

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Учебная программа дисциплины

Учебное пособие по курсовому проектированию

Учебное пособие по дипломному проектированию

Учебное пособие к практическим занятиям

➤ **Конспект лекций**

Методические указания по лабораторным работам

Методические указания по самостоятельной работе

Банк тестовых заданий в системе UniTest



УДК 621.311
ББК 32.29-5
С38

Электронный учебно-методический комплекс по дисциплине «Электроснабжение» подготовлен в рамках инновационной образовательной программы «Создание группового проектного обучения студентов СФУ, как одного из основных элементов инновационной образовательной программы в рамках приоритетного образовательного проекта «Образование» на базе учебно-научно-производственного комплекса», реализованной в ФГОУ ВПО СФУ в 2007 г.

Рецензенты:

Красноярский краевой фонд науки;
Экспертная комиссия СФУ по подготовке учебно-методических комплексов дисциплин

Синенко, Л. С.

С38 Электроснабжение. Версия 1.0 [Электронный ресурс] : конспект лекций / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Электрон. дан. (3 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2008. – (Электроснабжение : УМКД № 176-2007 / рук. творч. коллектива Ю. П. Попов). – 1 электрон. опт. диск (DVD). – Систем. требования : *Intel Pentium* (или аналогичный процессор других производителей) 1 ГГц ; 512 Мб оперативной памяти ; 3 Мб свободного дискового пространства ; привод *DVD* ; операционная система *Microsoft Windows 2000 SP 4 / XP SP 2 / Vista* (32 бит) ; *Adobe Reader 7.0* (или аналогичный продукт для чтения файлов формата *pdf*).

ISBN 978-5-7638-1387-6 (комплекса)

ISBN 978-5-7638-1390-6 (конспекта лекций)

Номер гос. регистрации в ФГУП НТЦ «Информрегистр» 0320802719 от 19.12.2008 г. (комплекса)

Настоящее издание является частью электронного учебно-методического комплекса по дисциплине «Электроснабжение», включающего учебную программу, учебное пособие по курсовому проектированию, учебное пособие по дипломному проектированию, учебное пособие к практическим занятиям, методические указания по лабораторным работам, методические указания по самостоятельной работе, контрольно-измерительные материалы «Электроснабжение. Банк тестовых заданий», наглядное пособие «Электроснабжение. Презентационные материалы».

Рассмотрены вопросы потребления электроэнергии; выбора схем, напряжения и режимов присоединения; конструктивного исполнения главных понизительных и распределительных подстанций; расчета токов короткого замыкания; установки наружного и внутреннего освещения; организации электропотребления и др.

Предназначен для студентов направления подготовки бакалавров 140200.62 «Электроэнергетика» укрупненной группы 140000 «Энергетика».

© Сибирский федеральный университет, 2008

Рекомендовано к изданию
Инновационно-методическим управлением СФУ

Редактор Л. И. Злобина

Разработка и оформление электронного образовательного ресурса: Центр технологий электронного обучения информационно-аналитического департамента СФУ; лаборатория по разработке мультимедийных электронных образовательных ресурсов при КрЦНИТ

Содержимое ресурса охраняется законом об авторском праве. Несанкционированное копирование и использование данного продукта запрещается. Встречающиеся названия программного обеспечения, изделий, устройств или систем могут являться зарегистрированными товарными знаками тех или иных фирм.

Подп. к использованию 10.12.2008

Объем 3 Мб

Красноярск: СФУ, 660041, Красноярск, пр. Свободный, 79

Оглавление

ПРЕДИСЛОВИЕ	9
ЛЕКЦИЯ 1 ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	10
1. Электрика в системе электрических наук и практической деятельности.	10
2. Термины и определения электрики.	13
3. Промышленное электропотребление и количественное описание электрического хозяйства.....	14
Вопросы для самопроверки	18
ЛЕКЦИЯ 2 УРОВНИ (СТУПЕНИ) СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	20
1. Потребители электрической энергии. Группы потребителей. Уровни системы электроснабжения.	20
2. Основные требования к системам электроснабжения.....	22
Вопросы для самопроверки	24
ЛЕКЦИЯ 3 ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ	26
1. Характерные электроприемники.....	26
2. Параметры электропотребления и расчетные коэффициенты....	28
3. Формализуемые методы расчета электрических нагрузок.....	32
4. Определение электрических нагрузок комплексным методом.....	35
5. Практика определения расчетного и договорного максимума.	37
Вопросы для самопроверки	38
ЛЕКЦИЯ 4 ВЫБОР СХЕМ, НАПРЯЖЕНИЙ И РЕЖИМОВ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ К СУБЪЕКТАМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	39
1. Схемы присоединения и выбор питающих напряжений.....	39
2. Источники питания потребителей и построение схемы электроснабжения.	42
3. Надежность электроснабжения потребителей.....	44
4. Выбор места расположения источников питания.....	45

Вопросы для самопроверки	47
ЛЕКЦИЯ 5 СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ГЛАВНЫХ ПониЗИТЕЛЬНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	49
1. Исходные данные и выбор схемы ГПП.	49
2. Выбор и использование силовых трансформаторов.	52
3. Схемы блочных подстанций пятого уровня.	54
4. Схемы специфических подстанций.	55
5. Компоновки открытых и закрытых распределительных устройств (подстанций).	57
Вопросы для самопроверки	60
ЛЕКЦИЯ 6 СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ ПЕРЕМЕННОГО И ДО 1,5 КВ ПОСТОЯННОГО ТОКА	61
1. Цеховые подстанции третьего уровня системы электрообеспечения.	61
2. Выбор трансформаторов для цеховых подстанций.	62
3. Размещение и компоновка подстанций ЗУР.	63
4. Распределительные устройства 2УР.	64
5. Преобразовательные установки и подстанции.	67
Вопросы для самопроверки	70
ЛЕКЦИЯ 7 ТРАНСПОРТ (КАНАЛИЗАЦИЯ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	71
1. Общие сведения о способах передачи и распределения электроэнергии.	71
2. Воздушные линии электропередач.	72
3. Кабельные линии.	73
4. Прокладка кабелей в траншеях.	74
5. Прокладка кабелей в блоках.	74
6. Прокладка кабелей в кабельных сооружениях.	75
7. Токопроводы.	76
Вопросы для самопроверки	77

ЛЕКЦИЯ 8 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ	78
1. Выбор сечений жил кабелей и проводов по экономическим соображениям.....	78
2. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по нагреву расчетным током.....	81
3. Выбор сечений жил кабелей по нагреву током короткого замыкания.....	84
4. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по потерям напряжения.....	85
Вопросы для самопроверки	85
ЛЕКЦИЯ 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	86
1. Короткое замыкание в симметричной трехфазной цепи промышленного предприятия.....	86
2. Определение значений токов короткого замыкания в электроустановках выше 1 кВ.....	87
3. Короткое замыкание в сетях напряжением до 1 кВ.....	91
Вопросы для самопроверки	96
ЛЕКЦИЯ 10 ВЫБОР АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ	97
1. Выбор аппаратов по номинальным параметрам.....	97
2. Выбор высоковольтных выключателей (ячеек).....	98
3. Выбор разъединителей, отделителей, короткозамыкателей.....	99
4. Выбор выключателей нагрузки и предохранителей.....	100
5. Выбор реакторов.....	102
6. Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.....	104
7. Проверка токоведущих устройств на термическую и динамическую стойкость.....	105
Вопросы для самопроверки	108
ЛЕКЦИЯ 11 ШИНЫ И ШИНОПРОВОДЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	109

1. Выбор жестких шин.	109
2. Конструктивное выполнение цеховых сетей.	113
3. Выбор комплектных шинопроводов на напряжение до 1000 В..	115
Вопросы для самопроверки	116
ЛЕКЦИЯ 12 УСТАНОВКИ НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ОСВЕЩЕНИЯ.....	118
1. Системы и виды освещения.....	118
2. Нормирование и устройство освещения.....	120
3. Расчет осветительной установки.	121
4. Электроснабжение осветительных установок.....	123
Вопросы для самопроверки	126
ЛЕКЦИЯ 13 ЗАЩИТНЫЕ МЕРЫ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ.....	127
1. Классификация электротехнических установок относительно мер электробезопасности.	127
2. Заземляющие устройства.	135
3. Расчет молниезащитных устройств зданий и сооружений.	136
Вопросы для самопроверки	137
ЛЕКЦИЯ 14 ПУСК И САМОЗАПУСК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ДВИГАТЕЛЕЙ.....	138
1. Общая характеристика асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных двигателей.....	138
2. Пуск и самозапуск асинхронных и синхронных двигателей.....	140
Вопросы для самопроверки	146
ЛЕКЦИЯ 15 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	148
1. Нормы качества электрической энергии и область их применения в системах электроснабжения.....	148
2. Отклонения и колебания напряжения.....	150
3. Несинусоидальность и несимметрия напряжения.....	152
4. Отклонения частоты, провал и импульс напряжения. Временное перенапряжение.....	154
5. Причины и источники нарушения показателей качества электрической энергии.	156

6. Способы и технические средства повышения качества электроэнергии.....	156
Вопросы для самопроверки	157
ЛЕКЦИЯ 16 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	158
1. Баланс активных и реактивных мощностей.....	158
2. Потребители реактивной мощности.....	163
3. Компенсирующие устройства.....	167
4. Выбор мощности компенсирующих устройств.....	169
Вопросы для самопроверки	172
ЛЕКЦИЯ 17 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ	173
1. Потребитель и электроснабжающая организация.....	173
2. Нормы расхода электроэнергии по уровням производства.	175
3. Расчет норм расхода электроэнергии по уровням производства.....	176
4. Методы прогнозирования электропотребления.....	177
5. Ценологическое влияние на электропотребление предприятий.	177
Вопросы для самопроверки	179
ЛЕКЦИЯ 18 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ.....	181
1. Основные направления энергосбережения.	181
2. Принципы и этапы внедрения системы энергоменеджмента.....	182
3. Энергетические балансы.....	183
4. Комплексный подход к сокращению электропотребления.	184
5. Совершенствование работы общепромышленных систем и оборудования.....	186
6. Повышение эффективности электросбережения многоотраслевых технологических процессов и оборудования... ..	188
7. Потери электроэнергии в электрических сетях.	189
Вопросы для самопроверки	190
ЛЕКЦИЯ 19 ИНВЕСТИЦИОННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРИКИ	191
1. Проектирование как форма инженерной деятельности.....	191
2. Этапы и стадии проектирования.	192

3. Проектирование объектов строительства.....	194
4. Электрическая часть проектирования.....	194
Вопросы для самопроверки	195
ЛЕКЦИЯ 20 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ	196
1. Общественная и коммерческая эффективность.....	196
2. Денежные потоки и показатели эффективности инвестиционных проектов.....	196
3. Расчет показателей общественной и коммерческой эффективности.	199
4. Локальные технико-экономические расчеты в электрике.....	199
Вопросы для самопроверки	201
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	202
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	203

ПРЕДИСЛОВИЕ

Система электроснабжения является частью электроэнергетики промышленности, транспорта, агропромышленного комплекса и всех остальных составляющих, обеспечивающих жизнедеятельность граждан, может быть определена от границы раздела «предприятие – энергосистема» до каждого электроприемника.

Цель изучения любой дисциплины – видеть главное в задаче, переходить от простого к более сложному, использовать накопленную информацию, применять на практике полученные знания. Студент должен осознать особенности электрики как реальности и науки, понять основы электроснабжения, представить место изучаемого предмета в ряду других электротехнических дисциплин.

Знания инженера-электрика, специалиста по электроснабжению, определяются областью его деятельности и позволяют ему на производстве вырасти от молодого специалиста до главного электрика (руководителя) предприятия; в проектном, научно-исследовательском институте – от инженера до начальника отдела, лаборатории (главного специалиста, главного инженера проекта); в вузе – от ассистента до профессора.

На каждой ступени административно-профессионального роста специалисту приходится решать простые и сложные задачи: от выбора сечения проводов к приемнику 0,4 кВ до выбора оптимальной схемы электроснабжения крупного завода с учетом перспективы его развития.

В конспекте лекций рассматриваются классические свойства системы электроснабжения, обусловленные ценологическими свойствами электрического хозяйства промышленного предприятия, непрерывностью производства, распределения, потребления электроэнергии.

В современных условиях работа инженера, опирающегося на современные средства вычислительной техники, приобретает творческий характер, так как необходимо принимать принципиально неалгоритмизируемые решения. Наряду с обычными инженерными в конспекте лекций рассматриваются вопросы методологии принятия неформализуемых профессионально-логических решений по электрической части систем предприятия, цеха, отделения, участка, пускового комплекса или очереди строительства.

При составлении конспекта лекций использованы учебники и учебные пособия А. А. Федорова, Б. И. Кудрина, Ю. П. Попова и др.

ЛЕКЦИЯ 1

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

(2 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Электрика в системе электрических наук и практической деятельности.
2. Термины и определения электрики.
3. Промышленное электропотребление и количественное описание электрического хозяйства.

1. Электрика в системе электрических наук и практической деятельности.

Наука «*Электротехника*» опирается на классические представления Ньютона – Максвелла – Лоренца и изучает процессы и системы (классические представления первой научной картины мира имеют соподчиненное значение).

В век электрики имеют дело со структурами ценозов (для техноценозов – информационным) и отбором. В этом случае электрическое хозяйство есть слабо связанное и слабо взаимодействующее практически бесконечное (счетное) множество изделий (целостность), конвенционно выделяемых как сообщество (ценоз), адекватно не описываемое системой показателей, тождественно не равное другому при совпадении показателей, необратимо развивающееся (эволюционирующее). Математический аппарат – гиперболические *H*-распределения (в технике) в видовой, ранговидовой и ранговой по параметру формах, которые не дают решения в точке из-за теоретического отсутствия математического ожидания (среднего). Однако оперирование распределением в целом позволяет решать практические задачи определения параметров электропотребления, нормирования и энергосбережения, изменения организации электроремонта и повышения эффективности электрического хозяйства в целом и по отдельным составляющим.

На основе уравнений Максвелла (1864 г.), математических и других законов электротехники существуют различные научные направления и науки, подотрасли электротехнической промышленности, десятки вузовских специальностей, сотни профессий. Собрав воедино все законы электричества и магнетизма, Максвелл создал, как отмечается в Фейнмановских лекциях по физике, «прекрасное здание, которое держится само по себе». Однако это «сущест-

ование» не означает остановку и исчерпание науки об электричестве, а также отсутствие роста теоретического знания.

В начале XX века выяснилась *вероятностная картина мира (вторая научная)*: половина атомов радиоактивных веществ распадется за строго определенное время, но распадется ли именно этот атом – сказать нельзя. Теория вероятностей снимает проблему, вводя математическое ожидание и ожидаемую ошибку (дисперсию).

Таблица 1.1

Научные картины мира

Первая картина	Вторая картина	Третья картина
1	2	3
<i>Постулаты</i>		
<i>Классические (физические) К-постулаты</i>	<i>Вероятно-статистические В-постулаты</i>	<i>Ценологические (технетические) Т-постулаты</i>
1К. Справедливы принцип относительности, принцип невозможности: в момент создания два одинаковых продукта-изделия (особи одного вида), изготовленные на одной технике, по одной технологии, из одинаковых материалов, неразличимы в пределах паспортных характеристик вида, в том числе и по экологическому воздействию (отходам)	1В. Существует вероятность события как число, связанное с этим событием так, что вероятности в теоретическую модель входят в качестве свободных параметров, и можно говорить о численной практической достоверности, которая законом больших чисел и центральной предельной теоремой определяет различие или неразличимость особей (объектов) одного вида	1Т. Может быть предложено достаточно много систем отсчёта, относительно которых два ценоза могут быть равноправны и неравноправны, а сами системы различны по объективности знания, фиксируемого документально и онтологически отражающего физическую, биологическую, технетическую, информационную, социальную реальности
2К. Изделие-вид (действующая техника, применяемая технология, используемые материалы, выпускаемая продукция, возникающие отходы) полностью и однозначно определяется конечным набором параметров в рассматриваемый момент времени	2В. Параметры ряда изделия одного вида определяются законом распределения (в пределе – нормальным) так, что при состоятельной, несмещённой и эффективной оценке и принятой доверительной вероятности существуют и вычислимы математическое ожидание (среднее) и дисперсия (или среднее квадратичное отклонение – ошибка)	2Т. Состояние ценоза в любой фиксируемый момент времени не определимо любой наперёд заданной системой показателей тождественно точно: чем больше параметров и точнее каждый из них конвенционно определяется, тем менее точно для каждого момента времени описывается ценоз

Окончание табл. 1.1

1	2	3
3К. Пространство безгранично, абсолютно, однородно и изотропно, а время выражает длительность бытия; уравнения механики Ньютона и электродинамики Максвелла – обратимы	3В. Пространство может быть любой вычислительно-приемлемой размерности и любой геометрии, а время – лишь поставленная наблюдателем метка события, связанная или не связанная с реальным временем, но характеризующая последовательность смены состояний или длительность чего-либо	3Т. Для ценозов существует направленность развития в ограниченном неоднородном евклидовом пространстве и феноменологическом времени, концептуально исключающая обратимость, абсолютность времени и его однородность
<i>Абстрактные (идеальные) объекты исследования и управления</i>		
Тела (поля) и движение (траектории)	Процессы и системы	Ценозы и структуры
<i>Узловые точки научно-технического прогресса</i>		
НИОКР и изготовление (создание) единичных техники, технологии, материала, конечной продукции, порождение выбросов (экологическое воздействие)	Инвестиционное проектирование и построение (создание) объектов отраслей экономики (производство, услуги, потребление), включая обустройство проживания на основе неприродного	Информационный отбор НИОКР и изделий, инвестиционных проектов и функционирующих ценозов на основе тотальной оценки каждого технического, информационного, социального индивида и каждого решения как вида
<i>Преимущественная область действия в науке и практике применения электричества и математический аппарат</i>		
<i>Электротехника</i>	<i>Электроэнергетика</i>	<i>Электрика</i>
Единичные электротехнические изделия, комплексы и конечные электрические цепи; дифференциальное и интегральное исчисление, механика Ньютона и электродинамика Максвелла, принцип наименьшего действия в математической форме Лагранжа и Гамильтона	Электрические сети и системы, режимы, оценка устойчивости; теория вероятностей и математическая статистика, кибернетика, теория больших или сложных систем, системный анализ, исследование операций, технический анализ; многокритериальная оптимизация	Электрическое хозяйство, электротехническое и электроэнергетическое обеспечение с оценкой электросбережения; гиперболические Н-распределения, фрактальная геометрия, ценологический анализ, ограничения самоорганизации, структурно-топологическая оптимизация

Подведем итоги:

1) существуют «истинные» физико-химические свойства, не зависящие от конкретного исследователя и его методики, не меняющиеся со временем (первая научная картина мира, [табл. 1.1](#));

2) фактически нельзя жестко обеспечить одинаковость используемой техники (на которой изготавливается, например, провод) и принятой технологии (однородность сырья), поэтому конечный продукт и отходы различны,

но эти различия незначительны, так что на практике им (и связанной с этим ошибкой) пренебрегают (вторая вероятно-статистическая картина);

3) есть, наконец, величины, которые следует понимать и оценивать только с учетом знания множества подобного и знаний, сопутствующих объекту в целом.

Ставя вопрос о мировоззрении, мы хотим, чтобы менеджер-электрик, принимающий решения, направленные на повышение эффективности электрического хозяйства в целом и отдельных его систем, задумался над тем, как часто он принимает решение, опираясь на жесткие расчеты, определяемые законами теоретических основ электротехники; или вероятно-статистически определяя некоторую величину-показатель, соответствующую (пусть и с небольшой ошибкой) чему-то ему известному ранее; наконец – опираясь на интуицию (озарение) и не руководствуясь средним. Лишь в последнем случае принятое решение может быть лучшим из всех предложенных и получит наибольшее признание.

2. Термины и определения электрики.

Электрика – область народного хозяйства (и науки), решающая задачи построения, обеспечения функционирования и развития электрической части объектов промышленности, транспорта, организаций и учреждений, сельского хозяйства и населения от границы раздела потребитель – энергосистема до единичного электроприемника или комплекса, поставленного изготовителем. Возникновение электрики как науки определилось наличием объекта исследования и управления (электрохозяйство потребителя); разработкой собственных методов расчета электротехнических и энергетических параметров объектов электрохозяйства; созданием адекватного объекту математического аппарата гиперболических N -распределений; возникновением специфических задач и методов электроменеджмента, включая подходы к решению проблем нормирования и энергосбережения. Задача электрики – оптимизация (в широком смысле) формирования (из готовых изделий электротехники) и эксплуатации (с использованием готовой энергии электроэнергетики) электрохозяйства потребителя с учетом неизбежной техноэволюции.

Электроснабжением называют обеспечение потребителей электроэнергией, *системой электроснабжения* – совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией. Система электроснабжения может быть определена и как совокупность взаимосвязанных электроустановок, осуществляющих электроснабжение района, города, предприятия (организации).

Потребитель – предприятие, организация, территориально обособленный цех, строительная площадка, квартира, у которых приемники электроэнергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию.

Приемник электроэнергии – устройство (аппарат, агрегат, установку, механизм), в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии (или в электрическую, но с другими параметрами) для ее использования.

Электроустановками называют совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, передачи, накопления, распределения электрической энергии и/или преобразования ее в другой вид энергии.

Электрическое хозяйство промышленных предприятий – совокупность генерирующих, преобразующих, передающих электроустановок, посредством которых осуществляется снабжение предприятия электроэнергией и эффективное использование ее в процессе технологического производства.

Энергетическая система (энергосистема) – совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электроэнергии и теплоты при общем управлении этим режимом.

Система электроснабжения общего назначения – совокупность электроустановок и электрических устройств энергоснабжающей организации, предназначенных для обеспечения электрической энергией различных потребителей.

3. Промышленное электропотребление и количественное описание электрического хозяйства.

Можно выделить следующие конкретные группы потребителей:

- 1) мини-потребитель, питающийся на низком напряжении со 2УР (~90 % всех потребителей РФ) и не имеющий электрослужбы;
- 2) мелкий потребитель, имеющий трансформаторные (один трансформатор или несколько) подстанции с высшим напряжением 10 (6) кВ (около 9 %);
- 3) средний потребитель, имеющий распределительные подстанции и развитое электрохозяйство со своей электрослужбой (~0,9 %);
- 4) крупный потребитель, имеющий главную понизительную подстанцию (подстанции) с высшим напряжением 35–500 кВ и специализированные цехи (подразделения в составе электрослужб).

Общее количество изделий, узлов, деталей, образующих электрическое хозяйство крупных предприятий и указанных в какой-либо спецификации, оценивается в 10^{10} (общее количество, образующее предприятие в целом, 10^{10}). Это и есть техноценоз – сообщество изделий. Для средних предприятий количество элементов меньше в 10 раз, для мелких – в 100 раз.

Введем меру f взаимодействия элементов x множества X . Через x_1 обозначим количество элементов, мера взаимодействия которых имеет наибольший порядок $f(x)$. При количестве элементов x_{i-1} , мера взаимодействия которых на порядок ниже $f(x_{i-1})$, $i = 1, 2, \dots, n$, может быть образована система S , состоящая из набора элементов $x_1 + x_2 + \dots + x_k + \dots + x_n$, где $k < n$, которая характеризуется функционалом

$$S = [f(x_1), f(x_2), \dots, f(x_n), x_1, x_2, \dots, x_n]. \quad (1.1)$$

Изменяя порядок k , получаем различные системы. Последовательно используя системный анализ, можно выделить подсистемы электроснабжения, обслуживания и др. Подсистемы имеют последовательно все большую вероятностно просчитываемую меру взаимодействия, и на каком-то этапе разделения можно выделить жесткие однозначно по Максвеллу рассчитываемые электрические цепи: электроснабжение завода в целом, электроснабжение на стороне 110 кВ, электроснабжение отдельного сооружения и далее до отдельного электроприемника.

Но есть элементы x_i , которые попарно или множественно не взаимодействуют: связи и зависимости отсутствуют. Есть x_i такие, у которых взаимодействие, определяемое $f(x)$, как будто или даже, несомненно, имеется. Однако аппарат математической статистики не подтверждает наличие связей: коэффициент корреляции, в частности, не значим.

Счетным множеством называют множество, которое приводится во взаимно однозначное соответствие множеству натуральных чисел (целых положительных чисел) $N = \{1, 2, \dots\}$. Назовем практически счетным такое множество N_t , число элементов которого к моменту принятия решения точно не может быть определено, но может быть предложена система нумерации, обозначений. Тогда для целей курса применима теория множеств и строго можно записать

$$N_t = N_t - a = N_t + a, \quad (1.2)$$

т. е. добавление или исключение конечного числа элементов a не меняет мощности практически счетного множества.

Другими словами, пользуясь законом Ома, можно рассчитать ток к любому приемнику, но если их сотни и каждый взаимодействует с другими слабо (корреляционно не значимо), то закон Ома просто не применим для множества. Тогда следует обратиться к теории вероятности или к Н-моделям. Любое изучение может быть сколь угодно глубоким и широким: обнаруживаются все новые зависимости, которые на 10–20 %, а то и кардинально могут изменить результаты.

Система технико-экономических показателей определена основными электрическими показателями, которые описывают электрическое хозяйство по БУР системы электроснабжения.

Основные показатели функционально определяют ряд других показателей.

Основные показатели:

получасовой максимум нагрузки P_{\max} (МВт);

коэффициент спроса K_c (отн. ед.);

годовое число часов использования максимальной нагрузки T_{\max} (ч);

количество установленных электродвигателей D (шт.);

средняя мощность электродвигателя $P_{\text{ср}}$ (условный электродвигатель, кВт);

электровооруженность труда A_T (МВт·ч/чел.);

производительность труда электротехнического персонала A_p (МВт·ч/чел).

Определяемые показатели:

общее электропотребление A (ГВт·ч);

средняя потребляемая предприятием мощность $P_{\text{ср}}$ (МВт);

установленная мощность электроприемников предприятия P_y (МВт);

мощность установленных вращающихся электрических машин (двигателей) $P_{\text{дв}}$ (МВт).

Коэффициенты (отн. ед.):

использования активной мощности предприятия $K_{\text{и}}$;

максимума активной мощности $K_{\text{м}}$;

заполнения графика нагрузки по активной мощности $K_{\text{з}}$;

технологической нагрузки $K_{\text{т}}$.

Соотношения между показателями:

$$A = P_{\max} T_{\max},$$

$$P = P_{\text{дв}} / D,$$

$$P_{\text{ср}} = A / 8760,$$

$$K_{\text{и}} = P_{\text{ср}} / P_y,$$

$$K_{\text{м}} = P_{\max} / P_{\text{ср}},$$

$$K_{\text{с}} = P_{\max} / P_y,$$

$$K_{\text{з}} = T_{\max} / 8760 = P_{\text{ср}} / P_{\max}, K_{\text{т}} = P_y / P_{\text{дв}}.$$

На числовой оси каждый показатель изображается точкой, а все вместе основные показатели образуют многомерное пространство

$$\{P_{\max} \times K_c \times T \times D \times P_{\text{cp}} \times A_T \times A_3\}, \quad (1.3)$$

определяющее электрическое хозяйство как систему.

Представив (1.3) в виде матрицы $\{P\}$, можно сравнить различные предприятия между собой, применив теорию распознавания образов, кластер и технический анализ, профессионально-логические методы и экспертные системы. Электрические показатели при создании информационного банка

$$W_\sigma = \{A\} \times \{P\} \times \{B\} \times \{C\} \times \{I\} \quad (1.4)$$

перегруппировываются соответственно на матрицы (удельных и общих расходов электроэнергии $\{A\}$; электрических данных, относящихся к системе электроснабжения $\{P\}$; количества электрооборудования $\{B\}$; стоимости и штатов $\{C\}$; проектных данных $\{I\}$). В банк помещают и матрицу $\{M\}$ технологических показателей.

Если электрическое хозяйство или его часть выделены как система и описаны, то для принятия решений по электроснабжению и для оптимизации электрическое хозяйство описывают с помощью трех классов моделей: 1) агрегативные; 2) экономико-математические; 3) техноценологические.

Все три класса моделей действуют, по-видимому, от 3УР и выше, без явного использования законов Максвелла, Ома, Кирхгофа и других законов классической электротехники, действующие на 2УР, 1УР. Поэтому следует основываться на следующих допущениях.

1. Электрическое хозяйство $W \supset M$ есть целое, обладающее количественными характеристиками, которые не сводятся к суммированию элементов и их свойств $u \in W$. Знание об этом целом не может быть получено на основе исследования и описания свойств отдельных элементов или цепей, составленных из них.

2. Электрическое хозяйство W может быть описано иерархически системой показателей W_0 , из которых могут быть выбраны показатели, необходимые и достаточные для принятия человеком решения в условиях неопределенной информации и дефицита времени.

3. Процесс принятия управляющего, в том числе и проектного, решения неформализуем и должен осуществляться на основе профессионально-логического анализа в экспертном режиме. Решения должны опираться на

устойчивость развития электрического хозяйства (вероятностная картина) и на устойчивость его структуры (ценологические ограничения).

Необходимо осмыслить тот факт, что часть и целое «одинаковы» (равномощны), что вычитание или прибавление конечной величины не меняет результата, что основная часть процессов и структур, с которыми имеет дело проектировщик, не имеет математического ожидания (среднее не имеет смысла), а ошибка может быть теоретически сколь угодно большой (дисперсия стремится к бесконечности).

Любой проектируемый объект при иерархическом делении моделируется иерархической системой показателей: отрасль, предприятие, ..., рольганговый двигатель, подшипник. Технолог-проектировщик определяет основные технические решения на уровне цеха, отделения, сооружения и оперирует системой показателей (параметров, признаков), схемами, упрощенными планами. Можно выделить k признаков R для предприятия i из общего количества существующих признаков W , $R_i^k \in W$. Если каждый признак – точка на оси признака, то геометрически $\cap R_i^k$ можно представить как некоторую область в многомерном пространстве. Эта область – образ проектируемого объекта, компьютерно воспроизводимого. Если задать эталон (объект-аналог, желаемый объект) $R_i^k \in W$, то можно осуществить сравнение по заданным проектировщиком критериям в пределах возможного изменения (1.4).

В результате устраняется субъективизм и договариваться следует не о выборе аналога, а о показателях, которые существенны. Компьютер, определив область $D(F) = \sum^n d(\cap R_i^k R_s^k) \rightarrow \min$, рекомендует аналог.

Вопросы для самопроверки

1. Выделите электрику известных Вам объектов и оцените ее границы и относительную стоимость.
2. Укажите объективные стороны электрики, которые требуют решений, основанных на строгих законах электротехники, и творческих решений, опирающихся на интуицию, общую культуру и информационно-технические образы-знания.
3. Что такое электроприемник, потребитель, система электроснабжения?
4. Укажите качественные различия: 1) между электроустановками как изделиями (сооружениями), созданными по классическим законам физики – электротехники, механики, сопромата и др.; 2) между электрическими хозяй-

ствами промышленных предприятий; 3) между энергосистемами как производителями, так и продавцами электрической энергии.

5. Что такое подстанция? Что обозначают аббревиатуры ТП, КТП, РУ, РП, ЦРП, ГРУ, ОРУ, ЗРУ, КРУ, ЩСУ, ШР, УРП, ГПП, ПГВ, ОП?

6. Поясните особенности каждого из уровней системы электроснабжения.

7. Конкретизируйте технические условия при питании предприятия от любого из уровней системы электроснабжения.

8. Как подразделяются электроустановки по величине напряжения, режиму нейтрали, роду тока и частоте?

9. Охарактеризуйте каждый из уровней системы электроснабжения, укажите количество элементов и интервалы передаваемой мощности.

10. Рассмотрите особенности графического изображения схем и планов электроснабжения применительно к каждому из уровней системы электроснабжения.

11. Классифицируйте промышленные предприятия по величине электрической нагрузки и условиям подключения к соответствующему уровню системы электроснабжения.

12. Поясните необходимость категорирования электроприемников по различиям их электроснабжения и его надежности.

13. Напишите формулы, определяющие основные и вспомогательные электрические показатели.

14. Какие объективные стороны отражают модели системного описания электрического хозяйства?

15. Сравните фундаментальные постулаты, определяющие электроснабжение как науку, и постулаты классической физики.

ЛЕКЦИЯ 2

УРОВНИ (СТУПЕНИ) СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

(1 час)

П л а н л е к ц и и

1. Потребители электрической энергии. Группы потребителей. Уровни системы электроснабжения.
2. Основные требования к системам электроснабжения.

1. Потребители электрической энергии. Группы потребителей. Уровни системы электроснабжения.

Система электроснабжения условного предприятия от энергосистемы с указанием уровней электроснабжения приведена на [рис. 2.1](#).

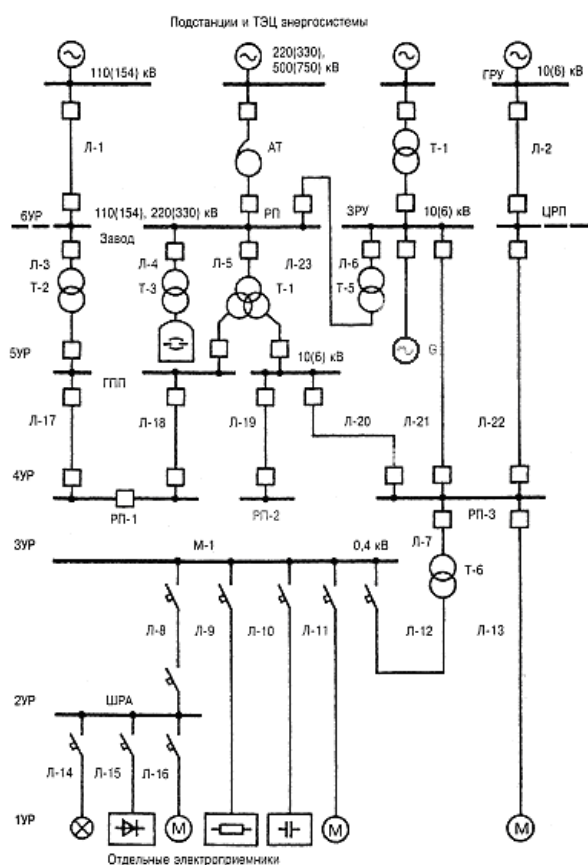


Рис. 2.1

Первой и основной группой промышленных потребителей электроэнергии являются электрические двигатели (электромашин). В установках, не требующих регулирования скорости в процессе работы, применяются исключительно электроприводы переменного тока (асинхронные – особенно в диапазоне 0,3–630 кВт и синхронные двигатели до 30 МВт). Нерегулируемые электродвигатели переменного тока – основной вид электроприемников в промышленности, на долю которых приходится около 70 % суммарной мощности. В электрике электродвигателем считается электродвигатель, имеющий мощность 0,25 кВт и выше, двигатели меньшей мощности

рассматриваются как средства автоматизации и в статистику электрики не попадают.

Различные электротермические установки составляют вторую обширную по назначению группу потребителей. Это печи сопротивления косвенно-

го и прямого действия, дуговые и индукционные печи, установки диэлектрического нагрева, электролизные и гальванические (металлопокрытий), высоковольтные электростатические. Как правило, от электротермических установок зависит технология и, следовательно, требования к электроснабжению. Большая единичная мощность может определять не только систему электроснабжения предприятия, но и сооружение районных подстанций энергоснабжающей организации.

Наконец, *третью* обязательную группу электропотребления составляет электроосвещение (по нагрузке до десятков процентов).

Потребитель – юридическое или физическое лицо, использующее электрическую энергию для производственных, бытовых или иных нужд и получающее ее от субъекта электроэнергетики (энергоснабжающей организации). Физически это обязательно нечто выделяемое как объект (здание, сооружение, территория), которое имеет определенное производственно-хозяйственное название (единичное – насосная; ряд – участок, отделение, цех, производство, предприятие, отрасль) или территориально-административное наименование (единичное – школа, офис, пансионат; ряд – дом, квартал (село), микрорайон, город (район), область, страна). Каждый объект образует технический ценз, где на структуру устанавливаемого электрооборудования и параметры электропотребления (мощность, расход) накладываются Н-распределения по соотношению крупное-мелкое.

