Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Амурский государственный университет»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой энергетики
_____Ю.В. Мясоедов
«___»_____2012 г.

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

для специальности 140211.65 – «Электроснабжение»

Составитель: Н.В. Савина

Благовещенск

2012 г.

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
энергетического факультета
Амурского государственного университета

Н.В. Савина
Учебно-методический комплекс по дисциплине «Системы электроснабжения» для студентов очной и заочной сокращенной форм обучения специальности 140211.65 – «Электроснабжение». – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012, 122 с.

Учебно-методический комплекс ориентирован на оказание помощи профессорско-преподавательскому составу и студентам очной, заочной сокращенной форм обучения по дисциплине «Системы электроснабжения» специальности 140211.65 – «Электроснабжение» в формировании специальных знаний в области расчета электрических нагрузок, компенсации реактивной мощности, разработки систем электроснабжения их режимов работы и технико-экономических параметров, режимов нейтрали в распределительных сетях.

© Амурский государственный университет, 2012

© Н.В. Савина

СОДЕРЖАНИЕ

1. Рабочая программа дисциплины 4
2. Краткий конспект лекций 4
3. Практические занятия 47
4. Самостоятельная работа студентов .....
5. Перечень программных продуктов, используемых студентами при изучении данной дисциплины 112
6. Методические указания по применению современных информационных технологий. 112
7. Контроль качества образования 113
8. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава 123
9. Список использованных источников.....

I. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

Целями освоения дисциплины «Системы электроснабжения» являются формирование систематических знаний по проектированию и эксплуатации комплексных систем электроснабжения промышленных предприятий и объектов, приравненных к ним, городов, формирование понимания современных методов и научных разработок, связанных с исследованием и развитием систем электроснабжения, выработка у студентов навыков их проектирования, развитие культуры экономически целесообразного выбора проектируемого варианта схемы электроснабжения и электрооборудования.

Эти знания позволят выпускникам успешно решать задачи в профессиональной деятельности, связанной с проектированием, обслуживанием и эксплуатацией систем электроснабжения.

Задачи дисциплины:

- Изучение научных основ построения систем электроснабжения, технологий анализа и синтеза схем электроснабжения напряжением выше 1 кВ, принципов и методов разработки и реализации оптимальных технических решений при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения.
- Освоение методик формирования величины расчетной нагрузки на различных уровнях системы электроснабжения, технико-экономических моделей, используемых при выборе типа и параметров электротехнического оборудования, методических подходов к решению проблемы компенсации реактивной мощности в современных условиях.
- Формирование профессиональных навыков по проектированию и эксплуатации систем электроснабжения.

2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ООП ВПО

Дисциплина «Системы электроснабжения» входит в цикл специальных дисциплин (СД.07) и относится к дисциплинам, формирующим специальные профессиональные знания и навыки, необходимые при изучении дисциплин «Электроснабжение промышленных предприятий», «Электроснабжение городов», входящих в цикл Дисциплины специализации (ДС), необходимые при выполнении дипломного проекта.

Требования к обязательному минимуму содержания ООП по направлению подготовки дипломированного специалиста «Электроэнергетика». Федеральный компонент СД.07. Системы электроснабжения: структуры и параметры систем электроснабжения; расчетные электрические нагрузки потребителей, элементов и коммутационных узлов; нагрузочная способность и выбор параметров основного электрооборудования: типы схем распределительных электросетей до и выше 1000 В, режимы работы, технико-экономические характеристики и области применения; характеристики параметров режимов и их оптимизация (включая компенсацию реактивных нагрузок); нормальные требования к качеству напряжения, методы и средства кондиционирования напряжения.

Дисциплина базируется на курсах цикла общих математических и общенаучных дисциплин (ЕН) «Математика», «Физика» и «Математические задачи энергетики», читаемых в 1 – 5 семестрах, курсах «Электроэнергетика», «Теоретические основы электротехники», «Электромеханика», входящих в цикл общепрофессиональных дисциплин (ОПД) и читаемых в 3 – 7 семестрах, курсе «Электропитающие системы и электрические сети», входящем в цикл специальных дисциплин (СД) и читаемом в 6 -7 семестрах.

Студенты, обучающиеся по данной дисциплине, должны знать и владеть следующими материалами:

Математика – решение систем алгебраических уравнений, дифференциальные и интегральные исчисления, графы, теория функций комплексного переменного, теория вероятностей и математическая статистика, математическая логика;

Физика – электричество и магнетизм, явления сверхпроводимости, полупроводники, принципы неопределенности;

Математические задачи энергетики – применение теории вероятностей и математической статистики к решению электроэнергетических задач, методы оптимизации;

Электроэнергетика – основные сведения о сетях и электроэнергетических системах, расчет установившихся режимов, регулирование напряжения с помощью РПН;

Теоретические основы электротехники – уравнения электромагнитного поля, законы электрических цепей; трехфазные цепи; теория электромагнитного поля, поверхностный эффект и эффект близости; электромагнитное экранирование.

Электромеханика – типы электрических машин, трансформаторы, автотрансформаторы, их режимы работы, конструкции.

Электропитающие системы и электрические сети – основные сведения о функционировании ЭЭС, основы проектирования электрических сетей.

3. ТРЕБОВАНИЯ К УРОВНЮ ОСВОЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

В результате освоения дисциплины обучающийся должен демонстрировать следующие результаты образования:

1) Знать:

классификацию и характеристику электроприемников и потребителей электроэнергии;

закономерности формирования величины расчетной нагрузки на различных уровнях системы электроснабжения и практические методы ее расчета;

социально-экономические и экологические аспекты систем электроснабжения, требования к ним;

принципы построения систем электроснабжения;

способы подключения предприятий к электроэнергетической системе;

типы схем, применяемых в системах электроснабжения и их конструктивное выполнение, особенности исполнения схем систем электроснабжения;

глубокие вводы, их схемную и конструктивную реализацию;

типы оборудования, применяемого в электроснабжении, методы их выбора;

режимы работы и технико-экономические характеристики систем электроснабжения;

режимы нейтрали в распределительных сетях.

2) Уметь:

выбирать источники питания для систем электроснабжения;

разрабатывать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения;

выбирать типы пунктов приема электроэнергии и определять место их расположения;

выбирать электротехническое оборудование и кабели необходимого типа и параметров;

определять места установки и мощности компенсирующих устройств;

выбирать номинальное напряжение системы внутреннего электроснабжения;

применять современные методы проектирования систем электроснабжения;

выбирать режим нейтрали электроустановок;

осуществлять компенсацию емкостного тока замыкания на землю;

проводить анализ параметров режимов и технико-экономических характеристик различных схем.

3) Владеть навыками:

определения величин расчетных нагрузок;

разработки схем электроснабжения с учетом категорий по надежности и перегрузочной способности элементов схемы электроснабжения;

проектирования на вариантной основе систем электроснабжения промышленных предприятий;

выбора оптимальных для рассматриваемой системы электроснабжения параметров;

реализации естественной компенсации реактивной мощности на предприятиях и объектах ЖКХ;

компенсации реактивной мощности;

выбора режимов нейтрали электроустановок в рассматриваемой системе электроснабжения и их конструктивного исполнения.

4. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ «СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ»

Общая трудоемкость дисциплины составляет 100 часов.

№ п/п	Раздел дисциплины	Семестр	Неделя семестра	Виды учебной работы, включая самостоятельную работу студентов и трудоемкость (в часах)			Формы текущего контроля успеваемости *(по неделям семестра)* Форма промежуточной аттестации *(по семестрам)*
				ЛК	ПЗ	СРС	
1	Структура и характеристики систем электроснабжения. Расчет электрических нагрузок	7	1-7	18	6	12	1,3,5,7 недели – блиц-опрос на лекции; 2,4,6 недели – опрос на практическом занятии, защита индивидуального домашнего задания
2	Построение систем электроснабжения	7	8-9	10	2	8	9 неделя - блиц-опрос на лекции; 8 неделя – контрольная работа; 8 неделя - опрос на практическом занятии, защита индивидуального домашнего задания; 9 неделя – коллоквиум
3	Выбор элементов систем электроснабжения, режимов работы и их конструктивное исполнение	7	10-16	20	8	16	10,12,14,16 недели - опрос на практическом занятии, защита индивидуального домашнего задания; 14 неделя – контрольная работа; 11,13,15 недели – блиц-опрос на лекции
4	Промежуточная аттестация	7					экзамен

Примечания:
ЛК – лекции, ПЗ – практические занятия, СРС – самостоятельная работа студентов.

5. СОДЕРЖАНИЕ РАЗДЕЛОВ И ТЕМ ДИСЦИПЛИНЫ

5.1. Лекции

Раздел 1. Структура и характеристики систем электроснабжения. Расчет электрических нагрузок

Тема 1. Структура и параметры систем электроснабжения - 8 часов

Предмет, структура, особенности и задачи курса. Основные термины и определения. Структуры и параметры систем электроснабжения. Классификация электроприемников и потребителей электроэнергии. Режимы работы электроприемников: длительный, кратковременный и повторно-кратковременный. Продолжительность включения, цикличность работы электроприемника. Паспортная и номинальная мощности электроприемников. Категорийность по надежности городских, сельских и промышленных потребителей. Особая группа первой категории. Характеристика типовых электроприемников. Структура потребителей: промышленные и приравненные к ним, производственные сельскохозяйственные, бытовые, общественно-коммунальные. Социально-экономические и экологические аспекты систем электроснабжения.

Тема 2. Графики нагрузки элементов и узлов систем электроснабжения – 4 часа.

Понятие электрической нагрузки и графика электрической нагрузки. Индивидуальные и групповые графики нагрузок. Типовой график электрической нагрузки. Упорядоченная диаграмма и ее построение. Описание электрической нагрузки случайным процессом. Понятие максимума нагрузки. Показатели графиков электрической нагрузки: коэффициент использования, коэффициент включения, коэффициент загрузки, коэффициент формы, коэффициент заполнения, коэффициент максимума.

Тема 3. Расчетные электрические нагрузки потребителей, элементов и коммутационных узлов – 6 часов.

Описание процесса нагрева элемента при протекании электрического тока. Понятие расчетной электрической нагрузки. Методика формирования величины расчетной нагрузки. Вероятностно-статистический метод как основа практических методик определения расчетной нагрузки элементов систем электроснабжения на различных ее уровнях. Общее и различия в практических методах определения расчетной нагрузки элементов систем электроснабжения городов и промышленных предприятий. Эмпирические методы расчета электрических нагрузок. Метод расчета электрических нагрузки промышленного предприятия по коэффициенту расчетной активной мощности. Эффективное число электроприемников. Средняя мощность за наиболее загруженную смену. Полная расчетная мощность силовой нагрузки. Расчетная нагрузка электрического освещения. Расчет однофазных электрических нагрузок. Расчет нагрузок сварочных электроприемников.

Раздел 2. Построение систем электроснабжения

Тема 4. Системы электроснабжения, принципы их формирования и задачи проектирования – 2 часа.

Требования к системам электроснабжения. Принципы их построения. Задачи проектирования. Исходные данные, необходимые для проектирования систем электроснабжения. Комплексная характеристика электрических схем систем электроснабжения. Классификация схем по типам, характеристика и область применения схем каждого типа. Влияние категории надежности электроснабжения электроприемников и допустимых систематических и послеаварийных перегрузок оборудования на выбор схемы. Особенности исполнения систем электроснабжения промышленных предприятий.

Тема 5. Внешнее электроснабжение – 4 часа.

Внешнее электроснабжение: источники питания, линии связи и пункты приема электроэнергии. Источники питания в системах электроснабжения. Способы подключения

предприятия к электропитающей системе. Главные понизительные подстанции (ГПП) и подстанции глубокого ввода (ПГВ), распределительные подстанции (РП). Схемы внешнего электроснабжения, их типы и характеристика. Глубокие вводы высших напряжений в городах и на промышленных предприятиях. Основные схемы глубоких вводов. Требования к конструктивному выполнению.

Тема 6. Внутреннее электроснабжение – 4 часа.

Общее и различия в схемах городских и промышленных электрических сетей. Трансформаторные подстанции (ТП) 6-10/0,4 кВ, токопроводы, кабельные сети. Схемы внутреннего электроснабжения. Особенности исполнения схем электроснабжения при наличии потребителей особой группы I категории по надежности. Конструктивное выполнение промышленных распределительных электрических сетей.

Раздел 3. Выбор элементов систем электроснабжения, режимов работы и их конструктивное исполнение

Тема 7. Выбор места расположения пунктов приема электроэнергии. Выбор трансформаторов подстанций системы внешнего электроснабжения – 6 часов.

Генеральный план предприятия. Картограмма нагрузок. Центр электрических нагрузок. Зона рассеяния электрических нагрузок: эллипс рассеяния. Тензорный метод расчета центра электрических нагрузок и зоны рассеяния. Вероятностно-статистический метод определения зоны рассеяния. Нагрузочная способность и выбор параметров основного электрооборудования: типы схем распределительных электросетей до и выше 1000 В, режимы работы, технико-экономические характеристики и области применения. Исполнение пунктов приема электроэнергии. Исполнение силовых трансформаторов: масляные, совтоловые и сухие трансформаторы. Маркировка. Основные параметры. Допустимые систематические и аварийные перегрузки трансформаторов. Учет категории надежности электроснабжения электроприемников и величин допускаемых систематических и послеаварийных перегрузок при выборе количества и мощности силовых трансформаторов. Технико-экономическое обоснование и методика выбора и проверки силовых трансформаторов ГПП (ПГВ).

Тема 8. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения. Нагрузочная способность и выбор параметров СЭС – 10 часов.

Характеристики параметров режимов и их оптимизация (включая компенсацию реактивных нагрузок). Проблема компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения. Электроприемники - потребители реактивной мощности. Потребление реактивной мощности асинхронными двигателями. Типы компенсации реактивной мощности. Естественная компенсация реактивной мощности. Источники реактивной мощности: синхронные двигатели 6-10 кВ, конденсаторные установки, статические источники реактивной мощности. Экономические и технические характеристики различных видов компенсирующих устройств. Основные положения по размещению компенсирующих устройств в системах электроснабжения. Определение мощности компенсирующих устройств до и выше 1 кВ. Влияние мощности устанавливаемых компенсирующих устройств на выбор мощности цеховых трансформаторных подстанций и параметров электрооборудования. Выбор числа цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности. Баланс реактивных мощностей. Определение экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями. Регулирование мощности компенсирующих устройств, базовая и регулируемая ступени конденсаторных батарей. Экономические и технические критерии выбора параметров основного электрооборудования электрических сетей среднего и низшего напряжений. Выбор и проверка сечений кабельных линий, токопроводов.

Тема 9. Режим нейтрали в распределительных сетях. Режимы работы и технико-экономические характеристики, характеристики параметров режимов систем электроснабжения – 4 часа

Режимы нейтрали электроустановок в сетях среднего и низшего напряжений. Влияние режима нейтрали на характеристики качества электрической схемы. Нормальные требования к качеству напряжения, методы и средства кондиционирования напряжения. Анализ параметров режимов и технико-экономических характеристик различных схем.

5.2. Практические занятия

Практические занятия проводятся с целью закрепления знаний, полученных при изучении теоретического курса и формировании приведенных выше навыков.

№ п.п.	Наименование темы	Кол-во часов
1	Построение упорядоченных диаграмм	2
2	Расчет трехфазных электрических нагрузок	2
3	Расчет однофазных электрических нагрузок. Расчет нагрузок контактной электросварки	2
4	Выбор низковольтных компенсирующих устройств.	2
5	Определение экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.	2
6	Баланс реактивной мощности. Выбор высоковольтных компенсирующих устройств.	2
7	Определение параметров схем внешнего электроснабжения.	2
8	Определение параметров схем внутреннего электроснабжения.	2

На практических занятиях используются реальные схемы систем электроснабжения. Каждому студенту выдаются индивидуальные домашние задания.

6. САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА

№ п/п	№ раздела дисциплины	Форма (вид) самостоятельной работы	Трудоёмкость в часах
1	1	подготовка к блиц-опросу на лекции; выполнение индивидуальных домашних заданий и подготовка к практическому занятию с использованием обучающих тестов и компьютерных симуляций; подготовка рефератов по материалам, вынесенным на самостоятельное изучение	4 6 2
2	2	подготовка к блиц-опросу на лекции; выполнение индивидуальных домашних заданий и подготовка к практическому занятию с использованием обучающих тестов и компьютерных симуляций; подготовка к контрольной работе; подготовка к коллоквиуму	2 3 1 2
3	3	подготовка к блиц-опросу на лекции; выполнение индивидуальных домашних заданий и подготовка к практическому занятию с использованием обучающих тестов и компьютерных симуляций; подготовка к контрольной работе; подготовка рефератов по материалам, вынесенным на самостоятельное изучение	4 8 1 3

7. ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

При реализации дисциплины «Системы электроснабжения» используются традиционные и современные образовательные технологии. Из современных образовательных технологий применяются информационные и компьютерные технологии с привлечением к преподаванию мультимедийной техники, технологии активного обучения, проблемного обучения. Применяются следующие активные и интерактивные формы проведения занятий: проблемные ситуации, компьютерные симуляции, деловые игры, на которых проводится структурный анализ систем электроснабжения существующих предприятий, вырабатываются навыки проектирования схем электроснабжения.

Самостоятельная работа студентов подразумевает работу под руководством преподавателя: консультации и помощь при выполнении индивидуального домашнего задания, при изучении материалов, выносимых на самостоятельную проработку, при подготовке к деловой игре, работу со схемами электроснабжения предприятий и городов, индивидуальную работу студента в компьютерном классе ЭФ или в библиотеке.

8. ОЦЕНОЧНЫЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ТЕКУЩЕГО КОНТРОЛЯ УСПЕВАЕМОСТИ, ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ ПО ИТОГАМ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ И УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ

Система оценочных средств и технологий для проведения текущего контроля успеваемости по дисциплине включает вопросы для блиц-опроса на лекциях, индивидуальные домашние задания, задания для контрольных работ, вопросы для коллоквиума, вопросы и задания для оценки деятельности студентов во время деловой игры.

Тематика вопросов блиц-опроса на лекциях совпадает с тематикой лекций.

Темы индивидуальных домашних заданий:

построение упорядоченных диаграмм графиков активной и реактивной мощностей узлов нагрузки;

расчет трехфазной электрической нагрузки;

расчет однофазной электрической нагрузки и нагрузки контактной электросварки;

выбор низковольтных компенсирующих устройств и силовых трансформаторов КТП;

определение экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями;

балансовые расчеты реактивной мощности и выбор высоковольтных компенсирующих устройств;

определение параметров схем внешнего электроснабжения;

определение параметров схем внутреннего электроснабжения.

Темы контрольных работ:

раздел 2 – комплексный расчет электрических нагрузок предприятия, цеха или отделения;

раздел 3 – разработка схем электроснабжения и выбор их элементов.

Коллоквиум проводится по первым двум разделам дисциплины на тему: «Построение систем электроснабжения предприятий и их анализ». Вопросы к коллоквиуму соответствуют вопросам к экзамену №1 - №13, №28 - №44, приведенным ниже.

Система оценочных средств и технологий для проведения экзамена, включает контрольные вопросы и задания к экзамену.

Контрольные вопросы и задания к экзамену

Вопросы к экзамену

1. Структуры и параметры систем электроснабжения.
2. Потребитель и приемник электроэнергии. Примеры.
3. Характеристика систем электроснабжения промышленных предприятий.
4. Характеристика систем электроснабжения городов.
5. Классификация потребителей систем электроснабжения по надежности. Примеры.
6. Классификация приемников электроэнергии по режимам работы. Примеры.
7. Классификация электроприемников по напряжению и мощности. Примеры.
8. Классификация приемников электроэнергии по роду тока и частоте.
9. Силовые общепромышленные установки и производственные механизмы.
10. Электрические печи и электротермические установки.
11. Электросварочные установки.
12. Осветительные установки.
13. Выпрямительные установки.
14. Типы графиков электрических нагрузок.
15. Показатели графиков электрических нагрузок.
16. Характеристики графиков электрических нагрузок.
17. Расчетные электрические нагрузки потребителей, элементов и коммутационных узлов.
18. Классификация и область применение методов расчета электрических нагрузок.
19. Эмпирические методы расчета электрических нагрузок.
20. Метод упорядоченных диаграмм.
21. Статистические методы расчета электрических нагрузок.
22. Метод коэффициента расчетной нагрузки.
23. Расчет трехфазных электрических нагрузок по первому этапу.
24. Расчет трехфазных электрических нагрузок по второму этапу.
25. Метод расчета однофазной нагрузки.
26. Метод расчета сварочной нагрузки.
27. Пиковая мощность и ее определение.
28. Исходные данные для проектирования систем электроснабжения.
29. Типы схем распределительных электросетей до и выше 1000 В.
30. Принципы построения схем электроснабжения. Требования к ним.
31. Послеаварийный режим.
32. Источники питания.
33. Пункты приема электроэнергии.
34. Влияние категории надежности электроснабжения электроприемников и допустимых систематических перегрузок оборудования на выбор схемы.
35. Способы подключения предприятий к энергосистеме.
36. Характерные схемы электроснабжения предприятий при питании их от ЭЭС.
37. Питание предприятий от ЭЭС при наличии собственных ТЭЦ.
38. Схемы внешнего электроснабжения.
39. Глубокие воды.
40. Двухступенчатые схемы электроснабжения.
41. Радиальные схемы внутреннего электроснабжения.
42. Магистральные схемы внутреннего электроснабжения.
43. Смешанные схемы внутреннего электроснабжения.
44. Схемы электроснабжения при наличии электроприемников особой группы I категории.
45. Картограмма нагрузок.
46. Условный центр электрических нагрузок и определение его координат.
47. Определение зоны рассеяния центров электрических нагрузок.

48. Определение места расположения трансформаторной, преобразовательной подстанций, РП.
49. Технико-экономические характеристики и области применения.
50. Выбор номинального напряжения схемы внешнего электроснабжения.
51. Выбор номинального напряжения распределительной сети.
52. Выбор рационального напряжения с помощью метода планирования эксперимента.
53. Нагрузочная способность и выбор параметров основного электрооборудования.
54. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП (ПГВ) и их проверка.
55. Характеристики параметров режимов и их оптимизация (включая компенсацию реактивных нагрузок).
56. Естественная компенсация реактивной мощности.
57. Выбор низковольтных компенсирующих устройств.
58. Определение экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.
59. Балансовые расчеты реактивной мощности. Выбор высоковольтных компенсирующих устройств.
60. Нормальные требования к качеству напряжения, методы и средства кондиционирования напряжения.
61. Выбор и проверка высоковольтных кабелей.
62. Прокладка высоковольтных кабелей и область их применения.
63. Выбор и проверка токопроводов. Область их применения.
64. Конструктивное исполнение токопроводов и способы их прокладки.
65. Конструктивное исполнение ГПП и ПГВ.
66. Режимы нейтрали в распределительных сетях.
67. Расчет емкостного тока замыкания на землю. Допустимые токи замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью.
68. Компенсация емкостного тока замыкания на землю.

Задания для экзамена сформированы в виде инженерных задач, включающих в себя расчет электрических нагрузок, в том числе контактной электросварки, компенсацию реактивной мощности, построение картограммы нагрузок и расчет центра электрических нагрузок, разработку схем внешнего и внутреннего электроснабжения и выбор их параметров.

9. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ «СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ»

а) основная литература:

1. Кудрин Б.И. Системы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие. : рек. УМО / Б. И. Кудрин. – М.: Издат. центр Академия, 2011. - 352 с.
2. Основы современной энергетики. Часть 2. Современная электроэнергетика : Учеб. : рек. Мин. обр. РФ/ под ред. Е.В. Аметистова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 632 с.

б) дополнительная литература:

1. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий [Текст] / ред. С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 745 с.
2. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2011. - 192 с.
3. Системы электроснабжения : учеб.-метод. комплекс для спец. 140211 - Электроснабжение/ АмГУ, Эн.ф.; сост. Н. В. Савина . -Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. -195 с.

4. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения : справ.: учеб. пособие: рек. УМО/ Г. Н. Ополева. -М.: ФОРУМ: ИНФРА - М, 2006. -480 с.
5. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов : Учеб. пособие/ Е.А.Конюхова. - М.: Мастерство, 2002. -319 с.
6. Липкин, Борис Юльевич. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст] : учеб. / Б. Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. - 368 с.
7. Буре А.Б. Компенсация реактивной мощности и выбор фильтрующих устройств в сетях промышленных предприятий : учеб. пособие/ А. Б. Буре, И. А. Мосичева. -М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. -28 с.
8. Электротехнический справочник : В 4 т./ Под общ. ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. - 2002. -964 с.
9. Справочник по проектированию электроснабжения/ под ред. Ю. Г. Барыбина [и др.]. - М.: Энергоатомиздат, 1990. -576 с.
10. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю. Г. Барыбина [и др.]. -М.: Энергоатомиздат, 1991. - 464 с.

в) периодические издания (журналы):

1. Электричество;
2. Известия РАН. Энергетика;
3. Вестник ИГЭУ;
4. Вестник МЭИ;
5. Промышленная энергетика;
6. Энергетика. Сводный том;
7. Энергосбережение;
8. Известия вузов. Электромеханика;
9. Электрика;
10. IEEE Transaction on Power Systems;
11. International Journal of Electrical Power & Energy Systems.

г) программное обеспечение и Интернет-ресурсы

№	Наименование ресурса	Краткая характеристика
1	http://www.iqlib.ru	Интернет-библиотека образовательных изданий, в которой собраны электронные учебники, справочные и учебные пособия. Удобный поиск по ключевым словам, отдельным темам и отраслям знания
2	Консультант +	Справочно-правовая система. Содержит законодательную базу, нормативно-правовое обеспечение, статьи.
3	http://www.twirpx.com/files/tek/	Twirpx.com - это служба, обеспечивающая с помощью веб-интерфейса, расположенного только по адресу http://www.twirpx.com, и специализированного аппаратно-программного обеспечения хранение, накопление, передачу и обработку материалов Пользователей, представленной в электронном виде в публичный доступ. Интернет-библиотека, в которой собраны электронные учебники, справочные и учебные пособия. Удобный поиск по ключевым словам, отдельным темам и отраслям знания

На практических занятиях и в самостоятельной работе студентов используется система компьютерной математики Mathcad и программный комплекс VISIO, ПВК RastrWin.

10. МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

В качестве материально-технического обеспечения дисциплины используются мультимедийные средства. Материал лекций представлен в виде презентаций в Power Point. Для компьютерных симуляций используются электрические схемы промышленных предприятий, городов, однолинейные электрические схемы промышленных электрических станций и подстанций.

11. РЕЙТИНГОВАЯ ОЦЕНКА ЗНАНИЙ СТУДЕНТОВ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

Рейтинговая оценка деятельности студентов осуществляется в соответствии с технологической картой дисциплины о рейтинговой системе обучения, принятой на заседании кафедры энергетики.

Текущий контроль качества освоения отдельных тем и разделов дисциплины осуществляется на основе рейтинговой системы. Этот контроль проводится ежемесячно в течение семестра и качество усвоения материала (выполнения задания) оценивается в баллах, в соответствии с рейтинг планом дисциплины.

Промежуточная аттестация (экзамен) проводится в конце семестра и оценивается по 5-ти балльной системе. Допуск к экзамену осуществляется по итоговому рейтингу текущего контроля, который определяется суммированием баллов по всем видам текущего контроля. Максимальный балл составляет 100, в том числе: индивидуальные домашние задания – 60, коллоквиум – 30, другие виды текущего контроля – 10 баллов. Допуск к экзамену соответствует 56…100 баллам.

2. КРАТКИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

2.1. Методические указания по проведению лекций

Лекционный курс по дисциплине «Системы электроснабжения» - направлен на формирование у студентов систематических знаний по вопросам проектирования и эксплуатации комплексных систем электроснабжения городов и промышленных предприятий.

Задачами курса «Системы электроснабжения» являются: ознакомление студентов с научными основами построения систем электроснабжения, методиками формирования величины расчетной нагрузки на различных уровнях системы электроснабжения, технико-экономическими моделями, используемыми при выборе типа и параметров электротехнического оборудования. Важное значение придается анализу и синтезу схем распределительных электрических сетей, вопросам компенсации реактивной мощности. Кроме того, в круг задач изучения дисциплины входит изучение показателей качества электрической энергии и методов и средств введения их в допустимые пределы.

Целью данного раздела является оказание методической помощи в оптимальном распределении теоретического материала между лекциями, а также между аудиторными занятиями и самостоятельной работой по изучению дисциплины. Кроме того, будет осуществлена систематизация излагаемого материала.

Лекцию нужно строить таким образом, чтобы осуществлять сквозную подготовку студентов, активизировать работу аудитории, поддерживать интерес к излагаемому материалу, развивать инженерное мышление у студентов. Методически лекция должна быть

направлена на усвоение студентами излагаемого материала и меть эмоциональную окраску. Материал целесообразно излагать в доступной форме, приводя примеры из реальной жизни как в части эксплуатации, так и проектирования или развития систем, выделяя при этом наиболее насущные проблемы по рассматриваемой тематике общероссийской и региона.

Поставив задачи, которые будут решаться на лекции, преподаватель должен методически подвести аудиторию к их решению, играя при этом роль лидера. Тем самым у студентов развиваются способности логически мыслить и генерировать идеи. Для максимального усвоения материала целесообразно задействовать зрительную, слуховую и моторную память студентов. Для каждой лекции должна быть подготовлена презентация, включающая название лекции, цель и задачи, решаемые на лекции, план лекции, основные теоретические материалы, содержащие математические выкладки, рисунки, схемы, выводы. Презентацию не нужно загромождать текстом, справочным материалом.

В ходе лекции необходимо, опираясь на физическую сущность рассматриваемой задачи или процесса, показать основные теоретические выкладки и довести теоретический материал до инженерных решений и их технической реализации, показать область их применения.

Целесообразно, в процессе лекции использовать передовые образовательные технологии, например, методы активизации обучения, информационные технологии. Технические средства, используемые на лекции: медиапроектор, экран, ноутбук, проектоскоп.

Предлагается следующая структура построения лекции:

- тема;
- цель и задачи;
- план;
- фронтальный блиц-опрос (3-5 минут);
- вступление;
- изложение основного материала;
- закрепление;
-разделы, выносимые на самостоятельную проработку;
- выводы.

Блиц-опрос должен периодически чередоваться с самостоятельной работой (10-15 минут), проводимой в конце лекции.

При выдаче задания на самостоятельную проработку необходимо назвать учебники предложить найти дополнительные источники, в т.ч. и электронные, помимо указанных в рабочей программе.

Выводы должны быть краткими, но емкими и содержать основную мысль, которую лектор хотел донести до аудитории.

2.2. Краткий конспект лекций

Лекция 1.

Краткая характеристика промышленных потребителей электроэнергии.

Цель лекции: раскрыть предмет и задачи дисциплины, привести основные понятия и определения, используемые в системах электроснабжения.

Раскрываются предмет, структура, особенности и задачи курса, вводятся основные термины и определения.

70% вырабатываемой электроэнергии потребляется промышленными предприятиями. Современные промышленные предприятия характеризуются большими значениями суммарных установленных мощностей электроприемников (ЭП), особенно в чер-

ной и цветной металлургии, химии, микробиологии, ЦБК, горно-обогатительной промышленности. Мощность установленных на ГОКах, заводах микробиологии трансформаторов составляет 200-300 МВА, предприятиях черной металлургии 300-500 МВА, а на некоторых даже 700-1000 МВА.

Установленная мощность ЭД на нефтеперерабатывающем заводе составляет 230 МВт, на заводе кормовых дрожжей более 300 МВт. Потребляемая ЭСПЦ – 200 МВА, коксохимзавода около 50-60 МВА.

Резко увеличивается единичная мощность отдельных агрегатов и ЭП. Мощность современной электролизной установки достигает 150-185 МВА, дуговой электропечи 100-125 МВА, ЭД прокатных станов 20 МВт, СД нефтеперекачивающих и газокомпрессорных станций трубопроводного транспорта 8-12,5 МВт. Отсюда около 70% вырабатываемой электроэнергии потребляется промышленными предприятиями.

Потребителями электроэнергии называются ЭП или группы электроприемников, объединенных единым технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Приемником электроэнергии называют аппарат, механизм, агрегат предназначенный для преобразования э/э в другой вид энергии.

Электроприемники промышленных предприятий делятся на следующие группы:

1. ЭП трехфазного тока, напряжением <1 кВ и с частотой 50 Гц.
2. ЭП трехфазного тока, напряжением >1 кВ и с частотой 50 Гц.
3. ЭП однофазного тока, напряжением <1 кВ и с частотой 50 Гц.
4. ЭП, работающие с частотой не равной 50 Гц, питаемые от преобразовательных п/ст и установок
5. ЭП постоянного тока, питаемые от преобразовательных ПС и установок.

Систематизацию потребителей электроэнергии осуществляют по следующим эксплуатационно-техническим признакам: производственному назначению, производственным связям, режимам работы, мощности и напряжению, роду тока, территориальному размещению, требованиям к надежности электроснабжения, стабильности распределения ЭП.

По степени надежности потребителей электроэнергии разбивают на три категории:

1) к 1 категории по степени надежности электроснабжения относятся потребители перерыв в электроснабжении которых представляет опасность для жизни человека, значительный народно-хозяйственный ущерб, брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Особая группа – выделена с целью безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования (для черной металлургии – насосы водоохлаждения доменных печей, ЭД механизмов поворотов конвертеров).

2) ко 2 категории – массовый недоотпуск продукции, массовый простой рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушение нормальной деятельности значительного количества городских и сельскохозяйственных жителей.

3) к 3 категории – все остальные.

Отметить резервирование: второй и третий источник питания, аккумуляторные батареи, местные станции.

По режиму работы ЭП могут быть разделены на группы по сходству режимов, т.е. по сходству ГЭН. Деление потребителей на группы позволяет более точно определить электрическую нагрузку.

Различают 3 характерные группы ЭП:

1. ЭП в режиме продолжительной неизменной или меняющейся нагрузки. В этом режиме ЭП могут работать длительное время без превышения температуры отдельных частей электрической машины выше допустимой.
2. Кратковременная нагрузка. Рабочий период не настолько длительный, чтобы температура отдельных частей машины или аппарата могла достигнуть установившегося значения, а период их остановки таков, что они успевают охладиться до температуры окружающей среды.
3. ЭП, работающие в режиме повторно-кратковременного включения. в этом случае кратковременный рабочий период машины или аппарата чередуется с кратковременными периодами отключения. При этом нагрев не превосходит допустимого, а охлаждение не достигает температуры ОС.

Анализ режимов работы потребителей показал, что большинство ЭД, обслуживающих технологические линии и агрегаты непрерывных производств, работают в продолжительном режиме. Примеры – ЭД компрессоров, насосов, вентиляторов, механизмов непрерывного транспорта.

Кратковременный режим – ЭД электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков (механизмы подъема поперечины, зажима колонки), гидравлических затворов, задвижек, заслонок.

Повторно-кратковременный режим (ПКР) – ЭД мостовых кранов, тельферов, подъемников, сварочных аппаратов. ПКР характеризуется продолжительностью включения (ПВ в %).

$$ПВ = \frac{t_{вкл}}{t_{вкл} + t_{хх}} = \frac{t_{вкл}}{t_ц}, где\ t_ц \le 10 мин$$

Установлены стандартные значения ПВ для механизмов, работающих в ПКР: 15%, 25%, 40%, 60%. У сварки в более широких пределах.

ПКР приводится к продолжительному режиму через ПВ

$$P_{прод} = P\sqrt{ПВ}\ .$$

ГЭН (*Показать графики – по продолжительности, упорядоченные)* каждого ЭП отличаются от заданного и являются основным показателем ЭП, по которому его следует классифицировать.

Разделение по симметричности и несимметричности нагрузки.

Примеры симметричных нагрузок: ЭД и трехфазные печи

Примеры несимметричных нагрузок: электрическое освещение, одно- и двух фазные печи, однофазные сварочные трансформаторы.

По мощности и напряжению

предприятия большой мощности (установленная мощность ≥75-100 МВт); средней 5-75 МВт; малой <5МВт.

Главный показатель отдельных ЭП – номинальная мощность – для ЭД, для плавильных электропечей и сварочных установок – мощность питающих их трансформаторов задается в кВА.

Для ЭП с ПКР номинальная мощность – это мощность приведенная к продолжительному режиму.

Согласно ПУЭ ЭП делятся на установки <1 кВ и >1 кВ (для ЭП постоянного тока до 1,5 кВ).

Электроустановки U<1 кВ переменного тока выполняются как с глухозаземленной, так и с изолированной нейтралью, а установки постоянного тока – с глухозаземленной и изолированной нулевой точкой.

Электроустановки U>1 кВ подразделяются на:

1. Установки с изолированной нейтралью (1-35 кВ)

2. компенсированной
3. глухозаземленной (≥110 кВ)

Кроме того все установки подразделяются на установки с $I_з$<500 А и $I_з$>500 А.

Для сетей напряжением выше 1 кВ изолированная нейтраль применяется для повышения надежности питания промышленного электроснабжения (торфяные разработки, угольные шахты) при условии, что в этом случае обеспечивается контроль изоляции сети и целостность пробивных предохранителей, быстрее обнаруживается и ликвидируется замыкание на землю или автоматически отключаются участки с замыканием на землю.

В четырехпроводных сетях переменного тока или в трехпроводных постоянного тока для установок без повышенной опасности глухое заземление обязательно.

По частоте ЭП делятся:

на ЭП промышленной частоты,
ЭП с высокой частотой (>10 кГц),
повышенной (до 10 кГц)
и пониженной <50 Гц.

Установки высокой и повышенной частоты применяются для нагрева под закалку, ковку и штамповку металлов, а также для их плавки. Для питания высокоскоростных ЭД в текстильной промышленности, деревообработке и других случаях используются токи повышенной частоты (133-400 Гц), установки получения искусственного шелка f=133 Гц.

Для преобразования переменного тока промышленной частоты в ток высокой и повышенной частоты служат двигатели-генераторы, тиристорные преобразователи (до 10 кГц – тиристорные преобразователи, свыше 10 кГц – электронные генераторы).

К ЭП с пониженной частотой относятся коллекторные ЭД, применяемые в транспортных целях (16,6 Гц), установки для перемешивания жидкого металла в печах (до 25 Гц) и индукционные нагревательные печи.

Трехфазными ЭП называются приемники питаемые переменным трехфазным током (основные ЭП). Поскольку преобразовательные агрегаты питаются от 3фазного тока, они также являются ЭП 3фазного тока.

ЭП постоянного тока (электропривод по системе Г-Д, вентильный электропривод) с точки зрения электроснабжения – ЭП трехфазного тока.

К ЭП постоянного тока питающимся от преобразовательных подстанций относятся внутризаводской электрифицированный транспорт, ЭД подъемно-транспортных механизмов, цеха электролиза и гальванопокрытий, электролитическое получение металлов, электросварка.

Лекция 2.
Характерные приемники энергии

Цель лекции: выделить характерные приемники электроэнергии и показать классификацию ЭП по характерным категориям, привести их общую характеристику.

ЭД силовых общепромышленных установок (ОПУ): ЭД компрессоров, вентиляторов, насосов, подъемно-транспортных устройств. Они работают в продолжительном режиме и в зависимости от номинальной мощности работают в диапазоне 0,22-10 кВ. Номинальная мощность изменяется от долей единицы до 1000 кВт. Характер нагрузки ровный, особенно для мощных установок (толчки имеются только при пуске). Относятся к 1 категории, перерыв в электроснабжении чаще всего недопустим (примеры: отключение вентиляции в цехах химических производств, прекращение подачи сжатого воздуха по магистрали на машиностроительном заводе, где режущий инструмент крепится с помощью пневматических устройств и может вызвать ранение персонала, отключение насосной

станции металлургического завода приведет к выходу из строя доменной печи). $Cos\varphi$=0,8-0,85. Для электропривода крупных насосов, компрессоров, вентиляторов применяются СД, работающие с опережающим $Cos\varphi$.

Подъемно-транспортные установки (ПТУ) работают в режиме ПКР. Характерны частые толчки нагрузки, которые приводят к изменению $Cos\varphi$ (0,3-0,8). Относятся к 1 и 2 категории, работают на переменном и постоянном токе, симметричная нагрузка.

ЭД всех видов широко используются для станков и промышленных механизмов, 220/380-660 В. f=50 Гц. 2 категория.

Электроосветительные установки. Электросветильники – однофазная нагрузка (<2 кВт), можно достичь несимметрии ≤5-10%. Нагрузка равномерна, без толчков, зависит от времени суток, года, географического положения. f=50 Гц. $Cos\varphi$ ламп накаливания равен 1, люминесцентные, дуговые, ртутные, натриевые, газоразрядные лампы $Cos\varphi$=0,6. U=6-220 В. Кратковременные аварийные перерывы в питании осветительных установок допустимы.

Преобразовательные установки трехфазного тока в постоянный или трехфазного (однофазного) в ток пониженной, повышенной или высокой частоты.

Полупроводниковые, установки с ртутными выпрямителями, Д-Г. служат для питания ЭД ряда машин и механизмов, электролизных ванн, электрофильтров, сварочных установок постоянного тока, внутризаводского электрифицированного транспорта.

Лекция 3.
Структура потребителей электроэнергии.

Цель лекции: привести структуру потребителей электроэнергии, показать их сходство и отличие

Потребители электроэнергии структурно делятся на промышленные и приравненные к ним, производственные сельскохозяйственные, бытовые, общественно-коммунальные.

