ТП7	2x250	2,30	4,50	0,82	3,70				0,27	0,07	3,40	8,74	61,51	510,55	3,20		0,14
Всего															512,64		4254,88

2.12 Сравнение и окончательный выбор варианта электроснабжения предприятия

Пример схема электроснабжения завода приведена на рисунке 2.11 и 2.12.

Суммарные капитальные вложения в систему внутреннего электроснабжения определяются по формуле:

$$K_{\text{внутр.}} = K_{\text{л}} + K_{\text{в}} + K_{\text{т}}. \quad (2.109)$$

Суммарные эксплуатационные расходы на систему внутреннего электроснабжения предприятия определяются по формуле:

$$C_{\Sigma \text{ внутр.}} = C_{\Sigma \text{ Л}} + C_{\Sigma \text{ Т}} + C_{\text{ав}}. \quad (2.110)$$

Суммарные затраты на схему внутреннего электроснабжения определяются по формуле:

$$Z_{\text{внутр.}} = 0,125 \cdot K_{\text{внутр.}} + C_{\Sigma \text{ внутр.}}. \quad (2.111)$$

Суммарные затраты на схему внутреннего электроснабжения сводятся в таблицу 2.22.

Таблица 2.22

Итоги сравнения внешнего и внутреннего электроснабжения

Вариант	Эконом. показатели			Технич. показатели	
	K	C_{Σ}	Z	$\Delta \mathcal{E}$	G
	тыс.руб	тыс. руб /год		тыс.кВтч	тонны
Внешнее электроснабжение					
Вариант 1. $U_{\text{ном}}=220$ кВ					
Линии	126788	3867	19716	4	44,87
ГПП	66164	8085	16356	958	-
Всего	192952	11953	36072	962	44,87
Вариант 2. $U_{\text{ном}}=35$ кВ					
Линии	51436	2693	9123	205	27,77
ГПП	26292	4244	7530	572	-
Всего	77728	6937	16653	777	27,77
Внутреннее электроснабжение					
Вариант №1					
$U_{\text{ном}}=220$ кВ					
КЛ	416	67	119	9	0,43
Выключатели	8190	360	1384		
ТП	6115	2491	3256	412	
Всего	14720	2918	4758	421	0,43
$U_{\text{ном}}=35$ кВ					
КЛ	404	67	118	10	0,39
Выключатели	8190	360	1384		
ТП	6115	2491	3256	412	
Всего	14708	2919	4758	421	0,39
Вариант №2					
$U_{\text{ном}}=220$ кВ					
КЛ	446	71	126	10	0,43
Выключатели	8190	360	1384		
ЦТП	6115	3308	4072	563	
Всего	14750	3739	5582	573	0,43
$U_{\text{ном}}=35$ кВ					
КЛ	431	71	125	10	0,38
Выключатели	8190	360	1384		
ЦТП	6115	3308	4072	563	
Всего	14736	3740	5582	573	0,38

Необходимо сравнить полученные итоги, заполнить таблицу 2.23.

Итоги вариантов систем электроснабжения

Вариант электроснабжения	внутреннего		Первый		Второй	
	Напряжение		220 кВ	35 кВ	220 кВ	35 кВ
Внешнее электроснабжение	Способ подведения ЭЭ		Воздушная линия	Воздушная линия	Воздушная линия	Воздушная линия
	K	тыс.руб	207672	92436	207702	92464
Эконом. показатели	C_{Σ}	тыс. руб/год	14871	9856	15691	10677
	Z	тыс. руб/год	40830	21411	41654	22235
	ΔE	тыс.кВтч	1383	1198	1535	1349
Технические показатели	G	тонны	45,29	28,15	45,29	28,14

Сравнивая варианты внутриводского электроснабжения, необходимо сделать выводы о экономической целесообразности выбрать варианта с напряжением внешнего электроснабжения при передаче электроэнергии из внешнего электроснабжения по ЛЭП.

Например:

Так как у 1-го варианта меньше годовые затраты, из этого следует, что целесообразно применить вариант №1, так как он в целом дешевле остальных вариантов.

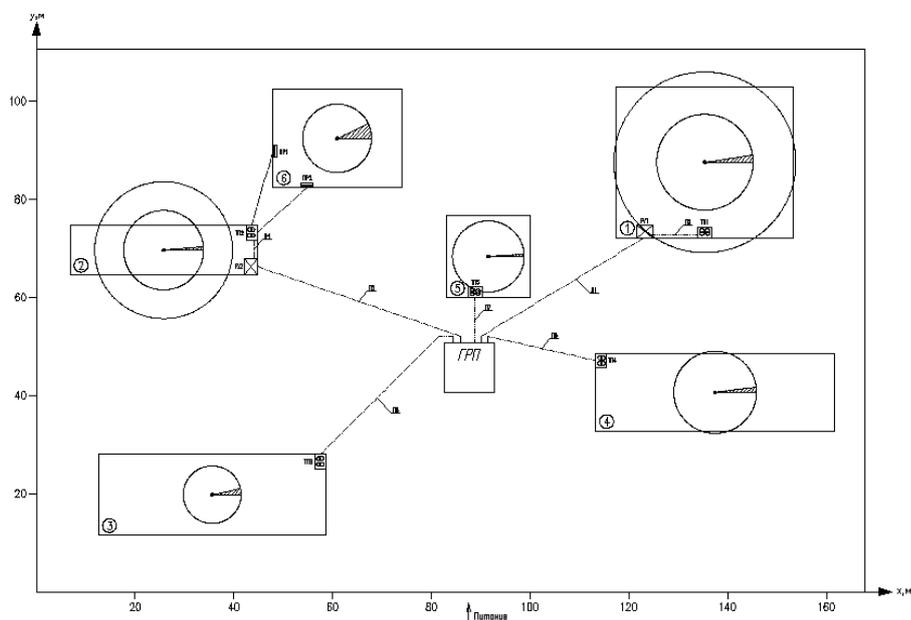


Рисунок 2.11 – Схема электроснабжения. Вариант 1

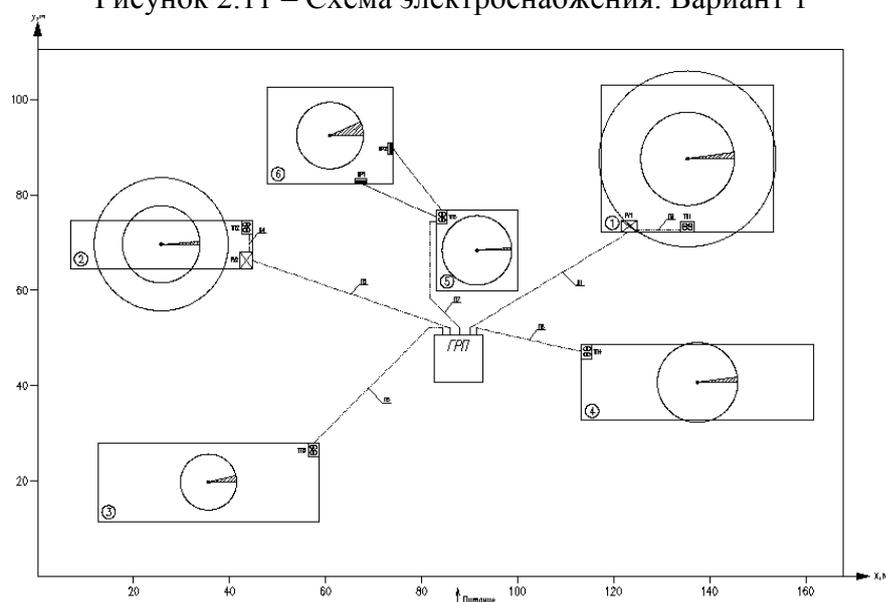


Рисунок 4.12 – Схема электроснабжения. Вариант 2

2.13 Выбор и проверка электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей

Цель выбора – обеспечить электроустановки надёжным в работе, безопасным в обслуживании и экономичным в монтаже и эксплуатации оборудованием. Для этого выбранные аппараты, изоляторы, шины и кабели должны:

- соответствовать условиям окружающей среды или роду установки (на открытом воздухе, в производственном помещении обычного типа, во взрывоопасном помещении, при определённой температуре и т.д.);

- иметь такие номинальные параметры (ток, напряжение, мощность и т.д.) или размеры, чтобы удовлетворять условиям работы как в нормальном, так и в аварийном режимах работы;

- отвечать требованиям технико-экономической целесообразности.

Все элементы распределительного устройства проектируемого ГРП (ГПП) предприятия должны надёжно работать в условиях длительных нормальных режимов, а также обладать термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительным рабочим и аварийным кратковременным режимам, возникающих в эксплуатации. Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязнённость воздуха, окружающую температуру и т.д.), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения повышенной надёжности [2,3].

Выбираем выключатели, трансформаторы тока и напряжения, установленные в КРУ 10 кВ, сборные шины и шинные изоляторы ЗРУ, предохранители.

Электрические аппараты должны удовлетворять следующим требованиям: Изоляция аппаратов соответствует номинальному напряжению установки [1, 2,7-11]:

$$U_n \geq U_{н.уст} \quad (2.112)$$

Рабочий ток присоединения в максимальном режиме не превышает номинальный ток аппарата [1, 2,7-11]:

$$I_{ном} \geq I_{max.p} \quad (2.113)$$

Аппарат противостоит электродинамическому действию тока к.з. [1, 2,711]:

$$i_{дин.н} \geq i_y \quad (2.115)$$

где i_y – ударный ток к.з. в цепи, где установлен аппарат, кА;

$i_{дин.н}$ – номинальные амплитуда и наибольшее действующее значение тока электродинамической стойкости, кА.

При коротких замыканиях температура токоведущих частей не превышает предельно допустимые значения [1, 2,7-11]:

$$B_{к.н} \geq B_{к.р} \quad (2.116)$$

где $B_{к.р}$ – расчетный тепловой импульс, кА²·с;

$B_{к.н}$ – номинальный тепловой импульс, кА²·с.

Расчетный тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_{к.р} = I_{нт}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.117)$$

где $t_{откл}$ – время отключения, с.

2.13.1 Выбор выключателей

Проверяются, предварительно выбранные.

Выбор выключателей по номинальному напряжению сводится к сравнению номинального напряжения установки и номинального напряжения выключателя:

$$U_n \geq U_{н.уст}, \quad (2.118)$$

Выбор выключателей по номинальному току сводится к выбору выключателей, у которого номинальный ток является ближайшим большим к расчетному максимальному рабочему току:

$$I_{ном} \geq I_{max.p}, \quad (2.119)$$

Проверка выключателей на отключающую способность включает в себя проверку на симметричный ток отключения и на возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ.

Проверка на симметричный ток отключения проводится в соответствии с условием:

$$I_{н.откл} \geq I_{нт}, \quad (2.120)$$

где $I_{н.откл}$ - номинальный ток отключения выключателя.

Проверка возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ по условию:

$$\sqrt{2} \cdot I_{н.откл} (1 + \beta_H) \geq (\sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{a\tau}), \quad (2.121)$$

где β_H - нормированная относительное значение содержания периодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{a\tau}$ - аperiodическая составляющая тока КЗ, кА.

Расчетный ассиметричный ток отключения составит по формуле:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (2.122)$$

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов находим по формуле:

$$\tau = t_{рз.min} + t_{c.в}, \quad (2.123)$$

где $t_{рз.min}$ - минимальное время действия релейной защиты, ($t_{рз.min}=0,01$ с);

$t_{c.в}$ - собственное время отключения выключателя, с [13].

Проверяется условие электродинамической стойкости (2.115):

Проверка на термическую стойкость выключателя проводится по тепловому импульсу (B_k) тока КЗ (2.116).

Расчетный тепловой импульс определяется по формуле (2.117).

Время отключения определяется по формуле:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{откл}, \text{ с}, \quad (2.124)$$

где $t_{рз}$ - время действия релейной защиты, $t_{рз}=0,5$ с;

$t_{откл.в}$ - полное время отключения выключателя, с [1].

Номинальный тепловой импульс выключателя определяется по формуле:

$$B_{к.н} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.125)$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости, кА;

$t_{терм}$ - допустимое время его действия, с.

Расчетные параметры, номинальные данные выключателей, условия выбора и проверки выключателей приведены в таблице 2.24., 2.25.

Таблица 2.24

Выбор и проверка выключателей

Тип выключателя	Формула для проверки	Номинальные данные	Расчетные данные
ВМП-10-1000-20У2	$U_n \geq U_{н.уст}$	$U_n = 10$ кВ	$U_{н.уст} = 10$ кВ
	$I_{ном} \geq I_{max.p}$	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{max.p} = 550$ А
	$I_{н.откл} \geq I_{н\tau}$	$I_{н.откл} = 20$ кА	$I_{н\tau} = 7,4$ кА
	$(\sqrt{2} \cdot I_{н\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.откл} (1 + \beta_H)$	33,9 кА	12,6 кА
	$i_{дин.н} \geq i_y$	$i_{дин.н} = 52$ кА	$i_y = 19,3$ кА
	$B_{к.н} \geq B_{к.p}$	$B_{к.н} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.p} = 37,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор выключателей на отходящих линиях выполнен в таблице 2.25.

Например: Принимаем к установке выключатель типа ВМП-10-630-20У2 [2].

Таблица 2.25

Выбор и проверка выключателей нагрузки

Тип выключателя	Формула для проверки	Номинальные данные	Расчетные данные
ВМП-10-630-20У2	$U_n \geq U_{н.уст}$	$U_n = 10$ кВ	$U_{н.уст} = 10$ кВ
	$I_{ном} \geq I_{max.p}$	$I_{ном} = 630$ А	$I_{max.p} = 302$ А

	$I_{н.откл} \geq I_{н\tau}$	$I_{н.откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н\tau} = 7,4 \text{ кА}$
	$(\sqrt{2} \cdot I_{П\tau} + i_{А\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{н.откл} (1 + \beta_H)$	32,8 кА	12,6 кА
	$i_{дин.н} \geq i_y$	$i_{дин.н} = 52 \text{ кА}$	$i_y = 19,3 \text{ кА}$
	$B_{к.н} \geq B_{к.р}$	$B_{к.н} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.р} = 20,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.13.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится по тем же условиям, что и выключатели, кроме проверки на отключающую способность.

Условия выбора и проверки разъединителей сведены в таблицы 2.26 – 2.27.

Таблица 2.26

Выбор разъединителей на напряжение 35 кВ

Формулы для выбора и проверки	Номинальные параметры	Расчетные параметры
РДЗ-35/1000У1		
$U_n \geq U_{н.уст}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_{н.уст} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max.p}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max.p} = 159 \text{ А}$
$i_{дин.н} \geq i_y$	$i_{дин.н} = 63 \text{ кА}$	$i_y = 5,7 \text{ кА}$
$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_{к.н}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_{к.н} = 252 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.р} = 2,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 2.27

Выбор разъединителей на напряжение 10 кВ

Формулы для выбора и проверки	Номинальные параметры	Расчетные параметры
РВФ-10/1000У1		
$U_n \geq U_{н.уст}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max.p}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max.p} = 550 \text{ А}$
$i_{дин.н} \geq i_y$	$i_{дин.н} = 100 \text{ кА}$	$i_y = 19,3 \text{ кА}$
$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_{к.н}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_{к.н} = 402 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.р} = 37,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.13.3 Выбор предохранителей

Выбор предохранителей линии производится по номинальному напряжению, номинальному длительному току и току отключения.

Выбор предохранителей линии выполнен в таблице 2.28.

Например: Тип предохранителя ПКТ104-10-160-20У3 [2].

Таблица 2.28

Выбор предохранителей

Условия проверки	Номинальные параметры	Расчетные параметры
$U_n \geq U_{н.уст}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max.p}$	$I_{ном} = 160 \text{ А}$	$I_{max.p} = 151 \text{ А}$
$I_{откл} \geq I_{но}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,4 \text{ кА}$

2.13.4 Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Выбор трансформаторов тока заключается в выборе типа, сопоставлении ожидаемой и номинальной нагрузки, а также проверки на термическую и электродинамическую стойкость к токам КЗ.

Тип трансформатора тока определяется номинальным напряжением установки ($U_{н.уст.}$), расчётным максимальным рабочим током присоединения ($I_{max.p.}$), требованием в отношении точности измерения и родом установки.

Например:

Предлагаем установить трансформатор тока типа ТЛМ10-У3 с литой изоляцией, предназначен для КРУ с номинальным первичным током до 600 А, выполненный в виде опорной конструкции и имеет повышенную стойкость к токам КЗ. Исполнение сердечника выполнено в классе 0,5Р (0,5 – для подключения измерительных приборов; Р – для релейной защиты).

Расчётная вторичная нагрузка (полное сопротивление внешней цепи) трансформатора тока определяется из выражения:

$$Z_{2н} = \sum Z_{приб} + Z_{пр} + Z_{к}, \quad (2.126)$$

где $\sum Z_{приб}$ - сумма сопротивлений, последовательно включённых обмоток приборов, Ом;

$Z_{пр}$ - сопротивление соединительных проводов, Ом;

$Z_{к}$ - суммарное сопротивление контактов, равное 0,05 Ом, при числе приборов больше трёх.

Распределение нагрузки между фазами трансформаторов тока представлено в таблице 2.29.

Таблица 2.29

Распределение нагрузки между фазами трансформаторов тока

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фазы, В·А	
		А	С
Амперметр	Э-350	0,5	-
Счетчик активной энергии	САЗУ-И672М	2,5	2,5
Счетчик реактивной энергии	САЗУ-И673М	2,5	2,5
Всего		5,5	5

Необходимая вторичная нагрузка трансформатора тока, например, соответствующая классу точности 0,5 при $Z_{2н}$ равной 0,8 Ом. Исходя из допустимой величины $Z_{2н}$, определяется необходимое расчётное сечение соединительных проводов $S_{пр}$, мм² по выражению:

$$S_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{Z_{пр}}. \quad (2.127)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода, для алюминиевых жил составляет 0,0283 Ом·мм²/м; $l_{расч}$ - расчётная длина проводов, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, принимаем равным 6,9 м; $Z_{пр}$ - наибольшее допустимое сопротивление соединительных проводов, Ом.

Из выражения (5.3) $Z_{пр}$ можно определить по следующему выражению

$$Z_{пр} = Z_{2н} - \sum Z_{приб} - Z_{к} = 0,8 - 0,22 - 0,05 = 0,53 \text{ Ом}. \quad (2.128)$$

Минимально-допустимое по механической сечение равняется 4 мм².

Условие выбора, расчётные данные и номинальные параметры трансформаторов тока сводятся в таблице 2.30.

Таблица 2.30

Выбор и проверка трансформаторов тока

Проверяемая величина	Номинальные параметры	Тип	Расчётные параметры	Формулы проверки
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	ТЛМ10-У3	$U_{н.расч} = 10$ кВ	$U_{н} \geq U_{н.уст}$
Максимальный расчётный ток, А	$I_{ном} = 600$ А		$I_{max.p} = 550$ А	$I_{ном} \geq I_{max.p}$
Класс точности	0,5/Р		0,5/Р	Соотв. ПУЭ
Номинальная вторичная нагрузка, Ом	$Z_{2н} = 0,8$		$Z_{2р} = 0,355$	$Z_{2н} \geq Z_{2р}$
Кратность тока эл. динамической стойкости	$i_{дин.н} = 100$ кА		$i_y = 19,3$ кА	$i_{дин.н} \geq i_y$

Кратность односекундной термической стойкости, $\kappa A^2 \cdot c$	$B_{к.н} = 1587 \kappa A^2 \cdot c$		$B_{к.р} = 37,1 \kappa A^2 \cdot c$	$B_{к.н} \geq B_{к.р}$
--	-------------------------------------	--	-------------------------------------	------------------------

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному первичному напряжению и классу точности при данной вторичной нагрузке. Соответствие классу точности проверяется путём сопоставления номинальной нагрузки вторичной цепи с фактической нагрузкой подключённых приборов.

Вторичную нагрузку рассчитывается на весь трансформатор напряжения в целом, без деления по фазам, но с отдельным определением активной и реактивной составляющей и полной мощности.

Для подключения счётчиков необходимы трансформаторы напряжения класса точности 0,5. Схемы соединения обмоток трансформатора напряжения и катушек приборов различны, поэтому проверяется трансформатор напряжения на точность измерения приближённо, уравнивая суммарную трёхфазную нагрузку от всех измерительных приборов с трёхфазной номинальной мощностью трансформатора напряжения в классе точности 0,5.

К трансформатору напряжения одной секции шин ЗРУ присоединены измерительные приборы сборных шин: вольтметры контроля изоляции, измерительные приборы, установленные на вторичном напряжении трансформаторов связи с энергосистемой.

Например:

Предполагаем установку трансформатора напряжения типа НОМ-10-66У3 [2]

Суммарная мощность, потребляемая приборами, представлена в таблице 2.31, а выбор и проверка трансформаторов напряжения представлена в таблице 2.32.

Таблица 2.31

Нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип прибора	Мощность 1-ой катушки, В·А	Число катушек, n	Число приборов, m	$\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$	Потребляемая мощность		
						P , Вт	Q , ВАр	S , В·А
Вольтметр	Э-350	2	1	2	-	4	0	-
Счетчик активной энергии	САЗУ-И672М	2	2	10	0,38/2,43	40	97,4	-
Счетчик реактивной энергии	САЗУ-И673М	2	2	1	0,38/2,43	4	9,74	-
Всего						48	107,1	117,4

Таблица 2.32

Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Проверяемая величина	Номинальные параметры	Тип	Расчётные параметры	Формулы проверки
Номинальное напряжение, кВ	$U_n = 10$	НОМ-10-66У3	$U_{н.уст} = 10$	$U_n \geq U_{н.уст}$
Класс точности	0,5		0,5	Соответствует ПУЭ
Номинальная мощность, В·А	$S_{2н} = 225$		$S_{2р} = 117,4$	$S_{2н} \geq S_{2р}$

Например:

Принимаем к установке один трёхфазный двухобмоточный трансформатор напряжения типа НОМ-10-66У3 с соединением обмоток Y_0/Y_0 , с номинальной мощностью в классе точности 0,5, равной 75 В·А, но так как соединяем в звезду, то суммарная мощность составляет 225 В·А.

2.13.5 Шины ЗРУ

Выбор и проверка шин ЗРУ производится по максимальному расчётному току ($I_{рmax}$), А, термической стойкости ($S_{м.уст}$), допустимому напряжению в шине на изгиб ($\sigma_{дон}$) с учётом появления механического резонанса.

Длительно допустимый ток для шин $I_{дон}$, А определяется из выражения:

$$I_{дон} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I'_{дон}, \quad (2.129)$$

где $I'_{дон}$ – длительно допустимый ток для одной полосы, при температуре шины 70°C , температуре воздуха в ЗРУ 25°C и расположении шин вертикально, определяем по [2];

K_1 – поправочный коэффициент при расположении шин горизонтально, [2];

K_2 – коэффициент длительно допустимого тока для многополосных шин, [2];

K_3 – поправочный коэффициент при температуре воздуха, отличающейся от 25°C , [2].

Например:

Выбираем прямоугольные алюминиевые шины сечением 50×6 мм расположенные горизонтально с длительно допустимым током $I'_{дон} = 740$ А.

Минимально допустимое сечение шин по термической стойкости к токам КЗ определяем из выражения:

$$S_{my \min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}. \quad (2.130)$$

Расчётное напряжение в шине на изгиб $\sigma_{расч.}$, МПа определяется по выражению:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (2.131)$$

где f – сила взаимодействия между шинами разных фаз, Нм;

l – расстояние между опорными изоляторами, принимаем равным 70 см;

W – момент сопротивления шины относительно перпендикулярному действию усилия, см^3 .

Силу взаимодействия между шинами разных фаз f , Нм можно определить из следующего выражения:

$$F_p = 1,76 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l, \quad (2.132)$$

где i_y – амплитудное значение ударного тока КЗ, кА (2.10.1);

a – расстояние между осями фазных шин, принимаем 0,25 м.

Момент сопротивления шины относительно перпендикулярному действию усилия W , см^3 определяется по выражению:

$$W = 0,17bh^2, \quad (2.133)$$

где b – ширина полосы шины, см;

h – высота полосы шин, см.

Расчетная частота собственных колебаний для алюминиевых шин $f_{с.расч.}$, Гц определяется по выражению:

$$f_{с.расч} = \frac{5,02 \cdot 10^2 \cdot b}{h^2} \quad (2.134)$$

Критическая частота собственных колебаний ($f_{с.расч.}$) представлена в условии:

$$45 \leq f_{с.расч} \leq 55 \text{ Гц};$$

$$90 \leq f_{с.расч} \leq 110 \text{ Гц}. \quad (2.135)$$

Выбор и проверка шин ЗРУ представлены в таблице 2.33.

Таблица 2.33

Выбор и проверка шин и шинных изоляторов ЗРУ

Проверяемая величина	Ном. данные	Марка и сеч. шин, изол.	Расчётные параметры	Формулы для проверки
Шины ЗРУ		АД-31Т-1		
Максимально допустимый расчётный ток, А	703	50x6	550	$I_{дон} \geq I_{pmax}$
Сечение шины (проверка по термич. стойкости), мм^2	300		40	$S_{дон} \geq S_{my}$
Допустимое напряжение в шине на изгиб, МПа	75		4	$\sigma_{дон} \geq \sigma_{расч}$
Частота собственных колебаний	45-55		61,5	$f_{с.кр1} \neq f_{с.расч}$
	90-110			$f_{с.кр2} \neq f_{с.расч}$
Шинные изоляторы ЗРУ		И4-80 УХЛЗ		

Ном. напряжение, кВ	10		10	$U_{ном} \geq U_{н.уст}$
Доп. усилие на головку изолятора, Н	2400		224	$F_{доп} \geq F_{расч}$

2.13.6 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции

Состав потребителей собственных нужд (с.н.) электрических подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханика, система охлаждения трансформаторов и СК, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной. Кроме того, сюда входят устройства обогрева выключателей, шкафов КРУН, приводов отделителей и короткозамыкателей; при постоянном оперативном токе – зарядный и подзарядный агрегаты.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам с. н. с учётом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

Суммарная полная мощность нагрузки собственных нужд определяется по формуле

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.136)$$

Например:

Выбираем к установке два трансформатора ТМ-40/10 мощностью по 40 кВА.

Таблица 2.34

Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВАр
	ед.	всего				
Освещение ЗРУ		30	1	0	30	0,00
Подогрев 24 ячеек КРУ	1	24	1	0	24	0,00
Электродвигатели насосов пожаротушения		15	0,8	0,75	15	11,25
Прочее		100	0,7	1,02	100	102,02
Итого						

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Электрооборудование и автоматизация / Сост.: Т. В. Анчарова, В. В. Каменева, А. А. Катарская; Под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоиздат, 1981 – 624 с., ил.
2. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. - 2-е изд., перераб. и доп. / Под общей ред. А.А. Федорова и Г.И. Сербиновского М.: - Энергия, 1980-576 с., ил..
3. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1 / Под общей ред. А.А. Федорова. М.: - Энергоатомиздат, 1987-568с.
4. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.2 / Под общей ред. А.А. Федорова. М.: - Энергоатомиздат, 1987 – 592 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / подред. Ю. Г. Барыбина, Л. Е. Федорова, М. Г. Зименкова, А. Г. Смирнова. - М.: Энергоатомиздат, 1991. - 464 с. - (Электроустановки промышленных предприятий). - Библиогр.: с. 460.
6. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Под ред. Г.М. Кноринга Л.: - Энергия, 1976.
7. Охрана труда в электроустановках / Под ред. Князевского Б.А. М.: - Энергоатомиздат, 1983.
8. Князевский, Б.А, Трунковский, Л.Е. Монтаж и эксплуатация электроустановок М.: - Энергоатомиздат, 1984.
9. Синягин, Н.Н., Афанасьев, Н.А., Новиков, С.А. Система планово-предупредительного ремонта оборудования сетей и промышленной энергетики М.: - Энергоатомиздат, 1984.
10. Федоров, А.А., Старкова, Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования М.: - Энергоатомиздат, 1987.
11. Князевский, Б.А., Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий М.: - Высшая школа, 1986.
12. Неклепаев, Б.Н., Крючков, И.П.: Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов – 4-е изд., перераб. и доп. М.: - Энергоатомиздат, 1989. – 608 с., ил.
13. Рожкова, Л.Д, Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
14. Семчинов, А.М. Токопроводы промышленных предприятий. 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отделение, 1982. – 208 с., ил.

ПРИЛОЖЕНИЯ

П 1. ПРИМЕР ЗАПОЛНЕНИЯ ТИТУЛЬНОГО ЛИСТА ПЗ КП

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ ЛНР
ГОУ ВО ЛНР ЛУГАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. В. ДАЛЯ**

Институт Стахановский инженерно-педагогический институт менеджмента
(наименование института)
Кафедра Электромеханики и транспортных систем
(наименование кафедры)

К ЗАЩИТЕ ДОПУСТИТЬ
Зав. кафедрой «ЭМ и ТС»
А. Г. Петров
(подпись) (И.О.Ф.)
«__» _____ 2020г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к курсовому проекту (работе) по дисциплине (модулю) Проектирование систем электроснабжения
(наименование учебной дисциплины (модуля))

на тему: Электроснабжение металлургического завода

Автор проекта (работы)  Ю.С.Мацюк
(подпись) (И.О.Ф.)

Направление/специальность, профиль/специализация:
44.03.04 Профессиональное обучение
код направления наименование направления (специальности)
Электроснабжение
наименование профиля (специализации)

Обозначение курсового проекта (работы) 44.03.04 13 027 20 Группа ДГ-Э6-1

Руководитель проекта _____ А. А. Авершин
(подпись) (И.О.Ф.)

Члены комиссии _____ А.Г. Петров
(подпись) (И.О.Ф.)

_____ А.Л. Кухарев
(подпись) (И.О.Ф.)

Проект (работа) защищен (а) _____
(дата) (оценка) (подпись)

Стаханов
2020

П 2.1 ПРИМЕР ЗАПОЛНЕНИЯ ЛИСТА ЗАДАНИЯ КП

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ ЛНР
ГОУ ВО ЛНР ЛУГАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. В. ДАЛЯ**

Институт Стахановский инженерно-педагогический институт менеджмента
(наименование института)

Кафедра Электромеханики и транспортных систем
(наименование кафедры)

К ЗАЩИТЕ ДОПУСТИТЬ
Зав. кафедрой «ЭМ и ТС»
А. Г. Петров
(подпись) (и.о.ф.)
«__» _____ 2020г.

ЗАДАНИЕ

на курсовой проект (работу)

Студент Мацок Юрий Сергеевич Код ДГ-Э6-027 Группа ДГ-Э6-1

Тема: Электроснабжение металлургического завода

Срок представления проекта (работы) к защите «__» _____ 2020 г.

Исходные данные для курсового проекта (работы)

Питание возможно осуществить от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 60 000 кВА каждый, с первичным напряжением 110 кВ и вторичным 35, 20 и 10 кВ. Мощность системы 1000 МВА, реактивное сопротивление 0,7. Стоимость электроэнергии 8,2 рубля/кВт*ч. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 5 км. Установленные мощности цехов предприятия: Силовая нагрузка 0,4 кВ: 1. Цех холодной прокатки №1 (5800 кВт), 2. Цех трансформаторной и транспортной стали (4125 кВт), 3. Цех горячей прокатки №2(3950 кВт), 4. Цех холодной прокатки (5130 кВт), 5. Ремонтно-механический цех (1200 кВт), 6. Трубоэлектросварочный цех №1 (1780 кВт), 7. Трубоэлектросварочный цех №2 (2500 кВт), 8. Цех эмали посуды (2000 кВт), 9. Склад слябов (145 кВт), 10. Блок ремонтных слябов (2560 кВт), 11. ЦЗЛ и заводоуправление (350 кВт), 12. Компрессорная (400 кВт). Силовая нагрузка 10 кВ: 1. Цех холодной прокатки №1 (3600 кВт), 3. Цех горячей прокатки (6300 кВт), Цех холодной прокатки №2 (3200 кВт), 6. Трубоэлектросварочный цех №1 (4120 кВт), 7. Трубоэлектросварочный цех №2 (530 кВт), 12. Компрессорная (3050 кВт).

Содержание пояснительной записки

ВВЕДЕНИЕ

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК
 2. РАСЧЕТ КАРТОГРАММЫ НАГРУЗОК И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ
 3. ВЫБОР И РАСЧЁТ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
 4. СИСТЕМА ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
 5. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, ИЗОЛЯТОРОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ
- ЗАКЛЮЧЕНИЕ**
- СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**
- ПРИЛОЖЕНИЯ**

Перечень графического материала

1. Принципиальная схема электроснабжения, Перечень оборудования ГПП, Картограмма нагрузок и схема электрической сети, Перечень цехов предприятия

Дата выдачи задания 8 января 2020 г.

П 2.2 ПРИМЕР ЗАПОЛНЕНИЯ ЛИСТА ЗАДАНИЯ КП

ПЛАН-ГРАФИК РАБОТЫ НАД КП (КР)

№ п/п	Наименование этапов выполнения курсового проекта (работы)	Примерный объем выполнения, %	Сроки выполнения	Отметка руководителя в %, подпись
1.	Введение	5%	до 10.01	
2.	Определение расчетных электрических нагрузок	10%	до 01.02	
3.	Расчет картограммы нагрузок и определение центра электрических нагрузок предприятия	15%	до 13.02	
4.	Выбор и расчет системы внешнего электроснабжения	15%	до 27.02	
5.	Система внутреннего электроснабжения	25	до 15.03	
6.	Выбор и проверка электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей	20%	до 30.03	
7.	Подготовка к защите курсового проекта	20%	до 12.04	
8.	Защита курсового проекта	-	20.04	Комиссия

Руководитель проекта
(работы)

_____ (подпись, дата)

_____ А. А. Авершин _____
(И.О.Ф.)

Задание принял к исполнению

Маф 08.01.2020
(подпись, дата)

_____ Мацюк Ю.С. _____
(И.О.Ф.)

П 3. ПРИМЕР ОФОРМЛЕНИЯ «РЕФЕРАТА» КП

РЕФЕРАТ

*Курсовой проект содержит 85 с, 12 рис., 35 табл., 14 источников,
1 приложение.*

На основании исходных данных произведен выбор оборудования и расчет вариантов схем электроснабжения предприятия. Для заданных условий было принято два варианта внешнего электроснабжения и два внутреннего.

Для принятых схем электроснабжения произведен технико-экономический расчёт.

Произведен выбор схемы электроснабжения предприятия и величины напряжения токоприёмников, рассчитаны электрические нагрузки и произведен выбор количества и мощности трансформаторов, рассчитана кабельная сеть на напряжение 10 кВ и токи короткого замыкания. Выбраны высоковольтные выключатели, разъединители, устройства КРМ, трансформаторы собственных нужд и предохранители. Рассмотрены вопросы техники.

**ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ,
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЗАВОДА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ
МОЩНОСТИ, ЦЕХ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ,
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА.**

Подп. и дата									
Взам. инв. №									
Инв. № дубл.									
Подп. и дата									
Инв. № подл.						КП 44.03.04 13 027 20 000 ПЗ			
	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				
	Разработ.		Мацюк Ю.С.			Электроснабжение металлургического завода	Лит	Лист	Листов
	Руковод.		Авершин А.А.				Д	4	85
	Н. контр.		Авершин А.А.			СУНИГОТ кафедра ГЭМ и ТС ДГ-Э6-1			
Зав. каф.		Петров А.Г.							

П 5. ПРИМЕР ОФОРМЛЕНИЯ ТАБЛИЦЫ

Таблица 1.1

Название таблицы без точки в конце

<i>Головка</i>	<i>Заголовок граф 1</i>		<i>Заголовок граф 2</i>	
	<i>Подзаголовок граф 1.1</i>	<i>Подзаголовок граф 1.2</i>	<i>Подзаголовок граф 2.1</i>	<i>Подзаголовок граф 2.2</i>
<i>Строка (горизонтальный ряд) 1</i>	<i>Графа (колонка)</i>	<i>Графа (колонка)</i>	<i>Графа (колонка)</i>	<i>Графа (колонка)</i>
<i>Строка (горизонтальный ряд) 2</i>	<i>Графа (колонка)</i>	<i>Графа (колонка)</i>	<i>Графа (колонка)</i>	<i>Графа (колонка)</i>

Таблица 2.1

Таблица с большим количеством строк и граф на странице

<i>Наименование</i>	<i>Наименование</i>	<i>Наименование</i>	<i>Наименование</i>
1	2	3	4

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4

Примечание – _____

П 6.1 ПРИМЕР ОФОРМЛЕНИЯ «СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ»

Книга одного автора

Михайловская, Ю.В. Товарообменные операции / Ю.В.Михайловская. – М.: Главбух, 2001. – 112 с.

Книга двух авторов

Колчин, А.И. Расчет автомобильных и тракторных двигателей: Учеб. пособие для вузов / А.И. Колчин, В.П. Демидов. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 2002. - 496 с.: ил. - Библиогр.: с. 493.

Книга пяти и более авторов

Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов / Э.А. Арустамов, А.Е. Волощенко, Г.В. Гуськов и др.; Под ред. проф. Э.А. Арустамова. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: ИД "Дашков и К", 2000. - 678 с. - Библиогр.: с. 667 - 670.

Многотомные издания

Издание в целом

Справочник по нормированию труда: В 2-х т. /Под общ.ред .А.А.Пригарина, В.С.Серова . - М.: Машиностроение, 1993. – 2 т.

Отдельный том

Справочник по нормированию труда: В 2-х т. Т.1: Основы нормирования труда / Под общ. ред. А.А. Пригарина, В.С. Серова. - М.: Машиностроение, 1993. – 352 с.

Словари

Социальная работа Словарь-справочник / Под ред. В.И. Филоненко. - М.: ЭБМ-Контур, 1998. – 480 с

Сборники научных трудов

Рыночная трансформация экономики предпринимательства: состояние и перспективы: Сб.науч. трудов / Южно-Рос. гос. ун-т экономики и сервиса; Под ред. В.А. Романова. – Шахты: ЮРГУЭС, 2001. - 172 с.: ил.

Материалы конференций

Информационные технологии в образовании: Международная научнопрактическая конференция: Тезисы докладов, Шахты, 20-21 апреля 2000 г. / Южно-Рос. гос. ун-т экономики и сервиса; Ред.кол.: В.Е.Мешков и др. - Шахты: ЮРГУЭС, 2000. - 252 с.