Теоретически и практически следует различать следующие уровни (ступени) системы электроснабжения ([рис. 2.1](#)):

первый уровень (1УР) – отдельный электроприемник – аппарат, механизм, установка, агрегат (станок) с многодвигательным приводом или другой группой электроприемников, связанных технологически или территориально и образующих единое изделие с определенной (документально обозначенной заводом-изготовителем) паспортной мощностью; питание по одной линии (отдельным приемником электрической энергии может быть трансформатор, преобразователь, преобразующие электроэнергию в электроэнергию же, но с другими параметрами по напряжению, роду тока, частоте, и питающие, обычно блочно, специфические электроприемники или их группы);

второй уровень (2УР) – щиты распределительные и распределительные пункты напряжением до 1 кВ переменного и до 1,5 кВ постоянного тока, щиты управления и щиты станций управления, шкафы силовые, вводно-распределительные устройства, установки ячейкового типа, шинные выводы, сборки, магистрали;

третий уровень (3УР) – щит низкого напряжения трансформаторной подстанции 10(6)/0,4 кВ или сам трансформатор (при рассмотрении следующего уровня – загрузка трансформатора с учетом потерь в нем);

четвертый уровень (4УР) – шины распределительной подстанции РП 0(6) кВ (при рассмотрении следующего уровня – загрузка РП в целом);

пятый уровень (5УР) – шины главной понизительной подстанции, подстанции глубокого ввода, опорной подстанции района;

шестой уровень (6УР) – граница раздела предприятия и энергоснабжающей организации (заявляемый (договорной), присоединяемый, лимитируемый, контролируемый и отчетный уровень).

Указанное количество уровней, если рассматривать систему электроснабжения предприятия в целом, можно считать минимальным. Близкие (подобные) схемы и подход можно применить к системе обслуживания и ремонта электрооборудования, к другим системам электрики, связанным с созданием и управлением электрического хозяйства.

Особенность 6УР заключается в том, что для этого уровня имеются наиболее достоверные, сравнимые и обширные данные по заявленному полчасовому максимуму нагрузки $P_{3(\max)}$, фактическому максимуму $P_{\phi(\max)}$ в режимные дни, среднегодовой и среднесуточной нагрузке и др. Это же относится к сведениям по качеству электроэнергии, значениям реактивной энергии, напряжения, токов КЗ и другим сведениям, определенным техническими условиями. Но именно на этом уровне в наибольшей степени неприменима классическая электротехника, нет аналога, имеющего классический физический смысл: нет одной ЛЭП, трансформатора, выключателя и т. д. Связей (если сделать сечение по 6УР) всегда несколько, и их количество может доходить до нескольких десятков.

2. Основные требования к системам электроснабжения.

По надежности электроснабжения в соответствии с требованиями ПУЭ электроприемники разделяют на три категории.

К *I категории* относят электроприемники, перерыв в работе которых может представлять опасность для жизни *людей*, причинить значительный ущерб народному хозяйству, вызвать повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, нарушение сложного технологического процесса, функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Примеры электропотребителей I категории: котлы-утилизаторы, насосы водоснабжения и канализации, газоочистки, приводы вращающихся пе-

чей, печи с кипящим слоем, газораспределительные пункты, станы непрерывной прокатки, водоотлив, подъемные машины, вентиляторы главного проветривания, вентиляторы высокого давления и обжиговые, аварийное освещение.

Из состава I категории выделяют особую группу электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства в целях предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. В качестве примеров электроприемников особой группы для черной металлургии можно назвать электродвигатели насосов водоохлаждения доменных печей, газосмесительные станции воздухонагревателей, насосы испарительного охлаждения основных технологических установок.

Во II категорию входят электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного числа городских и сельских жителей.

К III категории относят все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий. Это главным образом различные вспомогательные механизмы в основных цехах, цехи несерийного производства.

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

Независимым источником питания называется источник, на котором сохраняется регламентированное напряжение при исчезновении его на другом или других источниках питания. К числу независимых источников питания относятся две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении двух условий: 1) каждая из секций или систем-шин в свою очередь имеет питание от независимого источника; 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых, взаимно резервирующих источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания с помощью дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Для электроприемников III категории электроснабжение может быть от одного источника питания при условии, что перерывы, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не более одних суток.

Главная понизительная подстанция считается одним источником, если питается по одной двухцепной линии, и двумя источниками, если питается по двум одноцепным линиям (на разных опорах) или по двум кабельным линиям, проложенным по разным трассам. ТЭЦ можно принять за несколько источников питания, если при выходе из строя генератора или при аварии на секции остальные секции (генераторы) продолжают работать.

Отдельная трасса для кабельной линии – это отдельные (самостоятельные) траншея, блок, туннель (для последнего случая отдельной трассой можно назвать прокладку в трехстенном туннеле). Электроснабжение потребителей I категории должно осуществляться от двух независимых источников по отдельным трассам.

Категории – одно из ключевых условий, определяющих схему электроснабжения. Очевидна возможность неоднозначного толкования таких определений. Концептуально они существенно отличаются от определенных (подсчитанных) в первой научной картине мира (длительно допустимые токи, размеры, расстояния, проходы и другие), а потому однозначно обязательных для исполнения (как и величины приемосдаточных испытаний, основанные на вероятностных представлениях).

Вопросы для самопроверки

1. Что является основной группой промышленных потребителей электроэнергии?
2. Двигатель какой мощности считается электродвигателем в электрике.
3. Какие двигатели экономичнее применять при напряжении до 1 кВ и мощности до 100 кВт?
4. Какие двигатели экономичнее применять при напряжении до 1 кВ и мощности свыше 100 кВт?
5. Какие двигатели экономичнее применять при напряжении 10 кВ и мощности до 630 кВт?
6. Какие двигатели экономичнее применять при напряжении 10 кВ и мощности до 450 кВт и выше?
7. Сколько уровней (ступеней) системы электроснабжения существует?

8. Дайте характеристику каждому из уровней.
9. Как в соответствии с требованиями ПУЭ разделяют электроприемники по надежности электроснабжения? Дайте характеристику каждой категории.
10. Как должно осуществляться электроснабжение потребителей I категории?
11. К чему приводит невыполнение основных требований к системе электроснабжения?
12. На какое время допускается перерыв электроснабжения электроприемников I категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания?
13. На какое время допускается перерыв электроснабжения электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания?
14. К чему приводит нарушение электроснабжения потребителей I категории?

ЛЕКЦИЯ 3

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

(2 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Характерные электроприемники.
2. Параметры электропотребления и расчетные коэффициенты.
3. Формализуемые методы расчета электрических нагрузок.
4. Определение электрических нагрузок комплексным методом.
5. Практика определения расчетного и договорного максимума.

1. Характерные электроприемники.

Главным показателем для отдельных электроприемников является их номинальная мощность. Для электродвигателей номинальные мощности выражаются в киловаттах (кВт). Номинальной (установленной) мощностью плавильных электропечей и сварочных установок является мощность питающих их трансформаторов, выраженная в киловольт-амперах (кВА). Это же относится и к трансформаторам, включая трансформаторы преобразовательных и выпрямительных агрегатов. Для электроприемников, работающих в повторно-кратковременном режиме, за номинальную принимается мощность, приведенная к продолжительному режиму.

По роду тока все потребители электроэнергии можно подразделить на три группы: 1) работающие от сети переменного тока нормальной промышленной частоты (50 Гц); 2) работающие от сети переменного тока повышенной или пониженной частоты; 3) работающие от сети постоянного тока. Большинство электроприемников промышленных предприятий работает на переменном трехфазном токе частотой 50 Гц.

Установки повышенной частоты применяют для нагрева под закалку, ковку и штамповку металлов, а также для плавки металлов. Для питания высокоскоростных электродвигателей в текстильной промышленности, деревообработке и других случаях также используются токи повышенной частоты (133–400 Гц). Для получения частот до 10 кГц применяют преимущественно тиристорные преобразователи, а выше – электронные генераторы. Регулируемые частоты стали применяться для управления асинхронными двигателями.

К электроприемникам пониженной частоты относятся коллекторные электродвигатели, применяемые для транспортных целей (16,6 Гц), установ-

ки для перемешивания жидкого металла в печах (до 25 Гц) и индукционные нагревательные устройства.

Цехи электролиза, установки электролитического получения металлов, цехи гальванопокрытий, некоторые виды электросварки и электродвигатели питаются от сети постоянного тока.

В установках, не требующих регулирования скорости в процессе работы, применяются исключительно электроприводы переменного тока (асинхронные и синхронные двигатели). Нерегулируемые электродвигатели переменного тока – основной вид электроприемников в промышленности, на долю которого приходится около 75 % суммарной мощности. Электродвигателем считается двигатель, имеющий мощность 0,25 кВт и выше, двигатели меньшей мощности относят к средствам автоматизации и в статистику электрики они не попадают.

Для нерегулируемых приводов по условиям электроснабжения и стоимости привода установлена наиболее экономичная область применения асинхронных и синхронных электродвигателей в зависимости от напряжения. При напряжении до 1 кВ и мощности до 100 кВт экономичнее применять асинхронные двигатели, а выше 100 кВт – синхронные (что далеко не всегда возможно по условиям работы и пуска). Мощности до 1000 кВт – это область напряжения 6 и 10 кВ. Напряжение двигателей 630 кВт и ниже в значительной степени определяется заводом-изготовителем. Асинхронные двигатели с фазным ротором используют в мощных электроприводах с маховиком и с тяжелыми условиями пуска (в преобразовательных агрегатах, шахтных подъемниках).

Преимущества синхронных двигателей: способность компенсировать реактивную мощность с меньшими затратами (чем у асинхронных в сочетании с конденсаторной батареей); повышение перегрузочной способности и устойчивости благодаря применению автоматического регулирования возбуждения с форсировкой возбуждения при снижении напряжения в сети ниже 85 %; более высокий КПД, чем у асинхронных электродвигателей.

При необходимости плавного изменения скорости в широком диапазоне применяют в основном приводы постоянного тока, а в последнее время – частотный асинхронный привод. Для питания двигателей постоянного тока на промышленных предприятиях предусмотрены преобразовательные установки.

Особую группу электроприемников составляют единичные с большой единичной мощностью (например, трансформаторы, работающие в блоке с электропечью, преобразователем, импульсной установкой; электропривод 30 МВт воздухоудовки и др.), определяющие расчетную электрическую нагрузку, схемы главных 5УР и распределительных 4УР подстанций. Необходимо соблюдать меры по обеспечению качества электроэнергии в электрических сетях общего назначения и технические условия на присоединение к энергоснабжающей организации.

2. Параметры электропотребления и расчетные коэффициенты.

Цель расчета электрических нагрузок – определение токов, протекающих по токоведущим элементам, для выяснения их допустимости по условиям нагрева элементов. Расчет электрических нагрузок проводится для определения величин затрат в системах электроснабжения промышленных предприятий.

Температура нагрева проводников ограничивается условиями износа изоляции и работы самого элемента. Если бы токи в проводниках были неизменны, то расчет их сечений можно было бы производить, пользуясь допустимыми температурами перегрева. Для кабелей и приводов, например, она составляет 50–80 °С. Но меняющийся во времени ток вызывает изменение температуры проводников. Интерес представляет максимальная температура, которая может существовать некоторое время.

Требование $\tau_{\text{уст}} < \tau_{\text{доп}}$ (установившаяся температура меньше допустимой) приводит к тому, что в паспорте оборудования (в каталожных данных) указывается: 1) номинальная мощность, при которой не произойдет перегрева (для трансформаторов, электродвигателей, генераторов); 2) допустимый ток, при котором не будет перегрева (для проводов, кабелей, реакторов).

Расчетная величина электрических нагрузок P_p определяет технические решения и указывает затраты на изготовление электротехнических изделий, на создание и развитие субъектов электроэнергетики, на построение и функционирование объектов электрики.

Поэтому выбор сечения проводника по нагреву производят не по максимальной температуре перегрева, а по расчетной токовой нагрузке I_p , которая определяется на основании принципа максимума средней нагрузки:

$$I_{\theta_m}(t) = \frac{1}{\theta} \int_t^{t+\theta} I(t) dt, \quad (3.1)$$

где θ – длительность интервала осреднения ($\theta < t < T - \theta$), принимаемая для графиков нагрузки, практически неизменных во времени, $\theta = 3T_0$ (во всех остальных случаях $0 < 3T_0$).

Для оценки нагрева проводников правильнее использовать закон Джоуля – Ленца и вести расчет по максимуму среднеквадратичного (эффективного) тока для каждого изменения за время Δt . Расчетный ток I_p , равный максимуму среднего тока, можно считать приближением, обеспечивающим инженерную точность при построении схемы электроснабжения.

В качестве расчетной нагрузки применяют среднюю нагрузку по активной мощности, где интервал реализации продолжительностью T связывают с постоянной времени нагрева T_0 :

$$P_0 = \frac{1}{\theta} \int_t^{t+\theta} P(t) dt, \quad (3.2)$$

где $\theta < t < T - \theta$.

Условно принимают $T_0 = 10$ мин, тогда $\theta = 30$ мин независимо от сечения проводника, что и приводит к понятию получасового максимума P_{\max} . Использование максимальной из средних нагрузок, в чем и заключается принцип максимума средней нагрузки, позволяет говорить о расчетном (проектном) максимуме, заявленном или фактическом (суточном, недельном, месячном, квартальном и годовом), 30-минутном, $P_{30} = P_{\max}$.

При решении вопросов электроснабжения определяющей является расчетная электрическая нагрузка, равная получасовому максимуму P_{\max} . Этот максимум можно находить по данным конкретных электроприемников и применять для расчетов электрических сетей и их элементов (на основании теоретических основ электротехники). Но его можно рассчитывать и с учетом системных свойств предприятия, устойчивости развития и ценологической устойчивости структуры. Показатель P_{\max} нужен при выборе схем электроснабжения предприятий, производств и цехов, определении объемов их электропотребления.

Можно выделить следующие графики нагрузки (рис. 3.1):

1) индивидуальные – графики электрических приемников;
 2) групповые – слагаемые из индивидуальных графиков с учетом взаимозависимости нагрузок по условиям технологии; групповые графики можно применять при выборе оборудования и проводников, питающих группы электроприемников (главным образом для 2УР);

3) для потребителей в целом, питающихся от 6УР–4УР, для которых учет всего многообразия индивидуальных графиков практически счетного (практически бесконечного) множества электроприемников делает невозможным применение прямых методов расчета (даже при наличии всех графиков к моменту принятия технического решения).

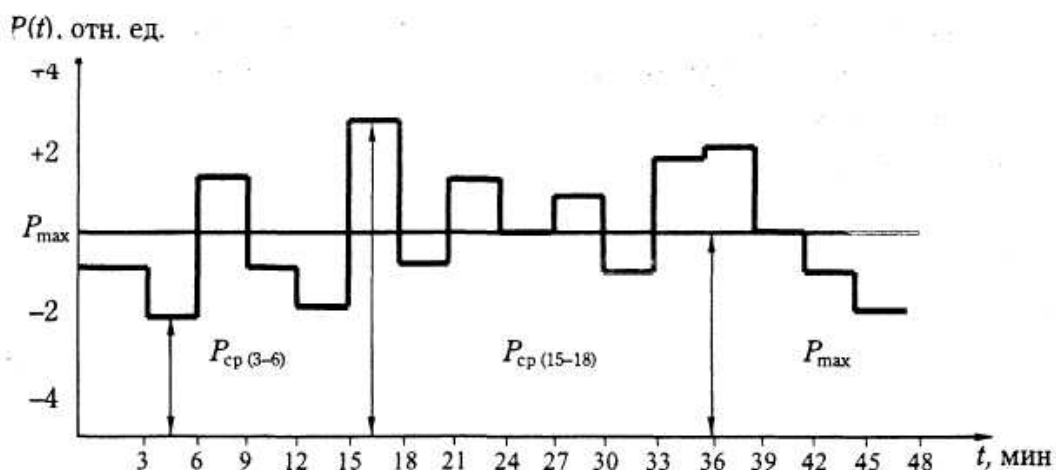


Рис. 3.1. График нагрузки $P = f(t)$ с интервалом осреднения $\Delta t = 3$ мин: $P_{\text{ср}(3-6)}$, $P_{\text{ср}(15-18)}$ – усредненные (средние) нагрузки за интервал $\Delta t = 3-6$ мин и 15–18 мин; P_{\max} – максимальная нагрузка (усредненная за $\Delta t = 30$ мин) за первые 30 мин графика

Если индивидуальные графики нагрузки электроприемников известны и возникает необходимость аналитического формирования групповых графиков, то можно использовать для расчетов автокорреляционную функцию индивидуального графика нагрузки $kp(\tau)$, рассматриваемого как реализация стационарного случайного процесса:

$$kp(\tau) = \lim_{\tau \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T (p(t) - p_{cp})(p(t + \tau) - p_{cp}) dt, \quad (3.3)$$

и взаимно корреляционные функции всех пар индивидуальных графиков:

$$kp_{vs}(\tau) = \left(\frac{1}{t_u} \int_0^{t_u - \tau} p_v(t) p_s(t + \tau) dt + \int_{t_u - \tau}^{t_u} p_v(t) p_s(t - t_u + \tau) dt \right) - p_{cp(v)} p_{cp(s)}, \quad (3.4)$$

где $p(t)$, $p_v(t)$, $p_s(t)$ – индивидуальные графики нагрузки; p_{cp} , $p_{cp(v)}$, $p_{cp(s)}$ – средние значения нагрузки (средняя мощность).

Среднее значение нагрузки за время цикла

$$P_{cp} = \frac{1}{t_u} \int_0^{t_u} p(t) dt. \quad (3.5)$$

Величина площади под ломаной графика нагрузки потребителя на рис. 3.1 равна значениям энергии A . Выделим интервал t_{0-30} за первые 30 мин, получим

$$A_{30} = \int_0^{30} p(t) dt = \sum_{i=1}^{10} P_{cp(i)} \Delta t = P_{max} t_{0-30}, \quad (3.6)$$

где $p(t)$ – неизвестное фактическое изменение мощности во времени; $P_{cp(i)}$ – средняя мощность за i -й интервал осреднения ($\Delta t = 3$ мин); P_{max} – расчетный получасовой максимум нагрузки, соответствующий выражениям (3.1) и (3.2), $P_{max} = P_p$.

Чтобы рассчитать P_{max} по (3.6), достаточно показания счетчика электроэнергии пересчитать в киловатт-часы и разделить на 0,5 ч. Отклонение от P_{max} учитывается счетчиком, определяющим среднюю нагрузку P_{cp} за интервал, например, t_{3-6} и t_{15-18} . Суммирование, проводимое счетчиком за 30 мин, упрощает допущения о значении и вероятности изменения нагрузки за Δt .

Очевидно, что величина P_{max} (рис. 3.1) зависит от начала отсчета. Если определить P_{max} в интервале t_{15-18} , то получим $\Delta P = +9$. Технически возможно рассчитывать P_{max} за 30-минутный интервал, начинающийся с любого момента.

Такие измерения экономически целесообразны при регулировании электропотребления предприятий и при создании систем управления электрическими нагрузками. Пока, как правило, измерение производят в фиксированное время, совпадающее с началом часа. Усредненные по (3.6) максимумы фиксируются, получается суточный график (рис. 3.2), состоящий из 48 точек.

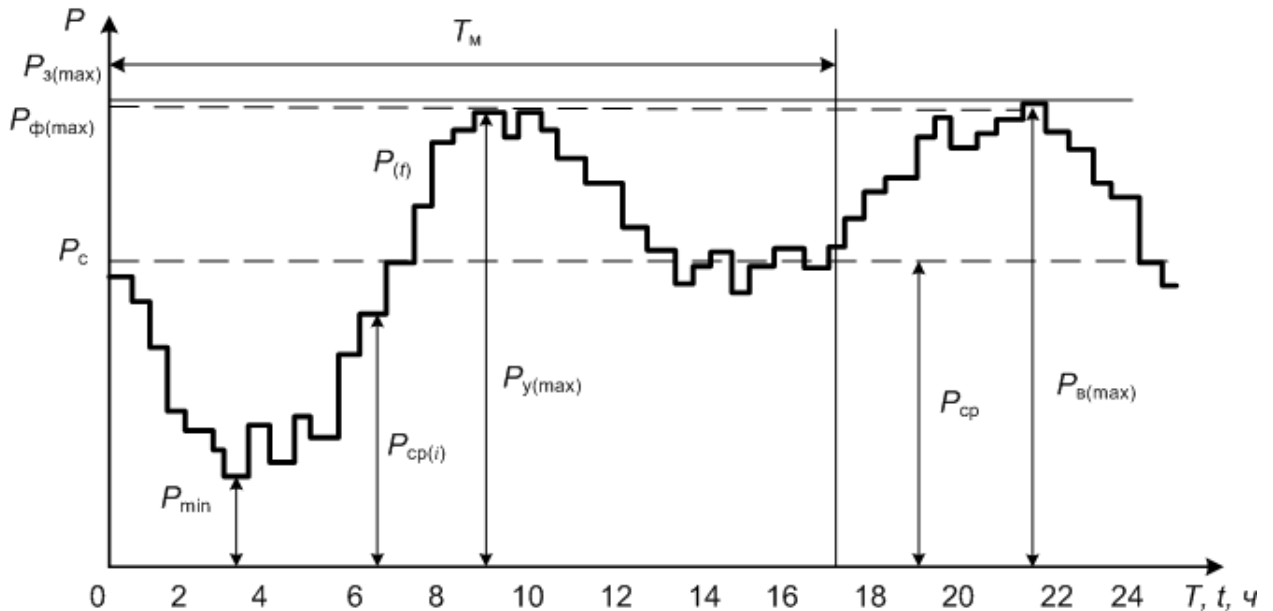


Рис. 3.2. Суточный $P(t)$ график электрических нагрузок: $P_{с(i)}$ — одно из получасовых усреднений; $P_{ф(max)}$ — максимальная фактическая получасовая нагрузка за сутки, равная $P_{в(max)}$ — максимальной нагрузке в вечерние часы прохождения максимума в энергосистеме; $P_{у(max)}$ — максимальная нагрузка в утренний максимум; P_{min} — минимальная нагрузка; $P_{ср}$ — среднесуточная нагрузка; $P_{з(max)}$ — заявленный максимум нагрузки, равный расчетному P_p

На суточном графике выделяют утренний $P_{у(max)}$ и вечерний $P_{в(max)}$ (обычно больший) максимумы и ночной провал, когда нагрузка спускается до минимума P_{min} . Часы прохождения утреннего и вечернего максимумов задаются энергоснабжающей организацией. Наибольший из $P_{у(max)}$ или $P_{в(max)}$ принимают за суточный максимум (при регулировании максимум может не совпадать с этими значениями) и наносят на годовой (месячный, квартальный) график нагрузки. Наибольший из суточных максимумов в течение квартала следует принимать за заявленный $P_{з(max)}$ и оплачивать. В этом случае фактический расчетный и заявленный максимумы будут совпадать: $P_{ф(max)} = P_p = P_{з(max)} = P_{max}$. Аналогично (3.5) или (3.6) определяют среднесуточную мощность: $P_{ср.сут} = (1/48) \sum P_{ср(i)}$, где $P_{ср(i)}$ — средняя нагрузка на получасовой интервал (см. рис. 3.2), или

$$P_{ср.сут} = A_{сут} / 24. \quad (3.7)$$

3. Формализуемые методы расчета электрических нагрузок.

В соответствии с теорией расчета электрических нагрузок, основы которой сложились в 1930-е годы, был определен набор формул, дающих однозначное решение при заданных электроприемниках и графиках (показателях) электрических нагрузок. В целом практика показала ограниченность подхода «снизу вверх», опирающегося на исходные данные по отдельным электроприемникам и их группам. Эта теория сохранила свое значение при расчете режимов работы небольшого числа электроприемников с известными данными, при сложении ограниченного числа графиков, при расчетах для 2УР.

В 1950–1960-е годы нагрузки описывали с помощью случайных величин, определяемых аппаратом математической статистики, восходящей к гауссовым (нормальным) распределениям и использующим следующие понятия: математическое ожидание электрической нагрузки MP_t (среднее значение); дисперсия DP_t (среднеквадратическое отклонение – стандарт нагрузки $\sigma_p = \sqrt{DP}$; корреляционная $R_t(\tau)$ и автокорреляционные функции (см. (3.3) и (3.4). Для нормального закона распределения вероятность выхода расчетной нагрузки P_p за пределы $MP_t \pm 3\sigma_p$ равна 0,003, что дает основание пренебрегать значениями, выходящими за $3\sigma_p$. Отдельные работы, ставящие пределы $(1,5-2,0) \sigma_p$, распространения не получили.

В 1980–1990-е годы в теории расчета электрических нагрузок наибольшее распространение получили неформализованные методы, в частности комплексный метод расчета электрических нагрузок, элементы которого вошли в Указания по расчету электрических нагрузок систем электроснабжения (РТМ 36.18.32.02–89). Вероятно, работа с информационными базами данных по электрическим и технологическим показателям, кластер-анализ и теория распознавания образов, построение вероятностных и ценологических распределений для экспертной и профессионально-логической оценки может решить окончательно проблему расчета электрических нагрузок на всех уровнях системы электроснабжения и на всех стадиях принятия технического или инвестиционного решения.

Формализация расчета электрических нагрузок развивалась в нескольких направлениях, в настоящее время используют следующие из них: 1) эмпирические методы (коэффициента спроса, двухчленных эмпирических выражений, удельного расхода электроэнергии и удельных плотностей нагрузки, технологического графика); 2) метод упорядоченных диаграмм (расчет по коэффициенту расчетной активной мощности); 3) собственно статистические методы; 4) метод вероятностного моделирования графиков нагрузки.

Метод коэффициента спроса наиболее прост, широко распространен, с него начинают расчет нагрузок; по известной (задаваемой) величине P_y и табличным значениям K_c , приводимым в справочной литературе, определяют:

$$P_p = P_{\max} = K_c P_y; \quad Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi. \quad (3.8)$$

Метод удельных плотностей нагрузок близок к предыдущему. Задается удельная мощность (плотность нагрузки) γ , и определяется площадь здания F , сооружения или участка, отделения, цеха. Например, для машиностроительных и металлообрабатывающих цехов $\gamma = 0,12-0,25$ кВт/м², для кислородно-конвертерных цехов $\gamma = 0,16-0,32$ кВт/м². Нагрузка, превышающая 0,4 кВт/м², возможна для некоторых участков, в частности, где имеются единичные электроприемники единичной мощности 1,0–30 МВт. Расчетная нагрузка

$$P_{\max} = \gamma F. \quad (3.9)$$

Метод технологического графика опирается на график работы агрегата, линии или группы машин. Например, график работы дуговой сталеплавильной печи конкретизируется: указывается время расплавления, составляющее 27–50 мин, время окисления (20–80 мин), число плавов, технологическая увязка с работой других сталеплавильных агрегатов. График позволяет определить общий расход электроэнергии за плавку, средний за цикл (с учетом времени до начала следующей плавки) и максимальную (в данном случае – 3-минутный максимум на участки до 4 ч 02 мин) нагрузку для расчета питающей сети.

Метод упорядоченных диаграмм, который в 1960–1970-е годы директивно применяли для всех уровней системы электроснабжения и на всех стадиях проектирования, в 1980-е годы трансформировался в расчет нагрузок по коэффициенту расчетной активной мощности. При наличии данных о числе электроприемников, их мощности, режимах работы его рекомендуют применять для расчета элементов системы электроснабжения 2УР, 3УР (провод, кабель, шинопровод, низковольтная аппаратура), питающих силовую нагрузку до 1 кВ (упрощенно для эффективного числа приемников всего цеха, т. е. для сети 6–10 кВ 4УР). Различие метода упорядоченных диаграмм и расчета по коэффициенту расчетной активной мощности заключается в замене коэффициента максимума K_m , всегда понимаемого однозначно как отношение P_{\max}/P_c , коэффициентом расчетной активной мощности K_p . Порядок расчета для элемента узла следующий:

1. Составляется перечень (число) силовых электроприемников с указанием их номинальной $P_{\text{ном}(i)}$ (установленной) мощности.
2. Определяется рабочая смена с наибольшим потреблением электроэнергии, и выделяются характерные сутки.

3. Описываются особенности технологического процесса, влияющие на электропотребление, выделяются электроприемники с высокой неравномерностью нагрузки (которые рассчитывают по максимуму эффективной нагрузки).

4. Исключаются из расчета (перечня): а) электроприемники малой мощности; б) резервные по условиям расчета электрических нагрузок; в) включаемые эпизодически.

5. Определяются группы m электроприемников, имеющих одинаковый тип (режим) работы, и выделяются из них j -е подгруппы, $j = 1, \dots, m$, имеющие одинаковую величину индивидуального коэффициента использования $K_{и(i)}$.

6. Выделяются электроприемники одинакового режима работы, и определяется их средняя мощность:

$$P_{ср(j)} = \sum K_{и(i)} \cdot P_{ном(i)}, \quad (3.10)$$

где $P_{ном(i)}$ – номинальная мощность отдельного электроприемника.

7. Вычисляется средняя реактивная нагрузка:

$$Q_{ср(j)} = \sum K_{и(i)} \cdot P_{ном(i)} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (3.11)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, соответствующий средневзвешенному коэффициенту мощности $\cos\varphi$, характерному для i -го электроприемника.

8. Находится групповой коэффициент использования $K_{и}$ активной мощности:

$$K_{и} = \frac{\sum_{j=1}^m P_{ср(j)}}{\sum_{j=1}^m P_{ном(j)}}, \quad (3.12)$$

где $P_{ном(j)}$ – установленная мощность подгруппы.

9. Рассчитывается эффективное число электроприемников в группе из n электроприемников:

$$n_э = \frac{\left(\sum P_{ном(i)}\right)^2}{\sum \left(P_{ном(i)}\right)^2}, \quad (3.13)$$

где $n_э$ – число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое дает то же значение расчетного максимума P_{max} , что и группа электроприемников, различных по мощности и режиму работы. При числе электроприемников в группе четыре и более допускается принимать $n_э$ равным n (действительному числу электроприемников) при условии, что отношение номинальной мощности наибольшего электроприемника $P_{ном(max)}$ номинальной

мощности, меньшего $P_{\text{ном}(\min)}$, меньше трех. При этом при определении значения n допускается исключать мелкие электроприемники, суммарная мощность которых не превышает 5 % номинальной мощности всей группы.

10. По справочным данным в зависимости от (3.12), (3.13) и постоянной времени нагрева T_0 принимается величина расчетного коэффициента K_p .

11. Определяется расчетный максимум нагрузки:

$$P_p = P_{\max} = K_p \sum_{j=1}^m P_{\text{cp}(j)}. \quad (3.14)$$

Значение расчетного коэффициента активной мощности K_p для $T_0 = 10$ мин – сетей напряжением до 1 кВ, питающих 2УР, берут из таблиц. Для 3УР постоянная нагрева $T_0 = 2,5$ ч и при $n_э > 50$ и $K_n \leq 0,5$ $K_p = 0,7$; $K_n > 0,5$; $K_p = 0,8$. Для кабелей, образующих высоковольтные сети 6–10 кВ потребителей, $K_p = 1$.

Упрощенно эффективное число приемников для цеха

$$n_э = \frac{2 \sum P_{\text{ном}(i)}}{P_{\text{ном}(\max)}}, \quad (3.15)$$

где $P_{\text{ном}(\max)}$ – номинальная мощность наиболее мощного электроприемника цеха.

Электрические нагрузки отдельных узлов системы электроснабжения в сетях напряжением выше 1 кВ (находящиеся на 4УР, 5УР) рекомендуется определять аналогично с включением потерь в трансформаторах.

Результаты расчетов нагрузок по коэффициенту расчетной активной мощности сводят в таблицу.

Кроме перечисленных выше существуют *статистические методы определения электрических нагрузок; метод вероятностного моделирования графиков нагрузки.*

4. Определение электрических нагрузок комплексным методом.

Комплексный метод расчета максимальной нагрузки предусматривает одновременное применение нескольких способов с использованием следующих параметров:

1) электроемкости продукции \mathcal{E} на уровне 6УР:

$$P_{\max} = \mathcal{E}_i M_i / T_{\max}, \quad (3.16)$$

где M_i – объем технологической продукции i -го вида;

2) общегодового электропотребления A или среднегодовой мощности $P_{\text{ср.г}}$ на уровнях 6УР, 5УР, 4УР:

$$P_{\max} = K_m A / T_{\text{г}} = K_m P_{\text{ср.г}}, \quad (3.17)$$

где K_m – среднегодовой коэффициент максимума; $T_{\text{г}} = 8760$ – число часов в году;

3) удельного годового расхода электроэнергии $A_{уд}$ на уровнях 5УР, 4УР, 3УР:

$$P_{\max} = K_M \sum_{i=1}^n \left(\frac{A_{уд(i)} M_i}{T_i} \right), \quad (3.18)$$

где T_i – годовое число часов работы цеха (производства, отделения);

4) среднегодового коэффициента спроса K_c на уровнях 6УР–2УР:

$$P_{\max} = K_c P_y; \quad (3.19)$$

5) удельных мощностей нагрузок на уровнях 6УР–2УР:

$$P_{\max} = \gamma F, \quad (3.20)$$

где γ – удельная мощность (плотность нагрузки); F – площадь предприятия, района, цеха, отделения, участка;

6) прогнозирования временных рядов на уровнях 6УР–2УР:

$$P_{\max} f(W_j); \quad W_1 = f_1(A, t); \quad W_2 = f_2(M_1, t), \dots, \quad (3.21)$$

где W_j – матрица показателей, определяемая временным рядом;

7) профессионально-логического анализа (включая режим САПР):

$$P_{\max} = \{P_0, W_j\}, \quad (3.22)$$

где P_0 – матрица электрических показателей, характеризующая кластер объекта (электрического хозяйства).

В качестве расчетной мощности $P_p = P_{\max}$ для каждого электроприемника 1УР с длительным режимом работы при выборе коммутационной аппаратуры и проводников принимают его номинальную (установленную) мощность $P_p = P_{\max} = P_{\text{ном}} = P_y$. Изменением значения КПД и коэффициента мощности при изменении нагрузки пренебрегают. Расчетный ток определяют из выражения

$$I_p = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cos \varphi}. \quad (3.23)$$

Таким образом, для 1УР расчет электрических нагрузок для целей электроснабжения не производится. Выбор электрооборудования для этого уровня осуществляется по $P_{\text{ном}}$. Определение коэффициентов K_B , K_C , $K_{И}$, K_M , K_{Φ} и выделе-

ние резервных электроприемников не требуются. Понятие наиболее загруженной смены не используется.

Комплексный метод предполагает, что специалист умеет оценить полученные результаты, принимая за основу электрические показатели. Тогда, например, БУР описывается системой электрических показателей P_0 как некоторое векторное пространство, используемое для принятия решения.

5. Практика определения расчетного и договорного максимума.

Правильное и своевременное определение расчетных (максимальных $P_{\max} = P_p$) нагрузок методологически не отличается от расчета других параметров электропотребления или от определения ресурсов, необходимых для построения, функционирования и развития электрического хозяйства. Однако при расчете $P_{\max} = P_p$ требуется высокий профессионализм, позволяющий опереться на знания и опыт, оценить текущее состояние, увидеть перспективу, включая прогноз параметров развития (эволюционных и бифуркационных), ожидаемых инноваций и инвестиций. И это в условиях, когда в бизнесе (на производстве) и в быту начали проявляться закономерности, о которых не только не подозревало ныне работающее поколение технариев и гуманитариев, но о которых лишь четверть века назад начали говорить в развитых странах и у нас.

Для существующего предприятия (объекта), которое уже имеет энерго-снабжающую организацию, т. е. фиксированный БУР, нет проблемы определения P_p для выбора проводника по нагреву (трансформатора, коммутационного аппарата). Определение максимальной нагрузки $P_{\max} = P_p$ должно быть основано на двух обязательных для любого потребителя условиях: 1) наличие опломбированного коммерческого счетчика (для крупных предприятий – системы автоматизированного учета и контроля электроэнергии – АСКУЭ); 2) согласование на БУР коммутационного аппарата и уставки защиты (максимально возможной величины потребляемой мощности).

Счетчик позволяет отследить текущий получасовой максимум по (3.6) и определить средние нагрузки за сутки (3.7), неделю, месяц, квартал, год. Анализируя величину коэффициента максимума, можно ставить вопрос о воздействии на технологическую деятельность в целях повышения числа часов использования максимума нагрузки. Это тождественно снижению величины заявленного максимума. Для крупного предприятия, снижающего P_{\max} на десяток мегаватт, речь идет о крупной экономии (при стоимости 1 кВт P_{\max} , например, 150 руб./мес).