Промышленные потребители рассмотрены в первой и второй лекции.

Бытовые и общественно-коммунальные потребители объединены в потребители коммутационно-бытового сектора. К ним относятся:

- городской электрифицированный транспорт;
- водопровод и канализация;
- спорткомплексы;
- больничные комплексы;
- гостиницы;
- магазины;
- аптеки;
- школы;
- детские сады;
- котельные;
- кинотеатры;
- бытовая нагрузка.

В общем, все потребители электроэнергии города делятся на группы:

потребители селитебных зон (жилые дома, общественные здания и сооружения);

коммунальные, общегородского значения (водопровод, канализация, электрический транспорт);

промышленные.

Далее приводится краткая характеристика выделенных групп.

Сельскохозяйственные потребители делятся на осветительно-бытовую нагрузку, производственную нагрузку, общественно-коммунальную и прочую нагрузку. Состав производственных потребителей зависит от основного направления развития сельского хозяйства в данном районе. Выделяют зерновое хозяйство, мясомолочное животноводство, льноводство и т.д. Приводится краткая характеристика потребителей электроэнергии выделенных направлений. Выделяются крупные сельскохозяйственные промышленные потребители: животноводческие комплексы, птицефабрики, инкубаторы, парниково-тепличные комбинаты, птицеводческие комплексы.

Лекция 4.
Структура систем электроснабжения.
Основные требования к системам электроснабжения.

Цель лекции: привести структуру системы электроснабжения, выделить ее уровни и ступени, дать общую характеристику.

Система электроснабжения многоступенчата и иерархична. Ее можно считать многоуровневой. Выделяют следующие уровни: отдельный электроприемник (первый уровень), распределительный щит напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока (второй уровень), шины низкого напряжения трансформаторной подстанции 6-10/0,4 кВ (третий уровень), шины распределительной подстанции (четвертый уровень), шины ГПП или ПГВ (пятый уровень), границы раздела собственности предприятия и электроснабжающей организации (ЭСО) (шестой уровень).

Системы электроснабжения делят на системы внешнего и внутреннего электроснабжения. В свою очередь системы внутреннего электроснабжения делятся на высоковольтные и низковольтные. Система внешнего электроснабжения включает в себя источники питания, пункт приема электроэнергии и питающие линии (линии связи). Система внутреннего электроснабжения включает шины НН пунктов приема электроэнергии (6-10 кВ как правило), РП, КТП, кабельные линии и (или) токопроводы, (высоковольтная), шины НН КТП, шинопроводы, распределительные щиты и шкафы, кабели и провода, электропривод электроприемника (низковольтная).

Системы электроснабжения делятся на ступенчатые (нет РП) и двухступенчатые (есть РП).

Основные требования к системам электроснабжения: надежность электроснабжения, безопасность, экологичность, экономичность, учет технологических особенностей.

Раскрывается их содержание.

Лекция 5.
Графики электрических нагрузок и их характеристика.

Цель лекции: ввести понятие электрической нагрузки, типовых графиков нагрузки, дать алгоритм построения упорядоченных диаграмм.

Основополагающим в электроснабжении является определение электрической нагрузки (ЭН). Под ЭН подразумеваются токи, активная, реактивная и полная мощности. От того, насколько правильно определены электрические нагрузки, зависит надежность и эффективность СЭС.

В условиях эксплуатации электрические нагрузки исследуют по графикам электрических нагрузок (ГЭН), которые представляют собой графическое изображение изменения ЭН во времени. ГЭН могут быть построены с применением различных измерительных

приборов: регистрирующих, суммирующих (интегрирующих), самопишущих и др. (см. рис.).

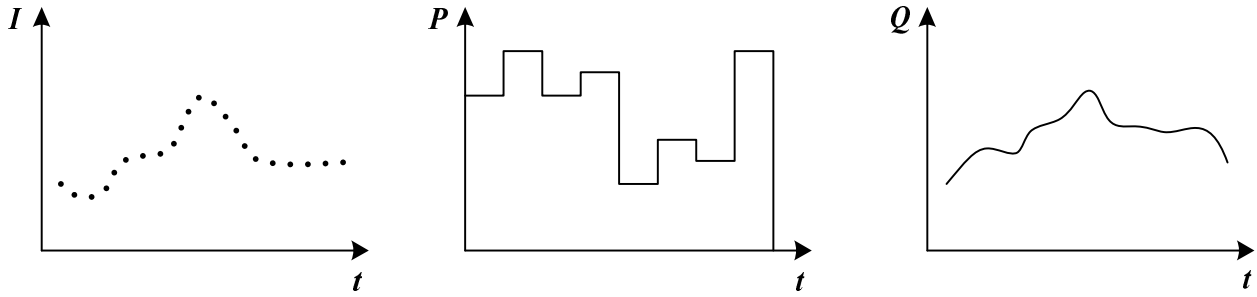


Рис. Графики электрических нагрузок.

Чаще используются последние два, которые соответственно называются ступенчатыми и непрерывными. По числу ЭН, подключенных к узлу, различают индивидуальные (подключен один ЭП) и групповые (подключено несколько ЭП) ГЭН.

Рассмотрим основные типы индивидуальных ГЭН, необходимые для выяснения физической картины формирования групповых графиков.

Они делятся на периодические, циклические, нециклические, нерегулярные.

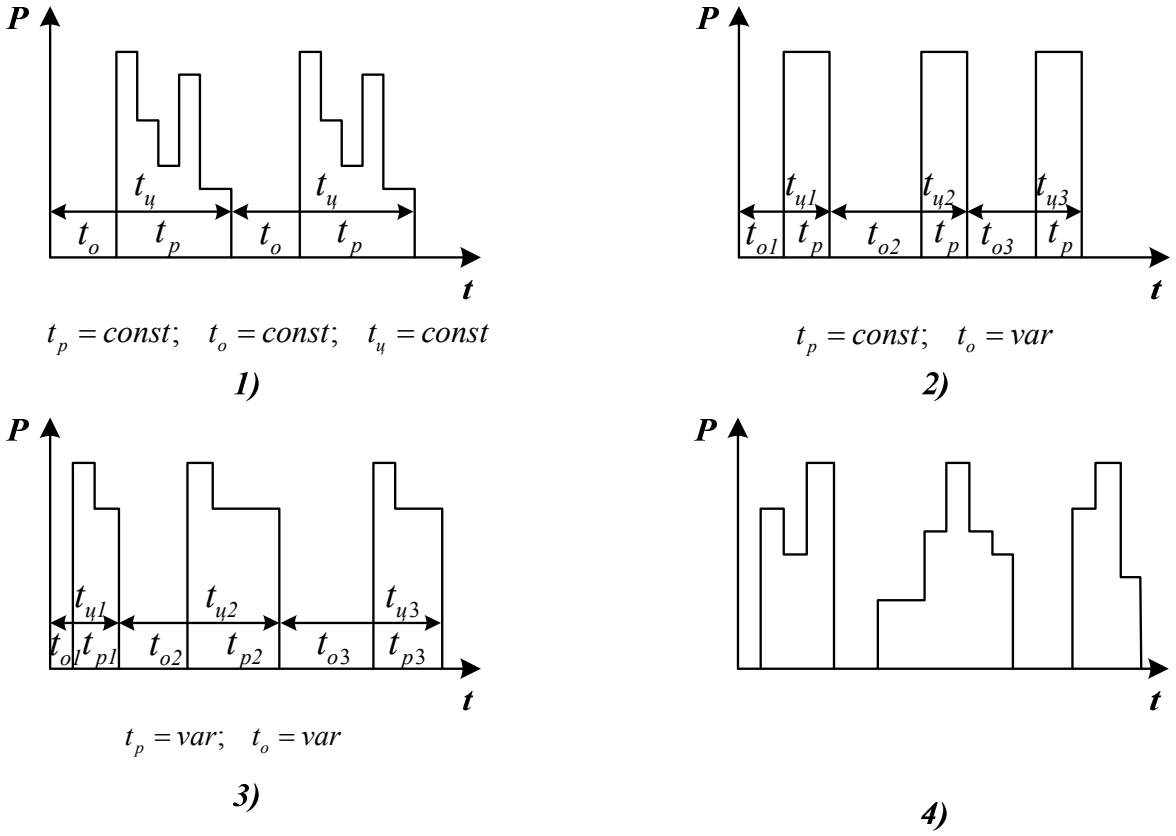


Рис. Типы ГЭН

Периодические ГЭН (рис. 1) отвечают строго ритмичному, с периодом $t_ц$ процессу производства, как правило, поточному или автоматизированному по жесткой программе.

Циклические ГЭН (рис. 2) отвечают непоточному, неавтоматизирован-ному, но цикличному производству, причем продолжительность t_p одна и та же, характер соответствующих участков ГЭН цикличен. Но периодичность нарушена из-за разных t_o отдельных циклов. В этом случае можно говорить только о средней длительности одного цикла $t_ц$.

Нецикличные ГЭН (рис. 3). Выполняемые агрегатом операции повторяющиеся, строго не регламентированы, вследствие чего характер графика существенно меняется на рабочих участках, причем их длительность нестабильна.

Нерегулярные ГЭН (рис. 4) – редкий случай столь нерегулярного режима работы ЭП, что условия стабильности ЭП уже не соблюдаются. Это означает, что технологический процесс в силу своей природы имеет неустановившийся характер.

Всегда стремятся привести ГЭН к периодическому типу.

На практике чаще всего приходится иметь дело с групповыми графиками ЭН. Групповые графики получаются в результате суммирования индивидуальных ГЭН.

Графики групповой нагрузки

Для групповых графиков степень регулярности определяется не только типами слагающих индивидуальных графиков, но и взаимодействиями нагрузок отдельных ЭП по условиям технологического процесса.

Различают периодический, почти периодический и нерегулярный графики.

Нерегулярный – неустановившийся процесс, который характеризуется пониженной производительностью, нерегулярным режимом работы отдельных ЭП.

Периодический ГЭН – периодично работающие ЭП жестко связаны между собой общим потоком технологического процесса – автоматизированной линией.

Почти периодический - непоточное производство, характеризуется при установившемся режиме работы обобщенной периодичностью, означающей стабильность расхода электроэнергии. Для них начальный момент времени цикла не является произвольным как для периодических графиков и должен отвечать началу одного из циклов, например, смены.

Построение упорядоченных диаграмм индивидуальных и групповых графиков нагрузки

Упорядоченной диаграммой (УД) называется график изменения параметра, характеризующего электрическую нагрузку, в порядке убывания ее значений во времени или расположение ординат графика в порядке убывания.

Упорядоченную диаграмму можно построить по графикам электрической нагрузки или с помощью схемы независимых испытаний.

Построение упорядоченной диаграммы по графику нагрузки показано на рис. 1 для индивидуального графика и на рис. 2 - для группового.

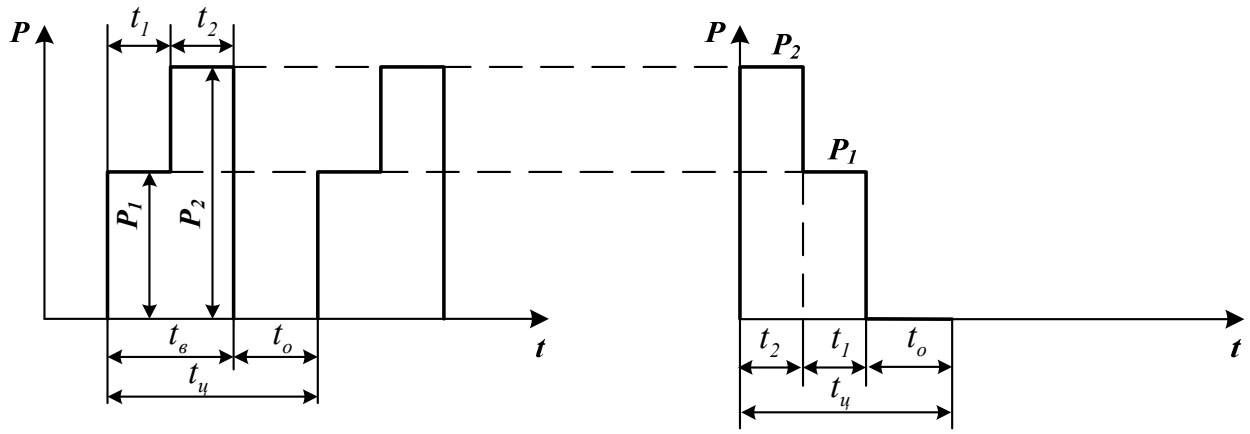


Рис. 1. Графическое построение упорядоченной диаграммы индивидуального ГЭН за время цикла

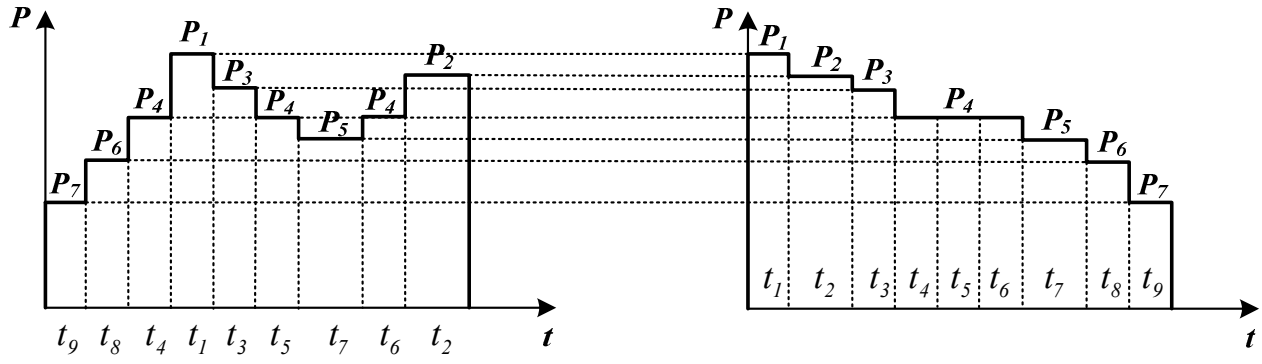


Рис. 2. Построение УД группового графика нагрузки

Построение упорядоченной диаграммы с помощью схемы независимых испытаний

Исходными данными для построения УД являются число и мощность электроприемников каждого типа, режим работы или коэффициент включения K_B, время наблюдения.

Порядок построения УД следующий.

1. Определяются возможные нагрузки (мощности), *Pi* рассматриваемого узла путем сочетаний различного числа включенных ЭП от *0* до максимального значения: *0; P1; P2; … Pmax*.

2. Рассчитываются вероятности возможных нагрузок узла по схеме независимых испытаний

$$p(p_i) = p_n^m = \prod_{i=1}^{n} c_{n_i}^{m_i} K_B^{m_i} K_0^{n_i - m_i},$$

где $c_{n_i}^{m_i} = \dfrac{n_i!}{m_i!(n_i - m_i)!}$.

3. Определяется длительность протекания каждой возможной нагрузки узла t

$$t(p_i) = p(p_i) T_H.$$

4. Строится упорядоченная диаграмма по значениям, полученным в п. 1 и в п. 4.

Проверка правильности расчета осуществляется по формуле:

$$\Sigma_p(p_i) = 1,$$

т.к. все возможные нагрузки узла представляют собой полную группу событий.

Интерпретация данного метода показана для узла нагрузки, приведенного на рис. 3.

Построить упорядоченную диаграмму активной мощности распределительного шкафа.

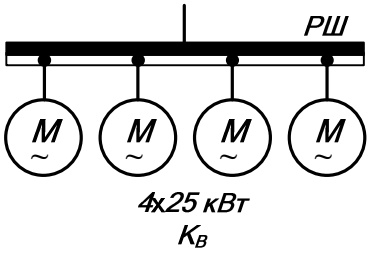


Рис. 3.

1. Определяем возможные нагрузки узла путем последовательного включения ЭП: P_i = *0; 25; 50; 75; 100 кВт*.

2. Находим вероятности их появления по схеме независимых испытаний

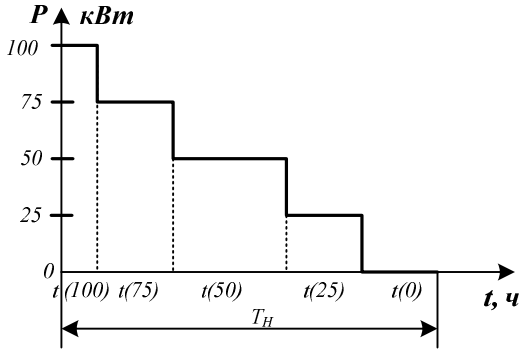
$$p(0) = p_4^0 = C_4^0 K_B^0 K_0^4 = K_0^4;$$
$$p(25) = p_4^1 = C_4^1 K_B K_0^3 = 4K_B K_0^3;$$
$$p(50) = p_4^2 = C_4^2 K_B^2 K_0^2 = 6K_B^2 K_0^2;$$
$$p(75) = p_4^3 = C_4^3 K_B^3 K_0^1 = 4K_B^3 K_o;$$
$$p(100) = p_4^4 = C_4^4 K_B^4 K_0^0 = K_B^4.$$

Сумма всех найденных вероятностей должна быть равна *1*.

3. Определяем длительности протекания возможных нагрузок узла

$$t(0) = p(0)T_H = K_0^4 T_H;$$
$$t(25) = p(25)T_H = 4K_B K_0^3 T_H;$$
$$t(50) = p(50)T_H = 6K_B^2 K_0^2 T_H;$$
$$t(75) = p(75)T_H = 4K_B^3 K_0 T_H;$$
$$t(100) = p(100)T_H = K_B^4 T_H.$$

4. Строим упорядоченную диаграмму по данным пунктов 1 и 3.



Лекция 6.
Вероятностные характеристики и показатели графиков нагрузки

Цель лекции: дать понятие вероятностных характеристик и показателей графиков электрической нагрузки, область применения и показать как они определяются.

К вероятностным характеристикам графиков электрических нагрузок относятся средняя $P_{ср.}$, среднеквадратическая (эффективная) $P_{эф}$, максимальная P_{max}, мощности. Их определяют по упорядоченной диаграмме по следующим выражениям:

$$P_{ср} = \frac{1}{T_H}\sum_{i=1}^{m} P_i t_i;$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H}\sum_{i=1}^{m} P_i^2 t_i};$$

$$P_{\max} = \frac{\sum_{j=1}^{k} P_j t_j + P_{j+1}\left(\theta - \sum_{j=1}^{k} t_j\right)}{\theta},$$

где $P_i - i$ -тая ордината упорядоченной диаграммы;

t_i – время, в течение которого наблюдается *i* –тая ордината мощности;

$P_j -$ j -ая ордината мощности по УД, попавшая во время максимума нагрузки;

t_j – время, в течение которого наблюдалась *j*-тая ордината мощности;

θ – длительность максимума нагрузки.

В РФ принят получасовой максимум нагрузки, поэтому для графиков нагрузки за наиболее загруженную смену и для суточных графиков его принимают равным θ = *30 мин*.

Вероятностные характеристики ГЭН имеют свое предназначение. Так, по средней мощности выбирают силовые трансформаторы и определяют расход электроэнергии или электропотребление:

$$W_a = P_c T_H .$$

По эффективной мощности находят нагрузочные (переменные) потери электроэнергии в элементе сети:

активные $$\Delta W_a = \frac{P_{эф}^{\ 2} + Q_{эф}^{\ 2}}{U_{ном}^2} R_{эл} T_H ;$$

реактивные $$\Delta W_p = \frac{P_{эф}^{\ 2} + Q_{эф}^{\ 2}}{U_{ном}^2} X_{эл} T_H ,$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение сети;

$R_{эл}$ - активное сопротивление элемента сети;

$X_{эл}$ - индуктивное сопротивление элемента сети.

По максимальной мощности выбирают элементы электрической сети.

При обобщенном исследовании и расчетах электрических нагрузок необходимо применение некоторых безразмерных показателей графиков нагрузки, характеризующих режим работы ЭП, которые также можно найти с помощью упорядоченной диаграммы.

Рассмотрим основные из них.

Коэффициент включения $K_B = \frac{t_B}{t_p} = p$ – отношение продолжительности включения электроприемника в течение цикла ко всей продолжительности цикла. Он показывает степень использования ЭП во времени.

Коэффициент использования $K_u = \frac{P_{ср}}{P_{ном}} -$ отношение средней мощности к номинальной (паспортной) мощности. Он характеризует степень использования ЭП по мощности. Данный показатель является справочной величиной.

Коэффициент спроса $K_c = \frac{P_p}{P_{ном}}$ – отношение расчетной (максимальной) нагрузки к номинальной. Он связывает расчетную нагрузку непосредственно с номинальной мощностью ЭП, минуя учет свойств графика в явной форме.

Коэффициент загрузки $K_з = \frac{P_{ср(В)}}{P_{ном}}$, где $P_{ср(В)} \frac{\sum_1^n P_i t_i}{t_В}$ – отношение средней мощности за время включения к номинальной. Данный показатель характеризует степень использования ЭП как по времени, так и по мощности.

Коэффициент формы $K_ф = \frac{P_{эф}}{P_{ср}}$ – отношение эффективной мощности к средней. Он характеризует неравномерность графика во времени.

Коэффициент заполнения $K_{зап} = \frac{P_{ср}}{P_{\max}}$ – отношение средней мощности к максимальной. Он характеризует заполнение, т.е. форму графика.

Коэффициент максимума $K_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_{ср}}$ – отношение максимальной нагрузки к средней. Он связывает максимальную и среднюю нагрузки, учитывая в явной форме свойства графика.

Рассмотренные выше показатели связаны между собой:

Основные соотношения между коэффициентами ГЭН.

$$к_и = к_в к_з \qquad к_с = к_и к_м$$

$$к_з = \frac{к_и}{к_в} \qquad к_{зап} = \frac{1}{к_м}$$

Схему независимых испытаний также можно применить не только для расчета трехфазных нагрузок, но и для определения расчетной нагрузки однофазных ЭП. К ним относят сварочные машины. Особую проблему составляет расчет электрических нагрузок машин контактной электросварки, которые являются однофазными ЭП с повторно - кратковременным режимом работы. Работая в группе, они создают суммарный график в виде случайных пиков большой частоты и малой продолжительности с паузами, заполненными некоторой средней нагрузкой (см. график на рис. 4).

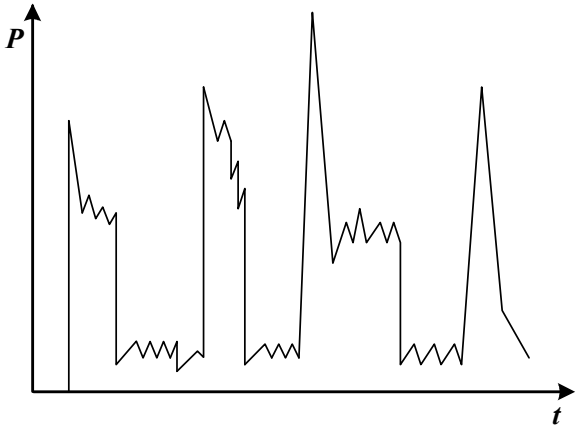


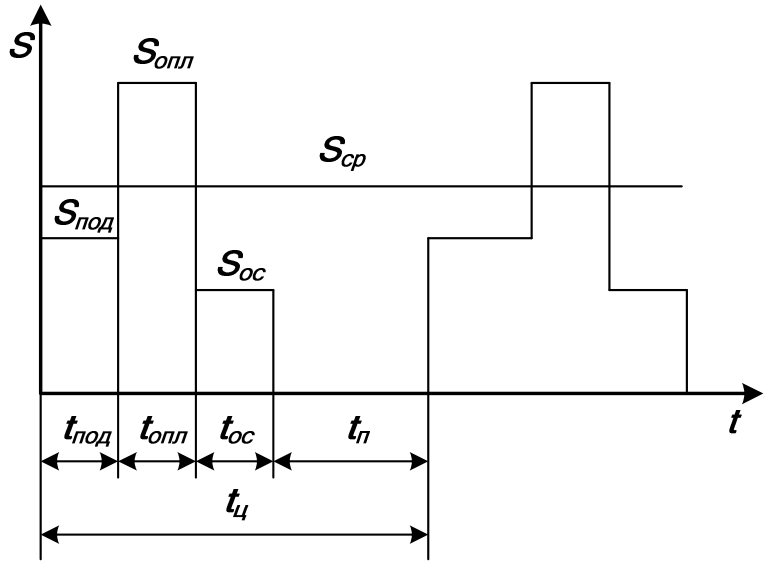
Рис. 4. Графики сварочной нагрузки

Для такого графика говорить о получасовом максимуме нельзя. В данном случае определяются следующие виды нагрузок:

1) средняя – для учета расхода электроэнергии;
2) среднеквадратическая – для выбора элементов сети по нагреву;

3) пиковая – для проверки выбранных по нагреву элементов по колебаниям напряжения и выбора коммутационно-защитной аппаратуры.

Если рассмотреть цикл работы одной стыковой сварочной машины, то он выглядит следующим образом, как показано на рис. 5.



tпод – время подогрева, tопл – время оплавления, tос – время осадки (в с).

Рис. 5. Цикл работы одной сварочной стыковой машины

Время цикла равно: $t_ц = t_{под} + t_{опл} + t_{ос} + t_п$ *(с).*

Тогда средняя мощность равна: $S_{ср} = \dfrac{S_{под}t_{под} + S_{опл}t_{опл} + S_{ос}t_{ос}}{t_ц}$.

Мощности на графике обозначены аналогично.

Нам нужно построить УД для группового графика сварочной нагрузки. Необходимо отметить, что упорядоченная диаграмма строится по полной, а не по активной мощности.

Порядок построения УД следующий.

1) Определим возможные варианты работы ЭП, т.е. возможные нагрузки узла, с учетом того, что мощность одной машины равна

$$S = ПВ_ф S_{пасп.},$$

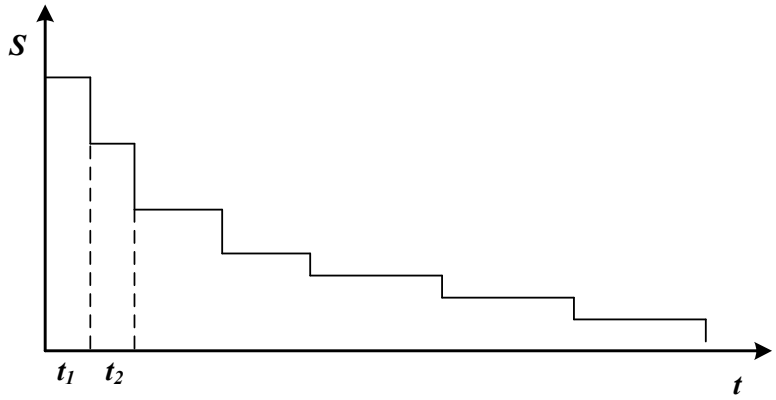
где $ПВ_ф$ – фактическая продолжительность включения, заменяет коэффициент включения для ЭП с повторно-кратковременным режимом работ ($t_ц \le 10$ *мин*);

$S_{пасп.}$ – паспортная (номинальная) мощность машины.

2) Определяем вероятность совпадения работы *m* машин из общего числа n при данном $ПВ_ф$ $P_ф^m = C_ф^m ПВ_ф^m (1 - ПВ_ф)^{n-m}$.

3) Определяем время совпадения работы *m* машин из *n* для каждой возможной нагрузки узла $t_i = p_{n_i}^{m_i} T_ц$.

4) Строим упорядоченную диаграмму.



Упорядоченная диаграмма

То есть алгоритм тот же, что и в предыдущем случае, только p_n^m определяется не по K_B, а по $ПВ_ф$.

Лекция 7

Расчетные электрические нагрузки потребителей, элементов и коммутационных узлов

Цель лекции: ввести понятие расчетной нагрузки, дать характеристику наиболее применяемых методов расчета электрических нагрузок.

Формализация расчетов ЭН развивалась в нескольких направлениях и привела к следующим группам методов:

1. эмпирические (метод коэффициента спроса, удельного расхода электроэнергии, удельной плотности нагрузок, технологического графика;
2. методы упорядоченных диаграмм (УД);
3. статистические методы;
4. методы вероятностного моделирования.

Метод коэффициента спроса.

Наиболее простой метод – метод коэффициента спроса, с него начинались расчеты электрических нагрузок.

Физический смысл $К_с$ – это доля суммы номинальных активных мощностей ЭП, $Р_{ном}$, статистически отражающая максимум (max) практически ожидаемого режима одновременной работы и загрузки некоторого неопределенного сочетания установленных ЭП.

Для определения расчетных нагрузок по этому методу необходимо знать установленную мощность группы приемников и коэффициенты мощности и спроса для группы электроприемников, определяемые по справочным материалам.

Расчетную нагрузку узла системы электроснабжения, содержащего группы приемников электроэнергии с различными режимами работы, определяют с учетом разновременности максимумов нагрузки отдельных групп электроснабжения. Она не должна быть меньше его средней нагрузки.

Определение расчетной силовой нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса является приближенным методом расчета, поэтому его применение рекомендуют для предварительных расчетов и определения общецеховых нагрузок.

Поскольку $К_с$ соответствует max значениям, а не средним, что завышает нагрузку, целесообразно учитывать его в целом по потребителю (предприятию, отделению, цеху).

$$P_{расч} = K_c \cdot P_{ном}$$

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot tg\varphi = K_c \cdot P_{ном} \cdot tg\varphi$$

Метод удельного расхода электроэнергии

Применим для отделений, участков, цехов, где технологическая продукция М однородна и количественно мало изменяется.

$$P_{\max} = \frac{W_{уд} \cdot M}{T_{\max}},$$

где $W_{уд}$ – удельный расход э/э на единицу продукции
М – продукция, выпускаемая за время Т
T_{max} – годовое число часов использования максимума активной мощности.

В данном случае максимальная нагрузка строго соответствует средней.

Метод удельных плотностей нагрузки.

Определяется максимальная мощность по площади цеха или предприятия:

$$P_{\max} = \gamma \cdot F$$

γ - удельная плотность максимальной нагрузки на 1 $м^2$ площади цеха (предприятия);
F – площадь цеха (предприятия), $м^2$.

Метод технологического графика.

Опирается на график работы агрегата, машин или группы машин. Нагрузки определяются непосредственно по графикам.

Методы УД.

Ранее рассмотрено построение УД по графикам электрических нагрузок и по представлению электрической нагрузки случайным событием. Ниже приводится метод УД, опирающийся на справочные данные. Иногда данный метод называют методом коэффициента максимума. Метод громоздок, труден для понимания, наблюдаются ошибки при применении метода на высших уровнях электроснабжения.

Приводится краткая характеристика данного метода.

По этому методу расчетную активную нагрузку приемников электроэнергии на всех ступенях питающих и распределительных сетей (включая трансформаторы и преобразователи) определяют по средней мощности и коэффициенту максимума из выражения.

Расчет ведется в два этапа. Первый этап – для выбора цеховых ТП и шин магистральных шинопроводов. Второй этап – для выбора элементов низковольтной распределительной сети.

В методе упорядоченных диаграмм принята допустимая для инженерных расчетов погрешность, равная 10%. Однако на практике применение этого метода обусловливает погрешность 20-40 %, и поэтому применение его требует тщательного анализа исходных данных и результатов расчета.

Статистические методы

Статистические методы позволяют определять расчетную нагрузку с любой принятой вероятностью ее появления. Применение этих методов целесообразно для определения нагрузок по отдельным группам и узлам приемников электроэнергии напряжением до 1 кВ. Их реализация возможна на основе реальных графиков. Они достаточно эффективны и удобны. Наиболее распространен метод, основанный на двух интегральных характеристиках: генеральной средней нагрузке $P_{ср}$ и генеральном среднеквадратичном отклонении σ.

$$\boldsymbol{P_{max} = P_{cp} + \beta\sigma},$$

β - статистический коэффициент, зависящий от закона распределения вероятностей и принятой вероятности превышения графиком P(t) уровня P_{max}.
σ для стандартного группового графика определяется по формуле:

$$\boldsymbol{\sigma = \sqrt{P_э^2 - P_{ср}^2} = P_{ср}\sqrt{\kappa_ф^2 - 1}}\ ,$$

при этом β имеет различные значения (β=3 соответствует p_β=0,9973; β=2,5 соответствует α= 0,5% или p_β=0,995; β=1,6 соответствует α= 5% или p_β=0,95 – однако надежен).

Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену определяется по выражениям

$$P_{ср} = \kappa_и P_{ном}$$

$$Q_{ср} = P_{ср} \cdot tg\varphi$$

среднегодовая

$$P_{ср} = \frac{Э_{At}}{T}$$

среднеквадратичная для независимых ЭП

$$P_{ск}^2 = P_{ср}^2 + \sigma_\Sigma^2,$$

где $P_{ср}^2 = (\sum P_{ср_i})^2$.

среднеквадратичная для зависимых ЭП

$$\sigma_\Sigma^2 = \sum \sigma_i^2 + 2\sum k_{ij}\sigma_i\sigma_j$$

$$P_{ск} = \sqrt{(\sum P_{ср_i})^2 + \sum P_{ск}^2 - \sum P_{ск}^2}$$

где k_{ij} - коэффициент корреляции.

$$I_{ск} = \frac{P_{ск}}{\sqrt{3}U_{ном}}\sqrt{1 + tg^2\varphi}$$

$$P_{ск} = \kappa_ф P_{ср}$$

Плотность суточного графика электропотребления характеризуется коэффициентом

$$\kappa_{сут} = \frac{A_{сут}}{24P_{сут}^{\max}}$$

$A_{сут}$ - электроэнергия, потребленная за сутки, кВт∗ч;

$P_{сут}^{\max}$ - max суточная нагрузка.

К недостаткам метода следует отнести необходимость иметь актуальную для данного производства базу данных описывающую нагрузки за длительный период времени.

Метод коэффициента расчетной нагрузки

Приводится его область применения, показываются преимущества по сравнению с остальными методами.

Алгоритм расчета трехфазных электрических нагрузок.

Исходными данными для расчета являются:

План цеха, количество и мощность электроприемников, коэффициенты использования и мощности, разбивка по группам однотипных электроприемников по технологическому признаку и коэффициенту использования, наличие технологического резерва, номинальное напряжение.

Последовательность (алгоритм) расчета:

1) В тех случаях, когда в характерную категорию входят электроприемники с продолжительностью включения < 100% то осуществляется пересчет их установленной (номинальной) мощности на ПВ 100%.

$$P_{уст.ПВ} = P_{уст} \cdot \sqrt{ПВ} \qquad (1)$$

3) Определяем среднюю активную мощность для каждой характерной категории.

$$P_{ср} = \sum P_{ном} \cdot K_{и}; \qquad (2)$$

Где $P_{ном}$ - номинальная (паспортная) мощность электроприемника

$K_{и}$ - коэффициент использования

3) Определяем среднюю реактивную мощность для каждой характерной категории.

$$Q_{ср} = P_{ср} \cdot tg\phi; \qquad (3)$$

4) Определяем эффективное число электроприемников по приближенной формуле

$$n_{э} = \frac{2\sum P_{н}}{P_{н.max}}; \qquad (4)$$

Или точной формуле:

$$n_{э} = \frac{(P_{ном})^2}{\sum P_{ном.i}^{\ 2}}; \qquad (5)$$

Если $N_{э}$ больше фактического количества электроприемников то $N_{э}$ принимают равным фактическому количеству электроприемников.

5) Средневзвешенный коэффициент использования характерной категории.

$$K_{и.ср} = \frac{\sum P_{ср}}{\sum P_{ном}}; \qquad (6)$$

6) Коэффициент расчетной нагрузки $K_{р}$ выбираем, исходя из этапа расчета по таблицам 1 и 2 /ЭТС/. В тех случаях когда значение $K_{и}$ находится между двумя значениями таблицы, то производим выбор интерполируя $K_{и}$ и $N_{э}$.

Для высоковольтных ЭП и проводников с напряжением больше 1кВ и для шин 6-10кВ $K_{р} = 1$.

7) Расчетная активная нагрузка характерной категории.

$$P_{р} = K_{р} \cdot P_{ср}; \qquad (7)$$

Где $K_{р}$ - определен в шаге 6 алгоритма.

8) Расчетная реактивная мощность характерной категории.

Для низковольтной сети

$$Q_{р} = K_{р} \cdot Q_{ср}; \qquad (8)$$

Для выбора магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций

$$Q_{р} = 1.1 \cdot Q_{ср}; \qquad \text{при } Nэ<=10 \qquad (9)$$

$$Q_{р} = Q_{ср}; \qquad \text{при } Nэ>10 \qquad (10)$$

9) Полная расчетная мощность силовой нагрузки

$$S_{р} = \sqrt{P_{р}^{\ 2} + Q_{р}^{\ 2}}; \qquad (11)$$

Далее рассматривается особенность расчета электрических трехфазных нагрузок по второму этапу.

Лекция 8.
Расчет однофазных электрических нагрузок.

Цель лекции: показать как рассчитываются однофазные нагрузки.

Для расчета однофазных электрических нагрузок исходными данными являются номинальная мощность установки, количество установок, коэффициенты использования и мощности, продолжительность включения, данные о том на линейное или фазное напряжение включена установка, разбивка по фазам или парам фаз. Расчетный алгоритм строится на основании методик, изложенных в /ЭТС/ и /Барыбин/.

Последовательность (алгоритм) расчета:

1) Находим номинальные нагрузки для всех электроприемников приведенные к ПВ=100%

Для фазной нагрузки по каждому ЭП

$$P_{ном.ф} = n \cdot S_{ном} \cdot \sqrt{ПВ} \qquad (12)$$

Для линейной нагрузки по каждому ЭП

$$P_{ном.л} = S \cdot \sqrt{ПВ} \cdot \cos\varphi \qquad (13)$$

2) Общая мощность всех ЭП приведенная к ПВ 100%

$$P_{ном}\sum = \sum n \cdot P_{ном.ф} + \sum n \cdot P_{ном.л} \qquad (14)$$

3) Подсчитываем общую нагрузку на фазу и пару фаз

$$P_a\sum = \sum P_{н.а} \cdot n \qquad (15)$$

$$P_{ab}\sum = \sum P_{п.ab} \cdot n \qquad (16)$$

4) Приводим линейную нагрузку к фазной по формулам приведения:

$$Pa = \sum Pab \cdot p(ab)a + \sum Pca \cdot p(ca)a + \sum Pao \qquad (17)$$

$$Pa = \sum Pab \cdot p(ab)a + \sum Pca \cdot p(ca)a + \sum Pao \qquad (18)$$

$$Pb = \sum Pab \cdot p(ab)b + \sum Pbc \cdot p(bc)b + \sum Pbo \qquad (19)$$

$$Pc = \sum Pca \cdot p(ca)a + \sum Pbc \cdot p(bc)c + \sum Pco \qquad (20)$$

$$Qa = \sum Pab \cdot q(ab)a + \sum Pca \cdot q(ca)a + \sum Qao \qquad (21)$$

$$Qb = \sum Pab \cdot q(ab)b + \sum Pbc \cdot q(bc)b + \sum Qbo \qquad (22)$$

$$Qb = \sum Pab \cdot q(ab)b + \sum Pbc \cdot q(bc)b + \sum Qbo \qquad (23)$$

$$Qc = \sum Pca \cdot q(ca)a + \sum Pbc \cdot q(bc)c + \sum Qco \qquad (24)$$

$$Pcp.a = \sum Ku \cdot Pab \cdot p(ab)a + \sum Ku \cdot Pca \cdot p(ca)a + \sum Ku \cdot Pao \qquad (25)$$

$$Pcp.b = \sum Ku \cdot Pab \cdot p(ab)b + \sum Ku \cdot Pbc \cdot p(bc)b + \sum Ku \cdot Pbo \qquad (26)$$

$$Pcp.c = \sum Ku \cdot Pca \cdot p(ca)a + \sum Ku \cdot Pbc \cdot p(bc)c + \sum Ku \cdot Pco \qquad (27)$$

$$Qcp.a = \sum Ku \cdot Pab \cdot q(ab)a + \sum Ku \cdot Pca \cdot q(ca)a + \sum Ku \cdot Pao \qquad (28)$$

$$Qcp.b = \sum Ku \cdot Pab \cdot q(ab)b + \sum Ku \cdot Pbc \cdot q(bc)b + \sum Ku \cdot Pbo \qquad (29)$$

$$Qcp.c = \sum Ku \cdot Pca \cdot q(ca)a + \sum Ku \cdot Pbc \cdot q(bc)c + \sum Ku \cdot Pco, \qquad (30)$$

где $p_{(ab)a}$, $q_{(ab)a}$, и.т.д. являются коэффициентами приведения, которые берем из таблицы 2.21 в зависимости от cos φ /Барыбин/

В тех случаях, когда cos φ лежит между значениями, указанными в таблице, находим его интерполяцией.

5) Находим полную среднюю мощность

$$S_{ср.max} = \sqrt{P_{ср.i}^{\ 2} + Q_{ср.i}^{\ 2}} \qquad (31)$$

Где i – фаза (a,b или c).

По полной мощности находим наиболее загруженную фазу

6) Находим средневзвешенный коэффициент использования

$$Ки.a = Pср.a/Pa.nom\sum = Pср.a/(Pab + Pca)/2 + Pao \qquad (32)$$

$$Ки.b = Pср.b/Pb.nom\sum = Pср.b/(Pba + Pbc)/2 + Pbo \qquad (33)$$

$$Ки.c = Pср.c/Pc.nom\sum = Pср.c/(Pca + Pbc)/2 + Pco \qquad (34)$$

7) Находим эффективное число электроприемников

$$N_э = \frac{2 \cdot P_{ном\sum}}{3 \cdot P_{ном.max}} \qquad (35)$$

Где $P_{ном\sum}$ - сумма номинальных мощностей;

$P_{ном.max}$ – номинальная мощность наибольшего ЭП.