Авторефераты диссертаций

Пятницкова, Е.Е. Исследование и разработка рационального пакета одежды с перопуховым утеплителем: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.19.04/ Е.Е. Пятницкова; Шахтинский технолог. ин-т быт. обслуж. - М, 1994. – 24 с. – Библиогр.: с.22-23.

Диссертации

Алекперов, И.Д. Разработка рациональных систем охлаждения герметичного агрегата малой холодильной машины: Дис. ... канд. техн. наук: 05.12.13/ И.Д. Алекперов. - Защищена 07.08.2001; Утв. 06.02.2002; 04820012556. - Шахты, 2001. - 172 с.: ил. - Библиогр.: с.125-137.

П 6.2 ПРИМЕР ОФОРМЛЕНИЯ «СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ»

Прокопенко, Н.Н. Теория, принципы и методы нелинейной активной коррекции прецизионных аналоговых микроэлектронных устройств автоматики: Дис. ... д-ра техн. наук: 05.13.05, 05.27.01/ Н.Н. Прокопенко. - Защищена 21.12.2000. - Утв. 17.04.2001. - 04820016670. - Шахты, 2000. -113 с.: ил. – Библиогр.: с.89-111.

Отчеты о научно-исследовательской работе

Исследование вакуумных способов увлажнения и сушки обуви и разработка исходных требований на проектирование малогабаритной универсальной установки для увлажнения и сушки обуви в вакууме: Отчет о НИР (промежуточ.)/ Шахтинский технолог. ин-т быт. обслуж. (ШТИБО); Руководитель К.А. Адигамов. – ОЦО 102 ТЗ; № ГР 01089.0027473; Инв. № 0290.00018420.- Шахты, 1989. - 105 с.: ил. – Отв.исполн. В.В. Бескорвайный, Л.В. Ларина; Соисполн.: Химкомбинат «Орто», Н.Т. Буткова; ЦНИИТЭИлегпром, А.С. Иванов. – Библиогр.: с.103-105.

Нормативно-технические документы

Стандарты

СТП 01-01. Стандарт предприятия: Курсовые и дипломные проекты (работы). Основные требования к объему и оформлению. - Взамен СТП 01-97; Дата введ. 2001.01.07 / ЮРГУЭС. - Шахты: ЮРГУЭС, 2001. -35 с.

ГОСТ 338-81. Кожа хромовая для верха обуви. Сортировка. - М.: Издательство стандартов, 1981. – 6 с.

Прейскуранты

Прейскурант № 19-08. Оптовые цены на редукторы и муфты соединительные: Утв.Госком.цен СССР 12.08.80: Ввод. в действие 01.01.82. – М.: Прейскурантиздат, 1980. – 60 с.

Авторские свидетельства

А. с. 1099944 СССР, МКИ А 43D 11/14. Устройство для вакуумного увлажнения заготовок обуви / К.А. Адигамов, В.В. Бескорвайный, Л.В. Ларина и др. (СССР). - Заяв. 28.02.83; Оpubл. 30.06.84, Бюл. № 24. – 2 с.: ил. Патенты

Патент 2060707 RU, С1, МПК 6 А 42 D 25/06. Пресс для приклеивания подошв /К.А. Адигамов, В.В. Чамурлиев (РФ). – 93027715/12; Заяв. 18.05.93; Оpubл. 27.05.96, Бюл. № 15. – 3 с.: ил.

Проспекты

Адигамов, К.А. Установка для увлажнения деталей верха обуви в вакууме: Проспект ВДНХ / К.А. Адигамов, Л.В. Ларина; Шахтинский технолог. ин-т быт. обслуж. – М., 1989. – 3 с.

Промышленные каталоги

Винтовой холодильный компрессор ВХ 1400-7-3: Каталог / Центр. ин-т НТИ и техн. -экон. исслед. по хим. и нефт.машиностроению. – М.,1983. – 2 с.

Статья ... из газеты

Миронов, М. Письма во власть / М. Миронов // Рос.газ.-1995. - 23 мая. - С.3.

... из журнала

Бреславцева, Н.А. Управление финансовыми результатами и налогообложением с помощью бухгалтерских балансов / Н.А. Бреславцева // Финансы. - 1998. - N12. - С.52-53.

П 6.3 ПРИМЕР ОФОРМЛЕНИЯ «СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ»

... из научного сборника

Хмелев, В.В. Проблемы информационного сервиса: [Библиотеки как центры информационного сервиса] / В.В. Хмелев // Соц.- экон. пробл. сервиса: Сб.науч.трудов / Донская гос. академия сервиса. – Шахты: ДГАС, 1997. - Вып. 22. - С.153-156.

... из материалов конференций, семинаров и т.д.

Ханжонков, Ю.Б. Применение компьютера для оценки знаний студентов по курсу "Метрология и радиоизмерения" / Ю.Б. Ханжонков, В.М. Фетисов // Инновац. процессы в высш.школе: Материалы IV Всерос. науч.практ.конф., Краснодар, 28-30 сент.2000 г.- Краснодар, 2000. – С.72-73.

... из книги (глава)

Ткач, М.М. Технологическая подготовка гибких производственных систем / М.М. Ткач // Гибкие автоматизированные производственные системы: Учебник. – Киев, 1990. – Гл.5. - С.42-78.

Нормативно-правовые документы

Законы

Федеральный закон Об электронной цифровой подписи от 10 января 2002 г. № 1-ФЗ // Рос.газ. - 2002. - 12 янв. - С.8.

Указы Президента

О премиях Президента Российской Федерации в области образования: Указ Президента РФ от 22 янв. 2002 года № 77 // Рос.газ. - 2002. - 25 янв. - С.26.

Постановления

Об учреждении персональных стипендий имени Д.С. Лихачева для студентов высших учебных заведений Российской Федерации: Постановление Пр-ва РФ от 18 февр. 2002 г.№ 114 // Рос. газ. - 2002. - 6 марта. - С.5.

Инструкции

Инструкция по заполнению налоговой декларации по единому социальному налогу (взносу): Утв.приказом М-ва РФ по налогам и сборам от 31 янв. 2002 г. №БГ-3-05/45 // Рос.газ. - 2002. - 12 марта. -С.4.

Электронный ресурс

Исследовано в России [Электронный ресурс]: многопредметный научный журнал /Моск. физ.-техн. ин-т. – электрон.журн. – Долгопрудный: МФТИ, 1998. – режим доступа к журн.: <http://zhurnul.milt.rissi.ru>

Краснов, И.С. Методологические аспекты здорового образа жизни россиян [Электронный ресурс] /И. С. Краснов// Физическая культура: научно – методический журнал. –2013.—№ 2. – режим доступа: <http://sportedu.ru>. – (дата обращения: 05.02.2014).

Задания для выполнения курсового проекта

Задание №1 Тема Электроснабжение инструментального завода

Исходные данные на проектирование:

1. Генеральный план завода – генеральный план завода рисунок 7.1.
2. Сведения об электрических нагрузках завода – таблица 7.1.
3. Питание возможно осуществить от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 16000 кВА каждый, с первичным напряжением 110 кВ и вторичным 35, 20 и 10 кВ.
4. Мощность системы 400 МВА; реактивное сопротивление системы на стороне 110 кВ, отнесенное к мощности системы – 0,6.
5. Стоимость электроэнергии 8,8 руб/ кВт*ч.
6. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 8 км.

Таблица 7.1.

Ведомость электрических нагрузок подразделений предприятия

Наименование подразделения	Значение электрических нагрузок				
	Р _{уст} , кВт (по вариантам)				
	1	2	3	4	
1. Литейный цех	2200	2300	2400	2500	
2. Прессовый цех	800	860	840	830	
3. Цех заготовок	4000	4100	4200	4300	
4. Инструментальный цех	1600	1250	1800	1200	
5. Цехи метчиков, плашек и фрез	6500	6400	6550	6800	
6. Гальванический цех	800	850	810	860	
7. Станция нейтрализации	300	320	370	300	
8. Экспериментальный цех	600	650	610	620	
9. Ремонтно-механический цех	550	540	530	545	
10. Корпус вспомогательных служб	700	500	530	800	
11	Насосная станция (0,4 кВ)	800	810	860	870
	Насосная станция (СД 6 кВ)	2600	2700	2900	2800
12. Административный корпус, столовая	350	330	370	350	
13. Медпункт	40	35	50	60	
14. ЦЗЛ	200	210	230	220	
15. Учебно-вспомогательные мастерские	500	420	600	550	
16	Компрессорная (0,4 кВ)	500	550	540	600
	Компрессорная (АД 6 кВ)	2000	2200	2300	2500
17. Котельная	400	500	550	500	
18. Депо электрокар, гараж	100	100	120	90	
19. Склады	150	130	200	150	
20. Магазин	50	55	40	50	
Освещение подразделений и территории объекта	Определить по площади				

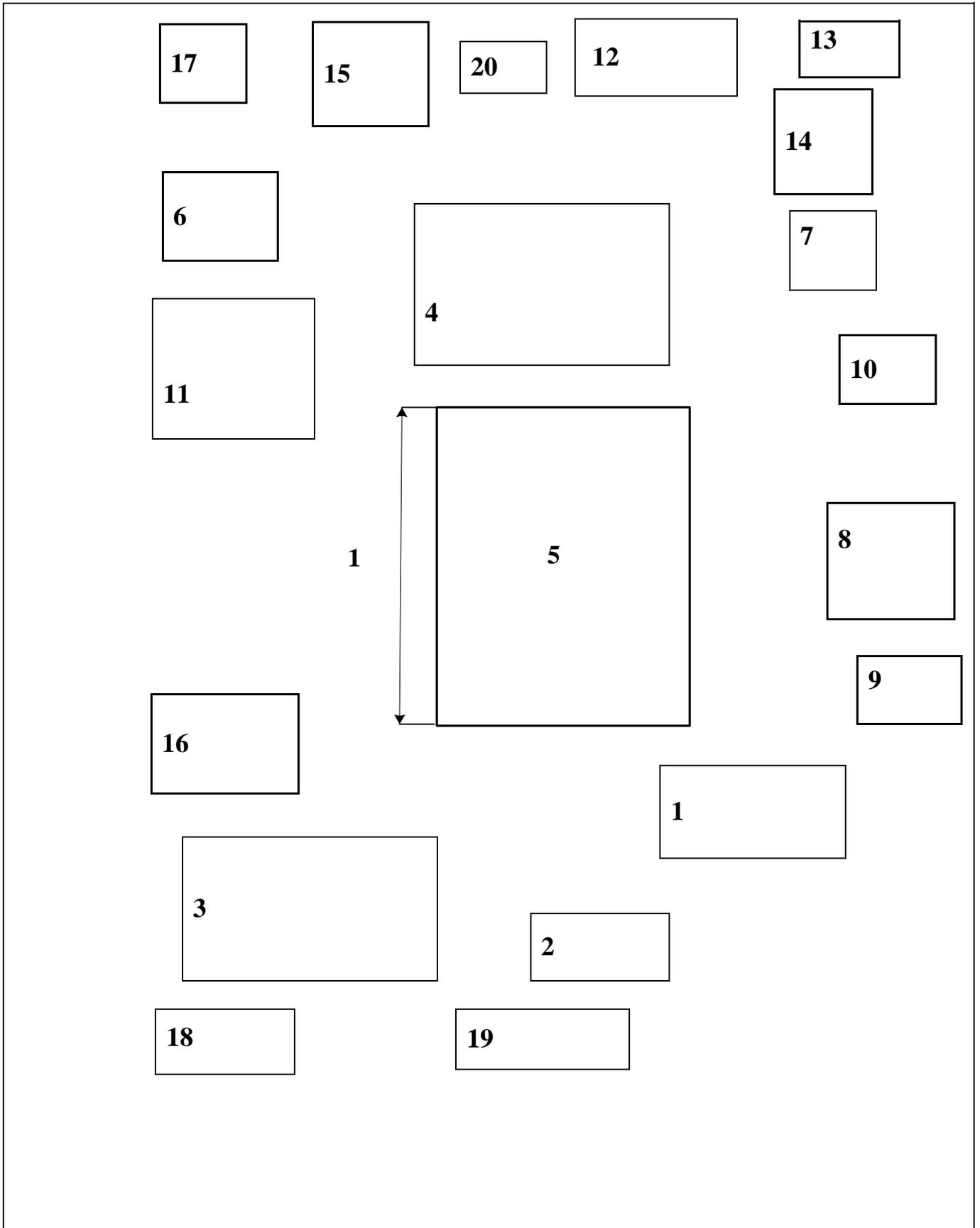


Рисунок 7.1 – Генеральный план инструментального завода

Задание №2 Тема Электроснабжение металлургического завода

1. Исходные данные на проектирование – генеральный план завода рисунок 7.2.
2. Сведения об электрических нагрузках завода – таблица 7.2.
3. Питание возможно осуществить от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 60 000 кВА каждый, с первичным напряжением 110 кВ и вторичным 35, 20 и 10 кВ.
4. Мощность системы 1000 МВА; реактивное сопротивление системы на стороне 110 кВ, отнесенное к мощности системы – 0,7.
5. Стоимость электроэнергии 8,2 руб/кВт*ч.
6. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 5 км.

Таблица 7.2.

Ведомость электрических нагрузок подразделений предприятия

Наименование подразделения		P _{уст} , кВт (по вариантам)				
		1	2	3	4	5
1	Цех холодной прокатки (0,4 кВ)	3000	2800	2565	2822	2500
	Цех холодной прокатки (10 кВ)	5000	4600	4200	4700	4900
2. Цех трансформаторной стали		2000	1800	1710	1881	2257
3	Цех горячей прокатки (0,4 кВ)	2500	2250	2138	2351	2822
	Цех горячей прокатки (10 кВ)	3000	2700	2600	2800	3400
4. Градирня		400	360	342	376	451
5. Рельсопрокатный цех		2000	1800	1710	1881	2257
6. Газо-защитная станция		400	360	342	376	451
7	Насосная (0,4 кВ)	400	360	342	376	451
	Насосная (10 кВ)	1500	1350	1300	1400	1700
8. Блок химустановок		250	225	214	235	282
9	Компрессорная (0,4 кВ)	300	270	257	282	339
	Компрессорная (10 кВ)	2000	1800	1700	1900	2300
10. Блок ремонтных цехов		1400	1260	1197	1317	1580
11	Листопрокатный цех (0,4 кВ)	2000	1800	1710	1881	2257
	Листопрокатный цех (10 кВ)	1200	1000	1000	1200	1400
12. Вальцетокарный цех		400	360	342	376	451
13	Трубопрокатный цех (0,4 кВ)	6300	5670	6100	5950	7100
	Трубопрокатный цех (10 кВ)	1500	1350	1490	1450	1600
14. Электросварочный цех		6500	6550	6400	6540	6460
15. Ремонтно-механический цех		300	270	257	282	339
16. Электроремонтный цех		200	180	171	188	226
17. Купоросная		500	450	428	470	564
18. Административный корпус		350	315	299	329	395
19. ЦЗЛ		100	110	100	120	115
20. Материальный склад		40	36	34	38	45
Освещение цехов и территории завода		Определить по площади				

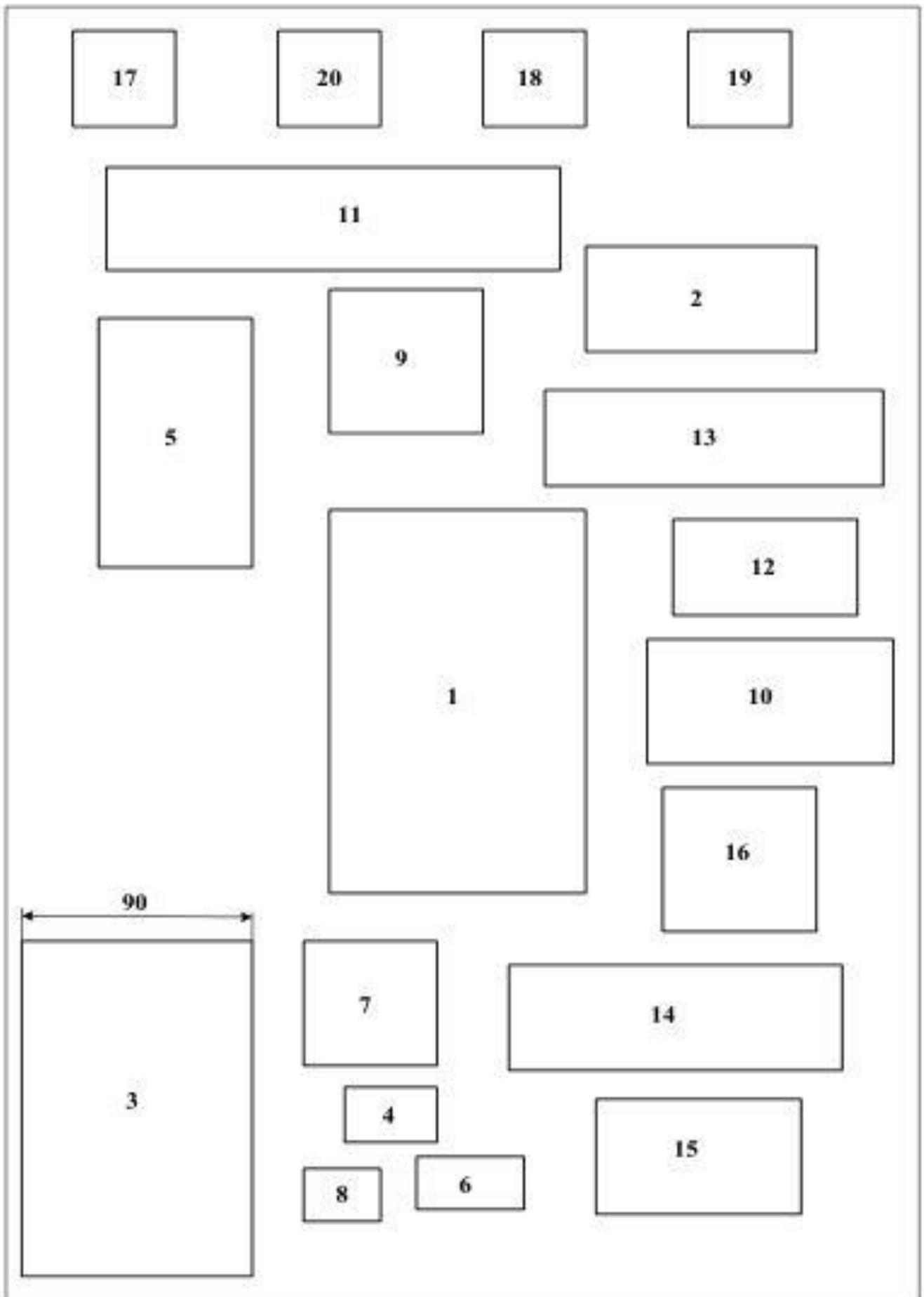


Рисунок 7.2. – Генеральный план металлургического завода

Задание №3 Тема Электроснабжение нефтеперерабатывающего завода

1. Исходные данные на проектирование – генеральный план завода рисунок 7.3.
2. Сведения об электрических нагрузках завода – таблица 7.3.
3. Питание возможно осуществить от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 40 000 кВА каждый, с первичным напряжением 110 кВ и вторичным 35, 20 и 10 кВ.
4. Мощность системы 600 МВА; реактивное сопротивление системы на стороне 110 кВ, отнесенное к мощности системы- 0,8.
5. Стоимость электроэнергии 8,1 руб/кВт*ч.
6. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 7, 5 км.

Таблица 7.3.

Ведомость электрических нагрузок подразделений предприятия

Наименование подразделения		Значения электрических нагрузок			
		P _{уст} , кВт (по вариантам)			
		1	2	3	4
1.	Товарно-сырьевой парк	180	196	185	210
2.	Нефтебаза	880	563	1065	1267
3.	Насосная товарного парка	1800	1512	1968	1752
4.	Установка депарафинизации(ДПУ)	1000	640	1210	1440
5.	Насосная мазута	1000	640	1210	1440
6.	Электрообессоливающая установка (Элоу)	1500	960	1815	2160
7.	Водонасосная	1200	768	1452	1728
8.	Блок обратного водоснабжения	2300	1472	2783	3312
9.	Очистные сооружения	1600	1520	1700	1720
10.	Установка каталитического горения(0,4 кВ)	1420	909	1718	2045
	Установка каталитического горения (10 кВ)	3800	2400	4500	5400
11.	Газофракционная установка (ГФУ)	4880	4100	6000	5000
12.	Теплоцентр	2000	1280	2420	2880
13.	Котельная	1580	1600	1610	1570
14.	Этилосмесительная установка (ЭТСУ)	700	448	847	1008
15.	Компрессорная (0,4 кВ)	820	840	790	800
	Компрессорная (10 кВ)	2800	3000	2850	2900
16.	Административный корпус, маркетинг	220	177	145	173
17.	Лабораторный корпус (ЦЗЛ)	900	576	1089	1296
18.	Электроцех	1180	755	1428	1699
19.	РМЦ	700	448	847	1008
20.	Гараж	150	96	182	216
21.	Газоспасательная служба	370	301	269	277
Освещение цехов и территории завода		Определить по площади			

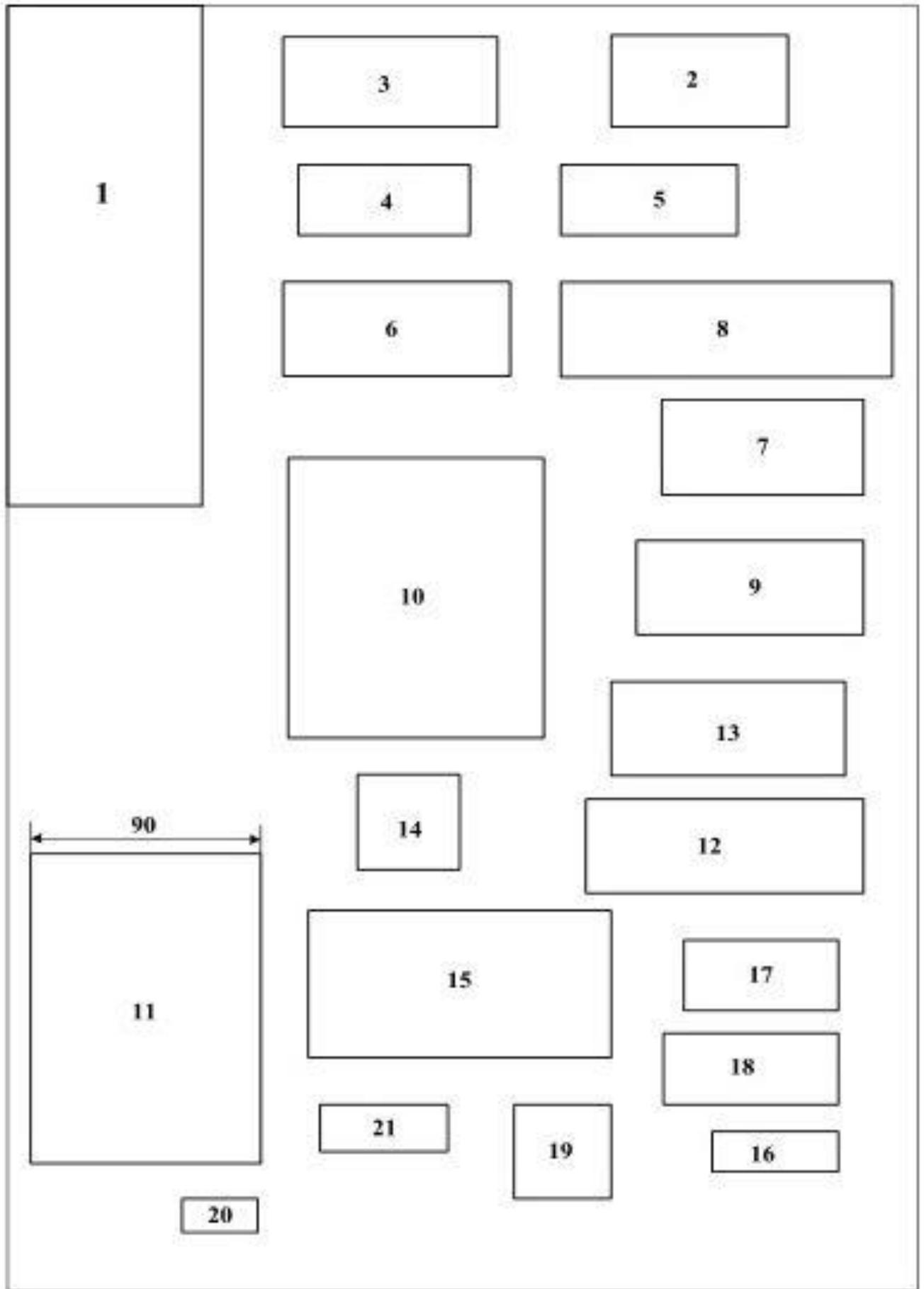


Рисунок 7.3. – Генеральный план нефтеперерабатывающего завода

Задание №4 Тема Электроснабжение завода торгового машиностроения

- 7.4
1. Исходные данные на проектирование – генеральный план завода рисунок
 2. Сведения об электрических нагрузках завода – таблица 7.4.
 3. Питание возможно осуществить от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 000 кВА каждый, с первичным напряжением 110 кВ и вторичным 35, 20 и 10 кВ.
 4. Мощность системы 500 МВА; реактивное сопротивление системы на стороне 110 кВ, отнесенное к мощности системы – 0,4.
 5. Стоимость электроэнергии 8,5 руб/кВт*ч.
 6. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 12 км.

Таблица 7.4.

Ведомость электрических нагрузок подразделений предприятия

Значения электрических нагрузок					
Наименование подразделения	Р_{уст}, кВт (по вариантам)				
	1	2	3	4	
1. Деревообрабатывающий цех	1000	1440	1563	640	
2. Цех сборки и испытания холодильных машин	1500	2160	2344	960	
3. Малярный цех	1200	1728	1875	768	
4. Инструментальный цех	1700	2448	2656	1088	
5. Заготовительный цех	400	576	625	256	
6. Центральный склад	200	288	313	128	
7. Транспортный цех	500	720	781	320	
8. Сборочный цех	6200	8928	9688	3968	
9. Цех горячего эмалирования	2500	3600	3906	1600	
10. Котельная	1200	1728	1875	768	
11. Склад комплектующих изделий	230	331	359	147	
12. Склад металлов	240	346	375	154	
13. Административный корпус, маркетинг	300	432	469	192	
14. Столовая	210	302	328	134	
15. Магазин запасных частей	400	576	625	256	
16.	Компрессорная(0,4 кВт)	610	878	953	390
	Компрессорная (6 кВт)	2800	4000	4300	1700
17. РМЦ	400	576	625	256	
18. Испытательная станция	550	792	859	352	
19. Склад готовой продукции	250	360	391	160	
20. ОТК	250	360	391	160	
Освещение цехов и территории завода	Определить по площади				

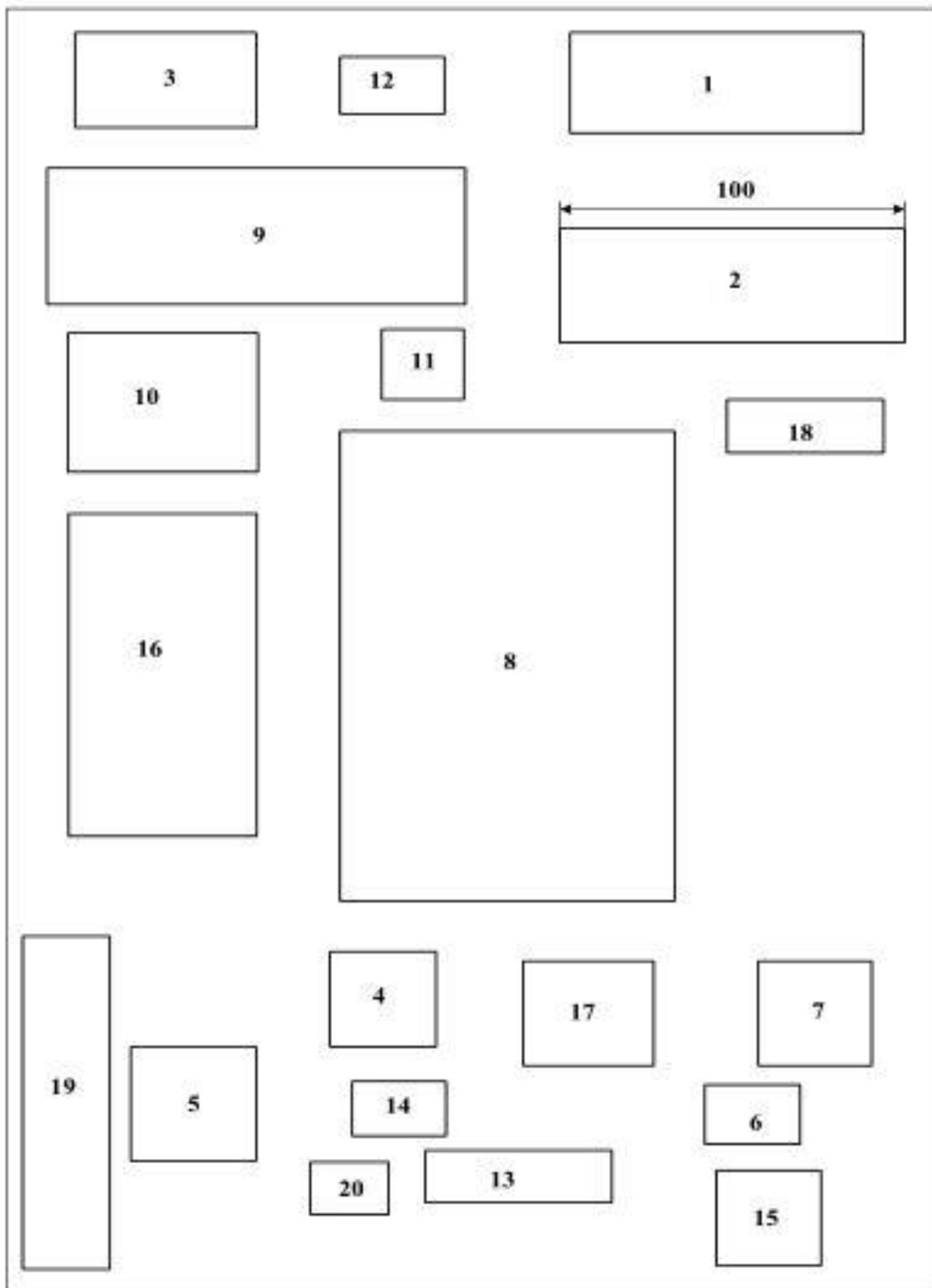


Рисунок 7.4. - Генеральный план завода торгового машиностроения

Задание №5 Тема Электроснабжение комбината стройиндустрии

- 7.5.
1. Исходные данные на проектирование – генеральный план завода рисунок
 2. Сведения об электрических нагрузках завода – таблица 7.5.
 3. Питание возможно осуществить от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 16 000 кВА каждый, с первичным напряжением 110 кВ и вторичным 35, 20 и 10 кВ.
 4. Мощность системы 700 МВА; реактивное сопротивление системы на стороне 110 кВ, отнесенное к мощности системы – 0,8.
 5. Стоимость электроэнергии 9 руб/кВт*ч.
 6. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 6 км.

Таблица 7.5.

Ведомость электрических нагрузок подразделений предприятия

Значения электрических нагрузок					
Наименование подразделения	Р_{уст}, кВт (по вариантам)				
	1	2	3	4	
1. Завод крупнопанельного домостроения	8000	9000	9600	10000	
2. Бетонорастворный завод	4000	2250	4840	5290	
3. Завод железобетонных изделий	5500	3094	6655	7274	
4. Завод ячеистых бетонов	7000	6930	7400	7500	
5. Кирпичный завод	3700	3800	4000	3890	
6. Цех металлоконструкций	3000	1688	3630	3968	
7. Арматурный цех	2700	1519	3267	3571	
8.	Компрессорная (0,4 кВ)	550	409	700	527
	Компрессорная (10 кВ)	2500	2400	3000	2300
9. Котельная	1600	900	1936	2116	
10. Теплопункт	1250	703	1513	1653	
11. Мастерская стройтермоизоляции	1100	619	1331	1455	
12. База механизации	1000	563	1210	1323	
13. ЦЗЛ	500	481	605	661	
14. Ремонтно-механический цех	700	394	847	626	
15. Цех минеральных изделий	400	450	480	500	
16. Плотнично-опалубочная мастерская	800	450	968	1058	
17. Управление комбината	440	248	532	582	
18. Столовая	250	141	303	331	
19. ОТК	150	120	190	125	
20. Материальные склады	600	625	685	620	
Освещение цехов и территории завода	Определить по площади				

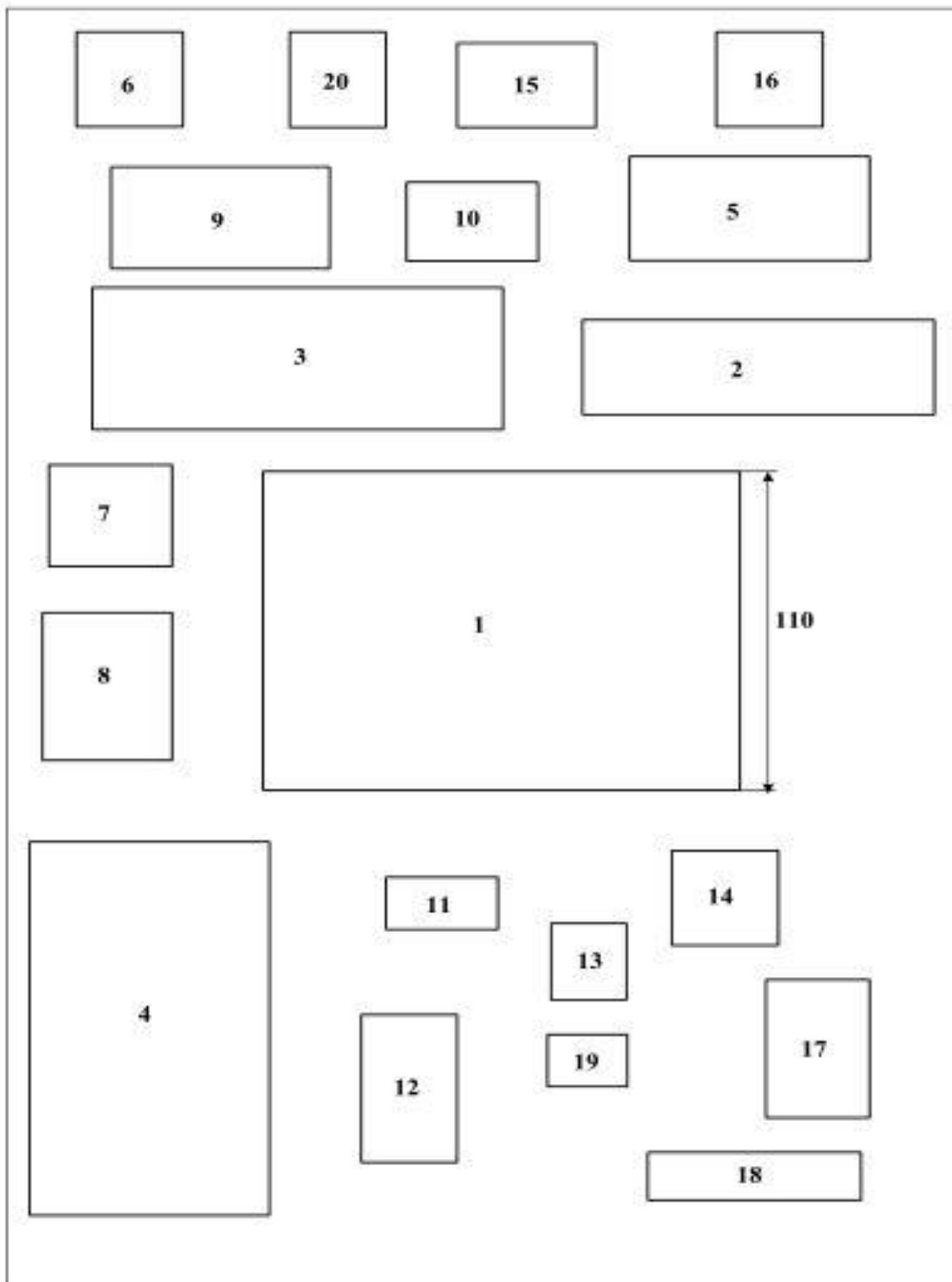


Рисунок 7.5. - Генеральный план комбината стройиндустрии

Задание №6 Тема Электроснабжение лакокрасочного завода

1. Исходные данные на проектирование генеральный план завода – генеральный план завода рисунок 7.6.
2. Сведения об электрических нагрузках завода – таблица 7.6.
3. Питание возможно осуществить от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 40 000 кВА каждый, с первичным напряжением 110 кВ и вторичным 35, 20 и 10 кВ.
4. Мощность системы 900 МВА; реактивное сопротивление системы на стороне 110 кВ, отнесенное к мощности системы – 0,7.
5. Стоимость электроэнергии 7,8 руб/кВт*ч.
6. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 9 км.

Таблица 7.6.