Однако большинство потребителей платит за израсходованную электроэнергию (за кВт · ч), для них не интересен максимум, но важен вопрос, когда питающая сеть должна быть усилена (трансформатор заменен на следующий

габарит), а уставка защиты «затрублена». Это теоретически означает, что потребитель имеет возможность регулировать P_{\max} , доводя коэффициент заполнения до 0,95–0,98 и имея коэффициент спроса в целом по предприятию не выше $K_c = 0,2$. Ошибочны вероятностные представления расчета электрических нагрузок по коэффициенту расчетной активной мощности.

Надо отметить, что основные положения теории в последние десятилетия не подтверждались фактами, статистически. Кроме того, во-первых, не учитывается ценологическое различие электроприемников, которое заключается в качественном различии режимов приемников одного наименования и назначения и в разнице на несколько порядков мощностей приемников (от 0,25 до 1000 кВт и более). Во-вторых, P_{\max} связывают с нагрузкой линии, что для средних и крупных предприятий не имеет смысла, так как и в проектах, договорах и в экономических расчетах при нормировании P_p связывается не с вводами (их всегда не один, а может быть и десяток), а с потребителем (объектом) в целом. В-третьих, поведение множества электроприемников во времени определяется слабыми связями и слабыми зависимостями (т. е. их нельзя считать независимыми), которые существуют между приемниками и с реализуемой технологией.

Вопросы для самопроверки

1. Выделите характерные группы электроприемников по механической нагрузке.
2. Какие режимы работы электрических двигателей учитываются в системах электроснабжения?
3. Поясните различие в физическом смысле расчетной величины электрической нагрузки по нагреву и нагрузки по проектным договорным условиям.
4. Сравните классическое понятие получасового максимума нагрузки и разнообразные использованные на практике понятия при эксплуатации, проектировании и в договорных отношениях.
5. Опишите величины интервала осреднения электропотребления во времени и графики электрических нагрузок.
6. Изобразите суточные графики электрической нагрузки любых известных Вам потребностей (можно и квартиры) и поясните неизбежность для электрики изменения параметров электропотребления по часам и минутам.
7. Приведите математические выражения расчетных коэффициентов, применяемые при определении электрических нагрузок.
8. Сравните эмпирические методы расчета электрических нагрузок.
9. Укажите достоинства, недостатки и область применения метода упорядоченных диаграмм.
10. Охарактеризуйте исходные данные, необходимые для статистических и вероятностных методов расчета электрических нагрузок.
11. Оцените по таблицам разброс параметров при использовании комплексного расчета электрических нагрузок.
12. Определите расчетный максимум электрической нагрузки своей квартиры по списку приемников и показаний счетчика.

ЛЕКЦИЯ 4

ВЫБОР СХЕМ, НАПРЯЖЕНИЙ И РЕЖИМОВ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ К СУБЪЕКТАМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

(2 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Схемы присоединения и выбор питающих напряжений.
2. Источники питания потребителей и построение схемы электроснабжения.
3. Надежность электроснабжения потребителей.
4. Выбор места расположения источников питания.

1. Схемы присоединения и выбор питающих напряжений.

Определяющими на начальном этапе выбора схем являются: значение расчетного максимума нагрузки $P_p = P_{\max}$ и число часов использования максимума, связанных с электропотреблением, $A = P_{\max} T_{\max}$.

Исходными для окончательного выбора схемы электроснабжения служат следующие материалы:

генеральный план завода с размещением основных и вспомогательных производственных зданий и сооружений, основных подземных и наземных коммуникаций;

данные по электроемкости, удельным расходам электроэнергии, по составу и характеру электрических нагрузок и электроприемников как технологических механизмов, так и вспомогательных устройств цехов и сооружений завода с выделением энергоемких агрегатов;

перечень объектов основного производственного, обслуживающего и подсобного назначения, энергетического хозяйства, включая сети и сооружения водоснабжения и канализации с указанием производственных показателей и объемно-планировочных архитектурных решений, сменности работы, структуры управления;

данные по характеру производства, условиям пожаро- и взрывоопасности, включая температуру, влажность, запыленность, агрессивность выделяемых веществ, загрязнение атмосферы и грунта;

требования к надежности электроснабжения отдельных производств, цехов, агрегатов и механизмов с выделением электроприемников особой группы первой категории по надежности электроснабжения;

данные по нагрузкам сторонних потребителей (субабонентов), подключаемых к заводским сетям;

геологические и климатические данные: характер грунта в различных районах площадки завода, его состав, состояние, температура, удельное тепловое и электрическое сопротивления; глубина промерзания грунта, уровень грунтовых вод, расчетная температура почвы в зонах прокладки электрических коммуникаций, высота площадки завода над уровнем моря, сейсмичность;

метеорологические условия: количество грозовых дней в году; скорость ветра; влажность; гололедность; максимальная, минимальная и средняя температура воздуха; наличие и характер загрязненности воздуха пылью, химически активными газами и парами; естественная освещенность;

основные чертежи (планы и разрезы) цехов и сооружений завода с установкой технологического и вспомогательного оборудования;

основные архитектурно-строительные чертежи зданий и сооружений завода;

данные по силовому электрооборудованию (паспорта основных агрегатов, включая электрические расчеты привода) и электроосвещению объектов завода;

сведения по организации электроремонта, возможности кооперации и специализации (в том числе по трансформаторно-масляному хозяйству);

схему примыкающего района энергосистемы с характеристиками источников питания и сетей (внешнего электроснабжения);

данные по токам и мощности короткого замыкания на шинах источников питания, характеристика места присоединения (трансформатор и выключатель; магистральное, радиальное или концевое присоединение и параметры ЛЭП), требования к компенсации реактивной мощности со стороны энергосистемы, к устройствам релейной защиты, автоматики, связи и телемеханики.

Основные параметры, определяющие конструктивное выполнение элементов и построение высоковольтной сети 35–220 кВ, следующие:

для линий электропередачи: номинальное напряжение, направление (откуда и куда осуществляется транзит электроэнергии) и протяженность, количество цепей, сечение провода;

для подстанций: сочетание номинальных напряжений, количество и мощность трансформаторов, схема присоединения к сети высшего уровня и компенсация реактивной мощности.

Выбор рационального напряжения системы внешнего электроснабжения до последнего времени осуществляли для каждого проекта промпредприя-

1. Схемы присоединения и выбор питающих напряжений.

тия. Использовали обычно эмпирические формулы, применяемые в США ($U = 4,24\sqrt{I+16P}$) и Европе ($U = 3\sqrt{S} + 0,5l$), где P – активная мощность, МВт; S – полная мощность предприятия, МВА; l – длина питающей линии, км. Полученную расчетную величину напряжения округляли в большую сторону, учитывая увеличение загрузки во времени.

На [рис. 4.1](#) приведены типовые схемы соединений для РУ 6–750 кВ понижающих подстанций энергосистем. Трансформаторы условно показаны двухобмоточными (могут быть трехобмоточные и автотрансформаторы на напряжениях 20–750 кВ); все трансформаторы и автотрансформаторы устанавливают с РПН. Разъединители для упрощения, как правило, не показаны.

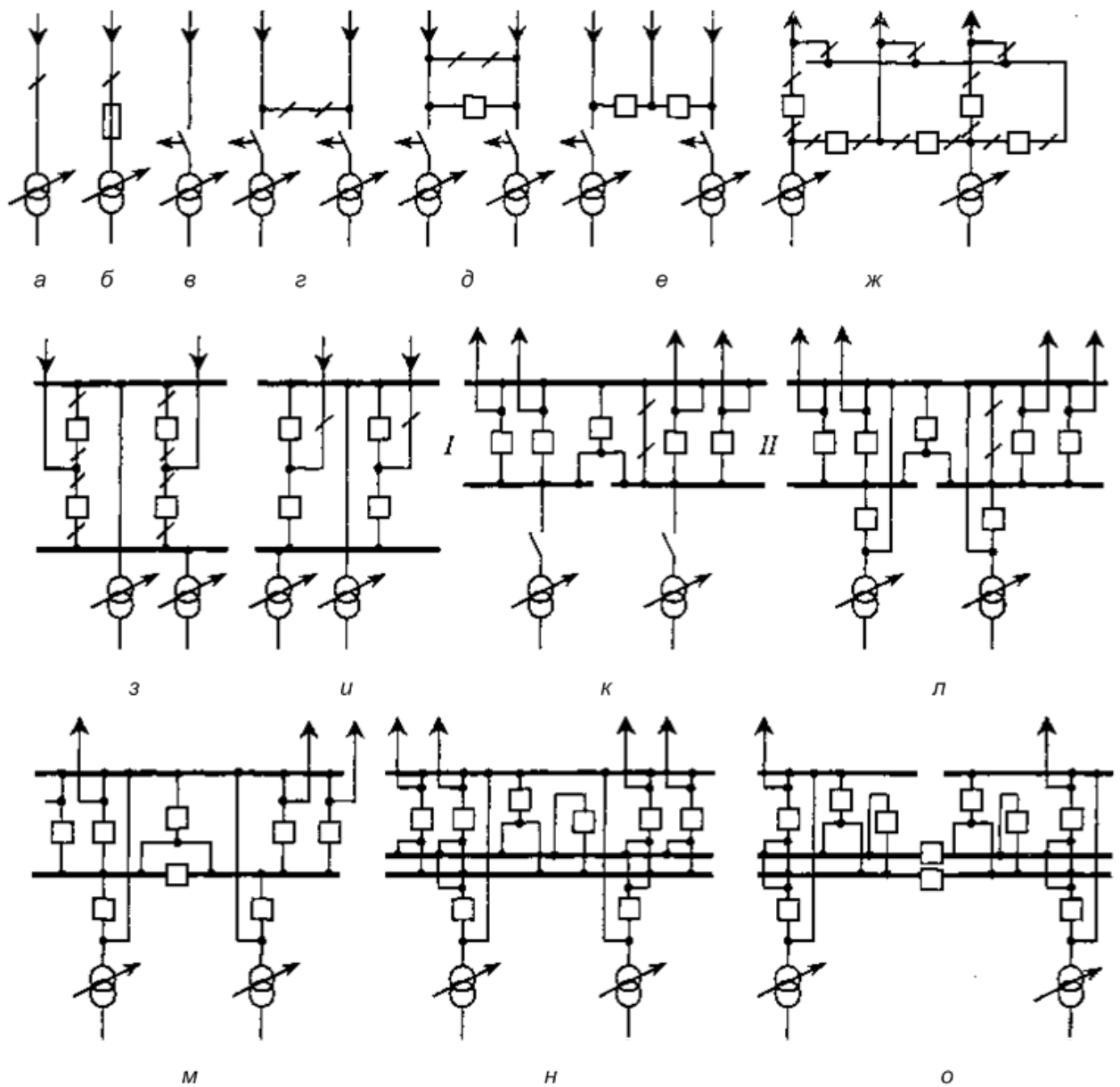


Рис. 4.1. Схемы соединения РУ понижающих подстанций

2. Источники питания потребителей и построение схемы электроснабжения.

При построении системы электроснабжения исходят из следующих положений:

1. Источники высокого напряжения следует максимально приближать к потребителям электроэнергии, а прием ее рассредоточивать по нескольким пунктам на территории предприятия.

2. При выборе элементов схемы необходимо исходить из условия их постоянной работы под нагрузкой, при таком режиме повышается надежность электроснабжения и уменьшаются потери электроэнергии.

3. Следует предусматривать раздельную работу параллельных цепей схемы (ЛЭП, трансформаторов и т. п.), при этом снижаются токи КЗ, упрощаются коммутация и релейная защита подстанций.

Выбор площадки (трассы) для строительства производится до начала проектирования комиссией, которая рассматривает материалы генерального проектировщика, заключения заинтересованных сторон и составляет акт, утверждаемый заказчиком вместе с заданием на проектирование после обязательного согласования с местной администрацией.

На этой стадии достаточно определить основные электрические показатели, на основе которых решаются принципиальные возможности присоединения (наличие или сооружение источников питания энергосистем), кооперирование в части транспорта и ремонта (единичная масса наибольшего трансформатора, количество электродвигателей и их средняя мощность), обеспеченность людскими ресурсами (электровооруженность труда и производительность труда электриков).

После утверждения задания и открытия финансирования в составе ТЭО или до него разрабатывают схему электроснабжения предприятия и схематический план промышленного узла с нанесением проектируемого предприятия и основных подстанций и сетей энергосистемы ([рис. 4.2](#)). Эти материалы вместе с балансами электроэнергии и проектными нагрузками направляют для получения технических условий, которые определяют БУР.

В качестве исходных данных уже имеется предварительный генеральный план, на который электротехнический отдел (отдел специализированного или технологического института, выполняющий электроснабжение на стадии ТЭО) и другие сетевые и не основные отделы (выдают задание на размещение) наносят свои объекты. В результате всех заданий составляется таблица параметров электропотребления, содержащая P_{\max} .

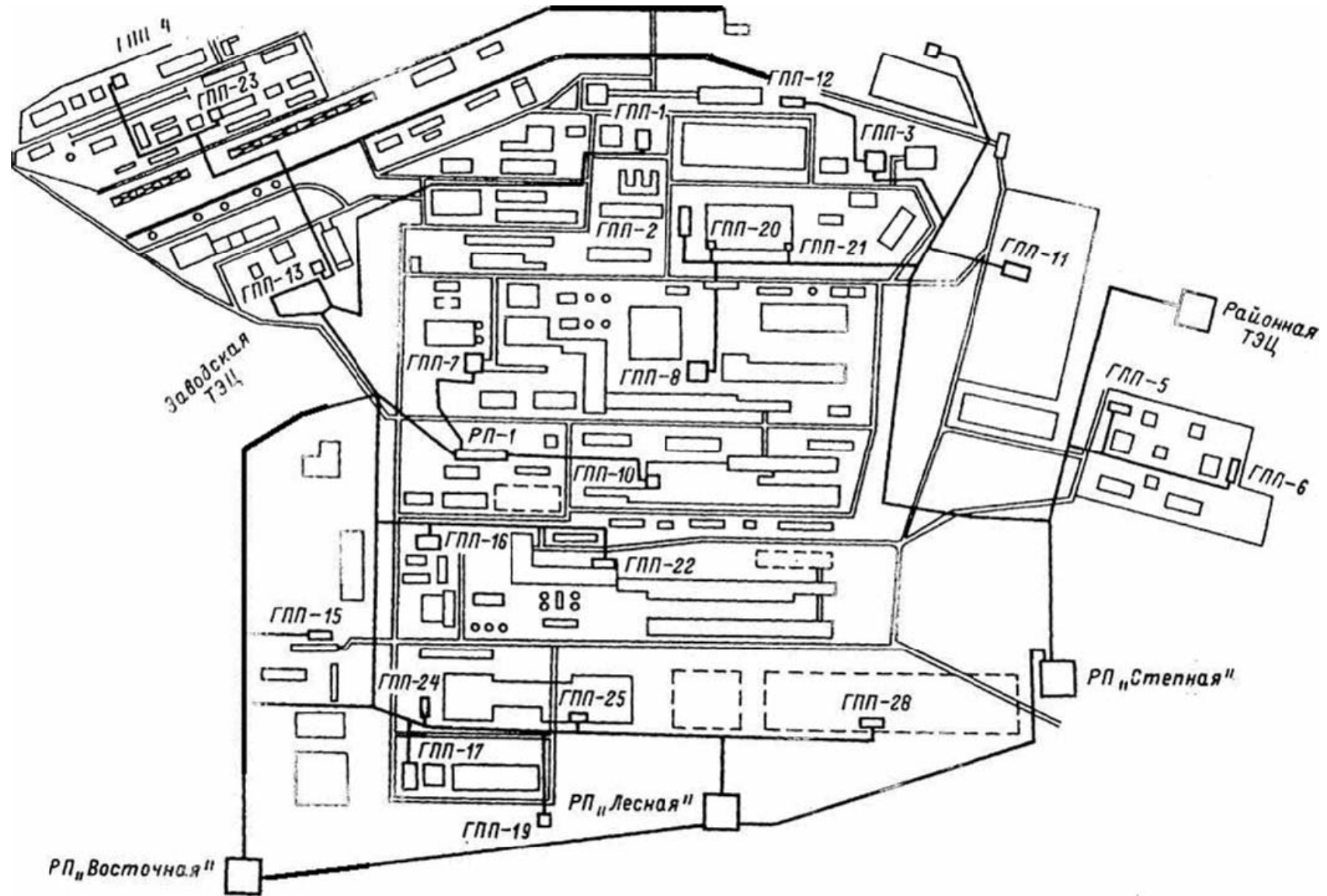


Рис. 4.2. Ситуационный план размещения подстанций и сетей крупного предприятия

Генплан и таблица вместе с неформализуемыми сведениями по особенностям технологии определяют заводские источники питания и схему электроснабжения. Опираясь на уровни системы электроснабжения, классифицируют объекты по P_{\max} , считая каждый из них самостоятельным. Объекты, тождественные мини-предприятиям, в такую таблицу не попадают. Исключение составляют специальные случаи, связанные, например, с потребителями особой группы I категории или с обеспечением качества электроэнергии (питание цепей управления электроприводами непрерывных линий). Электроснабжение отдельно стоящих зданий и сооружений 2УР осуществляется на стадии рабочей документации без специального рассмотрения в ТЭО.

3. Надежность электроснабжения потребителей.

Надежность объекта: его безотказность (свойство непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или некоторой наработки); ремонтпригодность (приспособленность к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов и повреждений, а также к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем проведения технического обслуживания и ремонтов); долговечность (свойство сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта); сохраняемость (свойство сохранять показатели безотказности, долговечности и ремонтпригодности в течение и после хранения и/или транспортирования).

Надежность электроэнергетической системы: свойство осуществлять производство, преобразование, передачу и распределение электроэнергии в целях бесперебойного электроснабжения потребителей в заданном количестве при допустимых значениях показателей качества. Надежность электроэнергетической системы и установки обеспечивается безотказностью и восстанавливаемостью ее элементов, устойчивостью, управляемостью, живучестью и безопасностью как самой системы (установки), так и ее элементов.

Надежность электроснабжения исследуют по двум причинам: 1) затраты на резервирование составляют до 50 % затрат в системе электроснабжения; 2) ущерб от недостаточной надежности иногда соизмерим с затратами в системе электрики.

Предельным называют состояние, при котором дальнейшее применение объектов по назначению недопустимо или нецелесообразно либо восстановление его исправного или работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Нарушение работоспособного состояния объекта называют *отказами*.

В качестве *элемента системы* рассматривается объект, представляющий собой простейшую часть системы, способную самостоятельно выполнять некоторые локальные функции.

Наличие или отсутствие повреждений в объектах определяет *исправное состояние*, при котором он соответствует всем требованиям, установленным нормативно-технической документацией, или *неисправное состояние*, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической документации. По способности объекта выполнять заданные функции его состояния подразделяют на *работоспособное*, при котором он способен выполнять заданные функции, сохраняя значения основных параметров, и *неработоспособное*, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической документации.

По характеру исполнения и функционирования объекты могут быть *восстанавливаемыми* и *невосстанавливаемыми*. У первых после отказа работоспособность восстанавливается при ремонте и техническом обслуживании, у вторых восстановление работоспособности считается или является невозможным.

4. Выбор места расположения источников питания.

Теория определения местоположения источника питания основана на законах классической механики (определения центра тяжести).

Имеется ряд математических методов, позволяющих аналитически определить условный центр электрических нагрузок промышленного предприятия или отдельных его цехов. При отыскании центра электрических нагрузок, например цеха для размещения распределительной подстанции 4УР, используется план цеха с расположением ТП 10/0,4 кВ (ЗУР) и отдельных высоковольтных электроприемников 1УР, а при отыскании центра электрических нагрузок предприятия средней мощности (для крупного поиск центра не имеет смысла) используется его генеральный план, а в качестве отдельных потребителей рассматриваются цехи предприятия.

Наибольшее распространение получил метод, согласно которому если считать нагрузки цеха равномерно распределенными по его площади, то центр нагрузок (ЦЭН) можно принять совпадающим с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане ([рис. 4.3](#)). В действительности же нагрузки цеха распределены по его площади неравномерно, поэтому центр нагрузок не совпадает с центром тяжести цеха в плане.

4. Выбор места расположения источников питания.

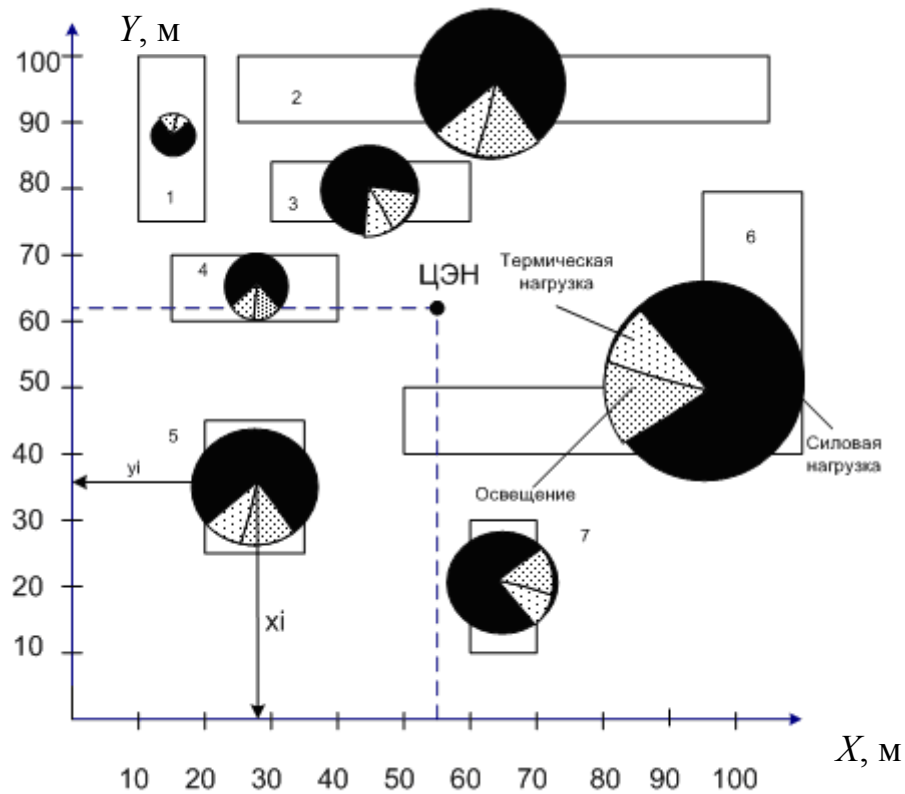


Рис. 4.3. Схема плана промышленного предприятия и картограмма нагрузок по цехам (1–7)

При разработке схемы электроснабжения промышленных предприятий рекомендуется размещать источники питания с наибольшим приближением к центру питаемой нагрузки, под которым понимается условный центр. Проведя аналогию между массами и электрическими нагрузками производств, цехов, отделений, участков, координаты их центра для размещения источника питания следующего уровня системы электроснабжения можно определить по формулам:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}. \quad (4.1)$$

Описанный метод отыскания центра электрических нагрузок (ЦЭН) отличается простотой и наглядностью, он легко реализуется на ЭВМ. Погрешность расчетов по этому методу не превышает 5–10 % и определяется точностью исходных данных.

Для отыскания местоположения подстанций 5УР и 4УР широко применяются картограмму нагрузок.

Картограмма представляет собой размещенные на генеральном плане круги (см. рис. 4.3), площади которых в принятом масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Аналогично на плане цеха можно разместить нагрузки отделений, участков, крупных электроприемников. Каждому цеху, отдельному зданию, сооружению соответствует окружность, центр которой совмещают с центром на-

грузок цеха, т. е. с символической точкой потребления ими электроэнергии. Поэтому расположение главной понизительной или распределительной подстанции вблизи питаемых ими нагрузок позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электроэнергии и сократить протяженность как сетей высокого напряжения предприятия, так и цеховых электрических сетей.

Картограмма электрических нагрузок дает возможность проектировщику наглядно представить распределение нагрузок по территории промышленного предприятия. Она состоит из окружностей, причем площадь круга πr^2 , ограниченная каждой из этих окружностей, с учетом принятого масштаба m равна расчетной нагрузке $P_p(i)$ соответствующего цеха, что определяет радиус окружности:

$$r_i = \frac{1}{m} \sqrt{\frac{P_p(i)}{\pi}}. \quad (4.2)$$

Каждый круг может быть разделен на секторы, соответствующие силовой нагрузке, нагрузке на технологические процессы (электроплавка, сварка, нагрев и др.) и осветительной нагрузке. Иногда на картограмме разделяют нагрузки до и выше 1 кВ. Все это дает представление о структуре нагрузок. Цехи, которые должны быть построены во вторую очередь, или нагрузки цехов, связанных с расширением производства, графически изображают различно (цветом, пунктиром).

Аналогичен подход к построению картограмм реактивных нагрузок и построению их центра. Реактивные нагрузки могут питаться от конденсаторных установок, которые располагаются в местах потребления реактивной мощности, а также от синхронных компенсаторов и синхронных электродвигателей. В связи с этим для отыскания оптимальных условий и мест установки источников реактивной мощности нужно находить отдельно центры потребления реактивной мощности предприятия.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите необходимые исходные данные для выбора схемы электроснабжения, увязав их с количественной оценкой величины предприятия и его производств (значения проектной расчетной мощности).

2. Укажите применяемые напряжения и обоснуйте их выбор с учетом особенностей присоединений, обусловленных величиной предприятия и условиями энергосистем.

3. Изобразите узлы присоединения предприятия к РУ подстанции энергосистемы.

4. Укажите варианты возможных присоединений предприятия с использованием ЛЭП энергосистем.

5. Сравните схемы высоковольтной части присоединения предприятия для БУР системы электроснабжения.
6. Научитесь быстро и упрощенно изображать типовые схемы РУ подстанции предприятий и энергосистем.
7. Поясните основные понятия надежности, относящиеся к электроснабжению.
8. Приведите примеры количественных показателей надежности систем электроснабжения.
9. Перечислите методы исследования надежности и укажите область их применения.
10. Оцените величину ущерба от низкого уровня надежности.
11. Укажите различия в принципах построения схем электроснабжения предприятий, различающихся по величине заявляемой мощности.
12. Поясните физический смысл теоретического центра электрических нагрузок и определите местоположение источника питания для нескольких нагрузок.

ЛЕКЦИЯ 5

СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ГЛАВНЫХ ПониЗИТЕЛЬНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

(2 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Исходные данные и выбор схемы ГПП.
2. Выбор и использование силовых трансформаторов.
3. Схемы блочных подстанций пятого уровня.
4. Схемы специфических подстанций.
5. Компоновки открытых и закрытых распределительных устройств (подстанций).

1. Исходные данные и выбор схемы ГПП.

Проектирование подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ (главные понизительные подстанции, подстанции глубокого ввода, опорные и другие подстанции) осуществляется на основе технических условий, определяемых схемами развития энергосистемы (возможностями источников питания) и электрических сетей района, схемами внешнего электроснабжения предприятия, присоединением к подстанции энергосистемы ([рис. 5.1](#)) или к ВЛ ([рис. 5.2](#)), схемами организации электроремонта, проектами системной автоматики и релейной защиты.

Исходные данные:

- район размещения подстанции и загрязненность атмосферы;
- значение и рост нагрузки по годам с указанием их распределения по напряжениям, значение питающего напряжения;
- уровни и пределы регулирования напряжения на шинах подстанции, необходимость дополнительных регулирующих устройств;
- режимы заземления нейтралей трансформаторов;
- значение емкостных токов в сетях 10(6) кВ;
- расчетные значения токов короткого замыкания;
- надежность и технологические особенности потребителей и отдельных электроприемников.

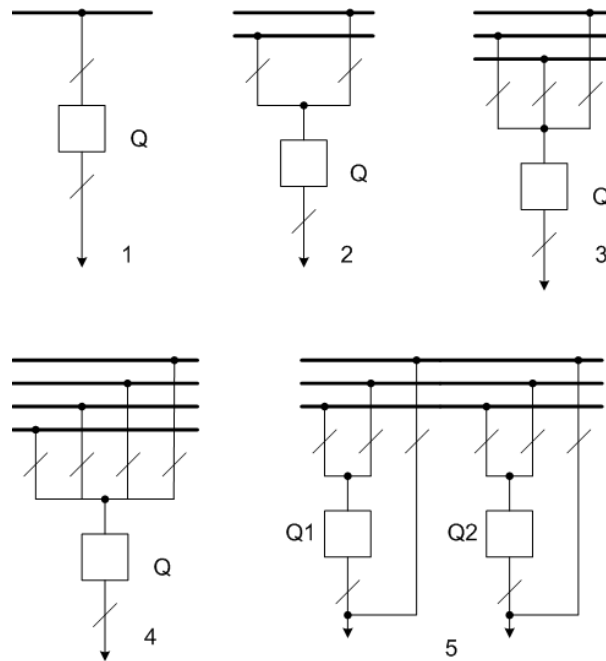


Рис. 5.1. Схемы присоединения потребителей к подстанциям энергосистемы

Выбирают такую мощность трансформаторов, чтобы при отключении наиболее мощного из них оставшиеся обеспечивали питание нагрузки во время ремонта или замены этого трансформатора с учетом допустимой перегрузки как оставшихся в работе, так и резерва по сетям среднего и низкого напряжений. При установке двух трансформаторов и отсутствии резервирования по сетям среднего и низшего напряжений мощность каждого из них выбирают с учетом загрузки трансформатора не более 70 % суммарной максимальной нагрузки подстанции на расчетный период.

Распределительные устройства 6–10 кВ на двухтрансформаторных подстанциях выполняют, как правило, с одной секционированной или двумя одиночными секционированными выключателем системами сборных шин с неактивированными отходящими линиями, а на однострансформаторных подстанциях – как правило, с одной секцией. На стороне 6–10 кВ должна быть предусмотрена раздельная работа трансформаторов.

При необходимости ограничения токов КЗ на стороне 6–10 кВ могут предусматриваться следующие мероприятия: а) применение трехобмоточных трансформаторов с максимальным сопротивлением между обмотками высшего и низшего напряжений и двухобмоточных трансформаторов с повышенным сопротивлением; б) применение трансформаторов с расщепленными обмотками 6–10 кВ; в) применение токоограничивающих реакторов в цепях вводов от трансформаторов.

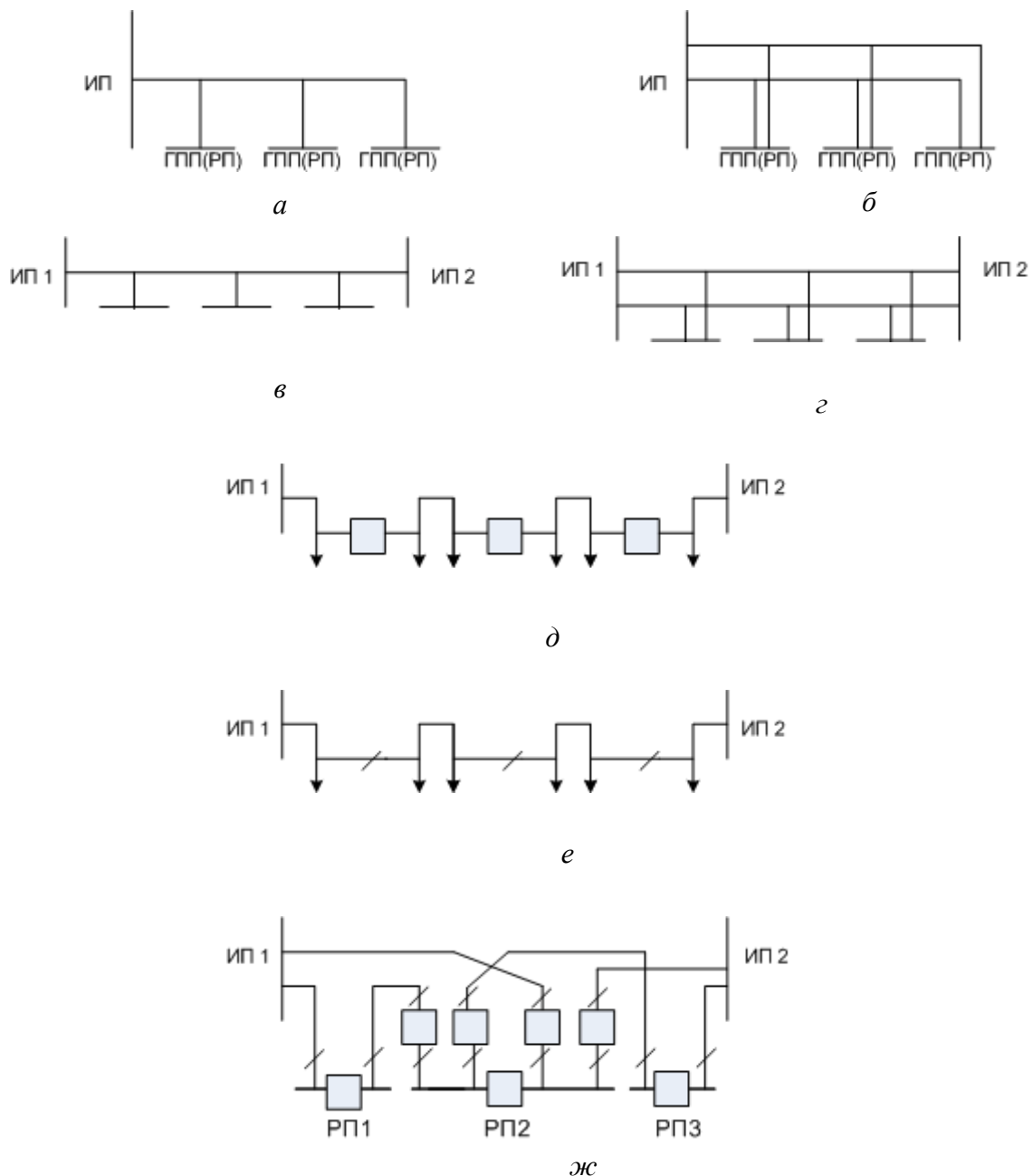


Рис. 5.2. Варианты схем присоединения подстанций 5УР0 – 3УР к одинарной или двойной ВЛ: *а* – радиальная с одной линией; *б* – то же с двумя линиями; *в* – с двусторонним питанием по одной линии; *г* – то же по двум линиям; *д* – присоединение с заходом на подстанцию с автоматической перемычкой; *е* – то же с неавтоматической перемычкой; *ж* – с присоединением в рассечку каждой линии и с заходом обеих ВЛ на подстанцию

При выборе аппаратов и ошиновки по номинальному току оборудования (синхронные компенсаторы, реакторы, трансформаторы) необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность. Аппаратуру и ошиновку в цепи трансформатора следует выбирать, как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов следующего габарита.

2. Выбор и использование силовых трансформаторов.

Расчетный срок службы трансформатора обеспечивается при соблюдении условий:

$$S_{н.т} = S_{ном}; \quad U_{сеть} = U_{ном}; \quad \tau_{о.ср} = \tau_{ном},$$

где $S_{н.т}$ – нагрузка трансформатора; $U_{сеть}$ – напряжение сети, к которой подключен трансформатор; $\tau_{о.ср}$ – температура окружающей среды.

При проектировании, строительстве, пуске и эксплуатации эти условия никогда (что и согласуется с теорией техноценозов) не выполняются.

Для правильного выбора номинальной мощности трансформатора (авто-трансформатора) необходимо располагать суточным графиком нагрузки, из которого известна как максимальная, так и среднесуточная активная нагрузка данной подстанции, а также продолжительность максимума нагрузки. График позволяет утверждать, соответствуют ли эксплуатационные условия загрузки теоретическому сроку службы, определяемому заводом-изготовителем (обычно 20–25 лет).

Если при выборе номинальной мощности трансформатора на однострансформаторной подстанции исходить из условия

$$S_{ном} \geq \sum P_{max} \geq P_p, \quad (5.1)$$

где $\sum P_{max}$ – максимальная активная нагрузка пятого года эксплуатации; P_p – проектная расчетная мощность подстанции, то при графике с кратковременным пиком нагрузки (0,5–1 ч) трансформатор длительное время будет работать с недогрузкой. При этом неизбежно завышение номинальной мощности трансформатора и, следовательно, завышение установленной мощности подстанции. В ряде случаев выгоднее выбирать номинальную мощность трансформатора, близкую к максимальной нагрузке достаточной продолжительности

с полным использованием его перегрузочной способности с учетом систематических перегрузок в нормальном режиме.