8) Коэффициент расчетной нагрузки $K_р$ выбираем исходя из этапа расчета по таблицам 1 и 2 /ЭТС/

9) Находим минимальную и максимальную номинальную мощности для определения неравномерности загрузки.

10) Определяем неравномерность нагрузки

$$H = \frac{P_{ном.max} - P_{ном.мин}}{P_{номюмин}} \cdot 100 \qquad (36)$$

11) Исходя из неравномерности загрузки, определяем $Q_р$ и $P_р$.

Если неравномерность нагрузки H<=15%

$$Pp = Kp \cdot (Pср.a + Pср.b + Pср.c) \qquad (37)$$

Если Nэ≤10

$$Qp = Kp \cdot Qср.max \qquad (38)$$

Где $Q_{ср.max}$ – $Q_{ср}$ наиболее загруженной фазы

Если Nэ>10

$$Qp = 1{,}1 \cdot Kp \cdot Qср.max \qquad (39)$$

Если неравномерность нагрузки H>15%

$$Pp = 3 \cdot Kp \cdot Pср.max \qquad (40)$$

Где $P_{ср.max}$ – средняя мощность наиболее загруженной фазы

Если Nэ≤10

$$Qp = Kp \cdot Qср.\max \qquad (41)$$

Где $Q_{ср.max}$ – $Q_{ср}$ наиболее загруженной фазы

Если Nэ>10

$$Pp = 3 \cdot Kp \cdot Pср.max \qquad (42)$$

12) Полная мощность

$$Sp = \sqrt{Pp^2 + Qp^2} \qquad (43)$$

Лекция 9.

Расчет электрической нагрузки сварочных электроприемников.

Цель лекции: научить считать электрические нагрузки специфичных электроприемников на примере сварки.

Исходными данными для расчета являются: являются номинальная мощность установки, количество установок, коэффициент использования, продолжительность включения, разбивка по парам фаз.

Последовательность (алгоритм) расчета:

1) Определяем среднюю мощность каждой машины

$$S_{ср} = K_з \cdot ПВ \cdot S_{ном} \quad (44)$$

Где $S_{ср}$ - Коэффициент загрузки

ПВ - Продолжительность включения

$S_{ном}$ - Номинальная мощность электроприемника

2) Определяем среднюю мощность каждой пары фаз

$$S_{ср.ab} = \sum_{1}^{i} S_{ном.i} * N_i \quad (45)$$

Где $S_{ном.i}$ - номинальная мощность электроприемника;

Ni - количество электроприемников

3) Определяем неравномерность загрузки

$$H = \frac{S_{max} - S_{min}}{S_{min}} \cdot 100 \quad (46)$$

Где S_{max} - максимальная мощность пары фаз

S_{min} - минимальная мощность пары фаз

4) Определяем эквивалентную среднюю нагрузку наиболее загруженной фазы или пары фаз

При H<=15%

$$S_{ср} = 3 \cdot S_{ср.max} \quad (47)$$

При H>15%

Для каждой из фаз:

$$S_{ср} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ср.ab}{}^2 + S_{ср.bc}{}^2 + S_{ср.ab} \cdot S_{ср.bc}} \quad (48)$$

$$S_{ср} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ср.bc}{}^2 + S_{ср.ca}{}^2 + S_{ср.bc} \cdot S_{ср.ca}} \quad (49)$$

$$S_{ср} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ср.ca}{}^2 + S_{ср.ab}{}^2 + S_{ср.ca} \cdot S_{ср.bc}} \quad (50)$$

5) Определяем среднеквадратичную нагрузку каждой машины

$$S_{ср} = K_з \cdot \sqrt{ПВ} \cdot S_{ном} \quad (51)$$

6) Определяем среднеквадратичную мощность каждой пары фаз

$$S_{ck} = \sqrt{(\sum_{1}^{n} S_{ср.i})^2 + \sum_{1}^{n} (S_{ck.i}{}^2 - S_{ср.i}{}^2)} \quad (52)$$

7) Определяем эквивалентную среднеквадратичную мощность наиболее загруженной фазы.

При Н<15%

$$S_{р.э} = 3 \cdot S_{ск.max} \quad (53)$$

При Н>15%

Для каждой из фаз:

$$S_{р.э} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ck.ab}{}^2 + S_{ck.bc}{}^2 + S_{ck.ab} \cdot S_{ck.bc}} \quad (54)$$

$$S_{р.э} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ck.bc}{}^2 + S_{ck.ca}{}^2 + S_{ck.bc} \cdot S_{ck.ca}} \quad (55)$$

$$S_{р.э} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ck.ca}{}^2 + S_{ck.ab}{}^2 + S_{ck.ca} \cdot S_{ck.ab}} \quad (56)$$

Лекция 10.
Системы электроснабжения, принципы их формирования и задачи проектирования

Цель лекции: ввести понятие система электроснабжения, показать каким образом они формируются и каковы исходные данные и задачи их проектирования.

Система электроснабжения состоит из источников питания и линий электропередачи, осуществляющих передачу электроэнергии к предприятию, коммунальных, распределительных и преобразовательных подстанций и связывающих их кабелей и ВЛ, токопроводов, обеспечивающих на требуемом уровне подвод электроэнергии к ее потребителям.

Приводится комплексная характеристика электрических схем систем электроснабжения, основных элементов систем электроснабжения.

Далее рассматриваются исходные данные для окончательного выбора схемы электроснабжения.

При построении электроснабжения необходимо учитывать ряд специфических особенностей:

наличие электроприемников особой группы I категории;

наличие электроприемников с резкопеременными нагрузками;

режимы работы наиболее ответственных агрегатов;

требования технологии, недоучет которых может привести либо к недостаточному, либо к излишнему резервированию.

Показывается как работать с генпланом предприятия.

Главные принципы построения схем электроснабжения:

- максимальное приближение источника ВН к электроустановкам потребителей;
- отказ от холодного резерва;
- глубокое секционирование всех звеньев системы;
- выбор в качестве основного режима работы раздельную работу линий, трансформаторов;
- использование допустимой перегрузки элементов сети в послеаварийном режиме.

Раскрывается их сущность.

Приводится классификация схем по типам, характеристика и область применения схем каждого типа. Демонстрируются примеры схем систем электроснабжения предприятий и раскрываются их особенности исполнения. Показывается, каким образом формируются схемы электроснабжения с учетом категории надежности электроснабжения электроприемников и допустимых систематических и послеаварийных перегрузок оборудования.

Лекция 11.
Внешнее электроснабжение. Источники питания и пункты приема электроэнергии.

Цель лекции: дать характеристику источников питания и пунктов приема электроэнергии, привести их характерные схемы и особенности

Основными источниками питания являются электростанции и сети электрических компаний.

Сооружения собственных ТЭЦ целесообразно на предприятиях со значительным теплопотреблением или при значительной удаленности ЭЭС, ее недостаточной мощности или при наличии групп электроприемников, требующих высокой бесперебойности питания.

Дается комплексная характеристика ТЭЦ, принадлежащих предприятию.

Независимым источником питания группы электроприемников является источник питания, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках питания (ИП) этой группы ЭП.

При этом напряжение данного ИП должно быть в пределах, установленных для устойчивой работы ЭП в условиях послеаварийного режима.

Приводятся примеры независимых ИП.

Пунктом приема электроэнергии называется электроустановка, служащая для приема и распределения, или преобразования и распределения ее между ЭП предприятия непосредственно или через другие электроприемники.

Число, тип пунктов приемом зависят от мощности, потребляемой предприятием, от характера размещения электрических нагрузок на его территории. К пунктам приема относятся ГПП, УРП, ПГВ, ЦРП, РП, ТП.

Характеризуется каждый из перечисленных пунктов приема электроэнергии показывается их область применения.

Лекция 12.
Схемы внешнего электроснабжения.

Цель лекции: рассмотреть все случаи подключения предприятий к электропитающим системам, показать, что такое глубокие вводы, их формирование и преимущества.

Различают два принципиальных случая подключения предприятия к энергосистеме: подключение к ПС или ГРУ ТЭЦ; подключение к ЛЭП.

Рассматриваются возможности присоединения к ИП через выключатель по разным схемам.

Присоединение к ЛЭП определяется топологией сети. Также рассматриваются способы подключения предприятия к ЛЭП.

Следующий этап лекции – изучение характерных схем электроснабжения предприятий при питании:

а) только от энергосистемы;

б) от энергосистемы и от собственных ТЭЦ;

в) только от собственных ТЭЦ.

Глубокие вводы.

Глубоким вводом называется система электроснабжения с максимально возможным приближением высшего напряжения (35-330 кВ) к электроустановкам потребителей при минимальном числе ступеней промежуточной трансформации.

Линии глубокого ввода выполняются радиальными и магистральными схемами.

Преимущества глубоких вводов:

- отпадает необходимость в промежуточных РП;
- резко сокращается распределительная сеть, напряжением 10 (6) кВ;
- снижаются рабочие, емкостные токи, токи короткого замыкания на вторичном напряжении;
- значительно облегчается задача регулирования напряжения;
- ПГВ выполняются по простым схемам.

Рассматриваются магистральные глубокие вводы, дается их характеристика, схемы и область применения.

Затем рассматриваются радиальные глубокие вводы по тому же принципу. Дается сравнительный анализ радиальных и магистральных глубоких вводов.

Лекция 13.
Внутреннее электроснабжение.

Цель лекции: привести характеристику внутреннего электроснабжения, показать схемы внутреннего электроснабжения.

Внутреннее электроснабжение делится на высоковольтное и низковольтное.

Элементами схем высоковольтного электроснабжения являются: ТП 10 (6)/0,4 кВ; РП; кабельные сети, токопроводы напряжением выше 1 кВ.

Элементами схем низковольтного электроснабжения являются: цеховые кабельные сети, магистральные и распределительные шинопроводы, проводка, распределительные щиты, шкафы, шинные пункты, распределительные ящики.

Дается краткая характеристика элементов схем внутреннего электроснабжения.

Показывается общее и различия в схемах городских и промышленных электрических сетей. Приводятся характерные схемы внутреннего электроснабжения и алгоритм их структурного анализа. Показываются особенности исполнения схем электроснабжения при наличии потребителей особой группы I категории по надежности на промышленных предприятиях и в городах.

Рассматриваются магистральные, радиальные и смешанные схемы внутреннего электроснабжения, одноступенчатые и двухступенчатые.

Магистральные схемы применяются в тех случаях, когда потребителей много и радиальные схемы нецелесообразны из-за большого числа звеньев коммутации. Число силовых трансформаторов, подключенных к одной магистрали, зависит от их мощности и требований по надежности.

Обычно к магистрали подключается два-три трансформатора при мощности одного трансформатора $\geq$ 1000кВА, пять-шесть, если мощности одного $\leq$ 630 кВА.

Магистральные схемы делятся на одиночные, двойные, кольцевые.

Сквозные магистрали предусматривают глухие присоединения на входе и выходе магистрали без установки выключателей и предохранителей на вводе трансформаторных подстанций.

Также бывают встречные магистрали.

Приводится сравнительный анализ радиальных и магистральных схем.

Смешанные схемы – это радиально-магистральные схемы.

Приводятся примеры всех типов схем, и дается их характеристика.

Лекция 14
Конструктивное исполнение промышленных электрических сетей

Цель лекции: показать конструктивное выполнение промышленных распределительных электрических сетей

Перечисляются основные элементы промышленных электрических сетей, дается характеристика трансформаторных подстанций (ТП) 6-10/0,4 кВ.

Цеховые трансформаторные подстанции выполняются комплектными (КТП). Они бывают встроенные, пристроенные и отдельно стоящие. Показывается конструктивное исполнение одно- и двухтрансформаторных КТП каждого из указанных выше типов.

Показываются марки кабелей, применяемых в промышленном электроснабжении. Проводится контроль остаточных знаний по конструктивному исполнению кабелей, изученному в дисциплине «Электроэнергетика».

Способы прокладки кабелей.

Кабели прокладывают в траншеях, каналах, туннелях, блоках, на эстакадах. Способ прокладки зависит от количества и важности кабелей, плана предприятия, условия среды.

Прокладка кабелей в земле в траншеях наиболее дешева и экономична. В одной траншее прокладывают до 6 кабелей напряжением до 10 кВ включительно.

Прокладка кабелей в каналах используется при числе кабелей в потоке 25-30. При этом используют типовые кабельные каналы из сборных железобетонных элементов.

Прокладка кабелей в туннелях самая дорогая. В них прокладывают 30-40 кабелей. Туннели строят из сборного железобетона. В них предусмотрены вентиляция и пожарная защита.

Прокладка кабелей на эстакадах, в галереях, по стенам зданий применяется на тех предприятиях, где территория насыщена различными подземными коммуникациями, или где агрессивная почва или возможное скопление тяжелых взрывоопасных паров.

В этих случаях прокладывают более 20 штук кабелей.

Прокладка кабелей в блоках (от 4 до 20 штук) – основная наряду с эстакадами для загрязненных предприятий. основное преимущество прокладки в блоках – защищенность от механических повреждений.

Промышленные токопроводы.

При передаваемых мощностях более 15-20 МВА на напряжении 6 кВ и 25-35 МВА на напряжении 10 кВ целесообразно применять токопроводы. Как правило, это предприятия с высокой плотностью электрических нагрузок и концентрированном расположении крупных мощностей. Кроме того, токопроводы служат для связи шин ПГВ или ГПП с заводской ТЭЦ.

Преимущества токопроводов:

- повышение надежности электроснабжения;
- улучшение эксплуатации электросетей;
- повышенная способность к перегрузке в послеаварийном режиме.

Недостатки токопроводов:

большие значения индуктивного сопротивления.

Токопроводы проектируются только взаимно резервируемыми нитками.

По конструкции токопроводы делятся на жесткие и гибкие.

По условиям прикосновения – на скрытые, закрытые, защищенные. Жесткие токопроводы используют на напряжении 6-10 кВ, гибкие – 6-35 кВ.

Лучшие характеристики наблюдаются у симметричных жестких токопроводах.

Шины токопроводов изготавливают из алюминия и его сплавов.

Применяют коробчатые шины, плоские, в виде трубы, двойного Т, полукруга, полуквадрата. Рассматриваются способы прокладки токопроводов: в закрытых эстакадах, наземных галереях, на железобетонных кронштейнах.

Лекция 15.
Определение центра электрических нагрузок. Выбор места расположения подстанций

Цель лекции: показать как на генеральном плане предприятия, а также на плане цеха определять место расположения трансформаторных и распределительных подстанций.

Приводятся генеральные планы предприятий и планы цехов, дается их характеристика.

Картограммой нагрузок называется план, на котором окружностями нанесены нагрузки, т.е. это картина средней интенсивности распределения нагрузок приемников электроэнергии. Площади окружностей в принятом масштабе равны расчетным нагрузкам цехов или электроприемников.

Каждому цеху и участку (ЭП) соответствует окружность, центр которой совмещают с расчетной мощностью приемника электроэнергии и его значение находят из условия равенства расчетной мощности площади круга с учетом принятого масштаба.

После построения картограммы определяют центр электрических нагрузок как некоторую стабильную точку на плане или условный центр электрических нагрузок и жилые зоны рассеяния центров электрических нагрузок. Затем рассматривается смещение центра электрических нагрузок в зависимости от графиков электрических нагрузок, показывается зона рассеяния электрических нагрузок, которая представляет собой эллипс рассеяния. Дается характеристика и алгоритм тензорного метода расчета центра электрических нагрузок и зоны рассеяния и вероятностно-статистического метода определения зоны рассеяния. Приводится их сравнительный анализ и область применения.

В качестве примера приводится алгоритм построения эллипса рассеяния центров электрических нагрузок. Расчет проводится в следующем порядке.

1. Определяются координаты ЦЭН без учета ГЭН

$$X_0 = \frac{\sum_n P_i X_i}{\sum_n P_i}; \qquad Y_0 = \frac{\sum_n P_i Y_i}{\sum_n P_i}$$

2. Определяются координаты ЦЭН с учетом ГЭН

$$X_0(t) = \frac{\sum P_i(t) X_i}{\sum P_i(t)} \qquad Y_0(t) = \frac{\sum P_i(t) Y_i(t)}{\sum P_i}$$

3. Находятся координаты ЦЭН для k-го часа суток

$$X_{0k} = \frac{\sum P_i K_{ik} X_i}{\sum P_i K_{ik}} \qquad Y_{0k} = \frac{\sum P_i K_{ik} Y_i}{\sum P_i K_{ik}}$$

4. Рассчитываются математическое ожидание координат ЦЭН, среднее квадратическое отклонение и коэффициент корреляции координат ЦЭН

$$Q_X = \sum X_k / 24 \qquad Q_Y = \sum Y_k / 24$$

$$\sigma_{X_0} = \sqrt{\frac{\sum (Q_X - X_{0k})^2}{24}} \qquad \sigma_{Y_0} = \sqrt{\frac{\sum (Q_Y - Y_{0k})^2}{24}}$$

$$K_k = \frac{\sum (X_{0k} - Q_X)(Y_{0k} - Q_Y)}{24\sigma_{X_0}\sigma_{Y_0}}$$

5. Определяются параметры эллипса рассеяния ЦЭН:

угол поворота осей эллипса относительно выбранной системы координат

$$\alpha = \frac{arctg\left(\frac{2K_k\sigma_{X_0}\sigma_{Y_0}}{\sigma_{X_0}^2 - \sigma_{Y_0}^2}\right)}{2}$$

полуоси эллипса рассеяния ЦЭН

$$X = \sqrt{6(\sigma_{X_0}^2 \cos^2\alpha + K_k\sigma_{X_0}\sigma_{Y_0}\sin 2\alpha + \sigma_{Y_0}^2 \cos^2\alpha)}$$

$$Y = \sqrt{6(\sigma_{X_0}^2 \sin^2\alpha - K_k\sigma_{X_0}\sigma_{Y_0}\sin 2\alpha + \sigma_{Y_0}^2 \cos^2\alpha)}$$

Картограмма нагрузок и центр электрических нагрузок применяют для отыскания места расположения понизительной подстанции на плане.

Месторасположение ПС выбирается таким образом, чтобы трансформаторные и преобразовательные ПС всех мощностей и напряжений располагались по возможности ближе к центру питаемых ими групп нагрузок. Отступление от этого принципа ведет к увеличению потерь мощности и расхода проводникового материала.

РП смещают к наибольшей нагрузке и располагают ближе к ИП. Выбор места РП в первую очередь определяется наличием высоковольтных двигателей.

Если от РП питаются только цеховые ТП, то месторасположение РП выбирается на генплане по возможности смещенным от ЦЭН в сторону ИП.

Лекция 16.
Нагрузочная способность и выбор параметров основного электрооборудования

Цель лекции: показать как нагрузочная способность элементов системы электроснабжения влияет на их выбор, порядок выбора числа и мощности силовых трансформаторов.

Схемы распределительных сетей делятся на радиальные, магистральные и смешанные. Дается характеристика каждого типа схем, и приводятся типы схем распределительных электросетей до и выше 1000 В.

Основной режим режимы работы сетей – нормальный, именно относительно него проектируется система электроснабжения, показывается почему в нормальном режиме секционные выключатели отключены, а силовые трансформаторы работают раздельно. В то же время приводятся случаи, когда параллельная работа трансформаторов на предприятиях обоснована. Кроме нормального, в системах электроснабжения различают ремонтные и послеаварийные режимы. Показываются их особенности, среди которых одной из наиболее важных является возможность работы элементов сети с допустимой перегрузкой. Приводится перечень элементов, которые могут работать с перегрузкой, показывает-

ся, почему такая работа допустима и приводится уровень допустимых перегрузок. Дается характеристика допустимых систематических и аварийных перегрузок силовых трансформаторов, которые должны учитываться при их выборе. В случае аварии возможно отключение потребителей третьей категории. При выборе числа и мощности силовых трансформаторов необходимо учитывать также категории надежности электроснабжения электроприемников Приводится область применения одно- и двухтрансформаторных подстанций. Показывается, когда на предприятиях возможно применение трехтрансформаторных подстанций и дается их сравнительный анализ с двухтрансформаторными. Перечисляются технико-экономические характеристики сети и области применения. Делается акцент на их изучении в дисциплине «Электропитающие системы и электрические сети».

Лекция 17
Технико-экономическое обоснование и методика выбора и проверки силовых трансформаторов ГПП (ПГВ)

Цель лекции: показать, что выбор силовых трансформаторов ГПП или ПГВ зависит от напряжения системы электроснабжения, графика электрических нагрузок, категорий надежности электроприемников, привести методику выбора силовых трансформаторов.

Выбор силовых трансформаторов начинается с выбора номинального напряжения системы электроснабжения.

Общие рекомендации при выборе напряжения систем внешнего электроснабжения:

При установленной мощности свыше 100 МВт и значительной удаленности от ПС энергосистемы экономически целесообразно принимать 220 кВ; если на районной ПС есть напряжение 110 кВ, то практически в любом диапазоне мощностей и расстояний следует использовать 110 кВ (за исключением сотен МВт и десятков км).

В диапазоне мощностей 30-100 МВт выгодно 110 кВ даже при условии промежуточной трансформации на районной ПС.

Внутреннее электроснабжение.

Для распределительных сетей применяется напряжение 6,10 кВ и 0,4 кВ. Напряжение 6 или 10 кВ выбирается в зависимости от соотношения нагрузок. Критерий выбора приведенные затраты, в которых учитывается как показатели сети, так и показатели ПС.

Использование 6 кВ целесообразно в двух случаях: при питании предприятия от ТЭЦ на генераторном напряжении 6 кВ; при значительной доле электродвигателей 6 кВ с суммарной нагрузкой предприятия.

Напряжение 35 кВ экономически целесообразно при передаче мощности до 10-15 МВт на расстояние 15-20 км или 20-30 МВт на расстояние 5-10 км

Возможно применение двух напряжений 10 и 6 кВ. Рассматриваются такие случаи, и дается их характеристика.

Приводится порядок выбора напряжения схемы внутреннего электроснабжения методом планирования эксперимента.

Показывается исполнение пунктов приема электроэнергии и исполнение масляных, совтоловых и сухих силовых трансформаторов. Дается их маркировка и приводятся основные параметры.

Выбор числа и мощности трансформаторов для ГПП (ПГВ).

Число силовых трансформаторов на ГПП (ПГВ) определяется требованиями надежности. На ГПП (ПГВ) 110-220 кВ промпредприятий наибольшее распространение получили двухтрансформаторные подстанции. Однотрансформаторные ПС применяются в случае обеспечения питания нагрузок первой категории в послеаварийном режиме по связям вторичного напряжения ПГВ (ГПП), с ТЭЦ или другими источниками питания.

Для правильного выбора номинальных мощностей силового трансформатора необходимо иметь суточный ГЭН, из которого известны максимальная и средняя нагрузки силового трансформатора. При этом наиболее экономичной работа СТ по ежегодным издержкам и потерям будет случаи, когда в часы максимума он работает с перегрузкой. В реальных условиях значение допустимой нагрузки выбирается в соответствии с ГЭН и коэффициента начальной нагрузки и зависит от температуры окружающей среды, при которой работает СТ.

Мощность трансформаторов выбирают по средней активной нагрузке и нескомпенсированной реактивной мощности при оптимальном коэффициенте загрузки или при коэффициенте загрузки, рекомендуемом ПТЭ. Приводится методика выбора и проверки числа и мощности силовых трансформаторов на основе их технико-экономического сравнения.

Лекция 18.
Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения

Цель лекции: показать проблему компенсации реактивной мощности на предприятиях, ее отличие от распределительных сетей энергоснабжающих организаций, дать характеристику способов естественной компенсации реактивной мощности.

Рассматривается проблема компенсации реактивной мощности. Приводятся основные потребители реактивной мощности и их характеристика. Характеризуются способы уменьшения потребления реактивной мощности основными приемниками электроэнергии.

К таким способам относятся:

замена недогруженных АД на двигатели меньшей мощности, облегчение условий их пуска;

секционирование обмоток статора недогруженных АД, применение тиристорных регуляторов в цепи статора недогруженных АД;

понижение напряжения у двигателей, систематически работающих с малой нагрузкой;

ограничение ХХ у АД и сварочных трансформаторов;

применение СД вместо АД в тех случаях, когда позволяет технология производства;

применение синхронизированных АД;

применение наиболее целесообразной силовой схемы и системы управления вентильного преобразователя.

Изучаются искусственные мероприятия по компенсации реактивной мощности.

К средствам искусственной компенсации реактивной мощности относят батареи конденсаторов, синхронные двигатели и компенсаторы, статические источники реактивной мощности. Приводится сравнительный анализ всех типов компенсирующих устройств.

Рассматриваются способы подключения батарей конденсаторов к сети: индивидуальные, групповые и централизованные.

Рассматриваются принципы автоматического регулирования мощности батарей конденсаторов.

Лекция 19.

Определение мощности батарей конденсаторов в сети напряжением до 1000 В

Цель лекции: привести алгоритм выбора низковольтных компенсирующих устройств, привести их характеристику и режимы работы.

Рассмотрим алгоритм определения мощности и типа компенсирующих устройств в распределительной сети предприятий.

Суммарная расчетная мощность батарей конденсаторов (БК) напряжением до 1000 В определяется для каждого цеха по минимуму приведенных затрат. Расчет состоит из двух этапов:

выбор экономически оптимального числа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций;

определение дополнительной мощности БК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в распределительной сети 6-10 кВ.

Определение минимального числа трансформаторов, необходимое для питания активной нагрузки цеха определяется по формуле:

$$N_{T\,min} = \frac{P}{K_з S_T},$$

где P - среднестатистическая расчетная активная нагрузка цеха;

$K_з$ - коэффициент загрузки трансформатора;

S_T - номинальная мощность трансформатора.

Полученное число $N_{T\,min}$ округляем до ближайшего большего целого.

Затем определяется экономически оптимальное число трансформаторов по выражению:

$$N_{ТЭ} = N_{T\,min} + m,$$

где m - дополнительное число трансформаторов, определяемое по кривым /20/.

По выбранному количеству трансформаторов находится наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1000 В.

$$Q_T = \sqrt{\left(N_{ТЭ} K_з S_T\right)^2 - P^2}$$

Суммарная мощность БК для данной группы трансформаторов

$$Q_1 = Q_H - Q_T,$$

где Q_H - среднестатистическая реактивная нагрузка цеха. Если $Q_1 < 0$, то по первому этапу расчета установка БК в сети напряжением до 1000 В не требуется. Дополнительная мощность БК для данной группы трансформаторов по второму этапу расчета равна:

$$Q_2 = Q_м - Q_1 - \gamma N_{ТЭ} S_T,$$

где γ - расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания трансформаторных подстанций по показателям K_1 и K_2 [20].

Значение K_1 находится по таблице [20] в зависимости от числа рабочих смен и расчетной стоимости потерь.

Значение K_2 определяется по формуле

$$K_2 = \iota S_T / F,$$

где ι - длина питающей линии;

F - общее сечение линии.

Если окажется, что $Q_2 < 0$, то для данной группы трансформаторов дополнительная установка БК по второму условию не требуется. Суммарная мощность БК в сети напряжением до 1000 В для данного цеха определяется как сумма Q_1 и Q_2.

Конденсаторные батареи распределяются по ТП пропорционально их реактивным нагрузкам.

Приводятся типы и конструктивные особенности низковольтных компенсирующих устройств, способы и законы регулирования их мощности.

Лекция 20.
Определение реактивной мощности генерируемой синхронными двигателями

Цель лекции: показывается когда синхронные двигатели экономически выгодно использовать для компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения предприятий, как определять реактивную мощность, генерируемую ими.

На предприятиях имеется большой парк синхронных двигателей (СД), поэтому целесообразно использовать их для КРМ. Каждый установленный синхронный двигатель является источником реактивной мощности, минимальная величина которой определяется формулой:

$$Q_{СД} = P_{СД\,ном} tg\varphi_{ном} K_{з\,СД},$$

где $P_{СД\,ном}$ - номинальная активная мощность СД;

$tg\varphi_{ном}$ - номинальный коэффициент РМ;

$K_{з\,СД}$ - коэффициент загрузки по активной мощности.

Использование СД в качестве ИРМ целесообразно, если их $K_з < 1$ и если их номинальная мощность больше или равна 2000 кВт при частоте вращения

n= 3000 об/мин,
2500 при ***n***= 1000 об/мин,
3200 при ***n***= 750 об/мин и 600 об/мин,
4000 при ***n***= 500 об/мин.

В этом случае располагаемая активная мощность СД равна

$$Q_{СД_э} = \alpha_н S_{СД\,ном} = \alpha_{ном}\sqrt{P^2_{СД\,ном} + Q^2_{СД\,ном}},$$

где α_i - коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по активной мощности, определяемый по номограмме [20].

Можно использовать СД меньшей мощности, чем указано выше для КРМ при необходимости компенсации реактивной мощности на стороне 6-10 кВт. В этом случае экономически целесообразная реактивная мощность, генерируемая СД, равна минимальной величине реактивной мощности, которую он может генерировать

$$Q_{СД_э} = Q_{СД}.$$

Лекция 21
Балансовый расчет по КРМ

Цель лекции: показать, что мощность высоковольтных компенсирующих устройств определяется балансовым расчетом по компенсации реактивной мощности.

Приводится порядок балансовых расчетов компенсации реактивной мощности. Прежде всего, необходимо для каждого РП определить нескомпенсированную реактивную нагрузку на стороне 10 кВ.

$$Q_B = Q_м - Q_{нф} + \Delta Q_T - Q_{СД\,э},$$

где $Q_{нф}$ - фактически принятая мощность БК напряжением до 1000 В;

ΔQ_T - суммарные реактивные потери в трансформаторе при его коэффициенте загрузки $K_з$ с учетом компенсации.

Суммарная реактивная нагрузка для всего предприятия определяется из условия баланса реактивной мощности.

$$Q_{АГК} = \sum_{i=1}^{n} Q_{рп\,j} - Q_{э1},$$

где $Q_{рп\,j}$ - реактивная нагрузка на шинах 10 кВ ***i***-того РП;

n – количество РП на предприятии;

$Q_{э1}$ - входная РМ, заданная энергосистемой на шинах 10 кВ.

Установку БК напряжением выше 1000 В необходимо предусмотреть на РП, где нет высоковольтных СД с учетом того, что к каждой секции РП необходимо подключать БК одинаковой мощности не меньшей 1000 квар. В противном случае БК нужно устанавливать на ГПП.

Приводится характеристика и способы регулирования высоковольтных компенсирующих устройств, показывается особенность компенсации реактивной мощности в сетях со специфичными электроприемниками.

Лекция 22.
Выбор сечения жил кабельных линий и шин токопроводов

Цель лекции: показать методику выбора и проверки сечений кабельных линий и токопроводов.

При проектировании распределительной сети промышленного предприятия производится выбор отдельных ее элементов т.о., чтобы обеспечить экономичность и надежность работы сети в нормальных и послеаварийных режимах работы. Одним из важнейших вопросов при этом является выбор сечений проводов и жил кабелей с учетом ряда технических и экономических факторов.

Среди технических факторов, влияющих на выбор сечения важны:

1) нагрев от длительного выделения теплоты расчетным током;

2) нагрев от кратковременного выделения теплоты током КЗ;

3) потеря напряжений в жилах кабелей или проводов ЛЭП от тока нагрузки в нормальном или послеаварийном режимах;

4) механическая прочность – устойчивость к механической нагрузке.

Технические и экономические условия в процессе расчета дают различные сечения для одной и той же линии. Окончательно выбираются сечения, удовлетворяющие всем требованиям.

Выбор сечения кабелей по нагреву.

Расчетным током осуществляется по максимальному рабочему току с учетом поправочных коэффициентов на условия прокладки, температуру окружающей среды. Проверка осуществляется по нагреву в послеаварийном режиме, тогда вводится еще и коэффициент допустимой перегрузки.

Для выбора термически стойкого сечения жил кабеля необходимо знать значения установившегося тока КЗ и максимально возможное время прохождения этого тока через кабель, которое обусловлено действием защитных устройств и отключающей аппаратуры. Чтобы кабели были термически устойчивы к токам КЗ расчетная температура не должна превышать допустимую для изоляции данного кабеля. Термическое действие тока КЗ оценивают импульсом, по которому и определяют минимально допустимое сечение по условиям термической стойкости.

Экономически целесообразные сечения выбирается либо по среднегодовым эквивалентным расходам, либо приближенным методом Ньютона. Распределительная сеть 6-10 кВ проверяется на наибольшую потерю напряжения от центра питания до наиболее удаленного потребителя.

Выбор сечения шин токопроводов осуществляется по нагреву длительно допустимым током, по экономическим соображениям, проверка – по термической и динамической стойкости к токам КЗ. Приводятся их алгоритмы и примеры выбора и проверки проводников.

Лекция 23.
Режимы нейтрали в распределительных сетях

Цель лекции: привести режимы нейтрали в распределительных сетях и дать их характеристику.

Нейтраль сети определяют как совокупность соединенных между собой нейтральных точек и проводников. Различают глухозаземленные нейтрали, изолированные и компенсированные. Глухозаземленная нейтраль может работать в режиме разземления, тогда ее называют эффективно разземленной нейтралью.

Глухозаземленные и эффективно разземленные нейтрали применяют в сетях 110 кВ и выше. Изолированные и компенсированные нейтрали – в сетях 6-35 кВ. Достоинством сетей с изолированной нейтралью является то, что они могут работать, не нарушая режима технологического процесса, при однофазном замыкании на землю (до двух часов). Выполнение релейной защиты в таких сетях дешевле. Однако при однофазном заземлении на землю в установках с изолированной нейтралью напряжение на «здоровых» фазах увеличивается в $\sqrt{3}$ раз, что может привести к пробою изоляции и нарушению нормальной работы сети. Наиболее опасно однофазное замыкание на землю через электрическую дугу, которая может вызвать двухфазное или трехфазное короткое замыкание. Ее возникновение наиболее вероятно при емкостном токе замыкания на землю, большем 5 – 10 А.

Для предотвращения таких ситуаций нейтраль заземляют через индуктивные, активные сопротивления, можно через емкостные или их комбинацию. Компенсация емкостных токов способствует быстрому гашению дуги в месте замыкания на землю.

ПТЭ установлено, что системы питания могут работать при следующих токах однофазного замыкания на землю: 10 А при напряжении 35 кВ, 15 А – при 15-20 кВ, 20 А – при 10 кВ, 30 А – при 6 кВ, 5 А – в схемах блоков генератор-трансформатор с генераторным напряжением 6-20 кВ.

Электроустановки до 1 кВ в основном работают с глухозаземленной нейтралью.

Приводится влияние режима нейтрали на характеристики качества электрической схемы.

Лекция 24.
Методы и средства кондиционирования напряжения

Цель лекции: показать нормальные требования к качеству напряжения, привести методы и средства кондиционирования напряжения в сети.

Качество напряжения является составной частью качества электрической энергии, которое, в свою очередь является составной частью электромагнитной совместимости. Нормальные требования к качеству напряжения приведены в ГОСТ 13109-97 и характеризуются установившимися отклонениями напряжения. Нормально допустимые и предельно допустимые отклонения напряжения на выводах электроприемника соответственно равны $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$. Приводится метод определения напряжения в разных точках сети для режимов наибольших и наименьших нагрузок.

Для обеспечения требований, предъявляемых к качеству напряжения потребителями, значения напряжений в каждой точке сети должны находиться в определенных допустимых пределах, которые обеспечиваются специальными регулирующими устройствами. Регулирование напряжения осуществляется с помощью изменения коэффициента трансформации питающего трансформатора ГПП или ПГВ и путем снижения потерь напряжения в элементах сети. Приводится характеристика методов кондиционирования напряжения. В качестве средств регулирования напряжения принимают устройства РПН, ПБВ, линейные регуляторы, устройства продольной и поперечной компенсации реактивной мощности. Приводятся их характеристики, принципы работы, схемы и конструктивное исполнение.

Приводится общее заключение по рассматриваемому курсу.

3. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий

Практические занятия проводятся для того, чтобы студенты могли получить основные навыки в основах анализа и проектирования систем электроснабжения.

В практических занятиях примеры подбираются в соответствии со спецификой специальности, при этом используются реальные схемы объектов и систем.

По практическим занятиям используются специализированные индивидуальные для каждого студента задачи.

Согласно учебному плану предусмотрено 8 практических занятий (ПЗ), перечень которых приведен ниже.

ПЗ 1. Построение упорядоченных диаграмм

ПЗ 2. Расчет трехфазных электрических нагрузок.

ПЗ 3. Расчет однофазных электрических нагрузок. Расчет нагрузок контактной электросварки.

ПЗ 4 Выбор низковольтных компенсирующих устройств.

ПЗ 5. Определение экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.

ПЗ 6. Баланс реактивной мощности. Выбор высоковольтных компенсирующих устройств.

ПЗ 7. Определение параметров схем внешнего электроснабжения.

ПЗ 8. Определение параметров схем внутреннего электроснабжения.

В процессе обучения студенты пользуются информационными и компьютерными технологиями. Широко применяются программные продукты MathCad, Visio, «ZAPUSK», «Карат», используется банк данных кафедры энергетики, содержащий электронные варианты учебников, справочные данные, а также информацию о современном оборудовании.

Практические занятия рекомендуется проводить согласно следующему плану.

План проведения практического занятия.

1. Цель занятия.
2. Краткие теоретические сведения.
3. Блиц-опрос студентов.
4. Решение задач.
5. Анализ качества выполнения индивидуальных домашних заданий и разбор типовых ошибок.
6. Выводы и обобщение результатов.
7. Домашнее задание и задание на самостоятельную проработку.

На первом занятии целесообразно устроить входной контроль, на последнем – комплексную проверку качества знаний студентов.

При изложении кратких теоретических сведений рекомендуется систематизировать и обобщить материал, выделив при этом главные моменты. В процессе изложения материала целесообразно вовлекать студентов в его анализ, активизировать процесс мышления студентов за счет средств интенсивного обучения.

Блиц-опрос студентов или небольшая самостоятельная работа по теме практического занятия позволят лучше усвоить ход решения задач, понять их сущность.

При решении задач можно использовать разные формы. Например, преподаватель, решая задачу на доске, поясняет ее и привлекает к работе всю группу путем вопросов, постоянно подводя студентов к правильному решению.

Другая форма решения задач - самостоятельная работа студентов под контролем преподавателя с пояснением наиболее трудных моментов. Возможно решение задачи на доске студентом, но в этом случае преподаватель руководить процессом решения и вовлекает в работу всю группу.

Как правило, защита индивидуальных домашних заданий должна проводиться во внеаудиторное время, а на практическом занятии следует показать типовые ошибки, проанализировать результаты выполнения и защиты индивидуальных заданий, отметить лучшие и худшие из них, предложить студентам в виде деловой игры принять решение по устранению замечаний.

В конце практического занятия преподаватель называет тему следующего, указывает разделы теоретического материала, которые студент должен освоить для наиболее эффективного решения задач, выдает домашнее задание.

В процессе проведения практических занятий используются классические и современные педагогические технологии.

3.2. Методические указания по проведению практических занятий

Практическое занятие 1.
Построение упорядоченных диаграмм

На практическом занятии приводится методика построения упорядоченных диаграмм, которая комментируется следующими примерами.

Пример 1

От распределительного шкафа получают питание четыре ЭП мощностью *10 кВт* каждый с коэффициентом включения $\kappa_B = 0,3$. Определить вероятностные характеристики узла нагрузки за смену.

Вероятностные характеристики можно определить, построив упорядоченную диаграмму графика мощности нагрузки.

1. Определяем возможную нагрузку узла

$$p_i = \{0;10;20;30;40\}\,кВт.$$

2. Определяем вероятность появления каждой возможной нагрузки узла по схеме независимых испытаний

$$p(p_i) = p_n^m = c_n^m k_B^m k_o^{n-m};$$

$$p(0) = c_4^0 \kappa_B^0 \kappa_0^4 = (1-0,3)^4 = 0,7^4 = 0,2401;$$

$$p(10) = c_4^1 \kappa_B^1 \kappa_0^{4-1} = 4\kappa_B \kappa_0^3 = 4 \cdot 0,3(1-0,3)^3 = 0,4116;$$

$$p(20) = c_4^2 \kappa_B^2 \kappa_0^{4-2} = 4\kappa_B^2 \kappa_0^2 = 6 \cdot 0,3^2 (1-0,3)^2 = 0,2646;$$

$$p(30) = c_4^3 \kappa_B^3 \kappa_0^1 = 4 \cdot 0,3^3 (1-0,3)^1 = 0,0756;$$

$$p(40) = c_4^4 \kappa_B^4 \kappa_0^0 = \kappa_B^4 = 0,3^4 = 0,0081.$$

Проверка:

$$\Sigma_p(p_i) = 0,2401 + 0,4116 + 0,2646 + 0,0756 + 0,0081 = 1.$$

2. Определяем продолжительность каждой возможной нагрузки:

$$t(p_i) = p(p_i) T_H;$$

$$t(0) = p(0) T_H = 0,2401 \cdot 8 = 1,920ч;$$

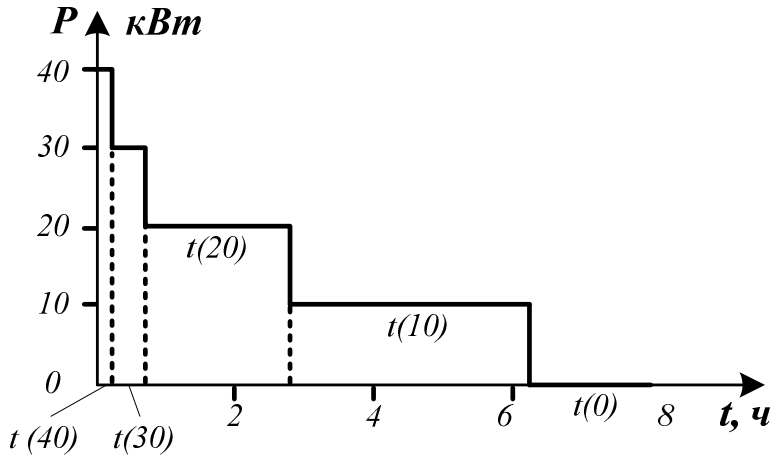
$$t(10) = p(10) T_H = 0,4116 \cdot 8 = 3,293ч;$$

$$t(20) = p(20) T_H = 0,2646 \cdot 8 = 2,117ч;$$

$$t(30) = p(30) T_H = 0,0756 \cdot 8 = 0,605ч;$$

$$t(40) = p(40) T_H = 0,0081 \cdot 8 = 0,065ч.$$

4. Строим упорядоченную диаграмму



5. Определяем вероятностные характеристики нагрузки.