Ведомость электрических нагрузок подразделений предприятия

Значения электрических нагрузок					
Наименование подразделения		Р_{уст}, кВт (по вариантам)			
		1	2	3	4
1. Склад ЛВЖ		180	150	240	210
2. Склад кислот		175	152	238	212
3. Цех полупродуктов		1500	1300	1700	1800
4	Холодильная установка (0,4 кВ)	1850	2000	2500	2200
	Холодильная установка (10 кВ — СД)	8000	8500	9000	8400
5	Компрессорная (0,4 кВ)	1580	1370	2100	1900
	Компрессорная (10кВ — АД)	5000	4300	6800	6000
6. Насосная		4000	3900	4100	3800
7	Градирня (0,4 кВ)	400	380	440	390
	Градирня (10 кВ)	2000	1700	2100	1900
8. Цех прямых красителей		3500	3049	4764	4235
9. Цех активных красителей		1100	958	1497	1331
10. Цех натриевой соли		700	610	953	847
11. Очистные сооружения		1600	1520	1700	1720
12. Система вентиляции		4000	3870	3650	3810
13. Газоспасательная станция		400	380	440	480
14. Подсобный цех		400	380	440	480
15. Ремонтно-механический цех		400	380	440	480
16. Бытовой корпус		370	322	504	448
17. Административный корпус, маркетинг		400	348	544	484
18. Столовая		280	244	381	339
19. Склад готовой продукции		260	226	354	315
20. Магазин		50	44	50	61
Освещение цехов и территории завода		Определить по площади			

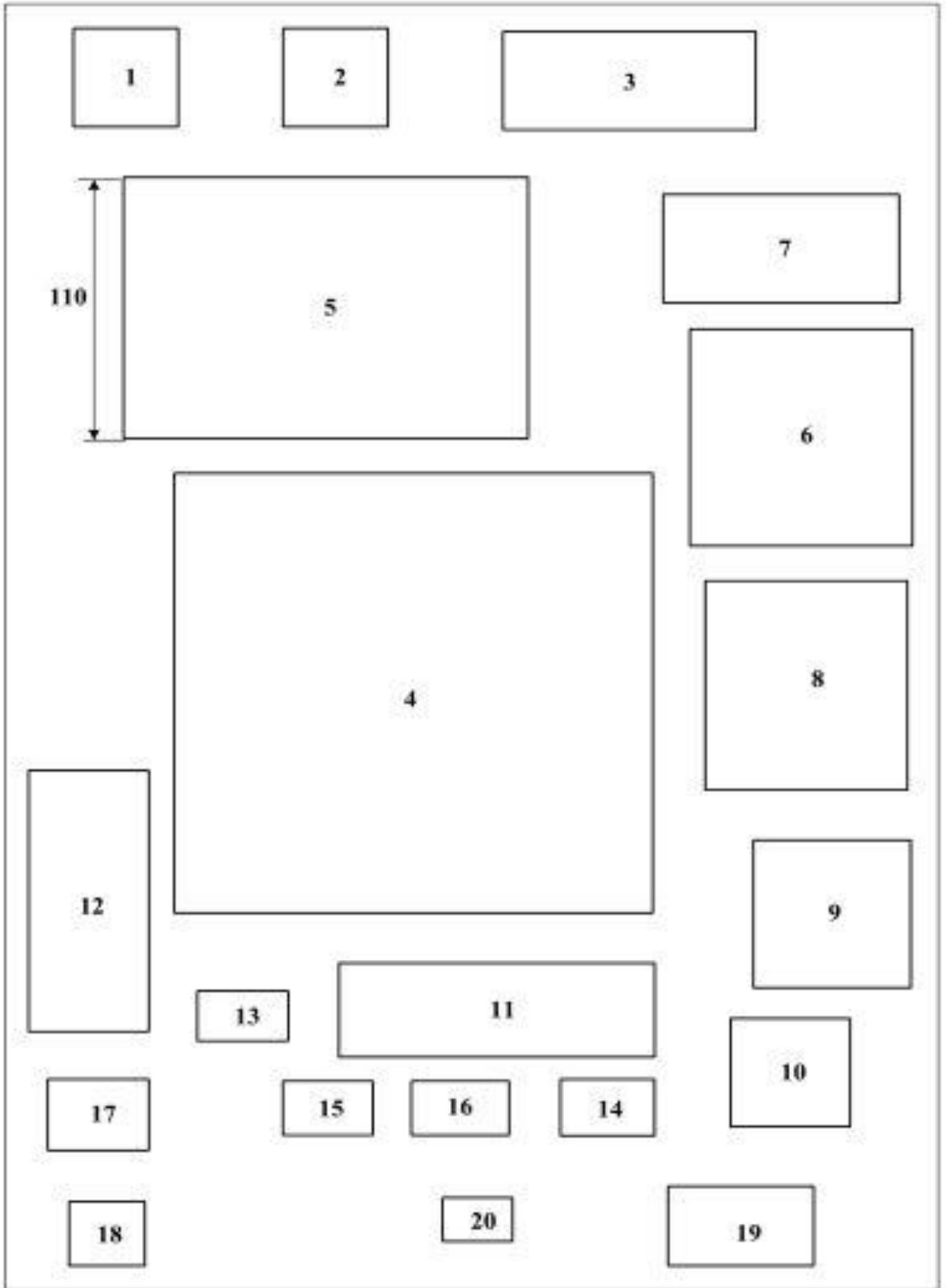


Рисунок 7.6. – Генеральный план лакокрасочного завода

Задание №7 Тема Электроснабжение завода «Электроаппарат»

1. Исходные данные на проектирование – генеральный план завода рисунок 7.7.
2. Сведения об электрических нагрузках завода – таблица 7.7.
3. Питание возможно осуществить от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 40 000 кВА каждый, с первичным напряжением 110 кВ и вторичным 35, 20 и 10 кВ.
4. Мощность системы 1000 МВА; реактивное сопротивление системы на стороне 110 кВ, отнесенное к мощности системы – 0,8.
5. Стоимость электроэнергии 8, 15 руб/кВт*ч.
6. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 9 км.

Таблица 7.7

Ведомость электрических нагрузок подразделений предприятия

Значения электрических нагрузок				
Наименование подразделения	Р_{уст}, кВт (по вариантам)			
	1	2	3	4
1. Склады комплектующих изделий	270	275	295	285
2. Штамповочный цех	1400	1390	1430	1680
3. Заготовительно-сварочный цех	4500	4680	4600	4580
4. Цех магнитных станций	2750	1760	2228	1348
5. Цех пластмасс	700	448	567	343
	1600	1000	1500	1000
6. Гальванический цех	1100	704	891	539
7. Цех термопластмассовых изделий	830	531	672	407
8. Компрессорная	1000	640	810	490
	2875	1800	2200	1400
9. Аппаратный цех (сборочный)	1000	640	810	490
10. Насосная оборотной воды	800	512	648	392
11. Градирня	700	448	567	343
12. Станция нейтрализации	200	128	162	98
13. Очистные сооружения	500	320	405	245
14. Насосная водозабора	270	173	219	132
15. ЦЗЛ	870	557	705	426
16. Ремонтно-механический цех	600	590	640	650
17. Склад готовой продукции	85	54	69	42
18. Медпункт	60	70	65	55
19. Столовая	265	170	215	130
20. Административный корпус, маркетинг	600	384	486	294
21. Магазин	50	44	50	61
22. Пожарное депо	60	70	65	55
Освещение цехов и территории завода	Определить по площади			

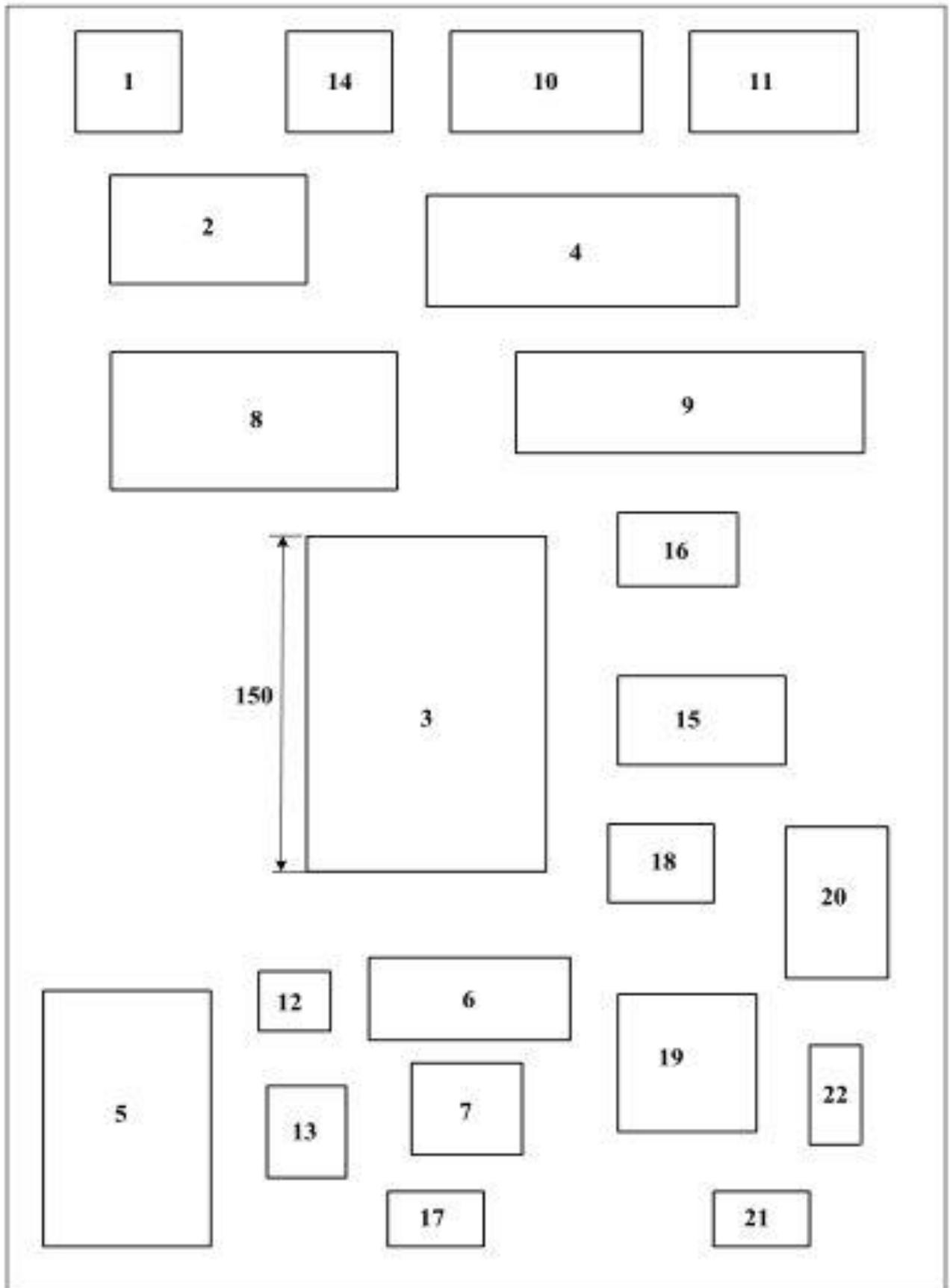


Рисунок 7.7 – Генеральный план завода «Электроаппарат»

Задание №8 Тема Электроснабжение завода шахтного оборудования

1. Исходные данные на проектирование – генеральный план завода рисунок 7.8.
2. Сведения об электрических нагрузках завода – таблица 7.8.
3. Питание возможно осуществить от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 60 000 кВА каждый, с первичным напряжением 110 кВ и вторичным 35, 20 и 10 кВ.
4. Мощность системы 1000 МВА; реактивное сопротивление системы на стороне 110 кВ, отнесенное к мощности системы – 0,7.
5. Стоимость электроэнергии 8, 8 руб/кВт*ч.
6. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 13 км.

Таблица 7.8

Ведомость электрических нагрузок подразделений предприятия

Наименование подразделения		Значения электрических нагрузок			
		P _{уст} , кВт (по вариантам)			
		1	2	3	4
1. Склад комплектующих изделий		70	65	55	45
2. Кузнечный цех		1700	1750	1780	1770
3.	Чугунолитейный цех (0,4 кВ)	1600	1630	1620	1590
	Чугунолитейный цех (10 кВ)	3700	3710	3720	3690
4. Очистные сооружения		1500	1520	1450	1550
5.	Насосная (0,4 кВ)	2600	3100	1800	2500
	Насосная (10 кВ)	5200	5220	4890	5210
6. Кислородная станция		1000	1210	640	810
7. Цех термообработки		1600	1630	1620	1590
8. Испытательная станция		2600	2560	2640	2710
9. Сборочный цех		4200	4280	4260	2950
10	Сталелитейный цех (0,4 кВ)	1400	1490	1460	1430
	Сталелитейный цех (10 кВ)	4000	4100	4050	4200
11. ЦЗЛ		180	200	185	165
12. РМЦ		700	750	740	670
13	Компрессорная станция (0,4 кВ)	620	650	590	595
	Компрессорная станция (10 кВ)	3800	3650	3820	3700
14. Блок складов		230	278	170	180
15. Административный корпус, маркетинг		150	160	145	140
16. Бытовые помещения		180	200	150	145
17. Гараж		90	109	85	73
18. Магазин		60	70	65	55
19. Медпункт		160	155	165	170
20. Столовая		220	225	240	210
Освещение цехов и территории завода		Определить по площади			

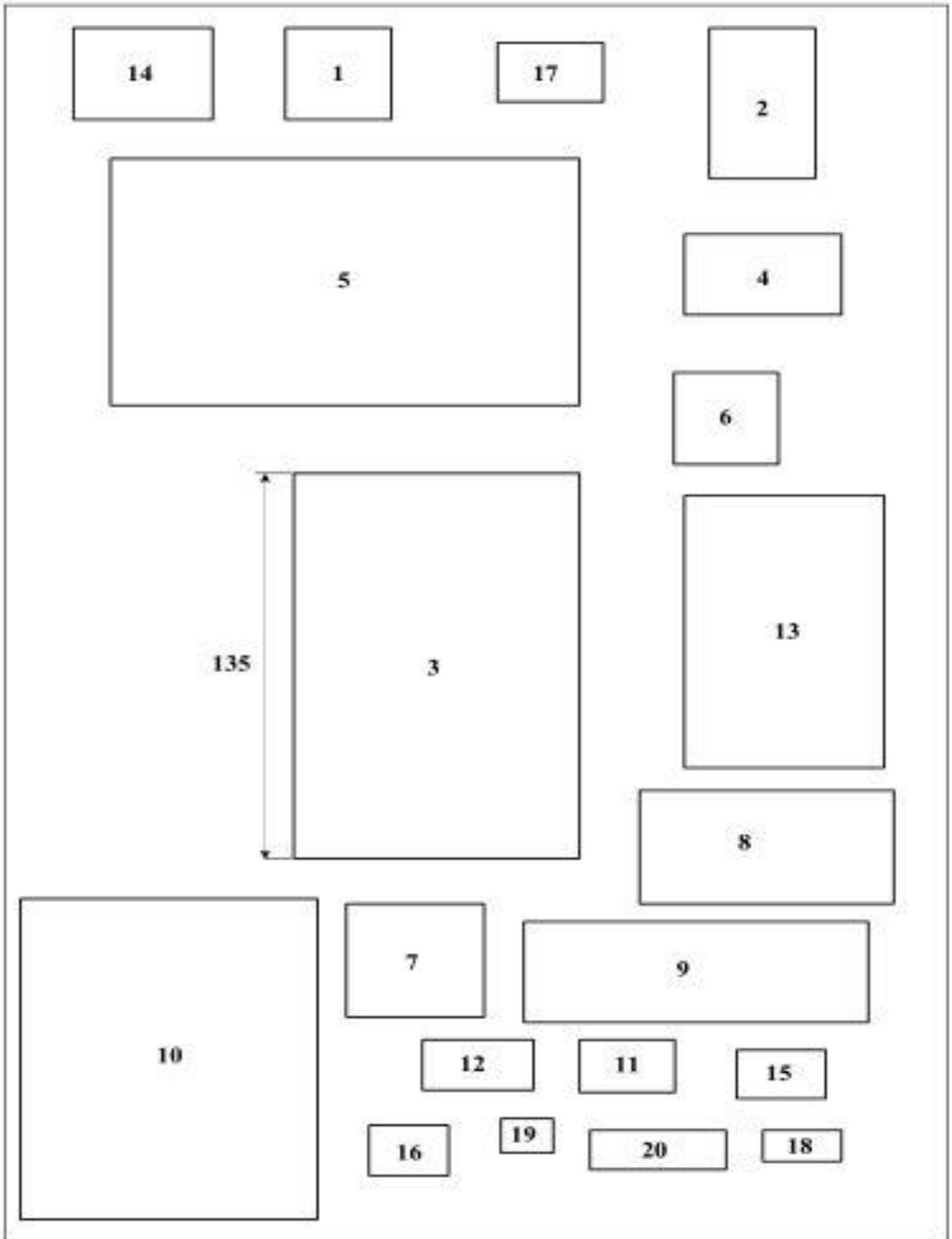


Рисунок 7.8 – Генеральный план завода шахтного оборудования

Задание №9 Тема Электроснабжение деревообрабатывающего завода

- 7.9
1. Исходные данные на проектирование – генеральный план завода рисунок
 2. Сведения об электрических нагрузках завода – таблица 7.9.
 3. Питание возможно осуществить от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 000 кВА каждый, с первичным напряжением 110 кВ и вторичным 35, 20 и 10 кВ.
 4. Мощность системы 400 МВА; реактивное сопротивление системы на стороне 110 кВ, отнесенное к мощности системы – 0,5.
 5. Стоимость электроэнергии 8,3 руб/ кВт*ч.
 6. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 8 км.

Таблица 7.9

Ведомость электрических нагрузок подразделений предприятия

Значения электрических нагрузок					
Наименование подразделения		P_{уст}, кВт (по вариантам)			
		1	2	3	4
1. Биржа сырья		700	357	914	1157
2. Лесопильный цех		2600	2800	2900	2650
3. Сушильный цех		2000	2050	2100	2200
4. Столярный цех		2300	2320	2310	2350
5. Мебельный цех		1300	1310	1315	1325
6. Сборочный цех № 1		3100	3150	3140	3130
7. Сборочный цех № 2		5400	5450	5390	5440
8. Опытный цех		800	840	845	820
9. Насосная		2600	2620	2610	2640
10.	Компрессорная (0,4 кВ)	500	515	525	580
	Компрессорная (6 кВ — АД)	2500	2520	2530	2510
11. Ремонтно-механический цех		600	610	620	615
12. Электроцех		300	250	320	345
13. Лаборатории (ЦЗЛ)		350	295	360	370
14. Административный корпус, маркетинг		280	275	260	265
15. Столовая		210	215	240	245
16. Бытовой корпус		250	128	327	413
17. Магазин		70	65	75	80
18. Материальный склад		150	170	160	180
19. Склад готовой продукции		160	82	209	264
20. Гараж		140	150	135	145
Освещение цехов и территории завода		Определить по площади			

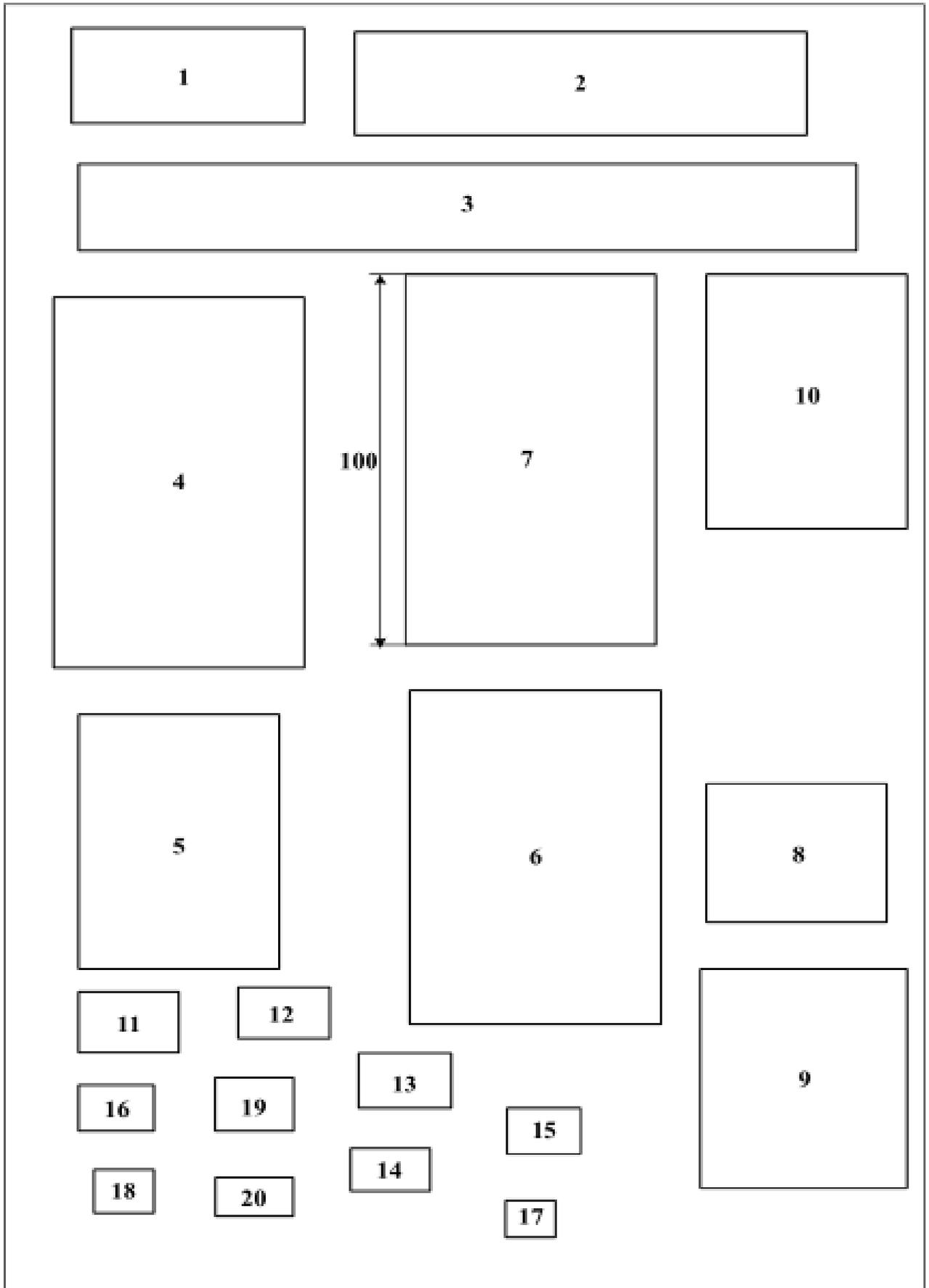


Рисунок 7.9 – Генеральный план деревообрабатывающего завода

Задание №10 Тема Электроснабжение текстильного комбината

1. Исходные данные на проектирование – генеральный план завода рисунок 7.10.
2. Сведения об электрических нагрузках завода – таблица 7.10.
3. Питание возможно осуществить от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью 60 000 кВА каждый, с первичным напряжением 110 кВ и вторичным 35, 20 и 10 кВ.
4. Мощность системы 800 МВА; реактивное сопротивление системы на стороне 110 кВ, отнесенное к мощности системы – 0,6.
5. Стоимость электроэнергии 7, 95 руб/кВт*ч.
6. Расстояние от подстанции энергосистемы до комбината 10 км.

Таблица 7.10

Ведомость электрических нагрузок подразделений предприятия

Значения электрических нагрузок				
Наименование подразделения	Р_{уст}, кВт (по вариантам)			
	1	2	3	4
1. Хлопковая база	100	115	125	110
2. Склад вспомогательных материалов	120	130	110	115
3. Блок подсобных цехов	1350	1340	1355	1360
4. Ткацкая фабрика	2500	2510	2520	2515
5. Прядильно-кордная фабрика	2700	2750	2690	2735
6. Прядильно-ниточная фабрика	2100	2150	2120	2140
7. Красильно-отделочное производство	1500	1510	1520	1515
8. Печатно-аппретурное производство	1700	1720	1730	1725
9. Швейное производство	1500	1510	1520	1530
10. Трикотажный цех	1400	1480	1390	1280
11. Насосная	1380	1370	1360	1365
12. Станция водоподготовки	1100	1120	1125	1115
13.	Компрессорная (0,4 кВ)	950	940	945
	Компрессорная (10кВ)	3800	3850	3835
14. Ремонтно-механический цех	700	710	720	740
15.	Холодильная станция (0,4 кВ)	1700	1685	1680
	Холодильная станция (6 кВ)	3000	3050	2850
16. Административный корпус, столовая	160	165	170	175
17. Экспериментальный цех	900	910	920	940
18. Медпункт	160	155	165	145
19. Склад готовой продукции	130	135	140	145
20. Магазин	70	80	75	85
21. Депо электрокар	250	260	240	265
Освещение цехов и территории завода	Определить по площади			

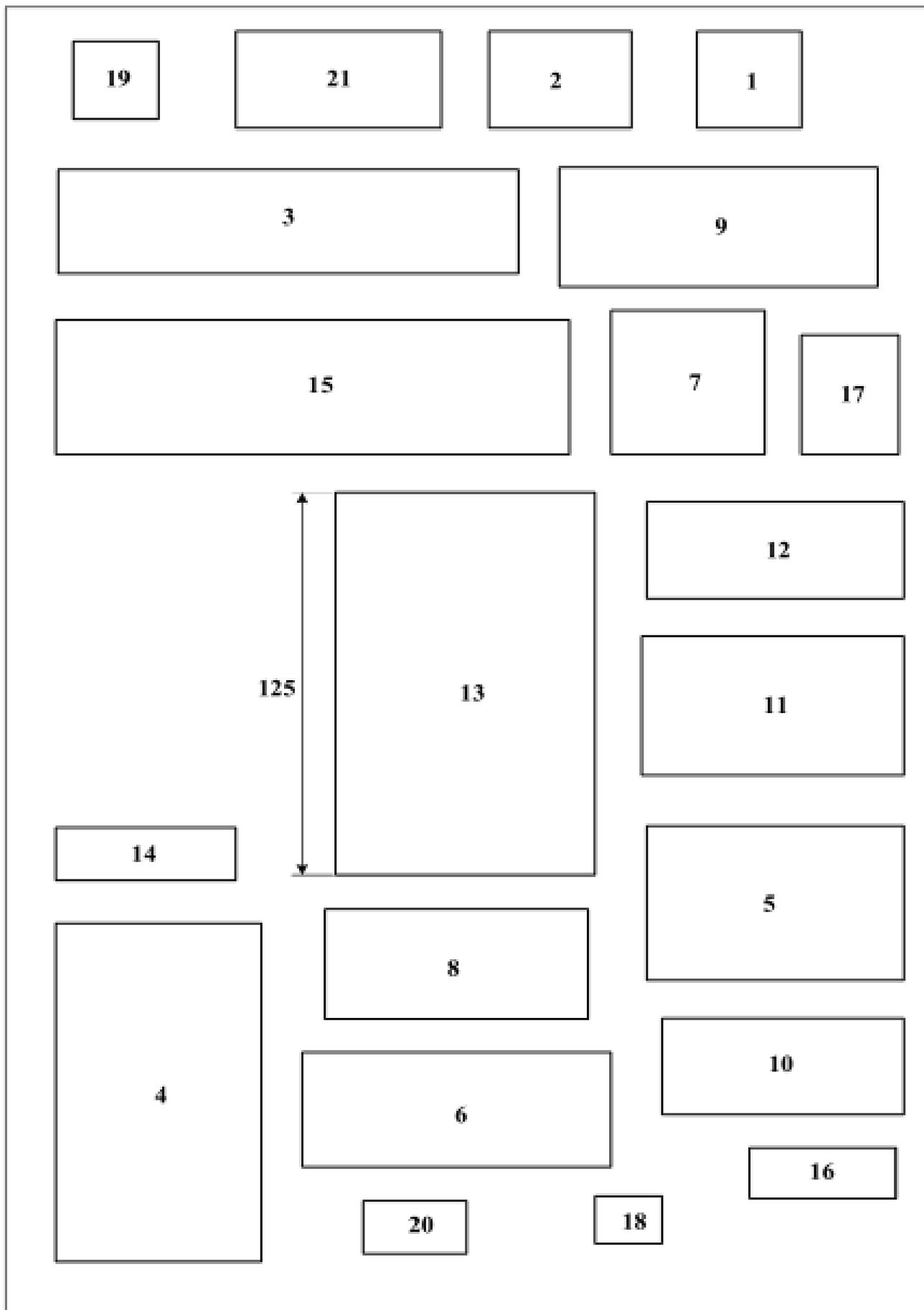


Рисунок 7.10 – Генеральный план текстильного комбината

8.1 КОЭФФИЦИЕНТЫ СПРОСА И МОЩНОСТИ

Наименование цеха, производства	K_c	$\cos\varphi$
Корпуса, цеха, насосные и другие установки общепромышленного назначения		
Блок основных цехов	0,40-0,50	0,75
Блок вспомогательных цехов	0,30-0,35	0,7
Кузнечно-прессовые	0,40-0,5	0,75
Термические, закалочные	0,6	0,75
Металлоконструкций, сварочно-заготовительные	0,25-0,35	0,65-0,75
Механосборочные, столярные, модельные	0,20-0,30	0,60-0,80
Малярные, красильные	0,40-0,50	0,60-0,70
Собственные нужды ТЭЦ	0,60-0,70	0,8
Лаборатории, заводоуправления, конструкторские бюро, конторы	0,40-0,50	0,70-0,80
Депо электрокар	0,50-0,70	0,70-0,80
Депо (паровозное, пожарное, железнодорожное)	0,30-0,40	0,60-0,80
Гаражи автомашин	0,20-0,30	0,7
Котельные	0,50-0,60	0,8
Склады готовой продукции, металла, магазины	0,30-0,40	0,8
Столовая	0,40-0,50	0,9
Лесозаводы	0,35-0,45	0,75
Лесосушки	0,60-0,70	0,75-0,90
Термическая нагрузка (нагревательные печи)	0,70-0,80	0,85-0,90
Крановая нагрузка, подъемники	0,20-0,30	0,50-0,70
Электросварка	0,6	0,35
Малярные, модельные	0,40-0,50	0,50-0,60
Склады открытые	0,20-0,30	0,60-0,70
Медеплавильные заводы		
Ватержакеты и отражательные печи	0,5	0,8
Цех рафинации меди	0,6	0,75
Заводы цветной металлургии		
Цех электролиза	0,7	0,85
Отдел регенерации	0,5	0,8
Разливочная	0,4	0,7
Лаборатория	0,25	0,7
Аглоцех	0,5	0,8
Заводы черной металлургии		
Цех холодного проката	0,40-0,50	0,8
Цех горячего проката	0,50-0,60	0,8
Мартеновский цех	0,40-0,50	0,75
Доменный цех	0,45	0,75
Слябинг	0,5	0,8
Цех сталеплавильных печей	0,4	0,7
Цех проката жести	0,45	0,70-0,80
Обогатительные фабрики		
Цех обогащения	0,60-0,65	0,8
Цех дробления	0,40-0,45	0,75
Флотационный цех	0,60-0,70	0,75
Сгустители	0,50-0,55	0,7
Шаровые мельницы	0,50-0,60	0,8
Реагентный, баритовый цех	0,6	0,8
Золоизвлекательный цех	0,4	0,7
Цех мокрой магнитной сепарации	0,5	0,8
Дробильно-промывочный цех	0,40-0,50	0,8
Агломерационные фабрики		

Спекальный цех	0,5	0,7
Цех фильтрации	0,50-0,60	0,7
Цех рудничной мелочи	0,4	0,65
Цех шихты	0,4	0,65
Цех перегрузки	0,30-0,40	0,65
Сероулавливающее устройство	0,50-0,55	0,75
Алюминиевые заводы		
Блок мокрого размола и обработки	0,5	0,3
Выпарка, декомпозиция	0,55-0,60	0,85
Цех спекания, прокалывания	0,50-0,60	0,85
Цех выщелачивания, сгущения	0,40-0,50	0,8
Склады сырья	0,20-0,30	0,65
Заводы тяжелого машиностроения		
Главный корпус	0,30-0,40	0,65-0,70
Мартеновский цех	0,40-0,50	0,70-0,80
Кузнечный цех	0,40-0,45	0,75
Термический цех	0,50-0,60	0,65
Моторный цех	0,35	0,75
Арматурный цех	0,30-0,35	0,6
Рессорный цех	0,3	0,65
Сварочный цех	0,40-0,45	0,6
Аппаратный цех	0,3	0,7
Изоляционный цех	0,50-0,60	0,9
Лаковарочный цех	0,6	0,9
Эстакада	0,25	0,65
Цех пресс-порошка	0,40-0,50	0,85
Цех электролиза	0,5	0,8
Цех металлопокрытий	0,4	0,8
Экспериментальный цех	0,2	0,7
Трансформаторные заводы		
Главный корпус	0,4	0,80-0,85
Сварочный корпус	0,35	0,7
Аппаратный корпус	0,3	0,7
Изоляционный корпус	0,6	0,9
Лаковарочный корпус	0,4	0,8
Авторемонтные заводы		
Цех обмотки проводов	0,4	0,7
Кузовной цех	0,35	0,8
Цех обкатки автодвигателей	0,60-0,70	0,6
Станочное оборудование	0,25	0,6
Разборно-моечный цех	0,3	0,65
Судоремонтные заводы		
Главный корпус	0,4	0,8
Котельный цех	0,5	0,65
Сухой док	0,4	0,6
Плавающий док	0,5	0,7
Механические цеха	0,25-0,35	0,60-0,70
Автомобильные заводы		
Цех шасси и главный конвейер	0,35	0,75
Моторный цех	0,25	0,7
Прессово-кузовной цех	0,2	0,7
Кузнечный цех	0,2	0,75
Арматурно-агрегатный цех	0,2	0,7
Авиационные заводы		
Цех обработки блоков, поршней, шатунов и прочих деталей двигателей	0,35	0,7

Цех сборки, испытаний двигателей	0,4	0,8
Цех производства мелких деталей	0,3	0,7
Гальванический цех	0,5	0,85
Станция химводоочистки, канализации	0,6	0,8
Градирня	0,7	0,8
Склад кислот	0,3	0,7
Цех пластмасс	0,4	0,9
Штамповочный цех деталей корпуса самолета	0,4	0,6
Штамповочный цех деталей покрытия самолета	0,3	0,8
Цех сборки остова самолета	0,4	0,6
Цех полной сборки самолетов	0,4	0,7
Химические заводы и комбинаты		
Цех красителей	0,4	0,75
Цех натриевой соли	0,45	0,75
Цех хлорофоса, синильной кислоты	0,50-0,55	0,75
Цех метилхлорида, сульфата аммония	0,5	0,70-0,75
Цех холодильных установок	0,6	0,8
Склады готовой продукции	0,2	0,5
Надшахтные здания	0,7	0,80-0,85
Здания подъемных машин	0,60-0,70	0,80-0,85
Галереи транспортеров	0,35-0,40	0,60-0,80
Здание шахтного комбината	0,5	0,9
Эстакады и разгрузочные пункты	0,60-0,70	0,65-0,80
Цех обезвоживания	0,5	0,8
Башня Эстнера	0,5	0,7
Эстакада наклонного транспорта	0,4	0,8
Сушильное отделение	0,7	0,8
Корпус запасных резервуаров	0,3	0,8
Химлаборатория	0,3	0,8
Цех защитных покрытий	0,5	0,8
Нефтеперерабатывающие заводы		
Установка каталитического крекинга	0,50-0,60	0,8
Установка термического крекинга	0,65	0,85
Установка прямой гонки	0,50-0,60	0,75
Установка алкиляции, инертного газа	0,55	0,75
Электрообессоливающая, этилсмесительная установка	0,50-0,60	0,8
ЭЛОУ	0,50-0,60	0,8
Резервуарные парки	0,3	0,65
Коксохимические заводы		
Дезинтеграторное отделение	0,6	0,8
Перегрузочная станция дробления	0,5	0,7
Дозировочное отделение	0,4	0,8
Угольные ямы	0,7	0,75
Вагоноопрокидыватель	0,4	0,8
Коксовые батареи	0,60-0,70	0,85-0,90
Пекококсовая установка	0,7	0,8
Смолоразгонный цех	0,7	0,8
Дымососная установка	0,7	0,8
Бензольный цех	0,7	0,8
Насосная конденсата	0,6	0,7
Ректификация	0,6	0,75
Сероочистка	0,7	0,8
Углемойка	0,4	0,75
Холодильники аммиачной воды	0,5	0,8
Цементные заводы		
Шиферное производство	0,35	0,7

Сырьевые мельницы	0,50-0,60	0,8
Сушильный цех	0,40-0,50	0,85
Цементные мельницы	0,50-0,60	0,8
Шламбассейны	0,7	0,85
Клинкерное отделение	0,35-0,45	0,75
Цех обжига	0,40-0,50	0,80-0,90
Электрофильтры	0,4	0,75
Цех дробления	0,5	0,8
Химводоочистка	0,50-0,60	0,8
Склады сырья	0,20-0,30	0,6
Заводы абразивные и огнеупоров		
Цех шлифпорошков	0,5	0,8
Подготовительный цех	0,4	0,75
Цех шлифзерна, шлифизделий	0,40-0,50	0,75
Цех дробления	0,50-0,60	0,8
Цех переплавки пирита	0,6	0,85
Печной цех	0,6	0,9
Угледобготовка	0,40-0,50	0,75
Шамотный цех	0,40-0,45	0,7
Стекольный цех	0,5	0,75
Промышленные базы стройиндустрии		
Корпус дробления камня	0,40-0,60	0,75
Корпус промывки и сортировки	0,40-0,50	0,7
Корпус керамзитовых, бетонных и гончарных труб	0,4	0,7
Корпус железобетонных конструкций	0,30-0,40	0,7
Бетонно-смесительный цех	0,5	0,75
Цех силикатно-бетонных изделий	0,40-0,45	0,75
Цех производства шифера	0,40-0,45	0,75
Цех помола извести	0,5	0,7
Цех ячеистых бетонов	0,4	0,65
Цех гипсошлаковых изделий	0,4	0,65
Арматурный цех	0,35	0,6
Склады	0,25	0,6
Текстильные, трикотажные, ситценабивные меланжевые фабрики		
Прядильный цех	0,50-0,70	0,75
Ткацкий цех	0,60-0,70	0,8
Красильный, отбельный цех	0,50-0,55	0,70-0,80
Крутильный цех	0,50-0,60	0,8
Корпуса "медиа", "утка" и др.	0,5	0,7
Сушильный, ворсовальный цех	0,40-0,50	0,75-0,80
Печатный цех	0,5	0,75
Вязальный, трикотажный цех и др.	0,40-0,50	0,7
Цех носочно-чулочных изделий	0,40-0,50	0,7
Цех капроно-нейлоновых изделий	0,50-0,60	0,75
Швейные мастерские	0,30-0,40	0,65
Основальный корпус	0,6	0,7
Кузнечно-сварочный цех	0,3	0,5
Опытный флотационный цех	0,7	0,8
Разгрузочное устройство	0,3	0,8
Главный корпус сильвинитовой фабрики	0,7	0,8
Научно-исследовательские и экспериментальные институты		
Главный корпус опытного завода	0,30-0,40	0,7
Машинный зал	0,5	0,8
Электрофизический корпус	0,4	0,75
Лаборатория низких температур	0,50-0,60	0,85
Корпус высоких напряжений	0,35	0,8

Лаборатория специальных работ	0,35	0,7
Деревообрабатывающие комбинаты и заводы		
Лесопильный завод	0,4	0,75
Сушильный цех	0,35	0,8
Биржа сырья	0,3	0,65
Цех прессованных плит	0,4	0,75
Столярный, модельный, деревообрабатывающий	0,25-0,35	0,7
Станкостроительный завод		
Главный корпус	0,5	0,6
Эстакада к главному корпусу	0,5	0,7
Станция осветления вод	0,7	0,85
Бумажные фабрики		
Бумажные машины	0,60-0,65	0,75
Дереворубка	0,40-0,45	0,65
Кислотный цех	0,5	0,8
Варосный цех	0,35	0,70-0,80
Отбельный цех	0,50-0,60	0,7
Тряпковарка	0,60-0,65	0,8
Лесотаски	0,35	0,6

8.2 ОСВЕТИТЕЛЬНАЯ НАГРУЗКА

Таблица 8.1

Коэффициенты спроса осветительных нагрузок

Характеристика помещения	K_{co}
Мелкие производственные здания и торговые помещения	1
Производственные здания, состоящие из отдельных крупных пролетов	0,95
Производственные здания, состоящие из ряда отдельных помещений	0,85
Библиотеки, административные здания, предприятия общественного питания	0,9
Лечебные заведения и учебные учреждения, конторско-бытовые здания	0,8
Складские здания, электрические подстанции	0,6
Аварийное освещение	1,0

Таблица 8.2

Удельная мощность (плотность) осветительной нагрузки, Вт/м²

Наименование объекта	$P_{уд}$
Литейные и плавильные цеха	12-19
Механические и сборочные цеха	11-16
Электросварочные и термические цеха	13-15
Инструментальные цеха	15-16
Деревообрабатывающие и модельные цеха	15-18
Блоки вспомогательных цехов	17-18
Инженерные корпуса	16-20
Центральные заводские лаборатории	20-27
Заводы горно-шахтного оборудования	10-13
Освещение территории	0.16

8.3 ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Режимы работы потребителей электрической энергии не остаются постоянными, а непрерывно изменяются в течение суток, недель и месяцев года. Соответственно изменяется и нагрузка всех звеньев передачи и распределения электроэнергии и генераторов электрических

станций. Изменение нагрузок электроустановок в течение времени принято изображать графически в виде графиков нагрузки.