Перегрузки трансформатора можно определить при преобразовании заданного графика нагрузки в эквивалентный в тепловом отношении (рис. 5.3).

Номинальная мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции: при установке двух трансформаторов их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них оставшийся мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей с допустимой аварийной перегрузкой.

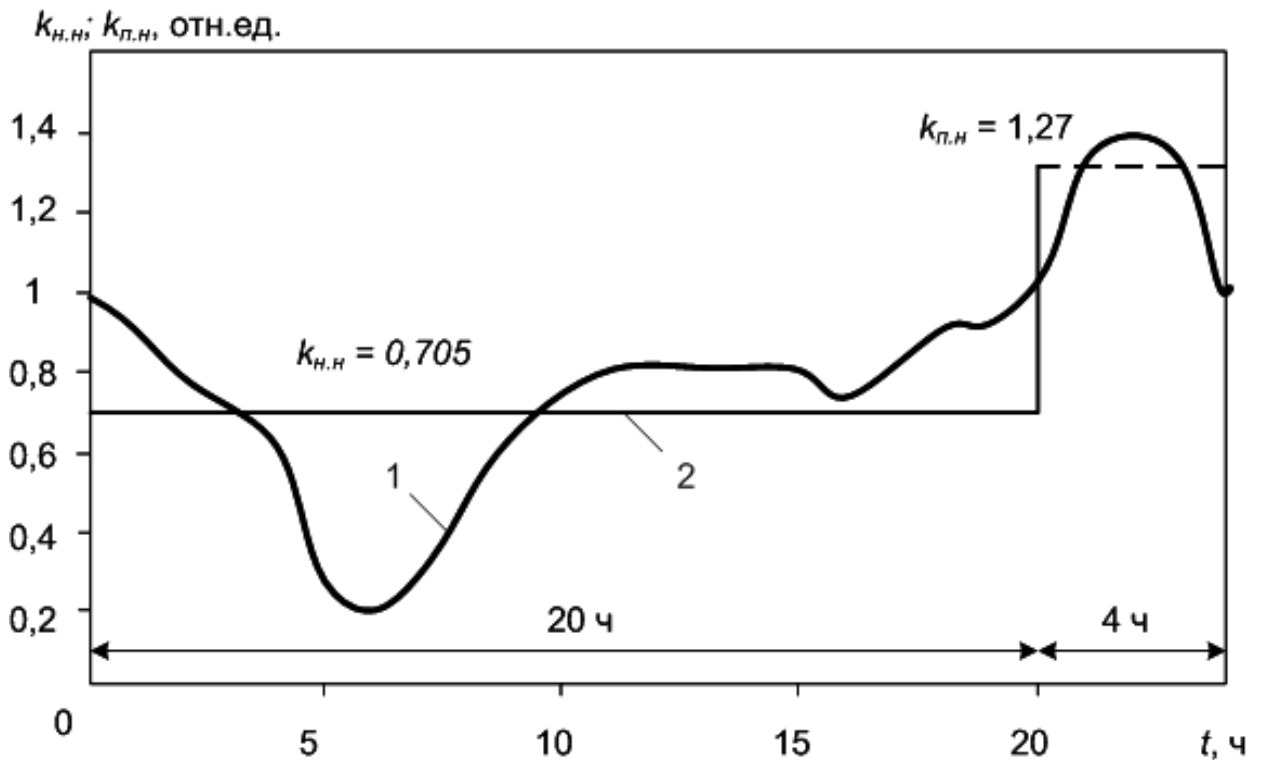


Рис. 5.3. Графики нагрузки: ——— начальная нагрузка; - - - - - пиковая нагрузка, превышающая номинальную; 1 – фактический суточный график; 2 – двухступенчатый, эквивалентный фактическому графику

Номинальная мощность трансформатора на подстанции, МВА, с числом трансформаторов $n > 1$ в общем виде определяется из выражения

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{P_p}{k_{п,н}(n-1)\cos\varphi}, \tag{5.2}$$

где $P_p = P_{\text{max}} k_{1-2}$ – расчетная мощность, МВт; P_{max} – суммарная активная максимальная нагрузка подстанции на расчетный уровень пять лет, МВт; k_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1-й и 2-й категорий; $k_{п,н}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Аварийные перегрузки масляных трансформаторов со всеми видами охлаждения:

перегрузка, %.....	30	45	60	75	100	200
t, мин	120	80	45	20	10	1,5

3. Схемы блочных подстанций пятого уровня.

Большинство подстанций промышленных предприятий выполняют без сборных шин на стороне первичного напряжения по блочному принципу в виде следующих схем: 1) линия – трансформатор; 2) линия – трансформатор – токопровод (магистраль). Блочные схемы просты и экономичны. Установка, как правило, двух трансформаторов на подстанциях промышленных предприятий обеспечивает по надежности электроснабжение потребителей 1-й категории (рис. 5.4).

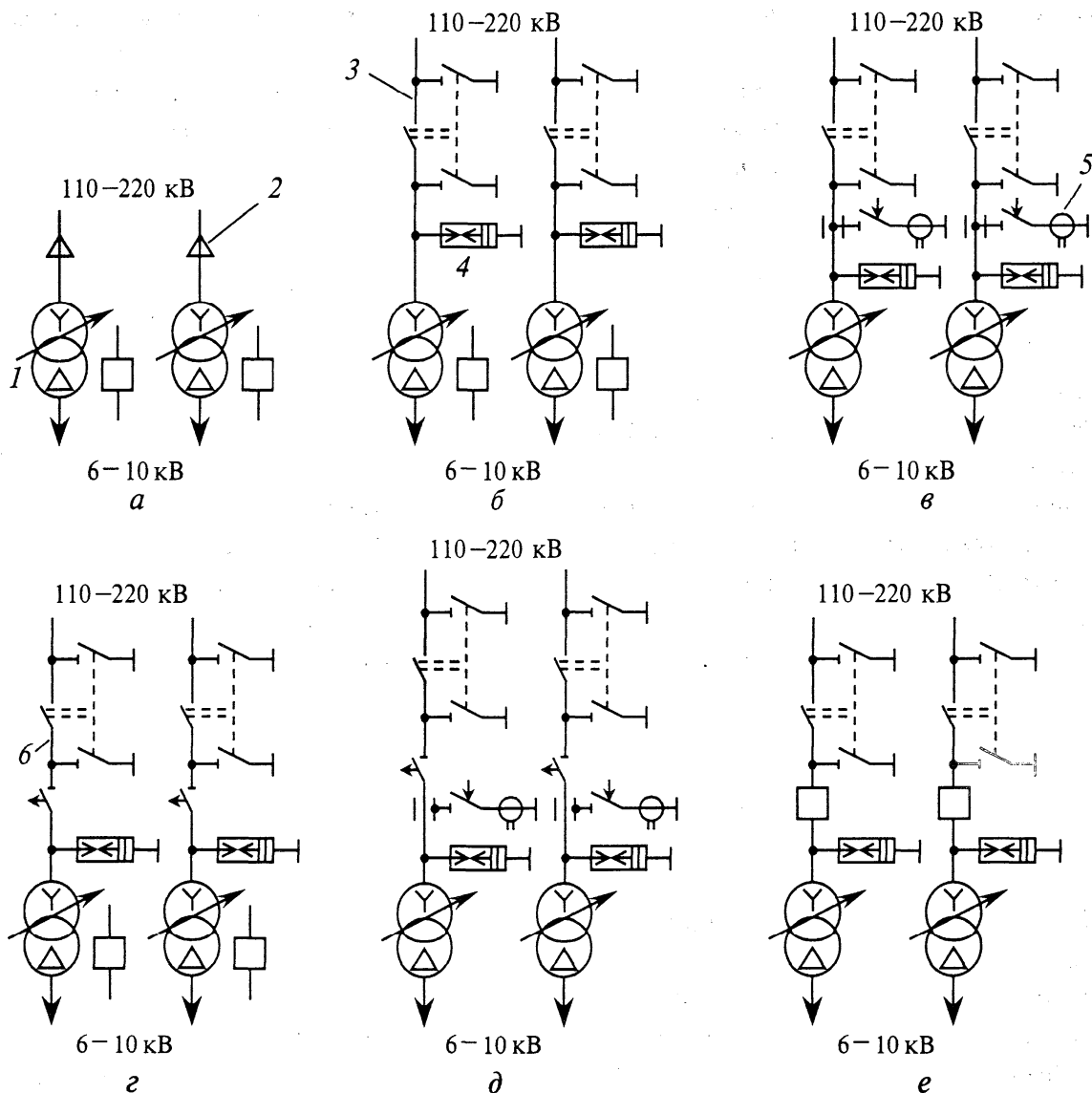


Рис. 5.4. Безмостиковые схемы блочных ГПП

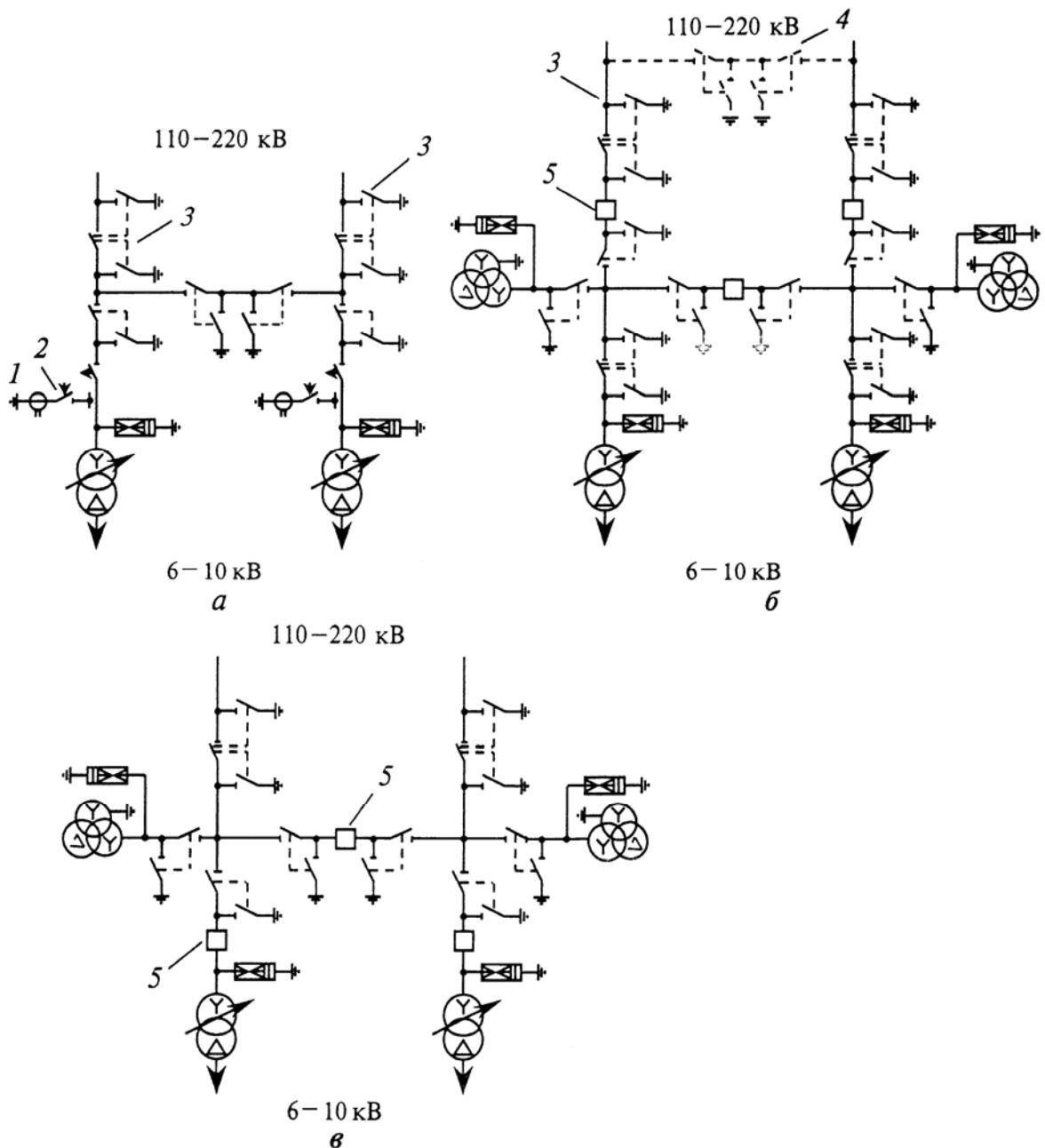


Рис. 5.5. Схемы подстанций с перемычками (мостиками) между питающими линиями

Схемы с перемычками (рис. 5.5) между питающими линиями следует применять лишь в случае обоснованной необходимости устройства перемычек. В загрязненных зонах от данных схем следует отказаться из-за наличия дополнительных элементов, подвергающихся загрязнению и увеличивающих вероятность аварий на подстанции.

4. Схемы специфических подстанций.

Вследствие индивидуальности крупных электроприемников (потребителей) необходима разработка оригинальных схем электроснабжения и подстанций 5УР, 4УР (эта проблема практически отсутствует для мини- и мел-

ких предприятий, электроснабжение которых осуществляется на напряжении ниже 1 кВ).

Схемы ГПП и РП, отличающиеся от подстанций, питающих спокойную нагрузку, можно подразделить на схемы, предназначенные: для электроснабжения дуговых сталеплавильных печей; для потребителей с резкопеременной и ударной нагрузкой отдельного электроприемника (группы) с большой единичной мощностью (по условиям пуска, например, определяющего трансформатор и присоединение); для потребителей с особыми требованиями по преобразованию тока (электролиз, сварка), качеству электроэнергии и надежности в различных технологических, ремонтных и аварийных режимах. При разработке таких схем важны обеспечение качества электроэнергии и компенсация реактивной мощности.

Нелинейные нагрузки (вентильные преобразователи, дуговые печи и др.) работают, как правило, с низким коэффициентом мощности (0,4–0,8), поэтому необходима компенсация реактивной мощности. Изменения нагрузки дуговых сталеплавильных печей, особенно реактивной мощности, вызывают значительные колебания напряжения в питающей сети, которые тем больше, чем больше мощность печного трансформатора и меньше мощность КЗ в точке присоединения дуговой печи. Особенно большие колебания нагрузки печи и наибольшие снижения напряжения происходят при эксплуатационных КЗ, например при погружении электродов в расплавленный металл. Значения изменений тока при этом могут достигать $1,5-2I_{ном}$ для дуговой сталеплавильной печи большой емкости и $2,5-3,5I_{ном}$ для печей средней и малой емкости, что важно для определения мощности сетевых трансформаторов и согласований схем с энергосистемой.

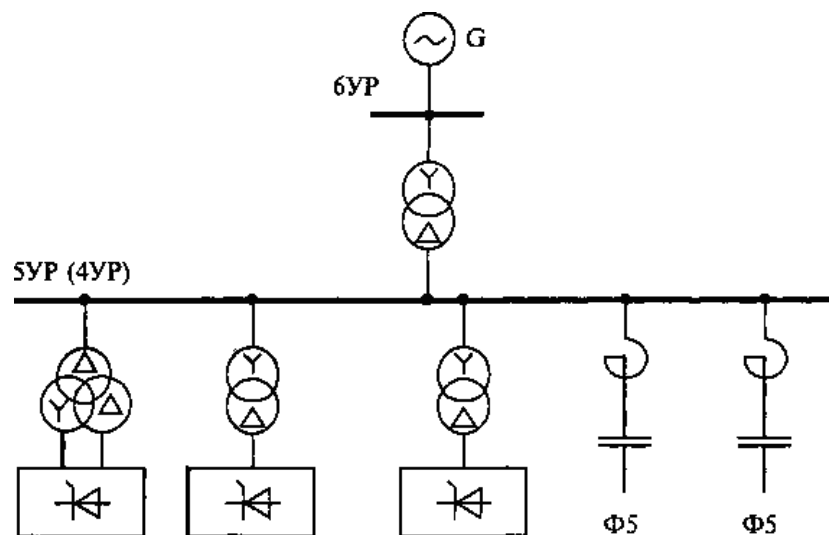


Рис. 5.6. Однолинейная схема подстанции с фильтрами 5-й гармоники

При электроснабжении производства (цеха) с нелинейной нагрузкой вопросы обеспечения качества электроэнергии и компенсации реактивной мощности решают локально для подстанции 5УР (4УР) (рассчитывают реактивную

нагрузку и определяют необходимость установки фильтров). Это делает схему и компоновку подстанций нетиповой, а сам процесс принятия технического решения творческим. На [рис. 5.6](#) показана обобщенная однолинейная схема подстанции, питающей вентильную нагрузку, с параллельно установленными на шинах подстанции силовыми фильтрами 5-й гармоники.

5. Компоновки открытых и закрытых распределительных устройств (подстанций).

Подстанции 35–110 кВ следует преимущественно проектировать комплектными, заводского изготовления, блочной конструкции. Распределительные устройства 35–750 кВ рекомендуется выполнять открытого типа. Распределительные устройства 6–10 кВ можно выполнять в виде комплектных шкафов наружной установки (КРУН). Распределительные устройства 6–10 кВ закрытого типа следует применять: в районах, где по климатическим условиям не могут быть применены КРУН; в районах с загрязненной атмосферой и районах со снежными и пыльными бурями; при числе шкафов более 25; при наличии технико-экономического обоснования (по требованиям заказчика).

Закрытые распределительные устройства 35–220 кВ следует применять в районах: с загрязненной атмосферой (где применение открытых распределительных устройств с усиленной изоляцией или аппаратурой следующего класса напряжения, с учетом ее обмыва, неэффективно, а удаление подстанции от источника загрязнения экономически нецелесообразно, как и требование об установке специального оборудования); со стесненной городской и промышленной застройкой; с сильными снеготаносами и снегопадами (а также в суровых климатических условиях при соответствующем технико-экономическом обосновании). Здание ЗРУ должно быть без окон, и его допускается выполнять как отдельно стоящее, так и сблокированное со зданиями общеподстанционных пунктов управления, в том числе и по вертикали.

Большую часть подстанций промышленных предприятий выполняют с открытой частью 110 кВ и ЗРУ 10 кВ. На [рис. 5.7](#) показана схема обычной открытой понижающей подстанции на напряжение 110/6–10 кВ, рассчитанной на установку трансформаторов мощностью 25–63 МВА в районах с нормальной окружающей средой. Между питающими линиями 110 кВ предусмотрены перемычки с двумя разъединителями.

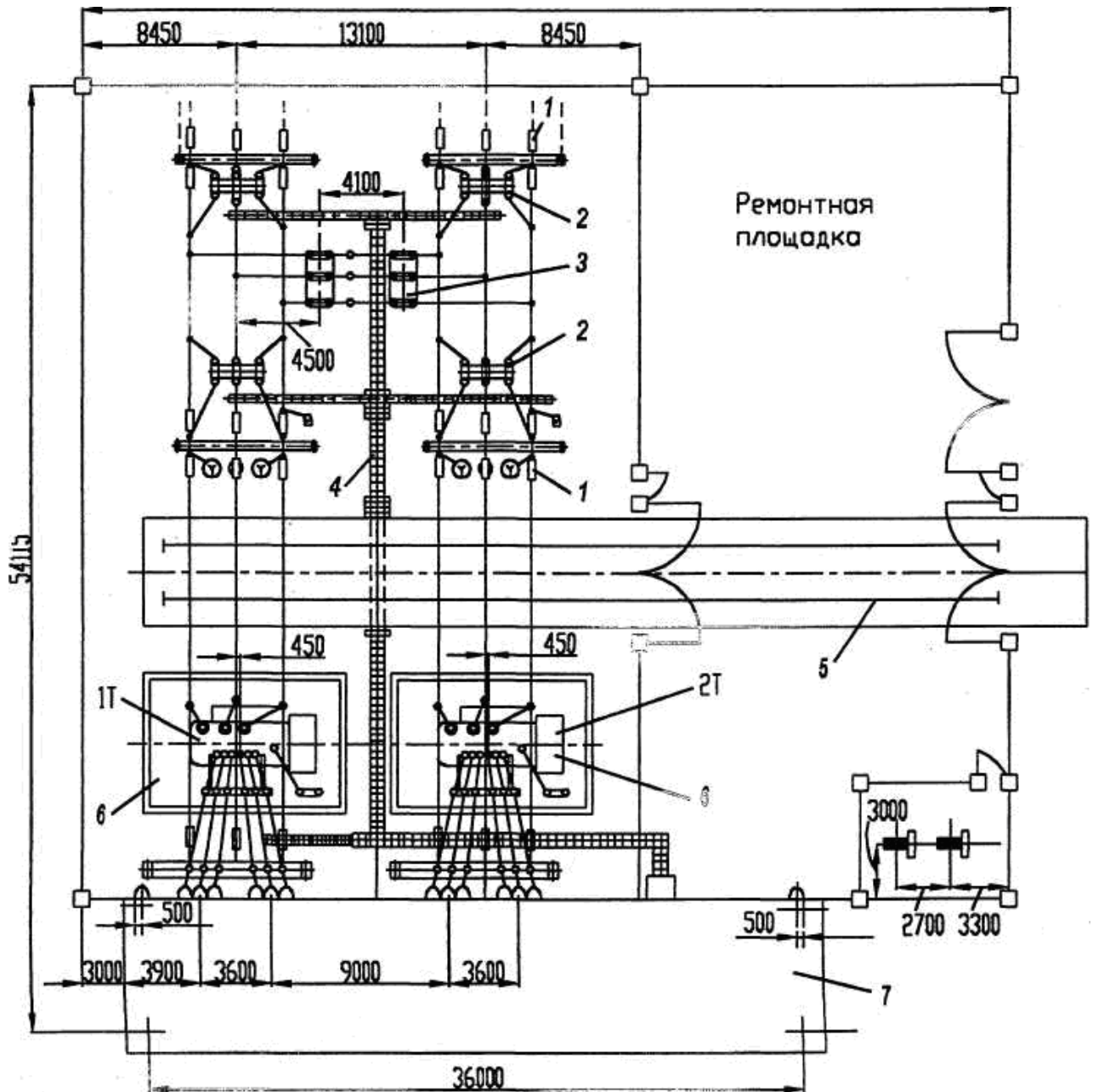


Рис. 5.7. Типовая открытая подстанция на напряжение 110/6–10 кВ:

1 – изоляторы; 2 – разъединители; 3 – мостик из двух разъединителей; 4 – кабельный канал; 5 – железнодорожная колея; 6 – трансформаторы; 7 – здание подстанции

На [рис. 5.8](#) представлена ГПГТ комплектной поставки и открытой установки.

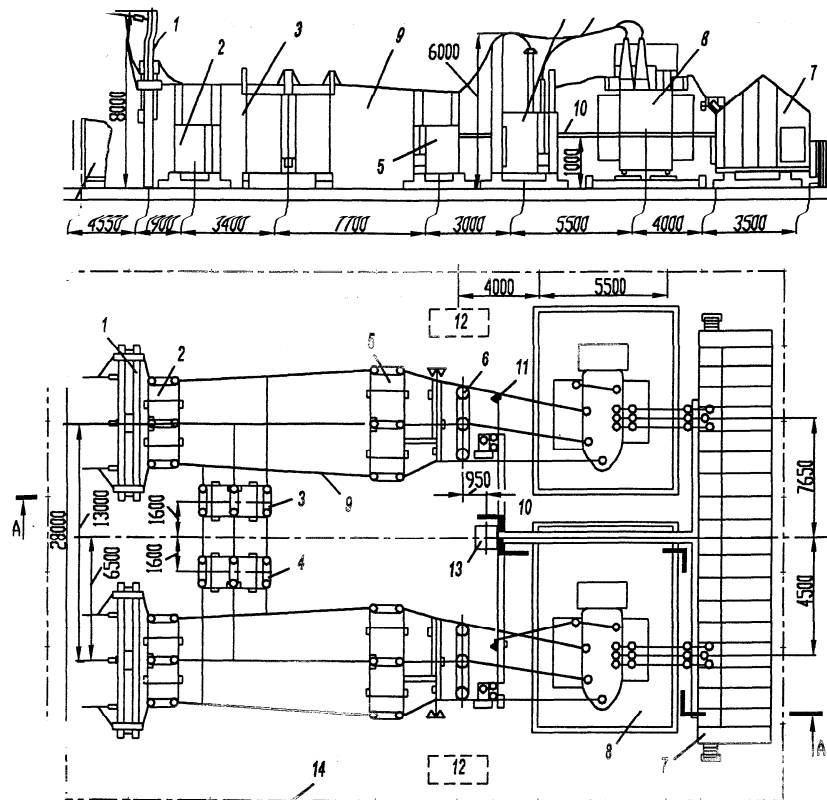


Рис. 5.8. Унифицированная комплектная подстанция с трансформаторами мощностью 40 МВА: 1 – конденсатор связи и высокочастотный заградитель; 2 – линейный разъединитель; 3 – разъединители в перемычке; 4 – разъединитель, установленный до отделителя; 5 – отделитель; 6 – короткозамыкатель; 7 – КРУН 6–10 кВ типа К37; 8 – силовой трансформатор; 9 – самонесущие рубчатые алюминиевые шины; 10 – кабельные лотки; 11 – гибкие провода; 12 – место для дугогасящего устройства; 13 – инвентарный шкаф; 14 – ограждение

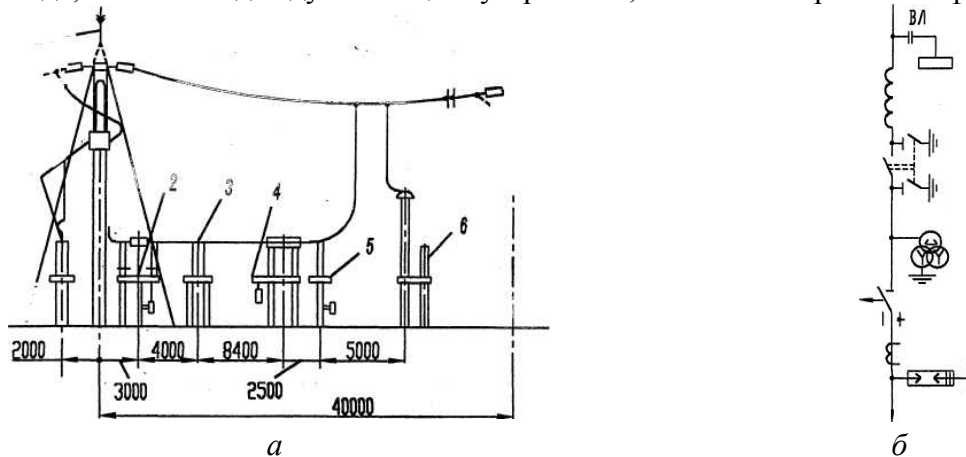


Рис. 5.9. ОРУ 220 кВ из унифицированных конструкций по схеме блока линия – трансформатор с отделителем: *а* – разрез соответствует схеме расположения на рис. 5.7; *б* – схема расположения для блока линия – трансформатор; 1 – узел ВЧ-связи; 2 – разъединитель с двумя комплектами заземляющих ножей с приводом; 3 – трансформатор напряжения; 4 – отделитель однополюсный с приводом; 5 – короткозамыкатель однополюсный с приводом; 6 – разрядный вентильный регистратор срабатывания

На [рис. 5.9](#) изображено ОРУ 220 кВ из унифицированных конструкций. Установка трансформаторов тока и напряжения обосновывается отдельно.

В последние годы все большее распространение получают комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) на напряжении 110–500 кВ. Применение КРУЭ открывает новые перспективы индустриализации строительства подстанций, позволяет уменьшить время монтажа по сравнению с традиционными РУ в 4–5 раз, улучшить условия эксплуатации и надежность работы, сократить необходимую для подстанции площадь в 7–40 раз (в зависимости от напряжения).

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите исходные данные, необходимые для выбора главных понизительных и распределительных подстанций.
2. Каковы особенности выбора схем и оборудования ГПП?
3. Поясните особенности выбора силовых трансформаторов в системах электроснабжения.
4. Укажите количественные значения рабочих и аварийных нагрузок силовых трансформаторов.
5. Изобразите схемы блочных подстанций ГПП.
6. Рассмотрите во времени изменение взглядов на применение выключателей на высокой стороне ГПП.
7. Упрощенно изобразите возможные схемы подстанции 5УР на стороне низкого (и среднего) напряжения 6–10 кВ.
8. Представьте различные варианты схем подстанций с резкопеременной и ударной нагрузками.
9. Какие принципы используются при разработке схем печных подстанций для разделения печной и спокойной нагрузок?
10. Опишите компоновки ОРУ заводских подстанций и по справочникам найдите габариты основного оборудования, устанавливаемого на ОРУ.
11. Изобразите планы и компоновки подстанций 4УР с отдельно стоящими трансформаторами и совмещенными с КТП.

ЛЕКЦИЯ 6

СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В СЕТЯХ НАПЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ ПЕРЕМЕННОГО И ДО 1,5 КВ ПОСТОЯННОГО ТОКА

(2 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Цеховые подстанции третьего уровня системы электроснабжения.
2. Выбор трансформаторов для цеховых подстанций.
3. Размещение и компоновка подстанций ЗУР.
4. Распределительные устройства 2УР.
5. Преобразовательные установки и подстанции.

1. Цеховые подстанции третьего уровня системы электроснабжения.

Цеховые трансформаторные подстанции напряжением 6–10/(0,4–0,69) кВ не имеют, как правило, сборных шин первичного напряжения как при радиальном (рис. 6.1, а), так и при магистральном питании (рис. 6.1, б). При радиальной схеме питания глухое присоединение к линии 6–10 кВ (рис. 6.2, а) идет от распределительной подстанции 4УР (к глухим присоединениям относят и применение штепсельного кабельного разъема).

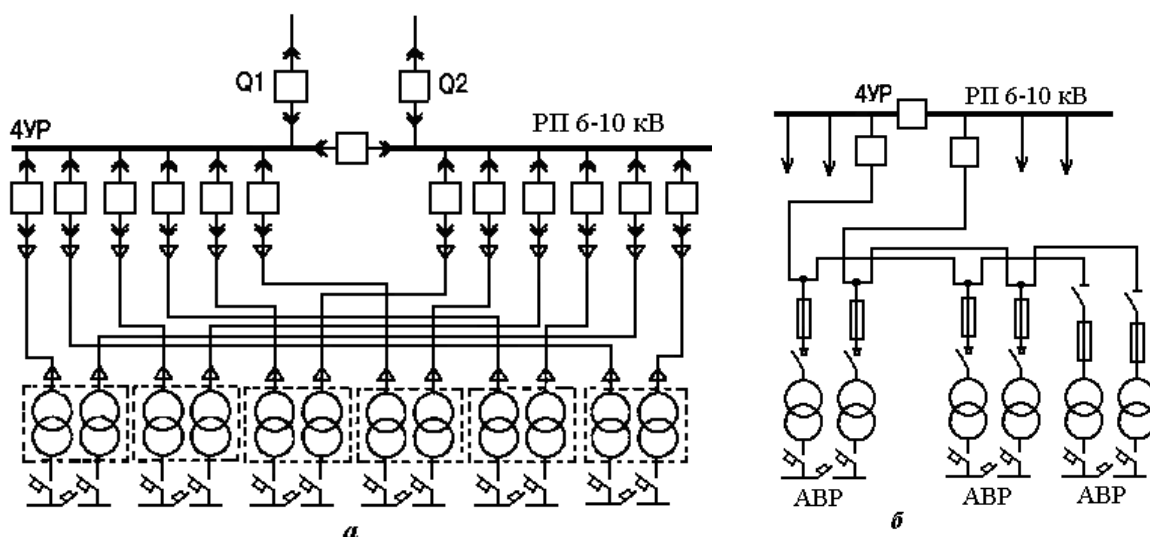
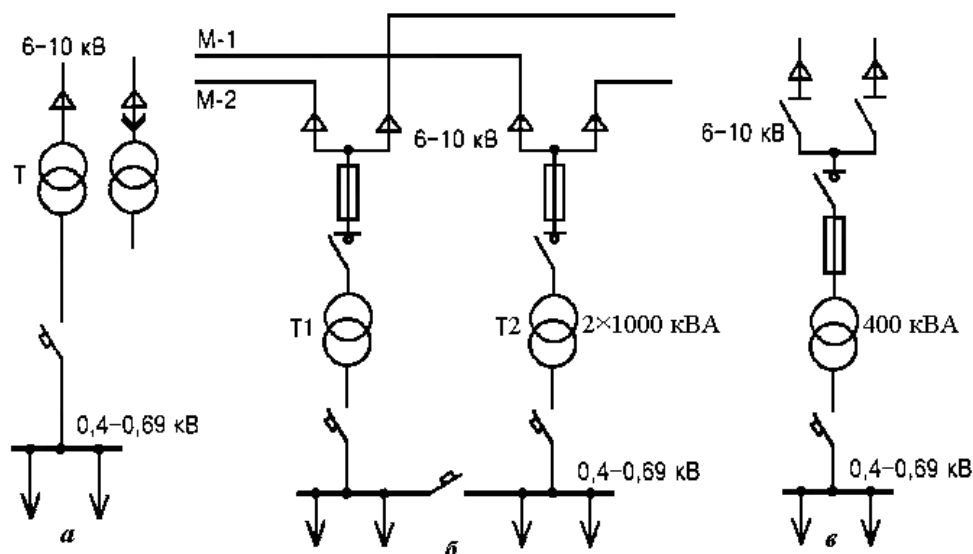


Рис. 6.1. Схемы питания трансформаторов ЗУР: а – радиальная; б – магистральная

При магистральном (кольцевом, петлевом) питании на вводе трансформатора устанавливают: при номинальной мощности $S_{\text{ном}} \geq 630$ кВА – предохранитель и выключатель нагрузки (рис. 6.2, б); при $S_{\text{ном}} \leq 400$ кВА – разъеди-

нитель и предохранитель (рис. 6.2, в). Для трансформаторов 25–100 кВА можно устанавливать лишь один разъединитель.



6.2. Схемы включения трансформаторов КТП в электрическую сеть (описание в тексте)

Широко применяемые КТП не имеют сборных шин первичного напряжения и отличаются только конструкцией (в зависимости от завода-изготовителя).

2. Выбор трансформаторов для цеховых подстанций.

При выборе трансформаторов ЗУР определяют их количество, вид (тип, габарит), учитывают единичную номинальную мощность каждого, место размещения, способ присоединения со стороны высокого напряжения и выхода на щит (шкаф, магистраль) низкого напряжения, вид переключения ответвлений, схемы и группы соединения обмоток. К моменту выбора и размещения полного списка электроприемников 1УР и количества шкафов 2УР не требуются.

Выбор трансформаторов осуществляют в зависимости от окружающей среды. При наружной установке применяют масляные трансформаторы, для внутренней также преимущественно рекомендуется их использование, но с ограничениями по количеству и мощности с учетом этажности. Для трансформаторов сухих или с негорючим жидким (твердым) диэлектриком для внутрицеховых подстанций отсутствуют ограничения по мощности, количеству, расстоянию между ними, этажу.

Выбор числа и мощности трансформаторов для промышленных предприятий зависит от типа цеховых подстанций (одно- или двухтрансформаторные).

Можно создавать и рассматривать различные варианты схемы электропитания. Число $N_{\text{тр}}$ трансформаторов ЗУР зависит от нагрузки цеха, включая высоковольтную, и требований надежности электропитания:

$$N_{\text{тр}} = S_p / (k_3 S_{\text{ном}}), \quad (6.1)$$

где S_p — полная расчетная нагрузка объекта, для которого определялись P_{max} и $\cos\varphi$ при расчете нагрузок; k_3 — коэффициент загрузки; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность единичного трансформатора.

Наиболее простое и дешевое решение – применение однострансформаторных цеховых подстанций. На крупных предприятиях, имеющих складской резерв трансформаторов, их можно использовать для питания электроприемников III и даже II категории. Однострансформаторные подстанции можно применять и для питания электроприемников I категории, если мощность последних не превышает 15–20 % мощности трансформатора и возможно резервирование подстанций на вторичном напряжении переключателями с АВР.

В последние годы ведется поиск наиболее эффективных методов выбора мощности цеховых трансформаторов. Один из подходов к решению этой задачи основан на применении комплексного метода расчета электрических нагрузок (прогноз увеличения нагрузки во времени и в зависимости от технологических показателей объекта). В этом случае можно использовать удельную плотность нагрузки, которая для промышленных предприятий повышается со временем. Число трансформаторов $N_{\text{тр}}$ зависит от их номинальной мощности:

$$N_{\text{тр}} = S_p / (k_{3,\text{тр}} S_{\text{ном.э}}), \quad (6.2)$$

где $S_{\text{ном.э}}$ — экономически целесообразная номинальная мощность трансформатора.