Средняя мощность

$$p_{ср} = \frac{1}{T_H}\Sigma p_i t_i = \frac{1}{8}\left(40\cdot 0,065 + 30\cdot 0,605 + 20\cdot 2,117 + 10\cdot 3,293 + 0\cdot 1,92\right) = 12 кВт.$$

Эффективная мощность

$$p_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H}\Sigma p_i t_i} = \sqrt{\frac{1}{8}\left(40^2\cdot 0,065 + 30^2\cdot 0,605 + 20^2\cdot 2,117 + 10^2\cdot 3,293\right)} =$$

$$= 15,1\, кВт.$$

Максимальная мощность

$$p_{\max} = \frac{p_i t_i + p_2\left(\theta - t_i\right)}{\theta} = \frac{40t\left(40\right) + 30\left(0.5 - t\left(40\right)\right)}{0.5} =$$

$$= \frac{40\cdot 0.065 + 30\left(0.5 - 0.065\right)}{0.5} = 31.3\, кВт.$$

6. Определим показатели ГЭН.

Коэффициент использования

$$к_и = \frac{P_{ср}}{P_{ном}} = \frac{12}{40} = 0,3.$$

Коэффициент формы

$$к_ф = \frac{P_{эф}}{P_{ср}} = \frac{15,1}{12} = 1,26.$$

Коэффициент максимума

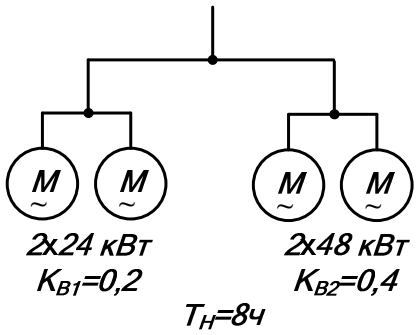
$$к_м = \frac{P_{\max}}{P_{ср}} = \frac{31,3}{12} = 2,61.$$

Коэффициент заполнения

$$\kappa_{зап} = \frac{P_{ср}}{P_{\max}} = \frac{12}{31,3} = 0,38 .$$

Пример 2

Построить упорядоченную диаграмму мощности для узла электрической нагрузки и определить среднюю и максимальную мощность. Исходные данные приведены на рис.



1. Определим коэффициент отключения для ЭП каждой группы

$$\kappa_{01} = 1 - \kappa_{B1} = 1 - 0,2 = 0,8;$$
$$\kappa_{02} = 1 - \kappa_{B2} = 1 - 0,4 = 0,6.$$

2. Определим возможные нагрузки узла

$$P_i = \{0;24;48;72;96;120;144\}, кВт .$$

3. По схеме независимых испытаний найдем вероятность появления каждой возможной нагрузки:

$$p(P_i) = \prod_{i=1}^{к} C_{n_i}^{m_i} K_{B_i}^{m_i} K_{o_i}^{n_i - m_i} ;$$

$$p(0) = c_2^0 \kappa_{B1}^0 \kappa_{01}^2 c_2^0 \kappa_{B2}^0 \kappa_{02}^2 = 1 \cdot 0,2^0 \cdot 0,8^2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,6^2 = 0,2304;$$
$$p(24) = c_2^1 \kappa_{B1}^1 \kappa_{01}^1 c_2^0 \kappa_{B2}^0 \kappa_{02}^2 = 2 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,4^0 \cdot 0,6^2 = 0,1152;$$
$$p(48) = c_2^2 \kappa_{B1}^2 \kappa_{01}^0 c_2^0 \kappa_{B2}^0 \kappa_{02}^2 + c_2^0 \kappa_{B1}^0 \kappa_{01}^2 c_2^1 \kappa_{B2}^1 \kappa_{02}^1 =$$
$$1 \cdot 0,2^2 \cdot 0,8^0 \cdot 1 \cdot 0,4^0 \cdot 0,6^2 + 0,2^0 \cdot 0,8^2 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 0,6 = 0,3216;$$
$$p(72) = c_2^1 \kappa_{B1}^1 \kappa_{01}^1 c_2^1 \kappa_{B2}^1 \kappa_{02}^1 = 2 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 0,6 = 0,1536;$$
$$p(96) = c_2^0 \kappa_{B1}^0 \kappa_{01}^2 c_2^2 \kappa_{B2}^2 \kappa_{02}^0 + c_2^2 \kappa_{B1}^2 \kappa_{01}^0 c_2^1 \kappa_{B2}^1 \kappa_{02}^1 =$$
$$1 \cdot 0,2^0 \cdot 0,8^2 \cdot 1 \cdot 0,4^2 \cdot 0,6^0 + 1 \cdot 0,2^2 \cdot 0,8^0 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 0,6 = 0,1216;$$
$$p(120) = c_2^1 \kappa_{B1}^1 \kappa_{01}^1 c_2^2 \kappa_{B2}^2 \kappa_{02}^0 = 2 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,4^2 \cdot 0,6^0 = 0,0512;$$
$$p(144) = c_2^2 \kappa_{B1}^2 \kappa_{01}^0 c_2^2 \kappa_{B2}^2 \kappa_{02}^2 = 1 \cdot 0,2^2 \cdot 0,8^0 \cdot 1 \cdot 0,4^2 \cdot 0,6^0 = 0,0064.$$

4. Рассчитаем продолжительность протекания возможной нагрузки узла:

$$t(p_i) = p(P_i)T_H;$$
$$t(0) = 0,2304 \cdot 8 = 1,8432\,ч;$$
$$t(24) = 0,1152 \cdot 8 = 0,9216\,ч;$$
$$t(48) = 0,3216 \cdot 8 = 2,5728\,ч;$$
$$t(72) = 0,1536 \cdot 8 = 1,2288\,ч;$$
$$t(96) = 0,1216 \cdot 8 = 0,9728\,ч;$$
$$t(120) = 0,0512 \cdot 8 = 0,4096\,ч;$$
$$t(144) = 0,0064 \cdot 8 = 0,0512\,ч.$$

5. Строим упорядоченную диаграмму

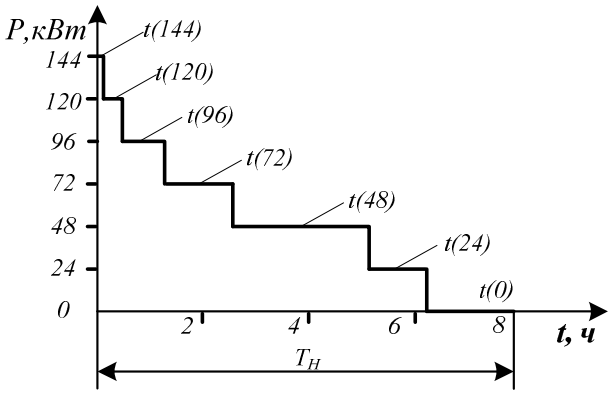


Рис. 36

6. Определяем среднюю и максимальную мощности.

$$P_{cp} = \frac{1}{T}\Sigma P_i t_i = \frac{1}{8}(144 \cdot 0,0512 + 120 \cdot 0,4096 + 96 \cdot 0,9728 +$$
$$+72 \cdot 1,2288 + 48 \cdot 2,5728 + 24 \cdot 0,9216 + 0 \cdot 1,8432) = 48\,кВт;$$

$$P_{\max} = \frac{144 \cdot 0,0512 + 120 \cdot 0,4096 + 96(0,5 + 0,0512 + 0,4096)}{0,5} = 120,576\,кВт.$$

Студентам выдаются индивидуальные задания для самостоятельного решения по теме практического занятия. Подводятся итоги практического занятия.

Практическое занятие 2
Расчет трехфазных электрических нагрузок.

Проводится сравнительный анализ методов расчета трехфазных электрических нагрузок с указанием их достоинств и недостатков. Подробно рассматривается метод коэффициента расчетной нагрузки.

Расчет нагрузок на всех ступенях до цеховых трансформаторов подстанций включительно проводится по расчетным коэффициентам с последующей проверкой всей рас-

четной нагрузки цеха. Расчетные коэффициенты являются справочной информацией и определены для большинства производств.

Этот метод по сравнению с другими обеспечивает наибольшую точность (до 10%) и является основным методом определения электрической нагрузки.

Алгоритм расчета трехфазных электрических нагрузок.

Исходными данными для расчета являются:

план цеха, количество и мощность электроприемников, коэффициенты использования и мощности, разбивка по группам однотипных электроприемников по технологическому признаку и коэффициенту использования, наличие технологического резерва, номинальное напряжение.

Последовательность (алгоритм) расчета:

1) В тех случаях, когда в характерную категорию входят электроприемники с продолжительностью включения < 100%, то осуществляется пересчет их установленной (номинальной) мощности на ПВ 100%.

$$P_{уст.ПВ} = P_{уст} \cdot \sqrt{ПВ} \qquad (1)$$

2) Определяем среднюю активную мощность для каждой характерной категории.

$$P_{ср} = \sum P_{ном} \cdot K_{и}; \qquad (2)$$

Где Рном - Номинальная (паспортная) мощность электроприемника

Ки - Коэффициент использования

3) Определяем среднюю реактивную мощность для каждой характерной категории.

$$Q_{ср} = P_{ср} \cdot tg\phi; \qquad (3)$$

4) Определяем эффективное число электроприемников по приближенной формуле

$$n_{э} = \frac{2\sum P_{н}}{P_{н.\max}}; \qquad (4)$$

Или точной формуле:

$$n_{э} = \frac{(P_{ном})^2}{\sum P_{ном.i}^{\ 2}}; \qquad (5)$$

Если Nэ больше фактического кол-ва эл. приемников, то Nэ равно фактическому кол-ву электроприемников.

5) Средневзвешенный коэффициент использования характерной категории.

$$K_{и.ср} = \frac{\sum P_{ср}}{\sum P_{ном}}; \qquad (6)$$

6) Коэффициент расчетной нагрузки Кр выбираем исходя из этапа расчета по таблицам 1 и 2.

В тех случаях, когда значение Ки находится между двумя значениями таблицы, то производим выбор, интерполируя Ки и Nэ.

Для высоковольтных ЭП и проводников с напряжением больше 1кВ и для шин 6-10кВ Кр = 1.

7) Расчетная активная нагрузка характерной категории.

$$P_{р} = K_{р} \cdot P_{ср}; \qquad (7)$$

Где Кр - определен в шаге 6 алгоритма.

8) Расчетная реактивная мощность характерной категории.

Для низковольтной сети

$$Q_{р} = K_{р} \cdot Q_{ср}; \qquad (8)$$

Для выбора магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{cp}; \qquad \text{при Nэ<=10} \qquad (9)$$

$$Q_p = Q_{cp}; \qquad \text{при Nэ>10} \qquad (10)$$

9) Полная расчетная мощность силовой нагрузки

$$S_p = \sqrt{P_p^{\,2} + Q_p^{\,2}}; \qquad (11)$$

Приводится пример расчета электрических нагрузок, на котором комментируются особенности рассматриваемого метода.

Пример

Расчет трехфазных электрических нагрузок цеховой сети.

Цель - нахождение расчетной мощности, потребляемой механическим цехом, методом коэффициента расчетной нагрузки по первому этапу.

Исходными данными для расчета являются: номинальная мощность и количество электроприемников, коэффициент использования и коэффициент мощности, определяемые по [10].

Расчет ведем согласно алгоритму, описанному в кратком конспекте лекций.

Таблица 1 – Исходные данные для расчёта нагрузок

Наименование электроприёмника	Количество ЭП, шт.	$P_{ном}$, кВт	$K_и$	cosφ/tgφ
Вертикально-фрезерный станок	13	17	0,17	0,65/1,17
Горизонтально-расточный станок	6	28		
Горизонтально-проточный станок	6	17		
Горизонтально-шлифовальный станок	2	34		
Горизонтально-фрезерный станок	13	42		
Токарно-револьверный станок	8	45		
Токарно-винторезный станок	5	30		
Радиально-сверлильный станок	8	24		
Безцентрошлифовальный станок	2	15		
Резьбонакатный автомат	2	40		
Токарный станок с ЧПУ	3	32		
Горизонтально-расточный станок	2	120		
Токарный станок с ЧПУ	4	48		
Горизонтально-шлифовальный станок	2	26		
Токарно-винторезный станок	3	34		
Вертикально-фрезерный станок	3	44		
Вентустановка	2	15	0,8	0,8/0,75
Вентустановка	3	18		
Вентустановка	2	32		
Нагревательная электропечь	3	35	0,8	0,98/0,20
Электротермическая печь	2	20		
Электромасляная ванна	2	36		
Электропечь	2	54		
Термическая электропечь	2	67		
Сварочные шовные (роликовые)	6	125	0,5	0,75/0,88
Точечные стационарные	3	110		
Сварочные точечные машины	3	100		
Сварочные стыковые машины	3	90		

Наименование электроприёмника	Количество ЭП, шт.	$P_{ном}$, кВт	$K_и$	cosφ/tgφ
Сварочные стационарные рельефные машины	4	110		

Распределяем электроприемники на характерные категории. В качестве примера покажем подробный расчет для одной характерной категории.

Для характерной категории N 1 имеем:

Средние активная и реактивная мощности:

$$P_{ср} = \sum P_{ном} \cdot K_и = 2731 \cdot 0.17 = 464{,}27 \text{ кВт}$$

$$Q_{ср} = P_{ср} \cdot tg\phi = 464{,}27 \cdot 1{,}17 = 543{,}20 \text{ квар}$$

Эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{2\sum P_н}{P_{н.\max}} = \frac{2\sum 2731}{120} = 46;$$

Средневзвешенный коэффициент использования для характерной категории.

$$K_{и.ср} = \frac{\sum P_{ср}}{\sum P_{ном}} = \frac{464{,}27}{2731} = 0{,}17;$$

Коэффициент расчетной нагрузки Kр=0,75

Расчетные нагрузки

$$P_р = K_р \cdot P_{ср} = 0{,}75 \cdot 464{,}27 = 348{,}20 \text{ кВт}$$

$$Q_р = K_р \cdot Q_{ср} = 0{,}75 \cdot 543{,}20 = 407{,}20 \text{ квар.}$$

Таблица 2 – Результаты расчета электрических нагрузок для выбора трансформаторов КТП

Исходные данные						Средняя мощность группы ЭП		$n_э$	$K_р$	Расчетная мощность	
По заданию				По справочным данным		$P_{ср}$, кВт	$Q_{ср}$, квар			$P_р$, кВт	$Q_р$, квар
Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Кол-во ЭП $n_ф$	Номинальная мощность, кВт одного ЭП	общая	$K_и$	cosφ/tgφ						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вертикально-фрезерный	13	17	221	0,17	0,65/1,17	37,57	43,96				
Горизонтально-расточный	6	28	168			28,56	33,42				
Горизонтально-проточный	6	17	102			17,34	20,29				
Горизонтально-шлифовальный	2	34	68			11,56	13,53				
Горизонтально-фрезерный	13	42	546			92,82	108,6				
Токарно-револьверный	8	45	360			61,2	71,6				
Токарно-винторезный	5	30	150			25,5	29,83				
Радиально-сверлильный	8	24	192			32,64	38,19				
Безцентрошлифовальный	2	15	30			5,1	5,97				
Резьбонакатный автомат	2	40	80			13,6	15,91				
Токарный с ЧПУ	3	32	96			16,32	19,09				
Горизонтально-расточный	2	120	240			40,8	47,74				
Токарный с ЧПУ	4	48	192			32,64	38,19				
Горизонтально-шлифовальный	2	26	52			8,84	10,34				
Токарно-винторезный	3	34	102			17,34	20,29				
Вертикально-фрезерный	3	44	132			22,44	26,25				
Итого	**82**	**15–120**	**2731**	**0,17**	**1,17**	**464,27**	**543,20**	**46**	**0,75**	**348,2**	**407,2**

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вентустановка	2	15	30	0,8	0,8/0,75	24	18				
Вентустановка	3	18	54			43,2	32,4				
Вентустановка	2	32	64			51,2	38,4				
Итого	**7**	**15–32**	**148**	**0,8**	**0,75**	**118,4**	**88,8**	**7**	**0,91**	**107,7**	**80,8**
Нагревательная электропечь	3	35	105	0,8	0,98/0,203	84	17,05				
Электротермическая печь	2	20	40			32	6,50				
Электромасляная ванна	2	36	72			57,6	11,69				
Электропечь	2	54	108			86,4	17,54				
Термическая электропечь	2	67	134			107,2	21,76				
Итого	**11**	**20–67**	**459**	**0,8**	**0,203**	**367,2**	**74,54**	**11**	**0,9**	**330,5**	**67,1**
Сварочные шовные (роликовые)	6	125	750	0,5	0,75/0,882	375	330,75				
Точечные стационарные	3	110	330			165	145,53				
Сварочные точечные машины	3	100	300			150	132,3				
Сварочные стыковые	3	90	270			135	119,07				
Сварочные стацион. Рельефные	4	110	440			220	194,04				
Итого	**19**	**90–125**	**2090**	**0,5**	**0,882**	**1045**	**921,69**	**19**	**0,85**	**888,3**	**783,4**
Общий итог										**1674,7**	**1338,7**

Подводятся итоги практического занятия.

Практическое занятие 3
Расчет однофазных электрических нагрузок.
Расчет нагрузок контактной электросварки

На промышленном предприятии наряду с трехфазными приемниками электроэнергии имеют место стационарные и передвижные приемники однофазного тока, подключаемые на фазное или линейное напряжение. При проектировании стремятся распределить мощности однофазных приемников по фазам трехфазной сети равномерно. Однако это не всегда удается. В тех случаях, когда не удается равномерно распределить нагрузки по фазам или парам фаз, необходимо найти наиболее загруженную фазу, при этом наиболее загруженной считают фазу, имеющую наибольшую среднюю нагрузку от однофазных электроприемников. Среднюю нагрузку каждой фазы при смешанном включении однофазных приемников определяют суммированием однофазных нагрузок данной фазы (фаза-нуль) и однофазных нагрузок, включенных на линейное напряжение, приведенных к этой фазе и фазному напряжению с помощью коэффициентов приведения.

Алгоритм расчета однофазных электрических нагрузок.

Для расчета однофазных электрических нагрузок исходными данными являются номинальная мощность установки, количество установок, коэффициенты использования и мощности, продолжительность включения, данные о том на линейное или фазное напряжение включена установка, разбивка по фазам или парам фаз.

Последовательность (алгоритм) расчета:

1) Находим номинальные нагрузки для всех электроприемников, приведенные к ПВ=100%:

Для фазной нагрузки по каждому ЭП

$$P_{ном.ф} = n \cdot S_{ном} \cdot \sqrt{ПВ} \qquad (12)$$

Для линейной нагрузки по каждому ЭП

$$P_{ном.л} = S \cdot \sqrt{ПВ} \cdot cos\varphi \qquad (13)$$

2) Общая мощность всех ЭП приведенная к ПВ 100%

$$P_{ном}\sum = \sum n \cdot P_{ном.ф} + \sum n \cdot P_{ном.л} \qquad (14)$$

3) Подсчитываем общую нагрузку на фазу и пару фаз

$$P_a\sum = \sum P_{н.а} \cdot n \qquad (15)$$

$$P_{ab}\sum = \sum P_{п.ab} \cdot n \qquad (16)$$

4) Приводим линейную нагрузку к фазной по формулам приведения:

$$Pa = \sum Pab \cdot p(ab)a + \sum Pca \cdot p(ca)a + \sum Pao \qquad (17)$$

$$Pa = \sum Pab \cdot p(ab)a + \sum Pca \cdot p(ca)a + \sum Pao \qquad (18)$$

$$Pb = \sum Pab \cdot p(ab)b + \sum Pbc \cdot p(bc)b + \sum Pbo \qquad (19)$$

$$Pc = \sum Pca \cdot p(ca)a + \sum Pbc \cdot p(bc)c + \sum Pco \qquad (20)$$

$$Qa = \sum Pab \cdot q(ab)a + \sum Pca \cdot q(ca)a + \sum Qao \qquad (21)$$

$$Qb = \sum Pab \cdot q(ab)b + \sum Pbc \cdot q(bc)b + \sum Qbo \qquad (22)$$

$$Qb = \sum Pab \cdot q(ab)b + \sum Pbc \cdot q(bc)b + \sum Qbo \qquad (23)$$

$$Qc = \sum Pca \cdot q(ca)a + \sum Pbc \cdot q(bc)c + \sum Qco \qquad (24)$$

$$Pср.a = \sum Ku \cdot Pab \cdot p(ab)a + \sum Ku \cdot Pca \cdot p(ca)a + \sum Ku \cdot Pao \qquad (25)$$

$$Pcp.b = \sum Ku \cdot Pab \cdot p(ab)b + \sum Ku \cdot Pbc \cdot p(bc)b + \sum Ku \cdot Pbo \quad (26)$$

$$Pcp.c = \sum Ku \cdot Pca \cdot p(ca)a + \sum Ku \cdot Pbc \cdot p(bc)c + \sum Ku \cdot Pco \quad (27)$$

$$Qcp.a = \sum Ku \cdot Pab \cdot q(ab)a + \sum Ku \cdot Pca \cdot q(ca)a + \sum Ku \cdot Pao \quad (28)$$

$$Qcp.b = \sum Ku \cdot Pab \cdot q(ab)b + \sum Ku \cdot Pbc \cdot q(bc)b + \sum Ku \cdot Pbo \quad (29)$$

$$Qcp.c = \sum Ku \cdot Pca \cdot q(ca)a + \sum Ku \cdot Pbc \cdot q(bc)c + \sum Ku \cdot Pco \quad (30)$$

Где p(ab)a, q(ab)a, и.т.д. являются коэффициентами приведения, которые берем из таблицы 2.21 в зависимости от cos φ [10]

В тех случаях, когда cos φ лежит между значениями указанными в таблице, находим его интерполяцией.

5) Находим полную среднюю мощность

$$S_{cp.max} = \sqrt{P_{cp.i}^{\ 2} + Q_{cp.i}^{\ 2}} \quad (31)$$

Где i – фаза (a,b или c).

По полной мощности находим наиболее загруженную фазу

6) Находим средневзвешенный коэффициент использования

$$Ku.a = Pcp.a/Pa.nom\sum \ = Pcp.a/(Pab + Pca)/2 + Pao \quad (32)$$

$$Ku.b = Pcp.b/Pb.nom\sum \ = Pcp.b/(Pba + Pbc)/2 + Pbo \quad (33)$$

$$Ku.c = Pcp.c/Pc.nom\sum \ = Pcp.c/(Pca + Pbc)/2 + Pco \quad (34)$$

7) Находим эффективное число электроприемников

$$N_э = \frac{2 \cdot P_{ном}\sum}{3 \cdot P_{ном.мах}} \quad (35)$$

Где Рном∑ = Сумма номинальных мощностей (итого по исходной таблице Рном • N)

Рном.max – Номинальная мощность наибольшего ЭП (из исходной таблицы)

8) Коэффициент расчетной нагрузки Kp выбираем исходя из этапа расчета по таблицам 1 и 2 /8/

9) Находим минимальную и максимальную номинальную мощности для определения неравномерности загрузки.

10) Определяем неравномерность нагрузки

$$H = \frac{P_{ном.мах} - P_{ном.мин}}{P_{номюмин}} \cdot 100 \quad (36)$$

11) Исходя из неравномерности загрузки, определяем Qp и Pp.

Если неравномерность нагрузки H<=15%

$$Pp = Kp \cdot (Pcp.a + Pcp.b + Pcp.c) \quad (37)$$

Если Nэ≤10

$$Qp = Kp \cdot Qcp.max \quad (38)$$

Где Qcp.max – Qcp наиболее загруженной фазы

Если Nэ>10

$$Qp = 1{,}1 \cdot Kp \cdot Qcp.max \quad (39)$$

Если неравномерность нагрузки H>15%

$$Pp = 3 \cdot Kp \cdot Pcp.max \quad (40)$$

Где Pcp.max – Средняя мощность наиболее загруженной фазы

Если Nэ≤10

$$Qp = Kp \cdot Qcp.\max \quad (41)$$

Где Qср.max – Qср наиболее загруженной фазы

Если Nэ>10

$$Pp = 3 \cdot Kp \cdot Pcp.max \quad (42)$$

12) Полная мощность

$$Sp = \sqrt{Pp^2 + Qp^2} \quad (43)$$

Алгоритм комментируется следующим примером.

Пример

По условиям задачи заданы следующие данные:

Электроприемники включенные на фазное напряжение:

1) Нагревательные печи N=2, Рном=20 кВт, Ки=0.50, cos φ =0.1, ПВ= 1.

Электроприемники включенные на линейное напряжение:

1) Сварочные аппараты N=2, Sном=75 кВА, Ки=0.25, cos φ =0.50, ПВ= 0.40.
2) Сварочные аппараты N=2, Sном=100 кВА, Ки=0.40, cosφ =0.40, ПВ= 0.40.
3) Сварочные машины N=3, Sном=500 кВА, Ки=0.35, cosφ =0.40, ПВ= 0.015.

Расчеты ведем в соответствии с алгоритмом, приведенным выше.

Решение:

1) Определим номинальную мощность, приведенную к ПВ 100%

Для электроприемников, включенных на фазное напряжение,

Рном1∑=2·20=40 кВт

Для электроприемников, включенных на линейное напряжение

Рном=Sпасп· (√ПВ) ·cos φ

Рном2∑=500· (√0.015) ·0.4=24.49 кВт

Рном3∑=75· (√0.4) ·0.5=23.71 кВт

Рном4∑=100· (√0.4) ·0.4=25.29 кВт

Рном∑=2·20+3·24.49+2·23.71+2·25.29=211.5 кВт

2) Распределяем нагрузку по фазам или парам фаз

По фазам

B Pbo=1·20=20 кВт

C Pc0=1·20•20 кВт

По парам фаз

AB Pab=1·24.5+1·23.7+1·25.3=73.5 кВт

BC Pbc=1·24.5+1·23.7=48.2 кВт

CA Pca=1·24.5+1·25.3=49.8 кВт

3) Приводим линейную нагрузку к фазной по формулам приведения

Pa= 24,49•1,17 + 24,49•-0,17 + 23,7•1 + 25,29•1,17 + 25,29•-0,17
= 73.52 кВт

Pb= 20 + 24,49•-0,17 + 24,49•1,17 + 23,71•0 + 23,71•1 + 25,29•-0,17
= 63,91 кВт

Pc= 20 + 24,49•-0,17 + 24,49•-0,17 + 23,71•0 + 25,29•-0,17
= 7,37 кВт

Qa= 24,49•0,86 + 24,49•1,44 + 23,71•0,58 + 25,29•0,86 + 25,29•1,44
= 128.29 квар

Qb=20 + 24,49•1,44 + 24,49•0,86 + 23,71•1,16 + 23,71•0,58 + 25,29•1,44
= 154,03 квар

Qc=20 + 24,49•1,44 + 24,49•1,44 + 23,71•1,16 + 25,29•1,44

= 154,48 квар

Pcpa= 0,35•1• 24,49 • 1,17 + 0,35•1•24,49•-0,17 + 0,25•1• 23,71•1 + 0,4•1• 25,29•1,17 + 0,4•1•25,29•-0,17=24.6 кВт

Pcpb= 0,5•1•20 + 0,35•1•24,49•-0,17 + 0,35•1•24,49•1,17 + 0,25•1• 23,71•0 + 0,25•1•23,71•1 + 0,4•1• 25,29•-0,17=22,78 кВт

Pcpc=0,5•1•20 + 0,35•124,49•-0,17 + 0,35•124,49•-0,17+ 0,25• 23,71•0 + 0,4•125,29•-0,17=5.36 кВт

Qcpa=0,35•1•24,49•0,86 + 0,35•1•24,49•1,44 + 0,25•1•23,71•0,58 + 0,4•1• 25,29•0,86 + 0,4•1•25,29•1,44=46.43 квар

Qcpb= 0,5•1•20 + 0,35•1•24,49•1,44 + 0,35•1•24,49•0,86 + 0,25•1• 23,71•1,16 + 0,25•1•23,71•0,58 + 0,4•1•25,29•1,44=54.6 квар

Qcpc= 0,5•1•20 + 0,35•1•24,49•1,44 + 0,35•1•24,49•1,44 + 0,25•1• 23,71•1,16 + 0,4•1•25,29•1,44=56.2 квар

4) Находим наиболее загруженную фазу по полной мощности:

ScpA = 52,55 кВА

ScpB = 59,16 кВА это фаза В

ScpC = 56,39 кВА

5) Определяем Ки, cos φ наиболее загруженной фазы

Ки.b=22,78/((73,51+48,21)/2+20)=0.28

Nэ=2•(20+73,51+48,21+49,79)/3•(25,29)=6

6) Определяем неравномерность нагрузки

H=(Pном.max-Pном.min)/ Pном.min·100

H=(25.3-20)/20•100=26%

7) Коэффициент расчетной нагрузки Kp выбираем исходя из этапа расчета по таблицам 1 и 2[8].

Kp=0,95

При неравномерности нагрузки >15% расчетные мощности равны:

Pp=3Kp·Pcp.b=65,1 кВт

Qp=3Kp·•Pcp.b=52 квар

Sp = 83,3 кВА

Методика расчета сварочных электрических нагрузок.

Технические и конструктивные особенности сварочных электроприемников не позволяют использовать тот же подход что и для обычных электроприемников.

Сварочные электроприемники делятся на однофазные, двухфазные и трехфазные. Однофазными считаются машины, включенные на линейное напряжение. Двухфазными считаются машины, имеющие два плеча, подключенные к трем фазам по схеме открытого треугольника. Трехфазными считаются машины, имеющие три плеча и подключенные к трем фазам сети и включаемые одновременно. Двухфазные и трехфазные машины при разновременном включении плеч рассматриваются как группы однофазных машин.

Методика расчета сварочных нагрузок предназначена для различных видов машин контактной сварки: точечных, многоточечных, рельефных, шовных и стыковых и может быть распространена на любые электрические нагрузки, характеризуемые большой частотой и малой продолжительностью включения.

Методика основана на использовании в расчетах продолжительности включения установки, коэффициента загрузки, а так же использовании математического аппарата из раздела теории вероятностей.

Алгоритм расчета сварочных электрических нагрузок.

Исходными данными для расчета являются: являются номинальная мощность установки, количество установок, коэффициент использования, продолжительность включения, разбивка по парам фаз. Алгоритм разработан в соответствии с методиками, изложенными в следующих источниках: [9].

Последовательность (алгоритм) расчета:

1) Определяем среднюю мощность каждой машины

$$S_{ср} = K_з \cdot ПВ \cdot S_{ном} \tag{44}$$

Где Scp - Коэффициент загрузки

ПВ - Продолжительность включения

Sном - Номинальная мощность электроприемника

2) Определяем среднюю мощность каждой пары фаз

$$S_{ср.ab} = \sum_{1}^{i} S_{ном.i} * N_i \tag{45}$$

Где Sном.i - Номинальная мощность электроприемника

Ni - Количество

3) Определяем неравномерность загрузки

$$H = \frac{S_{max} - S_{min}}{S_{min}} \cdot 100 \tag{46}$$

где Smax - Максимальная мощность пары фаз

Smin - Минимальная мощность пары фаз

4) Определяем эквивалентную среднюю нагрузку наиболее загруженной фазы или пары фаз

При H<=15%

$$S_{ср} = 3 \cdot S_{ср.max} \tag{47}$$

При H>15%

Для каждой из фаз:

$$S_{ср} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ср.ab}{}^2 + S_{ср.bc}{}^2 + S_{ср.ab} \cdot S_{ср.bc}} \tag{48}$$

$$S_{ср} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ср.bc}{}^2 + S_{ср.ca}{}^2 + S_{ср.bc} \cdot S_{ср.ca}} \tag{49}$$

$$S_{ср} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ср.ca}{}^2 + S_{ср.ab}{}^2 + S_{ср.ca} \cdot S_{ср.bc}} \tag{50}$$

5) Определяем среднеквадратичную нагрузку каждой машины

$$S_{ср} = K_з \cdot \sqrt{ПВ} \cdot S_{ном} \tag{51}$$

6) Определяем среднеквадратичную мощность каждой пары фаз

$$S_{ck} = \sqrt{(\sum_{1}^{n} S_{ср.i})^2 + \sum_{1}^{n} (S_{ck.i}{}^2 - S_{ср.i}{}^2)} \tag{52}$$

7) Определяем эквивалентную среднеквадратичную мощность наиболее загруженной фазы.

При H<15%

$$S_{р.э} = 3 \cdot S_{ск.max} \tag{53}$$

При H>15%

Для каждой из фаз:

$$S_{р.э} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ck.ab}{}^2 + S_{ck.bc}{}^2 + S_{ck.ab} \cdot S_{ck.bc}} \tag{54}$$

$$S_{р.э} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ck.bc}{}^2 + S_{ck.ca}{}^2 + S_{ck.bc} \cdot S_{ck.ca}} \quad (55)$$

$$S_{р.э} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{S_{ck.ca}{}^2 + S_{ck.ab}{}^2 + S_{ck.ca} \cdot S_{ck.ab}} \quad (56)$$

Методика расчета комментируется следующим примером.

Пример

По условиям задачи заданы следующие данные:

1) Точечная сварка N=4, Sном=100 кВА, ПВ=0.05, Кз= 1.
2) Точечная сварка N=5, Sном=150 кВА, ПВ=0.02, Кз= 1.
3) Точечная сварка N=8, Sном=75 кВА, ПВ=0.05, Кз= 1.
4) Точечная сварка N=3, Sном=40 кВА, ПВ=0.03, Кз= 1.

Расчеты ведем в соответствии с алгоритмом, приведенным выше.

Результаты расчета:

1) Распределив машины по возможности равномерно по парам фаз, получили следующие мощности:

$P_{.AB} = 140$; $P_{.BC} = 180$; $P_{.CA} = 180$

2) Определяем среднюю мощность каждой машины:

$S_{ср} = K_з * ПВ * S_{ном}$

Sср1=1•0.02•100=3 кВА
Sср2=1•0.05•100=5 кВА
Sср3=1•0.05•100=3,75 кВА
Sср4=1•0.03•100=1,2 кВА

3) Определяем среднюю мощность по парам фаз:

Sср.АВ=2•3+1•5+2•1.2+2•3.75=20,9 кВА
Sср.ВС=2•3+1•5+3•3.75=22,25 кВА
$Sср._{СА}$=1•3+2•5+1•1.2+3•3.75=25,45 кВА (наиболее загруженная пара фаз)

4) Определяем неравномерность загрузки

Н = (630-615)/615•100=2,4% <15%

5) Определяем среднюю мощность, приведенную к трехфазному эквиваленту:

Sср=3•25.45=76,35 кВА

6) Находим среднеквадратичную мощность каждой машины:

Ssk.1=1•√0.02•150=21,21 кВА
Ssk.2=1•√0.05•100=22,36 кВА
Ssk.3=1•√0.05•75=16,77 кВА
Ssk.4=1•√0.03•40=6,92 кВА

7) Определяем среднеквадратичную мощность наиболее загруженной пары фаз:

$Ssk=\sqrt{(25.45^2+(21.75^2-3^2)+2\cdot(22.5^2-5^2)+(7^2-1.2^2)+3(16.87^2-3.75^2))}=54,3$

8) Определяем расчетную нагрузку при неравномерности < 15%:

Sрэ=3•54.3=162,9 кВА

Методика расчета осветительной нагрузки.

Электрическое освещение создает значительную нагрузку на промышленных предприятиях. Питание электроосвещения в большинстве случаев осуществляется от общих ТП, но линии осветительной сети строят отдельно от силовых линий. Радиальные линии освещения подключают к щиту ТП, а в схемах блок трансформатор - магистраль - в самом начале магистрали силовой сети. От линий получают питание групповые щиты электроосвещения, от которых групповые линии питают по магистральной схеме светильники, причем так, чтобы при отключении одной групповой пинии работа цеха не прерывалась

из-за отсутствия освещения. Для этого в цехах с двумя и больше трансформаторами создается перекрестное питание групповых линий.

Существует несколько методик расчета осветительной нагрузки.

Первая методика расчета позволяет получить суммарную мощность осветительных установок цеха по удельной плотности осветительной нагрузки зависящей от типа производства и технических процессов в цехе. Удельная плотность нагрузки является справочной величиной. Эта методика применяется для выбора цеховых КТП.

Вторая методика основана на точечном расчете суммарной мощности цеховых осветительных установок, применяемом для расчета освещения как угодно расположенных поверхностей и при любом расположении источников света. Этот метод применяется при непосредственном проектировании осветительных установок в тех случаях, когда известно расположение источников света на плане цеха.

Алгоритм расчета осветительной нагрузки.

Расчет осветительной нагрузки по первому этапу (выбор КТП и магистрального шинопровода) осуществляется следующим образом:

1) Находим номинальную активную мощность нагрузки исходя их удельной плотности нагрузки и площади цеха.

$$P_{ном} = \alpha \cdot F \qquad (57)$$

где α - удельная плотность нагрузки, Вт/м

F - площадь цеха, м^2.

2) Находим среднюю активную и реактивную мощности исходя из коэффициентов использования и мощности.

$$P_{ср} = P_р = K_и \cdot P_{ном} \qquad (58)$$

$$Q_{ср} = Q_р = P_{ср} \cdot tg\phi \qquad (59)$$

Расчет осветительной нагрузки по второму этапу осуществляется следующим образом:

1) Определяется число и мощность светильников в цехе, а так же их справочные данные.

2) Находится установленная мощность ламп.

$$P_{уст} = N \cdot P_{ном.л} \qquad (60)$$

где N - количество ламп.

$P_{ном.л}$ - номинальная мощность одной лампы.

3) рассчитываются осветительные нагрузки цеха

$$P_{ро} = P_{уст} \cdot K_и \cdot K_{пра} \qquad (61)$$

$$Q_{ро} = P_{ср} \cdot tg\phi \qquad (62)$$

где $P_{уст}$ - установленная мощность ламп;

$K_и$ - коэффициент использования;

$K_{пра}$ - коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре.

Пример

Расчет освещения по первому этапу:

По справочным данным удельная плотность нагрузки равна 9,85 Вт/м

Площадь цеха равна 3837 м^2.

$P_р$=10,29·3837=39,5 кВт;

$Q_{ро}=P_р \cdot tg\varphi_о$=39,5·0,33=13,0 квар.

Расчет освещения по второму этапу:

Для освещения цеха приняты лампы ДРЛ мощностью 700 Вт.

Расчетная нагрузка $P_{ро}$ питающей осветительной сети определяется по формуле:

$$P_{ро}=P_{уст}\cdot К_с\cdot К_{ПРА}, \quad (63)$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность ламп;

$К_с$ – коэффициент спроса;

$К_{ПРА}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре.

$К_с$=0,95; $К_{ПРА}$=1,1 для ламп ДРЛ согласно [10].

Для определения установленной мощности ламп необходимо найти их количество, которое зависит от размещения светильников.

Размещение светильников в плане и в разрезе помещения определяется следующими размерами:

H – высотой помещения;

$h_с$ – расстоянием светильника от перекрытия;

$h_п=H–h_с$ – высотой светильника над полом;

$h_р$ – высотой расчетной поверхности над полом;

$h=h_п–h_р$ – расчетной высотой;

L – расстоянием между соседними светильниками или рядами ламп;

l – расстоянием от крайних светильников до стены.

Основное требование при выборе расположения светильников заключается в доступности их при обслуживании. Кроме того, размещение светильников определяется условием экономичности. Важное значение имеет отношение расстояния между светильниками или рядами светильников к расчетной высоте $\lambda=L/h$, уменьшение его приводит к удорожанию осветительной установки и усложнению ее обслуживания, а чрезмерное увеличение приводит к резкой неравномерности освещения и к возрастанию расходов энергии.

Принято, что высота помещения составляет 10 м, расстояние светильника от перекрытия – 1 м, а высота рабочих поверхностей над полом – 1 м. Лампы устанавливаются в светильниках РСПО5/ГО3. Для принятого светильника, имеющего глубокую кривую силы свечения, по [10] определено значение $\lambda=1$.