Различают графики активных и реактивных нагрузок. По продолжительности графики нагрузки делятся на сменные, суточные и годовые.

В условиях эксплуатации изменения нагрузки по активной и реактивной мощности во времени представляют в виде ступенчатой кривой по показаниям счетчиков активной и реактивной электроэнергии, снятым через одинаковые определенные интервалы времени (30 или 60 мин.).

Знание графиков нагрузки позволяет определять величину сечений проводов и жил кабелей, оценивать потери напряжения, выбирать мощности генераторов электростанций, рассчитывать системы электроснабжения проектируемых предприятий, решать вопросы технико-экономического характера и многое другое.

Характерные суточные графики электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности приведены на рис.8.1.

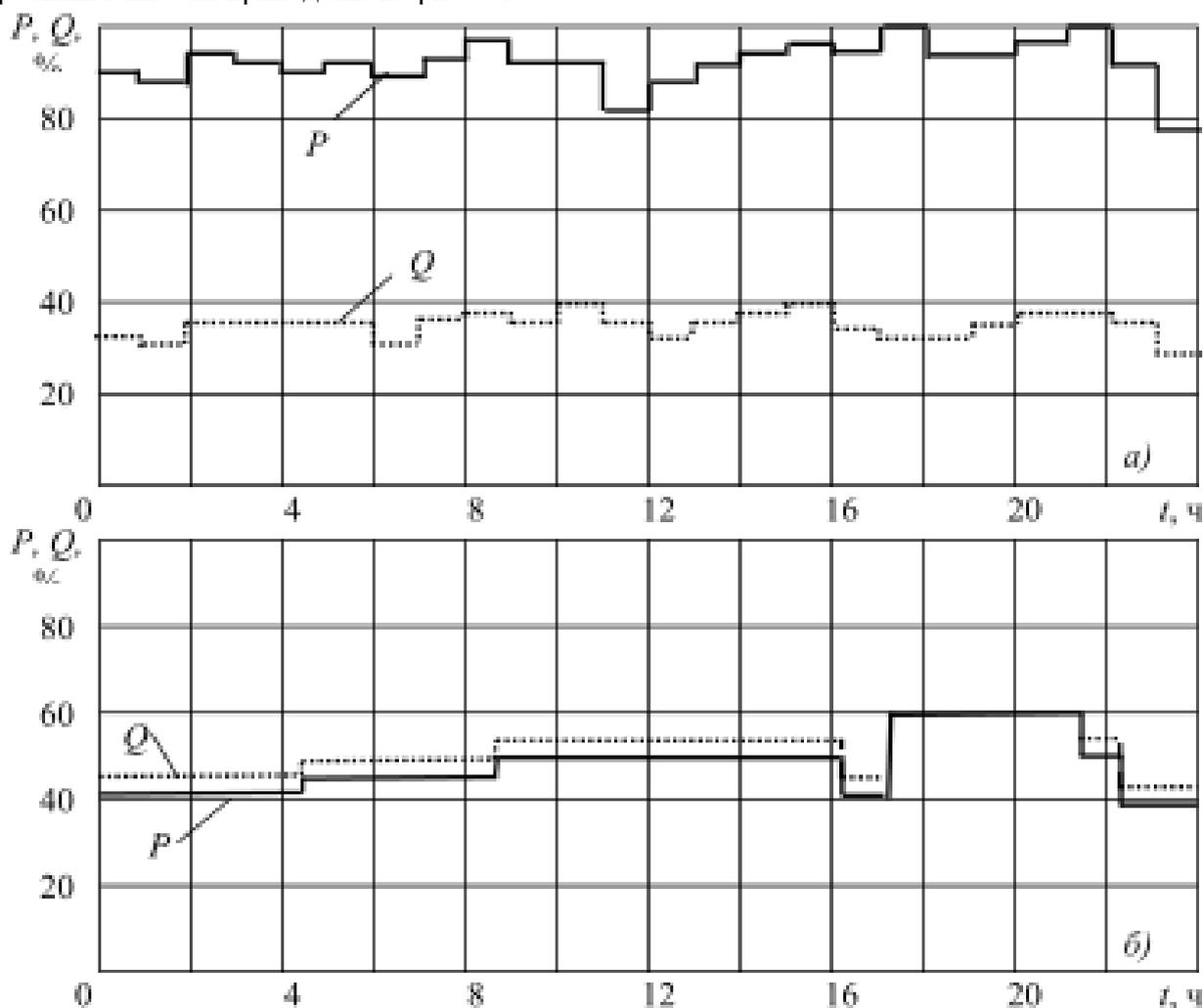
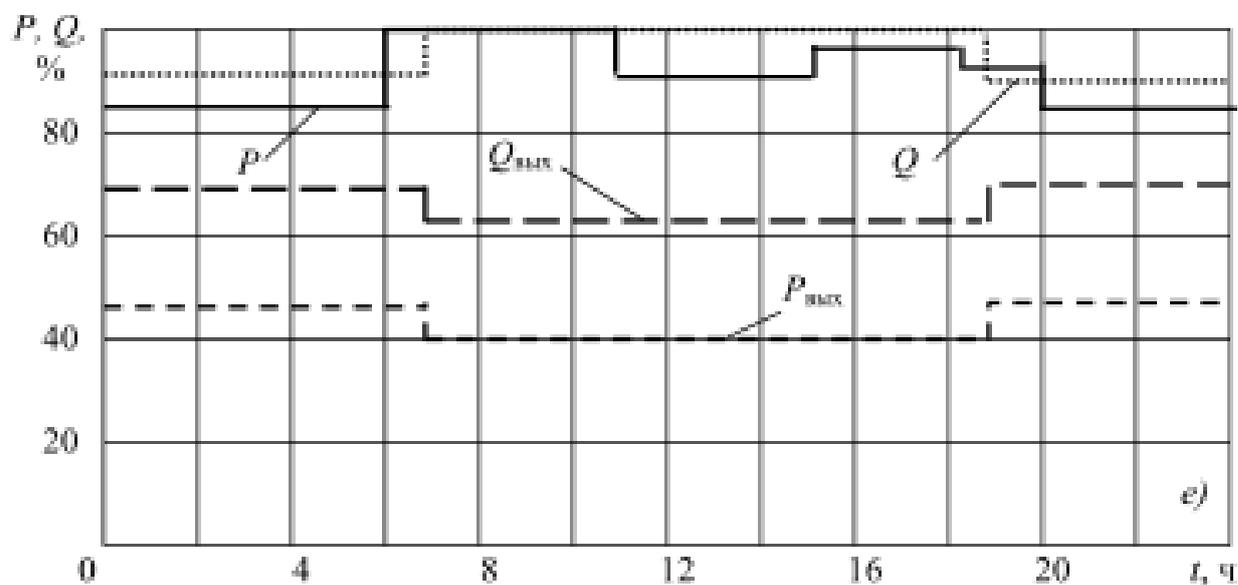
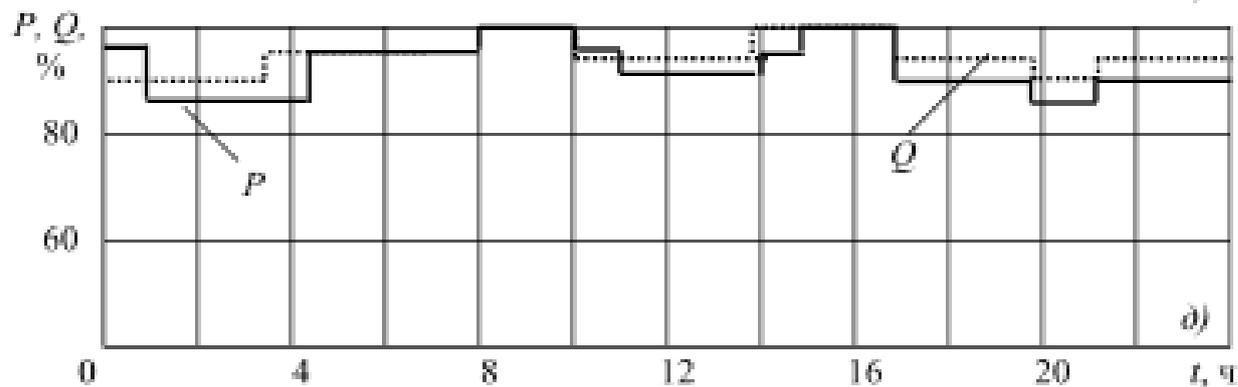
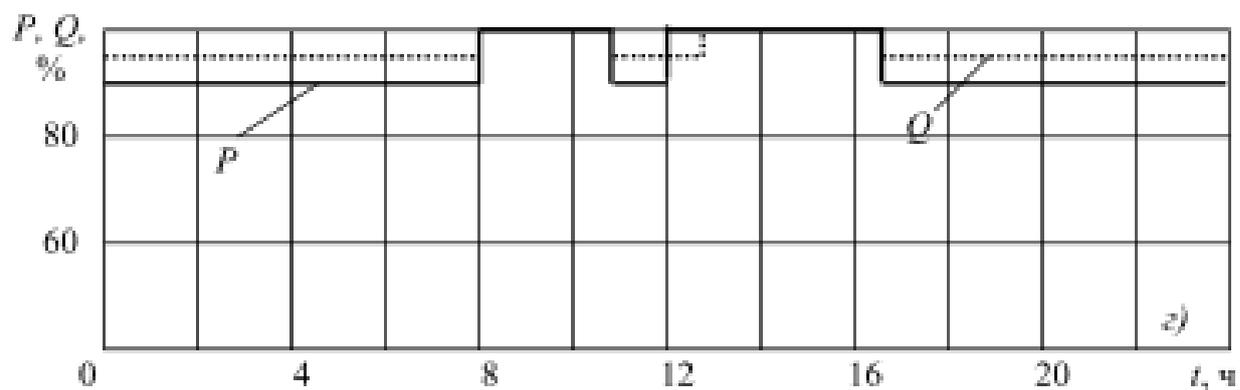
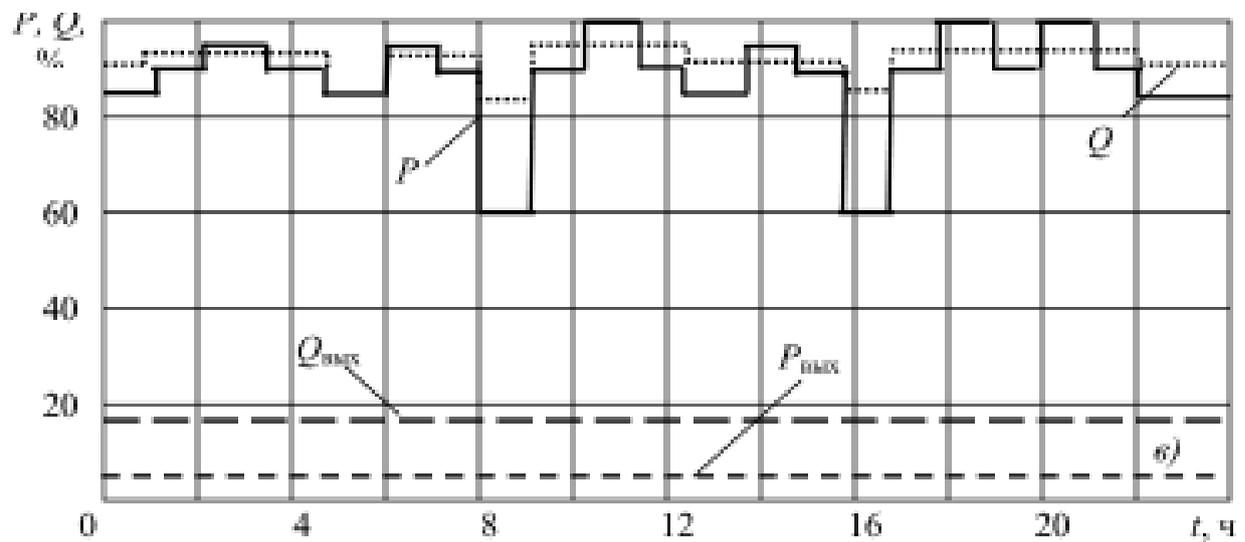
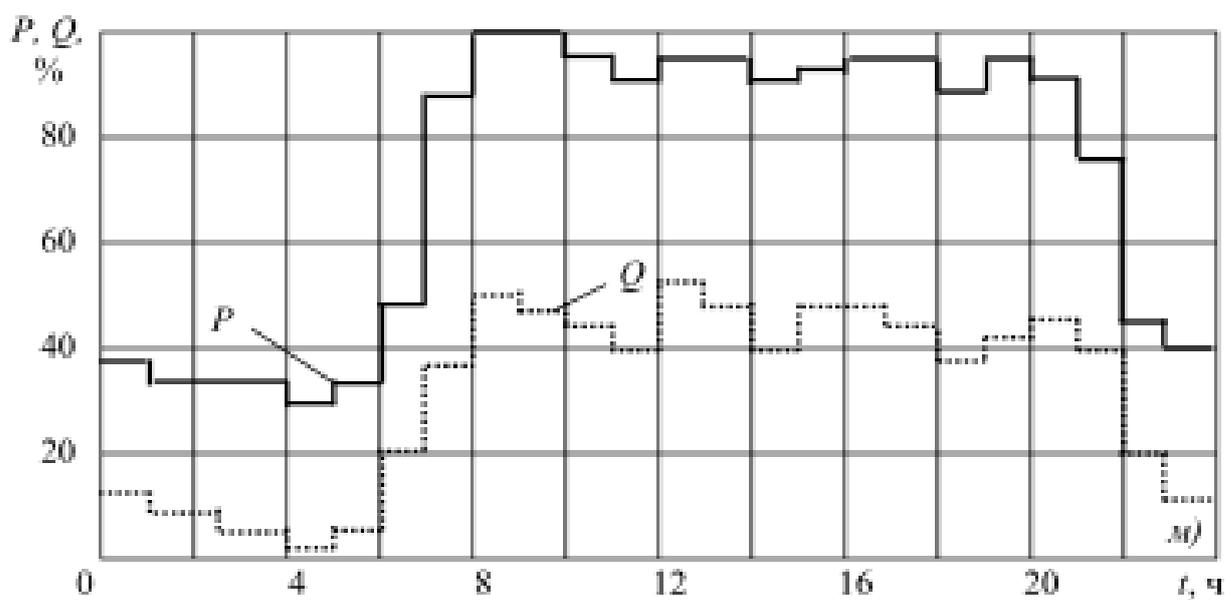
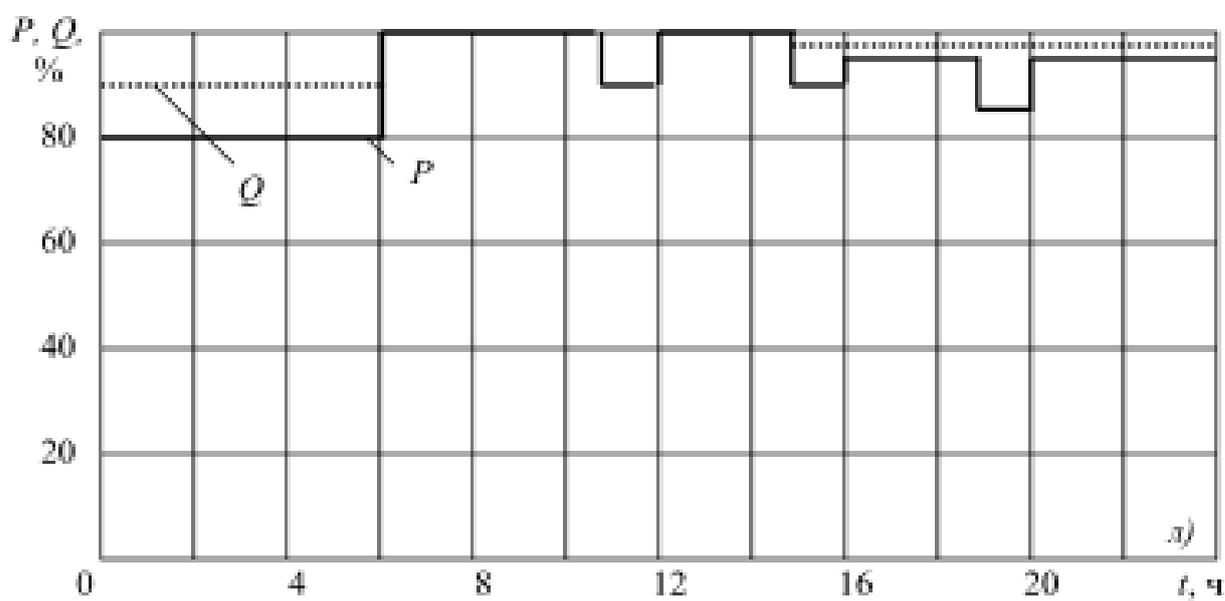
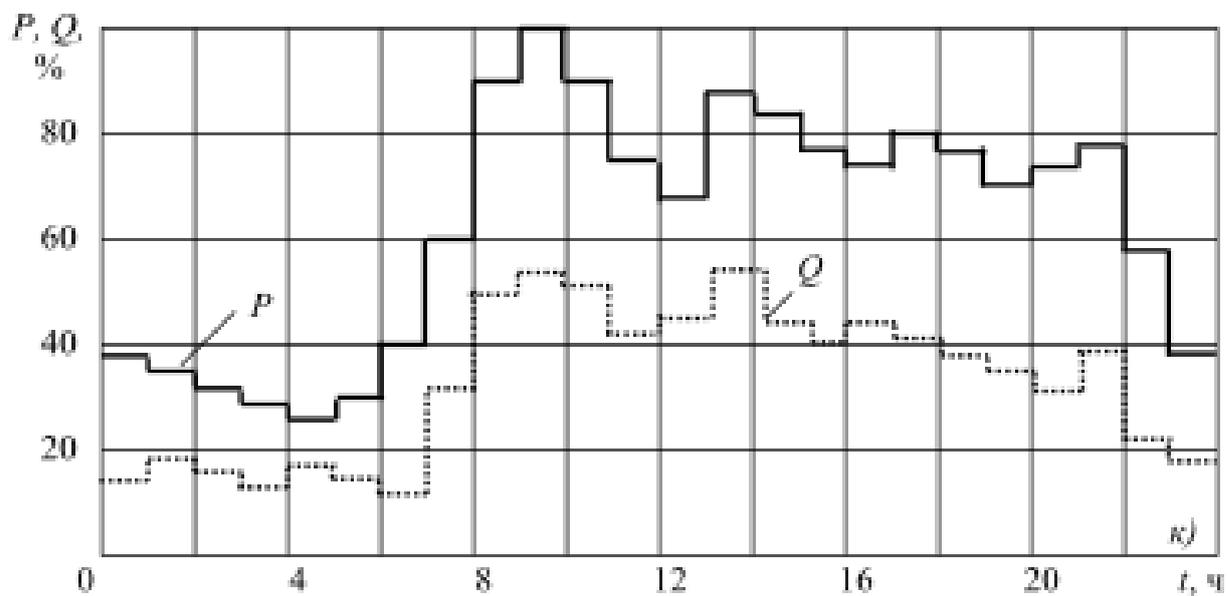


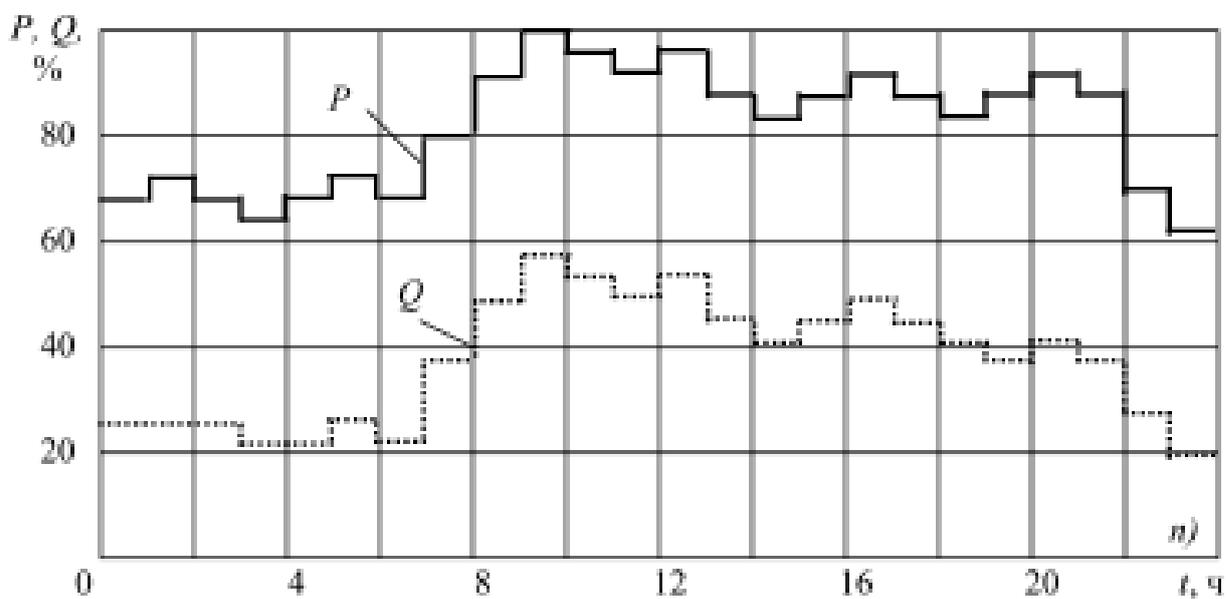
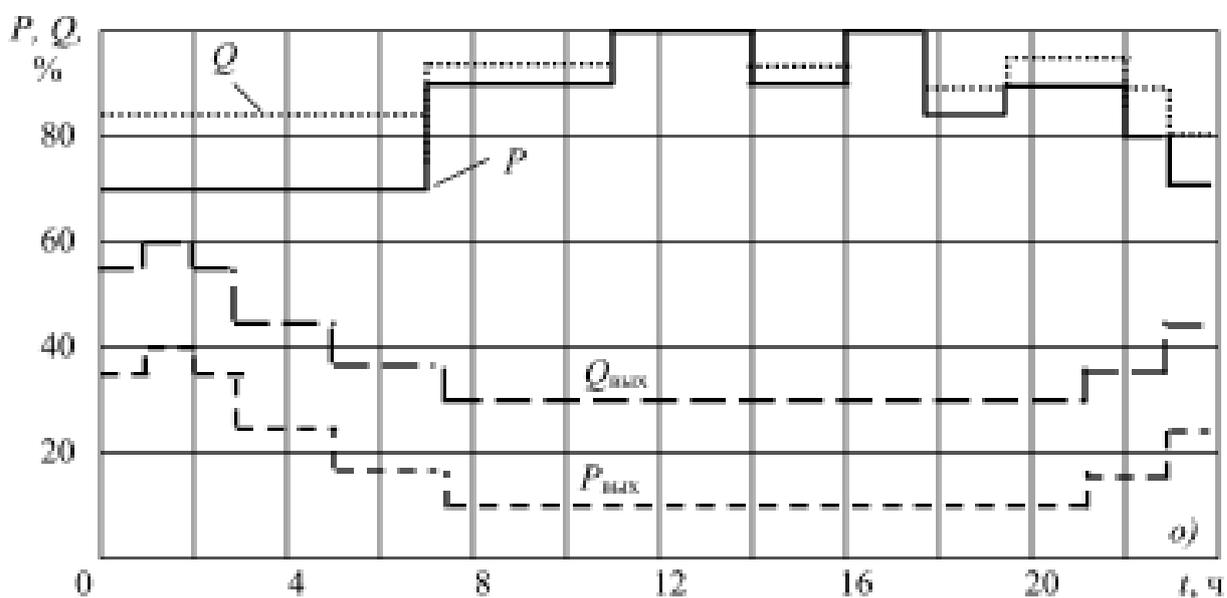
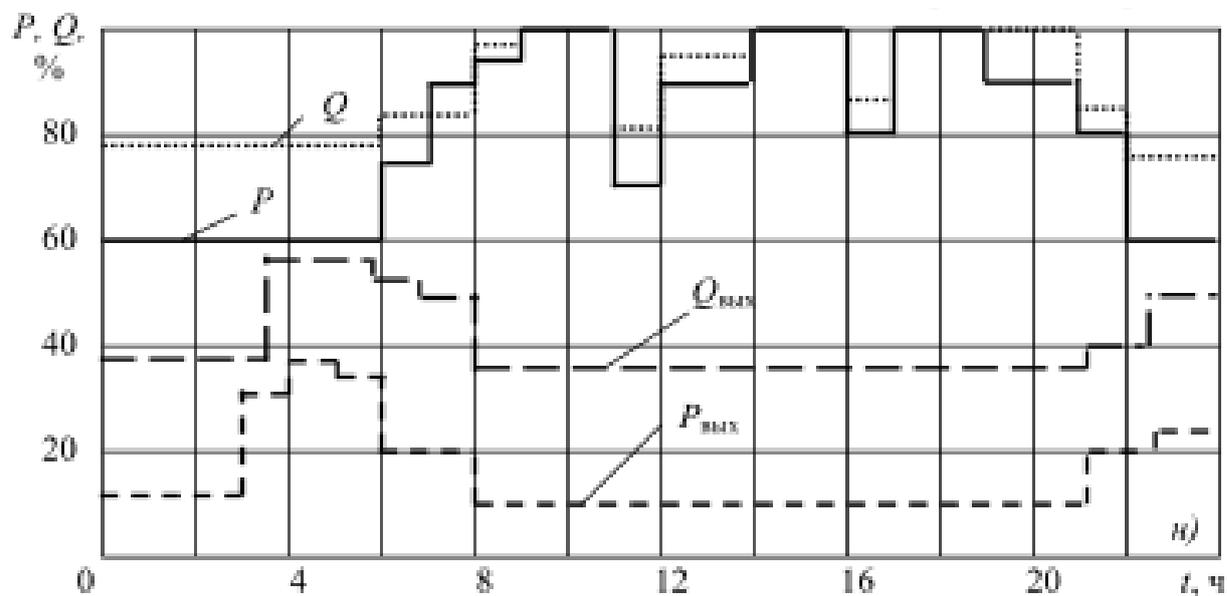
Рисунок 8.1 – Характерные суточные графики электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности

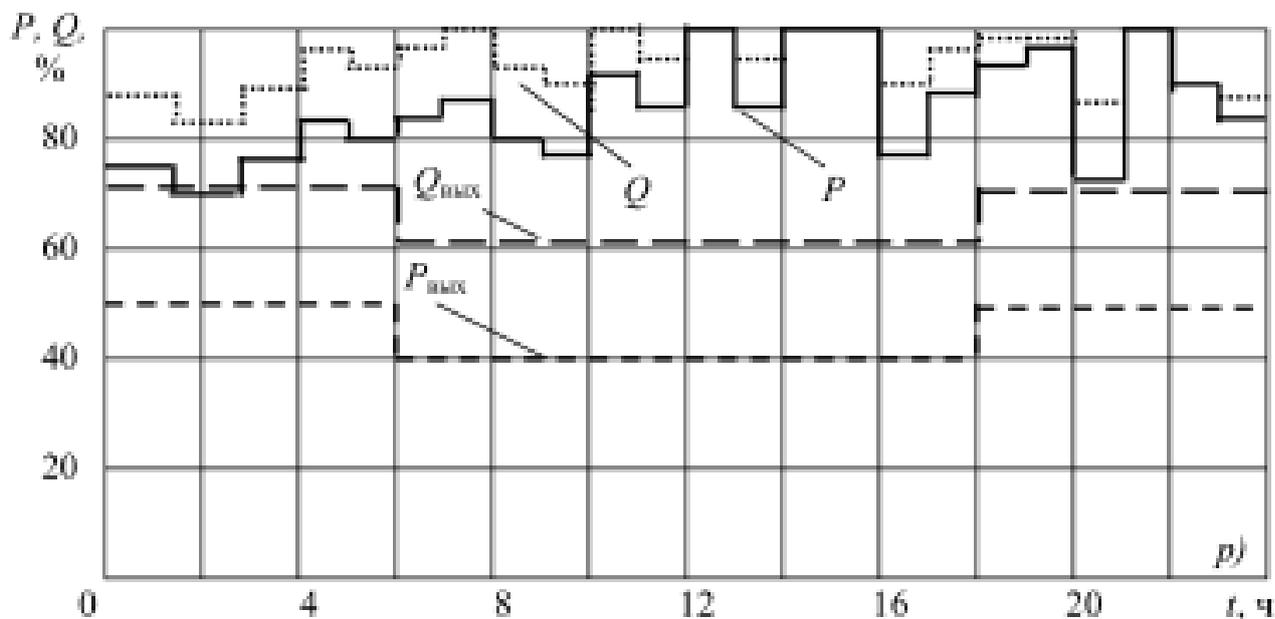
а – нефтепереработка; б – угледобыча; в – торфопереработка; г – цветной металлургии; д – химии; е – черной металлургии; ж – ремонтно-механических заводов; з – станкостроительных; и – автомобильных; к – деревообрабатывающей промышленности; л – целлюлозно-бумажной промышленности; м – легкой промышленности; н – прядильно-ткацких фабрик; о – печатных и отделочных фабрик; п – пищевой промышленности; р – тяжелого машиностроения.

P, Q – активная и реактивная нагрузка рабочего дня; $P_{\text{вых}}, Q_{\text{вых}}$ – активная и реактивная нагрузка выходного дня.









8.4 ВНУТРИЦЕХОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Определяющим фактором при выборе схемы цеховой сети является расположение технологического оборудования на плане цеха, степень его ответственности, номинальное напряжение и мощности электроприемников, расстояние от центра питания до электроприемника, характер нагрузки (спокойная, резкопеременная) и ее распределение по площади цеха. По структуре схемы внутрицеховых электрических сетей могут быть радиальными, магистральными и смешанными. Выбор конструкции сетей, способа канализации электрической энергии и типа проводников осуществляется с ориентацией на условия окружающей среды помещений цехов. В цеховых сетях напряжением до 1000 В наиболее широкое распространение получили электропроводки, кабельные линии комплектные шинопроводы. Воздушные линии имеют крайне ограниченное применение.

8.4.1 Общая классификация сред и помещений

Электропомещениями называются помещения или отгороженные, например сетками, части помещения, доступные только для обслуживающего персонала, в которых установлено находящееся в эксплуатации электрооборудование, предназначенное для производства, преобразования или распределения электроэнергии.

В зависимости от характера окружающей среды нормативными документами [7] введена следующая классификация помещений:

Сухие помещения – помещения, в которых относительная влажность не превышает 60 % при 20° С. Сухие помещения называются нормальными, если в них отсутствуют условия, характерные для помещений жарких, пыльных, с химически активной средой или взрывоопасных.

Влажные помещения – помещения, в которых пары или конденсирующаяся влага выделяются лишь временно и в небольших количествах, относительная влажность в которых не превышает 75 % при 20°С.

Сырые помещения – помещения, в которых относительная влажность длительно превышает 75 % при 20°С.

Особо сырые помещения – помещения, в которых относительная влажность воздуха близка к 100 % при 20°С (потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой).

Жаркие помещения – помещения, в которых температура длительно превышает 30°С.

Пыльные помещения – помещения, в которых по условиям производства выделяется технологическая пыль в таком количестве, что она может оседать на проводах, проникать внутрь машин, аппаратов и т.п. Пыльные помещения подразделяются на помещения с проводящей и непроводящей пылью.

Помещения с химически активной средой – помещения, в которых по условиям производства постоянно или длительно содержатся пары или образуются отложения, действующие разрушающе на изоляцию и токоведущие части электрооборудования.

Взрывоопасные помещения – помещения (и наружные установки), в которых по условиям технологического процесса могут образоваться взрывоопасные смеси: горючих газов или паров с воздухом или кислородом и с другими газами-окислителями (с хлором); горючих пылей или волокон с воздухом при переходе их во взвешенное состояние.

К невзрывоопасным относятся помещения и наружные установки, в которых сжигается твердое, жидкое или газообразное топливо (печные отделения газогенераторных станций, газовые котельные и др.), технологический процесс которых связан с применением открытого огня или раскаленных частей (открывающиеся электрические и другие печи), либо наружные поверхности имеют температуры нагрева, превышающие температуру самовоспламенения паров и газов в окружающей среде.

Взрывоопасность помещений определяется принятой классификацией – классы В-I, В-Iа, В-Iб, В-Iг, В-II, В-IIа.

К классу -I относят помещения, в которых в большом количестве выделяются горючие газы или пары, обладающие свойствами, способствующими образованию с воздухом или другими окислителями взрывоопасных смесей при нормальных недлительных режимах работы. Например, при загрузке или разгрузке технологических аппаратов, при переливании легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

К классу В-Iа относят помещения, в которых отсутствуют взрывоопасные смеси горючих паров или газов с воздухом или другими окислителями, но наличие их возможно только в результате аварий или неисправностей

К классу В-Iб относят те же помещения, что и к классу В-Iа, но имеющие следующие особенности:

- горючие газы обладают высоким нижним пределом взрываемости (15 % и более) и резким запахом при предельно допустимых по санитарным нормам концентрациях (машинные залы аммиачных компрессорных и холодильных абсорбционных установок);
- образование в аварийных случаях в помещениях общей взрывоопасной концентрации по условиям технологического процесса исключается, а возможна лишь местная взрывоопасная концентрация (помещения электролиза воды и поваренной соли);
- горючие газы и легковоспламеняющиеся горючие жидкости имеются в помещениях в небольших количествах, не создающих общей взрывоопасной концентрации, и работа с ними производится без применения открытого пламени. Эти помещения относятся к невзрывоопасным, если работа в них выполняется в вытяжных шкафах или под вытяжными зонтами.

К классу В-Iг относят наружные установки, содержащие взрывоопасные газы, пары, горючие и легковоспламеняющиеся жидкости (газгольдеры, емкости, сливно-наливные эстакады и т.д.), где взрывоопасные смеси возможны только в результате аварии или неисправности. Для наружных установок взрывоопасными считаются зоны: до 20 м по горизонтали и вертикали от эстакад с открытым сливом и наливом легковоспламеняющихся жидкостей; до 3 м по горизонтали и вертикали от взрывоопасного закрытого технологического оборудования и 5 м по вертикали и горизонтали от дыхательных и предохранительных клапанов – для остальных установок. Наружные открытые эстакады с трубопроводами для горючих газов и легковоспламеняющихся жидкостей относят к невзрывоопасным.

К классу В-II относят помещения, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыль или волокна, способные образовать с воздухом и другими окислителями взрывоопасные смеси при недлительных режимах работы (загрузка и разгрузка технологических аппаратов).

К классу В-IIа относят помещения класса В-II, в которых опасные состояния не имеют места, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

Пожароопасные помещения – помещения, в которых по технологическому процессу выделяются, применяются или хранятся горючие вещества. Пожароопасность определяется принятой классификацией – классы П-I, П-II, П-IIа, П-III.

К классу П-I относят помещения, в которых применяются или хранятся горючие жидкости с температурой вспышки выше 45 °С (например, склады минеральных масел, установки по регенерации минеральных масел и т.п.).

К классу П-II относят помещения, в которых выделяются горючие пыль или волокна, переходящие во взвешенное состояние. Возникающая при этом опасность ограничена пожаром (но не взрывом) из-за физических свойств пыли или волокон, или из-за того, что содержание их в воздухе по условиям эксплуатации не достигает взрывоопасных концентраций (например, деревообделочные цеха, малозапыленные помещения мельниц и элеваторов).

К классу П-Па относят производственные и складские помещения, содержащие твердые или волокнистые горючие вещества, причем признаки, перечисленные в П-П, отсутствуют.

К классу П-Ш относят наружные установки, в которых применяются или хранятся горючие жидкости с температурой вспышки паров выше 45°C (например, открытые склады минеральных масел), а также твердые горючие вещества (например, открытые склады угля, торфа, древесины).