3. Размещение и компоновка подстанций ЗУР.

Цеховые трансформаторные и преобразовательные подстанции могут быть пристроенными, встроенными или внутрицеховыми отдельно стоящими. *Пристроенной подстанцией* называется подстанция, непосредственно примыкающая к основному зданию, *встроенной* – подстанция, вписанная в общий контур здания, *внутрицеховой* – расположенная внутри производственного здания (в открытом или отдельном закрытом помещении). Подстанции или их части, устанавливаемые в закрытом помещении, относятся к внутренним электроустановкам, на открытом воздухе – к наружным. Внутрицеховые ТП можно сооружать в помещениях с производственными категориями «Г» и «Д», в производствах категории «В» – только по специальному разрешению пожарного надзора. Нельзя устраивать трансформаторные помещения под помещением с мокрым технологическим процессом (отделе-

ния мойки, душевые и т. п.), если не приняты специальные меры против попадания влаги на электрооборудование, например гидроизоляция потолка КТП. Нельзя устанавливать под и над помещениями ограниченных размеров (не более помещения подстанции), в которых могут длительно (более 1 ч) находиться значительное число (более 50) людей.

В процессе принятия решения выявляются разные варианты, например необходимость совмещения КТП с комплектными РУ (подстанцией 4УР) и комплектным компенсирующим устройством ККУ (рис. 6.3).

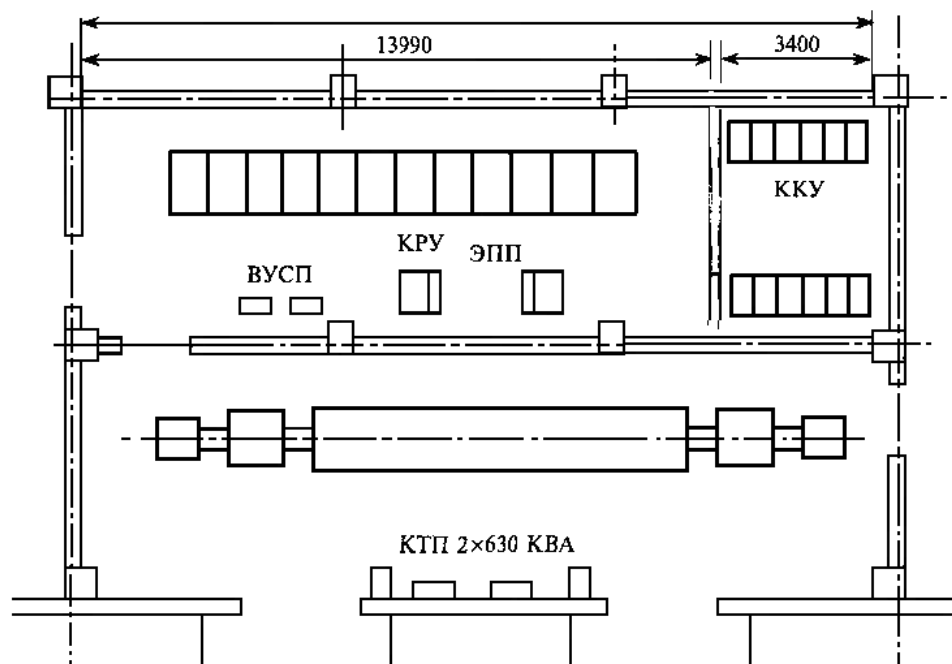


Рис. 6.3. Встроенное РП с двухтрансформаторной КТП

Для питания однофазной нагрузки в промышленных сетях применяют трехфазные трансформаторы. При этом необходимо учитывать, что ток в наиболее нагруженной фазе не должен быть больше номинального, а нейтраль нагружаться в зависимости от схемы соединения обмоток от 25 до 75 %. Проводимость нулевого рабочего проводника, идущего от нейтрали трансформатора, должна быть не менее 50 % проводимости вывода фаз.

4. Распределительные устройства 2УР.

Если количество и единичная мощность трансформаторов ЗУР задается сверху при определении объемов инвестиций в строительство или реконструкцию отделения (участка) цеха, не крупного производства (или цеха), отдельного здания (сооружения), то при построении 2УР системы электропитания за основу берут единичные электроприемники 1УР. Ввод в экс-

платацию подстанций 3УР производят до начала монтажа технологического и вспомогательного электрооборудования (строители по акту сдают под монтаж помещение или его часть, например отдельные фундаменты), его наладки, испытаний, пускового опробования.

На любом производстве есть, как правило, встроенные помещения, выделенные отделения и участки, располагающиеся на нескольких этажах, перекрытые по высоте по технологическим, санитарным и противопожарным требованиям. Это с неизбежностью ведет к использованию смешанной схемы, где распределительные пункты РП-0,4 кВ могут питаться или от распределительного, или от магистрального шинопровода, или непосредственно со щита НН 3УР (рис. 6.4).

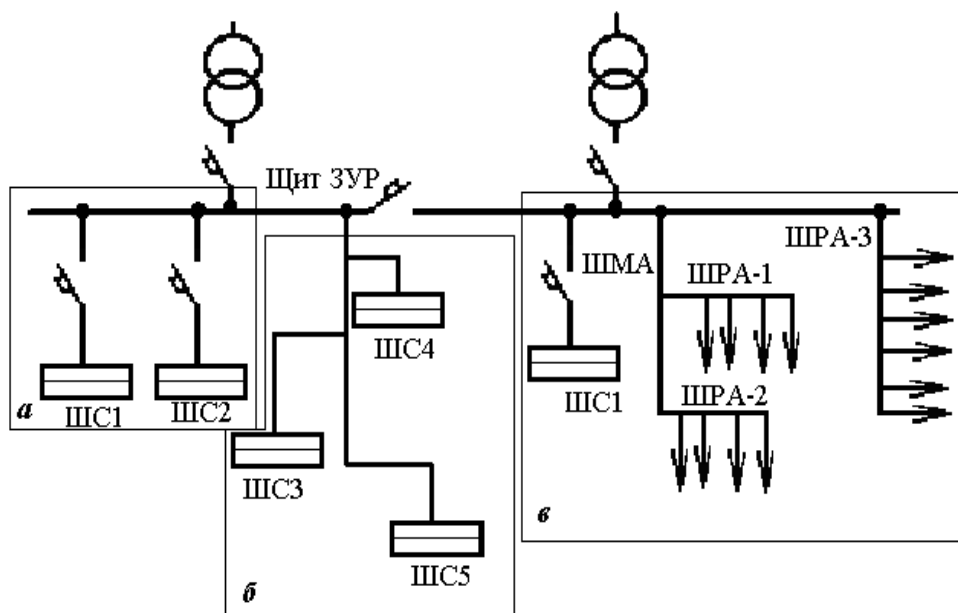


Рис. 6.4. Схемы питания цеховых электроприемников:
а – радиальная; б – магистральная, в – смешанная

Силовые распределительные устройства со встроенными в них установочными автоматическими выключателями применяют в силовых установках с трех- и четырехпроводными системами распределения трехфазного тока частотой 50 Гц, напряжением 380 В, а также в двухпроводной системе постоянного тока напряжением 220 В. Максимальная нагрузка на главные шины – 4000 А, а на нулевую шину — 2000 А.

Распределительные устройства собственно 2УР, устанавливаемые в помещениях, выполняют в виде щитов станции управления, распределительных и релейных щитов, шкафов, ящиков, силовых сборок и т. д. Существуют два подхода к формированию 2УР напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока: 1) установка низковольтного РУ в электротехнических помещениях; 2) размещение РУ в помещениях, доступных для неинструктированного персонала (в производственных помещениях).

Распределительное устройство 2УР можно устанавливать на открытом воздухе на спланированной площадке высотой не менее 0,2 м (в районах, где снежные заносы 1 м и более, сооружают повышенные фундаменты). Для нормальной работы аппаратов, реле, измерительных приборов и приборов учета предусматривают местный подогрев.

Таким образом, при разработке схемы 2УР и ее увязке с 3УР необходимо выполнение следующих условий:

1. Питающий проводник к каждому отдельному электроприемнику следует выбирать по его номинальному току, длительно допустимому с проверкой проводника по ограничениям, налагаемым ПУЭ.

2. Защита питающего проводника от токов КЗ в конце защищаемой линии и от перегрузки в случаях, оговоренных ПУЭ, осуществляется коммутационной аппаратурой шкафа 2УР.

3. Каждый электродвигатель (электроприемник) должен иметь отдельный коммутационный аппарат, отключающий от сети одновременно все проводники (общий аппарат или комплект коммутационных аппаратов применим для группы электродвигателей, служащих для привода машин, осуществляющих единый технологический процесс).

4. В качестве отключающего аппарата может быть использован коммутационный аппарат шкафа 2УР, если в комплектной поставке технологического оборудования и электрооборудования (электропривода) отсутствует коммутационная аппаратура, обеспечивающая пуск, останов, защиту. В этом случае аппарат зонной защиты должен охватывать электроприемник и проводник.

5. Для электродвигателя (электроприемника) предпочтительнее применение индивидуального коммутационного аппарата, имеющего более широкие возможности, чем аппарат шкафа, и обеспечивающего необходимые виды управления и регулирования, защиту, контроль, сигнализацию. Другими словами, для каждого электроприемника выполняют отдельные рабочие чертежи, включающие схему подключения и управления, прокладку, установку, монтажные присоединения, спецификацию.

6. Если от шкафа 2УР питаются три электроприемника, то проводник, питающий шкаф, выбирают по сумме $I_{\text{ном}}$. При большем количестве электроприемников следует иметь в виду следующие ограничения: а) количество отходящих линий от шкафа 2УР невелико и при использовании их непосредственно для питания приемников 1УР установленная мощность не должна выходить за мощность, передаваемую через вводной аппарат, исполнение которого 250, 400 А (или иное) затрудняет совершение ошибки; б) при прокладке питающего проводника к шкафу следует соблюдать рекомендуемый в электрике принцип равнопрочности: по проводнику в номинальном режиме следует передавать мощность, близкую к номинальной мощности ввода.

7. Расчет электрических нагрузок (прежде всего формализованными методами) необходим для случая питания от питательного пункта нескольких распределительных пунктов при радиальном и магистральном их питании, если P_{ν} превосходит мощность ввода. Это же относится к выбору распределительных токопроводов ШРА.

Новый подход к проектированию систем электроснабжения на 2УР(3УР) основан на ценологических положениях:

1. Формирование локальных систем электроснабжения малых и средних предприятий, выделенных по *H*-распределению для однородных групп потребителей электроэнергии.

2. Использование независимых (принадлежащих потребителю) источников энергии (в том числе нетрадиционных) с оптимизацией их количества по разным группам мощностей на основе *H*-распределения электропотребления и *H*-распределения максимальной нагрузки предприятий.

3. Особый принцип построения самой системы электроснабжения, основанный на ЯЧЭЛ (унифицированная ячейка системы электроснабжения малого предприятия): категорирование потребителей локальных систем по надежности и качеству электроэнергии и обеспечение надежности электроснабжения потребителей за счет установки аккумуляторов энергии и средств повышения качества, принадлежащих потребителю; релейная защита и автоматика, обеспечивающая в том числе возможность работы локальных систем автономно и параллельно с централизованной системой; выбор источников питания; выбор электрооборудования; компенсация реактивной мощности; система учета и контроля потребления электроэнергии.

4. Особый порядок согласования проектирования, наладки, монтажа и условий подключения электроприемников малых предприятий к сетям электроснабжающих организаций, основанный на тарифно-инвестиционной политике, первостепенности системы ЯЧЭЛ и второстепенности технологии малого предприятия.

5. Согласование ценологических принципов инвестиций и тарифов оплаты за электроэнергию.

5. Преобразовательные установки и подстанции.

В отличие от цеховых подстанций, на которых трансформируется энергия переменного тока напряжением выше 1 кВ в напряжение до 1 кВ с той же частотой 50 Гц, преобразовательные установки и подстанции предприятий преобразуют электрическую энергию с одними значениями параметров и (или) показателей качества в электрическую энергию с другими значениями параметров и (или) показателей качества; например, трехфазный ток частотой 50 Гц – в трех- или однофазный ток повышенной или пониженной частоты, а также в постоянный.

Для получения постоянного тока из переменного используют кремниевые выпрямительные агрегаты. Характеристика преобразовательных установок для питания электролизных установок цветной металлургии и химической промышленности, цеховых сетей постоянного тока, от которых питаются электроприводы, не требующие регулирования подводимого к ним напряжения, и др. приведена ниже:

	I , кА	U , В
Электролизное производство	12,5–175	75, 150, 300, 450, 600, 850
Дуговые вакуумные печи	12,5–37,5	75
Графитированные печи	25–200	150, 300
Электрохимическая обработка металлов и гальваностегия	0,1–25	6, 12, 24, 42, 48
Электрифицированный транспорт	0,5–3,2	275, 600, 825, 1650, 3300
Цеховые сети постоянного тока	1–4	230–460

Агрегаты состоят из трансформатора, выпрямительных блоков и другого, как правило, комплектного оборудования. Трансформаторы преобразовательных агрегатов питаются от 4УР (иногда и от 5УР) системы электроснабжения на переменном токе напряжением 6, 10 или 35 кВ.

Трансформаторы выпрямительных агрегатов имеют переключающее устройство для регулирования напряжения под нагрузкой. Конструкция устройства РПН позволяет осуществлять ручное, дистанционное и автоматическое регулирование вторичного (выпрямленного) напряжения. Поскольку РПН осуществляет ступенчатое регулирование напряжения, агрегаты могут быть укомплектованы дросселями насыщения. При наличии дросселей насыщения агрегаты обычно снабжают устройством для автоматической стабилизации тока.

Для электролизных установок выпускают также мощные кремниевые выпрямительные агрегаты – 50 кА на 450 и 300 В и 63 кА на 850 В. Особенностью этих агрегатов можно считать их совмещенную конструкцию – выпрямительные блоки в них расположены в одной камере с трансформатором. Такая конструкция при большой единичной мощности агрегатов позволяет значительно уменьшить габариты преобразовательных подстанций и трудоемкость их монтажа. Большие выпрямительные токи требуют принудительного охлаждения вентиляцией в процессе работы, которое может быть воздушным, водяным и масляным.

Питание дуговых вакуумных и графитизированных электропечей также осуществляется выпрямленным током. Применение для вакуумных печей постоянного тока вместо переменного позволяет обеспечить более устойчивое горение дуги, высокий коэффициент мощности и равномерную нагрузку на питающую сеть (при двухэлектродной конструкции электропечи). Выпрямительные блоки в агрегатах дуговых вакуумных и графитизированных электропечей аналогичны выпрямительным блокам агрегатов для электролизных установок.

В установках для электрохимической обработки металлов (обезжиривание, травление, электрополировка, размерная обработка) и нанесения различных гальванических покрытий (меднение, хромирование, никелирование, цинкование и др.) используют кремниевые выпрямительные агрегаты с низкими номинальными выпрямленными напряжениями. Технологический процесс таких установок требует регулирования выпрямленного тока в широких пределах, что достигается путем регулирования выпрямленного напряжения. В связи с этим агрегаты выполняют на тиристорах, что позволяет получить ши-

рокий диапазон изменения выпрямленного напряжения и тока в автоматическом и ручном режимах.

Схемы и конструкции преобразовательных подстанций зависят от распределительных устройств переменного тока, преобразовательных агрегатов РУ выпрямленного тока. Преобразовательные подстанции часто совмещают с распределительными пунктами 6–10 кВ промышленных предприятий, и по схемам они отличаются от подстанций 4УР. В этом случае от РУ переменного тока наряду с преобразовательными агрегатами получают питание и другие цеховые потребители электроэнергии.

Преобразовательные подстанции электролизных установок по производству алюминия, магния и хлора построены обычно по схеме параллельного включения выпрямительных агрегатов (из-за необходимости больших значений выпрямленного тока). Для других производств с электролизерами, требующими меньшего тока, характерно применение одиночных выпрямительных агрегатов на каждый электролизер. Схемы питания преобразовательных подстанций строят в зависимости от числа параллельно работающих преобразовательных агрегатов и требований надежности электроснабжения. При небольшом количестве преобразовательных агрегатов (два-четыре) РУ переменного тока преобразовательной подстанции обычно имеет одиночную секционированную систему шин 6–35 кВ. При большом числе преобразовательных агрегатов и наличии потребителей I категории (на стороне постоянного тока) применяют РУ с двойной системой шин.

На промышленных предприятиях для питания цеховых сетей постоянного тока напряжением 230 В широко применяются комплектные выпрямительные полупроводниковые подстанции КВПШ. Это подстанции, состоящие из силового трансформатора с кабельным вводом, выпрямительного шкафа, шкафа управления, защиты и сигнализации, РУ постоянного тока. Схема подстанции приведена на [рис. 6.5](#). Это шестифазная нулевая схема, на которой первичная обмотка трансформатора преобразователя соединена в звезду, а вторичная (вентильная) – в две обратные звезды, нулевые точки которых соединены через уравнильный реактор. Средняя точка уравнильного реактора – отрицательный полюс выпрямленного тока.

Для снижения выпрямленного напряжения при холостом ходе подстанции в шкафу управления устанавливают балластное сопротивление R , которое включается при отсутствии нагрузки и автоматически выключается контактом КМ при токе нагрузки, превышающем 1 % от номинального.

Конструкция КВПШ допускает их открытую установку (без дополнительных ограждений) в помещениях с нормальной средой. РУ постоянного тока состоит из стандартных шкафов с двусторонним обслуживанием. Охлаждение выпрямительных шкафов – воздушное принудительное с помощью вентиляторов, установленных на шкафах. Конструкция РУ постоянного тока позволяет осуществлять вывод из шкафов РУ кабелем и шинами (шинопроводом типа ШМАД).

В настоящее время выпускается серия КВПП на ток 1000, 2500 и 4000 А и напряжение 230 В со стабилизацией и без стабилизации выходного напряжения, коэффициент полезного действия равен 96 %, коэффициент мощности – 0,925.

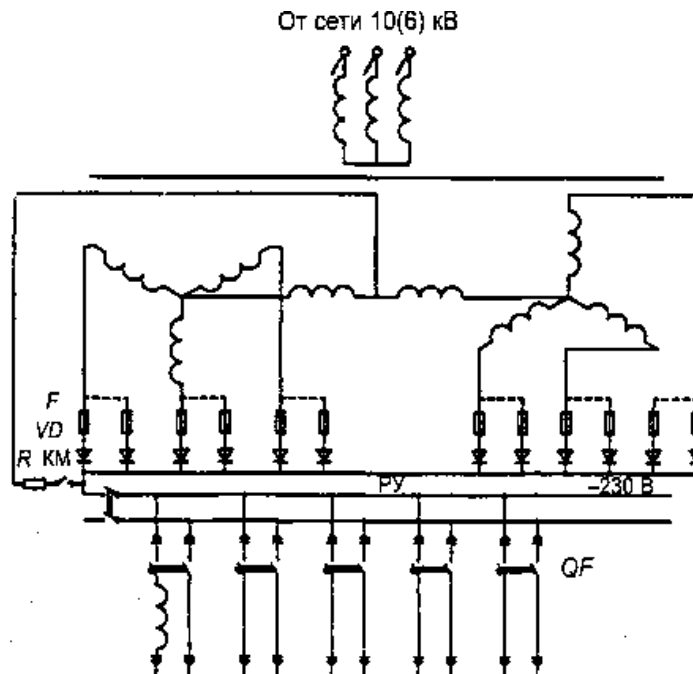


Рис. 6.5. Принципиальная схема одноагрегатной КВПП: *F* – предохранители; *РУ* – распределительное устройство 230 В; *QF* – автоматические выключатели; *R* – балластное сопротивление; *КМ* – контактор

Вопросы для самопроверки

1. Укажите варианты присоединения цеховых подстанций третьего уровня системы электроснабжения с высокой стороны и возможные схемы на низкой стороне.
2. Каковы особенности выбора трансформаторов цеховых подстанций?
3. Опишите принципы, опираясь на которые определяют конструкцию распределительных устройств 2УР.
4. Назовите факторы, на основе которых производится оптимизация мощности трансформаторов и цеховых сетей.
5. Приведите варианты размещения ТП (КТО), щитов низкого напряжения и ЩСУ.
6. Укажите область и величины применяемых напряжений постоянного тока в заводских сетях.
7. Изобразите схемы и конструктивные исполнения преобразовательных установок и подстанций.

ЛЕКЦИЯ 7

ТРАНСПОРТ (КАНАЛИЗАЦИЯ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

(1 час)

П л а н л е к ц и и

1. Общие сведения о способах передачи и распределения электроэнергии.
2. Воздушные линии электропередач.
3. Кабельные линии.
4. Прокладка кабелей в траншеях.
5. Прокладка кабелей в блоках.
6. Прокладка кабелей в кабельных сооружениях.
7. Токопроводы.

1. Общие сведения о способах передачи и распределения электроэнергии.

Транспорт электроэнергии в системах электроснабжения осуществляется: 1) воздушными линиями – устройствами для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам, стойкам на зданиях и инженерных сооружениях (мостах, путепроводах, эстакадах и т. п.); 2) кабельными линиями – устройствами для передачи электроэнергии, состоящими из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями; 3) токопроводами – устройствами для передачи и распределения электроэнергии, состоящими из неизолированных или изолированных проводников и относящихся к ним изоляторов, защитных оболочек, осветительных устройств, поддерживающих или опорных конструкций; 4) электропроводками – совокупностью проводов и кабелей с относящимися к ним креплениями, поддерживающими защитными конструкциями и деталями.

Сечения проводников устройств канализации электроэнергии выбирают: по нагреву (с учетом нормальных, послеаварийных, ремонтных режимов) максимальным током в течение получаса; экономической плотности тока; условиям динамического действия и нагрева при коротком замыкании.

Нормированное значение по нагреву и экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$ определяется ПУЭ. По экономической плотности тока не выбирают: сети промышленных предприятий и сооружений до 1 кВ при T_{max} до 4000–5000; ответвления к отдельным электроприемникам и пускорегулирующим элементам напряжением до 1 кВ; осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий; сборные шины и ошиновка ОРУ и ЗРУ всех напряжений; сети временных сооружений, а также устройств со сроком службы 3–5 лет.

2. Воздушные линии электропередач.

Основные элементы воздушных линий: провода, изоляторы, линейная арматура, опоры и фундаменты. На воздушных линиях переменного трехфазного тока подвешивают не менее трех проводов, составляющих одну цепь, на ВЛ постоянного тока – не менее двух проводов.

По количеству цепей ВЛ делят на одно-, двух- и многоцепные. Количество цепей определяется схемой электроснабжения и необходимостью ее резервирования. Если по схеме электроснабжения требуются две цепи, то эти цепи могут быть подвешены на двух отдельных одноцепных ВЛ с одноцепными опорами или на одной двухцепной ВЛ с двухцепными опорами. Расстояние l между соседними опорами называют пролетом, а расстояние между опорами анкерного типа – анкерным участком.

Провода, подвешиваемые на изоляторах (γ – длина гирлянды) к опорам (рис. 7.1), провисают по цепной линии.

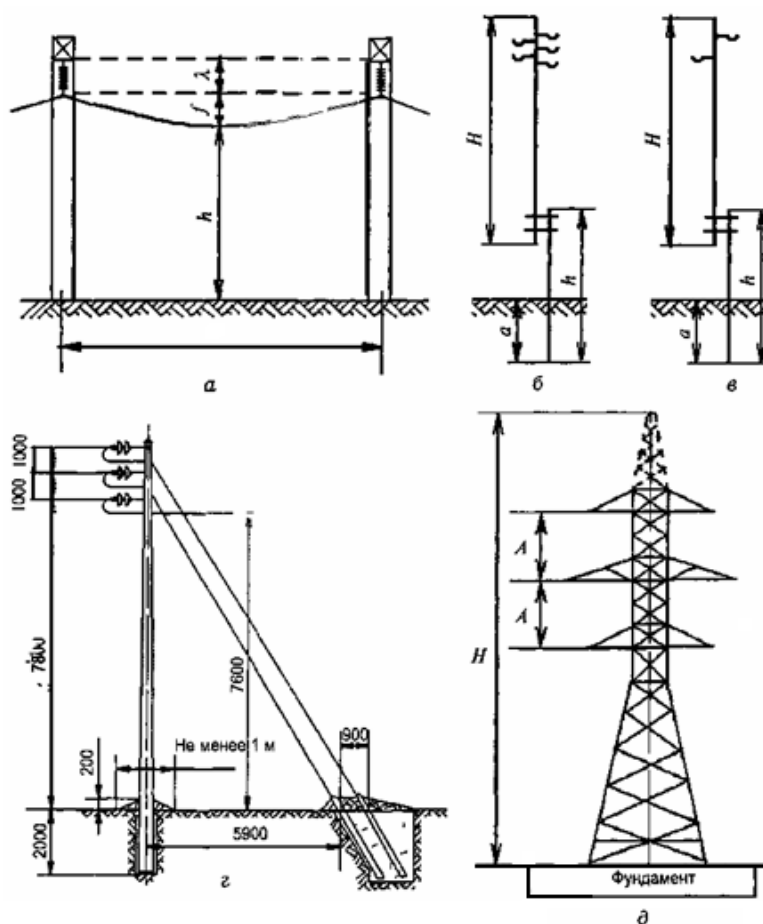


Рис. 7.1. Схема воздушной линии электропередач и опоры: *а* – схема ВЛ; *б*, *в* – нормальная промежуточная деревянная опора на железобетонных приставках: *б* – для 0,38 кВ ($H = 6,5-7,5$, $h = 3,25-4,5$, $a = 1,5-1,9$ м), *в* – для 6–20 кВ ($H = 8,5$, $h = 4,5$, $a = 2$ м); *г* – деревянная опора ВЛ 10 кВ на базе цельных стоек; *д* – металлическая двухцепная 10 кВ. $H = 9,0-23,0$ м, $A = 1,5-3,1$ м (для анкерных угловых и концевых $H = 4,8-9,0$ м)

Расстояние от точки подвеса до низшей точки провода f называют стрелой провеса, определяющей приближение провода к земле h . Для населенной местности h до поверхности земли составляет 7 м – для 35 и 110 кВ и 8 м – для 220 кВ, h до зданий или сооружений соответственно: 3 м – для 35 кВ; 4 м – для 110 кВ и 5 м – для 220 кВ. Длина пролета определяется экономическими соображениями: обычно 30–75 м для 1 кВ, 150–200 м – 110 кВ и до 400 м – для 220 кВ.

В зависимости от способа подвески проводов опоры делят: на промежуточные, провода закреплены в поддерживающих зажимах; анкерного типа – для натяжения проводов, провода закреплены в натяжных зажимах; угловые (на углах поворота ВЛ с подвеской проводов в поддерживающих зажимах), могут быть промежуточные, ответвительные и угловые, концевые, анкерные угловые. Укрупненно же опоры ВЛ выше 1 кВ подразделяют на два вида: анкерные – полностью воспринимающие тяжение проводов и тросов в смежных пролетах, и промежуточные – не воспринимающие тяжение или воспринимающие частично. На ВЛ применяют деревянные (см. рис. 7.1, б и в), стальные (д) и железобетонные опоры (на рис. 7.1, г представлена деревянная опора нового поколения).

3. Кабельные линии.

Кабельная прокладка стала основной для промышленных предприятий и городов, что объясняется меньшими размерами коридора прокладки (и даже, в отдельных случаях, его отсутствием), большей надежностью, отсутствием грозовых помех.

Кабели, предназначенные для передачи электрической энергии, для питания силовых и осветительных установок, называют силовыми, а кабели для присоединения к приборам и аппаратам распределительных устройств – контрольными.

При маркировке кабелей приняты следующие обозначения: А (первая буква) – алюминиевая жила. Отсутствие А в марке кабеля означает наличие медной жилы; А или ОС – оболочка (алюминиевая или свинцовая) каждой из трех отдельно изолированных жил кабеля; Ц, Р, В, П – изоляция соответственно: бумажная, пропитанная нестекающим составом; резиновая; поливинилхлоридная; полиэтиленовая (Ц всегда первая буква); В, Н – оболочка из поливинилхлоридного пластиката или маслостойкой резины, не распространяющей горение; Б, П, К – броня из стальных лент, стальных плоских проволок, стальных круглых проволок; Н, Шп, Шв – наружные покровы; Г – отсутствие наружного покрова; ОЖ в конце марки кабеля означает кабель с однопроволочными жилами.

При маркировке маслонаполненных кабелей приняты следующие обозначения: М (первая буква) – маслонаполненный; Н, ВД – низкого или высокого давления; С, А, Аг – оболочка свинцовая, алюминиевая или алюминиевая гофрированная; Т, Тк – прокладываемый в трубопроводе; Шв, Шву – шланг из поливинилхлоридного пластиката; К – броня из круглых стальных оцинкованных проволок. К марке кабеля, пропитанного синтетическим маслом, добавляется буква С.

4. Прокладка кабелей в траншеях.

Прокладка кабелей в траншеях наиболее проста и дешева. Она экономична по такому важному показателю, как расход цветного металла, так как при прокладке в земле в результате лучшего охлаждения пропускная способность кабеля увеличивается по сравнению с другими способами прокладки. На [рис. 7.2](#) приведены примеры кабельных траншей с расположением в них одиночного кабеля и четырех силовых кабелей одного напряжения и принадлежности (назначения).

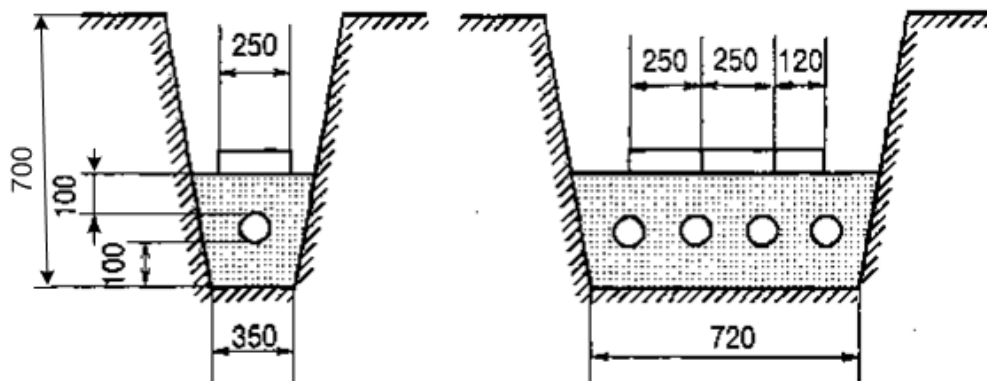


Рис. 7.2. Кабельные траншеи и расположение в них кабелей

Прокладку в траншеях не рекомендуется применять: 1) на участках с большим количеством кабелей и там, где возможна разливка горячего металла или разрушающе действующих жидкостей; 2) при большой насыщенности территории подземными и наземными технологическими и транспортными коммуникациями и другими сооружениями; 3) в почвах, содержащих большое количество веществ, разрушающе действующих на оболочки кабелей; 4) в местах, где блуждающие токи достигают опасных значений, большие механические нагрузки на поверхность земли, возможно частое разрытие грунта.

5. Прокладка кабелей в блоках.

Прокладка кабелей в блоках рекомендуется в следующих случаях: в местах пересечения с железными и автомобильными дорогами; в условиях стесненности по трассе (при большом числе других подземных коммуникаций и сооружений); при вероятности разлива металла или агрессивных жидкостей в местах прохождения кабельных трасс; при прокладке кабельных линий в агрессивных по отношению к оболочке кабелей грунтах; при необходимости защиты кабелей от блуждающих токов.

Определение допустимых длительных токов I_d для кабелей, прокладываемых в блоках, методически отличается от выбора токов для кабелей, прокладываемых в земле (траншее) или в воздухе, и от выбора токов провода воздушных ЛЭП. Таблично задается I_0 – длительный допустимый ток для кабе-

лей 10 кВ с медными или алюминиевыми жилами сечением 95 мм^2 , зависящий от конфигурации блока и места размещения кабеля (в том или ином отверстии – номере канала). На [рис. 7.3, а](#) приведена расчетная конфигурация (модуль), размеры которой (диаметр отверстия 100 мм и расстояние по осям между двумя отверстиями $l = 150 \text{ мм}$) определяют I_0 . Уменьшение l ведет к снижению допустимого тока по условиям охлаждения. Одиночному блоку (трубе с проложенным в нем кабеле) присваиваются группы и номер канала ([рис. 7.3, б](#)). Увеличение количества отверстий ([рис. 7.3, в](#) – блок 2×2 , $г$ – 3×3) и заполненности увеличивает номер группы (их всего одиннадцать) и номер канала (их четыре).

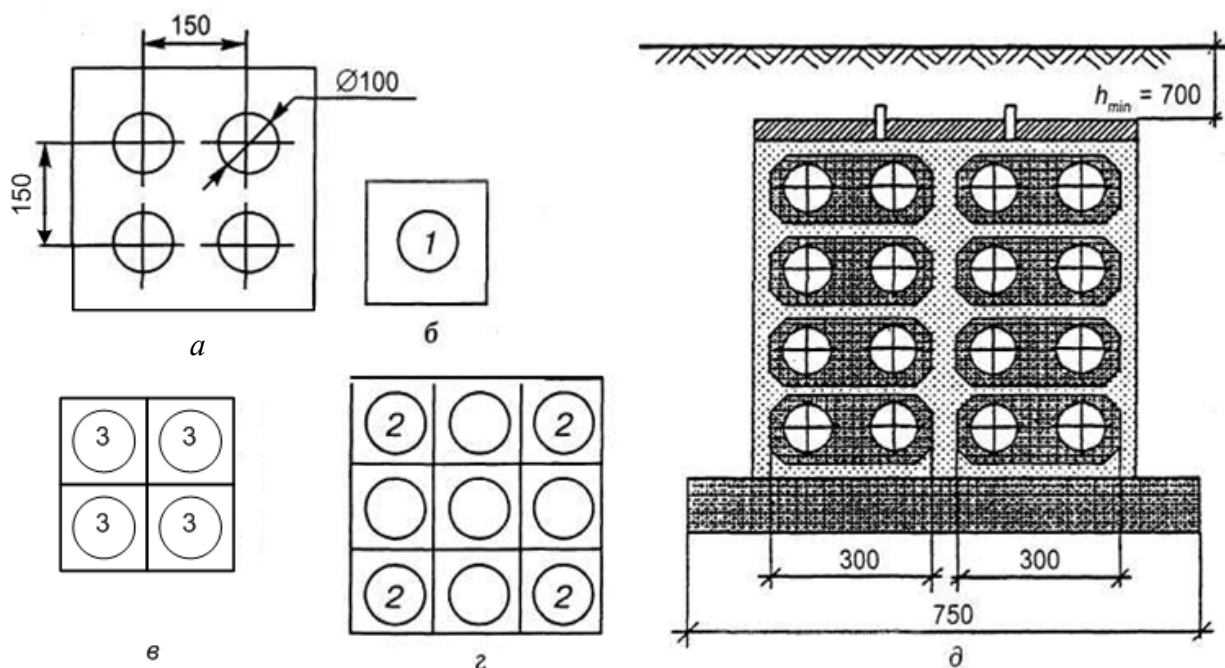


Рис. 7.3. Группы и номера каналов блоков: *а* – общая конфигурация; *б* – 1-я группа, канал № 1; *в* – 2-я группа, канал № 3; *г* – 3-я группа, канал № 2; *д* – рабочая конструкция блока

Сквозная протяжка кабеля на двух и более участках без разрезки его в промежуточных колодцах возможна при условии, что после протяжки в колодцах будет создан необходимый запас кабеля по длине для укладки его в опорные конструкции.

6. Прокладка кабелей в кабельных сооружениях.

Внутри кабельных сооружений (помещений) кабели прокладывают на стальных конструкциях различного исполнения. *Кабельным сооружением* называется помещение, специально предназначенное для размещения в нем кабелей, кабельных муфт, а также маслоподпитывающих аппаратов и другого оборудования, предназначенного для обеспечения нормальной работы маслонаполненных кабелей. К кабельным сооружениям относятся: кабельные тунне-

ли, каналы, коробка, блоки, шахты, этажи, двойные полы, кабельные эстакады, галереи, камеры, подпитывающие пункты.