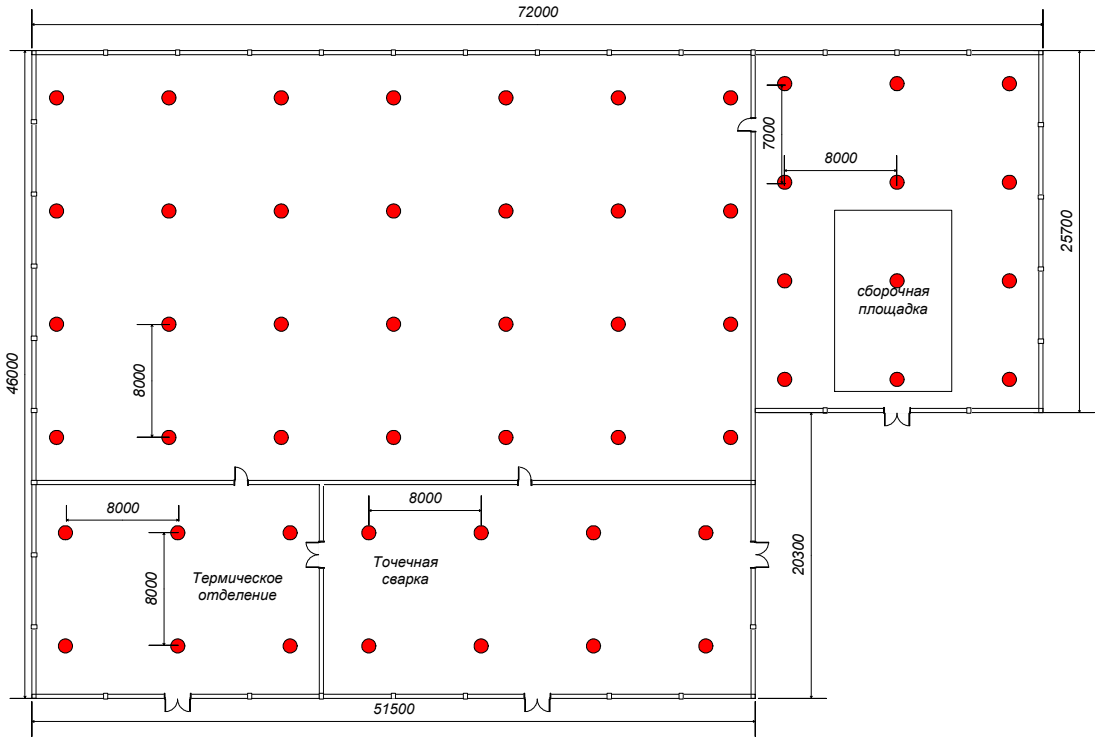
Находим h:

$$h=H–h_р–h_с, \quad (64)$$

h=10–1–1=8 м.

Тогда $L=\lambda\cdot h=1\cdot 8=8$ м.

В соответствии с L=8 м выполнено размещение светильников в цехе, которое показано на рисунке 1.



План размещения светильников в цехе

Общее число светильников:

$N=7\cdot4+3\cdot2+4\cdot2+3\cdot4=54$.

Установленная мощность ламп:

$P_{уст}=N\cdot P_{ном\ л}$,

$P_{уст}=54\cdot0{,}7=37{,}8$ кВт.

По формулам (12) и (2) рассчитываются осветительные нагрузки цеха:

$P_{ро}=37{,}8\cdot0{,}95\cdot1{,}1=39{,}5$ кВт;

$Q_{ро}=P_{ро}\cdot tg\varphi_о=39{,}5\cdot0{,}33=13{,}0$ квар.

Практическое занятие 4
Выбор низковольтных компенсирующих устройств

Компенсация реактивной мощности (КРМ) является неотъемлемой частью задачи электроснабжения промышленного предприятия. Компенсация реактивной мощности одновременно с улучшением качества электроэнергии в сетях промышленных предприятий является одним из основных способов сокращения потерь электроэнергии.

К сетям напряжением до 1 кВ промышленных предприятий подключают большую часть электроприемников, потребляющих реактивную мощность. Коэффициент мощности нагрузки обычно 0,7 — 0,8, при этом сети 380 — 660 В электрически удалены от источников питания — энергосистемы и местных ТЭЦ. Поэтому передача реактивной мощности в сеть напряжением до 1 кВ приводит к повышенным затратам на увеличение сечений проводов и кабелей, на повышение мощности трансформаторов, на потери активной и реактивной мощности. Эти затраты можно уменьшить и даже устранить, если обеспечить компенсацию реактивной мощности непосредственно в сети напряжением до 1 кВ.

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют расчетами по минимуму среднегодовых эквивалентных расходов.

Исходя из расчетной нагрузки цеха, выбирается число и мощность цеховых трансформаторов.

Существует два расчетных случая при выборе трансформаторов:

1) Число трансформаторов ≤ 3 - определяется расчетная мощность трансформатора, по которой находится номинальная мощность трансформатора. Номинальная мощность должна быть больше расчетной мощности трансформатора.

2) Число трансформаторов > 3 - последовательно определяется минимальное число трансформаторов одной мощности, номинальная мощность трансформатора, выбранная исходя из удельной плотности нагрузки, экономически целесообразное число трансформаторов.

Алгоритм выбора низковольтных компенсирующих устройств совместно с выбором силовых трансформаторов

Для числа трансформаторов≤3

1) Номинальная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{ном.т} \geq \frac{P_p}{(K_з \cdot N_т)},$$

где Кз - рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора;

Рр – Расчетная активная мощность нагрузки

Nm – Количество трансформаторов

2) Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформатор в сеть, определяют по формуле:

$$Q_{\max} = \sqrt{(N_т \cdot K_з \cdot S_{ном.т})^2 - P_P^2}$$

3) Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит:

$$Q_{НК1} = Q_P - Q_{\max}$$

где Q_p - расчетная реактивная мощность.

4) Дополнительная мощность для данной группы трансформаторов определяется:

$$Q_{НК2} = Q_P - Q_{НК1} - \gamma \cdot N_{опт} \cdot S_{ном.т}$$

Где γ - расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{p1} и K_{p2} и схемы питания ТП.

Значения коэффициентов определяются по [9].

5) Суммарная мощность конденсаторных батарей:

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2}$$

6) На основании справочных данных выбирается количество и мощности компенсирующих устройств.

7) Находим фактическую реактивную мощность. передаваемую из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ:

$$Q_{неск} = Q_p + Q_{ККУ}$$

Для числа трансформаторов >3

1) Удельная плотность нагрузки:

$$G = \frac{S_p}{F},$$

где Sp – Расчетная мощность.

F - Площадь цеха.

Исходя из удельной плотности нагрузки, выбираем мощность силовых трансформаторов.

При G<0,2 кВА/м^2. S=250-1000 кВА;

При 0,2≥G≤0,3 кВА/ м^2. S=1600 кВА;

При G≥0,3 кВА/ м^2. S=2500 кВА;

2) Минимальное число трансформаторов:

$$N_{т.мин} = \frac{P_p}{K_з \cdot S_{т.ном.ктп}} + \Delta N$$

3) Экономически целесообразное число трансформаторов:

$$\Delta N = N_{т.мин} + m$$

Где m – поправочный коэффициент, определяемый по [9]

4) Следующий шаг аналогичен второму шагу предыдущего алгоритма.

Приведенный алгоритм комментируется следующим примером.

Пример

Задана расчетная мощность цеха: активная – 1714,2 кВт, реактивная – 1352 квар. Выбрать силовые трансформаторы и низковольтные компенсирующие устройства.

В соответствии с категорийностью электроприемников принято, что на КТП устанавливается 2 трансформатора.

Расчётная мощность трансформатора:

$S_{расч.тр}=\frac{1714,2}{0,7 \cdot 2}$=1224 кВА, принимаются трансформаторы 2хТМ–1600/10.

Определение реактивной мощности, которую целесообразно передать через силовые трансформаторы из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ:

$Q_т=\sqrt{(2 \cdot 1600 \cdot 0,7)^2 - 1714,2^2}$ =1442 квар.

Находим суммарную мощность низковольтных компенсирующих установок (НКУ) по первому этапу:

$Q_{НКУ1}$=1352–1442= –90 квар.

Т.к. $Q_{НКУ1}$<0, то установка НБК не требуется, следовательно, принимается $Q_{НКУ1}$=0.

Суммарная мощность НКУ по второму этапу определяется по минимуму потерь электроэнергии в распределительной сети, т.е. исходя из экономии электроэнергии:

$Q_{НКУ2}=Q_{p\Sigma} - Q_{НКУ1} - \gamma \cdot N_т \cdot S_{т.ном}$.

Расчётный коэффициент γ зависит от схемы питания цеховых подстанций и расчётных параметров $К_{р1}$ и $К_{р2}$:

$К_{р1}$=9, $К_{р2}$=23 (при длине питающей линии 2 км).

По [9] найдено, что γ=0,18, тогда:

$Q_{НКУ2}$=1352–0–0,18·2·1600=776 квар.

Суммарная требуемая мощность КУ: $Q_{НКУ}$=0+776=776 квар.

Определяем тип и мощность батарей конденсаторов: устанавливаем по одной низковольтной комплектной конденсаторной установке УКЛН–0,38–450–150 У3 и УКЛН–0,38–300–150 У3.

Фактическая реактивная мощность, передаваемая из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ:

$Q_{неск}=Q_р–Q_{ККУ}$=1352–450–300=602 квар.

Также рассматривается пример по второму расчетному случаю, когда число трансформаторов в цехе явно больше 3.

Студентам раздаются индивидуальные задания для самостоятельного решения под контролем преподавателя.

Подводятся итоги практического занятия.

Практическое занятие 5
Определение экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями

Приводится методика определения экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями (СД). Отмечается, что работа синхронных двигателей в режиме опережающего тока, т.е. генерации реактивной мощности, приводит к снижению потерь электроэнергии в сети напряжением 6-10 кВ. Целесообразно рассматривать совместную работу СД и компенсирующих устройств (КУ).

Методика определения экономически целесообразной реактивной мощности, которую выгодно брать от СД, комментируется следующим примером.

Пример

Определить реактивную мощность СД, которую целесообразно использовать для компенсации реактивной мощности. СД установлены на компрессорной станции, которая работает в три смены и расположена на Дальнем Востоке. К шинам РП, питающей компрессорную, подключены две группы двигателей. Технические данные СД приведены в таблице

Наименование параметра	Первая группа СД	Вторая группа СД
Номинальная активная мощность, МВт	5	1
Номинальная реактивная мощность, квар	2,5	0,5
Число оборотов в минуту, ***n***	3000	750
Cos φ	0,9	0,9
Коэффициент загрузки, $К_з$	0,8	0,7
Число работающих СД	5	3

Определяем суммарную реактивную мощность всех СД, которую они могут генерировать минимально по условиям технологического процесса:

$$Q_{СД\,min} = \sum_{1}^{n} K_{зi} Q_{СД\,номi} = 5 \cdot 0,8 \cdot 2,5 + 3 \cdot 0,7 \cdot 0,5 = 11,05\ Мвар$$

Определяем, есть ли синхронные двигатели, у которых целесообразно полностью использовать располагаемую реактивную мощность по [9]. Это двигатели первой группы.

Находим экономически целесообразную реактивную мощность, генерируемую двигателями первой группы.

Для одного двигателя:

$$Q_{СД\,эI} = \alpha\sqrt{P^2_{СД\,ном} + Q^2_{СД\,ном}},$$

где α=0,5 по номограмме [9], тогда

$$Q_{СД\,эI} = 0,5\sqrt{5^2 + 2,5^2} = 2,795\ Мвар.$$

Для первой группы СД:

$$Q_{СД\,эI} = 5 \cdot 2,795 = 13,975\ Мвар$$

Определяем экономически целесообразную реактивную мощность, генерируемую двигателями второй группы. В соответствии с [9] эти двигатели нужно использовать только по минимально генерируемой реактивной мощности, определяемой по технологическому процессу.

Для них:

$$Q_{СД\,эII} = N_{II} \cdot K_з \cdot Q_{СДном} = 3 \cdot 0,7 \cdot 0,5 = 1,05\ Мвар.$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, генерируемую всеми СД на компрессорной.

$$Q_{СД\,э\sum} = Q_{СДэI} + Q_{СДэII} = 13,975 + 1,05 = 15,025\ Мвар$$

Студентам раздаются индивидуальные задания для самостоятельного решения под контролем преподавателя.

Подводятся итоги практического занятия.

Практическое занятие 6
Баланс реактивной мощности.
Выбор высоковольтных компенсирующих устройств

Для выбора высоковольтных компенсирующих устройств проводятся балансовые расчеты реактивной мощности на предприятиях по следующему алгоритму.

Определяется суммарная реактивная мощность низковольтных компенсирующих устройств (НКУ).

Определяется экономически целесообразная реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями, подключенными к каждой РП и к ГПП (ПГВ).

Рассчитывается нескомпенсированная реактивная мощность на шинах каждой РП.

Определяется суммарная реактивная мощность на шинах ГПП (ПГВ).

Определяется суммарная мощность высоковольтных компенсирующих устройств.

Данный алгоритм комментируется примером.

Пример

Машиностроительный завод расположен на Дальнем Востоке, работает в 2 смены. Его электроснабжение осуществляется от ГПП 110/10 кВ с использованием четырех РП. На шинах РП-1 нескомпенсированная реактивная мощность составляет -13,075 Мвар. Расчетная реактивная мощность на шинах КТП 0,4 кВ, подключенных к РП-2, составляет 25 Мвар, суммарная мощность НКУ равна 10 Мвар, потери реактивной мощности в трансформаторах КТП равны 1,4 Мвар. К шинам 10 кВ РП-3 подключены асинхронные двигатели суммарной мощностью 8 Мвар, расчетная реактивная мощность на шинах КТП 0,4 кВ, подключенных к РП-3, составляет 14 Мвар, суммарная мощность НКУ равна 5 Мвар, потери реактивной мощности в трансформаторах КТП равны 0,7 Мвар. Расчетная реактивная мощность на шинах КТП 0,4 кВ, подключенных к РП-4, составляет 10 Мвар, суммарная мощность НКУ равна 3 Мвар, потери реактивной мощности в трансформаторах КТП равны 1 Мвар. К ГПП подключена КТП с расчетной реактивной мощностью 2 Мвар, мощностью НКУ 0,8 Мвар, потери реактивной мощности в ее трансформаторах равны 0,22 Мвар. Произвести балансовый расчет реактивной мощности на предприятии и определить мощность высоковольтных компенсирующих устройств (ВКУ), если в договоре на энергоснабжение задан коэффициент реактивной мощности равный 0,2.

Решение

Определяем нескомпенсированную реактивную мощность на шинах РП.

РП-1

$$Q_{рп-1} = -13,075 Мвар$$

РП-2

$$Q_{рп-2} = Q_р - Q_{нку} + \Delta Q_Т = 25 - 10 + 1,4 = 16,4 Мвар$$

РП-3

$$Q_{рп-3} = Q_р - Q_{нку} + \Delta Q_Т + Q_{АД} = 14 - 5 + 0,7 + 8 = 17,7 Мвар$$

РП-4

$$Q_{рп-4} = Q_р - Q_{нку} + \Delta Q_Т = 10 - 3 + 1 = 8 Мвар$$

КТП

$$Q_{наг} = Q_р - Q_{нку} + \Delta Q_Т = 2 - 0,8 + 0,22 = 1,42 Мвар$$

Определяем суммарную реактивную мощность на шинах 10 кВ ГПП с учетом генерации реактивной мощности СД

$$Q_{ГПП} = \sum Q_{неск\,РП-i} + Q_{наг} = -13,075 + 17,7 + 16,4 + 8 + 1,42 = 30,445 Мвар$$

Определяем суммарную мощность ВКУ из балансового расчета

$$Q_{ВКУ} = Q_{ГПП} - Q_{неск} + \Delta Q_{Т\,ГПП} = 30,445 + 8 - 100 \cdot 0,2 = 18,445 Мвар$$

Распределяем суммарную расчетную мощность ВКУ между РП, ГПП и КТП пропорционально их нескомпенсированной реактивной мощности. Для этого находим суммарную нескомпенсированую мощность, не учитывая реактивную мощность, генерируемую СД, подключенными к РП-1.

$$Q_{неск\sum} = Q_{ГПП} - Q_{РП-1} + \Delta Q_{Т\,ГПП} = 30,445 + 813,075 = 51,52 Мвар$$

Найденная мощность составляет 100%. Определяем процент нескомпенсированной реактивной мощности, приходящийся на каждую РП, кроме РП-1, и КТП, ГПП. По найденному проценту определяем расчетную мощность ВКУ для каждой РП и ГПП. В итоге получаем:

РП-2 $Q_{ВКУ} = 5,89 Мвар$;

РП-3 $Q_{ВКУ} = 6,36 Мвар$;

РП-4 $Q_{ВКУ} = 2,87 Мвар$;

ГПП $Q_{ВКУ} = 3,38 Мвар$.

Для каждой РП и ГПП подбираем батареи конденсаторов, выпускаемые промышленностью, например, на РП-2 будет установлено 2 ВКУ по 2,7 Мвар и 2 – по 0,3 Мвар.

Студентам выдается индивидуальное задание, которое они выполняют под контролем преподавателя.

Подводятся итоги занятия.

Практическое занятие 7
Определение параметров схем внешнего электроснабжения

Данное практическое занятие посвящено разработке схемы внешнего электроснабжения и определения ее параметров. Эта комплексная задача решается в следующем порядке:

1. Выбираются возможные источники питания;
2. Разрабатываются варианты подключения к ним объекта электроснабжения;
3. Выбираются два конкурентоспособных варианта;
4. Для каждого варианта выбираются параметры линий связи: номинальное напряжение, марки и сечения воздушных или кабельных линий, способ прокладки;
5. Выбираются количество и типы пунктов приема электроэнергии;
6. Определяется место расположения пунктов приема электроэнергии;
7. Выбираются и проверяются силовые трансформаторы пунктов приема электроэнергии;
8. Разрабатывается схема внешнего электроснабжения

Студентам раздаются индивидуальные занятия для проработки под контролем преподавателя.

Практическое занятие 8
Определение параметров схем внутреннего электроснабжения

Предлагается студентам следующий порядок разработки схем внутреннего электроснабжения и определения их параметров:

1. Определяется количество и мощность силовых трансформаторов КТП;
2. Делается вывод о целесообразности ввода в схему электроснабжения РП;
3. Разрабатывается схема внутреннего электроснабжения;
4. Определяется место расположения КТП, определяется тип КТП;
5. Выбираются сечения проводников, и определяется их способ прокладки.

Студентам выдается индивидуальная комплексная задача для самостоятельной проработки под контролем преподавателя.

Ниже приведены некоторые методики и примеры решения ряда разделов комплексной задачи.

Методика выбора места расположения КТП.

При проектировании современных систем электроснабжения решать задачи определения числа и места расположения источников питания становится все сложнее. Это объясняется тем, что проектировщикам при решении этих задач приходится оперировать с большим количеством исходных данных, объем которых постоянно увеличивается. В первую очередь это относится к возросшему числу электроприемников.

Одним их методов, позволяющих получить представление о распределении нагрузок по территории объекта, является картограмма нагрузок. Это план, на котором изображена картина средней интенсивности распределения нагрузок приемников электроэнергии. Наиболее простой способом изображения средней интенсивности распределения нагрузок состоит в том, что нагрузки изображаются с помощью кругов. В качестве центра нагрузки выбирают центр электрической нагрузки (ЦЭН) электроприемника или группы электроприемников. А радиус круга связывают с расчетной мощностью.

Общий центр электрических нагрузок находим аналогично нахождению центр тяжести системы материальных точек.

Затем, используя вероятностно-статистический математический аппарат, определяются такие характеристики как математическое ожидание координат ЦЭН, полуоси эллипса рассеяния и угол их поворота. На основании этих данных на картограмме электрических нагрузок строится эллипс зоны рассеяния ЦЭН, по которому определяется место расположения цеховой ТП.

Алгоритм расчета центра электрических нагрузок и картограммы электрических нагрузок.

Для построения картограммы нагрузок и эллипса зоны рассеяния необходима информация о нагрузках. В частности мощности и центр расположения электроприемника или группы электроприемников (объединяемых по технологическому признаку). По справочным данным выбирается суточный график нагрузки для каждого электроприемника или группы электроприемников.

Имея эти данные в качестве исходной информации применим следующий алгоритм для построения картограммы нагрузок:

1) Радиус окружности для изображения нагрузки на картограмме:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}} \ ,$$

где m - Масштаб

Ppi - Мощность ЭП

2) Координаты центра электрических нагрузок для K-го часа суток определяем по формулам:

$$X_k = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i \cdot x_i \cdot k_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i \cdot k_i} \ ; \qquad Y_k = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i \cdot y_i \cdot k_i}{\sum_{i=1}^{n} P_i \cdot k_i} \ .$$

где Pi - мощность I-й точки потребления

Xi, Yi - координаты центра тяжести фигуры Iй точки потребления

Ki - мощность I-го приемника в K-й час суток в процентах от Pi

3) Математическое ожидание координат ЦЭН равно:

$$Q_x = \sum_{k=1}^{24} X_k / 24 ; \qquad Q_y = \sum_{k=1}^{24} Y_k / 24 ;$$

4) Среднеквадратичные отклонения координат центра:

$$G_x = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_x - X_k) / 24} ; \qquad G_y = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_y - Y_k) / 24}$$

5) Коэффициент корреляции координат центров нагрузок равен:

$$K_k = \frac{\sum_{k=1}^{24} (X_k - Q_x) \cdot (Y_k - Q_y)}{24 \cdot G_x \cdot G_y}$$

6) Угол поворота осей эллипса относительно выбранной системы координат:

$$a = \frac{arctg\left(\frac{2K_k \cdot G_x \cdot G_y}{G_x^{\ 2} \cdot G_y^{\ 2}}\right)}{2}$$

7) Полуоси эллипса рассеяния определяются:

$$X = \sqrt{6 \cdot (G_x^{\ 2} \cdot \cos^2 a + K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^{\ 2} \cdot \sin^2 a)}$$

$$Y = \sqrt{6 \cdot (G_x^{\ 2} \cdot \sin^2 a - K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^{\ 2} \cdot \cos^2 a)}$$

Исходя из данных, полученных в результате расчетов, строится картограмма нагрузок и эллипс рассеяния ЦЭН. Место расположения источника питания (ГПП, ЦРП, ТП) выбирают в любой наиболее удобной его точке. В этом случае высшее напряжение будет максимально приближено к центру потребления электроэнергии, а распределительные сети будут иметь минимальную протяженность.

Пример 1

Цех состоит из следующих отделений:

Механическое отделение, координаты: X=28; Y=31;

Сборочная площадка, координаты: X=61.5; Y=36;

Термическое отделение, координаты: X=14; Y=12.5;

Точечная сварка, координаты: X=38; Y=12.

Распределение нагрузок в течение суток для каждого из отделений выбрано исходя из типовых графиков /8,1/

Математическое ожидание координат центра электрических нагрузок:

$$Q_x = \sum_{k=1}^{24} X_k / 24 = 1287 / 24 = 53,63$$

$$Q_y = \sum_{k=1}^{24} Y_k / 24 = 550 / 24 = 22,92$$

Среднеквадратичные отклонения координат центра:

$$G_x = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_x - X_k) / 24} = \sqrt{1201177 / 24} = 22.23$$

$$G_y = \sqrt{\sum_{k=1}^{24} (Q_y - Y_k) / 24} = \sqrt{38262 / 24} = 9.50$$

Коэффициент корреляции координат центров нагрузок равен:

$$K_k = \frac{\sum_{k=1}^{24} (X_k - Q_x) * (Y_k - Q_y)}{24 * G_x \ * G_y} = \frac{513566}{24 * 22,23 * 9,50} = 22,23$$

Угол поворота осей эллипса зоны рассеяния

$$a = \frac{arctg(\frac{2K_k \cdot G_x \cdot G_y}{G_x^{\ 2} \cdot G_y^{\ 2}})}{2} = \frac{arctg(\frac{2 \cdot 1 \cdot 22,23 \cdot 9,50}{22,23^2 \cdot 9,50^2})}{2} = 23,14$$

Полуоси эллипса зоны рассеяния

$$X = \sqrt{6 \cdot (G_x^{\ 2} \cdot cos^2 a + K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot sin 2a + G_y^{\ 2} \cdot sin^2 a)} =$$

$$\sqrt{6 \cdot (22,23^2 \cdot cos^2 23,14 + 1 \cdot 22,23 \cdot 9,50 \cdot sin 223,14 + 9,50^2 \cdot sin^2 23,14)} =$$

$$59,24$$

$$Y = \sqrt{6 \cdot (G_x^{\,2} \cdot \sin^2 a - K_k \cdot G_x \cdot G_y \cdot \sin 2a + G_y^{\,2} \cdot \cos^2 a)} =$$

$$\sqrt{6 \cdot (22{,}23^2 \cdot \sin^2 23{,}14 - 1 \cdot 22{,}23 \cdot 9{,}50 \cdot \sin 2 \cdot 23{,}14 + 9{,}50^2 \cdot \cos^2 23{,}14)} =$$

$$9{,}82$$

На плане цеха показано построение картограммы нагрузок и эллипса зоны рассеяния ЦЭН

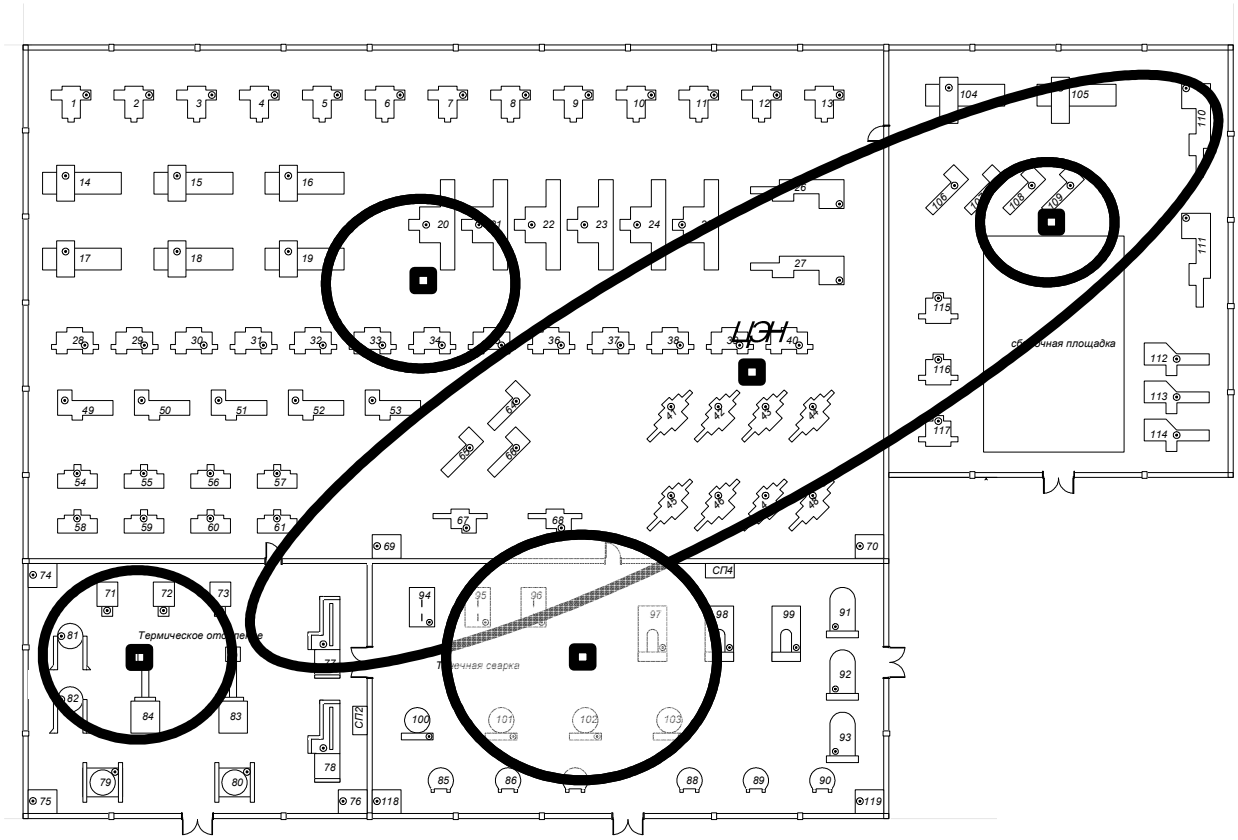


Рис. Картограмма нагрузок и эллипс зоны рассеяния ЦЭН

Пример 2

Выбрать число и мощность трансформаторов КТП, мощность компенсирующих устройств, их тип и место установки (по напряжению). Составить схему КТП с указанием параметров основного электрооборудования подстанции и РУ – 0,4 кВ.

Площадь цеха Sц – 3000 м^2.

Стоимость потерь мощности C_0 – 70 руб/кВт-год.

Стоимость вводного устройства батарей конденсаторов

$Uн_{10}$ – 3000 руб; $Uн_{0,38}$ – 600 руб.

Стоимость регулирующего устройства батарей конденсаторов $Uн_{10}$ – 700 руб; $Uн_{0,38}$ – 250 руб.

Pp – 509 кВт.

Qp – 344,5 квар.

Sp – 621,3 кВА.

Потребители II и III категорий.

Мощность осветительной нагрузки определить по удельной мощности P_0 = 0,02 кВт/м^2. Номинальное напряжение распределительной сети Uн = 10 кВ, синхронные элек-

тродвигатели отсутствуют. Удельную стоимость конденсаторных установок Ку принимать равной:
$Ку_{10}$ = 6 руб/квар; $Ку_{0,38}$ = 12 руб/квар. Удельные потери
$Ру_{10}$ = 2,5 кВт/квар; $Ру_{10}$ = 4,5 кВт/квар. Число часов использования максимума нагрузки Тм = 4500 ч/год.

Расчетная мощность цеха с учетом осветительной нагрузки

$$Ррц = Рр + Ро = 509 + 60 = 569 \text{ кВт},$$

где $$Рро = P_0 \cdot Sц = 0{,}02 \cdot 3000 = 60 \text{ кВт}$$

Рассмотрим варианты установки одного и двух трансформаторов на ПС

Для одного трансформатора $$Sт \geq \frac{Ррц}{Кз \cdot Nт} \geq \frac{569}{0{,}75 \cdot 1} \geq 758{,}7 \text{ кВт},$$

где Кз = 0,75.

Выбираем трансформатор Sном = 1000 кВА

Для двух трансформаторов $$Sт \geq \frac{Ррц}{Кз \cdot Nт} \geq \frac{569}{0{,}75 \cdot 2} \geq 379 \text{ кВА}$$

Выбираем 2 трансформатора Sном = 400 кВА

Определяем реактивную мощность, которую можно передать в сеть 0,38 кВ из сети 10 кВ через трансформатор

$$Qт = \sqrt{(Nт \cdot Кз \cdot Sт)^2 - Ррц^2}$$

для одного трансформатора

$$Qт_1 = \sqrt{(1 \cdot 0{,}75 \cdot 1000)^2 - 569^2} = 488{,}6 \text{ квар},$$

для двух трансформаторов

$$Qт_2 = \sqrt{(2 \cdot 0{,}75 \cdot 400)^2 - 569^2} = 190{,}4 \text{ квар}.$$

Определяем мощность низковольтных батарей конденсаторов (НБК).

$$Qнк_{\Sigma} = Qнк_1 + Qнк_2$$

$$Qнк_1 = Qрц - Qт$$

$$Qнк_2 = Qрц - Qнк_1 - \gamma \cdot Nт \cdot Sт,$$

где γ –расчетный коэффициент, зависящий от параметров
$Кр_1$, и $Кр_2$, определяется из графиков /9/
$Кр_1$-Таб.4.6 /2/; $Кр_1$ = 9
$Кр_2$-Таб.4.7 /2/ $Кр_2$ = 27(1), =17(2)
γ_1 = 0,26 γ_2 = 0,26
$Qнк_1$- суммарная мощность КБ
$Qнк_2$- дополнительная мощность КБ
для одного трансформатора

$$Qнк_1 = 569 - 488{,}6 = 80{,}4 \text{ квар}$$

$$Qнк_2 = 569 - 80{,}4 - 0{,}26 \cdot 1 \cdot 1000 = 228{,}6 \text{ квар}$$

$$Qнк_{\Sigma} = 80{,}4 + 228{,}6 = 309 \text{ квар}$$

Выбираем УКЛ(П) Н-0,38-300-50УЗ с автоматическим регулированием по напряжению./8/

для двух трансформаторов

$$Qнк_1 = 569 - 190{,}4 = 378{,}6 \text{ квар}$$

$$Qнк_2 = 569 - 378,6 - 0,26 \cdot 2 \cdot 400 < 0(-17,6) \text{ квар}$$

$$Qнк_{\Sigma} = 378,6 + 0 = 378,6 \text{ квар}$$

Выбираем 2 шт УКЛ(П) Н-0,38-150-50УЗ с автоматическим регулированием по напряжению.

Определяем мощность высоковольтных батарей конденсаторов (ВБК). Нескомпенсированная реактивная нагрузка для одного трансформатора

$$Qнеск = Qт_1 - Qнк_ф + \Delta Qт,$$

где ΔQт- потери в трансформаторе с учетом загрузки = 41 квар

$$Qнеск = 488,6 - 300 + 41 = 229,6 \text{ квар}$$

$$Qвбк = Qнеск - Qэ$$

где $Qэ = Ррц \cdot tg\varphi = 569 \cdot 0,3 = 170,7$

$$Qвбк = 229,6 - 170,7 = 59 \text{ квар}$$

Выбираем КС2-10,5-50 по /8/

для двух трансформаторов

$$Qнеск = 190,4 - 300 + 41 \prec 0 \text{ квар}$$

$$\boldsymbol{Qвбк < 0} \text{ квар}$$

Определим затраты на БК

При одном трансформаторе

$$Збк = Ку_{10} \cdot Qвбк + Ку_{0,38} \cdot Qнбк = 6 \cdot 50 + 12 \cdot 300 = 3900 \text{ руб}$$

для двух трансформаторов

$$Збк = Ку_{10} \cdot Qвбк + Ку_{0,38} \cdot Qнбк = 6 \cdot 0 + 12 \cdot 300 = 3600 \text{ руб.}$$

Определим суммарные приведенные затраты по выражению

$$З = Е \cdot (Ктр + Кбк) + С = Е \cdot Ктп + Кву_{нбк} + Е \cdot Ку_{0,38} \cdot Qнбк + Кву_{вбк} +$$

$$+ Е \cdot Ку_{10} \cdot Qвбк + С_0 \cdot \Delta Ртр + Ру_{нбк} \cdot С_0 \cdot Qнбк + Ру_{вбк} \cdot С_0 \cdot Qвбк$$

где: Е – норма дисконтирования

Ктп – стоимость трансформаторной подстанции

С – стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах и БК

$$\Delta Ртр = \Delta Рх + Кз^2 \cdot \Delta Рк$$

Для варианта с одним трансформатором приведенные затраты составляют 109729 руб.

Для варианта с двумя трансформаторами приведенные затраты составляют 103744 руб.

На основании сравнения двух вариантов выбора числа и мощности трансформаторов КТП и мощности КУ, в качестве оптимального выбираем второй вариант с двумя трансформаторами мощностью по 400 кВА каждый.

Пример 3 выполнения комплексного задания

1. Определение расчетной нагрузки

Расчётная нагрузка на шинах низшего напряжения ТП-1 равна:

активная $P_p = 851$ кВт;

реактивная $Q_p = 722$ квар;

полная $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{851^2 + 722^2} = 1117$ кВА

По величине полной расчётной нагрузки $S_p = 1117$ кВА намечаем к установке в ТП-1 два тр-ра мощностью по 1000 кВА каждый.

В нормальном режиме т-ры будут работать с коэффициентом загрузки:

$$K_з = \frac{S_p}{2 \cdot S_{нт}} = \frac{1117}{2 \cdot 1000} = 0{,}56 .$$

Загрузка тр-ров в послеаварийном режиме (при выходе из строя одного из рабочих тр-ров):

$$K_{зав} = \frac{S_p}{S_{нт}} = \frac{1117}{1000} = 1{,}12$$

Предварительный выбор числа и мощности тр-ров остальных цеховых ТП аналогичен и сведен в таблицу 1.

Таблица 1.

№ п/п	Наим. п/ст.	Потребители электроэнергии	Расчётная нагр.			К-во тр-ров	Мощн. тр-ров	Загр. тр. в норм. реж.	Загр. тр. в авар. реж.
			P_p, кВт	Q_p, квар	S_p, кВА				
1	ТП-1	Цех № 1,2,3,4	851	722	1117	2	1000	0,56	1,12
2	ТП-2	Цех № 7,8,12	1832	1380	2293	2	1600	0,7	1,4
3	ТП-3	Цех № 5,6,9,14,15	1414	1255	1890	2	1600	0,59	1,18
4	ТП-4	Цех№10,11,22,21,13,18	934	883	1286	2	1000	0,64	1,3
5	ТП-5	Цех № 17	1381	1020	1717	2	1600	0,54	1,08
6	ТП-6	Цех № 16,20	2192	1709	2778	2	2500	0,56	1,11
7	ТП-7	Цех № 19,23,26	2344	984	2543	2	1600	0,79	1,58
8	ТП-8	Цех № 24,25	1347	392	1585	2	1000	0,77	1,54

2. Выбор мощности цеховых ТП

Расчётная нагрузка на шинах низкого напряжения тр-ров ТП-1 составляет: $P_p = 851$ кВт; $Q_p = 722$ квар.

Необходимая мощность компенсирующих устройств со стороны низшего напряжения тр-ров ТП-1:

$$\boldsymbol{Q_{ку} = P_p\left(tg\phi - tg\phi_{зад}\right) = 851\left(0{,}85 - 0{,}33\right) = 442} \text{ квар},$$

где $tg\varphi = \frac{Q_p}{P_p} = \frac{722}{851} = 0{,}85$ – соотв. нормативному значению $cos\varphi$;

$tg\varphi$=0,33 – задан энергосистемой в договоре энергоснабжения.

Выбираем компенсирующее устройство типа ККУ-0,38-Ш, мощностью 150 квар. Следовательно, $Q'_{ку} = 3 \cdot 150 = 450$ квар.

Тогда некомпенсированная реактивная мощность на стороне низшего напряжения тр-ров ТП-1 составит: $Q = Q_p - Q'_{ку} = 722 - 450 = 272$ квар.

Потери активной мощности в компенсирующих устройствах:

$$\Delta P_{ку} = P_{уд} \cdot Q'_{ку} = 0{,}002 \cdot 450 = 0{,}9 \text{ к Вт},$$

где $P_{уд}$ - удельные потери активной мощности в статических конденсат., кВт/квар.

Таким образом, величину $\Delta P_{ку}$ ввиду её малости в расчётах для упрощения можно не учитывать.

Полная расчётная мощности с учётом компенсации определяется:

$$S_р = \sqrt{P_р^2 + Q_р^2} = \sqrt{851^2 + 722^2} = 893 \text{ кВА}$$

Выбираем к установке в ТП-1 два тр-ра мощностью по 630 кВА каждый:

$$K_з = \frac{S_р}{2 \cdot S_{нт}} = \frac{893}{2 \cdot 630} = 0{,}71;$$

$$K_{зав} = \frac{S_р}{S_{нт}} = \frac{893}{630} = 1{,}4$$

Расчёт для остальных ТП проводим аналогично и сводим в табл. 2.

Таблица 2.

	Наим. п/ст.	Потребители электро-энергии	Расчётная нагр.			К-во тр-ров	Мощн. тр-ров	Загр. тр. в норм. реж.	Загр. тр. в авар. реж.	Нескомп. мощ-ть, квар
			P, кВт	Q, квар	S, кВА					
1	ТП-1	Цех № 1,2,3,4	851	272	893	2	630	0,71	1,4	272
2	ТП-2	Цех № 7,8,12	1832	630	1937	2	1600	0,6	1,2	630
3	ТП-3	Цех № 5,6,9,14,15	1414	455	1485	2	1600	0,46	0,92	455
4	ТП-4	Цех№10,11,22,21,13,18	934	283	976	2	1000	0,49	0,98	283
5	ТП-5	Цех № 17	1381	420	1443	2	1000	0,72	1,44	420
6	ТП-6	Цех № 16,20	2192	749	2316	2	1600	0,72	1,44	749
7	ТП-7	Цех № 19,23,26	2344	824	2481	2	2500	0.5	1,0	824
8	ТП-8	Цех № 24,25	1478	392	1529	2	1600	0,48	0,96	-

Анализируя величины и размещение электрических нагрузок цехов по территории завода и учитывая категории потребителей по степени бесперебойности питания, выбираем для системы внутреннего электроснабжения радиально-магистральную схему с резервированием. Распределительные устройства цехов, имеющие потребителей выше 1000 В, питаются по радиальной схеме с резервированием от шин ГПП. Распределительная сеть выше 1000 В по территории завода выполняется кабельными линиями, проложенными в траншеях. Намечаем варианты для выбора рационального напряжения распределительных сетей схемы внутреннего электроснабжения.

Вариант 1.

Электроэнергия распределяется внутри завода на напряжении 6 кВ.

Вариант 2.

Электроэнергия распределяется внутри завода на напряжении 10 кВ.

Вариант 3.

Электроэнергия распределяется внутри завода на напряжении 20 кВ.

Вариант 4.

Электроэнергия распределяется внутри завода на напряжении 6 и 10 кВ совместно.

Вариант 5.

Электроэнергия распределяется внутри завода на напряжении 6 и 20 кВ совместно.