С точки зрения поражения электрическим током помещения подразделяются на помещения с повышенной опасностью, особо опасные и помещения без повышенной опасности.

Помещения с повышенной опасностью характеризуются наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

- сырости или проводящей пыли;
- токопроводящих полов (металлических, земляных, железобетонных, кирпичных и т.п.)
- высокой температуры;
- возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

Особо опасные помещения характеризуются наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

- особой сырости;
- химически активной среды;
- одновременного наличия двух или более условий повышенной опасности.

Помещения без повышенной опасности – помещения, в которых отсутствуют условия, создающие «повышенную опасность» и «особую опасность».

8.4.2 Кабельные линии

Основными элементами силовых кабелей являются: токопроводящие жилы, изоляция, оболочки и защитные покрытия. Кроме основных элементов в конструкцию кабеля могут входить экраны, жилы защитного заземления и заполнители (рис.8.2).

Силовые кабели различают: по роду металла токопроводящих жил-кабели с алюминиевыми и медными жилами; по роду материалов, которыми изолируются токоведущие жилы – кабели с бумажной, с пластмассовой и резиновой изоляцией; по роду защиты изоляции жил кабелей от влияния внешней среды – кабели в металлической, пластмассовой и резиновой оболочке; по способу защиты от механических повреждений – бронированные и небронированные; по количеству жил – одно-, двух-, трех- и четырехжильные.

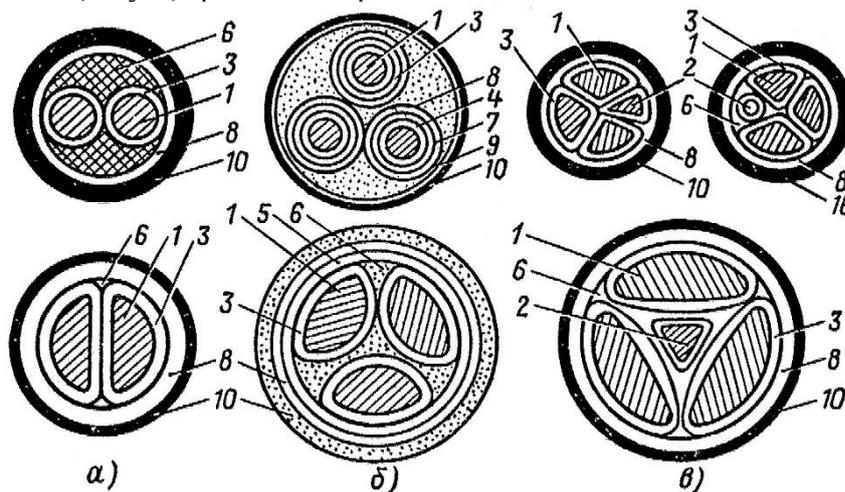


Рисунок 8.2 – Сечения силовых кабелей:

а – двухжильные кабели с круглыми и сегментными жилами; *б* – трехжильные кабели с поясной изоляцией и отдельными оболочками; *в* – четырехжильные кабели с нулевой жилой круглой, секторной и треугольной формы; 1 – токопроводящая жила; 2 – нулевая жила; 3 – изоляция жилы; 4 – экран на токопроводящей жиле; 5 – поясная изоляция; 6 – заполнитель; 7 – экран на изоляции жилы; 8 – оболочка; 9 – бронепокров; 10 – наружный защитный покров

Трехжильные кабели имеют только основные жилы (для передачи электрической энергии), а четырехжильные – три основные и одну нулевую. Для каждой марки кабелей установлена определенная шкала сечений [6]. Нулевая жила, как правило, имеет сечение, уменьшенное по сравнению с основными жилами (табл.8.3).

Типоразмеры силовых кабелей напряжением до 10 кВ приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.3

Соотношение сечений, мм², основных и заземляющих (нулевых) жил

Сечение основной токопроводящей жилы, мм ²	Сечение жилы защитного заземления, мм ² , для кабелей		
	с пластмассовой изоляцией	с резиновой изоляцией	с бумажной пропитанной изоляцией
1	—	1	—
1,5	1	1	—
2,5	1,5	1,5	—
4	2,5	2,5	—
6	4	4	—
10	6	6	6
16	10	10	10
25, 35	16	16	16
50, 70	—	25	25
95, 120	—	35	35
150, 185	—	50	50
240, 300	—	70	—

Примечание. У кабелей с резиновой изоляцией с алюминиевыми основными жилами сечением 2,5 мм² сечение жилы защитного заземления должно быть 2,5 мм².

Таблица 8.4

Типоразмеры силовых кабелей напряжением до 10 кВ

Марка	Число жил	Сечение жил, мм ² , при напряжении, кВ				
		0,66	1	3	6	10
<i>Кабели с бумажной пропитанной изоляцией</i>						
ААГ, АСГ, СГ, ААШв, ААШп	1	—	10-800	10-625	—	—
ААБлГ, ААБл, ААБ2л, ААБ2Шв, АСБ, СБ, АСБл, СБл, АСБ2л, СБ2л, АСБн, СБн, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ	1	—	10-800	10-625	—	—
ААПл, ААП2л, ААПлГ, АСП, СП, АСПл, СПл, АСП2л, СП2л, АСПлн, СПлн, АСПГ, СПГ, ААПлШв	1	—	50-800	35-625	—	—
ААШв-В, ААП2лШв-В, ААБл-В, АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБл-В, СБн-В, АСБлн-В, АСБ2л-В, АСБн-В, СБ2л-В	1	—	10-500	10-500	—	—
АСБГ-В, СБГ-В	1	—	10-625	—	—	—
АСБ2лГ-В, СБ2лГ-В, ААПлГ-В, АСП-В, СП-В, АСПл-В, СПл-В, АСП2л-В, АСП2л-В, АСПлн-В, СПлн-В, АСПГ-В, СПГ-В, ААПл-В, СП2л-В	1	—	240-625	—	—	—
АСП2лГ-В, СП2лГ-В	1	—	—	—	—	—
ААБл, ААБл-В, АСБ, СБ, АСБ-В, СБ-В, АСБл, СБл, АСБл-В, СБл-В, АСП2л, СП2л, АСПл, СКл, АСКл	1	—	240-800	—	—	—
АСГ, СГ, АСБ, СБ, АСБл, СБл, АСБ2л, СБ2л, АСБн, СБн, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ	2	—	6-150	—	—	—
АСП, СП, АСПл, СПл, АСП2л, СП2л, АСПГ, СПГ	2	—	25-150	—	—	—

АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБл-В, АСБн-В, СБн-В, АСБлн-В, СБлн-В, СБГ-В, АСБ2л-В, СБ2л-В, АСБГ-В	2	–	6-120	–	–	–
АСП-В, СП-В, АСПл-В, СПл-В, АСПГ-В, СПГ-В, АСП2л-В, СП2л-В	2	–	25-120	–	–	–
ААГ, ААШв, ААШп, ААБл, ААБ2лШв, ААБ2лШп, ААБлГ, АСШв, ААБ2л, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ, АСБ2л, СБ2л, АСБ2лШв, СБ2лШв, АСБ2лГ, СБ2лГ, СГ, АСГ, АСБ, СБ, АСБл, СБл, АСБн, СБн	3	–	6-240	6-240	10-240	16-240
СПШв	3	–	25-240	–	16-240	16-240
СШв, СБШв, ААП2л, ААПлГ, ААП2лШв, ААП2лГ, АСПл, АСП, СП, СПл, АСП2л, СП2л, АСПлн, СПлн, АСПГ, АСП2лГ, СПГ, АСКл, СКл, СП2лГ	3	–	25-240	25-240	16-240	16-240
ААШв-В, ААП2лШв-В, ААБл-В, ААБ2л-В, АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБн-И, ААГ-В, АСБлн-В, СБлн-В, АСБГ-В, СБГ-В, СБ2л-В, ААШп-В, АСБ2л-И, СБл-В, АСБн-В	3	–	6-120	6-120	16-120	–
ААБв, ААБвГ	3	–	–	–	10-240	16-240
ААШв-В, ААБлГ-В, АСБГ-В, СБГ-В	3	–	185-240	–	–	–
ААПл-В, ААПлГ-В, АСП-В, СП-В, АСПл-В, СПл-В, СПлн-В, АСПлн-В, АСП2л-В, СП2л-В	3	–	25-150	25-150	16-120	–
АСПГ-В, СПГ-В, АСП2лГ-В, СП2лГ-В	3	–	185-240	–	–	–
ААГ, ААШп, ААШв, ААБлГ, ААП2лШв, ААБл, ААБ2л, АСГ, СГ, АСБ, АСБл, СБл, АСБн, СБн, АСБлн, СБлн, АСБГ, СБГ, АСБ2л, СБ2л, АСШв, СШв, СБШв, АСБГ-В, СБГ-В	4	–	10-185	–	–	–
ААПл, ААП2л, ААПлГ, АСП, СП, АСПл, СПШв, СПл, АСПлн, СПлн, АСПГ, СПГ, АСП2л	4	–	16-185	–	–	–
ААШв, ААП2лШв-В, ААБл-В, ААБ2л-В, АСБн-В, АСБлн-В, СБн-В, АСБ2л-В, СБ2л-В, АСБ-В, СБ-В, АСБл-В, СБл-В	4	–	10-120	–	–	–
АСКл, СКл	4	–	25-185	–	–	–
ААБлГ-В, ААПл-В, ААПлГ-В, СП-В, АСП-В, АСПлн-В, СПлн-В, АСПГ-В, СПГ-В, АСП2л-В, СП2л-В, АСПл-В, СПн-В	4	–	16-120	–	–	–
<i>Кабели с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом</i>						
ЦААБл, ЦААБ2л, ЦААБШв, ЦААБШп, ЦААПл, ЦААП2л, ЦААБлГ, ЦААБлн, ЦААПлГ, ЦААПлн, ЦААПлШв, ЦААСПШв, ЦСБн, ЦААШв, ЦАСБ, ЦСБ, ЦАСБГ, ЦСБГ, ЦАСБн, ЦАСБШв, ЦСШв, ЦАСШв, ЦСПШв, ЦСБШв, ЦАСП,	3	–	–	–	25-185	25-185

ЦАСБл, ЦСБл, ЦАСПГ, ЦСП, ЦСПГ, ЦСПН, ЦАСПл, ЦСПл, ЦАСКл, ЦСКл, ЦААБВГ, ЦАСПН						
<i>Кабели с пластмассовой изоляцией</i>						
ВВГ, ПВГ, ПсВГ, ПвВГ, ВВГ-ХЛ	1, 2, 3	1,5-50	1,5-240	–	–	–
	4		1,5-185	–	–	–
АВВГ, АПВГ, АПсВГ, АПвВГ, АВВГ-ХЛ	1, 2, 3	2,5-50	2,5-240	–	–	–
	4		2,5-185	–	–	–
АВБбШв, ВБбШв, АПБбШв, АПсБбШв, ПсБбШв, АПвБбШв	2	4-50	6-240	–	–	–
	3		6-240	–	–	–
	4		6-185	–	–	–
АВАШв, ВАШв, АПВАШв, ПВАШв	3	4-50	6-240	6-240	10-240	–
	4		6-185	6-185	–	–
АВВГ, ВВГ, АПВГ, ПВГ, АПсВг, ПсВГ, АПвВГ, ПвВГ, АВБбШв, ВБбШв, АПБбШв, ПБбШв, АПсБбШв, ПсБбШв, АПвБбШв, ПвБбШв	3	–	–	–	10-240	–
ВВГ, ПВГ, ПсВГ, ПвВГ, ВВГ-ХЛ, АПВГ, АПсВГ, АПвВГ, АВВГ	5	–	1,5-2,5	–	–	–
			2,5-3,5	–	–	–
<i>Кабели силовые для взрывоопасных и химически активных сред</i>						
АВБВ	2	2,5-50	–	–	–	–
	3-4					
ВБВ	2	1,5-50	–	–	–	–
	3-4					
<i>Кабели силовые гибкие</i>						
КШВГ-ХЛ, КШВГЭВ-ХЛ	3	–	–	–	10-150	–
КРПТ, КРПТН, КРПТ-ХЛ	1	2,5-120	–	–	–	–
	2-3					
КРПГ, КРПГ-ХЛ	2 и 3	0,75-70	–	–	–	–
КРПГН	3	1,5-10	–	–	–	–
КРПС, КРПС-ХЛ	3	2,5-10	–	–	–	–
КРПСН, КРПСН-ХЛ	3	2,5-50	–	–	–	–
КРШК, КРШК-ХЛ	3	95-150	–	–	–	–
КШВГ-ХЛ, КШВГЭ-ХЛ	3	–	–	–	6-50	–
<i>Кабели с резиновой изоляцией</i>						
СРГ	1	1-240	–	1,5-500	2,5-500	240-400
	2 и 3	1-185	–	–	–	–
АСРГ	1	4-300	–	4-500	4-500	240-400
	2	4-250	–	–	–	–
	3	2,5-240	–	–	–	–
ВРГ, ВРТГ, НРГ, ВРГ-ХЛ	1-3	1-240	–	–	–	–
АВРГ, АНРГ, АВРТГ	1	4-300	–	–	–	–
АВРГ-ХЛ	2 и 3	2,5-300	–	–	–	–
СРБ2лГ, АСРБ2лГ	1	–	–	240, 400, 500	–	–
СРБГ, АСРБГ	1	–	–	–	95,240, 400, 500	–

СРБ, СРБГ, ВРБ _н , ВРБ, ВРБГ, НРБ, НРБГ, ВРТБ, ВРТБГ, ВРТБ _н	2 и 3	2,5-185	–	–	–	–
АСРБ, АСРБГ, АВРБ, АВРБ _н	2	4-240	–	–	–	–
АВРБГ, АНРБ, АНРБГ, АВРТБ, АВРТБГ, АВРТБ _н	3	2,5-240	–	–	–	–

Примечание. Стандартный ряд сечений кабелей: 0,35; 0,5; 0,75; 1; 1,2; 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400; 500; 625; 800; 1000; 1200; 2000 мм². Для каждой марки установлена определенная шкала сечений. Сечения 0,35; 0,5 и 0,75 мм² – только для медных жил. Каждая конструкция кабелей имеет свое обозначение и марку. Марка кабеля составляется из начальных букв слов, описывающих конструкцию кабеля (табл.8.5).

Таблица 8.5

Буквенные обозначения марок кабелей

Символ	Место написания в обозначении марки	Значение
А	Впереди обозначения	Материал жил – алюминий
Не имеет символа	–	Материал жил – медь
А	Впереди обозначения (для кабелей с алюминиевыми жилами после символа материала жил)	Оболочка – алюминий
С	То же	Оболочка – свинец
СТ	То же	Оболочка – стальная гофрированная
В	То же	Оболочка – поливинилхлорид
Н	То же	Оболочка – наирит (негорючая резина)
П	То же	Оболочка – полиэтилен
Р	В середине обозначения	Изоляция жил – теплостойкая резина
В	То же	Изоляция жил – поливинилхлорид
П	То же	Изоляция жил – полиэтилен
Пс	То же	Изоляция жил – самозатухающий полиэтилен
Пв	То же	Изоляция жил – вулканизированный полиэтилен
Не имеет символа	То же	Изоляция жил – бумажная, нормально пропитанная
В	В конце обозначения через дефис	Изоляция жил – бумажная, обеднено-пропитанная
Ц	В начале обозначения	Изоляция жил – бумажная, пропитанная нестекающей массой на основе церезина
Б	В конце обозначения	Защитный покров – броня из стальной ленты
П	В конце обозначения	Защитный покров – броня из плоской стальной оцинкованной проволоки
К	То же	Защитный покров – броня из круглой стальной оцинкованной проволоки
Г	То же	Указывает на отсутствие джутовой оплетки поверх брони
О	Перед символом С	Характеризует кабели с отдельно освинцованными жилами

О	Перед символом В	Характеризует кабели с отдельно экранированными жилами под поливинилхлоридной оболочкой каждой жилы
Шв	В конце обозначения	Указывает на наличие шланга из поливинилхлоридного пластика
Шп	В конце обозначения	Указывает на наличие шланга из полиэтилена
в	После буквы, обозначающей тип брони	Указывает на наличие усиленной подушки под броню, накладываемой поверх алюминиевой оболочки для защиты ее от коррозии
б	То же	Отсутствие подушки у защитного покрова
л	То же	Усиленная подушка у защитного покрова
2л	То же	Особо усиленная подушка у защитного покрова
н	То же	Негорючий наружный покров у защитного покрова
-1к, -2к	В конце обозначения, после тире	С одной или двумя контрольными жилами
Т, ТС	То же	В тропическом исполнении

Область применения силовых кабелей зависит от конструктивного выполнения электрической сети, способа прокладки кабелей и воздействия на них агрессивной и взрыво- или пожароопасной окружающей среды. Марки кабелей, рекомендуемых для прокладки в земле (траншеях), приведены в таблице 8.6, а для прокладки в воздухе – в таблице 8.7. Марки кабелей в этих таблицах расположены в убывающей последовательности, начиная с наиболее предпочтительных.

Таблица 8.6.

Марки кабелей, рекомендуемых для прокладки в земле (траншеях)

Область применения	Кабель прокладывается на трассе	С бумажной пропитанной изоляцией		
		В процессе эксплуатации не подвергается растягивающим усилиям	В процессе эксплуатации подвергается растягивающим усилиям	С пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой ¹
В земле (траншеях) с низкой коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШв, ААШп, ААБл, АСБ ¹	ААПл, АСПл ¹	АВВГ ² , АПсВГ ² , АПвВГ ² , АПВГ ²
	С наличием блуждающих токов	ААШв, ААШп, ААБ2л, АСБ ¹	ААП2л, АСПл ¹	АВВБ, АПВБ, АПсВБ, АППБ, АПвПБ, АПБбШв, АПвБбШв, АВБбШв, АВБбШп, АПсБбШв
В земле (траншеях) со средней коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШв, ААШп, ААБл, ААБ2л, АСБ ¹ , АСБл ¹	ААПл, АСПл ¹	АПАШп, АПАШв, АВАШв, АПсАШв, АВРБ, АНРБ, АВАБл, АПАБл
	С наличием блуждающих токов	ААШп, ААШв ³ , ААБ2л, ААБв, АСБл ¹ , АСБ2л ¹	ААП2л, АСПл ¹	

В земле (траншеях) с высокой коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШп, ААШв ³ , ААБ2л, ААБ2лШв, ААБ2лШп, ААБв, АСБл ¹ , АСБ2л ¹	ААП2лШв, АСП2л ¹	АПАШп, АПАШв, АВАШв, АПсАШв, АВРБ, АНРБ, АВАБл, АПАБл
	С наличием блуждающих токов	ААШп, ААБв, АСБ2л ¹ , АСБ2лШв ¹	ААП2лШв, АСП2л ¹	

¹ Применение кабелей в свинцовой оболочке должно быть в каждом конкретном случае технически обосновано в проектной документации.

² Кабели на номинальное напряжение до 1 кВ включительно.

³ Подтверждается опытом эксплуатации.

⁴ Для прокладки на трассах без ограничения разности уровней.

Примечания.

1. Кабели с пластмассовой изоляцией в алюминиевой оболочке не следует применять для прокладки на трассах с наличием блуждающих токов в грунтах с высокой коррозионной активностью.

2. Кабели ААШв не следует применять: на трассах с числом поворотов более четырех под углом, превышающим 30° (или более двух поворотов в трубах); на прямолинейных участках, имеющих более четырех переходов в трубах длиной более 20 м (или более двух переходов в трубах длиной 40 м) и более четырех переходов через огнестойкие перегородки или аналогичные препятствия (например, стены зданий) из-за значительной жесткости кабеля и низкой механической прочности защитного шланга.

Таблица 8.7

Марки кабелей, рекомендуемых для прокладки в воздухе

Область применения	С пропитанной бумажной изоляцией		С пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой	
	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при опасности механических повреждений в эксплуатации	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при опасности механических повреждений в эксплуатации
<i>Прокладка в помещениях (туннелях), каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях и др.:</i>				
сухих	ААГ, ААШв	ААБлГ		
сырых, частично отапливаемых при наличии среды с низкой коррозионной активностью	ААШв	ААБлГ	АВВГ, АНРГ, АПВГ ² , АПсВГ	АВВБГ, АВРБГ, АВБбШв, АВАШв, АПсВбШв, АПсВБГ, АПсвБГ, АПВБГ ² , АНРБГ, АПВВБГ ² , АПАШв, АПВБбШв ²
сырых, частично отапливаемых при наличии среды со средней и высокой коррозионной активностью	ААШв, АСШв ¹	ААБвГ, ААБ2лШв, ААБлГ, АСБлГ ¹ , АСБ2лГ ¹ , АСБ2лШв ⁵		
Прокладка в пожароопасных зонах	ААГ, ААШв	ААБвГ, АСБлГ ¹ , ААБлГ	АВВГ, АВРГ, АПсВГ, АПсвВГ, АНРГ, АСРГ ¹	АВВБГ, АВВБбГ, АВБбШв, АПсвБГ, АВРБГ, АСРБГ ¹ , АПсБбШв
<i>Прокладка во взрывоопасных зонах классов:</i>				
В-I, В-Iа	СБГ, СБШв	–	ВВГ ³ , ВРГ ³ , НРГ ³ , СРГ ³	ВБВ, ВБбШв, ВВБбГ, ВВБГ, НРБГ, СРБГ ¹
В-Іг, В-II	ААБлГ, АСБГ ¹ , ААШв	–	АВВГ, АВРГ, АНРГ	АВБВ, АВБбШв, АВВБбГ

В-Іб, В-Іа	ААГ, АСГ ¹ , АСШВ ² , ААШВ	ААБлГ, АСБГ ¹	АВВГ, АВРГ, АНРГ, АСРГ ¹	АВВБГ, АВРБГ, АНРБГ, АСРБГ ¹
<i>Прокладка на эстакадах:</i>				
технологических	ААШВ	ААБлГ, ААБвГ, ААБ2лШв, АСБлГ ¹	–	АВВБГ, АВВБбГ, АВРБГ, АНРБГ, АПсВБГ, АПвсБГ, АВАШВ
специальных кабельных	ААШВ, ААБлГ, ААБвГ ⁴ , АСБлГ ¹	–	АВВГ, АВРГ, АНРГ, АПсВГ	АВВБГ, АВВБбГ, АВРБГ, АНРБГ
по мостам	ААШВ	ААБлГ	АПвВГ, АПВГ, АПвсВГ, АВАШВ, АПАШВ	АВАШВ, АПсВБГ, АПвВБГ, АПВБГ
Прокладка блоках	В СГ, АСГ		АВВГ, АПсВГ, АПвВГ, АПВГ	

¹ Применение кабелей в свинцовой оболочке должно быть в каждом конкретном случае технически обоснованно в проектной документации.

² Для одиночных кабельных линий, прокладываемых в помещениях.

³ Для групповых осветительных сетей во взрывоопасных зонах класса В-Іа.

⁴ Применяются при наличии химически активной среды.

⁵ Кабель марки АСБ2лШв может быть использован в исключительно редких случаях с особым обоснованием.

Примечания.

1. То же, что примечание 2 к таблице 2.12.

2. Кабели с бумажной пропитанной изоляцией в алюминиевой оболочке с однопроволочными алюминиевыми жилами сечением 3×150–3×240 мм² не рекомендуется прокладывать на участках трасс с числом поворотов на строительной длине кабеля более трех под углом 90° в кабельных сооружениях промышленных предприятий из-за усилий тяжения, превышающих нормируемые.

В четырехпроводных сетях применяют четырехжильные кабели. Прокладка нулевых жил отдельно от фазных не допускается.

В сетях трехфазной системы допускается применять одножильные кабели, если это приводит к значительной экономии меди или алюминия по сравнению с трехжильными или при невозможности применения кабеля необходимой строительной длины.

8.4.3 Комплектные шинопроводы

Шинопроводом называется жесткий токопровод на напряжение до 1000 В заводского изготовления, поставляемый комплектными секциями. По назначению шинопроводы делятся на магистральные, рассчитанные на большой ток, с малым количеством ответвлений, и распределительные, выполненные на меньшие токи и большое количество присоединений, а также на осветительные и троллейные. Конструкции шинопроводов различных типов приведены на рис.8.3.

Магистральные шинопроводы предназначены для магистральных четырехпроводных электрических сетей в системе с глухозаземленной нейтралью, служат для питания распределительных шинопроводов и пунктов, отдельных крупных электроприемников. Их технические данные приведены в таблице 8.8.

Распределительные шинопроводы ШРА (с алюминиевыми шинами) и ШРМ (с медными шинами) предназначены для передачи и распределения электроэнергии напряжением 380/220 В при возможности непосредственного присоединения к ним электроприемников в системах с глухозаземленной нейтралью. Технические данные шинопроводов ШРА и ШРМ даны в таблице 8.9.

Комплектные магистральные и распределительные шинопроводы применяются только для внутренней электропроводки. При необходимости выхода шинопровода за пределы помещения, а также на сложных трассах, в местах пересечения с инженерными сооружениями удобнее заменять секции магистрального шинопровода кабельными вставками марки АВВ на большие токи. Технические данные одножильных кабелей марки АВВ приведены в таблице 8.10.

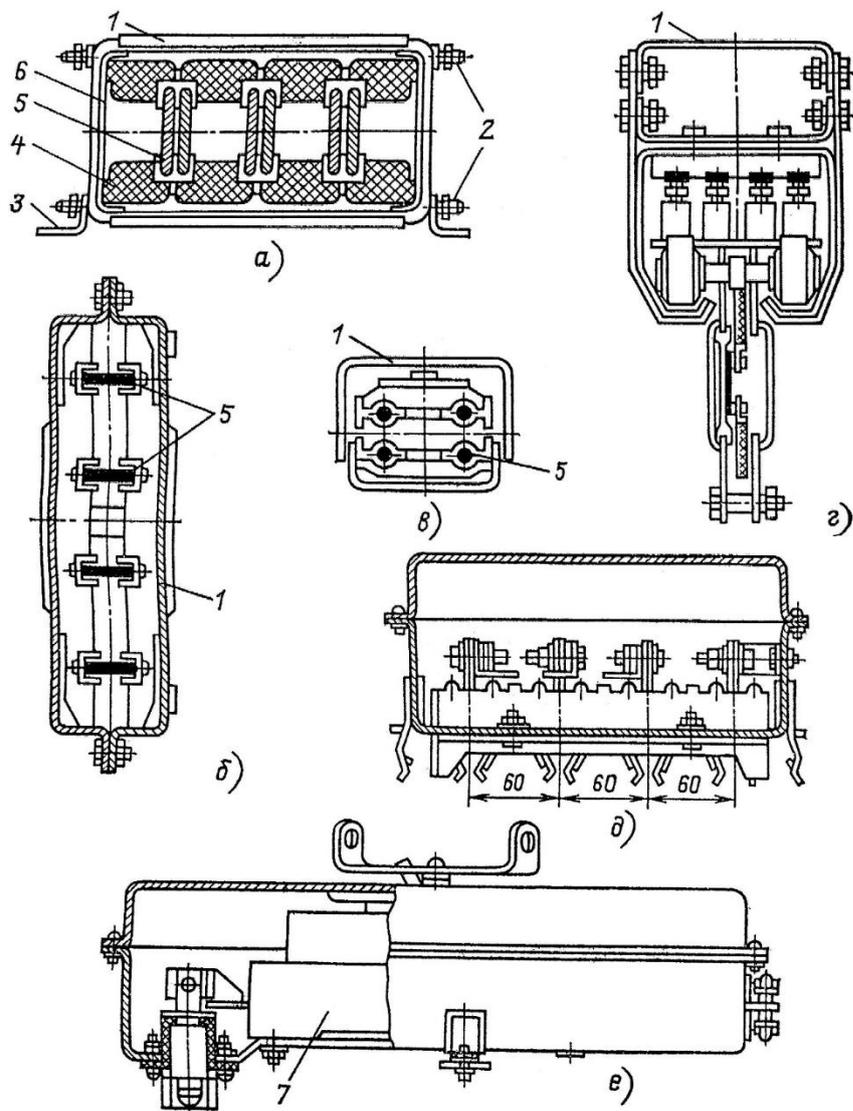


Рисунок 8.3 – Конструкции шинопроводов различных серий и их элементы: а – магистральный ШМА; б – распределительный ШРА; в – осветительный ШОС; г – троллейный ШТМ; д – вводная коробка; е – осветительная коробка с автоматическим выключателем; 1 – крышка; 2 – стяжные болты; 3 – алюминиевые уголки; 4 – изоляторы; 5 – шины; 6 – ядро; 7 – автоматический выключатель

Таблица 8.8

Технические данные магистральных шинопроводов переменного тока

Показатели	Тип шинопровода			
	ШМА-73	ШЗМ-16	ШМА-68-Н	
Номинальный ток, А	1600	1600	2500	4000
Номинальное напряжение, В	660	660	660	660
Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА	70	70	70	100
Сопротивление на фазу, Ом/км:				
активное	0,031	0,017	0,027	0,013
реактивное	0,017	0,012	0,023	0,020
Сопротивление петли фаза-ноль (среднее), Ом/км:				
активное	0,072	–	–	–
реактивное	0,098	–	–	–
Число и размеры шин на фазу, мм	2(90×8)	2(100×10)	2(120×10)	2(160×10)
Число и сечение нулевых проводников, мм ²	2×710	–	2×640	2×640

Примечания. 1. Шинопровод ШМА-73 заменен на ШМА-16 на тот же номинальный ток.

2. Номинальный ток шинопроводов ШМА-4: 1250, 1600, 2500 и 3200 А.

Троллейные шинопроводы предназначены для питания подъемно-транспортных механизмов и переносных электрифицированных инструментов. Изготавливаются с медными шинами (на номинальный ток 100, 200 и 400 А) и с шинами из алюминиевого сплава (на номинальный ток 100, 250 и 400 А).

Осветительные шинопроводы предназначены для питания светильников и электроприемников малой мощности. Их номинальный ток 25, 63 и 100 А.

Основные технические данные троллейных и осветительных шинопроводов приведены в [2].
Таблица 8.9

Технические данные распределительных шинопроводов переменного тока

Показатели	Тип шинопровода						
	ШРА-73			ШРМ-75			ШРА-74
Номинальный ток, А	250	400	630	100	250	400	630
Номинальное напряжение, В	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220
Электродинамическая стойкость ударному току КЗ, кА	15	25	35	10	15	–	–
Сопротивление на фазу, Ом/км:							
активное	0,20	0,13	0,085	–	0,15	0,15	0,14
реактивное	0,10	0,10	0,075	–	0,20	0,20	0,10
Линейная потеря напряжения, В, на длине 100м при $\cos\varphi=0.8$	–	11.5	12.5	–	9.5	–	–
Размеры шин на фазу, мм	35×5	60×5	80×5	3,6×11,2	35×5	50×5	80×5

Примечание. Шинопровод ШРА-73 заменен на ШРА-4 на напряжение 660В.

Таблица 8.10

Технические данные одножильных кабелей марки АВВ

Параметры	Сечение, мм ²			
	1000	1500	1800	2000
Длительно допустимая токовая нагрузка, А	1180	1440	1620	1790
Наружный диаметр, мм	55	63	66	68

Примечание. Максимальная длительно допустимая рабочая температура жилы не более 70°С.

8.5 ТОКОВЫЕ НАГРУЗКИ НА ПРОВОДА, ШИНЫ И КАБЕЛИ

8.5.1 Длительно допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода и шины

Длительно допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода и шины приведены в таблицах 8.11–8.14. Они приняты исходя из допустимой температуры их нагрева до 70° С при температуре окружающей среды 25° С. При расположении шин прямоугольного сечения шириной до 60 мм плашмя токовые нагрузки, указанные в таблицах 8.12, 8.13 и 8.14, необходимо уменьшить на 5 %, а шин шириной более 60 мм – на 8 %.

Таблица 8.11

Длительно допустимый ток для неизолированных проводов

Сечение, мм ²	Наружный диаметр, мм		Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток I_d , А, для проводов марок						Сопротивление постоянному току при 20° С, r_0 , Ом/км	
	А и М	АС		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А АКП и М		М	АС, АСК, АСКП	
				вне помещений	внутри помещений		вне помещений	внутри помещений			
10	3,5	4,4	10/1,8	84	53	95	–	60	–	1,79	3,16
16	5,1	5,4	16/2,7	111	79	133	105	102	75	1,13	1,80
25	6,3	6,6	25/4,2	142	109	183	136	137	106	0,72	1,176
35	7,5	8,3	35/6,2	175	135	223	170	173	130	0,515	0,79
50	9,6	9,9	50/8	210	165	275	215	219	165	0,36	0,6

70	10,6	11,7	70/11	265	210	337	265	268	210	0,27	0,43
95	12,4	13,9	95/16	330	260	422	320	341	255	0,19	0,30
120	14,0	15,3	120/19 120/27	390 375	313 –	485	375	395	300	0,154	0,245 0,249
150	15,8	17	150/19 150/24 150/34	450 450 450	365 365 –	570	440	465	355	0,122	0,195 0,194 0,196
185	17,5	19,1	185/24 185/29 185/43	520 510 515	430 425 –	650	500	540	410	0,099	0,154 0,159 0,156
240	20,1	21,5	240/32 240/39 240/56	605 610 610	505 505 –	760	590	685	490	0,077	0,118 0,122 0,12
300	22,2	24,4	300/39 300/48 300/66	710 690 680	600 585 –	880	680	740	570	0,063	0,096 0,098 0,10
400	25,6	27,8	400/22 400/51 400/64	830 825 860	713 705 –	1050	815	895	690	0,047	0,073 0,073 0,074
500	–	–	500/27 500/64	960 945	830 815	–	980	–	820	–	–
600	–	–	600/72	1050	920	–	1100	–	955	–	–
700	–	–	700/86	1180	1040	–	–	–	–	–	–

Таблица 8.12

Токовая нагрузка на стальные шины прямоугольного сечения

Размер, мм		Ток, А	Размер, мм		Ток, А
Ширина	Толщина		Ширина	Толщина	
16	2,5	55/70	100	3	305/460
20	2,5	60/90	20	4	70/115
25	2,5	75/110	22	4	75/125
20	3	65/100	25	4	85/140
25	3	80/120	30	4	100/165
30	3	95/140	40	4	130/220
40	3	125/190	50	4	165/270
50	3	155/230	60	4	195/325
60	3	185/280	70	4	225/375
70	3	215/320	80	4	260/430
75	3	230/345	90	4	290/480
80	3	245/365	100	4	325/535
90	3	275/410			

Примечание. В числителе указана токовая нагрузка при работе на переменном, а в знаменателе – на постоянном токе.

Таблица 8.13

Токовая нагрузка на медные шины прямоугольного сечения при различном числе полос на полюс или фазу

Размер, мм		Ток, А			
Ширина	Толщина	1	2	3	4
15	3	210			
20	3	275			
25	3	340			
30	4	475			
40	4	625	–/1090		
40	5	700/705	–/1250		
50	5	860/870	–/1525	–/1895	
50	6	955/960	–/1700	–/2145	
60	6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	
80	6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	
100	6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	
60	8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	

80	8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	
100	8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	
120	8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	
60	10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	
80	10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	
100	10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060
120	10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800

Примечание. В числителе приведена токовая нагрузка при работе на переменном токе, в знаменателе – на постоянном.

Таблица 8.14

Токовая нагрузка на алюминиевые шины прямоугольного сечения при различном числе полос на полюс или фазу

Размер, мм		Ток, А			
Ширина	Толщина	1	2	3	4
15	3	165			
20	3	215			
25	3	265			
30	4	365/370			
40	4	480	–/855		
40	5	540/545	–/965		
50	5	665/670	–/1180	–/1470	
50	6	740/745	–/1315	–/1655	
60	6	870/880	1350/1555	1720/1940	
80	6	1150/1170	1630/2055	2100/2460	
100	6	1425/1455	1935/2515	2500/3040	
60	8	1025/1040	1680/1840	2180/2330	
80	8	1320/1355	2040/2400	2620/2975	
100	8	1625/1690	2390/2945	3050/3620	
120	8	1900/2040	2650/3350	3380/4250	
60	10	1155/1180	2010/2210	2650/2720	
80	10	1480/1540	2410/2735	3100/3440	
100	10	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400
120	10	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200

Примечание. В числителе приведена токовая нагрузка при работе на переменном токе, в знаменателе – на постоянном.

8.5.2. Длительно допустимые токовые нагрузки на кабели и провода с резиновой и пластмассовой изоляцией

Токовые нагрузки на кабели и провода данной группы, в том числе на кабели в свинцовой, резиновой и ПВХ оболочке, приведены из расчета максимального нагрева жил до 65 °С при температуре окружающего воздуха 25 °С и земли 15 °С (таблицы 8.15–8.17). Допустимые длительные токи нагрузки для проводов и кабелей, проложенных в коробах или в лотках пучками, должны приниматься:

- для проводов по таблице 3.5, как для проводов, проложенных в трубах;
- для кабелей по таблицам 3.6 и 3.7, как для кабелей, проложенных в воздухе.

При одновременно нагруженных проводах более четырех, проложенных в трубах, коробах или лотках пучками, токи нагрузки для проводов должны приниматься по таблице 3.5, как для проводов, проложенных открыто (в воздухе), с введением снижающих коэффициентов 0.68 для 5–6 проводов, 0.63 для 7–9 и 0.60 для 10–12 проводов. Для проводов вторичных цепей снижающие коэффициенты не вводятся.

Допустимые длительные токи нагрузки для проводов, проложенных в лотках при однородной укладке, следует принимать как для проводов, проложенных в воздухе, а при прокладке в коробах – как для одиночных проводов и кабелей, проложенных открыто, с применением снижающих коэффициентов.