Кабельные сооружения должны отделяться от других помещений и соседних кабельных сооружений негорючими перегородками и перекрытиями. Такими же перегородками протяженные туннели должны разделяться на отсеки длиной не более 150 м при прокладке силовых и контрольных кабелей и не более 100 м при наличии маслonaполненных кабелей. Следует выполнять мероприятия по предотвращению попадания в кабельные сооружения технологических вод и масел, а также обеспечивать отвод почвенных и ливневых вод.

7. Токопроводы.

В зависимости от вида проводников токопроводы подразделяют на гибкие (при использовании проводов) и жесткие (при использовании жестких шин). Токопроводы защищены от попаданий твердых тел, от капель и пыли.

Жесткие токопроводы до 1 кВ, поставляемые комплектно, называют шинопроводами; их комплектуют секциями унифицированной длины, которые могут быть прямыми, угловыми, гибкими, вводными, ответвительными, компенсационными, переходными, подгоночными. Технические данные шинопроводов приводятся в справочных таблицах.

Типы шинопроводов в зависимости от назначения: 1) магистральные, предназначенные в основном для присоединения к ним распределительных шинопроводов и силовых распределительных пунктов, щитов и отдельных мощных приемников; 2) распределительные – для присоединения к ним электроприемников; троллейные – для питания передвижных электроприемников; 3) осветительные – для питания светильников и электроприемников небольшой мощности и специальные.

Магистральный шинопровод предназначен для распределительных шинопроводов и пунктов, в том числе по схеме трансформатор ЗУР – магистраль, отдельных крупных электроприемников в системе четырехпроводных электрических сетей с глухозаземленной нейтралью. Номинальный ток 1600, 2500, 4000 А.

Фазы токопровода из неизолированных алюминиевых шин для защиты от пыли могут находиться в одном общем немагнитном кожухе (например, из алюминия); монтируются на опорных изоляторах в вершинах равностороннего треугольника.

Вопросы для самопроверки

1. Сформулируйте принципы выбора проводниковых устройств для кабельной канализации электроэнергии по заводу.
2. Изложите основные сведения по воздушным линиям в системах электроснабжения.
3. Назовите основные применяемые кабели в системах электроснабжения и расшифруйте их маркировку, увязав ее со способами прокладки.
4. Каковы особенности и ограничения на прокладку кабелей в траншеях?
5. Рассчитайте увеличение сечения при прокладке кабелей в блоках, поясните физический смысл изменения величины электрической нагрузки в зависимости от места прокладки в блоке и особенности использования центральных труб блока.
6. Почему прокладка кабелей в туннелях и каналах стала основной для предприятий с большой нагрузкой и насыщенной кабельной канализацией?
7. Чем вызвано появление способа прокладки кабелей на эстакадах?
8. Обоснуйте область применения токопроводов и рассмотрите особенности их конструктивного выполнения.
9. Проиллюстрируйте разнообразие электропроводок.
10. Укажите особенности применения магистрального, радиального и смешанного питания потребителей и электроприемников.

ЛЕКЦИЯ 8

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И ЖИЛ КАБЕЛЕЙ

(2 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Выбор сечений жил кабелей и проводов по экономическим соображениям.
2. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по нагреву расчетным током.
3. Выбор сечений жил кабелей по нагреву током короткого замыкания.
4. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по потерям напряжения.

1. Выбор сечений жил кабелей и проводов по экономическим соображениям.

Сети промышленных предприятий делят на внешние (10 кВ и более), межцеховые (1000 В и более), цеховые (ниже 1000 В). Межцеховые и цеховые сети в данной работе не рассматриваются.

Внешние сети предназначены для передачи электроэнергии от источника питания к приемному пункту промышленного предприятия.

Если потребитель находится в непосредственной близости (несколько километров) от электростанции, то присоединение может быть выполнено непосредственно к шинам генераторного напряжения с помощью кабельных линий (рис. 8.1).

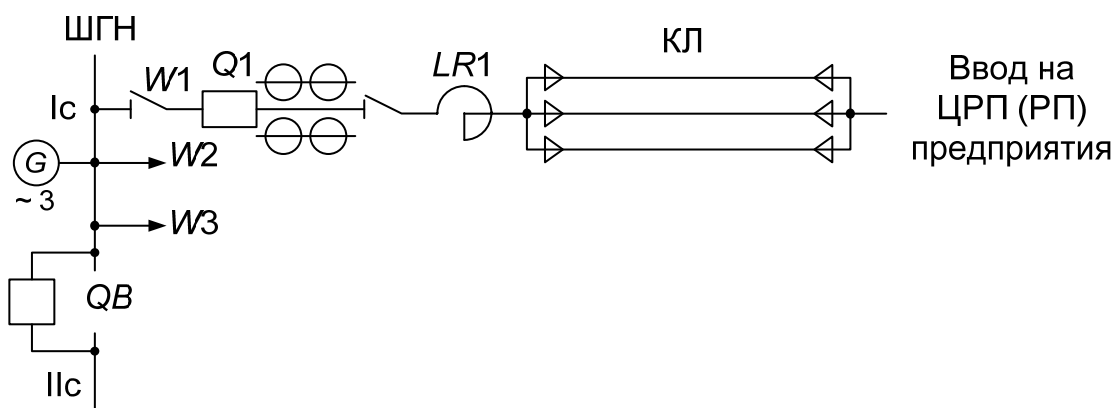


Рис. 8.1. Схема внешнего электроснабжения при получении электроэнергии от шин генераторного напряжения

Для увеличения пропускной способности кабельных линий и ее надежности используют несколько кабелей, включенных параллельно. Реактор $LR1$ необходим для ограничения токов короткого замыкания. Кабельные линии могут быть проложены в траншеях, каналах, туннелях, блоках, на эстакадах, по галереям. Вместо кабельных линий в этой схеме могут быть использованы токопроводы. В случае использования токопроводов реактор $LR1$ не устанавливается.

Токопроводы в сравнении с кабельной линией имеют более высокую надежность и перегрузочную способность. К недостаткам токопроводов относятся: наличие большой зоны отчуждения вдоль трассы токопровода, высокая стоимость, большое индуктивное сопротивление, наличие дополнительных потерь электроэнергии.

При передаче мощности, не превышающей $10\text{--}15\text{ МВ}\cdot\text{А}$, используются кабельные линии, для более мощных потребителей предпочтение кабельным линиям или токопроводу отдается на основании технико-экономического сравнения.

В тех случаях, когда источник удален от потребителя на относительно большое расстояние, применяются воздушные линии ([рис. 8.2](#)).

Пропускные способности кабельных и воздушных линий ([см. рис. 8.1](#) и [рис. 8.2](#)) должны соответствовать послеаварийным режимам работы ЦРП и ГПП, возникающим при отказе одного из источников электроэнергии.

Сечение проводов и жил кабелей выбирают по техническим и экономическим условиям.

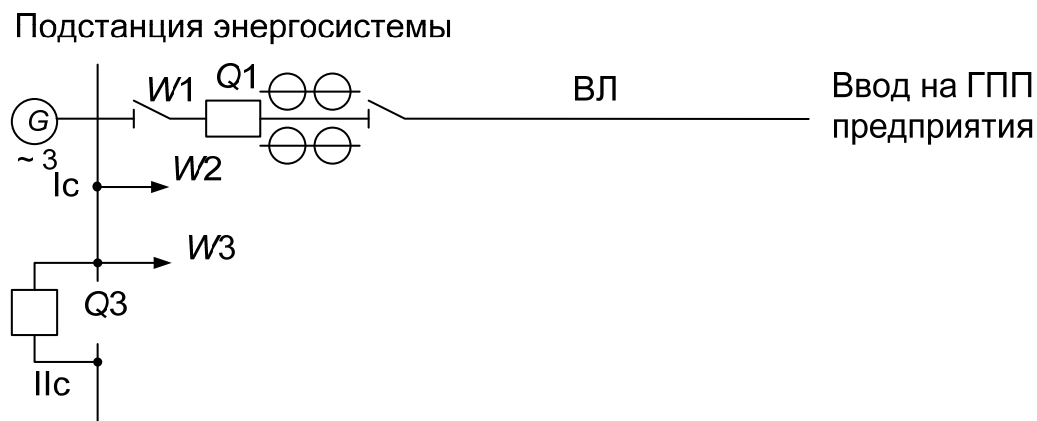


Рис. 8.2. Схема внешнего электроснабжения при получении электроэнергии от подстанции энергосистемы

К техническим условиям относится выбор сечений по нагреву расчетным током, условиям коронирования, механической прочности, нагреву от кратковременного выделения тепла током короткого замыкания (КЗ), потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Экономически целесообразное сечение провода или кабеля определяют из соотношения

$$S = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (8.1)$$

где I_p – расчетный ток линии, А;

$j_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Расчетный ток линий ГПП определяется по формуле

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_n}, \quad (8.2)$$

где S_p – расчетная мощность, зависящая от назначения линии;

n – количество цепей;

U_n – номинальное напряжение питающей линии.

Сечение, выбранное по формуле (8.1), округляется до ближайшего стандартного сечения.

При расчете линий, состоящих из нескольких участков с разными нагрузками, экономические сечения рассчитывают по наибольшему рабочему току для каждого участка в отдельности.

Если потребители присоединены к линии на небольшом расстоянии один от другого, то из практических и конструктивных соображений нецелесообразно иметь на каждом участке разные сечения проводников. Одинаковое сечение проводника выбирают в таком случае по всей длине с учетом поправочного коэффициента $K_{\text{П}}$, который учитывает неравномерность нагрузки по линии:

$$S = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{эк}} \cdot K_{\text{П}}}. \quad (8.3)$$

Поправочный коэффициент

$$K_{\text{П}} = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}^2 \cdot L}{\sum_{i=1}^n I_{\text{max}i}^2 \cdot L_i}}, \quad (8.4)$$

где I_{max} – максимальный ток наиболее загруженного участка сети (головной участок);

L – полная длина линий, км;

$I_{\text{max}i}$ – максимальный ток i -го участка линии;

L_i – длина i -го участка линии, км.

Выбору по экономической плотности тока не подлежат:

- сети промышленных предприятий и сооружений до 1000 В при числе часов использования максимума нагрузки от 4000–5000 ч;
- ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В, осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий;
- сети временных сооружений и устройств со сроком службы до 5 лет.

Выбранное по формуле (8.3) сечение кабельных линий проверяют по допустимому нагреву в послеаварийном режиме. Сечение кабельных линий напряжением более 1000 В проверяют также по допустимым потерям напряжения и по термической стойкости при токах короткого замыкания.

2. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по нагреву расчетным током.

Сечение проводов воздушных линий проверяют по допустимому нагреву в послеаварийных режиме, условиям короны, механической прочности.

Условие проверки по допустимому нагреву:

$$I_{\text{pmax}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (8.5)$$

где I_{pmax} – наибольший расчетный ток из всех возможных режимов работы линии, для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока I_{pmax} принимают ток послеаварийного режима из условия, что одна питающая линия вышла из строя;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый длительный ток для одиночного провода или кабеля нужного сечения, выбираемый по справочным данным.

При выборе сечений кабельных линий нужно учитывать, что таблицы составлены для одиночных кабелей или проводов, проложенных в земле при температуре почвы 15 °С или в воздухе при температуре 25 °С. При условиях, отличных от указанных, необходимо вводить поправочные коэффициенты на температуру воздуха и почвы K_1 и на количество кабелей в траншее K_2 .

Величина длительно допустимого тока

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}}. \quad (8.6)$$

При выборе сечений кабельных линий необходимо учитывать допустимые кратковременные перегрузки. Для кабелей напряжением до 10 кВ с

бумажной пропитанной изоляцией, несущих нагрузки меньше номинальных, допустимы кратковременные перегрузки; на время ликвидации аварий для таких кабелей допускаются перегрузки в течение 5 суток.

Для кабелей с полиэтиленовой и полихлорвиниловой изоляцией перегрузка на время ликвидации аварий допустима соответственно до 10 и 15 %, при этом указанная перегрузка допускается на время максимумов нагрузки не более 6 часов в сутки в течение 5 суток, если в остальные периоды времени этих суток нагрузки не превышают номинальной. Перегрузка кабельных линий напряжением 20–30 кВ не допускается.

Условие выбора кабеля с учетом перегрузки:

$$I'_{\text{доп}} \cdot K_3 = I_{\text{рmax}}, \quad (8.7)$$

где K_3 – коэффициент, учитывающий возможную перегрузку кабеля.

Долгие годы в категории кабелей среднего напряжения, к которым относятся кабели напряжением 10 кВ, превалировали кабели с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ). Это связано с тем, что БПИ являлась единственным видом изоляции на данное напряжение. Наряду с этим шел интенсивный поиск изоляционного материала на основе полимерных композиций, который обладал бы значительными преимуществами и мог заменить БПИ. Такой материал был получен на основе полиэтилена и получил название сшитый полиэтилен.

Сшитый полиэтилен имеет существенные преимущества перед термопластичным: высокие электрические и механические параметры в более широком диапазоне рабочих температур, малую гигроскопичность (водопроницаемость).

Указанные выше положительные качества сшитого полиэтилена достигаются благодаря процессу сшивки. Термин «сшивка» подразумевает изменение молекулярной структуры полиэтилена. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) призваны заменить морально устаревшие кабели с пропитанной бумажной изоляцией. Этот процесс в странах с развитой промышленностью начал осуществляться с 1960-х годов.

В настоящее время многие страны практически полностью перешли на использование силовых кабелей среднего напряжения с изоляцией из СПЭ и имеют положительный опыт эксплуатации. Так, в США и Канаде данные кабели занимают 85 % всего рынка силовых кабелей, Германии и Дании – 95 %, а в Японии, Франции, Финляндии и Швеции – 100 %.

В последнее время в России ведущие энергосистемы также ориентированы на использование кабелей среднего напряжения с изоляцией из СПЭ при прокладке новых кабельных линий и замене старых. Их же рекомендуют использовать в курсовом и дипломном проектах.

Переход на кабели с изоляцией из СПЭ взамен кабелей с БПИ обусловлен рядом неоспоримых преимуществ:

- более высокая надежность в эксплуатации;
- меньшие расходы на реконструкцию и содержание кабельных линий;
- низкие диэлектрические потери (коэффициент диэлектрических потерь 0,001 вместо 0,008);
- большая пропускная способность за счет увеличения допустимой температуры нагрева жил: длительный (90 °С вместо 70 °С), при перегрузке (130 °С вместо 90 °С);
- более высокий ток термической устойчивости при коротком замыкании (250 °С вместо 200 °С);
- низкая допустимая температура при прокладке без предварительного подогрева (–20 °С вместо 0 °С);
- низкое влагопоглощение;
- меньший вес, диаметр и радиус изгиба, что облегчает прокладку на сложных трассах;
- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;
- более экологичный монтаж и эксплуатация (отсутствие свинца, масла, битума).

Маркировка кабелей из сшитого полиэтилена:

- А** – алюминиевая жила (без обозначения – медная жила);
- Пв** – изоляция из сшитого полиэтилена;
- П** – оболочка из полиэтилена;
- Пу** – оболочка из полиэтилена увеличенной толщины;
- В** – оболочка из поливинилхлоридного (ПВХ) пластиката;
- Внг-LS** – оболочка из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности («LS» – Low Smoke – низкое дымо- и газовыделение);
- г** – продольная герметизация водоблокирующими лентами;
- 2г** – двойная герметизация (водоблокирующими лентами и алюмополиэтиленовой лентой).

По условиям коронирования выбирают минимально допустимое сечение только для воздушных линий. Для жил кабелей самое малое стандартное сечение обеспечивает отсутствие коронирования.

Выбор сечений кабеля по механической прочности также не производится, так как стандартное минимальное сечение удовлетворяет этому условию. Для воздушных линий расчет сечения осуществляется с учетом воздействия собственной массы, силы ветра, гололеда.

При учебном проектировании проверка проводов по механической прочности производится приближенно, исходя из опыта проектирования существующих линий электропередач.

3. Выбор сечений жил кабелей по нагреву током короткого замыкания.

Воздействие тока КЗ учитывают только при выборе сечения кабельных линий, защищаемых релейной защитой. Кабели, защищаемые плавкими токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость к токам КЗ не проверяют, так как время срабатывания предохранителя мало и выделенное тепло не в состоянии нагреть кабель до опасной температуры.

Термически стойкое к токам КЗ сечение, мм², определяют по формуле

$$S_T = I_\infty \sqrt{t_{\text{п}}} / K_T, \quad (8.8)$$

где I_∞ – установившееся значение тока КЗ, А;

$t_{\text{п}}$ – приведенное время КЗ;

K_T – температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева жил кабеля.

Приведенное время $t_{\text{п}}$ определяют суммированием апериодической $t_{\text{па}}$ и периодической $t_{\text{пп}}$ составляющих времени тока КЗ:

$$t_{\text{п}} = t_{\text{па}} + t_{\text{пп}}.$$

При действительном времени КЗ $t < 5$ сут: $t_{\text{п}} = t_a + t_{\text{вык}}; t_3; t_{\text{вык}}$ – соответственно длительность действия защиты и отключающей аппаратуры, значения $t_{\text{пп}}$ определяют по кривым [рис. 8.3](#) в зависимости от действительного времени КЗ и отношения начального сверхпереходного тока КЗ I' к установившемуся току КЗ I_∞ $\beta'' = I' / I_\infty$.

При действительном времени $t < 5$ сут

$$t_{\text{пп}} = t_{\text{п5}} + (t - 5),$$

где $t_{\text{п5}}$ – значение приведенного времени для $t = 5$ сут. Приведенное время апериодической составляющей определяется по формуле

$$t_{\text{па}} \approx 0,05(\beta'')^2. \quad (8.9)$$

При действительном времени $t > 1$ сут величина $t_{\text{па}}$ не учитывается.

За стандартное термически стойкое сечение принимается ближайшее меньшее сечение к расчетной величине S_T . Такое решение обусловлено ошибкой в сторону завышения, заложенной в метод расчета.

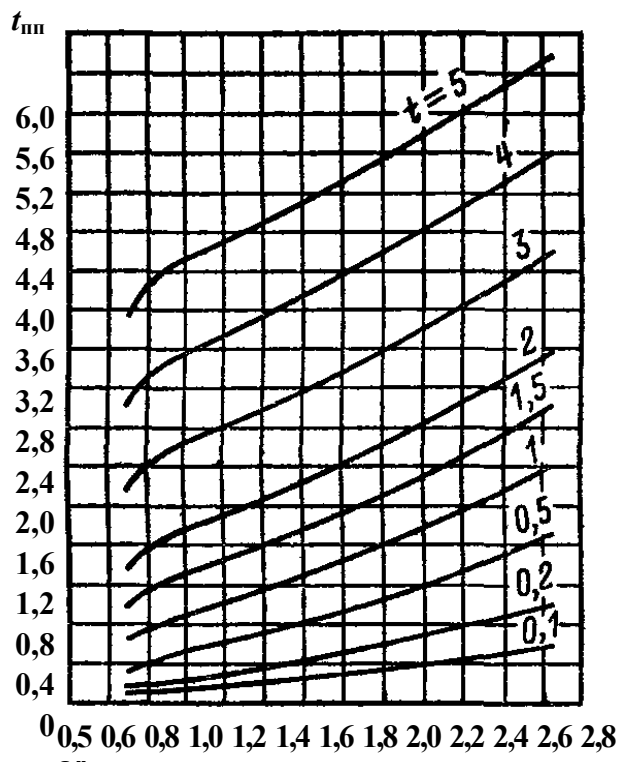


Рис. 8.3. Кривые зависимости приведенного времени для периодической составляющей тока КЗ при питании от генератора с АРВ

4. Выбор сечений жил кабелей и проводов воздушных линий по потерям напряжения.

Выбранное сечение проверяют по потере напряжения. При необходимости поддержания напряжения у потребителей в узких пределах решается вопрос о способах регулирования напряжения.

Потерю напряжения в линиях напряжением до 35 кВ определяют по формуле

$$\Delta U = \sqrt{3} I_p l (r_{уд} \cos \varphi + x_{уд} \sin \varphi), \quad (8.10)$$

где I_p – расчетный ток линии, А;

$r_{уд}, x_{уд}$ – активное и реактивное удельные сопротивления линий, Ом/км;

l – длина линии, км;

$\cos \varphi$ и $\sin \varphi$ соответствуют коэффициенту мощности ($\text{tg} \varphi$) в конце линии.

Расчет потерь напряжения в линиях напряжением выше 35 кВ ведется на основании П-образной схемы замещения.

По абсолютному значению потерь напряжения из-за различного уровня номинальных напряжений трудно судить о допустимости потерь напряжения, поэтому потери напряжения, определенные по формуле (8.10), выражают в процентах от номинального напряжения:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100 \%. \quad (8.11)$$

Относительные потери напряжения считают приемлемыми, если они в нормальных режимах работы не превышают в сетях низкого напряжения 5 %.

Если сечение проводника, выбранное по условию (8.5), получается меньше требуемого по другим условиям, то надо выбрать наибольшее сечение, определяемое этими условиями.

Вопросы для самопроверки

1. С какой целью проверяются кабели на термическую стойкость?
2. Допускается ли перегрузка кабельных линий 35 кВ?
3. По каким критериям выбирают сечения проводников?
4. По каким критериям выбирают сечения проводов ЛЭП переменного тока и напряжением 330 кВ?

ЛЕКЦИЯ 9

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

(2 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Короткое замыкание в симметричной трехфазной цепи промышленного предприятия.
2. Определение значений токов короткого замыкания в электроустановках выше 1 кВ.
3. Короткое замыкание в сетях напряжением до 1 кВ.

1. Короткое замыкание в симметричной трехфазной цепи промышленного предприятия.

Расчет токов КЗ зависит от требований к точности и назначения, а также от исходных данных. В общем случае токи КЗ определяются переходными процессами в электрических цепях, которые рассматриваются при изучении теоретических основ электротехники. Возможность задавать однозначные исходные данные и необходимость обеспечить безопасность при работе элементов электрической сети и сети в целом позволяют проводить расчеты токов КЗ на основе жестких допущений и формул первой научной картины мира. Расчет токов КЗ в электрических сетях промышленных предприятий несколько отличается от расчетов КЗ для электрических сетей и систем, так как можно не учитывать турбо- и гидрогенераторы электростанций, подпитку от нескольких источников питания, работу разветвленных сложных кольцевых схем, свойства дальних ЛЭП, действительные коэффициенты трансформации.

Требования к расчету токов КЗ для релейной защиты и системной автоматики несколько отличаются от требований к расчету для выбора аппаратов и проводников. Требования к точности расчетов токов КЗ для выбора заземляющих устройств невысоки из-за низкой точности методов определения других параметров, входящих в расчет заземляющих устройств (например, удельного сопротивления земли, имеющего явный ценологический разброс значений). Поэтому для выбора заземляющих устройств допускается определение значения токов КЗ приближенным способом.

Расчетная схема для определения токов КЗ представляет собой схему в однолинейном исполнении, в которую введены генераторы, компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели, оказывающие влияние на ток КЗ, а также элементы системы электроснабжения (линии, трансформаторы, реакторы), связывающие источники электроэнергии с местом КЗ.

По расчетной схеме составляют схему замещения, в которой трансформаторные связи заменяют электрическими. Элементы системы электроснабжения, связывающие источники электроэнергии с местом КЗ, вводят в схему замещения как сопротивления, а источники энергии — как сопротивления и ЭДС. Сопротивления и ЭДС схемы замещения должны быть приведены к одной ступени напряжения (основная ступень). В практических расчетах за основную удобно принимать ступень, где определяются токи КЗ. Параметры элементов схемы замещения можно выразить в именованных или относительных единицах.

2. Определение значений токов короткого замыкания в электроустановках выше 1 кВ.

Трехфазное КЗ характеризуют следующие условия: симметричность схемы и равенство нулю междуфазных и фазных напряжений в месте КЗ:

$$\begin{aligned} u_{к(AB)} = u_{к(BC)} = u_{к(CA)} &= 0, \\ u_{кA} = u_{кB} = u_{кC} &= 0. \end{aligned} \quad (9.1)$$

Таким образом, разность потенциалов цепи короткого замыкания от места подключения генерирующего источника до точки КЗ равняется ЭДС данного источника, что позволяет определить начальное действующее значение периодической слагающей по закону Ома. В случае питания КЗ от энергосистемы расчетное выражение для определения периодической слагающей приобретает вид

$$I_{к} = I^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(x_c + x_b)^2 + r_b^2}}, \quad (9.2)$$

где U_{cp} — напряжение на шинах энергосистемы; $z_{\Sigma} = \sqrt{(x_c + x_b)^2 + r_b^2}$ — результирующее сопротивление цепи КЗ; x_c — результирующее сопротивление (индуктивное) энергосистемы относительно места ее подключения в расчетной схеме; x_b, r_b — соответственно индуктивное и активное сопротивления от места подключения энергосистемы до точки КЗ. Без учета активного сопротивления периодический ток

$$I_{к} = I^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(x_c + x_b)}}, \quad (9.3)$$

где x_{Σ} — результирующее индуктивное сопротивление цепи КЗ. Мощность КЗ в заданной точке КЗ при базовом напряжении

$$S_k = S_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_k, \quad (9.4)$$

где I_k — ток в рассматриваемой точке КЗ, приведенный к напряжению U_{cp} .

В относительных единицах, если источником питания в расчетной схеме сети является энергосистема, ЭДС системы и напряжение на ее шинах равны: $E'_0 = U_{cp} = 1$, отсюда

$$I_k = I^{(3)} = I_0 / z_{\Sigma(0)}. \quad (9.5)$$

Без учета активного сопротивления

$$I_k = I^{(3)} = I_0 / x_{\Sigma(0)}. \quad (9.6)$$

При питании КЗ от энергосистемы в результате неизменности напряжения на шинах системы амплитуды периодической слагающей тока короткого замыкания во времени не изменяются, и ее действующее значение в течение всего процесса КЗ также остается неизменным: $I_k = I_{п0}^{(3)} = I_{пt}^{(3)} = I_{п\infty}^{(3)}$.

Определение периодической слагающей в данном случае для любого момента времени КЗ должно производиться по расчетным выражениям (9.2) и (9.4) для вычисления начального значения тока.

При питании КЗ от генератора с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ) или без него амплитуды и действующие значения периодической слагающей в процессе КЗ изменяются по значению. Для практических расчетов периодической слагающей в различные моменты КЗ обычно используют графоаналитический метод с применением расчетных кривых (метод расчетных кривых).

При расчетах токов трехфазного КЗ для выбора аппаратов и проводников принято считать, что максимальное мгновенное значение тока КЗ или ударный ток наступает через 0,01 с с момента возникновения короткого замыкания.

Для схем с последовательно включенными элементами ударный ток определяют по выражению

$$i_{уд} = i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot (1 + e^{-0,01/T_a}) = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot K_{уд}, \quad (9.7)$$

где T_a — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ; $K_{уд}$ — ударный коэффициент для времени $t = 0,01$ с. Постоянную времени T_a определяют по уравнению

$$T_a = x_{\Sigma} / (\omega r_{\Sigma}), \quad (9.8)$$

где x_{Σ} и r_{Σ} – соответственно суммарные индуктивное и активное сопротивления схемы от источника питания до места КЗ.

При составлении расчетной схемы для определения T_a необходимо учитывать, что синхронные машины вводятся в схему индуктивным сопротивлением обратной последовательности x_2 и активным сопротивлением статора r_s .

Ударный ток синхронного и асинхронного электродвигателей определяется следующим образом:

$$i_{уд} = i_{уд}^{(3)} = I_{п0Д}^{(3)} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_{уд}, \quad (9.9)$$

где $K_{уд}$ — ударный коэффициент цепи двигателя.

Если сопротивление внешней цепи электродвигателя невелико [$z_{в} < (0,1-0,2)x_2$] и его не требуется учитывать, $K_{уд}$ берется из таблиц; если внешнее сопротивление подлежит учету, то $K_{уд}$ следует определять аналитически.

Если расчетную схему в результате преобразования можно представить в виде двух или нескольких независимых генерирующих ветвей, ударный ток в месте КЗ определяют как сумму ударных токов этих ветвей.

Действующее значение полного тока КЗ I_t в произвольный момент времени равно

$$I_t = \sqrt{I_{пт}^2 + I_{ат}^2}, \quad (9.10)$$

где $I_{пт}$ — действующее значение периодической слагающей тока КЗ в произвольный момент времени (по расчетным кривым); $I_{ат}$ — действующее значение аperiodической слагающей тока КЗ в тот же момент времени.

Действующее значение тока КЗ за первый период от начала процесса

$$I_t = I_{п0}^{(3)} \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{уд} - 1)^2}, \quad (9.11)$$

где $K_{уд}$ — ударный коэффициент, определяемый по $K_{уд} = 1 + \alpha$ ([рис. 9.1](#)).

Во всех случаях, когда не учитывается активное сопротивление цепи КЗ, обычно принимают $K_{уд} = 1,8$. Для удаленных точек КЗ с учетом активного сопротивления $K_{уд}$ определяется по экспоненциальной зависимости отношения времени КЗ к постоянной T_a .

Условную мощность КЗ для произвольного момента времени (для выбора выключателя по отключающей способности) определяют по формуле

$$S_t = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} \cdot I_t, \quad (9.12)$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее номинальное напряжение сети для точки, в которой рассчитывается ток КЗ.

Учет подпитки мест короткого замыкания от электродвигателей производится, если двигатели непосредственно связаны с точкой короткого замыкания электрически

и находятся в зоне малой удаленности. Токи короткого замыкания от двигателей, отдаленных от точки короткого замыкания степенью трансформации или через обмотки сдвоенного реактора, как правило, не учитываются.

Если двигатели подключены к точке короткого замыкания кабельными линиями длиной не более 300 м, начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания определяется без учета внешнего сопротивления:

$$I_{\text{п0}} = E'' \cdot I_{\text{ном}} / x_d'', \quad (9.13)$$

где x_d'' – сопротивление двигателя в относительных единицах по каталожным данным; E'' – сверхпереходная ЭДС; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток двигателя.

Значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент отключения выключателя:

1) от асинхронного двигателя

$$I_{\text{пт}} = I_{\text{п0}} e^{-t/T_p}, \quad (9.14)$$

где T_p – расчетная постоянная времени затухания периодической составляющей тока короткого замыкания двигателя; при отсутствии данных можно принять $T_p = 0,04-0,06$ с;

2) от синхронного двигателя

$$I_{\text{пт}} = I_{\text{п}}^* I_{\text{п0}}, \quad (9.15)$$

где $I_{\text{п}}^*$ определяется по кривым ($I_{\text{п}}^* = 0,7$ при $t = 0,1$ с и $0,6$ при $0,25$ с). Если тип двигателя не известен, то значение $I_{\text{п}}^*$ можно определить по усредненной кривой, как для двигателя серии СДН.

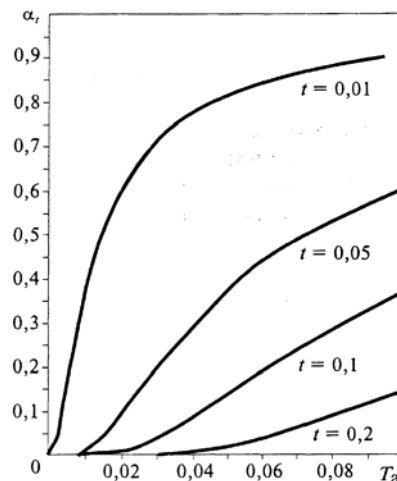


Рис. 9.1. Кривые для определения коэффициента затухания периодической слагающей тока КЗ

Апериодическая составляющая и ударный ток от двигателей:

$$i_a = \sqrt{2}I_{п0}e^{-t/T_a}; \quad i_{уд} = k_{уд} \sqrt{2}I_{п0}; \quad k_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_a}. \quad (9.16)$$

При отсутствии данных можно принять $T_a = 0,04$ для асинхронных двигателей и $T_a = 0,06$ с для синхронных.

3. Короткое замыкание в сетях напряжением до 1 кВ.

Расчет токов КЗ в цеховых электрических сетях переменного тока отличается от расчета в сетях 1 кВ и выше. В сетях до 1 кВ наряду с индуктивным учитывают и активные сопротивления элементов цепи КЗ: силовых трансформаторов, кабельных линий, шинопроводов, первичных обмоток многовитковых трансформаторов тока, токовых катушек автоматических выключателей, различных контактных соединений (разъемных и втычных контактов аппаратов и т. д.), дуги в месте КЗ. Общее активное сопротивление цепи КЗ r_{Σ} может быть больше 30 % r_{Σ} , что влияет на полное сопротивление z_{Σ} и ток КЗ.

Из-за удаленности места КЗ в сети до 1 кВ от источника питания (> 3) периодическая составляющая сверхпереходного тока оказывается равной установившемуся значению тока I_{∞} , т. е. периодическая составляющая тока КЗ неизменна во времени. Физически это объясняется тем, что КЗ в сети до 1 кВ из-за большого индуктивного сопротивления цехового трансформатора воспринимается в сети 6–10 кВ как небольшое приращение нагрузки, нечувствительное в сети ПО кВ.

Сопротивление системы, отнесенное к ее мощности, состоит из последовательно соединенных элементов: генераторов ($x_r > 0,125$), повышающих трансформаторов ($x_{пов\ T} > 0,105$), линий электропередачи ($x_l > 0,05$), понижающих трансформаторов районных подстанций и (или) ГПП предприятия ($x_{пони\ T} > 0,105$).

Таким образом, результирующее сопротивление энергосистемы в относительных единицах без цехового трансформатора в общем случае будет не менее 0,4.

При индуктивном сопротивлении цехового трансформатора, отнесенном к мощности системы,

$$x_T = \frac{u_K \cdot S_c}{100 \cdot S_{ном.Т}}$$

и суммарном сопротивлении цепи КЗ более 3 ($x_p^* > 3$) имеем

$$x_c + x_T = 0,4 + 0,01u_K S_c / S_{ном.Т} \geq 3.$$

Если $S_{\text{ном.т}} = 1000$ кВА, $u_{\text{к}} (\%) \geq 5,5$, получим $S_{\text{с}} \geq 47$ МВА, что всегда выполнимо для современных систем электроснабжения.

Из анализа соотношения (9.16) очевидно, что суммарное сопротивление цепи тока КЗ зависит от сопротивления цехового трансформатора. Это определяет следующие особенности режимов работы цеховых трансформаторных подстанций ЗУР: 1) параллельная работа двух цеховых трансформаторов практически удваивает мощности КЗ, что повышает требования к устойчивости электрических сетей и коммутационной аппаратуры на стороне до 1 кВ; 2) рост единичной мощности цеховых трансформаторов (применение трансформаторов 1600 и 2500 кВА) ведет к увеличению токов КЗ в сети до 1 кВ и предъявляет более жесткие требования к цеховым сетям по их устойчивости к действию тока КЗ.

Расчет для отдельных элементов цепи КЗ осуществляют по паспортным или справочным данным и ведут его в именованных единицах, выражая сопротивление элементов в миллиомах. Сопротивление шинпроводов и кабельных линий определяют через активные r_0 и индуктивные x_0 сопротивления фазы (мОм/м), принимаемые по справочным данным.

Полное, активное и индуктивное сопротивления цехового трансформатора, приведенные к ступени низшего напряжения, определяют по формулам, мОм:

$$z_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном.н}}^2}{S_{\text{ном.т}}} 10^4; \quad (9.17)$$

$$r_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном.н}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2} 10^6; \quad (9.18)$$

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2}, \quad (9.19)$$

где $u_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания, %; $S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $\Delta P_{\text{к}}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт; $U_{\text{ном.н}}$ – номинальное напряжение на стороне низкого напряжения трансформатора, кВ.

Переходное сопротивление в сети до 1 кВ можно представить в виде двух составляющих:

$$R_{\text{п.с.}} = R_{\text{п.с1}} + R_{\text{п.с2}}, \quad (9.20)$$

где $R_{\text{п.с1}}$ – суммарное сопротивление всех переходных контактов, токовых обмоток выключателей, реле и обмоток трансформаторов тока; $R_{\text{п.с2}}$ – сопротивление дуги в месте КЗ.

Суммарное сопротивление

$$R_{п.с1} = R_k + R_a + R_{т.тр}, \quad (9.21)$$

где R_k – переходное сопротивление контактного соединения токоведущих шин; R_a – сопротивление автоматических выключателей, состоящее из сопротивления катушек расцепителей и переходного сопротивления контактов; $R_{т.тр}$ – сопротивление обмоток трансформаторов тока.