3. Определение расчётных нагрузок линий сети 6÷20 кВ

Расчётные нагрузки распределительной сети 6÷20 кВ определяются по величинам расчётных нагрузок на шинах низшего напряжения ТП или на шинах РУ с учётом потерь мощности в трансформаторах и компенсации реактивной мощности на шинах РУ.

Потери активной и реактивной мощности в понизительных трансформаторах с высшим напряжением 6÷20 кВ определяются в зависимости от действительной (расчётной) нагрузки ($S_р$):

$$\left.\begin{aligned} \Delta P_T &= \Delta P_{XX} + \Delta P_{КЗ}\left(\frac{S_p}{S_{нт}}\right)^2; \\ \Delta Q_T &= \frac{I_{XX}\%}{100}S_{нт} + \frac{U_{кз}\%}{100}S_{нт} \end{aligned}\right\} \text{ для I тр-ра}$$

Расчётная полная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1 $S_p = 893$ кВА. Расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ одного тр-ра 630 кВА. ½ $S_p = 446{,}5$ кВА.

Потери активной и реактивной мощности : в одном трансформаторе 630 кВА:

$$\Delta P_T = 2{,}45 + 6{,}3\left(\frac{446{,}5}{630}\right)^2 = 5{,}6 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Q_T = \frac{1{,}97 \cdot 630}{100} + \frac{6{,}5 \cdot 630}{100} = 53{,}4 \text{ квар.}$$

В двух тр-рах 630 кВА (при раздельной работе)

$$\Delta P_{2T} = 2 \cdot \Delta P_T = 2 \cdot 5{,}6 = 11{,}2 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Q_{2T} = 2 \cdot \Delta Q_T = 2 \cdot 53{,}4 = 106{,}8 \text{ квар.}$$

Ввиду отсутствия данных, потери мощности в трансформаторах с высшим напряжением 20 кВ приняты как для трансформаторов с высшим напряжением 6÷10 кВт.

По остальным трансформаторным ПС, определением потерь в трансформаторах аналогичны и сведены в табл. 3.

Таблица 3

Вар.	Наим. п/ст	Число и мощн. тр-ров	Расч. полн. нагр. $S_р$, кВА	Потери акт.мощ., $2\Delta P_T$, кВт	Потери реакт.мощ., $2\Delta Q_T$, квар
1, 2, 3 (тр-ры 6÷20/0,4 кВ)	ТП-1	2 х 630	893	11,2	106,8
	ТП-2	2 х 1600	1937	19,3	240
	ТП-3	2 х 1600	1485	14	240
	ТП-4	2 х 1000	976	10,4	142
	ТП-5	2 х 1000	1443	17	142
	ТП-6	2 х 1600	2316	25	240
	ТП-7	2 х 2500	2481	20,4	325
	ТП-8	2 х 1600	1529	14	240

Определяем расчётные нагрузки линий распределительной сети 6÷20 кВ (по вар.).

Линия № 1 (Л-1, вариант 1, Uн=6 кВ).

Линия Л-1 питает ТП-3 от РУ-1 по двум кабелям: расчётная нагрузка Л-1 – это расчётная нагрузка со стороны высшего напряжения трансформаторов ТП-3:

$$P'_p = P_p + \Delta P_{2T} = 1414 + 14 = 1428 \text{ кВт;}$$

$$Q'_p = Q_p + \Delta Q_{2T} = 455 + 240 = 695 \text{ квар},$$

где P_p, Q_p - расчётные нагрузки на шинах низшего напряжения ТП-3.

Потребляемая мощность компенсирующих устройств со стороны высшего напряжения трансформаторов ТП-3:

$$Q_{ку} = P_p(tg\varphi - tg\varphi_н) = 851(0{,}85 - 0{,}33) = 442 \text{ квар},$$

$$tg\varphi = \frac{Q'_p}{P'_p} = \frac{695}{1428} = 0{,}49.$$

Для ТП-3, не имеющей шин со стороны высшего напряжения трансформаторов и территориально совмещенной с РП-1, не имеет смысла устанавливать компенсирующие устройства на стороне выше 1000 В при $Q_{ку}$=230 квар.

Следовательно, полная расчётная нагрузка линии:

$$S'_p = \sqrt{(P'_p)^2 + (Q_p)^2} = \sqrt{1428^2 + 695^2} = 1588 \text{ кВА}$$

Расчётный ток в линии:

$$I_p = \frac{S'_p}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{1588}{\sqrt{3} \cdot 6} = 145 \text{ А}$$

Линия № 2 (Л-2, вариант 1, $U_н$=6 кВ).

Линия Л-2 питает РУ-1 от ГПП. Расчётная нагрузка Л-2 без учёта компенсации реактивной мощности со стороны 6 кВ (на шинах РП-1):

$$P''_p = P'_p + P_p = 1428 + 1465 = 2893 \text{ кВт};$$

$$Q''_p = Q'_p + Q_p = 695 + 1352 = 2047 \text{ квар},$$

где P_p, Q_p - расчётные нагрузки на шинах РУ-1, создаваемых приемниками 6 кВ цехов № 14 и 15.

Необходимая мощность компенсирующих устройств на шинах РП-1:

$$Q_{ку} = P''_p(tg\varphi - tg\varphi_н) = 2893(0{,}71 - 0{,}93) = 1100 \text{ квар},$$

$$tg\varphi = \frac{Q''_p}{P''_p} = \frac{2047}{2893} = 0{,}71.$$

Выбираем две ячейки конденсаторов мощностью по 500 квар каждая типа КУ-6-П, т.е. общая мощность компенсирующих устройств равна:

$$Q'_{ку} = 2 \times 500 = 1000 \text{ квар}.$$

Потери активной мощности в конденсаторах ввиду их малости не учитываем.

Некомпенсированная реактивная мощность на шинах РУ-1 составит:

$$Q = Q''_p - Q'_{ку} = 2047 - 1000 = 1047 \text{ квар}.$$

Тогда

$$S_p = \sqrt{(P'_p)^2 + Q_p^2} = \sqrt{2893^2 + 1047^2} = 3077 \text{ кВА}$$

Расчётный ток в линии:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{3077}{1{,}73 \cdot 6} = 296 \text{ А}$$

Аналогично выполняется расчёт для линий варианта 1 и всех линий вариантов 2-5, этот расчёт сведен в табл. 4.

Таблица 4.

Вариант	Номер линии	Назначение линии	Потребители электроэнергии, № цеха	Длина линии, км	Расчётная мощность $P'_p\left(P''_p\right)$, кВт	Расчётная мощность $Q'_p\left(Q''_p\right)$, квар	cosφ/tgφ	Потребл. мощн. комп. устр., $Q_{ку}$, квар	Кол-во и мощн. ячеек конд., шт. и квар	Некомпенсир.реакт.мощн., Q, варр	Полная расчёт.мощн.линии, S_p, кВА	Расчётный ток линии, I_p, А
1 вариант (6 кВ)	Л-1	ТП3 РУ-1	5,6,9,14,15	0,02	1428	695	$\frac{0,89}{0,49}$	230	-	695	1588	145
	Л-2	РУ-1 ГПП	5,6,9,14,15	0,23	2893	2047	$\frac{0,82}{0,71}$	1100	2х500	1047	3077	296
	Л-3	ТП-4 РУ-2	10,11,21,22,13	0,02	944,4	425	$\frac{0,91}{0,45}$	113	-	425	1035	99,5
	Л-4	РУ-2 ГПП	10,11,21,22,13	0,08	5623	3059	$\frac{0,88}{0,54}$	1181	2х500	2059	5988	576
	Л-5	ТП-6 РУ-3	16, 20	0,02	2217	989	$\frac{0,91}{0,45}$	266	-	989	2333	215
	Л-6	РУ-3 ГПП	16, 20	0,35	6156	3234	$\frac{0,87}{0,52}$	1170	2х500	2234	6550	630
	Л-7	ТП-1 ТП-2	1, 2, 3, 4	0,29	162	379	$\frac{0,92}{0,44}$	95	-	379	942	91
	Л-8	ТП-2 ГПП	1, 2, 3, 4, 7, 8	0,27	2713	1249	$\frac{0,91}{0,46}$	352	1х500	749	2814	270
	Л-9	РУ-2 ТП-5	17, 24, 25, осв.	0,28	2759	1194	$\frac{0,92}{0,43}$	246	-	1194	3006	288
	Л-10	ТП-5 ТП-8	24, 25, освещ.	0,29	1492	632	$\frac{0,92}{0,42}$	134	-	632	1621	156
	Л-11	РУ-3 ТП-7	19, 23, 26	0,38	2364	1064	$\frac{0,91}{0,45}$	283	-	1064	2592	249

Определение сечений кабельных линий распределительной сети 6÷20 кВ

Линия Л-4, РУ-2 ГПП, $U_н$ = 6 кВ (вар.1).

Линия Л-4, предназначенная для питания потребителей I и частично II и III категорий 10, 11, 22, 21, 13 и 18 цехов, выполняется двумя рабочими кабелями в целях обеспечения требуемой бесперебойности питания.

1)По нагреву расчётным током.

Расчётный ток нормального режима работы (на два кабеля) равен:

$$I_p = \frac{S_p}{2\sqrt{3}\cdot U_н} = \frac{5988}{2\cdot 1,73\cdot 6} = 288\,\text{А}$$

Расчётный ток послеаварийного режима работы (на один кабель) равен:

$$I_{\max p} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{5988}{1{,}73 \cdot 6} = 576\,\text{А}$$

Выбираем сечение кабеля по нормальному режиму работы ($S_н$=2х150 мм^2) и проверяем его по условиям послеаварийного режима работы:

S = 2х150 мм^2; $I_{доп}$ = 600 А (при прокладке в траншее двух кабелей). Условия проверки кабеля по нагреву расчётным током следующие:

$$I_p \le I'_{доп};$$

$$I_{\max раа} \le 1{,}3 I'_{доп};$$

$$I'_{доп} = k \cdot I_{доп} = 0.8 \cdot 600 = 480 A$$

где $I'_{доп}$ - допустимый по условиям нагрева ток для кабеля с алюминиевыми жилами S = 2х150 мм^2 (U = 6 кВ, при прокладке в траншее четырех кабелей сечением по 150 мм^2);

k – поправочный коэффициент на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле, при расстоянии в свету между ними 100 мм.

По условиям допустимого нагрева и с учетом возможной перегрузки на 30% для кабеля с бумажной изоляцией (напряжением до 10 кВ) $S_н$=2х150 мм^2:

1,3 $I'_{доп}$=1,3*480=624 А

Следовательно, имеем:

$$I_p \le I'_{доп} 288 \le 480 A;$$

$$1{,}3 I'_{доп} \ge I_{\max раа} 576 \le 624 A;$$

Таким образом, выбранное сечение $S_н$=2х150 мм^2 удовлетворяет условиям как норм., так и аварийного режимов работы.

2)По условию механической прочности:

$S_т$=10 мм^2

3) По условиям коронирования кабелей принимаем минимально допустимое сечение

$S_к$=10 мм^2

4) По допустимой потере U в норм. ($\Delta U_{доп}$=5%) и аварийном ($\Delta U_{доп}$=10%) режимах работы проверяется сечение $S_н$=2х150 мм^2.

Используем данные таблицы, по которым определяем $l\Delta U$ 1%=0,56 км для сечения $S_н$=2х150 мм^2 *l*=0,08 км – длина линии Л-4, РУ-2 ГПП.

$$l_{доп} = l\Delta U 1\% \cdot \Delta U_{доп}\% \frac{I'_{доп}}{I_p} = 0{,}56 \cdot 5 \cdot \frac{480}{288} = 4{,}7 \text{ км};$$

$$l_{допав} = l\Delta U 1\% \cdot \Delta U_{допав}\% \frac{I'_{доп}}{I_{\max раа}} = 0{,}56 \cdot 10 \cdot \frac{480}{576} = 4{,}7 \text{ км}.$$

Таким образом, выбранное сечение линии Л-4 $S_н$=2х150 мм^2 соотв. всем условиям.

Выбор сечения кабеля по условиям экономической целесообразности

Для нахождения $S_{эц}$ намечается несколько стандартных сечений кабеля: 2х150; 2х185; 2х240 мм^2 и т.д. сводим в табл. 5.

Таблица 5.

№ п/п	$S_т$, мм^2	Кз	Кз^2	$\Delta P_н$, кВт/км	q, т/км	C, т.руб/км	$\varphi_л$, км	L, км	C_0, р/кВтч	T, ч
1.	2х150	0,48	0,23	67	2х1,2	2х4,75	3,0	0,08	0,016	8000
2.	2х185	0,42	0,18	69	2х2,15	2х5,48				

3.	3х150	0,32	0,1	67	3х1,2	3х4,75				
4.	2х240	0,37	0,14	70	2х1,9	2х6,56				
5.	3х185	0,28	0,08	69	3х1,5	3х5,48				
6.	3х240	0,25	0,06	70	3х1,9	3х6,56				

Продолжение табл. 5.

№ п/п	$S_т$, мм^2	ΔP_q, кВт	$\Delta\partial_а$, тыс.кВтч/год	Сп, тыс.руб/год	Са, тыс.руб/год	Сэ, тыс.руб/год	Кл, тыс.руб	0,125Кл, тыс.руб	Зл, тыс.руб
1.	2х150	2,5	20	0,32	0,05	0,95	0,37	1,52	0,56
2.	2х185	2,0	16	0,26	0,05	0,31	1,75	0,22	0,53
3.	3х150	1,07	8,6	0,14	0,07	0,21	2,3	0,29	0,50
4.	2х240	1,5	12	0,19	0,06	0,25	2,1	0,26	0,51
5.	3х185	0,88	7,05	0,11	0,08	0,19	2,6	0,33	0,52
6.	3х240	0,67	5,4	0,09	0,1	0,19	3,2	0,4	0,59

Определяем $S_{эц}$ по формуле:

$$S_{эц} = \frac{S_1 + S_2}{2} - \frac{\Delta' S_1}{2\delta};$$

S1=2х185 мм^2; З1=0,53 т.руб./год; ΔЗ1=-0,03; ΔS1=80;
S2=3х150 мм^2; З2=0,50 т.руб./год; ΔЗ2=0,01; ΔS2=30;
S3=2х240 мм^2; З3=0,51 т.руб./год; ΔЗ’1=110.

$$S_{эц} = \frac{370 + 450}{2} - \frac{110}{2\left(\frac{0,01}{-0,03} \cdot \frac{80}{30} - 1\right)} = 439 \quad мм^2;$$

Принимаем ближайшее меньшее $S_{эц}$=2х185 мм^2.

Выбор экономически целесообразного сечения распределительных линий З=f(S).

Вариант 1.

По величинам затрат и сечений построена кривая З=f(S). Выбор сечений ост. линий распределит. сети 6-20 кВ аналогичен и сведен в табл. 6.

Таблица 6.

Вар.	Наименование линии	Назначение линии	Кол-во кабел.	Расч. нагр. на 1 к.		Длина линии, км	Способ прокл.	Поправ. коэф. прокл. кабеля
				в норм.р. $I_р$, А	в авар.р. $I_{maxр}$			
вариант 1-5	Л-1	ТП3 РУ-1	2	72,5	145	0,02	траншея	0,9
	Л-2	РУ-1 ГПП	2	148	296	0,23		0,9
	Л-3	ТП-4 РУ-2	2	50	100	0,02		0,9
	Л-4	РУ-2 ГПП	2	288	576	0,08		0,8
	Л-5	ТП-6 РУ-3	2	107,5	215	0,02		0,9
	Л-6	РУ-3 ГПП	2	315	630	0,35		0,9
	Л-7	ТП-1 ТП-2	2	45,5	91	0,29		0,9
	Л-8	ТП-2 ГПП	2	135	270	0,27		0,9
	Л-9	РУ-2 ТП-5	2	144	288	0,28		0,9
	Л-10	ТП-5 ТП-8	2	78	156	0,29		0,9
	Л-11	РУ-3 ТП-7	2	124,5	249	0,38		0,9

Продолжение табл. 6.

Вар.	Наим. линии	Назначение линии	Доп. нагр. на 1 каб		Сечении кааб. выбр. по усл. доп. нагрева, мм^2	Сечение выбр. по мех. проч., мм^2	Сеч. выбр. по потр. нагр., мм^2	Эконом. целесообр. сечения, мм^2	Марка и сечение окон. выбр. кабеля, мм^2
			в нор м. р. $I'_{доп}$, А	в авар. р.1,3$I'_{доп}$, А					
вариант 1-5	Л-1	ТП3 РУ-1	113	146	25	95	25	50	АСБ (3х95)
	Л-2	РУ-1 ГПП	234	304	120	95	120	185	АСБ (3х185)
	Л-3	ТП-4 РУ-2	94,5	123	25	95	95	150	АСБ (3х150)
	Л-4	РУ-2 ГПП	480	625	2х150	95	2х150	2х185	2АСБ (3х185)
	Л-5	ТП-6 РУ-3	171	222	70	95	95	150	АСБ (3х150)
	Л-6	РУ-3 ГПП	490	642	2х150	95	2х150	2х185	2АСБ (3х185)
	Л-7	ТП-1 ТП-2	72	94	16	95	95	95	АСБ (3х95)
	Л-8	ТП-2 ГПП	234	304	120	95	120	185	АСБ (3х185)
	Л-9	РУ-2 ТП-5	234	304	120	95	120	185	АСБ (3х185)
	Л-10	ТП-5 ТП-8	140	181	50	95	95	150	АСБ (3х185)
	Л-11	РУ-3 ТП-7	202	263	95	95	95	150	АСБ (3х185)

6. Технико-экономические показатели трансформаторов связи с энергосистемой.

Капитальные затраты:

Стоимость двух трехобмоточных трансформаторов типа ТДТ-16000/110 при наружной установке: $K_T = 2 \cdot 68{,}2 = 136{,}4$ тыс. руб.

Стоимость двух вводов с разъединителями и короткозамыкателем, устанавливаемые в ОРУ-110 кВ на железобетонных конструкциях:

$K_{р.к.} = 2 \cdot 4{,}76 = 9{,}52$ тыс. руб.

Суммарные капитальные затраты:

$$K_{\Sigma} = K_T + K_{р.к.} = 136{,}4 + 9{,}52 = 145{,}9 \text{ тыс. руб.}$$

Полная расчётная мощность трансформатора на ГПП составляет 18640 кВА. Нагрузка на один трансформатор составляет 9320 кВА.

Считаем, что обмотка высшего U загружена на 100%, среднего – 60% и низшего – 40%, тогда коэффициент загрузки обмоток равен:

$$K_{звн} = \frac{S_{рвн.}}{S_{НТ}} = \frac{9320}{16000} = 0{,}58;\ K_{зсн} = \frac{S_{рсн.}}{S_{НТ}} = \frac{5592}{16000} = 0{,}35;$$

$$K_{знн} = \frac{S_{рнн.}}{S_{НТ}} = \frac{3728}{16000} = 0{,}23$$

Потребление мощности охлажд. установки принимаем = 12 кВт.

Приведенные потери холостого хода:

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_{xx} + \kappa_{ип} \cdot \frac{I_{xx}\% \cdot S_{НТ}}{100};$$

$$\Delta P'_{xx} = 32 + 0{,}08 \cdot \frac{1{,}05 \cdot 16000}{100} = 45 \quad кВт$$

Напряжения к.з. соотв. по обмоткам высшего, среднего и низшего напр.:

$$U_{квн} = \frac{U_{кзвнсн} + U_{кзвннн} - U_{кзсннн}}{2};$$

$$U_{квн} = \frac{10{,}5 + 17 - 6}{2} = 10{,}75\%;\ U_{кс} = \frac{10{,}5 - 17 + 6}{2} = 0;\ U_{кнп} = \frac{17 + 6 - 10{,}5}{2} = 6{,}25\%;$$

Приведенные потери к.з. определяются:

$$\Delta P'_{кзвн} = \Delta P_{кзвн} + \kappa_{ип} \cdot \frac{U_{квн}\% \cdot S_{НТ}}{100};$$

$$\Delta P'_{кзвн} = 42 + 0{,}08 \cdot \frac{1{,}75 \cdot 16000}{100} = 180 \quad кВт$$

$$\Delta P'_{кзсн} = 31{,}5 + 0{,}08 \cdot \frac{0 \cdot 16000}{100} = 31{,}5 \quad кВт$$

$$\Delta P'_{кзнн} = 31{,}5 + 0{,}08 \cdot \frac{6{,}25 \cdot 16000}{100} = 111{,}5 \quad кВт$$

Приведенные потери мощности в одном трехобмоточном трансформаторе:

$$\Delta P'_{ТТ} = \Delta P'_{xx} + \Delta P_{оу} + \kappa^2_{3вн} \cdot \Delta P'_{кзвн} + \kappa^2_{3сн} \cdot \Delta P'_{кзсн} + \kappa^2_{3нн} \cdot \Delta P'_{кзнн} =$$

$$= 45 + 12 + 0{,}58^2 \cdot 180 + 0{,}35^2 \cdot 31{,}5 + 0{,}23^2 \cdot 111{,}5 = 129 \quad кВт.$$

Потери мощности в двух трансформаторах ГПП:

$$\Delta P'_{2TT} = 129 \cdot 2 = 258 \quad кВт;$$

$$C_{пт} = \Delta P'_{2TT} \cdot T_{д2} \cdot C_0 = 258 \cdot 8000 \cdot 0{,}016 = 33 \quad т.руб./год$$

$$C_{ат} = \varphi_T \cdot к_T = 0{,}063 \cdot 145{,}9 = 9{,}2 \quad т.руб./год$$

$$C_{эт} = C_{пт} + C_{ат} = 33 + 9{,}2 = 42{,}2 \quad т.руб./год$$

$$C_{эт} + 0{,}125 \cdot к_T = 42{,}2 + 0{,}125 \cdot 145{,}9 = 61 \quad т.руб./год$$

$$\Delta Э_{ат} = \Delta P'_{2TT} \cdot T_{д2} = 258 \cdot 8000 = 2060 \quad т.кВт.ч/год$$

$$C_{мт} = 2 \cdot 6{,}74 = 13{,}5 \quad т$$

На основании результатов расчётов, составляем итоговую таблицу технико-экономических показателей. Как наиболее рациональный принимается вариант системы электроснабжения с напряжением питающих и распределительных сетей 20 кВ.

Т.к. у нас имеются потребители электроэнергии 6 кВ, то предусматриваем дополнительные трансформаторные п/ст 20/6 кВ: ТП-3; ТП-4; ТП-6.

В соответствии с расчётами намечаем к установке на ТП-3 (цех № 14, 15) два трансформатора типа ТМ-20/6, мощностью 1600 кВА каждый, расчётная мощность ТП-3 – 1994 кВА:

$$К_з = \frac{S_p}{2 \cdot S_{НТ}} = \frac{1994}{2 \cdot 16000} = 0{,}62; \; К_{зав} = \frac{S_p}{S_{НТ}} = \frac{1994}{16000} = 1{,}25.$$

ТП-4 (цех № 18); Pp=1920 кВт; Qp=1440 квар; Sp=2400 кВА. Намечаем к установке 2 трансформатора по 1600 кВА каждый с коэффициентом загрузки:

$$К_з = \frac{2400}{2 \cdot 16000} = 0{,}75;$$

$$К_{зав} = \frac{2400}{16000} = 1{,}5.$$

ТП-6; Pp=1575 кВт; Qp=1181 квар; Sp=1968 кВА. Намечаем к установке 2 трансформатора по 1600 кВА каждый с коэффициентом загрузки:

$$К_з = \frac{1968}{2 \cdot 16000} = 0{,}62;$$

$$К_{зав} = \frac{1968}{16000} = 1{,}24.$$

Таблица 7.

Наименование	Напряжение, кВ	Кап. затраты, к, тыс.руб.	Годовые эксплуат. расходы			Год.расч.затр., тыс.руб/год	Потери эл.энергии ΔЭа, т.кВт/год	Выход цв.метал., Сцм
			Сп, т.руб/год	Са, т.руб/год	Сэ, т.руб/год			
Система внеш. электроснабжения	20 35 110	40,8 80,2 84,9	24 14,8 1,84	3,5 2,6 3,5	27,5 17,4 5,4	32,6 27,4 16	1495 927 115	20,2 19 15,3
Тр-ры связи с энергосистемой	35/6-10 110/6-20	65,9 145,9	27,2 33,0	4,4 9,2	31,6 42,2	40,4 61,0	1776 2060	5,6 13,5

Система внутр. электроснабжения	6 10 20	171,2 184,5 236,3	28,4 28,5 28,9	9,95 10,9 13,8	38,35 39,5 40,7	65 65,5 72,4	1776 1958 1770	6,3 4,5 3,7
Система электро-снабжения завода	20/20 35/6 35/10 110/6 110/20/6 110/20/6	277,1 321,4 334,7 402,1 415,4 467,2	50,9 70,4 70,5 62,5 62,7 62,7	17,3 19,6 18 22,7 23,7 26,5	68,2 87,3 88,5 85,2 86,4 87,6	105,0 132,8 133,3 142 142,5 149	3265 4479 4661 3951 4133 3945	23,9 35,3 23,5 21,6 19,8 19
Выбр. система электроснабжения	20/20	277,1	50,9	17,3	68,2	105	3265	23,9

Принимается, как наиболее рациональный, вариант системы электроснабжения 35 кВ и распределительных сетей 10 кВ.

7. Краткое описание принятой системы электроснабжения

Электроснабжение завода осуществляется от ПС энергосистемы по двум воздушным линиям 35 кВ, выполненным проводом марки «АС» сечением 185 мм^2 на железобетонных промежуточных и анкерных металлических опорах с тросом. На ГПП открыто установлены 2 трехобмоточных трансформатора типа ТД-16000/35. На стороне 35 кВ принята упрощенная схема без выключателей с минимальным количеством аппаратуры, РУ-10 выполнено из шкафов распредустройств закрытого типа.

На стороне 10 кВ предусмотрена одинарная системы шин, секционерованная выключателем с устройством автоматического включения резерва (АВР).

Распределительные устройства РП-1, РП-2, РП-3 получают питание от ГПП по радиальной схеме с резервированием. Распределительные сети напряжением до и выше 1000 В по территории завода прокладываются в кабельных траншеях.

4.САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА СТУДЕНТОВ

4.1. Методические указания по выполнению домашних заданий и контрольных работ

При изучении дисциплины предусмотрено выполнение семи индивидуальных домашних заданий для студентов очной формы обучения и одной контрольной работы для студентов заочной и сокращенной заочной форм обучения. Тематика индивидуальных домашних заданий совпадает с тематикой практических занятий. Прежде чем приступать к выполнению домашних заданий, необходимо изучить соответствующих теоретический материал и разобраться с решением аналогичных задач, рассмотренных на практических занятиях или в литературе. Примеры решения задач по всем темам приведены в данном УМКД в предыдущем и этом разделе.

Индивидуальные домашние задания выполняются с помощью ПВК MathCad, SDO-6, RASTR, ZAPUSK, САПР «Карат» и графического редактора Visio.

Контрольная работа для студентов сокращенной заочной формы обучения предусматривает выполнение трех задач.

Цель и задачи выполнения контрольных заданий

Целью выполнения контрольных заданий является изучение, закрепление и систематизация учебного материала по курсу: выработка навыков самостоятельного решения инженерных задач по специальности.

Содержание и оформление контрольных заданий

Исходные данные для решения задач принимаются по таблицам варианты в соответствии с шифром (табл. 1) или по номерам варианта, выдаваемых преподавателем каждому студенту в отдельности.

Перед решением задачи обязательно должны быть указаны номера вариантов и шифра, а также приведено условие задачи.

Оформление рисунков и результатов решения задач осуществляется в соответствии с действующими ГОСТ и ЕСКД, основные правила оформление результатов контрольных заданий приведены в методических указаниях «Графическая часть курсового и дипломного проектирования».

Если при выполнении задач студент обнаружит в исходных данных и в указаниях по выполнению контрольного задания отсутствие некоторых необходимых данных для решения, их следует принять по справочникам, ГОСТ, каталогам и т.д. с обязательной ссылкой на источник.

Консультация по выполнению контрольных заданий организовываются в период сессий, а также еженедельно в соответствии с расписанием; кроме того, ведущий преподаватель проводит письменные консультации.

Выполненные контрольные задания в соответствии с графиком предоставляются на кафедру до начала экзаменационных сессий для передачи ведущему преподавателю на рецензирование. После защиты студентами контрольных работ по разделу курса, они остаются на кафедре.

Таблица 1

№	Шифр	№	Шифр	№	Шифр	№	Шифр	№	Шифр
1	3643	8	5314	15	3561	22	2315	29	6421
2	2113	9	1234	16	6542	23	3465	30	3333
3	2241	10	5513	17	2651	24	5623	31	2222
4	6152	11	2456	18	5431	25	2354	32	1111
5	1124	12	1345	19	4322	26	4214	33	5555
6	6363	13	1653	20	4136	27	4616	34	4444
7	6255	14	3262	21	3146	28	4532	35	6666

Примечание:

1) № - номер варианта, задаваемый преподавателем
2) Определение исходных данных для решения задач соответствующего варианта осуществляется следующим образом: по первой цифре осуществляется выборка из первой строки, по второй – из второй строки, по третьей из третьей строки, по четвертой из четвертой строки таблицы сходных данных и задач.

КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ №1

ЗАДАЧА 1. Определить расчетную нагрузку (активную, реактивную и полную) для состава электроприемников цеха представленного в таблице №2.

Расчет электрических нагрузок произвести методом коэффициента расчетной нагрузки и методом коэффициента спроса. При расчете методом коэффициента расчетной нагрузки эффективное число электроприемников n_3 определить по точной формуле и одним из упрощенных способов расчета.

Приняв за базисные результаты определение максимальной расчетной нагрузки цеха методом коэффициента расчетной нагрузки и использованием точной формулы определения n_3, рассчитать погрешность определения расчетной нагрузки данным методом и методом коэффициента спроса.

Таблица 2. Исходные данные по составы электроприемников цеха

№	Наименование электро-приемников и механизмов, номинальное напряжение, и режим работы	Мощность одного ЭП, кВт						Количество ЭП, шт					
		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
I	1.металлобрабатывающие станкиU_H=380	19	23	28	37	24	18	21	18	23	29	28	24
	2. печи электронагреватель-ные однофазные U=220 В	34	75	42	50	100	20	3	4	2	5	1	4
II	1. прессы U_H=380	17	23	30	37	20	14	15	13	12	13	17	19
	2. ковочные машины U_H=380	33	42	80	25	75	50	7	4	8	5	6	7
III	1. краны U_H=380	7,5 2,2 11	16 2,2 11	7,5 2,2 11	16 2,2 11	7,5 2,2 11	16 2,2 11	3	2	2	1	1	3
	2. вентиляторы U_H=380	4	7,5	40	22	13	10	3	4	2	5	2	4
IV	1. транспортеры U_H=380	10	15	25	12	17	30	2	1	1	2	1	2
	2. насосы U_H=380	160	120	180	105	80	140	2	2	1	2	2	1

Примечание: значение коэффициентов мощности, использования, спроса применять по справочным данным.

Методические указания к решению задачи

Заданную электрическую нагрузку специфических электроприемников (однофазная, печная и крановая нагрузка) необходимо привести к трехфазной системе напряжений и длительному режиму работы (с ПВ=100%).

При определении расчетной нагрузки в зависимости от значений коэффициентов использования все электроприемники необходимо разбить на характерные категории. Определение расчетной нагрузки для этих категорий ЭП осуществлять раздельно. Общая расчетная нагрузка по цеху определяется суммированием расчетных нагрузок для каждой из категорий. Результаты расчетов предоставить в виде таблиц с внесением в них данных о расчетной нагрузке, определенной каждым из указанных методов и результата расчета погрешности.

Результаты определения средней нагрузки за наиболее загруженную смену ($P_{СМ}$, $Q_{СМ}$), а также расчетной нагрузки ($P_р$, $Q_р$) рассчитанной методом коэффициента расчетной нагрузки с определением $n_Э$ по точной формуле использовать для выполнения контрольного задания №2.

ЗАДАЧА 2. Определить расчетную нагрузку участка цеха с электросварочными установками

Таблица 3. Исходные данные для решения задач

№	Наименование сварочных установок номинальное напряжение режима работы	Паспортная мощность и коэффициент загрузки агрегата						Количество штук					
		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
1	Сварочные машины точечные U_H=380 В cosϕ=0.55 ПВ= 20%	100 0,8	75 0,9	150 1,0	100 1,1	75 1,2	150 0,85	5	2	4	3	6	2
2	Рельефные автоматические U_H=380 В cosϕ=0.5 ПВ= 100%	80 0,7	100 0,75	120 0,8	120 0,85	100 0,9	80 0,95	2	4	6	3	5	3

3	Шовные роликовые U_H=380 В cosϕ=0.35	30 0,6	20 0,65	30 0,7	20 0,75	30 0,8	20 0,85	10	14	8	56	3	9
4	Стыковые сварочные машины U_H=380 В, cosϕ=0.55 ПВ= 20%	200 0,45	10 0,5	150 0,55	30 0,6	120 0,65	80 0,7	3	6	3	6	4	4

Примечание: каждый тип сварочных установок считать подключенным к отдельному шинопроводу.

Методические указания к решению задач

При работе сварочных установок различают несколько видов расчетной нагрузки:

1. номинальная мощность, приведенная к длительному режиму работы (с ПВ=100%);
2. средняя нагрузка – для расчета расхода эл. эн. и выбора компенсирующих устройств;
3. среднеквадратичная нагрузка – для выбора элементов сети по условиям нагрева;
4. пиковая нагрузка – для расчета колебаний напряжения и др.

Методы определения расчетной нагрузки сварочных машин достаточно подробно изложены в уч. пособие к курсовому и дипломному проектированию. Значения фактических продолжительностей включения машин ($ПВ_Ф$) принять по /1/.

КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ №2

Предварительно определив рациональное напряжение (по одной из ориентированных формул с принятием ближайшего стандартного напряжения), рассчитать экономически целесообразное сечение проводов питающей сети предприятия.

№	Наименование исходных данных	1	2	3	4	5	6
1	Максимальная активная нагрузка предприятия P_M, МВт	24	40	58	74	81	96
	Средневзвешенное значение коэффициента мощности $cos\phi_{C/B}$	0,9	0,93	0,94	0,95	0,92	0,96
2	Протяженность воздушной линии электропередач от районной подстанции до ГНП (ПГВ) предприятия L, км	5	12	20	25	37	50
3	Число часов использования максимума нагрузки T_M	3500	4000	25000	45000	55000	6000
4	Состав нагрузки по категориям надежности эл. снабжения % от P_H						
	Первая	5	7	10	14	18	20
	Вторая	91	76	60	25	32	75
	Третья	4	17	30	61	50	5

Примечание: Стоимость потерь мощности C_0 (руб)/кВт.год (принять по данным к задаче 1 контрольного задания №2)

Рекомендованные источники: /3,5,10/.

Методические указания по решению задачи

Нестандартное рациональное напряжение питающей сети рассчитывается по одной из общепринятых в практике проектирования формул (Стилла, Залесского, Илларионова). Поскольку сведения об имеющимся на районной подстанции классе напряжения отсутствуют, то принимается ближайшая к расчетному стандартное напряжение.

Сечения проводов воздушных ЛЭП рассчитываются в соответствии с требованиями // по экономическим токовым интервалам с выполнением проверок по допустимому нагреву в нормальном и послеаварийном режимах, по условиям короны и др. Сечение проводов, удовлетворяющее всем техническим требованиям, принимается в качестве ба-

зисного для проведения технико-экономических расчетов. Намечается 3-5 вариантов выполнения ЛЭП проводами сечениями не менее базисного. Для каждого из вариантов рассчитываются приведенные затраты, включающие капитальные вложения на ЛЭП и стоимость потерь электроэнергии. Принимается сечение проводов, которому соответствуют минимальные приведенные затраты.

КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ №3

Выбрать экономически целесообразное напряжение и схему распределительной сети

№№	Наименование исходных данных	1	2	3	4	5	6
1	Суммарная мощность эл. двигателя напряжением 6 кВ $S_{\Sigma\ ДВ.6\ кВ}$, МВА	1,0	1,5	1,5	2,0	2,0	2,5
2	Средняя протяженность распределительной сети при радиальной схеме $L_{СР.Р}$, км	0,3	0,4	0,7	0,8	0,5	0,9
3	Средняя протяженность кабеля распределительной сети при схеме двойной магистрали $L_{СР.М}$, км	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0
4	Отношение числа часов работы предприятия в год ($T_г$) к числу часов использования максимума нагрузки ($T_М$)	1,2	1,25	1,35	1,4	1,4	1,35

Примечание: сведения о нагрузке предприятия, стоимость потерь мощности, число часов использования максимума нагрузки принять по исходным данным контрольного задания №3. Считать электродвигатели напряжением 6 кВ, отнесенными к электроприемникам I категории по бесперебойности электроснабжения, их нагрузку – включенной в расчетную нагрузку предприятия.

Рекомендованные источники: /1,2,3,5,10/

Методические указания к решению задачи

Для сравнения принять два класса напряжения распределительной сети (6 и 10 кВ), две схемы выполнения распределительной сети предприятия (радиальную и двойными магистралями). Сравнение вариантов осуществляем с использованием математических моделей, полученных методом планирования эксперимента и представленных в /3/

Примеры выбора рационального напряжения схемы распределительной сети представлены в /3/.

КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ №4

По исходным данным с использованием результатов выбора напряжения питающей и распределительной сетей в контрольных заданиях №3 и 4 определить число и экономически целесообразную мощность трансформаторов ГПП (ППВ) предприятия.

Рекомендуемые источники /2,3,5,II/

Методические указания к решению задачи

Число трансформаторов на ГПП (ПГВ) определяется с учетом требований к бесперебойности эл. снабжения и рекомендаций /II/. Мощность трансформатора выбирается по результатам технико-экономического сравнения 2-3 вариантов установки на ГПП (ПГВ) трансформаторов различной мощности. Расчет мощности трансформаторов, осуществляется с использованием расчетной активной нагрузки и экономически целесообразной реактивной мощности $\boldsymbol{P_p}$, $\boldsymbol{Q_э = P_p * tg\varphi}$.

Потери мощности и энергии в трансформаторах рассчитываются по среднеквадратичной нагрузке предприятия.

Примеры решения

Рассчитать электрические нагрузки методом коэффициента расчётной нагрузки для выбора цеховых трансформаторов.

Таблица 1 – Исходные данные

Наименование электроприёмника	$P_{ном}$, кВт	Количество ЭП, шт.
Токарно-револьверный	18	10
Токарно-винторезный	12	9
Горизонтально-расточный	42	5
Горизонтально-проточный	38	5
Токарно-винторезный	16	6
Горизонтально-фрезерный	26	5
Бесцентрово-шлифовальный	10	9
Точильно-шлифовальный	14	6
Вентустановка	16	4
Токарный с ЧПУ	44	8
Вертикально-фрезерный	15	4
Нагревательная электропечь	25	3
Электропечь	80	2
Шахтная электропечь	60	2
Электротермическая печь	30	1
Токарный полуавтомат	21,5	1
Шлифовальный	11,5	1
Вертикально-сверлильный	18	2
Плоскошлифовальный	17,5	1
Резьбонакатный	16,5	2
Токарно-винторезный	12	2
Круглошлифовальный	22,4	3

Решение

Распределяем электроприемники на характерные категории по технологическому признаку и сходству режимов, распределение показано в таблице 2. По справочнику определяем значения коэффициента использования $К_и$ и коэффициентов мощности cos φ, tg φ и заносим их в графы 5 и 6 таблицы 2. В графах 7, 8 определяем средние активные и реактивные мощности каждой группы электроприемников характерной категории и самой категории в целом:

$$P_{ср\,i}=P_{ном\,i}\cdot К_и;\ Q_{ср\,i}=P_{ср\,i}\cdot tg\,\varphi_i;$$

$$P_{ср\Sigma}=\Sigma P_{ср.i};\qquad Q_{ср.\Sigma}=\Sigma Q_{ср.i},.$$

Определяем средневзвешенные Ки и tg φ по характерным категориям и записываем их значения в графы 5 и 6 в итоговых строках:

$$К_{и\,ср}=P_{ср\Sigma}/P_{ном\Sigma};\qquad tg\,\varphi_{ср}=Q_{ср.\Sigma}\,/\,P_{ср\Sigma}.$$

Определяем эффективное число электроприемников по выражению:

$$n_э=2\cdot P_{ном\Sigma}\,/\,P_{ном.max}.$$

где $P_{ном.max}$ – наибольшая номинальная мощность электроприемника в характерной категории.

Значение nэ заносим в графу 9 в итоговую строку, если значение nэ превышает nф, то принимается nэ=nф.

Коэффициент расчетной нагрузки Кр определяется согласно «Указаний по расчету электрических нагрузок» по табл.2 в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников Кр=f(Ки.ср, nэ). Коэффициенты записываем в 10 графу.

Расчетную активную и реактивную мощность групп ЭП определяем по формулам, а результаты вносим в итоговые строки граф 11, 12.

$$P_р = К_р \cdot P_{ср}; \qquad Q_р = К_р \cdot Q_{ср}.$$

Определяем максимальную расчетную нагрузку (активную и реактивную) для состава электроприемников цеха:

$$P_{цеха.\Sigma} = \Sigma P_{р.i}; \qquad Q_{цеха.\Sigma} = \sum Q_{р.i}.$$

Полученные данные заносим в строку «Общий итог».