Таблица 8.15

Токовая нагрузка на провода и шнуры с резиновой и ПВХ изоляцией

S, мм ²	Ток, А											
	Проложенные открыто		Проложенные в трубе									
	С медными жилами	С алюминиевыми жилами	С медными жилами					С алюминиевыми жилами				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0,5	11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,75	15	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,0	17	—	16	15	14	15	14	—	—	—	—	—
1,2	20	18	18	16	15	16	14,5	—	—	—	—	—
1,5	23	—	19	17	16	18	15	—	—	—	—	—
2	26	21	24	22	20	23	19	19	18	15	17	14
2,5	30	24	27	25	25	25	21	20	19	19	19	16
3	34	27	32	28	26	28	24	24	22	21	22	18
4	41	32	38	35	30	32	27	28	28	23	25	21
5	46	36	42	39	34	37	31	32	30	27	28	24
6	50	39	46	42	40	40	34	36	32	30	31	26
8	62	46	54	51	46	48	43	43	40	37	38	32
10	80	60	70	60	50	55	50	50	47	39	42	38
16	100	75	85	80	75	80	80	60	60	55	60	55
25	140	105	115	100	90	100	100	85	80	70	75	65
35	170	130	135	125	115	125	135	100	95	85	95	75
50	215	165	185	170	150	160	175	140	130	120	125	105
70	270	210	225	210	185	195	215	175	165	140	150	135
95	330	255	275	255	225	245	250	215	200	175	190	165
120	385	295	315	290	260	295	—	245	220	200	230	190
150	440	340	360	330	—	—	—	275	255	—	—	—
185	510	390	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
240	605	465	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
300	695	535	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
400	830	645	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 8.16

Токовая нагрузка на провода с медными жилами с резиновой изоляцией в металлических оболочках и кабели с медными жилами с резиновой изоляцией в свинцовой, ПВХ или резиновой оболочке, бронированные и небронированные, с нулевой жилой и без нее

S, мм ²	Ток, А				
	Одножильные	Двухжильные		Трехжильные	
	В воздухе	В воздухе	В земле	В воздухе	В земле
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	—	—	—	—

Токовая нагрузка на кабели с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, ПВХ и резиновой оболочке, бронированные и небронированные

S, мм ²	Ток, А				
	Одножильные		Двухжильные		Трехжильные
	В воздухе		В воздухе	В земле	В воздухе
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	395	310	440	270	385
240	465	–	–	–	–

8.5.3 Длительно допустимые токовые нагрузки на силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией

Длительно допустимые токовые нагрузки на силовые кабели с бумажной изоляцией в алюминиевой или свинцовой оболочке приняты исходя из допустимой температуры нагрева жил кабелей при номинальном напряжении до 3 кВ не более 80 °С, на напряжение 6 кВ не более 65 °С и на напряжение 10 кВ не более 60 °С.

Допустимые токовые нагрузки приведены в таблицах 8.18 – 8.21. Они приняты из расчета прокладки одного кабеля в траншее на глубине 0,7 – 1,0 м при температуре земли 15 °С и удельном тепловом сопротивлении земли 120 Ом·град/Вт, в воздухе – внутри и снаружи зданий при любом числе проложенных кабелей и температуре 25 °С.

Таблица 8.18

Токовая нагрузка на силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле

S, мм ²	Ток, А											
	Медные жилы						Алюминиевые жилы					
	1 жила до 1 кВ	2 жилы до 1 кВ	3 жилы			4 жилы до 1 кВ	1 жила до 1 кВ	2 жилы до 1 кВ	3 жилы			4 жилы до 1 кВ
		до 3 кВ	6 кВ	10 кВ				до 3 кВ	6 кВ	10 кВ		
6	–	80	70	–	–	–	–	60	55	–	–	–
10	140	105	95	80	–	85	110	80	75	60	–	65
16	175	140	120	105	95	115	135	110	90	80	75	90
25	235	185	160	135	120	150	180	140	125	105	90	115
35	285	225	190	160	150	175	220	175	145	125	115	135
50	360	270	235	200	180	215	275	210	180	155	140	165
70	440	325	285	245	215	265	340	250	220	190	165	200
95	520	380	340	295	265	310	400	290	260	225	205	240
120	595	435	390	340	310	350	460	335	300	260	240	270
150	675	500	435	390	355	395	520	385	335	300	275	305
185	755	–	490	440	400	460	580	–	380	340	310	345
240	880	–	570	510	460	–	675	–	440	390	355	–
300	1000	–	–	–	–	–	770	–	–	–	–	–
400	1220	–	–	–	–	–	940	–	–	–	–	–
500	1400	–	–	–	–	–	1080	–	–	–	–	–
625	1520	–	–	–	–	–	1170	–	–	–	–	–
800	1700	–	–	–	–	–	1310	–	–	–	–	–

Таблица 8.19

Токовая нагрузка на силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в воздухе

S, мм ²	Ток, А											
	Медные жилы						Алюминиевые жилы					
	1 жила до 1 кВ	2 жилы до 1 кВ	3 жилы			4 жилы до 1 кВ	1 жила до 1 кВ	2 жилы до 1 кВ	3 жилы			4 жилы до 1 кВ
		до 3 кВ	6 кВ	10 кВ				до 3 кВ	6 кВ	10 кВ		
6	–	55	45	–	–	–	–	42	35	–	–	–
10	95	75	60	55	–	60	75	55	46	42	–	45
16	120	95	80	65	60	80	90	75	60	50	46	60
25	160	130	105	90	85	100	125	100	80	70	65	75
35	200	150	125	110	105	120	155	115	95	85	80	95
50	245	185	155	145	135	145	190	140	120	110	105	110
70	305	225	200	175	165	185	235	175	155	135	130	140
95	360	275	245	215	200	215	275	210	190	165	155	165
120	415	320	285	250	240	260	320	245	220	190	185	200
150	470	375	330	290	270	300	360	290	255	225	210	230
185	525	–	375	325	305	340	405	–	290	250	235	260
240	610	–	430	375	350	–	470	–	330	290	270	–
300	720	–	–	–	–	–	555	–	–	–	–	–
400	880	–	–	–	–	–	675	–	–	–	–	–
500	1020	–	–	–	–	–	785	–	–	–	–	–
625	1180	–	–	–	–	–	910	–	–	–	–	–
800	1400	–	–	–	–	–	1080	–	–	–	–	–

Таблица 8.20

Токовая нагрузка на одножильные силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой оболочке, небронированные, прокладываемые в воздухе

S, мм ²	Ток, А					
	Медные жилы			Алюминиевые жилы		
	до 3 кВ	20 кВ	35 кВ	до 3 кВ	20 кВ	35 кВ
10	85	–	–	65	–	–
16	120	–	–	90	–	–
25	145	105/110	–	110	80/85	–
35	170	125/135	–	130	95/105	–
50	215	155/165	–	165	120/130	–
70	260	185/205	–	200	140/160	–
95	305	220/255	–	235	170/195	–
120	330	245/290	240/265	255	190/225	185/205
150	360	270/330	265/300	275	210/255	205/230
185	385	290/360	285/335	295	225/275	220/255
240	435	320/395	315/380	335	245/305	245/290
300	460	350/425	340/420	355	270/330	260/330
400	485	370/450	–	375	285/350	–
500	505	–	–	390	–	–
625	525	–	–	405	–	–
800	550	–	–	425	–	–

Примечание. В числителе указаны токи для кабелей, расположенных в одной плоскости с расстоянием в свету 35-125 мм, в знаменателе – для кабелей, расположенных вплотную треугольником.

Таблица 8.21

Токовая нагрузка на трехжильные силовые кабели с обеднено-пропитанной изоляцией, в общей свинцовой оболочке, на напряжение 6 кВ, прокладываемые в земле и воздухе

S, мм ²	Ток, А					
	Медные жилы			Алюминиевые жилы		
	В земле	В воде	В воздухе	В земле	В воде	В воздухе
16	90	100	65	70	75	50
25	120	140	90	90	110	70
35	145	175	110	110	135	85
50	180	220	140	140	170	110
70	220	275	170	170	210	130
95	265	335	210	205	260	160
120	310	385	245	240	295	190
150	355	450	290	275	345	225

При иных условиях прокладки следует вводить поправочный коэффициент для указанных в таблицах 8.18-8.21 допустимых токов нагрузки, пользуясь таблицей 8.22.

Таблица 8.22

Поправочные коэффициенты на допустимые длительные токи для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное тепловое сопротивление земли, Ом·град/Вт	Поправочный коэффициент
Песок с влажностью более 9 %, песчано-глинистая почва с влажностью более 1 %	80	1,05
Нормальная почва и песок с влажностью 7–9%, песчано-глинистая почва с влажностью 12–14%	120	1
Песок с влажностью 7 %, песчано-глинистая почва с влажностью 8–12 %	200	0,87
Песок с влажностью до 4 %, каменистая почва	300	0,75

Допустимые токовые нагрузки на одиночные силовые кабели, прокладываемые в трубах в земле без искусственной вентиляции, следует выбирать как для тех же кабелей, прокладываемых в воздухе, а при смешанном характере прокладки – как для участка с наихудшими тепловыми условиями, если длина кабеля больше 10 м. В таких случаях рекомендуется применять вставки отрезков кабеля большего сечения.

При прокладке нескольких кабелей в земле (в том числе и при прокладке в трубах) длительно допустимые нагрузки необходимо уменьшать, применяя коэффициенты, приведенные в таблице 8.23, без учета резервных кабелей. Прокладка нескольких кабелей в земле при расстоянии между ними менее 100 мм не рекомендуется.

Таблица 8.23

Поправочные коэффициенты 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	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

8.5.4 Перегрузочная способность кабельных линий

При эксплуатации систем электроснабжения для кабелей напряжением до 10 кВ может допускаться кратковременная перегрузка. Существует два вида допустимых перегрузок: перегрузка за счет недогрузки кабельной линии в нормальном режиме и перегрузка на время ликвидации повреждений. Допустимая перегрузка кабельных линий зависит от значения и длительности максимума нагрузки линии в нормальном режиме и от способа прокладки кабелей. Для кабелей

напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией допустимая перегрузка приведена в таблице 8.24.

На время ликвидации послеаварийного режима для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускается перегрузка до 10 %, а для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией – до 15 % номинальной. Указанная перегрузка допускается на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток, если нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышает номинальную. На время ликвидации аварий для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией допускается перегрузка в течение 5 суток в пределах, указанных в таблице 8.24.

Таблица 8.24

Допустимая перегрузка кабельных линий напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией

Коэффициент предварительной загрузки	Вид прокладки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной при длительности максимума					
		нормальный режим			послеаварийный режим		
		в течение, ч					
		1	2	3	1	3	6
0,6	В земле	1,35	1,30	1,15	1,50	1,35	1,25
	В воздухе	1,25	1,15	1,10	1,35	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,20	1,10	1,10	1,30	1,20	1,15
0,8	В земле	1,20	1,15	1,10	1,35	1,25	1,20
	В воздухе	1,15	1,10	1,05	1,30	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,10	1,05	1,00	1,20	1,15	1,10

8.5.5 Поправочные коэффициенты на температуру окружающей среды

При определении длительных токов для кабелей, проводов и шин, проложенных в среде, температура которой отличается от приведенной в разделах 8.5.1–8.5.3, применяют поправочные коэффициенты, указанные в таблице 8.25.

Таблица 8.25

Поправочные коэффициенты на допустимые токовые нагрузки для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С											
		До 5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,2	1,17	1,13	1,09	1,04	1	0,85	0,9	0,85	0,8	0,74
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,1	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,2	1,13	1,07	1	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,2	1,14	1,07	1	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	–
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1	0,89	0,78	0,63	0,45	–

8.5.6 Экономическая плотность тока

Экономическая плотность тока $J_{эк}$ регламентирована [7] на основе технико-экономических расчетов с учетом стоимости потерь электроэнергии, капитальных вложений в строительную часть линий, экономии цветных металлов. Нормированное значение $J_{эк}$ для заданных условий приведено в таблице 8.26.

Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки, ч/год		
	1000-3000	3000-5000	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:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

8.6 ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЦЕХОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**8.6.1. Комплектные трансформаторные подстанции напряжением 6/10 кВ**

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) применяются для приема, распределения и преобразования электрической энергии трехфазного тока частотой 50 Гц.

По числу трансформаторов КТП могут быть одно-, двух- и трехтрансформаторными, а по роду установки:

- внутренней установки с масляными, сухими или заполненными негорючей жидкостью трансформаторами;
- наружной установки (только с масляными трансформаторами);
- смешанной установки с расположением распределительного устройства (РУ) высшего напряжения и трансформатора снаружи, а РУ низшего напряжения внутри помещения.

Для цеховых трансформаторных подстанций используются КТП внутренней и наружной установки мощностью 160...2500 кВА. КТП этой группы состоят из шкафов ввода на напряжение 6/10 кВ и РУ напряжением до 1000 В. В них применяются трансформаторы специального исполнения с боковыми выводами. На рис. 8.4 представлена комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью 630...1000 кВА для внутренней установки с однорядным расположением оборудования. Автоматические выключатели выдвижного исполнения служат защитно-коммутационной аппаратурой. Каждый автомат закрыт дверью, управление производится рукоятками и ключами, расположенными на дверях шкафов, а для дистанционного управления концы проводов подведены к рейке с зажимами.

Технические данные подстанций внутренней установки приведены в таблице 8.27, а наружной установки – в таблице 8.28.

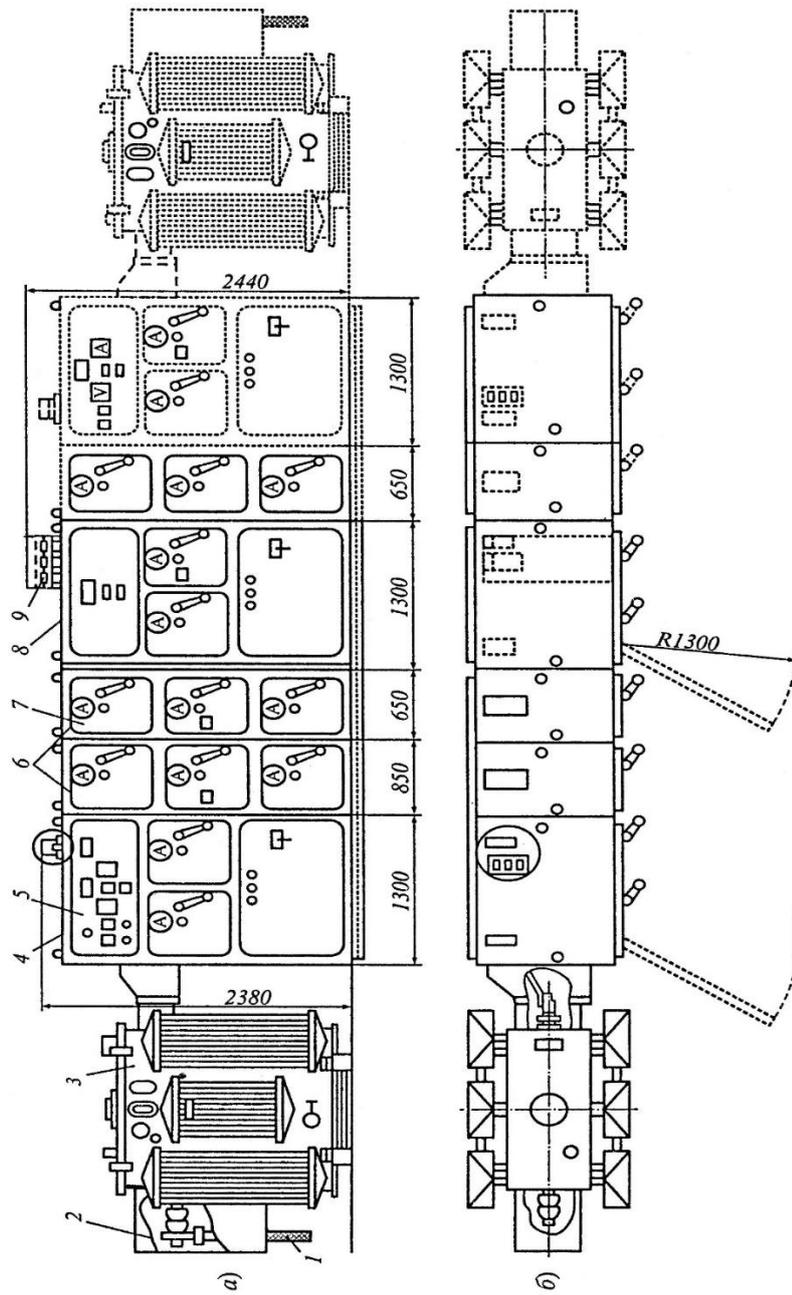


Рис. 8.4. Комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью 630...1000 кВ·А для внутренней установки с однорядным расположением оборудования:

а – вид спереди, *б* – план; 1 – кабель ВН; 2 – шкаф ввода ВН; 3 – силовой трансформатор; 4 – шкаф ввода НН; 5 – отсек приборов; 6 – шкаф, отходящий линий НН; 7 – секционный шкаф НН или шкаф отходящих линий; 8 – шинный короб; 9 – окно для вывода кабеля вверх.

Технические характеристики КТП напряжением 6/10 кВ общего назначения для внутренней установки

Тип	Мощность трансформатора, кВ·А	Тип трансформатора	Комплектуемое оборудование	
			Шкафы ВН	Шкафы НН
КТП 250/6 и 10/0,4	250	ТМФ-250/10	–	–
2КТП 250/6 и 10/0,4	2×250	ТМФ-250/10	–	–
КТП 400/6 и 10/0,4	400	ТМФ-400/10	ВВ-1	КРН-5
2КТП 400/6 и 10/0,4	2×400	ТМФ-400/10	ВВ-1	КРН-5
КТП 630/6 и 10/0,4	630	ТМФ-630/10	ВВ-4	КРН-6
2КТП 630/6 и 10/0,4	2×630	ТМФ-630/10	ВВ-4	КРН-6
КТПМ 630/6 и 10/0,4	630	ТМФ-630/10	ВВ-4	КРН-6
2КТПМ 630/6 и 10/0,4	2×630	ТМФ-630/10	ВВ-4	КРН-9
КТП 630	630	ТМЗ-630/10	ВВ-2	КН-2
2КТП 630	2×630	ТСЗ-630/10	ВВ-2, ВВ-3	КН-2, КН-3, КН-4
КТП 1000	1000	ТМЗ-1000/10	ВВ-2, ВВ-3	КН-2, КН-3, КН-4
2КТП 1000	2×1000	ТСЗ-1000/10	ВВ-2, ВВ-3	КН-5, КН-6, КН-17, КН-20
КТПМ 1000	1000	ТСЗ-1000/10	ШВВ-3	ШНВ-1М, ШНЛ-1М
2КТПМ 1000	2×1000	ТСЗ-1000/10	ШВВ-3	ШНВ-1М, ШНЛ-1М
КТПМ 1600	1600	ТСЗ-1600/10	ШВВ-3	ШНС-1М
2КТПМ 1600	2×1600	ТСЗ-1600/10	ШВВ-3	ШНВ-2М, ШНС-2М
КТПУ 630	630	ТМЗ-630/10	ВВ-2	ШН-2М, ШН-4М
2КТПУ 630	2×630	ТНЗ-630/10	ШВВ-3	ШН-5; ШН-8
КТПУ 1000	1000	ТМЗ-1000/10	ШВВ-3	ШН-10
2КТПУ 1000	2×1000	ТНЗ-1000/10	ШВВ-3	ШН-10
КТПУ 1600	1600	ТМЗ-1600/10	ШВВ-3	ШН-9
2КТПУ 1600	2×1600	ТНЗ-1600/10	ШВВ-3	ШН-9
КТПМ 1000	1000	ТМЗ, ТНЗ-1000/10	ШВВ-5 выключателем	с ШНВ-1М, ШНВ-2М
2КТПМ 1000-6/0,4	2×1000	ТМЗ, ТНЗ-1000/10	ШВВ-5 выключателем	с ШНЛ-1М, ШНЛ-2М
2КТПМ 1000-6/0,69	2×1000	ТМЗ, ТНЗ-1000/10	ВН-11 или глухой	ШНС-1М, ШНС-2М
КТПМ 1600/10	1600	ТМЗ, ТНЗ-1600/10	ВН-11 или глухой	ШНВ-2М, ШНВ-3М
2КТПМ 1600/10	2×1600	ТМЗ, ТНЗ-1600/10	ВН-11 или глухой	ШНЛ-2М, ШНС-2М
КТПМ 2500-10/0,4	2500	ТНЗ-2500/10	ШВВ-3	ШНЛ-2К, ШНЛ-3К
2КТПМ 2500-10/0,69	2×2500	ТНЗ-2500/10	ШВВ-3	ШНС-3К, ШНВ-2К

Примечания. 1. Блок высоковольтного ввода выполняется трех типов: ВВ-1 – с глухим присоединением кабеля; ВВ-2 – с присоединением кабеля через разъединитель; ВВ-3 – с присоединением кабеля через разъединитель и предохранитель. 2. Буквы М и У в обозначении типов КТП соответственно обозначают: модифицированная и унифицированная.

Технические характеристики комплектных трансформаторных подстанций наружной установки типа КТПН-72М напряжением 6/10 кВ

Показатель	КТПН-72М-160	КТПН-72М-250	КТПН-72М-400
Мощность трансформатора, кВ·А	160	250	400
Разъединитель	ВРЗ-10-400	ВРЗ-10-400	ВРЗ-10-400
Привод	ПР-10	ПР-10	ПР-10
Ввод	Кабельный	Кабельный	Кабельный

Примечание. КТПН поставляются без силовых трансформаторов.

8.7. ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

8.7.1 Силовые трансформаторы

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электрической энергии переменного тока одного напряжения в другое. Структура условного обозначения трансформаторов приведена на рис.8.29.

Примечания:

1. Для обозначения автотрансформаторов добавляется буква «А»
2. Для обозначения защиты масла азотной подушкой без расширителя после вида охлаждения ставится буква «З», например, «ТМЗ».
3. Для обозначения расщепленной обмотки НН после числа фаз ставится буква «Р», например, «ТРДН».
4. Для обозначения трансформатора собственных нужд электростанций последняя буква ставится «С», например, «ТРДНС».

В таблицах 8.29 -8.31 приведены технические данные двухобмоточных сухих и масляных трансформаторов, в таблице 8.32 – трехобмоточных масляных трансформаторов.

Таблица 8.29

Технические данные трехфазных сухих трансформаторов, $U_{ном} < 1000$ В

Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном}$ обмоток, В		Потери, Вт		$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
		ВН	НН	XX	КЗ		
ТС10/ 0,66 ТС3-10/ 0,66	10	380; 660 380	230; 400 36; 42	75(90)	280	4,5	7,0
ТС-16/ 0,66 ТС3-16/ 0,66	16	380; 660 220 380	230; 400 230 36; 42	100 (125)	400		5,8
ТС-25/ 0,66 ТС3-25/ 0,66	25	380; 660 220 380	230; 400 230 36; 42	140 (180)	560		4,8
ТС-40/ 0,66 ТС3-40/ 0,66	40	380; 660 220 380	230; 400 230 36; 42	200 (250)	800		4,0
ТС-63/ 0,66 ТС3-63/ 0,66	63	380; 660 220	230; 400 230	280 (350)	1050		3,3
ТС-100/ 0,66 ТС3-100/ 0,66	100	380; 660	230; 400	390 (490)	1450		2,7
ТС-160/ 0,66 ТС3-160/ 0,66	160			560 (700)	2000		2,3

Примечание. Схема и группа соединений обмоток Y/Y_н – 0.

Таблица 8.30

Технические данные трехфазных сухих трансформаторов, $U_{номВН} > 1000$ В

Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ		Потери, кВт		$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
		ВН	НН	XX	КЗ		
ТС3-160/10	160	6; 6,3; 10; 10,5	0,23; 0,4; 0,69	0,7	2,7	5,5	4
ТС3-250/10	250	6; 10		1	3,8		3,5
ТС3-400/10	400	6; 6,3; 10; 10,5		1,3	5,4		3
ТС3А-400/10		6; 10					1,8

ТСЗА-400/10		6,3; 10,5	0,4	1,12			
ТСЗА-630/10	630	6; 6,3; 10; 10,5	0,4; 0,69	2,0	7,3	8	1,5
ТСЗА-630/10		6,3; 10,5	0,4	1,72			
ТСЗА-630/10		6; 10	0,4; 0,69	2			
ТСЗС-630/10		6; 6,3; 10; 10,5	0,4				
ТСЗ-1000/10	1000	6; 10	0,4; 0,69	3	11,2	5,5	1,5
ТСЗС-1000/10		6; 6,3; 10; 10,5	0,4	2,5	12	8	2
ТСЗА-1000/10		6; 6,3; 10		2,15			1,1
ТСЗА-1000/10		6; 10		2,45			10,4
ТСЗУ-1000/10	1600	6; 10; 10,5	4,2	16	1,5		
ТСЗУ-1600/10			3,4	17	0,7		
ТСЗЛ-630/10	630	6; 6,3; 10; 10,5	0,4; 0,69	1,65	7,1	5,5	1,4
ТСЗЛ-1000/10	1000	6; 10		2	10,2		1,0
ТСЗЛ-1600/10	1600			2	15		0,7
ТСЗЛ-2500/10	2500			4	20,5		6

Примечание. Схема и группа соединений обмоток $\Delta/Y_n - 11$ для всех исполнений и $Y/Y_n - 0$ до 1000 кВА включительно.

Таблица 8.31

Технические данные трехфазных масляных трансформаторов

Тип	$S_{\text{ном}}$, кВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		Схема и группа со- единения обмоток	Потери, Вт		Напряжение КЗ, %	Ток XX, %							
		ВН	НН		XX	КЗ									
1	2	3	4	5	6	7	8	9							
Напряжение до 35 кВ															
ТМ-25/10	25	6; 10	0,4	Y/Y _H -0 Y/Y _H -11	130	600; 690	4,5; 4,7	3,2							
ТМ-40/10	40				175	880; 1000		3							
ТМ-63/10	63				240	1280; 1470		2,8							
ТМ-100/10	100				330	1970		2,6							
ТМ-100/35		35	420	2270	6,5; 6,8										
ТМ-160/10	160	6; 10	0,4; 0,69	Y/Y _H -0 Δ /Y _H -11 Y/Y _H -11	510	2650	4,5; 4,7	2,4							
ТМФ-160/10		35			620	3100			6,5; 6,8						
ТМ-160/35		6; 10			740	3700			4,5; 4,7						
ТМ-250/10	250	35	0,4; 0,69	Y/Y _H -0 Δ /Y _H -11	900	4200	6,5; 6,8	2,3							
ТМФ-250/10		6; 10			740	4200			4,5; 4,7						
ТМ-250/35	400	6; 10	0,4; 0,69	Δ /Y _H -0 Δ /Y _H -11 Δ /Y _H -11	950	5900	4,5	2,1							
ТМ-400/10									35	Y/Y _H -0 Δ /Y _H -11	1200	5500	6,5		
ТМФ-400/10												5900			
ТМН-400/10		6; 10		0,4	Y/Y _H -0	1310	7600		5,5	2,0					
ТМ-400/35											35	0,4	Δ /Y _H -11	1600	7600
ТМФ-400/35															
ТМН-400/35	630	6; 10	0,4	Y/Y _H -11	1600	7600	2,0								
ТМ-630/10								35	0,69		Δ /Y _H -11	8500	6,5		
ТМФ-630/10														6,3; 11	Y/ Δ -11, Y/ Δ -11
ТМН-630/10	1000	6; 10	0,4	Y/Y _H -0	-	-		-							
ТМ-630/35									35	0,69	Δ /Y _H -11; Δ /Y _H -11	-	-		
ТМФ-630/35														3,15; 6,3	Y/ Δ -11
ТМН-630/35	1000	10	10,5	Y/ Δ -11	-	-	-								
ТМ-1000/10*								13,8 15,75	0,4; 0,69	Y/Y _H -0; Δ /Y _H -11	2000	12200	6,5	1,4	
ТМ-1000/35															20

		35	3,15; 6,3; 10,5	Y/Δ-11				
TMH-1000/35		20	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y _H -11	2100	11600		
			0,69	Δ/Y _H -11				
			6,3; 11	Y/Δ-11				
		35	0,4; 0,69	Y/Y _H -0				
			6,3; 11	Y/Δ-11		12200		
						11600		
TM-1600/10*		6	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y _H -11	-	-	-	-
			0,69	Δ/Y _H -11				
		10	3,15; 6,3	Y/Δ-11				
TM-1600/35	1600	20	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y _H -11	2750	18000		
			0,69	Δ/Y _H -11				
			6,3; 10,5	Y/Δ-11				
		35	0,4; 0,69	Y/Y _H -0				
			3,15; 6,3; 10,5	Y/Δ-11				
TMH-1600/35	1600	13,8	0,4	Y/Δ _H -11	2900	16500	6,5	1,3
			15,75	11				
		20	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y _H -11				
			0,69	Δ/Y _H -11				
		35	6,3; 11					
			0,4; 0,69	Y/Y _H -0				
6,3; 11	Y/Δ-11							
18000								
16500								
TM-2500/10*	2500	6	0,4; 0,69	Δ/Y _H -11	3850	23500	6,5	1,0
		10	3,15	Y/Δ-11				
		10	6,3; 10,5					
TM-2500/35		20	0,69	Δ/Y _H -11	3900			
		35	3,15	Y/Δ-11				
		20; 35	6,3; 10,5					
TMH-2500/35	2500	13,8; 15,75	6,3; 11	Y/Δ-11	4100	23500	6,5	1
			20	0,69				
		35		Y/Y _H -0				
		20; 35	6,3	Y/Δ-11				
11								
TM-4000/10	4000	6; 10	3,15	Y/Δ-11	5200	33500	7,5	0,9
		10	6,3					
TM-4000/35		35	3,15		5300			

		20; 35	6,3; 10,5					
ТМН-4000/35		13,8; 15,75; 20; 35	6,3; 11		5600			
ТМ-6300/10	6300	10	3,15; 6,3; 10,5		7400	46500	7,5	0,8
ТМ-6300/35		35	3,15		7600			
ТМН-6300/35		20; 35	6,3; 10,5		8000			
		35	6,3; 11					
ТД-10000/35*	10000	38,5	6,3; 10,5		-	-	-	-
ТД-16000/35*	16000	-	-	-	-	-	-	-
ТДЦ-80000/35	8000	15,75	6,3; 10,5	Δ/Δ-0	58000	280000	10,0	0,45
Модернизированные с масляным диэлектриком								
ТМ-400/10	400	6; 10	0,4; 0,69	-	900	5500	4,5	1,5
ТМ-630/10	630				1250	7600		1,25
ТМ-1000/10	1000				1900	10500		1,15
ТМВМЗ-630/10	630				1200	8500	5,5	0,4
ТМВМЗ-1000/10	1000				1650	11000		
Для комплектных трансформаторных подстанций								
ТМЗ-250/10	250	6; 10	0,4; 0,69	-	740	3700	4,5	2,3
ТМЗ-400/10	400				950	5500		2,1
ТМЗ-630/10	630				1310	7600	5,5	1,8
ТНЗ-630/10					1900	10800		
ТМЗ-1000/10	1000				2650	16500	6,0	1,0
ТНЗ-1000/10					3750	24000		
ТМЗ-1600/10	1600							
ТНЗ-1600/10								
ТМЗ-2500/10	2500							
ТНЗ-2500/10								
Напряжение до 220 кВ (номинальная мощность в МВА, потери в кВт)								
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11		5,5	22	10,5	1,5
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6; 11; 16,5		10	44		1
ТДН-10000/110	10		6,6; 11; 16,5		14	58		0,9
ТДН-16000/110	16		22; 34,5		18	85		0,7
ТДН-25000/110	25		38,5		25	120		0,65
ТДН-40000/110	40				34	170		0,55
ТРДН-25000/110	25		6,3-6,3; 10,5-10,5		25	120		0,65

ТРДН-40000/110	40		6,3-10,5		34	170		0,55		
ТРДН-63000/110	63				50,5	245		0,5		
ТРДН-80000/110	80				58	310		0,45		
ТРДН-63000/110	63				50	245		0,5		
ТДН-80000/110	80				58	310		0,45		
ТРДЦН-125000/110	125	242	38,5		105	400	11,0	0,55		
ТД-80000/220	80		10,5-10,5		79	315		0,45		
ТДЦ-125000/220	125		6,3		120	380		0,55		
ТРДН-32000/220	32	230	6,3-6,3	-	45	150	11,5	0,65		
ТРДНС-40000/220	40		6,6-6,6			50		170	0,6	
			11-11							
ТРДН-63000/220	63		11-6,6			70		265	-	0,5
			6,3-6,3							
ТРДЦН-63000/220			6,6-6,6			102		340	125	0,65
			11,0-11,0							
ТРДЦН-100000/220	100		11,0-6,6		155	500	-	0,5		
ТРДЦН-160000/220	160		11,0-11,0							
ТРДЦН-200000/220*	200		-		-	-			-	

Примечания:

1. У трансформаторов, отмеченных звездочкой (*), потери определяются при приемочных испытаниях.
2. Трансформатор ТМВМЗ имеет витой магнитопровод.
3. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН указано напряжение КЗ для обмоток ВН-НН; для обмоток ВН-НН1 (НН2) $U_{кз} = 20\%$ (110 кВ), $U_{кз} = 21\%$ (220 кВ) (у трансформаторов ТРДЦН-100000/220 и 160000/220 для обмоток ВН-НН1 (НН2) $U_{кз} = 23\%$); для обмоток НН1-НН2 $U_{кз} > 30\%$ (110 кВ), $U_{кз} > 28\%$ (220 кВ).
4. Потери КЗ для трансформаторов с расщепленной обмоткой приведены для обмоток ВН-НН.
5. Схема и группа соединений обмоток трансформаторов $Y_n/\Delta-11$, для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН - $Y_n/\Delta-\Delta-11-11$.
6. Трансформаторы 110 кВ должны допускать работу с заземленной нейтралью обмоток ВН при условии защиты нейтрали соответствующим разрядником.
7. Вводы и отводы нейтрали НН трансформаторов 110 кВ и выше должны быть рассчитаны на продолжительную нагрузку током, равным номинальному току обмоток ВН.
8. Режим работы нейтрали обмоток ВН трансформаторов 220 кВ - глухое заземление. При этом изоляция нейтрали должна выдержать одноминутное напряжение промышленной частоты, равное 85 кВ (действующее значение).

Технические данные трехфазных масляных трехобмоточных трансформаторов общего назначения

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			Ток XX, %
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТМТН-6300/35	6,3	35	10,5;	6,3	-	55	7,5	7,5	16	-
ТДТН-10000/35	10	36,75	13,8;			75	8;	16,5;	7	
ТДТН-16000/35	16		15,75			115	(16,5)*	(8,0)*		
ТМТН-6300/110	6,3	115	16,5; 22; 38,5	6,6; 11	12,5	52	10,5	17	6	1,1
ТДТН-10000/110	10		16,5; 22; 34,5; 38,5		17	76		1,0		
ТДТН-16000/110	16		22; 34,5; 38,5	21	100	0,8				
ТДТН-25000/110	25		11; 22; 34,5; 38,5	6,6	28,5	140		0,7		
ТДТН-40000/110	40		11	6,6	39	200		0,6		
			22; 34,5; 38,5	6,6; 11						
ТДТН-63000/110	63		11	6,6	53	290		18,0		
			38,5	6,6; 11						
ТДТН-80000/110	80		11	6,6	64	365		11,0		
			38,5	6,6; 11						
ТДЦТН-80000/110	80	11	6,6	64	365	11,0				
		38,5	6,6; 11							
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	6,6; 11	45	130	12,5	20	6,5	0,9
ТДТН-40000/220	40				54	220		22	9,5	0,55
ТДТН-63000/220	63				-	-		-	-	-

Примечания.

1. Номинальные мощности всех обмоток равны номинальной мощности трансформатора (за исключением обмотки СН напряжением 34,5 кВ, которая рассчитана на нагрузку, равную 90 % номинальной мощности трансформатора).
2. Потери КЗ и напряжения КЗ указаны для основных ответвлений обмоток.
3. Звездочкой (*) указаны напряжения КЗ при изменении расположения обмоток СН и НН относительно стержня магнитопровода.

8.7.2 Выключатели высокого напряжения

Выключатели высокого напряжения предназначены для отключения и включения цепей в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках. Он служит для отключения и включения цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, КЗ, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее сложной и ответственной операцией является отключение токов КЗ. Четкая работа выключателя ограничивает распространение аварии в электрической установке. Отказ выключателя может привести к развитию аварии. По конструктивным особенностям и способу гашению дуги различают масляные баковые, маломасляные, воздушные, элегазовые, электромагнитные, вакуумные выключатели. Кроме того, по роду установки различают выключатели для внутренней, наружной установки и для комплектных распределительных устройств. Структура условного обозначения выключателей высокого напряжения приведена на рис.8.5.