Суммарное сопротивление определяется номинальными токами выключателя, трансформатора тока и не зависит от их типа.

Сопротивление дуги в месте КЗ $R_{п.с2}$ можно определить по выражению

$$R_{п.с2} = E_d l_d / I_k, \quad (9.22)$$

где E_d – напряженность электрического поля в месте горения дуги, которую можно принять равной 1,5 В/мм; l_d – длина дуги, мм (равна удвоенному расстоянию a между фазами сети в месте КЗ); I_k – ток трехфазного КЗ.

В практических расчетах для характерной схемы сети до 1 кВ (рис. 9.2) можно пользоваться значениями $R_{п.с}$, приведенными ниже для точек K_1 – K_4 :

Мощность трансформатора, кВА			
	1000	1600	2500
$R_{п.с}$, мОм, для точек*:			
K_1	6,41	6,81	15,42
K_2	4,01	2,72	1,86
	5,92	3,81	3,01
K_3	18,38	12,01	6,92
	22,31	15,95	9,26
K_4	7,09	4,51	3,62
	7,79	5,27	4,59

* В числителе значения при магистральной схеме, в знаменателе — при радиальной.

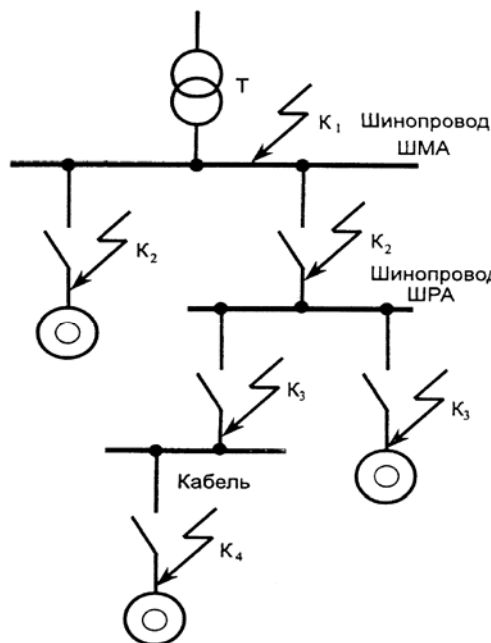


Рис. 9.2. Характерная схема цеховой электрической сети для расчета токов КЗ

При аппроксимировании приведенных результатов получена формула для определения суммарного переходного сопротивления при КЗ в точках K_2 – K_4 :

$$R_{п.с} = \frac{2,5\sqrt{S_{ном.т}} K^2 + 320a}{S_{ном.т}}, \quad (9.23)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора цеховой ТП, кВА; K – коэффициент ступени КЗ; a – расстояние между фазами сети в месте КЗ, мм. Для первичных цеховых распределительных щитов и пунктов, а также на зажимах аппаратов, питаемых по радиальным линиям от щитов подстанций или главных магистралей, $K = 2$; для вторичных цеховых распределительных пунктов и шкафов на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных пунктов, $K = 3$; для аппаратуры, устанавливаемой непосредственно у электроприемников, питающихся от вторичных распределительных пунктов, $K = 4$. При магистральной схеме цеховой сети переходные сопротивления определяют по формуле (9.23), а при радиальной $R_{п.с.р} \approx 1,5 R_{п.с}$.

При расчете токов КЗ в цепь короткого замыкания вводят также индуктивные сопротивления трансформаторов тока и катушек максимального тока автоматических выключателей, значения которых принимают по справочным или заводским данным.

Токи короткого замыкания вычисляют для выбора и проверки токоведущих устройств и аппаратов цеховой сети на устойчивость действию КЗ. Независимо от режима нейтрали в цеховых сетях наиболее тяжелым режимом является трехфазное КЗ.

Преобразование схемы замещения чаще всего сводится к определению суммарного сопротивления цепи КЗ путем сложения последовательно соединенных активных и индуктивных сопротивлений n элементов, так как сети до 1 кВ имеют одностороннее питание:

$$x_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n x_i, \quad r_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n r_i. \quad (9.24)$$

Ток трехфазного КЗ вычисляют по формуле

$$I_k = \frac{U_{ном.н}}{\sqrt{3}\sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} 10^3. \quad (9.25)$$

Влияние асинхронных двигателей, подключенных непосредственно к месту КЗ, можно ориентировочно учесть увеличением значения I_k на $4I_d$ (I_d – суммарный номинальный ток двигателей). При этом I_k увеличивается не более чем на 10 %.

Ударный ток трехфазного КЗ определяют по формулам (9.7), (9.16). Значение $K_{уд}$ в сетях до 1 кВ меньше, чем в сетях выше 1 кВ, из-за большого активного сопротивления цепи КЗ, которое вызывает быстрое затухание апериодической составляющей тока КЗ. Значение ударного коэффициента можно определить по специальным кривым, а также расчетом в зависимости от

отношения x_{Σ}/r_{Σ} или по постоянной времени затухания апериодической составляющей $T_a = x_{\Sigma} / \omega r_{\Sigma}$.

В приближенных расчетах при определении $I_{\text{вд}}$ на шинах цеховых ТП мощностью 400–1000 кВА можно принимать $K_{\text{вд}} = 1,3$, а для более удаленных точек сети $K_{\text{вд}} \approx 1$. Влияние асинхронных двигателей, подключенных непосредственно к месту КЗ, на $I_{\text{вд}}$ можно ориентировочно учесть увеличением значения найденного $I_{\text{вд}}$ на (4–7) $I_{\text{д}}$.

Особую сложность представляет расчет однофазных токов КЗ в сетях до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, когда ток однофазного КЗ может оказаться меньше значений, достаточных для надежного срабатывания защиты цеховых сетей (автоматических выключателей или предохранителей). В таких сетях ток однофазного замыкания, равный утроенному току нулевой последовательности, определяют по формуле

$$I_{\text{к}}^{(3)} = 3I_{\text{к0}} = \frac{\sqrt{3}U}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (9.26)$$

где $r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ — суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ; $r_{0\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ — суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности.

Ток однофазного замыкания на землю для надежного срабатывания защиты в установках, не опасных по взрыву, должен не менее чем в 3 раза превышать номинальный ток соответствующей плавкой вставки.

При определении токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ следует учитывать, что цеховые ТП выпускаются комплектными и их оборудование (шкафы высокого и низкого напряжения с установленными в них выключателями, трансформаторами тока, шинами и другими элементами) рассчитано на длительный нормальный режим работы и отвечает требованиям устойчивости к токам КЗ в сети низкого напряжения трансформатора данной мощности. Если в цеховой электрической сети применяются комплектные магистральные и распределительные шинопроводы, то подбор их по номинальному току позволяет, как правило, удовлетворить и требованиям устойчивости к действию тока КЗ.

Расчет токов КЗ следует выполнять в случаях совместного питания силовых и осветительных нагрузок, если в осветительной сети использованы осветительные шинопроводы, питающиеся от распределительных шинопроводов. Динамическая стойкость шинопроводов типа ШОС составляет 5 кА, что значительно ниже стойкости шинопроводов типа ШРА (15—35 кА). Если цеховая электрическая сеть состоит из кабелей или проводов в трубах, то для выбора и проверки аппаратов напряжением до 1 кВ расчет токов КЗ в таких сетях обязателен.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите особенности упрощения расчетов токов КЗ в промышленных электрических сетях.
2. Составьте на основании рис. 9.1 схему замещения для расчета токов КЗ.
3. Приведите расчетные формулы для определения сопротивления элементов электрической цепи.
4. Укажите преимущественную область использования именованной системы расчетов токов КЗ.
5. Укажите преимущества расчета токов КЗ в относительных единицах для разветвленных электрических сетей и/или повторяющихся цепочек.
6. Укажите особенности расчетов токов КЗ в сети до 1 кВ.
7. Поясните физический смысл мощности короткого замыкания на разных уровнях системы электроснабжения, действующего и ударного значений токов КЗ.

ЛЕКЦИЯ 10

ВЫБОР АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

(2 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Выбор аппаратов по номинальным параметрам.
2. Выбор высоковольтных выключателей (ячеек).
3. Выбор разъединителей, отделителей, короткозамыкателей.
4. Выбор выключателей нагрузки и предохранителей.
5. Выбор реакторов.
6. Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.
7. Проверка токоведущих устройств на термическую и динамическую стойкость.

1. Выбор аппаратов по номинальным параметрам.

Аппараты должны удовлетворять условиям длительной номинальной работы, режиму перегрузки (форсированный режим) и режиму возможных коротких замыканий. Аппараты должны также соответствовать условиям окружающей среды [виду установки (открытая или закрытая), температуре, запыленности, влажности и другим показателям]. Как правило, все элементы системы электроснабжения выбирают по номинальным параметрам и проверяют по устойчивости при сквозных токах короткого замыкания и перенапряжениях.

Номинальное напряжение аппарата соответствует классу его изоляции. Всегда имеется определенный запас электрической прочности, оговариваемый техническими условиями на изготовление и позволяющий аппарату работать длительное время при напряжении на 10–15 % выше номинального (максимальное рабочее напряжение аппарата). Отклонения напряжения на практике обычно не превышают указанных величин. Поэтому при выборе аппарата достаточно выполнить условие

$$U_{\text{ном. а}} \geq U_{\text{ном. эл}} \quad (10.1)$$

где $U_{\text{ном. а}}$ – номинальное напряжение аппарата; $U_{\text{ном. эл}}$ – номинальное напряжение электроустановки, в которой используется аппарат.

При протекании номинального тока при номинальной температуре окружающей среды аппарат может работать неопределенно долго без недопустимого перегрева.

Аппараты, выбранные по номинальному напряжению и номинальному току, подлежат проверке на термическую и динамическую стойкость при токах короткого замыкания, а также на отключающую способность. Измерительные трансформаторы, кроме того, проверяют на соответствие их работы требуемому классу точности.

Индуктивное сопротивление токоограничивающих реакторов в зависимости от их назначения выбирают по требуемому снижению тока короткого замыкания за реактором (для снижения необходимой отключающей способности выключателей или для использования кабелей меньшего сечения), по минимальному допустимому напряжению на шинах (для обеспечения самозапуска асинхронных двигателей).

2. Выбор высоковольтных выключателей (ячеек).

Все высоковольтные потребители подстанций, питающиеся от 5УР и 4УР (цеховые трансформаторы, высоковольтные двигатели, батареи конденсаторов), подсоединяют посредством высоковольтных ячеек. Рекомендуется использовать комплектные ячейки КРУ и КСО. Такое решение позволяет существенно повысить производительность монтажных работ, сократить стоимость подстанций, повысить надежность электроснабжения и безопасность обслуживания. Выбор конкретной ячейки комплектного распределительного устройства зависит от токов рабочего режима и короткого замыкания в соответствующем присоединении, предопределяющих выбор выключателя или другого коммутационного аппарата.

В распределительных устройствах 10(6) кВ применяют маломасляные подвесные выключатели со встроенными пружинными и электромагнитными приводами, а также элегазовые, вакуумные и другие выключатели. Маломасляные выключатели встраивают в стационарные камеры одностороннего обслуживания, применяющиеся преимущественно в электроустановках средней мощности. Распространены шкафы серий КРУ и КР, комплектуемые выключателями ВМПЭ на номинальные токи до 3200 А и токи КЗ до 31,5 кА. Большой диапазон исполнений дает возможность применять выключатели ВМПЭ как для присоединения электроустановок средней мощности, так и на стороне вторичного напряжения крупных трансформаторов.

При больших мощностях короткого замыкания и больших рабочих токах рекомендуется использовать шестибаковые (по два на фазу) горшковые выключатели типа МГТ-10 с номинальным током 3200, 4000 и 5000 А и отключаемым током 30, 45 и 60 кА. Для присоединения потребителей с частыми коммутационными операциями рекомендуется использовать шкафы КЭ с электромагнитными выключателями типа ВЭМ-6, ВЭМ-10 на токи 1000–3200 А.

Количество ячеек, присоединенных к секции шин, должно быть выбрано исходя из следующих потребностей: по одной на каждое проектируемое присоединение 10(6) кВ; по одной резервной на каждой секции шин; одна с межсекционным выключателем; одна с измерительным трансформатором напряжения на каждой секции шин; одна с вводным выключателем. Наиболее типична схема РУ 10 кВ промышленного предприятия с одиночными секционированными шинами.

Выбор высоковольтных выключателей производят:
по напряжению электроустановки (10.2) и длительному току

$$I_{\text{раб (max)}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (10.2)$$

где $I_{\text{раб (max)}}$ – наибольший ток утяжеленного режима, кА, $I_{\text{раб (max)}} = I_p$;
 $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток выключателя, кА;

по электродинамической стойкости при токах короткого замыкания

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}; \quad i_{\text{уд}} \leq I_{m \text{ дин}}, \quad (10.3)$$

где $I_{\text{п0}}$ – действующее значение периодической составляющей начального тока короткого замыкания, кА; $I_{\text{дин}}$, $I_{m \text{ дин}}$ – действующее значение периодической составляющей и амплитудное значение полного тока электродинамической стойкости выключателя, кА; $i_{\text{уд}}$ – ударный ток короткого замыкания, кА.

Выключатель, выбранный по номинальному напряжению, номинальному продолжительному току и электродинамической стойкости, должен быть проверен по отключающей способности на возможность отключения симметричного тока:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл. ном}}, \quad (10.4)$$

где $I_{\text{пт}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя, кА; $I_{\text{откл. ном}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

3. Выбор разъединителей, отделителей, короткозамыкателей.

Разъединители применяют для отключения и включения цепей без тока и для создания видимого разрыва цепи в воздухе. Между силовыми выключателем и разъединителем следует предусматривать механическую и электромагнитную блокировки, не допускающие отключения разъединителя при включенном выключателе, когда в цепи протекает ток нагрузки.

Разъединители могут также применяться для следующих операций на подстанции: заземления и разземления нейтралей силовых трансформаторов, отключения и включения дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на

землю; отключения и включения измерительных трансформаторов напряжения; отключения и включения обходных выключателей в схемах РУ с обходной секцией шин, если шунтируемый разъединителем выключатель включен.

Разъединители выпускают также с одним и двумя заземляющими ножами (число ножей обозначается цифрой 1 или 2 после буквенного обозначения: РНДЗ-1-220У/2000 или РЛНД-2-220/1000).

Короткозамыкатели и отделители – это специальные разъединители, имеющие автоматически действующие приводы. При выборе отделителей и разъединителей необходимо учитывать коммутационные возможности этих аппаратов, оговоренные каталогами (намагничивающий ток, зарядный ток, ток замыкания на землю).

При проектировании необходимо учитывать возможность увеличения отключающей способности разъединителей с помощью дутьевых приставок, что позволяет повысить предельный ток отключения до 80, 60 и 100 А соответственно. При выборе короткозамыкателей необходимо учитывать режим нейтрали сети. В сетях ПО и 220 кВ с заземленной нейтралью достаточно установить однополюсный короткозамыкатель. В сетях 35 кВ с изолированной нейтралью необходимо установить два полюса короткозамыкателя или по одному короткозамыкателью в двух фазах.

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбирают по напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, а в режиме короткого замыкания проверяют термическую и электродинамическую стойкость (табл. 10.1).

Таблица 10.1

Условия выбора разъединителей (отделителей и короткозамыкателей)

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные разъединителя	Условие выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб(max)}$	$I_{ном}$	$I_{раб(max)} \leq I_{ном}$
i_y	$I_{м дин}$	$i_y \leq I_{м дин}$
B_k	$I_m; t_m$	$B_k \leq I_T^2 t_T$

Примечание. $I_{м дин}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания

Для короткозамыкателей выбор по номинальному току не требуется. Разъединители, отделители и короткозамыкатели следует выбирать также по роду установки и конструктивному исполнению.

4. Выбор выключателей нагрузки и предохранителей.

В целях снижения стоимости распределительного устройства 6–10 кВ подстанции вместо силовых выключателей небольшой и средней мощности можно применять выключатели нагрузки, способные отключать рабочие токи линий, трансформаторов и других электроприемников. Для отключения токов короткого замыкания, превышающих допустимые значения для вы-

ключателей нагрузки, последние комплектуют кварцевыми предохранителями ПК. Такой комплект получил название ВКП. При проектировании необходимо учитывать, что при каждом отключении выключателя нагрузки происходит износ газогенерирующих дугогасящих вкладышей, ограничивающих число допускаемых отключений КЗ.

Аппараты ВКП можно применять для присоединения трансформаторов мощностью до 1600 кВА, батареи конденсаторов до 400 квар, электродвигателей 3–6 кВ мощностью 600–1500 кВт.

Рекомендуется установка выключателя нагрузки после предохранителя, считая по направлению тока от источника питания, что следует иметь в виду при вычерчивании однолинейной схемы соединений подстанции. Такая схема имеет следующее преимущество: если при отключении выключателя нагрузки возникнут неполадки (например, затяжка дуги вследствие износа вкладышей или случайное превышение тока над паспортными значениями), то предохранители практически мгновенно отключат данную линию и возникающая авария ограничится пределами только данной камеры и не распространится на все распредустройство. Такая установка предохранителей дает возможность безопасного осмотра и ревизии выключателя нагрузки при вынутых предохранителях.

Выбор выключателей нагрузки производится по тем же условиям, что и разъединителей. При выборе аппаратов ВКП в РУ 6–10 кВ необходимо учитывать недостаточную чувствительность предохранителей к перегрузкам. Поэтому применение аппаратов ВКП должно сопровождаться установкой соответствующих релейных защит от перегрузок в схеме блока линия-трансформатор.

В ОРУ 10–110 кВ рекомендуется применение стреляющих предохранителей. Мощность трансформаторов, защищаемых стреляющими предохранителями, ограничена значениями 4000–6300 кВА. В закрытых помещениях установка их не допускается.

Наибольшая отключающая мощность предохранителей ПК, ПКН (для наружной установки), ПКЭ (для экскаваторов) составляет 200 МВА; ПКУ (усиленный) на 6–10 кВ – 350 МВА, на 35 кВ – 500 МВА.

Номинальные токи плавких вставок предохранителей ПК следует выбирать так, чтобы не возникало ложное срабатывание предохранителя вследствие толчков тока при включении трансформатора на небольшую нагрузку, а также при включении электродвигателей или батарей конденсаторов. Для выполнения этого условия ток плавкой вставки выбирается в 1,4–2,5 раза больше номинального тока защищаемого электроприемника. С учетом этого выбор предохранителя следует производить на основе данных [табл. 10.2](#).

Таблица 10.2

Рекомендуемое соответствие токов плавкой вставки предохранителей ПК $I_{\text{пл. вст}}$ и защищаемых электроприемников I_z

I_z, A	$I_{\text{пл. вст}}, \text{A}$	I_z, A	$I_{\text{пл. вст}}, \text{A}$	I_z, A	$I_{\text{пл. вст}}, \text{A}$	I_z, A	$I_{\text{пл. вст}}, \text{A}$
0,5	2	5	10	20	40	100	150
1	3	8	15	30	50	145	200
2	5	10	20	55	75	210	300
3	7,5	15	30	70	100	300	400

Таблица 10.3

Условия выбора предохранителей выше 1 кВ

Расчетный параметр защищаемой цепи	Номинальные параметры предохранителя	Условие выбора
$U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{раб(мак)}}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб(мак)}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{откл. н}}$	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{откл. н}}$

При выборе предохранителей следует обратить особое внимание на то, что их можно применять лишь в сетях и электроустановках с напряжением, соответствующим номинальному напряжению предохранителя. Применение предохранителей с номинальным напряжением, отличным (большим или меньшим) от номинального напряжения сети, не допускается. Условия выбора предохранителей приведены в [табл. 10.3](#) ($I_{\text{откл. н}}$ – предельный (наибольший) ток отключения предохранителя, А).

5. Выбор реакторов.

Реакторы устанавливают: на сборных шинах подстанций или на отходящих линиях для ограничения тока (мощности) короткого замыкания; на шинах подстанций или питающих линиях для обеспечения необходимого значения остаточного напряжения на шинах подстанций; для ограничения пусковой мощности при пуске асинхронных или синхронных двигателей. Выбор реактора можно производить по заданному снижению тока короткого замыкания, по заданному значению остаточного напряжения.

Необходимую реактивность реактора (%) при заданном снижении тока короткого замыкания определяют по формуле

$$x_{\text{р.ном}} = 100 I_{\text{р.ном}} \left(\frac{1}{I_{\text{т}}} + \frac{1}{I_{\text{к}}} \right) = 100 S_{\text{р.ном}} \left(\frac{1}{S_{\text{т}}} + \frac{1}{S_{\text{к}}} \right), \quad (10.5)$$

где $I_{\text{ном}} (S_{\text{ном}})$ – номинальный ток (номинальная проходная мощность) реактора; $I_{\tau} (S_{\tau})$ – ток (мощность) короткого замыкания, соответствующий действительному времени отключения и ограниченный реактором; $I_{\text{к}} (S_{\text{к}})$ – ток (мощность) короткого замыкания до реактора, до установки реактора.

Индуктивное сопротивление трехфазного реактора, Ом,

$$x = \omega \cdot L_{\text{ном}} = 314 \cdot L_{\text{ном}} = \frac{10x_{\text{р.ном}} U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}I_{\text{р.ном}}} = \frac{10x_{\text{р.ном}} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{р.ном}}}, \quad (10.6)$$

где $L_{\text{ном}}$ – индуктивность реактора, Гн; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ; $S_{\text{р. ном}}$ – проходная мощность реактора, кВА; $I_{\text{р. ном}}$ – номинальный ток реактора, А.

Мощность одной фазы реактора, квар,

$$S_{\text{р.ном}} = 314 \cdot L_{\text{ном}} \cdot I_{\text{р.ном}}^2 \cdot 10^{-4}. \quad (10.7)$$

Падение напряжения в реакторе

$$\Delta U = \beta \cdot x_{\text{р.ном}} \sin \varphi + \frac{\beta^2}{200} x_{\text{р.ном}} \cos \varphi, \quad (10.8)$$

где $\beta = S_{\text{ном}} / S_{\text{р.ном}} = I_{\text{ном}} / I_{\text{р.ном}}$ [$S_{\text{н}} (I_{\text{н}})$ – мощность (ток) нагрузки].

Ток и мощность короткого замыкания за реактором:

$$I_{\tau} = \frac{100I_{\text{р.ном}}}{x_{\text{с}} + x_{\text{р.ном}}}; \quad S_{\tau} = \frac{100S_{\text{р.ном}}}{x_{\text{с}} + x_{\text{р.ном}}}, \quad (10.9)$$

где $x_{\text{с}}$ – эквивалентное сопротивление сети (%), отнесенное к номинальной мощности реактора.

Остаточное напряжение на реакторе (%)

$$U_{\text{ост}} = \frac{100x_{\text{р.ном}}}{x_{\text{с}} + x_{\text{р.ном}}} = x_{\text{р.ном}} \frac{I_{\tau}}{I_{\text{р.ном}}}. \quad (10.10)$$

Эффективность применения реактора тем выше, чем ближе расположена подстанция промышленного предприятия к источнику питания системы. Если на предприятии имеются собственные генерирующие установки, связанные с шинами 10 кВ подстанции, то можно однозначно рекомендовать применение реакторов в межсекционной связи. В общем случае, однако, применение реакторов должно быть экономически обосновано, так как установка линейных, секционных или групповых реакторов должна обеспечивать экономию за счет применения более дешевых ячеек с выключателями и кабелей меньшего сечения.

6. Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

Для контроля за режимом работы электроприемников, а также для производства денежного расчета с энергоснабжающей организацией на подстанциях используют контрольно-измерительные приборы, присоединяемые к цепям высокого напряжения через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Трансформаторы тока выбирают по номинальному напряжению, номинальному первичному току и проверяют по электродинамической и термической стойкости к токам короткого замыкания. Особенностью выбора трансформаторов тока является выбор по классу точности и проверка на допустимую нагрузку вторичной цепи. Трансформаторы тока для присоединения счетчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5. Для технического учета допускается применение трансформаторов тока класса точности 1, для включения указывающих электроизмерительных приборов – не ниже 3, для релейной защиты – класса 10(P). Чтобы погрешность трансформатора тока не превысила допустимую для данного класса точности, вторичная нагрузка Z_{2p} не должна превышать номинальную $Z_{2ном}$, задаваемую в каталогах.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимают $Z_{2p} = r_{2p}$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k. \quad (10.11)$$

Условия выбора трансформатора тока приведены в [табл. 10.4](#). Дополнительно могут быть заданы: $K_{дин} = I_{т\ дин} / \sqrt{2} I_{1\ ном}$ – кратность тока динамической стойкости трансформатора тока; $K_T = I_T / I_{ном}$ – кратность тока термической стойкости; $I_{ном}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока.

Таблица 10.4

Условия выбора трансформатора тока

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные трансформатора тока	Условие выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб(max)}$	$I_{ном}$	$I_{раб(max)} \leq I_{ном}$
i_y	$I_{м\ дин}$ или $K_{дин}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$ или $i_y \leq k\sqrt{2}I_{1\ ном}$
B_k	$I_T; t_T$ или $K_T; I_{1\ ном}$	$B_k \leq I_T^2 t_T$ или $B_k \leq (K_T I_{1\ ном})^2 t$
Z_2	$Z_{2ном}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Трансформаторы напряжения, предназначенные для питания катушек напряжения измерительных приборов и реле, устанавливают на каждой секции сборных шин. Их выбирают по форме исполнения, конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению; $U_{с\text{ ном}} = U_{1\text{ ном}}$ (где $U_{с\text{ ном}}$ – номинальное напряжение сети, к которой присоединяется трансформатор напряжения, кВ; $U_{1\text{ ном}}$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора, кВ); классу точности; вторичной нагрузке $S_{2\text{ расч}} < S_{2\text{ ном}}$ ($S_{2\text{ расч}}$ – расчетная мощность, потребляемая вторичной цепью, ВА; $S_{2\text{ ном}}$ – номинальная мощность вторичной цепи трансформатора напряжения, обеспечивающая его работу в заданном классе точности, ВА).

Выбор типа трансформатора напряжения определяется его назначением. Если от ТН получают питание расчетные счетчики, то целесообразно использовать на напряжениях 6, 10, 35 кВ два однофазных трансформатора типа НОМ или НОЛ, соединенных по схеме открытого неполного треугольника. Два однофазных ТН обладают большей мощностью, чем один трехфазный, а по стоимости на напряжения 6 и 10 кВ они примерно равноценны. Если одновременно с измерением необходимо производить контроль изоляции в сетях 6–10 кВ, то устанавливают трехфазные трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения серии НТМИ или группу из трех однофазных трансформаторов серии ЗНОМ или ЗНОУТ, если мощность НТМИ недостаточна. При использовании трех однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, нейтральная точка обмотки высокого напряжения ТН должна быть заземлена для правильной работы приборов контроля состояния изоляции.

Для напряжения 110 кВ и выше применяют каскадные трансформаторы НКФ.

7. Проверка токоведущих устройств на термическую и динамическую стойкость.

Кабели и шины выбирают по номинальным параметрам (току и напряжению) и проверяют на термическую и динамическую стойкость при КЗ. Поскольку процесс КЗ кратковременный, то можно считать, что все тепло, выделяемое в проводнике кабеля, идет на его нагрев. Температура нагрева кабеля определяется его удельным сопротивлением, теплоемкостью, рабочей температурой. Температура нагрева кабеля в нормальном рабочем режиме

$$t_p = t_{o,ср} + (t_{доп} - t_{o,ср})(I_{ном} / I_{доп})^2, \quad (10.12)$$

где $t_{o,ср}$ – температура окружающей среды (почвы); $t_{доп}$ – допустимая температура при нормальном режиме, принимаемая равной 60 °С; $I_{доп}$ – допустимый ток для выбранного сечения.

Максимально допустимые кратковременные превышения температуры при КЗ для силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией принимаются: до 10 кВ с медными и алюминиевыми жилами – 200 °С; 20–35 кВ с медными жилами – 175 °С.

Проверка сечения кабеля на термическую стойкость к токам КЗ проводится по выражению

$$Q = \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{\text{п}}}}{C} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (10.13)$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс; $C = A_{\text{кон}} - A_{\text{нач}}$ – коэффициент, соответствующий разности выделенного тепла в проводнике после короткого замыкания и до него.

Для кабелей напряжением 6–10 кВ с бумажной изоляцией и медными жилами $C = 141$, с алюминиевыми жилами $C = 85$; для кабелей с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией с медными жилами $C = 123$, с алюминиевыми жилами $C = 75$.

Приведенное время $t_{\text{п}}$, соответствующее сумме приведенного времени для периодической и аperiodической составляющих тока, можно определять по кривым, связывающим действительное время отключения $t_{\text{д}} = t_{\text{откл}}$ токоведущих частей и $\beta'' = I''/I_{\infty}$ – отношение начального сверхпереходного тока к установившемуся току в месте КЗ. Учитывая особенности сетей электроснабжения 6УР-4УР, заключающиеся в возможности принять $I'' = I_{\infty}$, $\beta'' = 1$, считают $t_{\text{д}} = t_{\text{откл}}$.

При КЗ по токоведущим частям проходят токи переходного режима, вызывая сложные динамические усилия в шинных конструкциях и аппаратах электрических установок. Усилия, действующие на жесткие шины и изоляторы, рассчитывают по наибольшему мгновенному значению тока трехфазного КЗ $i_{\text{у}}$. При этом определяют максимальное усилие F на шинную конструкцию без учета механических колебаний, но с учетом расстояния l между изоляторами шинной конструкции и расстояния между фазами a (рис. 10.1).

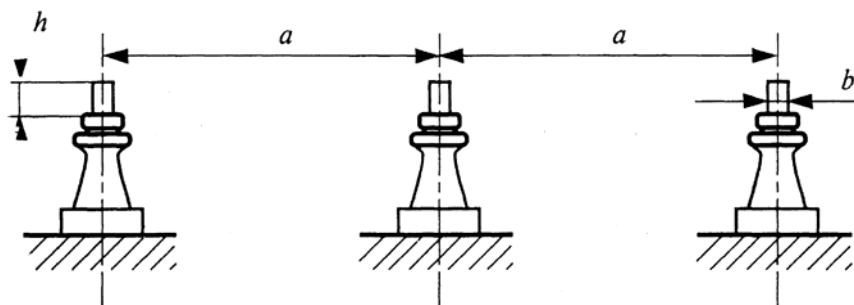


Рис. 10.1. Расстояние между фазами (b , h – размеры шин)

Наибольшее электродинамическое усилие на единицу длины, Н/см,

$$f = 1,76i_y^2 \frac{l}{a} 10^9, \quad (10.14)$$

где a – расстояние между проводами, см.

Изгибающий момент (при числе пролетов больше двух), Нсм,

$$M = fl^2, \quad (10.15)$$

где l – расстояние между опорными изоляторами, см.

Сила, действующая на опорный изолятор, Н,

$$F = 10 fl. \quad (10.16)$$

Допускаемые нагрузки на опорные изоляторы: типа ОА – 2250; типа ОБ – 4500 Н.

Напряжение, возникающее в металле, МПа:

$$\delta = 0,1M / W, \quad (10.17)$$

где W – момент сопротивления.

Для шин, установленных на ребро, момент, см³,

$$W = b^2 h / 6, \quad (10.18)$$

где b, h – размеры шины (b – меньший размер).

Для шин, установленных плашмя, момент, см³,

$$W = h^2 b / 6. \quad (10.19)$$

Допускаемые напряжения, МПа: для меди МТ – 140, для алюминия АТ – 70, для алюминия АТТ – 90, для стали – 160.

В многополосных шинах кроме усилия между фазами возникает усилие между полосами, расчет в этом случае усложняется.

Электродинамические усилия в токоведущих частях выключателей, разъединителей и других аппаратов сложны и трудно поддаются расчету, поэтому заводы-изготовители указывают допустимый через аппарат предельный сквозной ток КЗ (амплитудное значение) $I_{ном дин}$, который не должен быть меньше найденного в расчете ударного тока I_y при трехфазном КЗ.

Вопросы для самопроверки

1. Укажите принципы выбора аппаратов по номинальным параметрам с учетом технических условий энергосистем и требований потребителей.
2. Как влияют номинальные параметры, задаваемые заводами-изготовителями, и расчетные величины возможных режимов электрических сетей предприятия, включая режим КЗ, на выбор высоковольтных выключателей?
3. Нужна ли проверка аппаратов на термическую стойкость? Если да, то каких?
4. Как влияет проверка кабелей на термическую стойкость на выбор сечения к трансформаторам ЗУР и на сечения распределительных сетей 10 кВ?
5. Оцените величину и необходимость подпитки со стороны АД и СД при определении величины токов КЗ.
6. Выберите разъединители и выключатели нагрузки для нескольких ГПП, ограничивая КЗ трансформатором районной подстанции.
7. Сравните область и особенности выбора предохранителей в сетях выше 1 кВ с защитой, выполненной на коммутационных аппаратах.
8. Какое сопротивление реактора, установленного за трансформатором 63 МВА, следует принять, чтобы токи КЗ снизить до уровня токов КЗ за трансформатором 40 МВА?
9. Определите максимальное количество приборов, которые могут быть присоединены к выбранному трансформатору тока.
10. Выберите трансформатор напряжения для одной из секций РУ.
11. Проверьте токоведущие устройства на динамическую стойкость для расстояний между шинами и между изоляторами, принятыми заводами-изготовителями для стандартных ячеек КРУ.

ЛЕКЦИЯ 11

ШИНЫ И ШИНОПРОВОДЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

(2 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Выбор жестких шин.
2. Конструктивное выполнение цеховых сетей.
3. Выбор комплектных шинопроводов на напряжение до 1000 В.

1. Выбор жестких шин.

В закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Стальные шины допустимо применять лишь при токах до 400 А. При токах до 3000 А используются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Сечение жестких шин выбирают *по нагреву (по допустимому току)*. При этом учитывают не только нормальные, но и послеаварийные режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Условие выбора:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (11.1)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или при температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах ($\vartheta_{\text{о. ном}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$). В последнем случае

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп. ном}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{о}}}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{о. доп}}}}. \quad (11.2)$$

Для неизолированных проводов и окрашенных шин принято $\vartheta_{\text{доп}} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$; $\vartheta_{\text{о. ном}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, тогда

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп. ном}} \sqrt{\frac{70 - \vartheta_{\text{о}}}{45}}, \quad (11.3)$$

где $I_{\text{доп. ном}}$ – допустимый ток при температуре воздуха $\vartheta_{\text{о. ном}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$; $\vartheta_{\text{о}}$ – действительная температура воздуха.

При расположении шин плашмя принятые по таблице значения допустимых токов должны быть уменьшены на 5 % для шин шириной полос до 60 мм и на 8 % для шин с шириной полос более 60 мм.

Шины проверяют:

1. На *термическую устойчивость* по условию

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{k, \text{доп}}, \quad (11.4)$$

где ϑ_k – температура шин при нагреве током КЗ; $\vartheta_{k, \text{доп}}$ – допустимая температура нагрева шин при КЗ.

При проверке токоведущих частей на термическую устойчивость пользуются понятием приведенного времени $t_{\text{пр}}$, в течение которого установившийся ток КЗ I_∞ выделяет то же количество теплоты, что и изменяющийся во времени ток КЗ, за действительное время τ_t .

Приведенное время определяется составляющими времени периодической и аperiodической составляющих тока КЗ:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{пп}} + t_{\text{па}}. \quad (11.5)$$

Величину $t_{\text{пр}}$ при действительном времени $\tau_t < 5$ с находят по кривым зависимости $t_{\text{пп}} = f(\beta'')$ ([рис. 11.1](#)), где

$$\beta'' = I'' / I_\infty. \quad (11.6)$$

При действительном времени $\tau_t > 5$ с величина $t_{\text{пп}} = t_{\text{п5}} + (\tau_t - 5)$, где $t_{\text{п5}}$ приведенное время для $\tau_t = 5$ с.

Приведенное время аperiodической составляющей

$$t_{\text{па}} = 0,005(\beta'')^2. \quad (11.7)$$

При действительном времени $\tau_t < 1$ с величина $t_{\text{па}}$ не учитывается.

Токоведущие части рассчитывают на термическую устойчивость по кривым нагрева металлов, представляющих зависимость $\vartheta = f(A)$ ([рис. 11.2](#)).