Таблица – Расчет электрических нагрузок (форма Ф6336–90)

Исходные данные						Средняя мощность группы ЭП		$n_э$	$K_р$	Расчетная мощность	
По заданию				По справочным данным		$P_{ср}$, кВт	$Q_{ср}$, квар			$P_р$, кВт	$Q_р$, квар
Характерные категории ЭП, подключаемых к узлу питания	Кол-во ЭП $n_ф$	Номинальная мощность, кВт одного ЭП	Номинальная мощность, кВт общая	$K_и$	cosφ/tgφ						
Токарно-винторезный	9	12	108	0,14	0,5/1,732	15,12	26,19				
Токарно-винторезный	6	16	96			13,44	23,28				
Горизонтально-фрезерный	5	26	130			18,2	31,52				
Бесцентрово-шлифовальный	9	10	90			12,6	21,82				
Точильно-шлифовальный	6	14	84			11,76	20,37				
Вертикально-фрезерный	4	15	60			8,4	14,55				
Токарный полуавтомат	1	21,5	21,5			3,01	5,21				
Шлифовальный	1	11,5	11,5			1,61	2,79				
Вертикально-сверлильный	2	18	36			5,04	8,73				
Плоскошлифовальный	1	17,5	17,5			2,45	4,24				
Резьбонакатный	2	16,5	33			4,62	8				
Токарно-винторезный	2	12	24			3,36	5,82				
Круглошлифовальный	3	22,4	67,2			9,41	16,3				
Токарно-револьверный	10	18	180	0,2	0,65/1,169	36	42,08				
Горизонтально-расточный	5	42	210			42	49,1				
Горизонтально-проточный	5	38	190			38	44,42				
Токарный с ЧПУ	8	44	352	0,6	0,7/1,02	211,2	215,42				
Итого	**79**	**10–44**	**1710,7**	**0,25**	**1,238**	**436,22**	**539,84**	**78**	**0,675**	**294,4**	**364,4**
Нагревательная электропечь	3	25	75	0,8	0,98/0,203	60	12,18				
Электропечь	2	80	160			128	25,98				
Шахтная электропечь	2	60	120			96	19,49				
Электротермическая печь	1	30	30			24	4,87				
Итого	**8**	**25–80**	**385**	**0,8**	**0,203**	**308**	**62,52**	**8**	**0,91**	**280,3**	**56,9**
Вентустановка	4	16	64	0,8	0,8/0,75	51,2	38,4	4	0,97	49,7	37,2
Общий итог										**624,4**	**458,5**

Задача

Определить расчетную нагрузку (активную, реактивную, полную) для состава электроприемников цеха.

Расчет электрических нагрузок произвести методом упорядоченных диаграмм (по коэффициентам использования и коэффициента расчетной нагрузки) и методом коэффициента спроса. При расчете методом упорядоченных диаграмм эффективное число электроприемников $n_э$ определять по точной формуле и по указаниям.

Рассчитать погрешность при расчете электрических нагрузок методом коэффициента спроса по сравнению с методом упорядоченных диаграмм

Исходные данные:

№№	Наименование электроприемника и механизма, номинальное напряжение, режим работы	Мощ-ть одного ЭП (кВт)	Кол-во ЭП (шт)
1	Металлообрабатывающие станки Uн = 380 В	19	21
2	Печи электронагревательные Однофазные, Uн = 220 В	34	3
3	Прессы, Uн = 380 В	17	15
4	Ковочные машины, Uн = 380 В	23	7
5	Краны, ПВ = 25%, Uн = 380 В	16+2,2+11	2
6	Вентиляторы, Uн = 380 В	7,5	4
7	Транспортеры, Uн = 380 В	12	2
8	Насосы, Uн = 380 В	105	2

Примечание: Значение коэффициентов мощности, использования, спроса принимать по справочным данным.

1. Определение электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм.

В качестве исходных данных по справочнику /1/ стр.781 выбираем значения коэффициентов использования и tg(φ) для электроприемников и занесем их в таблицу 1.

Разобьем электроприемники на две характерные группы

с Ки <0,2 и с Ки ≥ 0,2.

Согласно задания в цехе находятся специфические ЭП: однофазные печи и краны.

Поэтому однофазные электронагревательные печи должны быть приведены к трехфазной нагрузке, а краны к длительному режиму с ПВ=100%.

Приведем однофазную нагрузку к трехфазной.

Распределим однофазную нагрузку (Uн = 220 В) по фазам.

А: 1 × 34 кВт

В: 1 × 34 кВт

С: 1 × 34 кВт

Ввиду того, что в нашем случае задан идеальный случай распределения нагрузки, не необходимости определения неравномерности распределения мощностей ЭП по фазам.

Приведем крановую нагрузку к ПВ = 100%. Согласно ПУЭ не допускается работа более двух двигателей.

Суммарная номинальная мощность крана при фактическом ПВ = 25 %

$$P_{ном\Sigma} = 16 + 11 = 27 \text{ кВт}$$

Суммарная приведенная к ПВ = 100 %

$$P_{номПВ=100\%} = P_{ном\Sigma} \cdot \sqrt{ПВ} = 27 \cdot \sqrt{0,25} = 13,5 \text{ кВт}$$

Определим средние мощности и занесем в таблицу 1

$$P_{ср} = \sum_{1}^{n} Ku_i \cdot P_{номi}$$

$$Q_{ср} = \sum_{1}^{n} Ku_i \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi_i$$

Определим эффективное число электроприемников

$$n_э = \frac{2 \cdot \sum_{1}^{n} P_{номi}}{P_{ном\,max}}$$

где $P_{номmax}$ – номинальная мощность наиболее мощного ЭП группы. Если $n_э > n$, то принимаем $n_э = n$,

где n – фактическое число ЭП.

Определим средневзвешенный коэффициент использования

$$Ки_{ср} = \frac{\sum P_{ср}}{\sum P_{ном}}$$

Определим коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от $Ки_{ср}$ и $n_э$. Для распределительных сетей до 1 кВ Кр принимается по таблице «Указаний по расчету электрических нагрузок 1990»

Определим расчетную активную и реактивную мощность:

$$Pp = Kp \cdot Pcp$$

при $n_э \leq 10$ и $Kp \geq 1$ $\quad Qp = 1{,}1 \cdot Qcp$

при $n_э > 10$ и $Kp \geq 1$ $\quad Qp=Qcp$

Полная мощность $\quad Sp = \sqrt{Pp^2 + Qp^2}$

Таблица. Расчет электрических нагрузок

Группа	Электроприемники	$P_{уст}$ кВт	n шт	P_{Σ} кВт	Ки	Cosφ/ tgφ	Pср кВт	Qср кВт	$n_э$ шт	Кр	Pр кВт	Qр кВт	Sр кВт
1	Печи эл.нагревательные	34	3	102	0,75	0,9/ 0,32	76,5	24,5	2	1,14	87	27	91
	Насосы	105	2	210	0,7	0,8/ 0,75	147	110,3	2	1,14	168	121,3	207,2
	Ковочные машины	23	7	161	0,2	0,65/ 1,33	32,2	42,8	7	1,54	50	47	68,6
	Вентиляторы	7,5	4	30	0,65	0,8/ 0,75	19,5	14,6	2	1,33	26	16	30,5
	Транспортеры	12	2	24	0,4	0,75/ 0,88	9,6	8,4	2	2	19	9,2	21
итого		181,5	18	527			284,8	200,6	15		350	220,5	418,3
2	Краны	13,5	2	27	0,05	0,5/ 1,73	1,35	2,3	2	8	11	2,5	11,3
	Металлообрабатывающие станки	19	21	399	0,16	0,5/ 1,33	63,84	84,9	21	1,33	85	63,8	106,3
	Прессы	17	15	255	0,17	0,65/ 1,33	43,35	57,7	15	1,46	63	57,7	85,4
итого		49,5	38	681			108,5	144,9	38		159	124	203
Итого по цеху		231	56	1208			393,3	345,4	53		509	344,5	621,3

2. Определение электрических нагрузок методом коэффициента спроса.

Расчетная нагрузка для группы однородных по режиму работы приемников определяется из следующих выражений

$$Pp = Kc \cdot P_{ном\Sigma}$$

$$Qp = Pp \cdot tg\varphi$$

Таблица 2. Расчет методом коэффициента спроса

№№	Электроприемники	$P_{ном\Sigma}$ кВт	Кс	Рр кВт	Qр кВт	Sр кВт
1	Металлообрабатывающие станки	399	0,2	79,8	106	132,7
2	Печи эл.нагревательные	103	0,8	82,4	26,4	86,5
3	Прессы	255	0,25	63,8	84,9	106,2
4	Ковочные машины	161	0,35	56,4	75	93,8
5	Краны	27	0,1	2,7	4,7	5,4
6	Вентиляторы	30	0,7	21	15,8	26,3
7	Транспортеры	24	0,5	12	10,6	16
8	Насосы	210	0,75	157,5	118	196,8
Итого по цеху		1208		475,6	441,4	663,7

Погрешность при расчете электрических нагрузок методом коэффициента спроса по сравнению с методом упорядоченных диаграмм составляет

$$\Delta = \frac{|621{,}3 - 663{,}7|}{621{,}3} \cdot 100\% = 6{,}8\%$$

Метод упорядоченных диаграмм является основным методом расчета электрических нагрузок. Менее трудоемким и менее точным методом определения расчетной нагрузки является метод коэффициента спроса.

Задача

Определить расчетную нагрузку участка цеха с электросварочными установками

Исходные данные:

№	Наименование сварочных установок, номинальное напряжение, режим работы	Мощ-ть одного ЭП (кВт)	Кз	Кол-во шт
1	Точечные, cosφ = 0,55, ПВ = 20%, Uн = 380 В	100	0,8	5
2	Рельефные автоматические, cosφ = 0,5, ПВ = 100%, Uн = 380 В	80	0,7	2
3	Шовные роликовые, cosφ = 0,35, ПВ = 65%, Uн = 380 В	20	0,65	14
4	Стыковые, cosφ = 0,55, ПВ = 20%, Uн = 380 В	30	0,6	6

Примечание: каждый тип сварочных установок считать подключенным к одному шинопроводу.

Расчет ЭМ контактной сварки. Приведем ПВ к 100%.

$$P_{100\%(1)} = S\sqrt{ПВ} \cdot cos\,\varphi = 100\sqrt{0{,}2} \cdot 0{,}55 = 24{,}6 \ кВт$$

$$P_{100\%(2)} = S\sqrt{ПВ} \cdot cos\,\varphi = 80\sqrt{1} \cdot 0,5 = 40 \ кВт$$

$$P_{100\%(3)} = S\sqrt{ПВ} \cdot cos\,\varphi = 20\sqrt{0,65} \cdot 0,35 = 5,6 \ кВт$$

$$P_{100\%(4)} = S\sqrt{ПВ} \cdot cos\,\varphi = 30\sqrt{0,2} \cdot 0,55 = 7,6 \ кВт$$

Распределяем потребителей по фазам

АВ: *24,6+24,6+24,6+24,6+5,6+5,6=109,6 кВА*

ВС: $5,6 \cdot 11 + 7,6 \cdot 6 = 107,2$ *кВА*

СА: *40+40+24,6+5,6=110,2 кВА*

Наиболее загруженная фаза – СА.

$$\frac{CA + BC}{2} = \frac{110,2 + 107,2}{2} = 108,7 \text{ кВА}$$

Из справочника найдем коэффициент загрузки и коэффициент включения и через эти параметры вычислим коэффициент использования.

$$К_и = К_з К_в$$

Точечные – $К_и = 0,03 \cdot 0,5 = 0,02$

Рельефные - $К_и = 0,7 \cdot 0,07 = 0,05$

Шовные - $К_и = 0,7 \cdot 0,5 = 0,35$

Стыковые - $К_и = 0,3 \cdot 0,3 = 0,09$

$$P_{ср.т_{(С)}} = 5,6_{BC_{(С)}} \cdot 0,35 \cdot 11 + 0,09 \cdot 6 \cdot 7,6_{BC_{(С)}} +$$

$$+ 2 \cdot 0,05 \cdot 40_{CA_{(С)}} + 0,02 \cdot 24,6_{CA_{(С)}} + 5,6_{CA_{(С)}} \cdot 0,35 = 32 кВт$$

$$Q_{ср.т_{(С)}} = 5,6_{BC_{(С)}} \cdot 0,35 \cdot 11 \cdot 0,65 + 0,09 \cdot 6 \cdot 7,6_{BC_{(С)}} \cdot 0,6 +$$

$$+ 2 \cdot 0,05 \cdot 0,7 \cdot 40_{CA_{(С)}} + 0,02 \cdot 0,8 \cdot 24,6_{CA_{(С)}} + 5,6_{CA_{(С)}} \cdot 0,35 \cdot 0,65 = 20,9 квар$$

$$P_{ср.т_у} = P_{ср.т} \cdot 3 = 32 \cdot 3 = 96 \text{ кВт}$$

$$Q_{ср.т_у} = Q_{ср.т} \cdot 3 = 20,9 \cdot 3 = 62,7 \text{ кВт}$$

$$n_э = \frac{2\sum P_{ном}}{P_{ном,max}} = \frac{24,6 \cdot 5 + 40 \cdot 2 + 5,6 \cdot 14 + 7,6 \cdot 6}{40} = 8,2 \approx 8$$

Находим коэффициент использования

$$К_{и,а} = \frac{2 \cdot P_{ср.т(с)}}{\sum P_{ном}} = \frac{32 \cdot 2}{40 \cdot 2 + 24,6 + 5,6} = 0,58$$

Из таблицы РУ определим $К_р=0,9$

$$P_р = 0,9 \cdot 32 = 28,8 \text{ кВт}$$

$$Q_р = 0,9 \cdot 20,9 = 18,8 \text{ квар}$$

Расчетный ток равен

$$I_р = \frac{S_р}{U_{ном}\sqrt{3}} = \frac{\sqrt{P_р^2 + Q_р^2}}{U_{ном}\sqrt{3}} = \frac{\sqrt{28,8^2 + 18,8^2}}{0,38\sqrt{3}} = 52,25 \text{ А}$$

При отсутствии паспортных данных $S_Н = 3 \cdot P_{ном} = 3 \cdot 100 = 300$ кВА

Пусковой ток равен $i_{п,max} = \frac{S_Н}{U_{ном}\sqrt{3}\cdot K_п} = \frac{300}{0,38\sqrt{3}\cdot 3} = 151,9$ А

Задача.

Разработать систему внутреннего электроснабжения предприятия:

1. Рассчитать электрические нагрузки;
2. Выбрать число и мощность трансформаторов КТП для первых трёх цехов;
3. Осуществить компенсацию реактивной мощности для указанных цехов;
4. Разработать схему электроснабжения для указанных цехов. Выбрать сечения КЛ и условия прокладки.

Напряжение низкой стороны трансформаторов ИП или генераторов ТЭЦ принять 10 кВ.

Таблица – Электрические нагрузки цехов

Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
Главный конвейер и цех шасси	1450
Моторный цех	1300
Прессово-кузовной цех	800

Решение

Определяем среднюю мощность каждого цеха: $P_{ср}=K_и\cdot P_{уст}$; $Q_{ср}=P_{ср}\cdot tg\varphi$;

$P_{ср1}=0,6\cdot 1450=870$ кВт; $Q_{ср1}=870\cdot 1=870$ квар;

$P_{ср2}=0,06\cdot 1300=78$ кВт; $Q_{ср2}=78\cdot 1,98=154,4$ квар;

$P_{ср3}=0,35\cdot 800=280$ кВт; $Q_{ср3}=280\cdot 1,17=327,6$ квар.

Определяем суммарные средние мощности:

$P_{ср\Sigma}=870+78+280=1228$ кВт; $Q_{ср\Sigma}=870+154,4+327,6=1352$ квар.

Расчётная нагрузка предприятия с учётом коэффициента одновременности нагрузок:

$P_р=K_о\cdot K_р\cdot P_{ср\Sigma}=1\cdot 1\cdot 1228=1228$ кВт; $Q_р=1\cdot 1\cdot 1352=1352$ квар.

Выбираем силовые трансформаторы ГПП: $S_р=\frac{\sqrt{P_р^2+Q_э^2}}{N_т\cdot K_{загр.опт}}$;

$Q_э=P_р\cdot tg\varphi_э=1228\cdot 0,25=307$ квар;

$S_р=\frac{\sqrt{1228^2+307^2}}{2\cdot 0,7}=904$ кВА; выбираем трансформаторы ТМН–1000/35.

Так как в рассматриваемых цехах имеется только низковольтная нагрузка, то для схемы внутреннего электроснабжения принимаем номинальное напряжение 10 кВ.

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов КТП.

Принимаем, что на каждой КТП устанавливается по 2 трансформатора, т.к. рассматриваемые цеха относятся ко 2 категории по надёжности электроснабжения, тогда можно определить расчётную мощность трансформатора и выбрать номинальную:

$S_{расч.тр}=\frac{P_р}{K_з\cdot N_т}$;

$S_{расч.тр1}=\frac{870}{0,7\cdot 2}=621$ кВА, принимаем трансформаторы ТМН–630/10;

$S_{расч.тр2}=\frac{78}{0,7\cdot 2}=56$ кВА, принимаем трансформаторы ТМ–63/10;

$S_{расч.тр3}=\dfrac{280}{0,7\cdot 2}$=200 кВА, принимаем трансформаторы ТМ–250/10.

Определяем реактивную мощность, которую целесообразно передать через силовые трансформаторы из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ:

$Q_т=\sqrt{(N_т\cdot S_{тр.ном}\cdot К_з)^2-P_р^2}$; $Q_{т1}=\sqrt{(2\cdot 630\cdot 0,7)^2-870^2}$ =145 квар;

$Q_{т2}=\sqrt{(2\cdot 63\cdot 0,7)^2-78^2}$ =41 квар; $Q_{т3}=\sqrt{(2\cdot 250\cdot 0,7)^2-280^2}$ =210 квар.

Находим суммарную мощность низковольтных компенсирующих установок (НКУ) для каждой рассматриваемой группы силовых трансформаторов: $Q_{НКУ1}=Q_Р-Q_т$;

1 цех: $Q_{НКУ1}$=870–145=725 квар;

2 цех: $Q_{НКУ1}$=154,4–41=113,4 квар;

3 цех: $Q_{НКУ1}$=327,6–210=117,6 квар.

Определяем суммарную мощность НКУ, исходя из экономии электроэнергии, т.е. из минимума потерь электроэнергии в распределительной сети: $Q_{НКУ2}=Q_Р-Q_{НКУ1}-\gamma\cdot N_т\cdot S_{т.ном}$;

Расчётный коэффициент γ зависит от схемы питания цеховых подстанций и вспомогательных показателей $К_1$ и $К_2$, которые определяем по таблицам 2.190 и 2.191 справочника по проектированию электроснабжения под редакцией Барыбина Ю. Г.: $К_1$=9, $К_2$=2. По рис. 2.132 нашли, что γ=0,45, тогда для каждого из цехов имеем:

1 цех: $Q_{НКУ2}$=870–725–0,45·2·630= –422 квар;

2 цех: $Q_{НКУ2}$=154,4–113,4–0,45·2·63= –15,7 квар;

3 цех: $Q_{НКУ2}$=327,6–117,6–0,45·2·250= –15 квар.

Так как для каждого из цехов значения $Q_{НКУ2}$ получились отрицательными, то не требуется установка дополнительных КУ для снижения потерь электроэнергии.

Найдём суммарную мощность НКУ по всему предприятию:

$Q_{НКУ\Sigma}$=725+113,4+117,6=956 квар.

Определяем тип и мощность батарей конденсаторов:

1 цех: $Q_{НКУ}$=725 квар, принимаем две комплектные конденсаторные установки (ККУ): УКЛН0,38–450–150У3 и УКЛН–0,38–300–150У3;

2 цех: $Q_{НКУ1}$=113,4 квар, принимаем две ККУ: УК2–0,38–50 У3 и УК3–0,38–75 У3;

3 цех: $Q_{НКУ1}$=117,6 квар, принимаем две ККУ: УК2–0,38–50 У3 и УК3–0,38–75 У3.

Определяем место расположения ГПП по условному центру нагрузок, координаты которого найдём по формулам: $X_ц=\dfrac{\Sigma P_i X_i}{\Sigma P_i}$; $Y_ц=\dfrac{\Sigma P_i Y_i}{\Sigma P_i}$.

Координаты X_i и Y_i определяем по расположению цехов, показанному на рис.1.

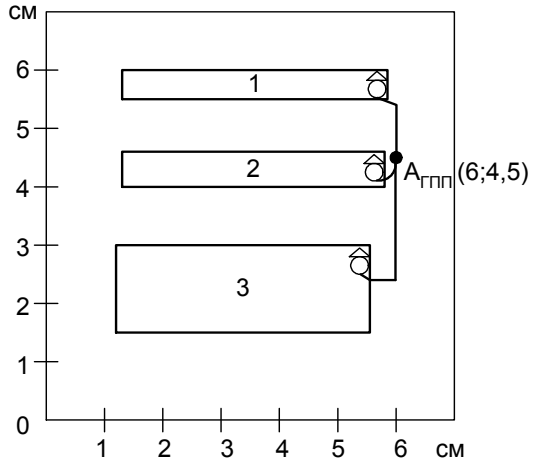


Рисунок 1 – Расположение цехов (масштаб: 1 см=36,4 м)

$$X_ц=\frac{870\cdot 5{,}7+78\cdot 5{,}7+280\cdot 5{,}4}{870+78+280}=5{,}6\text{ см};\qquad Y_ц=\frac{870\cdot 5{,}5+78\cdot 4+280\cdot 2{,}5}{870+78+280}=4{,}7\text{ см}.$$

Расположение ГПП показываем на рисунке 1 (точка А).

Электрическую схему внутреннего электроснабжения для трёх цехов приводим на рисунке 2.

Сечения кабельных линий будем выбирать по нагреву током нагрузки. Покажем выбор сечения КЛ для питания главного конвейера и цеха шасси.

Определяем ток нагрузки, текущий по одному кабелю от ГПП к ТП–1:

$$I_{расч}=\frac{\sqrt{P_{р1}^2+Q_{неск1}^2}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}\cdot 2}=\frac{\sqrt{870^2+120^2}}{\sqrt{3}\cdot 10\cdot 2}=25{,}4\text{ А},$$

здесь $Q_{неск1}=Q_{р1}-Q_{ККУ1}=870-750=120$ квар.

Максимальный ток нагрузки, текущий по КЛ от ГПП к ТП–1 (при отключении второго кабеля): $I_{max.расч}=2\cdot 25{,}4=50{,}8$ А. По данному току выбираем кабель с алюминиевыми жилами марки ААШв(3×16) с длительно допустимым током 95 А. Принято, что кабель прокладывается в кабельных каналах.

Выбранный кабель необходимо проверить по потерям напряжения, которые не должны превышать допустимые, и по термической стойкости при КЗ (по нагреву от кратковременного выделения теплоты при токах КЗ).

Потери напряжения в общем случае: $\Delta U=\frac{P\cdot r+Q\cdot x}{U_{ном}}$.

Принятое сечение должно превышать минимальное сечение по условию термической стойкости: $F_{min}=\frac{\sqrt{B_k}}{C_т}\le q$, где B_k – тепловой импульс; $C_т$ – термический коэффициент для кабелей, зависящий от материала проводника.

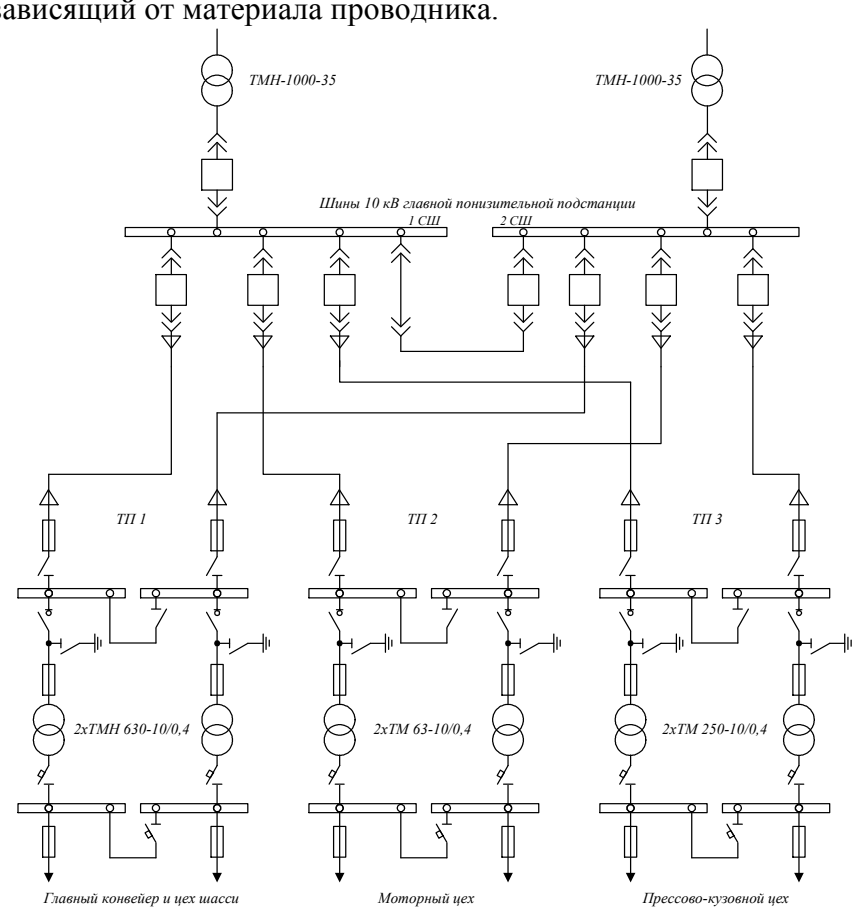


Рисунок – Схема внутреннего электроснабжения

Задача

Предварительно определив рациональное напряжение, рассчитать экономически целесообразное сечение проводов питающей сети предприятия

Исходные данные:

- Максимальная активная нагрузка предприятия (МВт) 24
- Средневзвешенное значение коэффициента мощности $\cos\varphi_{С.В.}$ 0,9
- Протяженность воздушной ЛЭП L (км) 5
- Число использования максимума нагрузки Тм (ч) 4000
- Состав нагрузки по категориям надежности электроснабжения (% от Рм)
  - 1 категория 14
  - 2 категория 25
  - 3 категория 61
- Стоимость потерь мощности C_0 (коп/кВт.час) 0,8

Нестандартное рациональное напряжение питающей сети рассчитаем по формуле С.Н.Никогосова /4/ стр183.

$$U = 4.34\sqrt{l + \frac{16P}{n}} = 4.34\sqrt{5 + \frac{16 \cdot 24}{2}} = 61 \text{ кВ}$$

Примем ближайшее к расчетному стандартное напряжение U= 110 кВ.

Для потребителей 1 категории с целью обеспечения требуемой бесперебойности питания принимаем двухцепную воздушную линию напряжением 110 кВ.

Определяем расчетные токи в нормальном и аварийном режимах

$$I_Р = \frac{S_Р}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{24000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 63 \text{ А}$$

$$I_{РМАХ} = \frac{S_Р}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{24000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 126 \text{ А}$$

Сечение проводов воздушных ЛЭП рассчитываются в соответствии с требованиями ПУЭ/5/ стр 39, $S = \frac{I_{РМАХ}}{J_{ЭК}}$; мм^2

где: $I_{РМАХ}$ – расчетный максимальный ток, А

J – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм^2, для заданных условий работы /5/ таб.1.3.36

$$S = \frac{126}{1{,}1} = 115 \text{ мм}^2$$

По справочным данным /2/ стр338, выбираем провод АС120.

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву

$$I_{РМАХ} \le I_{ДОП}; \quad 126 \text{ А} \le 390 \text{ А}$$

где $I_{ДОП}$ – допустимые длительные токовые нагрузки /6/ стр292 таб 7.12

По условиям коронирования проверяется минимально допустимое сечение провода. Для ВЛ 110 кВ минимальное сечение по условиям короны 70 мм^2 < 120 мм^2.

Проверке по допустимым потерям и отклонениям напряжения ВЛ 35 кВ и выше не подлежат /6/стр160.

Нахождение экономически целесообразного сечения по трем стандартным сечениям. Примем для сравнения следующие стандартные сечения провода; 120 мм^2, 150 мм^2,

185 мм^2, /2/стр.61,338. Определим затраты на строительство и эксплуатационные расходы для ВЛ.

где Кз – коэффициент загрузки Кз=Ір(А)/Ідл(А),

ΔРд – потери при действительной нагрузке,

$$\Delta Рд = \Delta Р \cdot Кз^2$$

$\Delta Эа_2$ – потери энергии в линии, $\Delta Эа_2=\Delta Рд \cdot Тм$

$Сп_2$ – стоимость потерь в линии, $Сп_2=\Delta Эа_2 \cdot С_0$

К – капитальные вложения на сооружение линий,

$Са_2$ – ежегодные амортизационные отчисления, $Са_2=К \cdot Ка$

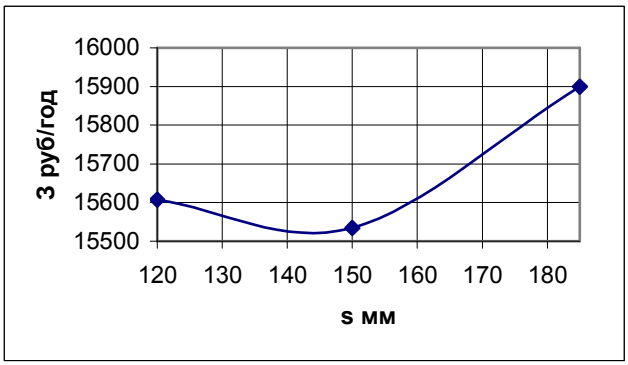
Ка – коэффициент амортизационных отчислений

$Сэ_2$ – годовые эксплутационные расходы, $Сэ_2= Сп_2+ Са_2$

З – приведенные затраты на линию, $З=0,125 \cdot К+ Сэ_2$

s, мм^2	ΔР, кВт	Ідл, А	Кз	ΔРд, кВт	К, т.руб	$Сп_2$ Руб/г	$Са_2$ Руб/г	$Сэ_2$ Руб/г	З Руб/г
120	700	380	0,33	76	85	2432	2550	4982	15607
150	745	445	0,28	58	88,25	1856	2648	4504	15535
185	805	510	0,25	50	92,25	1600	2768	4368	15899

Построим зависимость З=f(s).



При выраженном минимуме зависимости экономически целесообразное нестандартное сечение определим по трем точкам в соответствии с формулой

$$S_{ЭЦ} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{\Delta' s_1}{2\delta}$$

где s_2 – стандартное сечение линии, имеющей минимальные приведенные затраты; s_1, s_3 – стандартные ближайшие сечения линий

$\Delta s_1=s_2-s_1$; $\Delta s_2=s_3-s_2$; $\Delta`s_1=s_3-s_1$; $\Delta З_1=З_2-З_1$; $\Delta З_2=З_3-З_2$;

$$\delta = \frac{\Delta З_2 \cdot \Delta s_1}{\Delta З_1 \cdot \Delta s_2} - 1 \; ; \qquad S_{ЭЦ} = \frac{120+150}{2} - \frac{65}{2 \cdot (-5,33)} = 141 \text{ мм}^2$$

По $S_{ЭЦ}$ принимаем ближайшее стандартное сечение $S_{ЭЦ}$=150 мм^2, которое не превышает сечение выбранное по техническим условиям.

Задача

Выбрать экономически целесообразное напряжение и схему распределительной сети

- Суммарная расчетная мощность электродвигателей напряжением 6 кВ $S_{\Sigma ДВ}$ МВА 1
- Средняя протяженность кабельной распределительной сети при радиальной схеме $l_{СР.Р}$, км 0,3

- Средняя протяженность кабельной распределительной сети при схеме двойной магистрали $l_{СР.М}$, км 0,7
- Отношение часов работы предприятия в году (Тг-8760ч) к числу часов использования максимума нагрузки (Тм) α 1,4

Сведения о нагрузке предприятия, стоимости потерь мощности число часов использования максимума нагрузки принять по исходным данным контрольного задания №3. Считать электродвигатели напряжением 6 кВ, отнесенным к электроприемникам 1 категории по бесперебойности электроснабжения, их нагрузку – включенной в расчетную нагрузку предприятия.

Определим рациональное напряжение при радиальной схеме. Преобразуем натуральные значения факторов в кодированные используя $x_i = \frac{X_i - X_{бi}}{\Delta X_i}$ и данные /4/стр200 таб.7.3 **. Фактор x1** суммарная нагрузка на шинах ГПП

$$x_1 = \frac{24000 - 30000}{20000} = -0,3$$

Фактор x2 средняя длина кабельной линии

$$x_2 = \frac{0,3 - 0,6}{0,4} = -0,75$$

Фактор x3 стоимость потерь электроэнергии

$$x_3 = \frac{70 - 70}{30} = 0$$

Фактор x3 отношение нагрузки двигателей ко всей нагрузке предприятия

$$\beta = \frac{1000}{24000 + 1000} \cdot 100\% = 4\%$$

$$x_4 = \frac{4 - 6}{4} = -0,5$$

Подставим найденные значения факторов в формулу

$U_{РАЦ}$=7,59+0,74·x_1+1,21·x_2+0,27·x_3-1,18·x_4+0,61·x_1·x_2+
+0,22·x_2·x_3+0,2·x_2·x_4=7,59+0,74·(-0,3)+1,21·(-0,75)+0,27·0-
-1,18·(-0,5)+0,61) ·(-0,3) ·(-0,75)+0,22·(-0,75) ·0+
+0,2·(-0,75) ·(-0,5)=7,26 кВ

Для определения стандартного рационального напряжения рассчитаем годовые затраты для ближайшего большего и ближайшего меньшего стандартного напряжения.

$З_{\sum 6}$=87,33+42,43·x_1+10,93·x_2+12,37·x_3-2,13·x_4+5,99·x_1·x_2+
+7,71·x_1·x_3=87,33+42,43·(-0,3) +10,93·(-0,75) +12,37·0-
-2,13·(-0,5) +5,99·(-0,3) ·(-0,75)+7,71·(-0,3)·0=66,12 т.руб/год

$З_{\sum 10}$=87,15+41,20·x_1+8,27·x_2+11,95·x_3+3,88·x_1·x_2+
+7,43·x_1·x_3=87,15+41,20·(-0,3) +8,27·(-0,75) +11,95·0+
+3,88·(-0,3) ·(-0,75)+7,43·(-0,3)·0=69,46 т.руб/год

Рациональным стандартным напряжением для данной системы электроснабжения является напряжение 6 кВ.

Определим рациональное напряжение по схеме двойной магистрали. При этом значения факторов, кроме x_2, сохраняются неизменными

Фактор x2 средняя длина кабельной линии

$$x_2 = \frac{0,7 - 0,6}{0,4} = 0,25$$

Фактор x5 неравномерность графика электрических нагрузок

$$x_5 = \frac{1,4 - 1,3}{0,1} = 1$$

Подставим найденные значения факторов в формулу

$U_{РАЦ}$=8,07+0,92·x_1+1,45·x_2+0,37·x_3-1,33 ·x_4-0,14·x_5+0,67·x_1·x_2+ +0,20·x_1·x_3+0,24·x_2·x_3+0,29·x_2·x_4=8,07+0,92·(-0,3) +1,45·0,25+ +0,37·0-1,33 ·(-0,5)-0,14·1+0,67·(-0,3)·0,25+0,20·(-0,3)·0+ +0,24·0,25·0+0,29·0,25·(-0,5)=8,6 кВ

$З_{\sum 6}$=87,33+42,43·x_1+10,93·x_2+12,37·x_3-2,13·x_4+5,99·x_1·x_2+ +7,71·x_1·x_3=87,33+42,43·(-0,3) +10,93·0,25 +12,37·0- -2,13·(-0,5) +5,99·(-0,3) ·0,25+7,71·(-0,3)·0=78 т.руб/год

$З_{\sum 10}$=87,15+41,20·x_1+8,27·x_2+11,95·x_3+3,88·x_1·x_2+ +7,43·x_1·x_3=87,15+41,20·(-0,3) +8,27·0,25 +11,95·0+ +3,88·(-0,3) ·0,25+7,43·(-0,3)·0=76,5 т.руб/год

Рациональным стандартным напряжением для данной системы электроснабжения является напряжение 10 кВ.

В случае определения рационального напряжения по радиальной схеме затраты на систему электроснабжения 6 кВ оказались меньше, чем по схеме двойной магистрали 10 кВ. Но учитывая, что рациональное нестандартное напряжение в первом случае больше 6 кВ, и предполагая дальнейшее расширение предприятия и увеличения его мощности, то в качестве рационального напряжения с учетом динамики развития предприятия рекомендуется напряжение 10 кВ и схема распределительной сети по двойной магистрали.

Задача

По исходным данным и с использованием результатов выбора напряжений питающей и распределительной сети в контрольных заданиях № 3 и 4 определить число и экономически целесообразную мощность трансформаторов ГПП предприятия.

Принять значение коэффициента максимума нагрузки равным Км = 1,2.

На заводе имеются потребители 1 и 2 категории, поэтому принимаем к установке два силовых трансформатора.

Намечаем два возможных варианта мощности трансформаторов ГПП с учетом допустимых перегрузок, для этого от заданной полной мощности завода перейдем к средней за наиболее загруженную смену. /4/стр178

$$P_{СМ} = \frac{P}{K_М} = \frac{24}{1,2} = 20 \text{ МВт}; \; Q_{СМ} = P_{СМ} \cdot tg\varphi_{СВ} = 20 \cdot 0,48 = 9,6 \text{ Мвар}$$

Так как допустимая перегрузка не должна превышать 30%, намечаем два варианта номинальной мощности

вариант 1 Два трансформатора по 16000 кВА. В нормальном режиме трансформаторы работают с неполной нагрузкой. Коэффициент загрузки в часы максимума равен

$$k_З = \frac{S_М}{2 \cdot S_{НОМ.Т}} = \frac{24}{2 \cdot 16} = 0,75$$

вариант 2 Два трансформатора по 10000 кВА. С учетом нормальной перегрузки, оба трансформатора в нормальном режиме смогут пропустить всю потребляемую мощность во время максимальной нагрузки завода

$$S_{М.Т.} = 1,5 \cdot 2 \cdot S_{НОМ.Т} = 1,5 \cdot 2 \cdot 10 = 30 \text{ МВА}$$

Проверим возможность перегрузки при отключении одного из трансформаторов.

вариант 1 1,4·$S_{НОМ.Т}$=1,4·16=22,4 МВА т.е.90% всей потребляемой мощности, что приемлемо.

вариант 2 $1{,}4 \cdot S_{НОМ.Т}=1{,}4 \cdot 10=14$ МВА т.к. на заводе имеются 61% потребителей 3 категории, то часть из них на некоторое время могут быть отключены. Этот вариант тоже приемлем.

Определим экономически целесообразный режим работы трансформаторов. Технические данные трансформаторов

$S_{НОМ.Т}$ МВА	$U_{ВН}$ кВ	ΔP_X кВт	$\Delta P_К$ кВт	I_X %	$U_К$ %	К т.руб
10	110	8	60	0,9	10.5	49,2
16	110	26	85	0.85	10.5	52

Определим годовые потери мощности и электроэнергии.