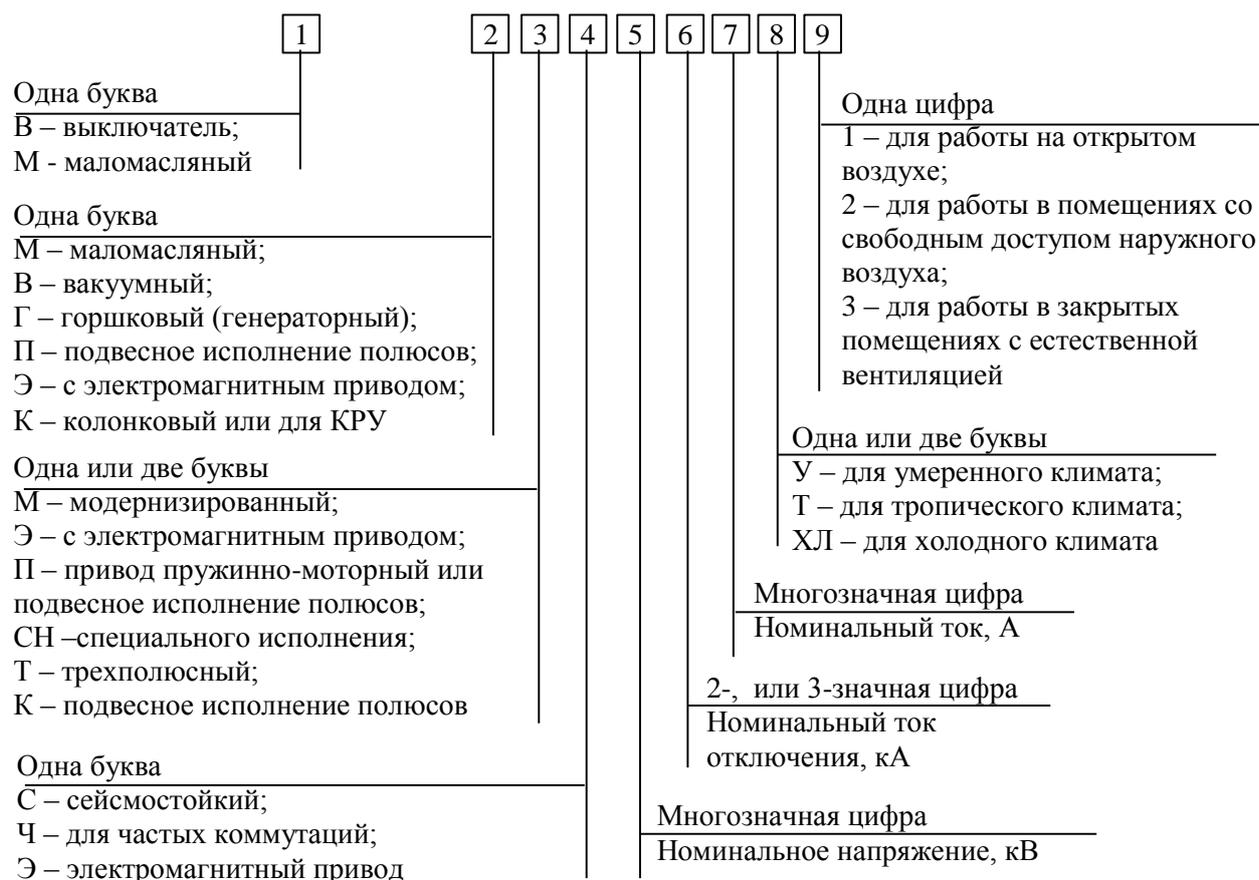


Рисунок 8.5 – Структура условного обозначения выключателей высокого напряжения

В таблицах 8.33 и 8.34 приведены технические данные маломасляных, электромагнитных и вакуумных выключателей на напряжение 6/10 кВ. Более широкая номенклатура выключателей высокого напряжения дана в [5].

Таблица 8.33

Технические данные выключателей

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{ном.откл}$, кА	Предельный сквозной ток КЗ, кА		$I_{ном.вкл.}$, кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия, с	Полное время отключения, с						
				Наибольший ток	Начальное действующее значение периодической составляющей	Наибольший ток	Начальное действующее значение периодической составляющей								
Маломасляные															
ВММ-10А-400-10У2	10	400	10	25,5	10	25,5	10	10/3	0,105						
ВММ-10-630-10У2		630													
ВММ-10-320-10Т3		320													
ВПМ-10-20/630У3	10	630	20	52	20	52	20	20/4	0,11; 0,14						
ВПМ-10-20/630У2									0,14						
ВПМП-10-20/630У3									0,14						
ВПМ-10-20/1000У3									0,11						
ВПМ-10-20/1000У2		1000						630	20	52	20	20	20/8	0,14	
ВПМП-10-20/1000У3														0,095	
ВМПЭ-10-630-20У3															
ВМПЭ-10-1000-20У3															
ВМПЭ-10-1600-20У3															
ВМПЭ-11-630-20Т3															
ВМПЭ-11-1250-20Т3	11	630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4							
ВМПЭ-10-630-31,5У3	10	630													
ВМПЭ-10-1000-31,5У3		1000													
ВМПЭ-10-1600-31,5У3		1600													
ВМПЭ-10-3150-31,5У3		3150													
ВМПЭ-11-630-31,5Т3	11	630							80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,095	
ВМПЭ-11-1250-31,5Т3		1250													
ВМПЭ-11-2500-31,5Т3		2500													
ВК-10-630-20У2	10	630							20	52	20	52	20	20/4	0,07
ВК-10-630-20Т3	11														
ВК-10-1000-20У2	10	100													
ВК-10-1250-20Т3	11	1250													
ВК-10-1600-20У2	10	1600													
ВК-10-630-31,5У2	11	630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4							
ВК-10-630-31,5Т3															

БК-10-1000-31,5У2	10	1000														
БК-10-1250-31,5Т3	11	1250														
БК-10-1600-31,5У2	10	1600														
БКЭ-10-20/630У3	10	630	20	52	20	52	20	20/3	0,095							
БКЭ-10-20/630Т3	11															
БКЭ-10-20/1000У3	10	1000														
БКЭ-10-20/1250Т3	11	1250														
БКЭ-10-20/1600У3	10	1600														
БКЭ-10-31,5/630У3	10	630														
БКЭ-10-31,5/630Т3	11															
БКЭ-10-31,5/1000У3	10	1000	20	80	31,5	80	31,5	31,5/3								
БКЭ-10-31,5Л250Т3	11	1250														
БКЭ-10-31,5/1600У3	10	1600	20	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,095							
МГГ-10-3150-45У3	10	3150/-	63/58	170	64	170/100	64/38	64/4	0,15							
МГГ-10-4000-45У3		4000/-														
МГГ-10-5000-45У3		5000/-														
МГГ-10-5000-63У3		-/5000														
МГГ-10-2000-45Т3		-/2000														
МГГ-10-3150-45Т3		-/3150								45/45	120	45	120/51	45/20	45/4	0,15
МГГ-10-4000-45Т3		-/4000														
МГГ-11-3500/1000Т3	11,5	4000/3500	64/58	170	64	170/100	64/38	64/4	0,12							
Электромагнитные																
ВЭМ-10Э-1000/20У3	10	1000	20	52	20	52	20	20/4	0,07							
ВЭМ-10Э-1250/20У3		1250														
ВЭ-6-40/1600У3(Т3)	6(6,6)	1600	40	128	40	128	40	40/4	0,075							
ВЭ-6-40/2000У3(Т3)		2000														
ВЭ-6-40/3200У3(Т3)		3200														
ВЭС-6-40/1600У3(Т3)		1600														
ВЭС-6-40/2000У3(Т3)		2000														
ВЭС-6-40/3200У3(Т3)		3200														
ВЭЭ-6-40/1600У3(Т3)		1600														
ВЭЭС-6-40/1600У3(Т3)	6,6	2000					40/3	0,08								
ВЭЭ-6-40/2000Т3																
ВЭЭС-6-40/2000Т3																
ВЭЭ-6-40/2500У3(Т3)	6(6,6)	2500														
ВЭЭС-6-40/2500У3(Т3)																
ВЭЭ-6-40/3150У3	6	3150	40	128	40	128	40	40/3	0,08							
ВЭЭС-6-40/3150У3																
ВЭ-10-1250-20-У3(Т3)	10	1250	20	51	20	51	20	20/4	0,075							

ВЭ-10-1600-20-У3(Т3)		1600							
ВЭ-10-2500-20-У3(Т3)		2500							
ВЭ-10-3600-20-У 3(Т3)		3600							
ВЭ-10-1250-31,5-У3(Т3)		1250							
ВЭ-10-1600-31,5У3(Т3)		1600	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4	
ВЭ-10-2500-31,5-У3(Т3)		2500							
ВЭ-10-3600-31,5-У3(Т3)		3600							
ВЭ-10-40/1600У3	10	1600							
ВЭ-10-40/1600У3	11								
ВЭ-10-40/2500У3	10	2500	40	100	40	100	40	40/3	0,08
ВЭ-10-40/2500Т3	11								
ВЭ-10-40/3150У3	10	3150							
ВЭ-10-40/3150Т3	11								
Вакуумные									
ВВТЭ-10-10/630У2			10	25	10	25	10	10/3	
ВВТП-10-10/630У2		630							
ВВТЭ-10-20/630УХЛ2									
ВВТП-10-20/630УХЛ2									
ВВТЭ-10-20/1000УХЛ2	10	1000	20	52	20	52	20	20/3	0,05
ВВТП-10-20/1000УХЛ2									
ВВЭ-10-20/630У3		630							
ВВЭ-10-20/1000У3		1000							
ВВЭ-10-20/1600У3		1600							
ВВЭ-10-31,5/630У3		630							
ВВЭ-10-31,5/1000У3		1000							
ВВЭ-10-31,5/1600У3	10	1600	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075
ВВЭ-10-31,5/2000У3		2000							
ВВЭ-10-31,5/3150У3		3150							
ВВЭ-10-20/630Т3		630	20	52	20	52	20	20/3	
ВВЭ-10-20/1250Т3		1250							
ВВЭ-10-31,5/630Т3		630							
ВВЭ-10-31,5/1250Т3	11	1250	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075
ВВЭ-10-31,5/1600Т3		1600							
ВВЭ-10-3175/2500Т3		2500							
ВВЭ-10-40/1250Т3		1250							
ВВЭ-10-40/1600У3		1600							
ВВЭ-10-40/1600Т3	10		40	112	40	112	40	10/3	0,07
ВВЭ-10-40/2000У3		2000							
ВВЭ-10-40/2500Т3		2500							

BBЭ-10-40/3150У3		3150							
BB-10-20/630У3		630							
BB-10-20/1000У3		1000	20	52	20	52	20	20/3	
BB-10-20/1250Т3		1250							
BB-10-20/1600У3		1600							
BB-10-31,5/630У3		630							
BB-10-31,5/630Т3		630							
BB-10-31,5/1000У3		1000	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	
BB-10-31,5/1250Т3		1250							
BB-10-31,5/1600У3		1600							
BB-10-31,5/1600Т3		1600							
ВБПЧ-С-10-20/1000У3		1000		50		51			0,04
ВБПЭ-10-20/630У3		630	20		20		20	20/3	
ВБПЭ-10-20/1000У3		1000		52		52			
ВБПЭ-10-20/1600У3	10	1600							0,08
ВБПЭ-10-31,5/630У3		630							
ВБПЭ-10-31,5/1000У3		1000	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	
ВБПЭ-10-31,5/1600У3		1600							
ВБСН-10-25/1000У3	6; 10	1000	25	63	25	63	25	25/3	0,06
ВБКЭБ-10-20/630У3		630							
ВБКЭБ-10-20/1000У3		1000	20	52	20	52	20	20/3	
ВБКЭБ-10-20/1600У3		1600							
ВБКЭБ-10-31,5/630У3		630							
ВБКЭБ-10-31,5/1000У3		1000	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,07
ВБКЭБ-10-31,5/1600У3	10	1600							
ВБКЭР-10-20/630У3		630							
ВБКЭР-10-20/1000У3		1000	20	52	20	52	20	20/3	0,08
ВБКЭР-10-20/1600У3		1600							
ВБМЭ-10-40/2500У3		2500							
ВБМЭ-10-40/3150У3		3150	40	100	40	100	40	40/3	0,07
BB/TEL-6-8/800	6		8	20	8	20	8	8/3	
BB/TEL-6-10/800			10	25	10	25	10	10/3	
BB/TEL-10-8/800		800	8	20	8	20	8	8/3	
BB/TEL-10-12,5/800			12,5	32	12,5	32	12,5	12,5/3	
BB/TEL-10-16/800	10		16	40	16	40	16	16/3	
BB/TEL-10-20/800				50		50			
BBТ-10-20/630УХЛ3		630	20	52	20	52	20	20/3	0,05

Дополнения в таблице 8.33.

1. Вакуумные выключатели серии ВВПЭ-10 могут быть установлены взамен ВМПЭ-10 в КРУ следующих серий: КРУ-2- 10- 20; К-III; К-IIIУ; К-ХII; К-ХХУ1; К-37; К-44 (без переделки тележки КРУ).

2. Вакуумные выключатели ВВ-10 и ВВЭ-10 предназначены для частых коммутаций во внутренних установках напряжением 10 кВ трехфазного переменного тока.

3. Вакуумные выключатели типа ВБСН-10-25/1000У3 применяются в КРУ, насосных перекачивающих станциях и используются для замены маломасляных выключателей НЛ-4-8 чешского производства в шкафах КРУ типа RS465, находящихся в эксплуатации. Конструкция исключает возникновение в электроустановках перенапряжений при отключении индуктивных токов (в том числе при коммутации электродвигателей).

4. Вакуумные выключатели серии ВБКЭБ-10 предназначены для замены выключателей серии ВКЭ-10 на номинальные токи 630- 1600 А и токи отключения до 31,5 кА.

5. Вакуумные выключатели серии ВБКЭР-10 приспособлены для замены маломасляных выключателей типа ВК-10 и ВКЭ-10 в шкафах КРУ серий КМ-1, К-104, К-59.

6. Вакуумные выключатели серий ВБМЭ-10 предназначены для замены выключателей серий ВМПЭ-10 и ВЭМ-6.

7. Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL имеют следующие преимущества по сравнению с традиционными вакуумными выключателями:

- высокий механический ресурс;
- малое потребление электроэнергии по цепям включения и отключения;
- малые габариты и массу;
- возможность управления как по цепям оперативного постоянного, так и оперативного переменного токов;
- отсутствие необходимости ремонтов в течение всего срока службы;
- малая трудоемкость производства и, как следствие, умеренная цена.

Управление вакуумным выключателем осуществляется встроенным электромагнитным приводом с магнитной защелкой.

Опыт эксплуатации КРУ показывает, что наиболее уязвимым элементом в его составе является выключатель. С появлением вакуумных выключателей стала целесообразной замена ими масляных, которые уступают первым по технико-эксплуатационным характеристикам и просто исчерпали свой срок службы. Такая замена выключателей не требует замены всего КРУ и службам эксплуатации обходится минимальными затратами.

Выключатели ВВ/TEL конструктивного исполнения 1 и 2 предназначены в основном для замены выключателей ВМП-10, ВМПЭ-10, ВМПП-10, ВК-10, ВКЭ-10, а также для применения во вновь разрабатываемых выкатных элементах ячеек КРУ.

Выключатели ВВ/TEL конструктивного исполнения 3 предназначены в основном для замены в шкафах КСО и КРН масляных выключателей ВМГ-133 и им подобных, а также для применения во вновь разрабатываемых шкафах КСО и КРН.

В настоящее время фирмой «Таврида Электрик» разработаны и внедряются в эксплуатацию проекты реконструкции следующих КРУ: КСО-266, КСО-272, КСО-285, КСО- 292, КСО-2200, КСО-2УМ, КСО ЛП-318, КСО Д-13Б, КСО КП-03-00, КРН-III, КРН-IV, КРУН МКФН, КРУН К-У1.

Выкатной элемент с вакуумным выключателем типа ВВ/TEL с электромагнитным приводом предназначен для работы в шкафах КРУ внутренней и наружной установки номинальным напряжением до 10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц для системы с изолированной нейтралью и служит для установки в КРУ, а также для замены колонковых маломасляных выключателей типа ВК в КРУ серий: К-47, К-49, К-59, К-104, К-104М, КМ-1, КМ-1Ф.

8. Универсальный модуль (выкатной элемент, вакуумный выключатель и блокировки) фирмы «Таврида Электрик» органично встраивается вместо выключателей серии ВМП в выкатные тележки следующих КРУ: К-37, КРУ2-10, К-ХII, К-ХIII, К-ХХVI, КР-10/500.

Таблица 8.34

Вакуумные выключатели

Тип	$I_{ном}, А$	$I_{ном.откл}, кА$	$t_{ном.откл}, с$	$t_{откл. (собственн ое)}, с$	Коммутац ионная износоустойчивость	Механиче ский ресурс, циклов «ВО»
ВВТЭ-М-10-31,5; 20;/630; 1000; 1600	630;	12,5; 20;	0,04	0,1	50	$3 \cdot 10^4$
ВВПС-10-20/630; 1000; 1600	1000;	31,5	0,055	0,06		$2,5 \cdot 10^4$
ВВЭ-М-10-31,5; 20;/630; 1000; 1600	1600	20; 31,5	0,04; 0,05	0,1		$3 \cdot 10^4$

ВБПВ-10-20/630; 1000; 1600			0,055	0,06		2,5·10 ⁴
ВВЭ-М-10-31,5; 40/2000; 2500; 3150	2000; 2500; 3150	31,5; 40	0,05	0,1		1·10 ⁴
ВБЧ-СП-10-31,5 (ВБЧ-СЭ-10-31,5) 20/630; 1000; 1600	630; 1000; 1600	20; 31,5	0,04	0,1		3·10 ⁴
ВБСК-10-12,5; 20/630; 1000	630; 1000	31,5; 40	0,05	0,2		5·10 ⁴
ВБКЭ-10	630; 1000; 1600	20; 31,5	0,055	0,06		-

Дополнения к таблице 8.34.

1. У всех выключателей привод электромагнитный, за исключением ВБПС и ВБПВ, у которых – пружинно-моторный. Коммутационная износостойкость дана при номинальном токе отключения циклов «ВО».

2. Вакуумные выключатели типов ВВТЭ-М-10 и ВБПС-10 предназначены для замены маломасляных выключателей типов ВМПЭ-10, ВМП-10, ВМГ-133, а также для установки в ячейках типа КРУЭ-6П, 2КВЭ-6М, КРУП-6П.

3. Вакуумные выключатели типов ВВЭ-М-10-20, ВВЭ-М-10-31,5, ВБПВ-10-20 предназначены для установки в КРУ типа К-104, КМ-1Ф, К-49, взаимозаменяемые с выключателями типа ВК-10, ВКЭ-10.

4. Вакуумные выключатели типа ВВЭ-М-10-40 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях с изолированной нейтралью напряжением до 12 кВ. Устанавливаются в КРУ типа К-105, К-59, а также могут использоваться для замены маломасляных и электромагнитных выключателей.

5. Вакуумные выключатели типа ВБСК-10 предназначены для использования в КРУ наружной и внутренней установки.

6. Вакуумные выключатели типа ВБКЭ-10 с пружинным приводом приспособлены для встраивания в шкафы КРУ выкатного типа и предназначены для замены маломасляных выключателей типов ВК-10 и ВКЭ-10 в шкафах КРУ серий КМ-1, К-104, К-59, К-ХП, К-ХХVI, КРУ-2-10, КРУ-37.

7. Вакуумные выключатели типов ВБЧ-СЭ-10, ВБЧ-СП-10 предназначены для установки в КРУ типа КРУЭ-10, КРУЭП-10 и ПП-10-6/630ХЛ1.

8.7.3 Плавкие предохранители напряжением 6/10 кВ

Предохранители предназначены для защиты электрических цепей и электрооборудования от токов, превышающих допустимые по условиям нагрева с учетом перегрузочной способности.

Структура условного обозначения предохранителей приведена на рис. 5.4, а основные технические данные – в таблице 8.35. На рис. 8.6 даны времятоковые характеристики плавления некоторых предохранителей серии ПКТ.

ПКТ XXX – 10 – 16 – ,5УЗ		
П -		Категория размещения 1 – на открытом воздухе; 3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией
К -		
Т – для защиты силовых трансформаторов и линий (токоограничивающие)		Климатическое исполнение У – для районов с умеренным климатом; Т – для районов с тропическим климатом
Трехзначная цифра 101...105 – номер серии		
Номинальное напряжение для предохранителей климатического исполнения У или наибольшее рабочее напряжение для предохранителей климатического исполнения Т, кВ		Номинальный ток отключения, кА
		Номинальный ток предохранителя, А

Рисунок 8.6 – Структура условного обозначения предохранителей

Таблица 8.35

Основные технические данные предохранителей

Тип	$U_{ном}$, кВ	U_{max} , кВ	$I_{ном}$ предохранителя, А	$I_{ном}$ откл., кА
ПКТ101-6-2-40УЗ	6	7,2	2	40
ПКТ101-6-3,2-40УЗ			3,2	
ПКТ101-6-5-40УЗ			5	
ПКТ101-6-8-40УЗ			8	
ПКТ101-6-10-40УЗ			10	
ПКТ101-6-16-40УЗ			16	
ПКТ101-6-20-40УЗ			20	
ПКТ101-6-31,5-20УЗ			31,5	
ПКТ101-10-2-31,5УЗ	10	12	2	31,5
ПКТ101-10-3,2-31,5УЗ			3,2	
ПКТ101-10-5-31,5УЗ			5	
ПКТ101-10-8-31,5УЗ			8	
ПКТ101-10-10-31,5УЗ			10	
ПКТ101-10-16-31,5УЗ			16	
ПКТ101-10-20-31,5УЗ			20	
ПКТ101-10-31,5-12,5УЗ			31,5	
ПКТ102-6-31,5-31,5УЗ	6	7,2		31,5
ПКТ102-6-40-31,5УЗ			40	
ПКТ102-6-50-31,5УЗ			50	
ПКТ102-6-80-20-УЗ			80	20
ПКТ102-10-31,5-31,5УЗ	10	12	31,5	31,5
ПКТ102-10-40-31,5УЗ			40	
ПКТ102-10-40-12,5УЗ			50	12,5
ПКТ103-6-80-31,5УЗ	6	7,2	80	31,5
ПКТ103-6-100-31,5УЗ			100	
ПКТ103-6-160-20УЗ			160	
ПКТ103-10-50-31,5УЗ	10	12	50	31,5
ПКТ103-10-80-20УЗ			80	20
ПКТ103-10-100-12,5УЗ			100	12,5
ПКТ104-6-160-31,5УЗ			6	7,2
ПКТ104-6-200-31,5УЗ	200			

ПКТ104-6-315-20У3			315	20	
ПКТ104-10-100-31,5У3	10	12	100	31,5	
ПКТ104-10-160-20У3			160	20	
ПКТ104-10-200-12,5У3			200	12,5	
ПКТ101-6-2-20У3			6	7,2	2
ПКТ101-6-3,2-20У3	3,2				
ПКТ101-6-5-20У3	5				
ПКТ101-6-8-20У3	8				
ПКТ101-6-10-20У3	10				
ПКТ101-6-16-20У3	16				
ПКТ101-6-20-20У3	20				
ПКТ101-10-2-12,5У3	10	12	2	12,5	
ПКТ101-10-3,2-12,5У3			3,2		
ПКТ101-10-5-12,5У3			5		
ПКТ101-10-8-12,5У3			8		
ПКТ101-10-10-12,5У3			10		
ПКТ101-10-16-12,5У3			16		
ПКТ101-10-20-12,5У3			20		
ПКТ101-6-2-40У1	6	7,2	2	40	
ПКТ101-6-3,2-40У1			3,2		
ПКТ101-6-5-40У1			5		
ПКТ101-6-8-40У1			8		
ПКТ101-6-10-40У1			10		
ПКТ101-6-16-40У1	6	7,2	16	40	
ПКТ101-6-20-40У1			20		
ПКТ101-6-31,5-20У1			31,5	20	
ПКТ101-7,2-2-40Т3	6	7,2	2	40	
ПКТ101-7,2-3,2-40Т3			3,2		
ПКТ101-7,2-5-40Т3			5		
ПКТ101-7,2-8-40Т3			8		
ПКТ101-7,2-10-40Т3			10		
ПКТ101-7,2-16-40Т3			16		
ПКТ101-7,2-20-40Т3			20		
ПКТ101-7,2-31,5-20Т3			31,5		20
ПКТ101-10-2-20У1			2	12,5	
ПКТ101-10-3,2-20У1			3,2		
ПКТ101-10-5-20У1			5		
ПКТ101-10-8-20У1			8		
ПКТ101-10-10-20У1			10		
ПКТ101-10-16-20У1			16		
ПКТ101-10-20-20У1			20		
ПКТ101-10-31,5-12,5У1			31,5		12,5
ПКТ101-12-2-20Т3			10		12
ПКТ101-12-3,2-20Т3	3,2				
ПКТ101-12-5-20Т3	5				
ПКТ101-12-8-20Т3	8				
ПКТ101-12-10-20Т3	10				
ПКТ101-12-16-20Т3	16				
ПКТ101-12-20-20Т3	20				
ПКТ102-7,2-31,5-31,5Т3	6	7,2	31,5	31,5	
ПКТ102-7,2-40-31,5Т3			40		
ПКТ102-7,2-50-31,5Т3			50		
ПКТ102-12-31,5-20Т3	10	12	31,5	20	
ПКТ102-12-40-20Т3			40		
ПКТ105-7,2-80-31,5Т3	6	7,2	80	31,5	
ПКТ105-7,2-100-31,5Т3			100		
ПКТ105-12-50-20Т3	10	12	50	20	
ПКТ105-12-80-20Т3			80		

8.7.4 Разъединители

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для коммутации цепи без тока. Основное назначение разъединителя – создание надежного видимого разрыва цепи для обеспечения безопасного проведения ремонтных работ на оборудовании и токоведущих частях электроустановок.

Справочные данные по разъединителям внутренней и наружной установки приведены в таблицах 8.36 и 8.37.

Таблица 8.36

Разъединители внутренней установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Стойкость при сквозных токах КЗ, кА		Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с		Привод
				Амплитуда предельного сквозного тока	Предельный ток термической стойкости	главных ножей	заземляющих ножей	
<i>В трехполюсном исполнении (рама)</i>								
РВЗ- 20/63У3	20	24	30	50	20	4		ПР-3У3
РВЗ-20/1000У3	20	24	1000	55	20	4		ПР-3У3
РВЗ-35/630У3	35	40,5	630	51	20	4		ПР-3У3
РВЗ-35/1000У3	35	40,5	1000	80	31,5	4		ПР-3У3
РВРЗ-Ш-10/2000У3	10	12	2000	85	31,5	4		ПР-3У3, или ПЧ-50У3, или ПД-5У1
<i>В однополюсном исполнении</i>								
РВК-35/2000	35	40,5	2000	115	45	4		ПР-3У3
РВРЗ-10/2500У3	10	12	2500	125	45	4		ПЧ-50У3, или ПД-5У1, или ПР-3У3
РВРЗ-35/2000УХЛ1	10	12	4000	125/180*	45/71*	4	-	ПЧ-50У3 или ПД-5У1
РВРЗ-20/6300У3	20	24	6300	220/260	80/100	4		ПЧ-50У3 или ПД-5У1
РВРЗ-20/8000У3	20	24	8000	300/320	112/125	-	-	ПД-12У3 и ПЧ-50У3
РВРЗ-20/12500У3	20	24	12500	410 гл.н., 250 заз.	180 гл.н., 100 заз.			

Таблица 8.37

Разъединители наружной установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Стойкость при сквозных токах КЗ, кА		Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с		Привод
<i>В трехполюсном исполнении (рама)</i>								
РЛНД-10/400У1	10	12	400	25	10	4	1	ПРН-10МУ1 или ПР-2УХЛ1
РЛНД-10/630У1			630	35,5	12,5			
РЛНД 1-10/400У1			400	25	10			
РЛНД 1-10Б/400У1			400	25	10			
РЛНД 1-10/400ХЛ1			630	35,5	12,5			
РЛНД 1-10/630У1			630	35,5	12,5			
РЛНД 2-10/400У1			400	25	10			

РЛНД 2-10Б/400У1								ПРНЗ-2-10У1	
РЛНД 2-10/400ХЛ1								или	
РЛНД 2-10/630У1			630	35,5	12,5			ПР-2УХЛ1	
<i>В однополюсном исполнении</i>									
РНД-35/1000У1	35	40,5	1000	63	25	4	1	ПР-У1	
РНДЗ-1а-35/1000У1								ПР-ХЛ1	
РНДЗ-35/1000У1								ПР-ХЛ1	
РНД-35/1000ХЛ1								ПВ-20У2 или	
РНДЗ-С-35/1000У1			ПРН-110В						
РНД-35Б/1000У1			ПР-У1						
РНДЗ-35Б/1000У1			ПВ-20У2 или						
РНДЗ-С-35/1000У1				ПРН-110В; ПР-					
РНДЗ-35Б/2000У1				У1 ПР-2УХЛ1					
РДЗ-35/2000УХЛ1				ПР-2УХЛ1					
РДЗ-35/3150УХЛ1	2000	80	31,5				ПР-У1		
РДЗ-35/3150УХЛ1	3150	125	50						
РНДЗ2-СК-110/1000У1	110	126	1000	80	31,5	3	3	ПР-У1 или	
РНД-110/1000У1								ПД-5У1	
РНДЗ1а-110/1000У1								ПР-У1 или	
РНД-110Б/1000У1									ПД-5У1
РНДЗ1а-110/1000У1									
РНДЗ1а-110Б/1000У1									
РНДЗ-110Б/1000У1									
РНДЗ-110/1000У1									
РНДЗ-С-110/1000У1							ПВ-20У2 или		
РНДЗ-110/1000ХЛ1							ПРН-110В		
РНДЗ-110/2000ХЛ1							ПР-ХЛ1 или		
РНДЗ-110/2000У1			2000	100	40,0			ПД-5ХЛ1	
РНДЗ-110Б/2000У1								ПР-У1 или	
РНДЗ-110/3150У1	110	126	3150	125	50,0			ПД-5У1	
РНД-150/1000У1	150	172	1000	100	40,0	3	1	ПР-У1 или	
РНД-150/2000У1			2000					ПД-5У1	
РДЗ-220/3150УХЛ1	220	252	3150	100	40,0	3	1	ПД-5У1 или ПД-	
РНД-220Б/2000У1			2000					5ХЛ1	
РДЗ-220/1000УХЛ1			1000					ПР-У1 или 5Д-	
РДЗ-220/2000УХЛ1			2000					5ХЛ1	
		-						ПД-5У1 или ПД-	
								5ХЛ1	
								ПР-У1 или ПР-	
								ХЛ1	

Примечание. В типовом обозначении разъединителей указываются их основные параметры и особенность конструкции: Р- разъединители; В- внутренняя установка; Н- наружная; Л- линейные; К- ножи коробчатого профиля; Д- разъединитель имеет две опорно-изоляционные колонки. Буква З обозначает наличие вариантов исполнения: с одним заземляющим ножом - РНДЗ1а; с двумя заземляющими ножами - РНДЗ2; без заземляющих ножей - РНД. Буквы, стоящие перед напряжением, С - наличие механической блокировки. Буквы, стоящие после напряжения, Б - с усиленной изоляцией.

8.7.5 Короткозамыкатели

Короткозамыкатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания в электрической цепи. В установках 35 кВ применяются двухполюсные короткозамыкатели, при срабатывании которых создается искусственное двухфазное короткое замыкание через землю, а в установках 110 и 220 кВ – однополюсные, создающие однофазное КЗ, которое также приводит к действию релейной защиты.

В таблице 8.38 приведены основные технические характеристики короткозамыкателей.

Таблица 8.38

Короткозамыкатели* наружной установки (однополюсное исполнение)

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Амплитуда предельного тока, кА	Начальное действующее значение тока, кА	Предельный ток, кА	Время протекания предельного тока, с	Полное время включения**, с, не более			Допустимое тяжение провода с учетом ветвления, кН	Привод
							без гололеда до 10 мм	при гололеде толщиной, мм			
								до 10	до 20		
КРН-35У1	35	40,5	42	16,5		4	0,1	0,15	-	490	ПРК-1У1
КЗ-110УХЛ1	110	126	51	12,5	12,5	3	0,14		0,2	784	ПРК-1У1 или ПРК-1ХЛ1
КЗ-110Б-У1			32				0,18	-			
КЗ-150У1	150	172	51	20,0	0,2		-				
КЗ-220У1	220	252	20		0,25						

Примечание. В типовом обозначении короткозамыкателя: КЗ - короткозамыкатель; Р - рубящего типа; Н - наружной установки; 35 - номинальное напряжение; Б - усиленное исполнение; У1, УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения.

* Комплектно с короткозамыкателем 35кВ поставляется один трансформатор тока ТШЛ на два полюса, а с короткозамыкателем 150 и 220 кВ - три трансформатора тока на один полюс.

** Полное время включения (с учетом подачи команды на включение) - до касания контактов.

8.7.6 Отделители

Отделитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для автоматического отключения поврежденного участка линии или трансформатора после искусственного КЗ, а также для отключения и включения участков схемы, находящихся без напряжения, отключения и включения индуктивных токов холостого хода трансформаторов и емкостных токов ненагруженных линий.

Основные технические характеристики отделителей приведены в таблице 8.39.

Таблица 8.39

Отделители наружной установки (размещение каждого полюса на отдельной раме)

Тип	$U_{ном}, кВ$	$I_{ном}, А$	Предельный ток термической стойкости, кА		Амплитуда предельного сквозного тока, кА		Время протекания предельного тока, с	Допустимое тяжение провода с учетом ветвления, кН	Полное время отключения* с приводом, не более, с				Привод
			главные	заземляющих	главные	заземляющих			без гололеда	При гололеде толщиной, мм			
										10	15	20	
ОДЗ-35/630У1	35	630	12,5	-	80	80	4	490	0,45	0,50	-	-	ПРО-1У1
ОДЗ-110/1000УХЛ1	110	1000	31,5	-	80	-	3	780	0,38	0,45	0,5	-	ПРО-1У1 или ПРО1ХЛ1
ОД-110Б/1000У1									0,4	-	-	-	ПРО-1У1
ОД-150Б/1000У1	150	-	-	-	0,5	ПРО-1У1							
ОД-220Б/1000У1	220	-	-	-	0,6	ПРО-1У1							

* От подачи команды на привод до полного отключения.

Примечание. В типовом обозначении: О - отделитель; Д - двухколонковый; Б (после напряжения) - категория изоляции (усиленное исполнение).

8.7.7 Ограничители перенапряжения

Ограничители перенапряжения предназначены для защиты от коммутационных и атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования подстанций и сетей на классы напряжения от 0,38 до 220 кВ.

Ограничители перенапряжения устанавливаются в сетях переменного тока частотой 48-62 Гц с изолированной или компенсированной нейтралью и включаются параллельно защищаемому объекту. В структуре условного обозначения принято:

О	- ограничитель;
П	- перенапряжения;
Н	- нелинейный;
П	- полимерная изоляция;
1	- опорное исполнение установки;
XXX	- класс напряжения сети, кВ;
УХЛ	- климатическое исполнение;
1	- категория размещения.

Основные технические характеристики ограничителей перенапряжения приведены в таблице 8.40.

Таблица 8.40

Основные технические характеристики ограничителей перенапряжения

Наименование изделия	Краткая техническая характеристика							Масса, кг
	Класс напряжения	Наибольшее рабочее напряжение	Остающееся напряжение при волне импульсного тока 8/20 мкс с амплитудой, кВ					
для защиты электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью								
ОПН-П1-3П УХЛ	3	3,6	-	8,8	-	10,6	11,3	2,8
ОПН-П1-6П УХЛ1	6	7,2	-	17,6	-	21,2	22,5	4,2
ОПН-П1-10П УХЛ1	10	12	-	29,5	-	36	38	6
ОПН-П1-35П УХЛ1	35	40,5	-	102	-	120	127	20
для защиты изоляции электрооборудования распределительных сетей с изолированной либо компенсированной нейтралью от грозových перенапряжений								
ОПН-1-3/3,8Ш УХЛ1	3	3,8	-	9,7	11,1	11,8	12,8	1,4
ОПН-2-3/3,8Ш УХЛ1	3	3,8	-	9,7	11,1	11,8	12,8	2,0
ОПН-1-6/7,2Ш УХЛ1	6	7,2	-	18,5	21,0	22,5	24,5	2,0
ОПН-2-6/7,2Ш УХЛ1	6	7,2	-	18,5	21,0	22,5	24,5	2,6
ОПН-1-6/7,6Ш УХЛ1	6	7,6	-	19,5	22,5	23,6	25,6	2,0
ОПН-2-6/7,6Ш УХЛ1	6	7,6	-	19,5	22,5	23,6	25,6	2,6
ОПН-1-10/12Ш УХЛ1	10	12	-	30,8	35,2	37,6	40,7	2,8
ОПН-2-10/12Ш УХЛ1	10	12	-	30,8	35,2	37,6	40,7	3,4
ОПН-1-10/12,7Ш УХЛ1	10	12,7	-	32,6	37,2	40,0	42,8	2,8
ОПН-2-10/12,7Ш УХЛ1	10	12,7	-	32,6	37,2	40,0	42,8	3,4
Для контактной сети электрифицированных железных дорог								
для защиты электрооборудования тяговых подстанций, постов секционирования и пунктов параллельного соединения сетей постоянного тока.								
ОПН-3,3 О1	3,3	4,0	-	-	-	12,0	-	23
для защиты контактной сети постоянного тока на класс напряжения 3,3 кВ и защиты устройств электрифицированных железных дорог переменного тока на класс напряжения сети 27,5 кВ от атмосферных и коммутационных перенапряжений								
ОПНК-П1-3,3 УХЛ1	3	4,0	-	13,5	-	17,0	19,3	10
ОПНК-П1-27,5 УХЛ1	25	30,0	-	79	-	95,0	102	25
для защиты изоляции электрооборудования 110 и 220 кВ от грозových и коммутационных перенапряжений в сетях с заземленной нейтралью								
ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1	110	77	187	189	197	228	245	266
ОПН-П1-110/83/10/2 УХЛ1	110	83	201	203	211	245	264	286
ОПН-П1-110/88/10/2 УХЛ1	110	88	214	216	225	260	280	304
ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1	110	77	187	189	197	228	245	266
ОПН-П1-110/83/10/2 УХЛ1	110	83	201	203	211	245	264	286
ОПН-П1-110/88/10/2 УХЛ1	110	88	214	216	225	260	280	304
ОПН-П1-220/154/10/2 УХЛ1	220	154	374	378	394	456	294	533
ОПН-П1-220/163/10/2 УХЛ1	220	163	394	398	414	482	522	564
ОПН-П1-220/172/10/2 УХЛ1	220	172	428	432	450	513	533	596

8.7.8 Разрядники

Разрядники предназначены для защиты изоляции электрооборудования и линий электропередач переменного тока от атмосферных перенапряжений.

Разрядники на номинальные напряжения до 35 кВ устанавливаются в сетях как с изолированной, так и с заземленной нейтралью, а на напряжение 110 кВ - с заземленной нейтралью (коэффициент замыкания на "землю" не выше 1,4).

Разрядник подключается параллельно защищаемому объекту.

В структуре условного обозначения для вентильных разрядников принято:

Р	- разрядник;
В	- вентильный;
С	- стационарный;
XX	- номинальное напряжение;
Т	- климатическое исполнение;
1	- категория размещения.

Структура условного обозначения трубчатых разрядников следующая:

Р	- разрядник;
Т	- трубчатый;
В	- винипластовый;
XX	- номинальное напряжение;
XX	- нижний предел тока отключения;
XX	- верхний предел тока отключения;
У	- климатическое исполнение;
1	- категория размещения.

Основные технические характеристики разрядников приведены в таблицах 8.41 и 8.42.

Таблица 8.41

Разрядники трубчатые

Наименование изделия	Назначение, краткая техническая характеристика							Масса, кг
	Минимальное напряжение, кВ	Максимально допустимое напряжение, кВ	нижний	верхний	при 2 мкс	min	Импульсное пробивное напряжение при max разрядном времени от 2 до 20 мкс, кВ	
РТВ-10-0,5/2,5 У1	10	12	0,5	2,5	80	70	20	2,1
РТВ-10-2/10 У1	10	12	2	10	80	70	20	1,8
РТВ-20-2/10 У1	20	24	2	10	140	120	20	2,2
РТВ-35-0,5/5 У1	35	40,5	0,5	5	240	200	40	2,8
РТВ-35-2/10 У1	35	40,5	2	10	240	200	40	2,5
РТВ-110-2,5/12,5 У1	110	100	2,5	12,5	600	500	50	4,5

Таблица 8.42

Разрядники вентильные

Наименование изделия	Краткая техническая характеристика				Масса, кг
	Класс напряжения, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Импульсное напряжение предельном времени от 2 до 20 мкс	пробивное напряжение при разрядном	
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электроустановок с любой системой заземления нейтрали					
РВС-15	15	18	67		49
РВС-20	20	24	80		58
РВС-35	35	40,5	125		73
РВС-15Т1	15	18	67		49
РВС-20Т1	20	24	80		58
РВС-35Т1	35	40,5	125		73
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электроустановок с заземленной нейтралью					
РВС-66	66	58	188		105

РВС-110М	110	102	285	175
РВС-150М	150	138	375	338
РВС-220М	220	198	530	497
РВС-22Т1	22	20	70	44
РВС-33Т1	33	29	94	59
РВС-110МТ1	110	102	285	175
РВС-132МТ1	132	119,7	376	326
РВС-150МТ1	150	138	375	338
РВС-220МТ1	220	198	530	497
РВС-230Т1	230	204,5	530	497
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электроустановок с изолированной нейтралью				
РВС-13,8Т1	13,8	17	60	43
РВС-60	60	65,9	215	130
РВС-60Т1	60	65,9	215	130
РВС-66	66	72,2	232	140
РВС-66Т1	66	72,2	232	140
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции оборудования переменного тока частотой 50 и 60 Гц				
РВО-3Н	3	3,8	20	2,3
РВО-6Н	6	7,5	32	3,1
РВО-10Н	10	12,7	48	4,2
РВО-3У1	3	3,8	20	2,3
РВО-3Т1	3	3,8	20	2,3
РВО-6У1	6	7,5	32	3,1
РВО-6Т1	6	7,5	32	3,1
РВО-10У1	10	12,7	48	4,2
РВО-10Т1	10	12,7	48	4,2
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции оборудования электрофицированных железных дорог				
РВКУ-1,65 ГО1	1,65	2,1	7,0	25
РВКУ-1,65 ДО1	1,65	2,1	6,5	25
РВКУ-1,65 ЕО1	1,65	2,1	4,2	25
РВКУ-3,3 АО1	3,3	4,0	8,5	30
РВКУ-3,3 БО1	3,3	4,0	10	30
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрических вращающихся машин переменного тока с классом напряжения от 3 до 10 кВ				
РВРД-3У1	3	3,8	7	18,5
РВРД-6У1	6	7,5	14	23,8
РВРД-10У1	10	12,7	23,5	32,3
РВРД-3Т1	3	3,8	7	18,5
РВРД-6Т1	6	7,5	14	23,8
РВРД-10Т1	10	12,7	23,5	32,3
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции высоковольтных вводов высоковольтных трансформаторов				
РНК-0,5 У1	0,5	-	2,5	1,8
РНК-0,5 ХЛ1	0,5	-	2,5	1,8
РНК-0,5 Т1	0,5	-	2,5	1,8

8.7.9 Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В, необходимого для питания измерительных приборов и защитных устройств, цепей автоматики и сигнализации.

Типовое обозначение трансформаторов напряжения расшифровывается следующим образом:

НОС – трансформатор напряжения однофазный, сухой;

НОСК – трансформатор напряжения однофазный, сухой, для комплектных распределительных устройств;

НТС – трансформатор напряжения трехфазный, с естественным охлаждением;
НОМ – трансформатор напряжения однофазный, масляный;
ЗНОМ – с заземленным выводом первичной обмотки, трансформатор напряжения однофазный, масляный;
НТМК – трансформатор напряжения трехфазный, масляный, с компенсирующей обмоткой для уменьшения угловой погрешности;
НТМИ – трансформатор напряжения трехфазный, масляный, с дополнительной вторичной обмоткой (для контроля изоляции сети);
ЗНОЛ – с заземленным выводом первичной обмотки, трансформатор напряжения однофазный, с литой изоляцией;
НКФ – трансформатор напряжения каскадный в фарфоровой крышке.
Основные технические характеристики трансформаторов напряжения приведены в таблице 8.43, 8.45, а сведения об их замене – в таблице 8.44.

Таблица 8.43

Технические данные трансформаторов напряжения

Тип	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Номинальная мощность, ВА, для классов точности				Максимальная мощность u_k^* , %	
	ВН	НН (основной)	НН (дополнительной)	0,2	0,5	1	3		
НОС-0,5	0,38	0,1	–	–	25	50	100	200	4,4
НОС-0,5	0,5	0,1	–	–	25	50	100	200	4,2
НОМ-6	3	0,1	–	–	30	50	150	240	3,58
НОМ-6	6	0,1	–	–	50	75	200	400	6,15
НОМ-10	10	0,1	–	–	75	150	300	640	6,4
НОМ-15	13,8	0,1	–	–	75	150	300	640	3,6
НОМ-15	15,75	0,1	–	–	75	150	300	640	4,63
НОМ-15	18	0,1	–	–	75	150	300	640	4,5
НОМ-35	35	0,1	–	–	150	250	600	1200	3,87
НОЛ .08-6	6	0,1	–	30	50	75	200	400	3,47
НОЛ.08-10	10	0,1	–	50	75	150	300	640	4,95
НТС-0,5	0,38	0,1	–	–	50	75	200	400	3,76
НТС-0,5	0,5	0,1	–	–	50	75	200	400	3,76
НТМК-6-48	3	0,1	–	–	50	75	200	400	2,98
НТМК-6-48	6	0,1	–	–	75	150	300	640	3,92
НТМК-10	10	0,1	–	–	120	200	500	960	3,07
НТМИ-6	3	0,1	0,1/3	–	50	75	200	400	3,01
НТМИ-6	6	0,1	0,1/3	–	75	150	300	640	5,23
НТМИ-10	10	0,1	0,1/3	–	120	200	500	960	5
НТМИ-18	13,8	0,1	0,1/3	–	120	200	500	960	4,08
НТМИ-18	15,75	0,1	0,1/3	–	120	200	500	960	4,32
НТМИ-18	18	0,1	0,1/3	–	120	200	500	960	4,32
ЗНОЛ.09-6	6/√3	0,1/√3	0,1/3**	30	50	75	200	400	3,55
ЗНОЛ.09-10	10/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	4,8
ЗНОЛ.06-6	6/√3	0,1/√3	0,1/3**	30	50	75	200	400	3,55
ЗНОЛ.06-10	10/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	4,8
ЗНОЛ .06-15	13,8/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	5,12
ЗНОЛ.06-15	15,75/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	5,12
ЗНОЛ.06-20	18/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	5,02
ЗНОЛ.06-20	20/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	5,02
ЗНОЛ.06-24	24/√3	0,1/√3	0,1/3**	50	75	150	300	640	5,03
ЗНОМ-15-72	6/√3	0,1/√3	0,1/3	–	50	75	200	400	3,42
ЗНОМ-15- 2	10/√3	0,1/√3	0,1/3	–	75	150	300	640	4,63
ЗНОМ-15-72	13,8/√3	0,1/√3	0,1/3	60	90	150	300	640	4,57
ЗНОМ-15-72	15,75/√3	0,1/√3	0,1/3	60	90	150	300	640	5,1
ЗНОМ-20	18/√3	0,1/√3	0,1/3	60	90	150	300	640	5,6
ЗНОМ-20	20/√3	0,1/√3	0,1/3	–	75	150	300	640	5,25
ЗНОМ-24	24/√3	0,1/√3	0,1/3	–	150	250	600	980	4,4

ЗНОМ-35-65	35/√3	0,1/√3	0,1/3	–	150	250	600	1200	6
НКФ-110-57	110/√3	0,1/√3	0,1	–	400	600	1200	2000	4,05
НКФ-110-58***	66/√3	0,1/√3	0,1/3	–	400	600	1200	2000	3,55
НКФ-110-58***	110/√3	0,1/√3	0,1/3	–	400	600	1200	2000	4,43
НКФ-220-58	150/√3	0,1/√3	0,1	–	400	600	1200	2000	3,83
НКФ-220-58	220/√3	0,1/√3	0,1	–	400	600	1200	2000	4,13

* приведены значения u_k % между обмотками ВН и НН (основной, отнесенные к максимальной мощности);

** может быть выполнена на 0,1 кВ (например, для использования в цепях управления возбуждением генераторов);

*** предназначены для сетей с изолированной нейтралью.

Примечание. Мощность, указанная для трансформаторов напряжения типов ЗНОЛ, ЗНОМ и НКФ, является суммарной мощностью основной и дополнительной вторичных обмоток.

Таблица 8.44

Сведения о замене трансформаторов напряжения

Типы заменяемых трансформаторов	Замена (технические данные в табл.8.43)
НОМ-6	НОЛ.08-6
НОМ-10	НОЛ.08-10
НТМК-6, НТМИ-6, НАМИ-6, НАМИТ-6	3×ЗНОЛ.06-6
НТМК-10, НТМИ-10, НАМИ-10, НАМИТ-10	3×ЗНОЛ.06-10
ЗНОМ-15	ЗНОЛ.06-15
ЗНОМ-20	ЗНОЛ.06-20
ЗНОМ-24	ЗНОЛ.06-24
ЗНОМ-35	ЗНОЛ-35

Таблица 8.45

Трансформаторы напряжения, класс точности 0,2-3

Тип	Напряжения обмоток		
	первичной, кВ	вторичной, В	дополнительной, В
НОЛ.08	от 3 до 11	100	–
НОЛ.11	6	100; 127	–
НОЛ.12	от 0,38 до 10	100; 127	–
ЗНОЛ.06	от $3/\sqrt{3}$ до $24/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100; 100/3
ЗНОЛЭ-35	$35/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3
ЗНОЛ-35УХЛ1	27,5	100	127
ЗНИОЛ-6(10) измерительный	6; 10	100	–
НАМИТ-10-2 антирезонансный	6; 10	100	100

8.7.10 Трансформаторы тока

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Структура условного обозначения трансформаторов тока дана на рис.8.7. В таблицах 8.46–8.52 приведены технические данные трансформаторов тока внутренней и наружной установки, а в таблице 8.53 сведения о замене некоторых из них.

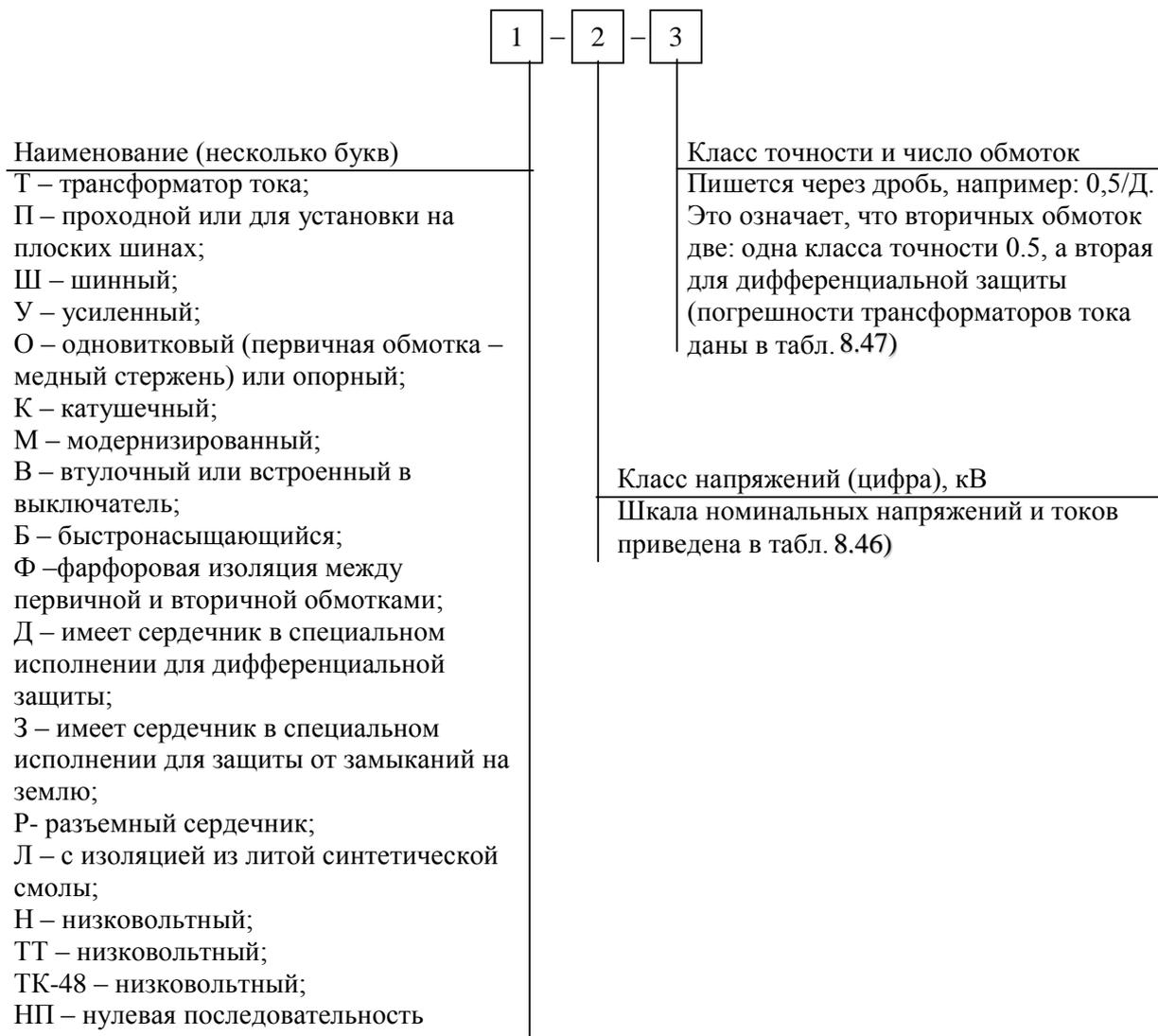


Рисунок 8.7– Структура условного обозначения трансформаторов тока

Таблица 8.46

Основные номинальные параметры трансформаторов тока

Параметр	Номинальное значение
Номинальное напряжение (линейное) $U_{ном}$, кВ	0.66; 3; 6; 10; 15*; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750
Номинальный первичный ток ** $I_{1ном}$, А	1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10000; 12000; 14000; 16000; 18000; 20000; 25000; 28000; 30000; 32000; 35000; 40000
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1, 2***; 2.5***; 5
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos\varphi_2=0.8$, ВА	2.5; 5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75; 100
Номинальный класс точности для измерений	0,2; 0,5; 1; 3; 5; 10****
Номинальный класс точности для защиты	5P; 10P

Примечания к табл. 8.46:

* для существующих установок и генераторов с $U_{ном} = 15,75$ кВ;

** для встроенных трансформаторов тока, начиная от 75А и выше; для трансформаторов тока, предназначенных для комплектации турбо- и гидрогенераторов, значения свыше 10000А являются рекомендуемыми;

*** допускаются по согласованию с потребителем;

**** только для встроенных трансформаторов тока.

Таблица 8.47

Предельные значения погрешности трансформаторов тока для различных классов точности

Класс точности	Первичный ток, % номинального	Предельное значение погрешности			Пределы нагрузки, номинальной, $\cos\varphi_2=0,8$	вторичной % при
		токовой, %	угловой			
				мин	10^{-2} рад	
0,2	5	$\pm 0,75$	± 30	$\pm 0,9$	25-100	
	10	$\pm 0,50$	± 20	$\pm 0,6$		
	20	$\pm 0,25$	± 15	$\pm 0,45$		
	100-120	$\pm 0,20$	± 10	$\pm 0,3$		
0,5	5	$\pm 1,5$	± 90	$\pm 2,7$	25-100	
	10	$\pm 1,0$	± 60	$\pm 1,8$		
	20	$\pm 0,75$	± 45	$\pm 1,35$		
	100-120	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,9$		
1,0	5	$\pm 3,0$	± 180	$\pm 5,4$	25-100	
	10	$\pm 2,0$	± 120	$\pm 3,6$		
	20	$\pm 1,5$	± 90	$\pm 2,7$		
	100-120	$\pm 1,0$	± 60	$\pm 1,8$		
3	50-120	$\pm 3,0$	не нормируется		50-100	
5	50-120	$\pm 5,0$			50-100	
10	50-120	± 10			50-100	

Таблица 8.48

Трансформаторы тока (кабельные) внутренней установки для защиты от замыкания на землю в сетях 6-10 кВ

Тип	Число охватываемых кабелей	Наружный диаметр кабеля, мм	Цепь подмагничивания		Вторичная цепь		ЭДС небаланса во второй вторичной цепи, не более, мВ	
			$U_{ном}$ В	$S_{потр}$, ВА	$Z, Ом$	$S_{получ.}$ при 1 А, ВА	от подмагничивания	от несимметричности при номинальной нагрузке
ТНП-2	1-2	50	110	20	10	0,00625	150	17
ТНП-4	3-4			45				
ТНП-7	5-7			50				
ТНП-12	8-12	60		70		0,00344		14

Таблица 8.49

Трансформаторы тока (шинные) внутренней установки для защиты от замыкания на землю в сетях 6-10 кВ

Тип	Длительно допустимый ток при температуре воздуха 40	Десятисекундный термический стойкости, кА	Наибольший ударный ток КЗ, кА	Потребляемая мощность цепи подмагничивания 110В	ЭДС небаланса во второй вторичной цепи, мВ	
					от подмагничивания	от несимметрии первичных токов
ТНП-Ш1	1750	24	165	20	100	60
ТНП-Ш2	3000	48		25		85
ТНП-Ш3	4500	72		30		100
ТНП-Ш3У	7500	90		35		150

Таблица 8.50

Технические данные трансформаторов тока внутренней установки

Тип трансформатора	Варианты исполнения **	Номинальный первичный ток, А	Трехсекундная термическая стойкость или кратность	Электродинамическая стойкость или кратность	Номинальная		Номинальная предельная кратность защитной обмотки	Масса, кг
					измерительной обмотки	защитной обмотки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТЛМ-6	1/10P 0,5/	300; 400; 600; 800; 1000;	33*	125*	10	15	20	27
ТОЛК-6	1; 10P	50	40	340	30	30	5,5	11,3
ТВЛМ-6	1; 10P	10; 20; 30; 50; 75; 100;	20	350	15	15	4,5	4,5
ТПЛ-10	10P;	30; 50; 75; 100; 150	45	250	10	15	13	10-19
ТПЛУ-10	10P;	30; 50; 75; 100	60	250	10	15	13	10-19
ТПОЛ-10	0,5/10P	600; 800	32	81	10	15	19; 23	18
ТЛ-10	0,5/10P	50; 100; 150; 200; 400	50	51*	10	15	15	47
ТЛМ-10	0,5/10P	50; 100; 150	50	350	10	15	15	27
ТОЛ-10	0,5/10P	50	50	350	10	15	10	25
ТОЛ-10	10/10P	100; 150; 200	50	52*	10	15	10	25
ТПЛК-10	0,5/10P	10; 15; 30; 60; 100	47	250	10	15	12	47
ТПОЛ-20	1/10P,	400	40	100*	20	15	13	43
ТПОЛ-35	1/10P	400	40	100*	20	15	13	55
ТЛЛ-35	0,1	5;10; 15; 20; 30; 40;50;	4	10	15	—	—	86
ТШЛ-10	0,5/10P/	2000; 3000; 4000; 5000	35	—	20	30	25	49
ТЛШ-10	0,5/10P	2000; 3000	42*	81*	20	30	—	26
ТШВ-15	0,2/10P	6000; 8000	20	—	30	30	15	50-93
ТШЛО-20	10P	400	19	200	—	20	15	23
ТШ-20	0,2; 10P	8000; 10000; 12000	160*	—	30	30	9	41-49
ТШ-24	0,2; 10P	20000	—	—	100	100	8	105
ТШВ-24	0,2; 10P	24000; 30000	6	—	100	100	5; 6	106;
ТВГ-24	0,5/10P/10P	6000	—	—	30	30	6	—
ТВ-10	0,5	6000	40	—	20	—	3	14
ТВТ-10	0,5	5000; 6000; 12 000	28	—	30	—	10;12; 24	5;16;78
ТВ-35	0,5; 1;	200; 300; 600; 1500;	8-200*	—	10-40	10-40	2-30	15-35
ТВТ-35	0,5; 1;	200; 300; 600; 1000;	28	—	10-40	15-40	5-24	16-80
ТВ-110	0,5; 1;	200; 300; 600; 1000;2000	20-125*	—	10-50	10- 60	5-50	96-103
ТВТ-110	1; 10P	300; 600; 1 000; 2000	25	—	30-50	10-50	12-24	42-122
ТВТ- 1 50	0,5; 1;	600; 1 000; 2000	25	—	10 -60	10-40	22	212-220
ТВ-220	0,5; 1;	600; 1000; 2000;3000	63-250*	—	10-50	10-50	10-50	143-157
ТВТ-220	0,5; 1;	600; 1000; 2000; 4000	25	—	30-100	30-60	24	145-155

* термическая и электродинамическая стойкость приведены в килоамперах;

** трансформаторы тока, исполнение которых обозначено дробно (например, 1/10P) имеют один трансформатор класса 1 и второй класса 10P.

Таблица 8.51

Технические данные трансформаторов тока наружной установки

Тип трансформатора	Варианты исполнения	Номинальный первичный ток, А	Номинальная		Номинальная предельная кратность при номинальной нагрузке	Трехсекундная термическая стойкость или кратность	Электродинамическая стойкость или кратность	Масса кг
			измерительной обмотки	защитной обмотки				
ТФЗМ35А	0,5/10P	15-600	50	20	28	30	200	250
ТФЗМ35Б-I	0,5/10P	15-600	30	30	20	50	200	350
ТФЗМ35Б-II	0,5/10P/10P	500-1000	—	—	—	49	125*	430
ТФЗМ110Б-II	0,5/10P/10P	750/1500**;	20	20	30	34	100	840
ТФЗМ150А, Б-I	0,5/10P/10P/10P	600/1200	40	50	15	23	87	1060

ТФЗМ150Б-II	0,5/10P/10P/10P	1000/2000	30	50	30;25;25	41,6	1 13	1165
ТФЗМ220Б-III	0,5/10P/10P/10P	300/600/1200	30	50;50;30	15;15; 10	39,2	83	2260
ТФЗМ220Б-IV	0,5/10P/10P/10P	500/1000/2000	30	50;50;30	25;25; 20	39,2	50	2380

* термическая и электродинамическая стойкость приведены в килоамперах;

** если номинальный первичный ток указан в виде двух или трех цифр через косую черту (например, 1000/2000), то это означает, что трансформатор тока имеет переключаемый первичный ток 1000 и 2000 А.

Таблица 8.52

Сведения о замене трансформаторов тока

Типы заменяемых трансформаторов	Замена (технические данные в таблице 5.27)
ТПЛ-10, ТВК-10, ТЛК-10, ТЛМ-10, ТВЛМ-10, ТПЛМ-10, ТОЛ-10, ТВЛ-10	ТОЛ10-1
ТПФ-10, ТПФМ-10, ТПОФ-10, ТПОФД-10	ТПОЛ-10
ТВЛМ-6	ТОЛК6
ТПШЛ-10	ТЛШ-10
ТПОЛ-20	ТПЛ20
ТФЗМ-35	ТОЛ35

Таблица 8.53

Трансформаторы тока, класс точности 0,5

Тип	Класс напряжения, кВ	Номинальный первичный ток, А
ТОЛ10	10	300÷1500
ТОЛ10-1	10	5÷1500
ТОЛ35Б-I	35	15÷1000
ТОЛ35Б-II	35	15÷2000
ТОЛ35Б-III	35	500÷3000
ТПОЛ10	10	20÷1500
ТЛШ10	10	2000÷5000
ТШЛ10	10	2000÷5000
ТОЛК	6, 10	50÷600
ТПЛ	20,35	300÷1500
ТШЛП10	10	1000, 2000
ТШЛ20	20	6000÷10000
ТЛК10	10	30÷1500

8.7.11 Токоограничивающие реакторы

Токоограничивающие реакторы служат для ограничения тока короткого замыкания и (или) скорости его нарастания, а также позволяют поддерживать определенный уровень напряжения при повреждении за реактором.

Бетонные воздушные реакторы применяют на 6 и 10 кВ, выполняют с медного типа РБ и алюминиевыми обмотками типов РБА, РБАМ (с малыми потерями), РБАС (сдвоенный реактор). На напряжение 35 кВ и выше применяют масляные реакторы: трехфазные РТМТ, однофазные РОДЦ и ТОРМ.

Сдвоенные реакторы отличаются от одинарных бетонных наличием вывода от середины обмотки. Средний вывод рассчитан на двойной ток, обе ветви и крайние выводы выполняются на одинаковые номинальные токи и индуктивности $L_{0,5}$. Обычно потребителей подключают к крайним выводам, источник питания – к среднему.

Технические данные одинарных бетонных реакторов даны в таблице 8.54, характеристики реакторов других типов в [5].

Одинарные бетонные реакторы

Тип	Номинальное индуктивное	Номинальные потери на фазу, кВт	Длительно допустимый ток при естественном охлаждении, А	Устойчивость динамическая, кА	Наружный диаметр по бетону, мм	Высота комплекта при установке, мм			Масса фазы, кг
						вертикальной	ступенчатой	горизонтальной	
РБ, РБУ, РБГ-10-400-0,35	0,35	1,6	400	25	1430	2870	1930	945	880
РБ, РБУ, РБГ-10-400-0,45	0,45	1,9	400	25	1440	3450	2315	1135	880
РБ, РБУ, РБГ-10-630-0,25	0,25	2,5	630	40	1350	3345	2215	1040	930
РБ, РБУ-10-630-0,40	0,4	3,2	630	32	1410	3435	2260	–	1160
РБГ-10-630-0,40	0,4	3,2	630	33	1410	–	–	1040	1020
РБ, РБУ-10-630-0,56	0,56	4,0	630	24	1710	3345	2215	1040	1130
РБ, РБУ, РБГ-10-1000-0,14	0,14	3,5	1000	63	1370	3660	2395	1040	1120
РБ, РБУ-10-1000-0,22	0,22	4,4	1000	49	1490	3765	2495	–	1340
РБ, РБУ-10-1000-0,22; РБГ-10-1000-0,22	0,22	4,4	1000	55	1490	–	–	1135	1190
РБ, РБУ, РБГ-10-1000-0,28	0,28	5,2	1000	45	1530	4050	2685	1230	1490
РБ, РБУ, РБГ-10-1000-0,35	0,35	5,9	1000	37	1590	3675	2450	1135	1660
РБ, РБУ, РБГ-10-1000-0,45	0,45	6,6	1000	29	1730	3645	2460	1140	1560
РБ, РБУ, РБГ-10-1000-0,56	0,56	7,8	1000	24	1750	3780	2550	1230	1670
РБ, РБУ-10-1600-0,14	0,14	6,1	1600	66	1510	4335	2875	–	1770
РБГ-10-1600-0,14	0,14	6,1	1600	79	1510	–	–	1325	1610
РБ, РБУ-10-1600-0,2	0,20	7,5	1600	52	1665	4050	2885	–	2040
РБГ-10-1600-0,2	0,20	7,5	1600	60	1665	–	–	1230	1830
РБ, РБУ, РБГ-10-1600-0,25	0,25	8,5	1600	49	1910	4140	2730	1230	2230
РБ, РБУ, РБГ-10-1600-0,35	0,35	11,0	1600	37	1905	3960	2685	1220	2530
РБД, РБДУ-10-2500-0,14	0,14	11,0	2150	66	1955	4185	2775	–	2380
РБГ-10-2500-0,14	0,14	11,0	2500	79	1955	–	–	1230	2070
РБД, РБДУ-10-2500-0,2	0,20	14,0	2150	52	1925	4335	2920	–	2460
РБГ-10-2500-0,2	0,2	14	2500	60	1925	–	–	1280	2180
РБДГ-10-2500-0,25	0,25	16,1	2150	49	2145	–	–	1180	2740
РБДГ-10-2500-0,35	0,35	20,5	2000	37	2220	–	–	1230	3040
РБДГ-10-4000-0,105*	0,105	18,5	3750	97	2082	–	–	1170	2160
РБДГ-10-4000-0,18*	0,18	27,7	3200	65	2140	–	–	1370	2890

* с секционной схемой обмотки

Примечание. В типе реактора: Р – реактор; Б – бетонный; Д – принудительное охлаждение с дутьем (отсутствие буквы Д означает естественное охлаждение); У – ступенчатая установка фаз; Г – горизонтальная установка фаз (отсутствие буквы У или Г означает вертикальную установку фаз); первое число – номинальное напряжение, кВ; второе число – номинальный ток, А; третье число – номинальное индуктивное сопротивление, Ом.

8.7.12 Технические характеристики конденсаторов

Таблица 8.55

Технические характеристики конденсаторов (для $t = 40$ °С) серий КМ, КС, КСО, КСК

Тип	Напряжение, кВ	Мощность, кВАр	Емкость, мкФ	Высота Н, мм
I серия				
КМ1-0,38-13-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	13	286	404
КМ1-0,50-13-3У3 (1У3, 2У3)	0,5	13	165	404
КМ1-0,66-13-3У3 (1У3, 2У3)	0,66	13	95	418
КМ1-3,15-2У3	3,15	13	4,2	441
КМ1-6,3-13-2У3	6,3	13	1	471
КМ1-10,5-13-2У3	10,5	13	0,4	526
КМ2-0,38, 26-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	26	572	719
КМ2-0,50-26-3У3 (1У3, 2У3)	0,5	26	330	719
КМ2-0,66-26-3У3 (1У3, 2У3)	0,66	26	190	733
КМ2-3,15-26-2У3	3,15	26	8,4	756

КМ2-6,3-26-2У3	6,3	26	2	786
КМ2-10,5-26-2У3	10,5	26	0,8	841
КС2-1,05-50-2У3	1,05	50	145	733
КС2-6,3-50-2У3	6,3	50	4	786
КС2-10,5-50-2У3	10,5	50	1,4	841
II серия				
КС1-0,23-6,5-3У3 (1У3, 2У3)	0,23	6,5	391	404
КС1-0,38-18-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	18	397	404
КС1-0,50-18-3У3 (1У3, 2У3)	0,5	18	229	404
КС1-0,66-20-3У3 (1У3, 2У3)	0,66	20	146	418
КС2-0,23-13-3У3 (1У3, 2У3)	0,23	13	783	719
КС2-0,38-36-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	36	794	725
КС2-0,50-36-3У3 (1У3, 2У3)	0,5	36	488	725
КС2-0,66-40-3У3 (1У3, 2У3)	0,66	40	292	733
III серия				
КС1-0,23-9-3У3 (1У3, 2У3)	0,23	9	542	410
КС1-0,38-25-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	25	552	410
КС1-0,66-25-3У3 (1У3, 2У3)	0,66	25	183	418
КС1-1,05-37,5-2У3 (1У3)	1,05	37,5	105	418
КС1-3,15-37,5-2У3 (1У3)	3,15	37,5	12	441
КС1-6,3-37,2-2У3 (1У3)	6,3	37,5	3	471
КС1-10,5-37,5-2У3 (1У3)	10,5	37,5	1	526
КС1-0,38-25-3ХПЛ1 (2ХПЛ1)	0,38	25	552	472
КС1-0,66-25-3ХПЛ1 (2ХПЛ1)	0,66	25	183	466
КС1-1,05-37,5-2ХЛ1	1,05	37,5	108	466
КС1-3,15-37,5-2ХЛ1	3,15	37,5	39,9	466
КС1-6,3-37,5-2ХЛ1	6,3	37,5	3	506
КС1-10,5-37,5-2ХЛ1	10,5	37,5	1	546
КС2-0,23-18-3У3 (1У3, 2У3)	0,23	18	1084	725
КС2-0,38-50-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	50	1104	725
КС2-0,66-50-3У3 (1У3, 2У3)	0,66	50	336	739
КС2-1,05-75-2У3 (1У3)	1,05	75	216	739
КС2-3,15-75-2У3 (1У3)	3,15	75	24	756
КС2-6,3-75-2У3 (1У3)	6,3	75	6	786
КС2-10,5-75-2У3 (1У3)	10,5	75	2	841
КС2-0,38-50-3ХЛ1 (2ХЛ1)	0,38	50	1104	787
КС2-0,66-50-3ХЛ1 (2ХЛ1)	0,66	50	366	781
КС2-3,15-75-2ХЛ1	3,15	75	24	781
КС2-6,3-75-2ХЛ1	6,3	75	6	821
КС1-10,5-75-2ХЛ1	10,5	75	2	861
IV серия				
КСО-0,23-4-3У3 (1У3, 2У3)	0,23	4	241	259
КСО-0,38-12,5-3У3 (1У3, 2У3)	0,38	12,5	276	259
КСО-0,66-12,5(1У3, 2У3)	0,66	12,5	91	273
КСО-3,15-25-2У3 (1У3)	3,15	25	8	296
КСО-6,3-25-2У3 (1У3)	6,3	25	2	326
КСО-10,5-25-2У3 (1У3)	10,5	25	0,7	381
КСО-3,15-50-2У3(1У3)	3,15	50	16	441
КС1-6,3-50-2У3 (1У3)	6,3	50	4	471
КС1-10,5-50-2У3 (1У3)	10,3	50	1,4	526
КС2-3,15-100-2У3 (1У3)	3,15	100	32	756
КС2-6,3-100-2У3 (1У3)	6,3	100	8	786
КС2-10,5-100-2У3 (1У3)	10,5	100	2,8	841
V серия				
КСК1-0,38-30-3У3 (2У3)	0,38	30	662	410
КСК1-0,40-33 1/3-3У3 (2К3)	0,4	33	663	410
КСК1-0,66-40-3ХЛ1 (2ХЛ1)	0,66	40	292	472
КСК1-1,05-63-3ХЛ1	1,05	63	182	472
КСК1-3,15-75-2ХЛ1	3,15	75	24	466
КСК1-6,3-75-2ХЛ1	6,3	75	6	506
КСК1-10,5-75-2ХЛ1	10,5	75	2	546
КСК2-0,66-80-3ХЛ1 (2ХЛ1)	0,66	80	585	787
КСК2-3,15-150-2ХЛТ	3,15	150	48	787

КСК2-1,05-125-2ХЛТ	1,05	125	361	787
КСК2-6,3-150-2ХЛ1	6,3	150	12	821
КСК2-10,5-150-2ХЛ1	10,5	150	4	861

Примечание. Условное обозначение конденсаторов: ХХХХ — тип; Х — номинальное напряжение, кВ; Х — номинальная мощность, квар; Х — конструктивное исполнение в зависимости от качества изолированных выводов (1, 2, 3); ХХ — вид климатического исполнения.

Таблица 8.56

Технические характеристики конденсаторных установок

Тип	Номинальная мощность, кВАр	Напряжение, кВ	Количество конденсаторных ячеек	Высота, мм	Масса, кг
УКМ-6,3-400У1	400	6,3	2	2060	900
УКМ-10,5-400У1	400	10,5	2	2060	910
УКМ-6,3-600У1	600	6,3	3	2060	1185
УКМ-10,5-600У1	600	10,5	3	2060	1200
УКЛ-6,3-450У1	450	6,3	1	1800	700
УКЛ-6,3-900У1	900	6,3	2	1800	950
УКЛ-6,3-1350У1	1350	6,3	3	1800	1200
УКЛ-6,3-1800У1	1800	6,3	4	1800	1450
УКЛ-10,5-450У1	450	10,5	1	1800	700
УКЛ-10,5-900У1	900	10,5	2	1800	950
УКЛ-10,5-1350У1	1350	10,5	3	1800	1200
УКЛ-10,5-1800У1	1800	10,5	4	1800	1450
УК-6,3-300Л(П) У3	300	6,3	3	1800	670
УК-10,5-300Л(П) У3	300	10,5	3	1800	670
УК-6,3-450Л(П) У3	450	6,3	3	1800	670
УК-10,5-450Л(П) У3	450	10,5	3	1800	670
УК-6,3-675Л(П) У3	675	6,3	4	1800	915
УК-10,5-675Л(П)У3	675	10,5	4	1800	915
УК-6,3-600Л(П)У3	600	6,3	5	1800	1160
УК-6,3-900Л(П) У3	900	6,3	5	1800	1160
УК-10,5-600Л(П) У3	600	10,5	5	1800	116
УК-10,5-900Л(П)У3	900	10,5	5	1800	1160
УК-6,3-750Л(П) У3	750	6,3	6	1800	1450
УК-10,5-750Л(П) У3	750	10,5	6	1800	1405
УК-6,3-1125Л(П) У3	1125	6,3	6	1800	1405
УК-10,5-1125Л(П) У3	1125	10,5	6	1800	1405

Учебное издание

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к выполнению курсового проекта
по дисциплине
«ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ»
для студентов направления подготовки
44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)

С о с т а в и т е л ь:
Андрей Александрович Авершин

Печатается в авторской редакции.
Компьютерная верстка и оригинал-макет автора.

Подписано в печать _____
Формат 60x84¹/₁₆. Бумага типограф. Гарнитура Times
Печать офсетная. Усл. печ. л. _____. Уч.-изд. л. _____
Тираж 100 экз. Изд. № _____. Заказ № _____. Цена договорная.

Издательство Луганского государственного
университета имени Владимира Даля

*Свидетельство о государственной регистрации издательства
МИ-СРГ ИД 000003 от 20 ноября 2015 г.*

Адрес издательства: 91034, г. Луганск, кв. Молодежный, 20а
Телефон: 8 (0642) 41-34-12, **факс:** 8 (0642) 41-31-60
E-mail: uni@snu.edu.ua **http:** www.snu.edu.ua