вариант 1 $$\Delta Q_X = S_{НОМ.Т} \cdot \frac{I_X}{100} = 16000 \cdot \frac{0{,}85}{100} = 136 \text{ кВар}$$

$$\Delta Q_К = S_{НОМ.Т} \cdot \frac{U_К}{100} = 16000 \cdot \frac{10{,}5}{100} = 1680 \text{ кВар}$$

$$\Delta P`_X = \Delta P_X + k_{И,П} \cdot \Delta Q_X = 26 + 0{,}05 \cdot 136 = 32{,}8 \text{ кВт}$$

$$\Delta P`_К = \Delta P_К + k_{И,П} \cdot \Delta Q_К = 85 + 0{,}05 \cdot 1680 = 169 \text{ кВт}$$

приведенные потери мощности в одном трансформаторе

$$\Delta P`_{16} = \Delta P_X + k_З^2 \cdot \Delta P`_К = 26 + 1{,}4^2 \cdot 169 = 357 \text{ кВт}$$

приведенные потери мощности при двух трансформаторах

$$\Delta P`_{16 \cdot 2} = 2\Delta P_X + k_З^2 \cdot \Delta P`_К = 2 \cdot 26 + 0{,}75^2 \cdot 169 = 242 \text{ кВт}$$

время наибольших потерь электроэнергии $T_П = \left(0{,}124 + \frac{T_М}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 4924$ ч

потери электроэнергии

$$\Delta Эа.т_1 = n \cdot \Delta P_X \cdot T_Г + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_К \cdot \frac{S_{МАХ}^2}{S_{НОМ.Т}^2} \cdot T_П = 495790 \text{ кВт/ч}$$

вариант 2 $$\Delta Q_X = S_{НОМ.Т} \cdot \frac{I_X}{100} = 10000 \cdot \frac{0{,}9}{100} = 90 \text{ кВар}$$

$$\Delta Q_К = S_{НОМ.Т} \cdot \frac{U_К}{100} = 10000 \cdot \frac{10{,}5}{100} = 1050 \text{ кВар}$$

$$\Delta P`_X = \Delta P_X + k_{И,П} \cdot \Delta Q_X = 8 + 0{,}05 \cdot 90 = 12{,}5 \text{ кВт}$$

$$\Delta P`_К = \Delta P_К + k_{И,П} \cdot \Delta Q_К = 60 + 0{,}05 \cdot 1050 = 112{,}5 \text{ кВт}$$

приведенные потери мощности в одном трансформаторе

$$\Delta P`_{10} = \Delta P_X + k_З^2 \cdot \Delta P`_К = 8 + 1{,}4^2 \cdot 112{,}5 = 228{,}5 \text{ кВт}$$

приведенные потери мощности при двух трансформаторах

$$\Delta P`_{10 \cdot 2} = 2\Delta P_X + k_З^2 \cdot \Delta P`_К = 2 \cdot 8 + 1{,}2^2 \cdot 112{,}5 = 178 \text{ кВт}$$

потери электроэнергии

$$\Delta Эа.т_2 = n \cdot \Delta P_X \cdot T_Г + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_К \cdot \frac{S_{МАХ}^2}{S_{НОМ.Т}^2} \cdot T_П = 664790 \text{ кВт/ч}$$

найдем нагрузку, при которой необходимо переходить на работу с двумя трансформаторами:

вариант 1 $S_A = S_{НОМ.Т}\sqrt{n(n-1)\frac{P`_X}{P`_К}} = 16\sqrt{2\frac{32.8}{169}} = 10$ МВА

вариант 2 $S_A = S_{НОМ.Т}\sqrt{n(n-1)\frac{P`_X}{P`_К}} = 10\sqrt{2\frac{12.5}{112.5}} = 4.7$ МВА

Определим наиболее целесообразный вариант установки трансформаторов. Капитальные затраты составят

вариант 1 $К_1=2\cdot К_{16}=2\cdot 52=104$ т.руб

вариант 2 $К_2=2\cdot К_{10}=2\cdot 49,2=98,4$ т.руб

амортизационные отчисления

вариант 1 $Са_1=Ка_Т\cdot К_1=0,1\cdot 104=10,4$ т.руб/год

вариант 2 $Са_2=Ка_Т\cdot К_2=0,1\cdot 98,4=9,8$ т.руб/год

стоимость потерь при $С_0=0,008$ руб/кВт.ч

вариант 1 $Сп_1=С_0\cdot ΔЭа.т_1=0,008\cdot 495790=3,966$ т.руб/год

вариант 2 $Сп_2=С_0\cdot ΔЭа.т_2=0,008\cdot 664790=5,318$ т.руб/год

годовые эксплуатационные расходы

вариант 1 $Сэ_1= Са_1+ Сп_1=10,4+3,966=14,4$ т.руб/год

вариант 2 $Сэ_2= Са_2+ Сп_2=9,8+5,318=15,2$ т.руб/год

определим срок окупаемости $Ток = \frac{К_1 - К_2}{Сэ_2 - Сэ_1} = \frac{104-98,4}{15,2-14,4} = 7$ лет

Расчетный срок окупаемости равен 7-8 лет, поэтому оба варианта являются экономически равноценными. Учитывая будущее расширение производства с увеличением нагрузок, окончательно принимаем к установке два трансформатора мощностью по 16000 кВА.

4.2. Комплекты домашних заданий, контрольных работ.

Комплекты домашних заданий выполнены по темам, каждая из которых содержит 15-25 задач. Задачи варьируются случайным образом при выдаче студентам. Ниже приводятся примеры индивидуальных домашних заданий.

Полный комплект заданий находится у лектора.

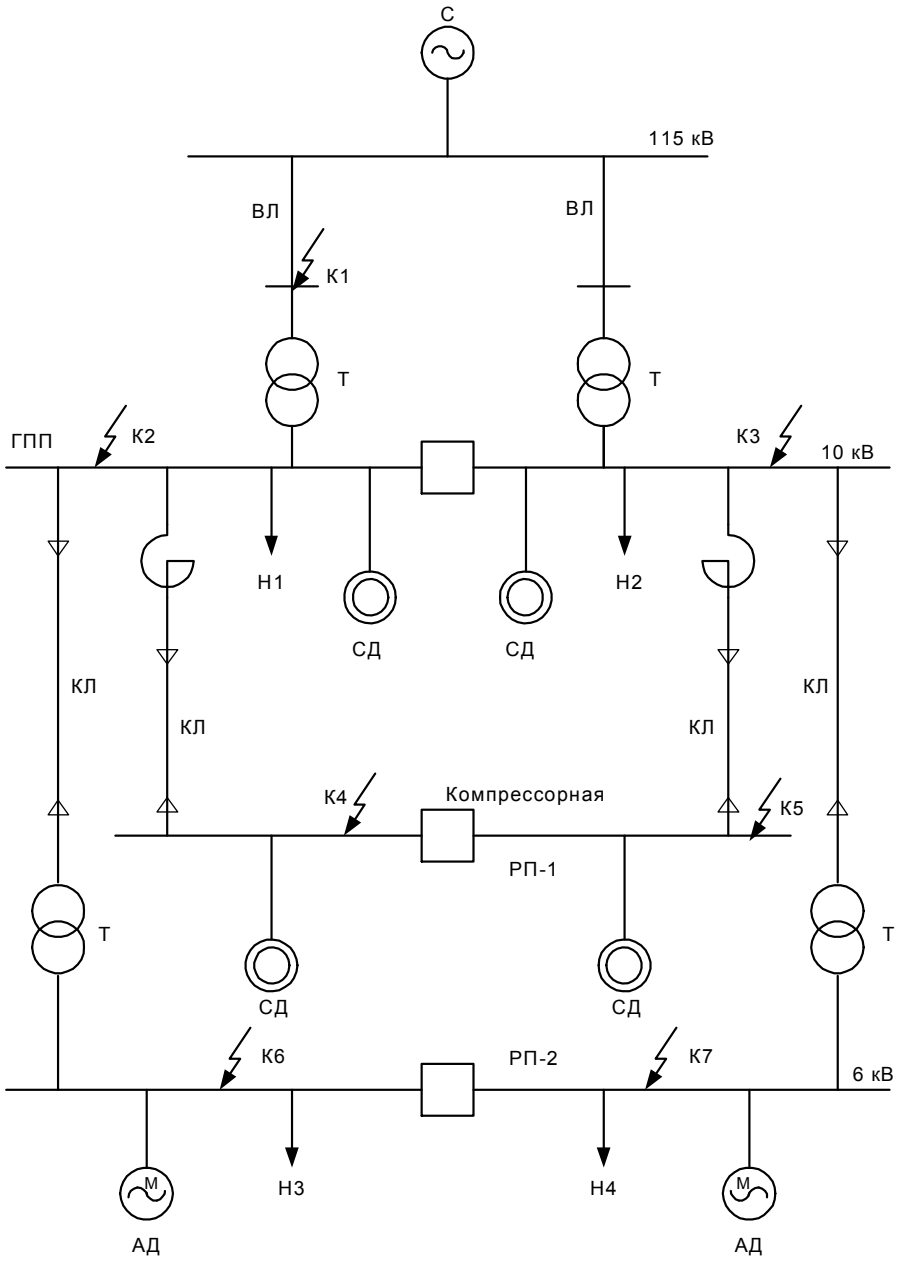
Задача №1

Рассчитать токи трехфазного короткого замыкания в схеме, показанной на рис. Исходные данные для расчета представлены в табл. На схеме показана двухцепная ЛЭП с проводами марки АС, синхронные двигатели – типа СТД, асинхронные двигатели – марки АЗМ, cosφ принять равным 0,8 для всей нагрузки, показанной на схеме. Проверить необходимость установки реакторов, изображенных на схеме.

Исходные данные к расчету	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Точка КЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8	К4	К3
Мощность КЗ системы, МВА	3000	∞	5000	2000	2500	5000	4000	∞	2000	2500
Мощность тр-ров ГПП, МВА	63	40	80	16	25	40	80	63	25	16
Сечение ЛЭП, мм^2	150	120	185	95	120	150	240	185	120	95
Длина ЛЭП, км	5	10	15	7	9	12	8	3	10	14
Нагрузка, МВА										
Н1	10	8	11	2	4	8	14	6	5	2
Н2	8	7	12	1	5	7	12	5	7	1
Н3	0,8	1	3	1	2	1	2	1,26	1,6	1
Н4	2,5	1	2	2	1	2,5	4	2	1	2

Число и мощность СД на каждой секции шин ГПП, МВт	3x4	2x3,15	3x5	2x1	3x2	2x4	4x5	3x3,15	2x2	2x1
Число и мощность СД на каждой секции шин РП-1, МВт	5x1,6	3x2,5	2x3	2x1,25	2x1	3x2	2x5	3x4	4x1	3x0,8
Число и мощность АД на каждой секции шин РП-2, МВт	3x3,2	2x2,5	4x4	2x1	2x1,6	2x2,5	2x3,2	3x4	3x1	5x0,5
Мощность трансформаторов РП-2, МВА	10	10	25	4	4	10	10	16	4	6,3
Длина кабельной линии до РП-1, км	1	1,5	2	0,5	0,8	1,2	1,6	1,8	1,5	1
Длина кабельной линии до РП-2, км	1	2	1	1,3	1,1	1	1,4	1,5	2	1

Недостающие для расчета исходные данные определить по справочникам. Сечение кабельных линий выбрать по нагрузке перед расчетом токов КЗ, а после расчета проверить на действие токов КЗ.



Задача №2

Выбрать элемент схемы электроснабжения, указанной в табл., используя результаты расчета первой задачи.

Номер варианта	Элемент схемы
1	Выключатель 110 кВ
2	Сборные шины 10 кВ
3	Вводной выключатель 10 кВ
4	Трансформатор тока на вводе РП-1
5	Трансформатор напряжения 1 секции шин ГПП
6	Секционный выключатель РП-2
7	Опорные и проходные изоляторы РП-2
8	Ячейка КРУ отходящего присоединения к СД РП-1
9	Выключатель присоединения к СД РП-1
10	Трансформатор тока на нагрузке ГПП

Задача №3

Выбрать экономически целесообразное напряжение и схему распределительной сети, число и мощность трансформаторов ГПП, если напряжение питающей линии 110 кВ, $К_р$=1. Исходные данные приведены в табл.

Исходные данные	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Суммарная расчетная мощность ЭД 6 кВ, МВА	1	1,5	2	1,8	2,2	1,7	2,1	1,2	1,4	3
Средний tg φ ЭД	0,75	0,72	0,7	0,6	0,73	0,77	0,66	0,79	0,65	0,8
Суммарная активная расчетная нагрузка КТП, МВт	24	30	35	28	33	40	37	25	31	27
Суммарная реактивная расчетная нагрузка КТП, Мвар	12	15	20	18	17	23	15	17	19	16
Коэффициент разновременности максимальной нагрузки на шинах ГПП	0,95	0,92	0,9	0,93	0,94	0,95	0,92	0,94	0,93	0,9
Средняя протяженность распределительной сети при радиальной схеме, км	0,9	0,4	1	0,5	0,6	0,7	0,8	1	0,9	0,8
Средняя протяженность кабельной распределительной сети при схеме двойной сквозной магистрали, км	1	0,7	0,9	0,8	0,5	0,9	0,4	0,5	0,9	0,6
Отношение числа часов работы предприятия в году к числу часов использования максимума нагрузки	1,35	1,32	1,3	1,34	1,23	1,25	1,27	1,29	1,31	1,3

Предприятие расположено на Дальнем Востоке. Недостающие справочные данные принять по справочной литературе.

Задания на контрольную работу студентов заочной и сокращенной форм обучения также формируются из подобных заданий.

5. ПЕРЕЧЕНЬ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СТУДЕНТАМИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ДАННОЙ ДИСЦИПЛИНЫ

При изучении данной дисциплины целесообразно пользоваться следующими программными продуктами: MathCad; Visio; SДО-6; RASTR; ExseL.

Все выше перечисленные ПВК широко используются в практической деятельности выпускников и изучаются ранее.

Методические указания по данным программным продуктам изложены в УМКД дисциплин «Информатика», «Пакеты прикладных программ», поэтому в данном УМКД не приводятся.

6. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Состав информационных технологий, используемых при изучении данной дисциплины:

1. Презентации лекций, слайды, каталоги с техническими характеристиками оборудования – 3 компакт диска.
2. Электронные варианты электрических схем энергетических компаний Дальневосточного региона.
3. Схемы, рисунки, таблицы под медиакомплекс.
4. Комплект индивидуальных заданий по дисциплине: домашних и выдаваемых на лекциях.
5. Промышленные программно-вычислительные комплексы «SДО-6», "RASTR", пакет автоматизации математических расчетов «MathCad», «КАРАТ».
6. Презентации практических занятий.
7. Электронный подбор материалов.
8. Электронные варианты учебников и учебных пособий в библиотеке кафедры.
9. Справочные материалы.

К информационной составляющей УМКД относятся учебники, учебные пособия методические разработки. Т.е. их электронные издания (ИЭ). Информационная составляющая является электронным аналогом с:

возможностью использования наряду со статическими текстами и изображениями мультимедийных ресурсов (звука и видео);

наличием встроенных средств навигации, позволяющих пользователю переходить к основной странице издания, предыдущей, следующей странице издания, просмотреть оглавление всего издания или его раздела;

возможность оперативного внесения изменений после публикации.

Электронные издания существуют в различных представлениях. Возможно представление изданий в формате текстового процессора, например Word, публикация издания в переносимом формате, например Adobe PDF. Следующей формой публикации ЭИ является публикация во Всемирной паутине в формате HTML с использованием других техно-

логий, например CSS для стилевого оформления, динамического HTML – для создания динамических документов, Macromedia Flash для анимации.

ЭИ допускает многовариантное представление с различной функциональностью для работы с помощью различных пользовательских агентов. Состав версий ЭИ обеспечивает работу с ним на персональном компьютере и распечатку его на бумаге. Электронное представление ЭИ позволяет хранить его на любых электронных носителях и доставлять через сеть.

Разница проведения практических занятий при очном и дистанционном видах обучения определяется организацией взаимодействия между обучаемым и преподавателем, а также степенью взаимодействия между обучаемыми. В очном образовании преподаватель может управлять ходом решения задач в реальном времени, направляя обучаемых, комментируя и объясняя типичные ошибки. Взаимодействие между обучаемыми позволяет быстрее находить решения, кроме того, обучаемые получают опыт совместной работы. В заочном образовании, обучаемый получает комплект, состоящий из задачника, задания, методических указаний, примеров решения задач, справочных материалов. Участие преподавателя сводится к проверке полученных по почте решений. Дистанционный вариант проведения практических занятий отличается от заочного возможностью оперативного общения между обучаемыми и преподавателем.

Способы общения между преподавателем и обучаемыми в заочной и сокращенной заочной формах обучения:

общение по электронной почте – этот способ является предпочтительным, позволяя его участникам читать и подготавливать сообщения в удобное для них время;

общение через web-форумы, организуемые на web-серверах учебного заведения;

общение с помощью служб мгновенных сообщений и чатов.

Способ доставки учебного контента: лично; по почте; электронные средства доставки (ftp, http, E-mail); комбинированные средства доставки.

Средства взаимодействия между преподавателем и обучаемыми вынесены из состава УМК, например электронную почту, форумы, чаты целесообразно совместно использовать под несколько ЭУМК.

7. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ОБРАЗОВАНИЯ

7.1. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов.

В процессе изучения дисциплины используются следующие виды контроля знаний студентов:

входной контроль;
текущий контроль;
рубежный контроль;
экзаменационный (итоговый) контроль;
самоконтроль знаний.

Виды и цели контроля

Входной контроль зависит от цели обучающего курса и его специфики. Он определяет готовность студента к работе по курсу (роль допуска к обучению), выполняет диагностические функции, выявляет пробелы в знаниях, компенсируемые процессом дополнительного обучения. Обучающий курс становится адаптивным (каждый учащийся идет своим путем в зависимости от его начального уровня). Работа по тестовым заданиям настраивает студента на предметную область, вводит в терминологию, способствует актуализации знаний, становится стартовой площадкой для новой темы. Обычно входной кон-

троль редок (вступительные экзамены, допуск к лабораторной работе), но при компьютеризации обучения его частота повышается.

Текущий контроль – диагностика знаний, умений и навыков (ЗУН) и коррекция обучения в процессе усвоения темы, позволяющая исправлять недостатки обучения и достигать необходимого уровня его усвоения.

Рубежный контроль – это проверка уровня усвоения очередного раздела курса. Студенту предлагается творческая задача, задача повышенной сложности или задача, предусматривающая перенос усвоенных знаний на другой материал. Успешное решение задачи показывает, что учащийся овладел всей системой знаний и действий, предусмотренных целями обучения по данной теме. Рубежная проверка позволяет обучаемому запрашивать необходимый справочный или информационный материал, советы, разъяснения ошибок, наводящие вопросы. Задания должны быть адекватны этапу познавательной деятельности, элементу которого соответствует серия нескольких заданий. Рубежный контроль может быть входным для изучения последующего материала и поддержки уровня знаний при перерывах в обучении, что характерно для студентов заочной и сокращенной заочной форм. Итогом рубежного контроля являются результаты контрольных точек.

Экзаменационный (итоговый) контроль. Если проверка исходного уровня – «входной» контроль, то заключительный контроль показывает полученные результаты «на выходе». Он представляет собой серию заданий по всему материалу, которую обучаемый должен решить самостоятельно. По результатам экзаменационного контроля учащийся получает отметку.

Самоконтроль знаний – наиболее простой вид. Обычно это вопросы и задачи, на которые учащийся пытается ответить самостоятельно. При затруднении он может обратиться к учебнику и найти в нем ответы. Основная цель самоконтроля – самоутверждение, достижение уверенности в усвоении учебного материала, хотя это может и не соответствовать действительности.

Таким образом, основные цели разных видов контроля следующие: самоутверждение; готовность к изучению нового материала; проверка уровня усвоения; поддержка адаптивного обучения и уровня знаний; формирование базы оценок для определения рейтинга обучаемых. Программные средства контроля знаний должны обеспечивать все стадии его проведения: от идентификации до выдачи результатов.

Контроль (диагностика) знаний, умений, навыков (ЗУН) включает в себя выполнение некоторого множества заданий, характеризуемых трудностью и сложностью. Трудность задания определяется уровнем усвоения, на диагностику которого оно направлено. Сложность характеризуется числом существенных операций в нем, в т.ч. и свернутых.

Педагогически корректное задание для контроля знаний студентов должно быть: содержательно валидным (построенным на содержании предшествующего обучения); функционально валидным (проверка того, для чего его используют); объективным; однозначным; специфичным (требующим конкретных ЗУН, а не общей эрудиции); способным разделить учащихся на знающих и незнающих.

Подбор заданий в группу основан на репрезентативности (полноте охвата дисциплины или ее раздела ограниченной выборкой); однородности (равноценности содержания и трудности наборов заданий); рандомизации (гарантии не предъявления одного и того же набор заданий).

Входной контроль выполняется в виде тестовых заданий. Формами текущего контроля являются блиц-опрос студентов на каждой лекции по пройденному материалу (5-7 минут), опрос на практических занятиях, защита индивидуальных домашних заданий, рефераты.

Рубежный контроль предусматривает выполнение контрольных работ, комплексных заданий, направленных на проверку эвристических способностей студентов, углубленного изучения материала, коллоквиум.

Итоговый контроль – это экзамен по дисциплине. Экзаменационный билет должен включать два теоретических вопроса и задачу. Предусмотрено три типа сложности задач: простой, средней и повышенной сложности. Студенту предлагается выбор задачи по сложности в зависимости от того, на какую оценку он претендует. Если студент не справляется с задачей средней или повышенной сложности, то предлагается простая задача, отсутствие решения которой приводит к неудовлетворительной оценке на экзамене.

Рекомендуется при оценке знаний студентов на экзамене учитывать его работу в семестре.

7.2. Фонды тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний

Примеры тестовых и контрольных заданий

Вариант № 1

1. Электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию подразделяются на ЭУ напряжением:

а) выше 1 кВ и ниже 1 кВ
б) 1 кВ, 10 кВ, 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ
в) до 220 кВ и свыше 220 кВ.

2. Режим работы ЭП характеризуется:
а) технологическим процессом
б) температурой отдельных частей машины
в) временем работы ЭП.
3. Глухое заземление нейтрали применяется в:
а) трехфазных сетях 6-35 кВ
б) трехфазных сетях постоянного тока
в) в сетях 110 кВ и выше, в 4-х проводных сетях 380/220 В, 3-х фазных сетях постоянного тока.
4. Плавкие предохранители служат для:
а) защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ
б) дистанционного управления АД
в) коммутации силовой цепи.
5. Отклонение напряжения у ЭП определяется:
а) ±U% = [(Uфак - Uном)]/Uном] • 100%
б) ±U% = [(Uном - Umin)]/Uном] • 100%
б) ±U% = [(Umax - Uном)]/Uном] • 100%
6. Провести соответствие:
а) НКУ установлено у одиночного ЭП с низким cos φ и большим числом часов работы в году
б) НКУ установлено у распределительного пункта < 1 кВ или на магистральном шинопроводе
в) НКУ установлено на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ
1. Централизованная КРМ
2. Групповая КРМ
3. Индивидуальная КРМ
7. Режим настройки дугогасящих катушек в нейтрали характеризуется:
а) степенью расстройки, степенью настройки
б) коэффициентом успокоения резонансно-заземленной сети
в) напряжением смещения нейтрали.
8. Условием несинхронного включения СД является:
а) $I_{нс}X''d \leq 1,5$ k

б) $I_{нс}X''d \leq 1{,}05\ k$

в) $I_{нс}X'd \leq 1{,}5\ k$

9. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется как:

а) для одиночного ЭП Iном.вст. ≥ Iр
для одиночного ЭД Iном.вст. ≥ I пуск./α

б) для одиночного ЭП Iном.вст.≥ Iном.эп
для одиночного ЭД Iном.вст. ≥ I лик./α

в) для одиночного ЭП Iном.вст.≥ Iном.эн
для одиночного ЭД Iном.вст. ≥ I пуск./α

10. По роду ток все потребители эл.энергии, работающие от сети делятся на группы:

а) переменного и постоянного тока

б) переменного тока нормальной промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты постоянного тока

в) переменного тока повышенной частоты и постоянного тока.

11. При прокладке кабелей до 10 кВ в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать:

а) не более 6 силовых кабелей

б) не более 10 силовых кабелей

в) не более 12 силовых кабелей

12. Процесс самозапуска делится на следующие этапы:

а) выбег и восстановление рабочего режима

б) разгон и восстановление рабочего режима

в) выбег, разгон и восстановление рабочего режима.

13. Для увеличения критического скольжения во время самозапуска необходимо:

а) проводить ресинхронизацию СД

б) максимально использовать форсировку возбуждения

в) чтобы входной момент был меньше момента сопротивления СД

14. Номинальная акт. мощность ЭП повторно-кратковременного режима работы это:

а) мощность за наиболее загруженную смену

б) паспортная мощность, приведенная к длительному режиму работы

в) максимальная мощность за 30-минутный максимум.

15. Режимами настройки дугогасящих катушек в сети с резонансно-заземленными нейтралями являются:

а) резонансный

б) недокомпенсации, резонасный

в) резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.

16.Расчетная нагрузка эмпирическим методом определяется как:

а) Рр = Кс. Руст.

б) Рр = Рсрт + bdсрт

в) Рр = Кр. Рср

17. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя определяется как:

а) для одиночного ЭП Iном.вст. ≥ Iр
для одиночного ЭД Iном.вст. ≥ I пуск./α

б) для одиночного ЭП Iном.вст.≥ Iном.эп
для одиночного ЭД Iном.вст. ≥ I лик./α

в) для одиночного ЭП Iном.вст.≥ Iном.эн
для одиночного ЭД Iном.вст. ≥ I пуск./α

18. Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6-10 кВ промышленных предприятий определяется:

а) Qβ = Qр.в. + Qмах.т - ΔQт

б) $Q\beta = Qр.в. - Qмах.т + \Delta Qт$

в) $Q\beta = Qр.в. + Qмах.т - \Delta Qт$

19. Приемником электроэнергии называют:

а) преобразовательное устройство

б) устройство, в котором происходит преобразование электроэнергии в другой вид энергии для ее использования

в) совокупность машин для преобразования эл.энергии.

20. Приемники электроэнергии подразделяются на группы по сходству режимов на:

а) ЭП длительного режима работы
ЭП кратковременного режима работы
ЭП повторно-кратковременного режима работы

б) ЭП продолжительного режима работы
ЭП кратковременного режима работы

в) ЭП спокойного режима работы
ЭП ударного режима работы.

Вариант № 2

1. Электроснабжением называют:

а) обеспечение потребителей электроэнергией

б) совокупность ЭУ, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией

в) совокупность взаимосвязанных ЭУ предприятия, города.

2. Номинальная активная мощность ЭП длительного режима работы это:

а) мощность за наиболее загруженную смену

б) мощность, указанная в тех. паспорте ЭП

в) средняя мощность ЭП.

3. В сетях 6-10 кВ промышленных предприятий экономически целесообразно применять токопроводы при передаваемой мощности:

а) 5-10 МВА на U=6кВ, >10 МВА на U=10 кВ

б) 15-40 МВА на U=6кВ 20-70 МВА на U =10 кВ

в) <15 МВА на U=6кВ, >15 МВА на U=10 кВ.

4. Номинальным током плавкой вставки называют:

а) номинальный ток, при котором плавкая вставка предохранителя еще не перегорает

б) ток, которой может длительно проходить через их, не вызывая расплавления металла вставки или сильного нагрева

в) ток КЗ, протекающий через предохранитель.

5. Потеря напряжения между напряжением ист. питания U1 и напряжением в месте подключения ЭП к сети U2 определяется:

а) $\Delta U\% = [(Uном - U2)]/U1] \bullet 100\%$

б) $\Delta U\% = [(U1 - U2)]/Uном] \bullet 100\%$

б) $\Delta U\% = [(U1 - Uном)]/U2] \bullet 100\%$

6. Преднамеренное соединение с заземляющим устройством какой либо точки токоведущих частей ЭУ, необходимое для обеспечения ее работы, называют:

а) рабочим заземлением

б) защитным заземлением

в) заземлением нейтрали.

7. Коэффициент успокоения резонасно-заземленной сети определяется как:

а) $d = -\dfrac{C_A + a^2C_B + aC_c}{C_A + C_B + C_c}$

$W(C_A + C_B + C_c)-1/WLн$

б) $d = \frac{3G + 1/R_н}{W(C_A + C_B + C_c)} \bullet 100$

в) $d = \frac{W(C_A + C_B + C_c)}{} \bullet 100$

8. Ток несинхронного выключения при самозапуске 1 ЭД определяется:

а) $I_{нс} = \frac{E + U}{X''d + Xc}$

а) $I_{нс} = \frac{E + U}{X'd + Xc}$

а) $I_{нс} = \frac{E + U}{Xd + Xc}$

9. Приемники электроэнергии подразделяются на группы по сходству режимов на:

а) ЭП длительного режима работы
ЭП кратковременного режима работы
ЭП повторно-кратковременного режима работы

б) ЭП продолжительного режима работы
ЭП кратковременного режима работы

в) ЭП спокойного режима работы
ЭП ударного режима работы.

10. В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты:

а) большой (75-100 МВт и >), средней (от 5 до 75 МВт) и малой (<5 МВт) мощности

б) большой (>100 МВт), средней (<100 МВт)

в) большой (>75 МВт), малой (<75 МВт)

11. Расстояние между двумя параллельно идущими траншеями с кабелями 35 кВ:

а) 1,5 м

б) 1 м

в) 0,5 м

12. При выборе защитных аппаратов для защиты ЭД до 1 кВ учитывается коэффициент а, зависящий от условий и длительности пуска ЭД и равный:

а) α = 2,5 для легких пусков с tпуска = до 2,5с
α = 1,6 для тяжелых пусков с tпуска = > 2,5с

б) α = 3,5 для легких пусков с tпуска до 3,5с
α = 2,5 для тяжелых пусков с tпуска > 3,5с

в) а = 1,6 для легких пусков с tпуска до 1,6с
а = 2,5 для тяжелых пусков с tпуска > 1,6

13. Баланс реактивной мощности в узле 6-10 кВ промышленного предприятия имеет вид:

а) Qв - Qнк - Qск - Qт - Qсд - Qэ1 = 0

в) Qв - Qсд - Qск - Qтэц - Qвк - Qэ1 = 0

в) Qв - Qсд - Qвк - Qмах.т - Qэ1 - Qтэц = 0

14. Если коэффициент эффективности заземления нейтрали kз ≤ 1,4, то такое заземление нейтрали называют:
а) изолированным
б) эффективным
в) компенсированным
15. Емкостной ток замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью определяется как:
а) Iсм = Ul / α
б) Iсм = Ul
в) Iсф = √з Uф W Coi li
16. Напряжение фаз относительно земли при однофазных КЗ в эффективно-заземленных сетях не превышают:
а) 1,4 Uф
б) 1,73 Uф
в) 1,9 Uф
17. Промышленные механизмы, участвующие в самозапуске делятся на:
а) механизмы с постоянным моментом сопротивления, механизмы с вентиляторным моментов сопротивления
б) механизмы с максимальным моментом сопротивления, механизмы с номинальным моментом сопротивления
в) механизмы с минимальным моментом сопротивления, механизмы с максимальным моментом сопротивления
18. Для увеличения критического скольжения во время самозапуска необходимо:
а) проводить ресинхронизацию СД
б) максимально использовать форсировку возбуждения
в) чтобы входной момент был меньше момента сопротивления СД
19. Коэффициентом спроса активной мощности называется отношение:

а) $\frac{P_{ср.м.}}{P_{ном.}}$ б) $\frac{P_p}{P_{ном}}$ в) $\frac{P_{max}}{P_{ном}}$

20. Предельно допустимым током по нагреву называют:
а) длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника
б) минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику
в) ток, протекающий в проводнике в после аварийном режиме.

Вариант № 3

1. Приемником электроэнергии называют:
а) преобразовательное устройство
б) устройство, в котором происходит преобразование электроэнергии в другой вид энергии для ее использования
в) совокупность машин для преобразования эл.энергии.
2. Номинальная акт, мощность ЭП повторно-кратковременного режима работы это:
а) мощность за наиболее загруженную смену
б) паспортная мощность, приведенная к длительному режиму работы
в) максимальная мощность за 30-минутный максимум.
3. По режиму КЗ при напряжении >1 кВ не проверяются элементы канализации электроэнергии:
а) защищенные автоматическими выключателями и Iном.выкл. до 100 А

б) защищенные плавкими предохранителями со вставками на Iном до 60 А - по эл.динамической стойкости, независимо от номинального тока вставок по термической

в) защищенные плавкими предохранителями с I вст < 60 А.

4. Автоматические воздушные выключатели до 1 кВ предназначены:

а) автоматического размыкания эл.цепей при анормальных режимах

б) для оперативных переключений при нормальных режимах

в) для защиты эл.сетей до 1 кВ от токов КЗ и перегрузки, для редких оперативных переключений в нормальном режиме, для защиты сетей при снижении напряжения.

5. Расчетная реактивная нагрузка в сетях 6-10 кВ промышленных предприятий определяется:

а) $Q\beta = Qр.в. + Qмах.т - \Delta Qт$

б) $Q\beta = Qр.в. - Qмах.т + \Delta Qт$

в) $Q\beta = Qр.в. + Qмах.т - \Delta Qт$

6. Коэффициентом эффективности заземления нейтрали k3 называют:

а) $k3 = Uном / Umin$

б) $k3 = Uфз / Uф$

в) $k3 = Umax\ Umin / Uном$

7. Напряжение фаз относительно земли при однофазных КЗ в эффективно-заземленных сетях не превышают:

а) 1,4 Uф

б) 1,73 Uф

в) 1,9 Uф

8. Для увеличения критического скольжения во время самозапуска необходимо:

а) проводить ресинхронизацию СД

б) максимально использовать форсировку возбуждения

в) чтобы входной момент был меньше момента сопротивления СД

9. По роду ток все потребители эл. энергии, работающие от сети делятся на группы:

а) переменного и постоянного тока

б) переменного тока нормальной промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты постоянного тока

в) переменного тока повышенной частоты и постоянного тока.

10. Номинальная активная мощность ЭП длительного режима работы это:

а) мощность за наиболее загруженную смену

б) мощность, указанная в тех. паспорте ЭП

в) средняя мощность ЭП.

11. Расчетная нагрузка эмпирическим методом определяется как:

а) $Pр = Кс \bullet Руст$

б) $Pр = Pсрт \pm \beta\delta срт$

в) $Pр = Кр \bullet Pср$

12. При прокладке кабелей до 10 кВ в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать:

а) не более 6 силовых кабелей

б) не более 10 силовых кабелей

в) не более 12 силовых кабелей

13. Плавкие предохранители служат для:

а) защиты внутрицеховых сетей от токов КЗ

б) дистанционного управления АД

в) коммутации силовой цепи.

14. Предельно допустимым током по нагреву называют:

а) длительно протекающий по проводнику ток, при котором устанавливается наибольшая длительно допустимая температура нагрева проводника
б) минимальный ток в нормальном режиме длительно протекающий по проводнику
в) ток, протекающий в проводнике в послеаварийном режиме.

15. Реактивная мощность, генерируемая СД определяется как:

а) $Q_{сд} = P_{ном.сд} K_{сд} \operatorname{tg} \varphi_{ном}$

б) $Q_{сд} + \alpha_m \sqrt{P^2_{ном\ сд} + Q^2_{ном\ сд}}$

в) $Q = \dfrac{P_{ном.сд.} \bullet \operatorname{tg} \varphi_{ном}}{\eta_{ном}}$

16. Преднамеренное соединение с заземляющим устройством какой либо точки токоведущих частей ЭУ, необходимое для обеспечения ее работы, называют:
а) рабочим заземлением
б) защитным заземлением
в) заземлением нейтрали.

17. Режимами настройки дугогасящих катушек в сети с резонансно-
-заземленными нейтралями являются:
а) резонансный
б) недокомпенсации, резонасный
в) резонансный, недокомпенсации, перекомпенсации.

18. Процесс самозапуска делится на следующие этапы:
а) выбег и восстановление рабочего режима
б) разгон и восстановление рабочего режима
в) выбег, разгон и восстановление рабочего режима.

19. Условием несинхронного включения СД является:
а) $I_{нс}X''_d \le 1{,}5\ k$
б) $I_{нс}X''_d \le 1{,}05\ k$
в) $I_{нс}X'_d \le 1{,}5\ k$

20. Коэффициент использования активной мощности одиночного ЭП это отношение:

а) $\dfrac{P_{ср.м.}}{P_{ном.}}$ б) $\dfrac{P_{ср.кВ}}{P_{ном.}}$ в) $\dfrac{P_p}{P_{ном.}}$

Полный комплект заданий и тестов хранится у лектора.

7.3. Экзаменационный контроль.

Вопросы к экзамену

1. Структуры и параметры систем электроснабжения.
2. Потребитель и приемник электроэнергии. Примеры.
3. Характеристика систем электроснабжения промышленных предприятий.
4. Характеристика систем электроснабжения городов.
5. Классификация потребителей систем электроснабжения по надежности. Примеры.
6. Классификация приемников электроэнергии по режимам работы. Примеры.
7. Классификация электроприемников по напряжению и мощности. Примеры.
8. Классификация приемников электроэнергии по роду тока и частоте.
9. Силовые общепромышленные установки и производственные механизмы.
10. Электрические печи и электротермические установки.
11. Электросварочные установки.

12. Осветительные установки.
13. Выпрямительные установки.
14. Типы графиков электрических нагрузок.
15. Показатели графиков электрических нагрузок.
16. Характеристики графиков электрических нагрузок.
17. Расчетные электрические нагрузки потребителей, элементов и коммутационных узлов.
18. Классификация и область применение методов расчета электрических нагрузок.
19. Эмпирические методы расчета электрических нагрузок.
20. Метод упорядоченных диаграмм.
21. Статистические методы расчета электрических нагрузок.
22. Метод коэффициента расчетной нагрузки.
23. Расчет трехфазных электрических нагрузок по первому этапу.
24. Расчет трехфазных электрических нагрузок по второму этапу.
25. Метод расчета однофазной нагрузки.
26. Метод расчета сварочной нагрузки.
27. Пиковая мощность и ее определение.
28. Исходные данные для проектирования систем электроснабжения.
29. Типы схем распределительных электросетей до и выше 1000 В.
30. Принципы построения схем электроснабжения. Требования к ним.
31. Послеаварийный режим.
32. Источники питания.
33. Пункты приема электроэнергии.
34. Влияние категории надежности электроснабжения электроприемников и допустимых систематических перегрузок оборудования на выбор схемы.
35. Способы подключения предприятий к энергосистеме.
36. Характерные схемы электроснабжения предприятий при питании их от ЭЭС.
37. Питание предприятий от ЭЭС при наличии собственных ТЭЦ.
38. Схемы внешнего электроснабжения.
39. Глубокие воды.
40. Двухступенчатые схемы электроснабжения.
41. Радиальные схемы внутреннего электроснабжения.
42. Магистральные схемы внутреннего электроснабжения.
43. Смешанные схемы внутреннего электроснабжения.
44. Схемы электроснабжения при наличии электроприемников особой группы I категории.
45. Картограмма нагрузок.
46. Условный центр электрических нагрузок и определение его координат.
47. Определение зоны рассеяния центров электрических нагрузок.
48. Определение места расположения трансформаторной, преобразовательной подстанций, РП.
49. Технико-экономические характеристики и области применения.
50. Выбор номинального напряжения схемы внешнего электроснабжения.
51. Выбор номинального напряжения распределительной сети.
52. Выбор рационального напряжения с помощью метода планирования эксперимента.
53. Нагрузочная способность и выбор параметров основного электрооборудования.
54. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП (ПГВ) и их проверка.
55. Характеристики параметров режимов и их оптимизация (включая компенсацию реактивных нагрузок).
56. Естественная компенсация реактивной мощности.
57. Выбор низковольтных компенсирующих устройств.

58. Определение экономически целесообразной реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями.
59. Балансовые расчеты реактивной мощности. Выбор высоковольтных компенсирующих устройств.
60. Нормальные требования к качеству напряжения, методы и средства кондиционирования напряжения.
61. Выбор и проверка высоковольтных кабелей.
62. Прокладка высоковольтных кабелей и область их применения.
63. Выбор и проверка токопроводов. Область их применения.
64. Конструктивное исполнение токопроводов и способы их прокладки.
65. Конструктивное исполнение ГПП и ПГВ.
66. Режимы нейтрали в распределительных сетях.
67. Расчет емкостного тока замыкания на землю. Допустимые токи замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью.
68. Компенсация емкостного тока замыкания на землю.

Задания для экзамена сформированы в виде инженерных задач, включающих в себя расчет электрических нагрузок, в том числе контактной электросварки, компенсацию реактивной мощности, построение картограммы нагрузок и расчет центра электрических нагрузок, разработку схем внешнего и внутреннего электроснабжения и выбор их параметров.

Пример билета на экзамен

Билет №1

Экзаменационный билет №1

1. Структура и параметры систем электроснабжения.
2. Пункты приема электроэнергии.
3. Задача.

Полный комплект экзаменационных билетов хранится на кафедре.

8. КАРТА ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ДИСЦИПЛИНЫ ППС

Лекции	Практические занятия	Контроль за качеством знаний студентов	Экзамен
Декан ЭФ, д.т.н. проф. Савина Н.В.	асс. Мясоедова Л.А.	Декан ЭФ, д.т.н. проф. Савина Н.В. асс. Мясоедова Л.А.	Декан ЭФ, д.т.н. проф. Савина Н.В.

9. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) основная литература:

1. Кудрин Б.И. Системы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие. : рек. УМО / Б. И. Кудрин. – М.: Издат. центр Академия, 2011. - 352 с.
2. Основы современной энергетики. Часть 2. Современная электроэнергетика : Учеб. : рек. Мин. обр. РФ/ под ред. Е.В. Аметистова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 632 с.

б) дополнительная литература:

1. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию предприятий и общественных зданий [Текст] / ред. С. И. Гамазин, Б. И. Кудрин, С. А. Цырук. – М.: Издат. дом МЭИ, 2010. – 745 с.
2. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова. – М.: Издат. дом МЭИ, 2011. - 192 с.
3. Системы электроснабжения : учеб.-метод. комплекс для спец. 140211 - Электроснабжение/ АмГУ, Эн.ф.; сост. Н. В. Савина . -Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. -195 с.
4. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения : справ.: учеб. пособие: рек. УМО/ Г. Н. Ополева. -М.: ФОРУМ: ИНФРА - М, 2006. -480 с.
5. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов : Учеб. пособие/ Е.А.Конюхова. - М.: Мастерство, 2002. -319 с.
6. Липкин, Борис Юльевич. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст] : учеб. / Б. Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. - 368 с.
7. Буре А.Б. Компенсация реактивной мощности и выбор фильтрующих устройств в сетях промышленных предприятий : учеб. пособие/ А. Б. Буре, И. А. Мосичева. - М.: Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2004. -28 с.
8. Электротехнический справочник : В 4 т./ Под общ. ред. В.Г. Герасимов, Под общ. ред. А.Ф. Дьяков, Под общ. ред. Н.Ф. Ильинский, Гл. ред. А.И. Попов Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. - 2002. -964 с.
9. Справочник по проектированию электроснабжения/ под ред. Ю. Г. Барыбина [и др.]. -М.: Энергоатомиздат, 1990. -576 с.
10. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю. Г. Барыбина [и др.]. -М.: Энергоатомиздат, 1991. - 464 с.

в) периодические издания (журналы):

1. Электричество;
2. Известия РАН. Энергетика;
3. Вестник ИГЭУ;
4. Вестник МЭИ;
5. Промышленная энергетика;
6. Энергетика. Сводный том;
7. Энергосбережение;
8. Известия вузов. Электромеханика;
9. Электрика;
10. IEEE Transaction on Power Systems;
11. International Journal of Electrical Power & Energy Systems.