2. На *электродинамическую устойчивость* шины по условию

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (11.8)$$

где $\sigma_{\text{расч}}$ – расчетное напряжение на изгиб, возникающее в материале шин при протекании ударного тока трехфазного КЗ; $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое напряжение на изгиб материала шин.

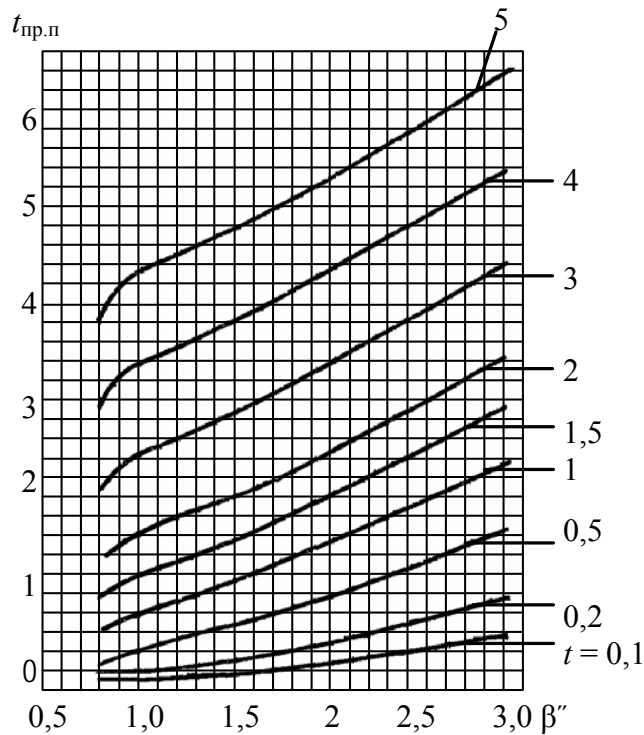


Рис. 11.1. Кривые приведенного времени периодической слагающей тока при питании от генератора с АРВ

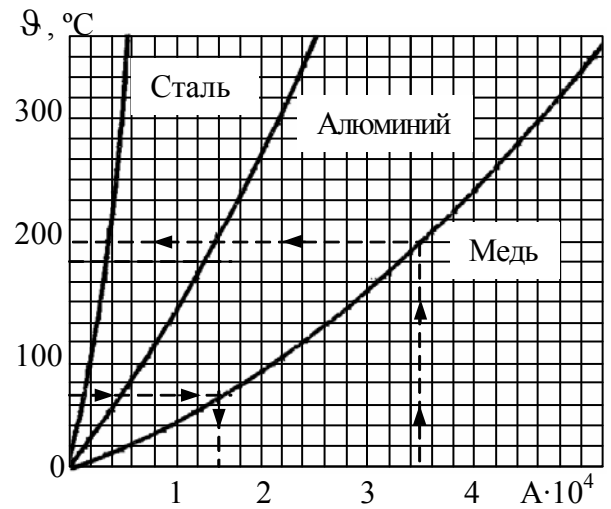


Рис. 11.2. Кривые нагрева токоведущих частей при коротких замыканиях

Для определения $\sigma_{расч}$ однополосных шин прямоугольного сечения необходимо:

1. Вычислить наибольшую силу $F^{(3)}$, Н, действующую на шины при протекании по ним ударного тока трехфазного КЗ:

$$F^{(3)} = 1,76 \cdot k_{\phi} i_y^{(3)2} l \cdot 10^{-1} / a, \quad (10.9)$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы шин; $i_y^{(3)}$ – ударный ток трехфазного КЗ, кА; l – длина пролета, м; a – расстояние между осями шин, м (рис. 11.3).

Коэффициент k_{ϕ} , зависящий от формы, размеров шин и расстояния между ними, для прямоугольных шин находят по кривым (рис. 11.4) в зависимости от отношений $(a - b)/(b + h)$ и b/h . Если отношение $(a - b)/(b + h) \geq 2$ или шины с круглой площадью сечения, то $k_{\phi} = 1$.

2. Найти момент сопротивления:

- если шины расположены в одной горизонтальной плоскости и установлены на ребро или они расположены в одной вертикальной плоскости и установлены плашмя:

$$W = b^2 h / 6; \quad (11.10)$$

- если шины расположены в одной горизонтальной плоскости и установлены плашмя или они расположены в одной вертикальной плоскости и установлены на ребро,

$$W = bh^2 / 6; \quad (11.11)$$

момент сопротивления круглых шин

$$W = 0,1 \cdot d^3, \quad (11.12)$$

где d – диаметр шины, м.

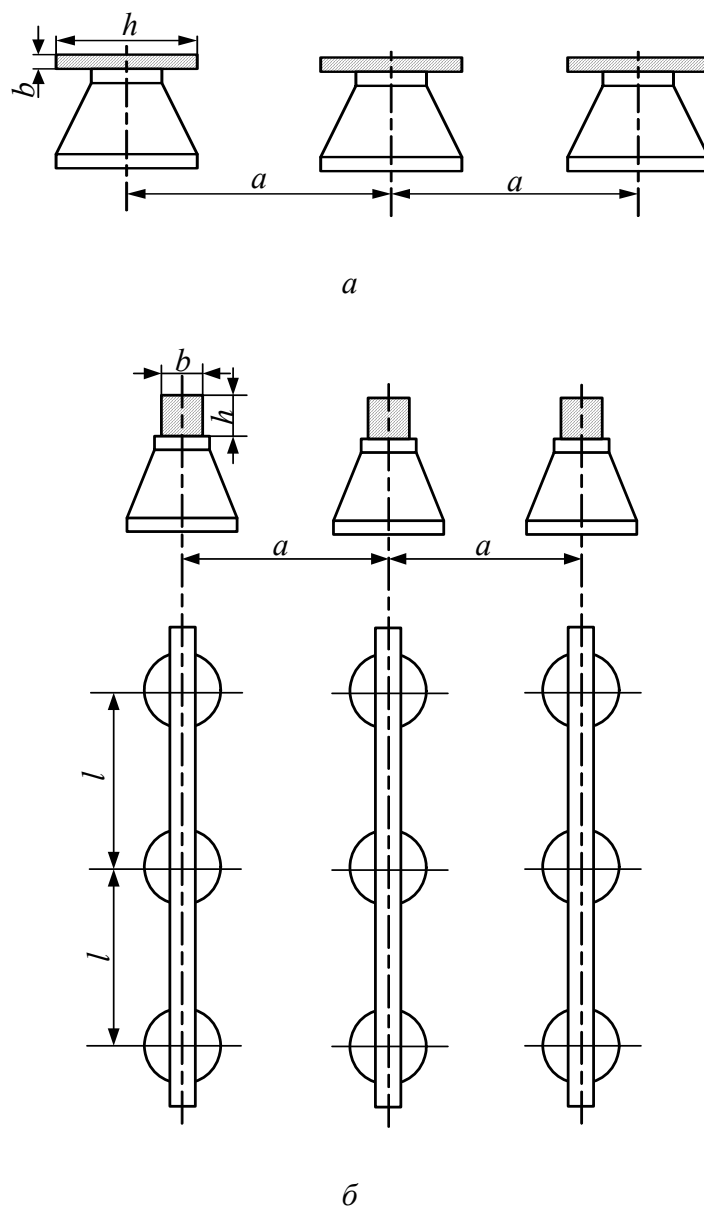


Рис. 11.3. Расположение шин на изоляторах: a – плашмя; b – на ребро

3. Определить расчетное напряжение $\sigma_{расч}$ (МПа) при изгибе: при одном или двух пролетах:

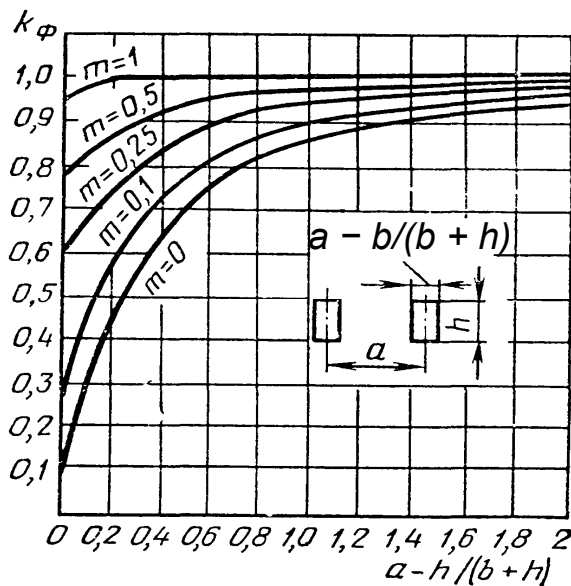


Рис. 11.4. Кривые для определения коэффициента формы проводников прямоугольной площади поперечного сечения, где $m = b/h$

Шины открытых распределительных устройств напряжением 35 кВ и выше проверяют на коронирование. Наибольшая напряженность электрического поля E у поверхности любого из проводников не должна быть больше $0,9E_0$ ($E \leq 0,9E_0$), где E_0 – начальная напряженность электрического поля у поверхности проводника, при которой появляется корона. Значения E и E_0 (кВ/см) определяют по формулам:

$$E = 3,5U / [r_0 \lg(D_{ср} / r_0)], \quad (11.15)$$

$$E_0 = 30,3m\delta(1 + 0,3/\sqrt{r_0\delta}), \quad (11.16)$$

где U – линейное напряжение, кВ; r_0 – радиус проводника, м; $D_{ср}$ – среднее геометрическое расстояние между проводниками (шинами), см; m – коэффициент негладкости проводника (для многопроволочных проводников $m = 0,82$; для горных условий $m = 0,7-0,75$); δ – относительная плотность воздуха.

При расположении шин в одной плоскости на средней шине напряженность больше на 7–10 %. Во всех случаях значение E не должно быть больше 28 кВ /см.

2. Конструктивное выполнение цеховых сетей.

В зависимости от принятой схемы электроснабжения и условий окружающей среды цеховые электрические сети выполняют шинопроводами, кабельными линиями и проводами.

Магистральные сети могут быть открытыми, защищенными или закрытыми шинопроводами. В настоящее время широко используют закрытые шинопроводы, изготавливаемые заводским способом. Такой шинопровод называют комплектным, так как он поставляется в виде отдельных сборных секций:

$$\sigma_{расч} = F^{(3)}l/(8W); \quad (0.13)$$

при числе пролетов, большем двух:

$$\sigma_{расч} = F^{(3)}l/(10W). \quad (10.14)$$

для выполнения прямых участков линий служат прямые секции, для поворотов – угловые, для разветвлений – тройниковые и крестовые, для ответвлений – ответвительные, для присоединений – присоединительные.

Для главных магистралей используются комплектные шинопроводы типа ШМА.

Когда этому не препятствуют местные условия, магистральные шинопроводы крепят на высоте 3–4 м над полом помещения на кронштейнах или специальных стойках. Это обеспечивает небольшую длину спусков к распределительным магистралям, силовым РП или мощным приемникам электроэнергии.

Распределительные магистрали выполняют комплектными шинопроводами типов ШРА (с алюминиевыми шинами) и ШРМ (с медными шинами). Отдельные приемники подключают к ШРА через ответвительные коробки (рис. 11.5) кабелем или проводом, проложенным в трубах, коробах или металлорукавах. На каждой секции ШРА длиной 3 м имеется восемь ответвительных коробок (по четыре с каждой стороны) с автоматическими выключателями или предохранителями с рубильниками.

Подключение ШМА к распределительным устройствам КТП (шкафам) подстанции производится напрямую или через присоединительные секции ШМА, а присоединение распределительных шинопроводов к КТП – кабелем или проводом, который подводится к вводной коробке ШРА.

Присоединение распределительных шинопроводов к магистральным производится обычно через вводную коробку, установленную на распределительном шинопроводе, которая соединяется с ответвительной секцией магистрального шинопровода.

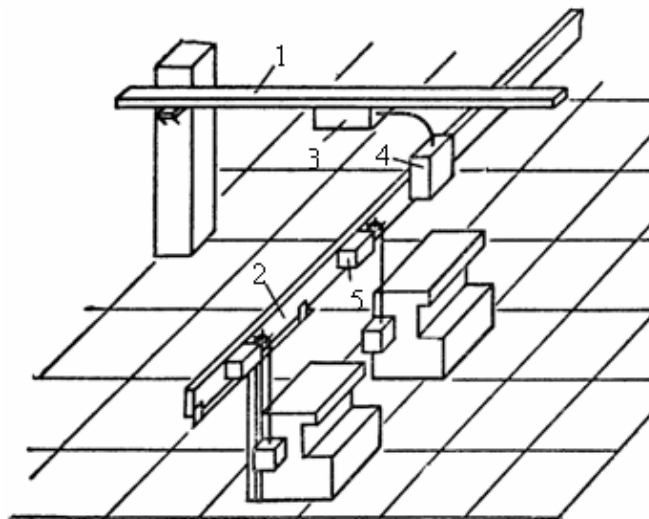


Рис. 11.5. Цеховая сеть, выполненная комплектными шинопроводами: 1 – магистральный шинопровод; 2 – распределительный шинопровод; 3 – ответвительная секция магистрального шинопровода; 4 – вводная коробка; 5 – ответвительная коробка

Кабели применяют в основном в радиальных сетях для питания мощных сосредоточенных нагрузок или узлов нагрузок. При прокладке кабелей внутри зданий их располагают открытым способом по стенам, колоннам, фермам и перекрытиям, в трубах, проложенных в полу и перекрытиях, каналах и блоках.

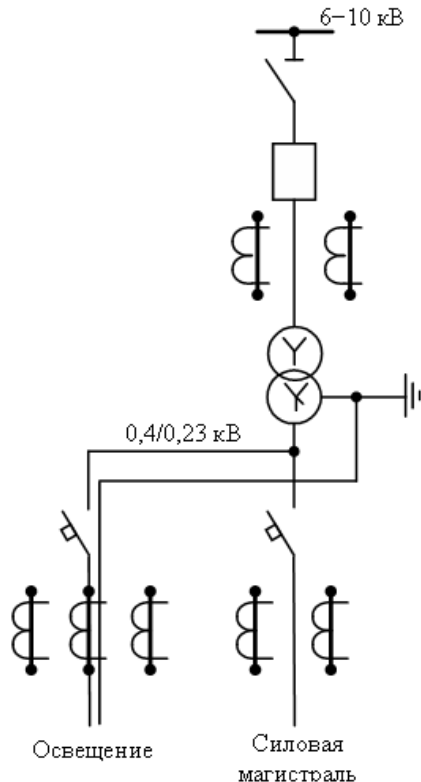


Рис. 11.6. Схема питания электроосвещения

Осветительные нагрузки цехов при радиальных схемах силовой сети питаются отдельными линиями от щитов подстанций; при магистральных схемах и схемах подстанций, выполненных по системе блока трансформатор – магистраль, – от головных участков магистралей (рис. 11.6).

В крупных цехах при радиальной или магистральной схеме от щита подстанции до распределительного щита, установленного в цехе, прокладывают самостоятельную осветительную сеть, которую называют, так же как и в силовых сетях, питающей. От распределительных щитов осуществляется питание групповых щитков.

В небольших цехах распределительные щиты можно не устанавливать, а питающую сеть от источника питания подводить непосредственно к групповым щиткам.

Питающие линии осветительной сети присоединяют к групповым щиткам через установленные на них аппараты защиты и управления. Групповые щитки устанавливают в местах, доступных для обслуживания. В отдельных производствах, где перерыв питания освещения недопустим, а также где требуется эвакуация работающих, применяют питание групповых щитков аварийного освещения от двух источников. Для осветительной сети, а также сети переносных механизмов и инструментов применяют шинопровод типа ШОС-4 с нулевой шиной на напряжение 380/220 В и ток 25 А.

3. Выбор комплектных шинопроводов на напряжение до 1000 В.

Комплектные шинопроводы типа ШМА для главных магистралей выбирают по расчетному току силового трансформатора, к которому подключена магистраль.

Потери напряжения в главной магистрали определяют по формуле, %,

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3}\Sigma I_p l \cdot 100}{U_{\text{ном}}} (r_{\text{уд}} \cos \varphi + x_{\text{уд}} \sin \varphi), \quad (11.17)$$

где $\Sigma I_p l$ – сумма моментов токовых нагрузок шинопровода, А·км; $r_{\text{уд}}$, $x_{\text{уд}}$ – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления шинопровода, Ом/км.

Распределительные шинопроводы типа ШРА выбирают по расчетному току I_p из условия

$$I_p \leq I_{\text{ном}}, \quad (11.18)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток шинопровода.

Потерю напряжения в распределительном шинопроводе с равномерной нагрузкой и расположением вводной секции в середине шинопровода, %, определяют по формуле

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,5 I_p l \cdot 100}{U_{\text{ном}}} (r_{\text{уд}} \cos \varphi + x_{\text{уд}} \sin \varphi), \quad (11.19)$$

где I_p – расчетный ток ШРА; l – длина ШРА; $r_{\text{уд}}$, $x_{\text{уд}}$ – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления ШРА.

При расположении вводной коробки в начале шинопровода потерю напряжения определяют с учетом всей длины шинопровода.

Комплектные шинопроводы проверяют на электродинамическую стойкость по условию

$$i_y < i_{\text{у. доп}}, \quad (11.20)$$

где i_y – расчетный ударный ток КЗ в начале шинопровода; $i_{\text{у. доп}}$ – допустимый ударный ток КЗ для данного типа шинопровода.

Вопросы для самопроверки

1. При каких токах допустимо применять шины из стали?
2. Какие шины применяют при токах более 3000 А?
3. Шины открытых распределительных устройств какого напряжения проверяют на коронирование?
4. Какова наибольшая напряженность (E , кВ/см) электрического поля у поверхности проводника?
5. Как вычисляется начальная напряженность электрического поля (E_0 , кВ/см) у поверхности проводника?
6. Как определяется допустимый ток $I_{\text{доп}}$ на шины выбранного сечения для неизолированных проводов и окрашенных шин?

7. Какой серии шинопроводы применяются для питания осветительных сетей?
8. Сколько процентов не должна превышать потеря напряжения:
 - в питающем шинопроводе;
 - в распределительном шинопроводе;
 - с равномерной нагрузкой.
9. Как определяется потеря напряжения в питающем шинопроводе?
10. По какому току выбирается расчетный ток магистрального шинопровода?
11. Когда учитывается индуктивное сопротивление шинопровода?
12. На какой высоте могут применяться магистральные шинопроводы, если не препятствуют местные условия?
13. Как подключают отдельные приемники к шинопроводам?
14. Сколько коробок с выключателями или рубильниками с каждой стороны имеется на каждой секции ШРА (3 м)?
15. Как закрываются окна на секциях шинопровода для штепсельного присоединения ответвительных коробок?
16. Что необходимо сделать при открывании крышки коробки шинопровода?
17. На какой высоте выполняются открытые шинопроводы на изоляторах?
18. Чем защищается открытый шинопровод от случайных прикосновений?
19. На какой высоте над полом могут крепиться распределительные шинопроводы (ШРА)?

ЛЕКЦИЯ 12

УСТАНОВКИ НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ОСВЕЩЕНИЯ

(2 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Системы и виды освещения.
2. Нормирование и устройство освещения.
3. Расчет осветительной установки.
4. Электроснабжение осветительных установок.

1. Системы и виды освещения.

На промышленных предприятиях (швейное производство, выставки и др.) 5–10 % и более потребляемой энергии затрачивается на электрическое освещение. Правильное выполнение осветительных установок способствует рациональному использованию электроэнергии, улучшению качества выпускаемой продукции, повышению производительности труда, снижению утомляемости рабочих, уменьшает количество аварий и случаев травматизма.

Электроосвещение – важная часть электрики (прекращение электропитания кроме останова производства опасно для персонала). Регламентируется устройство внутреннего, наружного и рекламного освещения, а также освещение специальных, в том числе взрывоопасных и пожароопасных, установок.

Для электрического освещения следует применять газоразрядные лампы (люминесцентные, ртутные лампы давления с исправленной цветностью, натриевые, ксеноновые типа ДРЛ, ДРИ, ДРН, ДНаТ) и лампы накаливания.

Люминесцентные лампы благодаря высокой световой отдаче, большому сроку службы, а также достаточно хорошей цветопередаче за последние годы стали источниками света широкого применения. Их используют для освещения помещений, где необходимо правильное различение цветовых оттенков; производственных помещений, в которых выполняется работа большой и средней точности (в том числе в учебных заведениях и проектно-конструкторских бюро); помещений административных, торговых зданий и офисов. В зависимости от назначения освещаемых помещений и вида производимых работ выбираются соответствующие типы ламп. Люминесцентные лампы предназначены для работы при температуре окружающего воздуха от 18 до 25 °С, при повышении и понижении температуры их световая отдача уменьшается. При изменении напряжения в пределах 7 % световой поток меняется так же, как и напряжение. Люминесцентные лампы надежно зажигаются и горят при напряжении сети не ниже 90 % от номинального.

Ртутные лампы ДРЛ, обладающие большим единичным световым потоком, используются для освещения больших производственных помещений высотой более 6 м, в которых не требуется различать цветовые оттенки. При их применении резко снижается количество устанавливаемых осветительных приборов, что приводит к упрощению распределительной сети, уменьшению монтажных работ и снижению расходов на эксплуатацию.

Лампы накаливания благодаря невысокой стоимости, простоте обслуживания, незначительным размерам и независимости их работы от условий внешней среды являются источниками света массового применения, хотя КПД и световая отдача у них значительно ниже, чем у люминесцентных.

Лампы накаливания используются для освещения производственных помещений, в которых по выполняемым в них работам требуются низкие или средние уровни освещенности (т. е. выполняются грубые виды работ); для освещения помещений с особо тяжелыми условиями среды; жилых зданий; помещений детских учреждений и т. д. Лампы накаливания используются также в специальных случаях – для аварийного освещения, питаемого или переключаемого на питание постоянным током; когда требуется применение светильников малых габаритов, создающих направленное освещение; для помещений, в которых по условиям технологии недопустимо применение газоразрядных ламп (например, по причинам создания ими радиопомех). Для взрывоопасных помещений также используются преимущественно лампы накаливания ВЗГ, НЧБ, РСР, хотя есть и газоразрядные СР, НЧТЛ.

При устройстве осветительных установок могут применяться три системы освещения: 1) общего равномерного освещения, когда световой поток распределяется без учета размещения оборудования; 2) общего локализованного освещения – световой поток распределяется с учетом расположенного оборудования; 3) комбинированного освещения – к общему освещению (обычно равномерному) добавляется местное освещение рабочих мест. Разновидностью местного освещения является переносное освещение.

Качество и экономичность осветительной установки во многом зависят от правильности выбора системы освещения. Система общего освещения применяется для освещения всего помещения в целом, и в том числе рабочих поверхностей. Общее освещение с равномерным размещением светильников используется, когда в производственных помещениях технологическое оборудование расположено равномерно по всей площади с одинаковыми условиями зрительной работы. Система комбинированного освещения применяется в помещениях с тонкими зрительными работами, требующими высокой освещенности.

В этом случае часть светильников освещает только рабочие места (местное освещение), а другая – все помещение.

Электрическое освещение бывает двух видов: рабочее и аварийное. Рабочее освещение устраивается во всех без исключения помещениях и создает на рабочих поверхностях нормированную освещенность. В некоторых случаях помимо рабочего освещения необходимо аварийное освещение, которое обеспечивает минимальную освещенность на рабочих местах при внезапном

отключении рабочего освещения. Аварийное освещение, необходимое для продолжения работ, должно создавать освещенность на рабочих местах, равную 5 % от освещенности, нормируемой для рабочего освещения при системе общего освещения, но не менее 2 лк. Аварийное освещение для эвакуации людей должно обеспечивать освещенность пола основных проходов и ступеней не менее 0,5 лк.

Для аварийного освещения разрешается применение ламп накаливания, мгновенно зажигающихся при низких температурах (ниже +5 °С), и люминесцентных. Последние допускается использовать в помещениях с минимальной температурой +10 °С и при питании их во всех режимах переменным током с напряжением на лампах не ниже 90 % от номинального значения. Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения типоразмерами или специально нанесенными знаками.

2. Нормирование и устройство освещения.

Выбор минимальной освещенности для внутреннего и наружного освещения производят в зависимости от размера объекта различения, контраста объекта с фоном и отражающих свойств фона (рабочей поверхности). При установлении норм освещенности руководствуются следующей шкалой: 0,2; 0,3; 0,5; 1; 2; 3; 5; 10; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 300; 400; 500; 600; 750; 1000; 1250 лк.

В соответствии с нормируемыми значениями освещенности и коэффициентами запаса при искусственном освещении производственных помещений выделяют 8 разрядов с подразрядами. Характеристика зрительной работы принята в интервале от наивысшей точности (наименьший объект различения менее 0,15 мм; контраст объекта различения с фоном – малый; освещенность при общем освещении 1250 лк) до 8-го разряда (постоянное общее наблюдение за ходом производственного процесса 75 лк; периодическое при постоянном – 50 лк и периодическом – 30 лк пребывания людей в помещении; общее наблюдение за инженерными коммуникациями – 20 лк). Для большинства работ средней, малой и грубой точности достаточна освещенность 150 лк (работа со светящимися материалами и изделиями в горячих цехах – 200 лк). Нормированную освещенность в справочниках связывают с удельной плотностью нагрузки освещения, которая для производственных помещений может составлять 10–100 Вт/м². Например, в цехах литья и котельных 10–12 Вт/м², в инструментальных и шлифовальных цехах 15–20 Вт/м².

При общем равномерном освещении выгоднейшим вариантом расположения в плане считается расположение светильников ламп накаливания и ДРЛ по сторонам квадрата, прямоугольника ([рис. 12.1, а](#)) или по вершинам равностороннего треугольника, светильники люминесцентные можно располагать сплошными или прерывистыми рядами ([рис. 12.1, б](#)). Расстояние от крайних светильников или рядов светильников до стен рекомендуется принимать $l = (1/3 - 1/2)L$ (где L – расстояние между соседними рядами светильников

или рядами ламп, если по длине они различны, то соответственно L_a, L_b). Основное требование при выборе расположения – доступность обслуживания: $h_n < 5$ м – при обслуживании с лестниц или стремянок; h_{II} на уровне ферм – при обслуживании с кранов.

Рекомендуются следующие примерные соотношения расстояния L и высоты h в зависимости от типа светильника:

$$l = L/h. \quad (12.1)$$

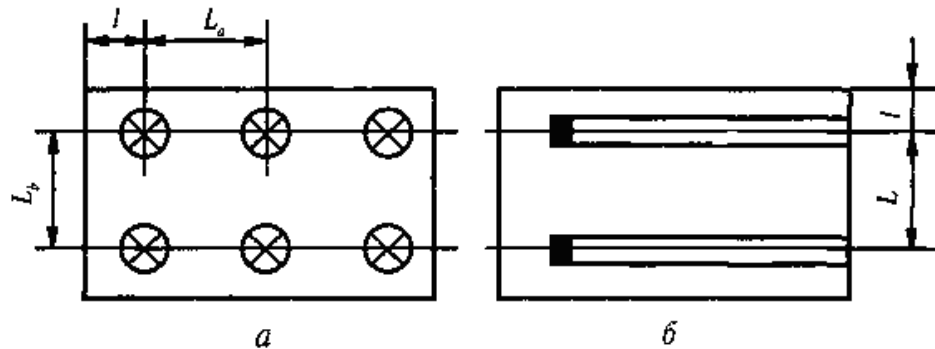


Рис. 12.1. Схемы размещения светильников: а – накаливания; б – люминесцентные

Люминесцентные светильники необходимо размещать рядами параллельно длинной стороне помещения со световыми проемами. Расстояние от потолка до светильника h_c обычно принимается от 0,5 до 0,7 м (в жилых и общественных зданиях пониженной высоты – от 0,3 до 0,4 м).

3. Расчет осветительной установки.

После того как произведен выбор типа ламп, установлено их расположение в рассматриваемом помещении и количество, необходимо определить мощность отдельных ламп и всей осветительной установки в целом, имея в виду, что источником света являются однофазные электроприемники. При их небольшой единичной мощности (обычно не свыше 2 кВт) в осветительной сети распределением осветительных приборов по фазам можно достичь достаточно равномерной нагрузки (с несимметрией не более 5–10 %). Для осветительных установок с лампами накаливания и ДРЛ определяют число ламп, исходя из условия их рационального размещения, а затем мощность одной лампы с учетом величины ее светового потока $F_{л}$ (лм):

$$F_{л} = \frac{E_{\min} k_3 Sz}{N k_{и}}, \quad (12.2)$$

где E_{\min} – минимальная освещенность, лк; k_3 – коэффициент запаса; S – площадь помещения, м²; z – коэффициент минимальной освещенности; N – количество светильников; $k_{\text{и}}$ – коэффициент использования.

Нормы освещенности для работ различной степени трудности зрительного восприятия приведены в СНиП в зависимости от углового размера объекта различения, контраста объекта и фона, коэффициентов отражения потолка, стен и пола, учитываются также и уровни (условия) естественного освещения.

Значения E_{\min} , k_3 , z и $k_{\text{и}}$ определяют по табличным данным. По найденному значению $F_{\text{п}}$ выбирают ближайшую стандартную лампу, поток которой должен отличаться от расчетного не более чем на 10 в меньшую сторону или на 20 % в большую. При невозможности выбора $F_{\text{п}}$ с такой точностью корректируется число светильников N . Если по какой-либо причине величина $F_{\text{п}}$ задана однозначно, то N определяют по (12.2).

Простейший способ светотехнического расчета – метод удельной мощности (пригоден для расчета общего равномерного освещения помещений, длина которых не более чем в 2,5 раза превышает ширину). Метод широко распространен, потому что удельная мощность является важным энергетическим показателем осветительной установки, используемым для оценки экономичности решений и определения осветительной нагрузки на начальных стадиях проектирования. Значение мощности и число ламп берут из рекомендуемых таблиц удельной мощности. Указанный метод нельзя использовать при проектировании осветительных установок производственных помещений со сложной зрительной задачей, классов I и II, а также осветительных установок, требующих высокого качества освещения и правильной цветопередачи. Не следует рассчитывать по таблицам удельной мощности также освещение и таких, по существу, локализованных помещений, как гардеробы и санузлы.

Удельная мощность осветительной установки – частное от деления общей мощности установленных в помещении ламп на площадь помещения, кВт/м²:

$$P_{\text{уд}} = P_{\text{л}} n / S, \quad (12.3)$$

где $P_{\text{л}}$ – мощность одной лампы, Вт; n – число ламп; S – площадь помещения, м².

При расчете по методу удельной мощности для освещаемого помещения сначала выбирают тип светильника и расчетную высоту его подвеса; при светильниках накаливания или ДРЛ намечают наивыгоднейшее число светильников N ; в зависимости от величины нормируемой освещенности E_{\min} , площади освещенного помещения S и расчетной высоты h находят по справочникам удельную мощность $P_{\text{уд}}$. Затем определяют мощность одной лампы:

$$P_{\text{л}} = P_{\text{уд}} S / N. \quad (12.4)$$

Для люминесцентных светильников порядок расчета несколько изменяется: сначала намечают число рядов N и находят общую необходимую мощность всех ламп ряда $P_{л.р}$:

$$P_{л.р} = P_{уд} S / N, \quad (12.5)$$

а затем число светильников.

4. Электроснабжение осветительных установок.

Расчетную мощность освещения $P_{р.о}$ определяют с учетом потерь мощности в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА):

$$P_{р.о} = P_{ном.о} k_{ПРА}, \quad (12.6)$$

где $P_{ном.о} = P_{ном.л} \cdot N$ – номинальная (установленная) мощность осветительной сети (N – число ламп; $P_{ном.л}$ – номинальная мощность одной лампы); $k_{ПРА}$ – коэффициент, учитывающий потери в ПРА.

Значения коэффициента, учитывающего потери в ПРА, принимаются: для ламп типов ДРЛ и ДРИ $k_{ПРА} = 1,1$; для ЛЛ со стартерными схемами включения $k_{ПРА} = 1,2$; для ЛЛ с бесстартерными схемами включения $k_{ПРА} = 1,3-1,35$. В большинстве справочников (учебников) расчетную мощность определяют введением коэффициента спроса k_c . Однако для расчета групповой сети освещения здания и всех звеньев сети аварийного освещения, а также для расчета сети наружного освещения следует принимать $k_c = 1$.

Электроснабжение рабочего освещения, как правило, выполняют самостоятельными линиями от щитов подстанции. При этом электроэнергия от подстанции передается питающими линиями на осветительные магистральные щитки, а от них – групповым осветительным щиткам. Питание источников света осуществляется от групповых щитков групповыми линиями. Светильники аварийного освещения, в том числе для продолжения работ, а также другие, в частности для эвакуации, должны быть присоединены к независимому источнику питания.

Электрическая сеть осветительных установок состоит из питающих и групповых линий. Питающие линии выполняют по радиальным, магистральным, а также радиально-магистральным схемам (рис. 12.2). Радиальные питающие линии применяют при нагрузках на групповые щитки более 200 А. Наиболее распространены смешанные радиально-магистральные сети. Выбор схемы питающих и групповых сетей должен определяться: требованиями к бесперебойности действия осветительной установки; технико-экономическими показателями (минимальными приведенными показателями, расходом цветных материалов и электроэнергии); удобством управления и простотой эксплуатации осветительной установки.

При выборе трассы осветительной сети и мест установки магистральных и групповых щитков учитывают: удобство эксплуатации (доступность); исключение возможности повреждения при производстве работ; эстетические требования; уменьшение длины трассы.

Технико-экономическими расчетами установлено, что максимальная длина трехфазных четырехпроводных групповых линий при напряжении 380/220 В может быть принята не более 80 м, а двухпроводных – не более 35 м. К групповым линиям не рекомендуется присоединять на фазу более 20 ламп накаливания, а при использовании многоламповых люминесцентных светильников – до 50 ламп.

Размещение щитков следует производить вблизи от центра электрических нагрузок, при этом необходимо обеспечить доступность их обслуживания. Не следует устанавливать щитки в горячих и сырых цехах предприятий, а также в пожароопасных помещениях. Запрещается установка щитков во взрывоопасных помещениях всех классов.

Много лет сети освещения выполняли из проводов на основе алюминия. Минимальное сечение изолированных проводов с алюминиевыми жилами должно было быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$. В настоящее время, учитывая ненадежность, недолговечность, пожарную опасность алюминия, следует применять медь.

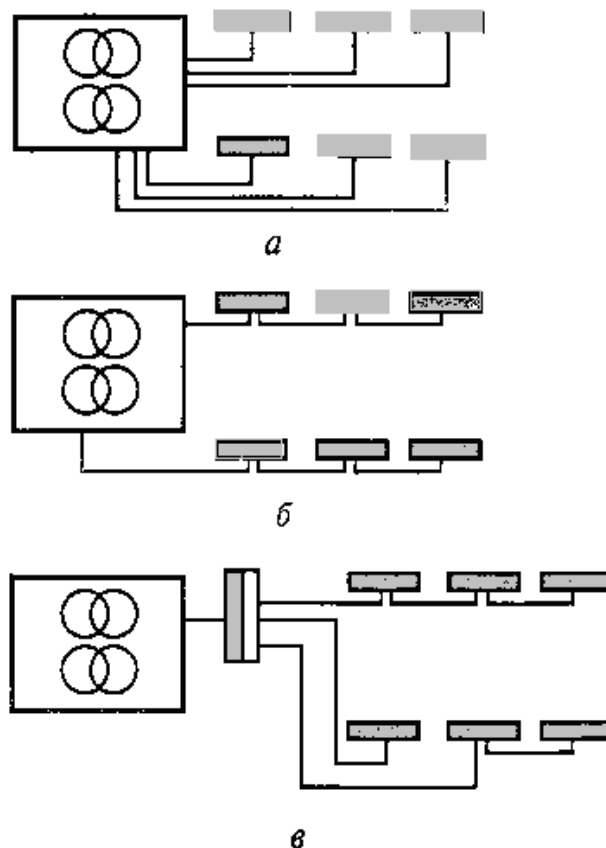


Рис. 12.2. Разновидности схем питающих осветительных сетей:
а – радиальная; *б* – магистральная; *в* – радиально-магистральная

Если к линии вдоль ее длины подключить ряд электроприемников, то токовая нагрузка по мере удаления от источника будет уменьшаться. Поэтому электрические осветительные сети, исходя из экономической целесообразности, строят с убывающей величиной сечения проводов в направлении от источника питания к электроприемникам.

На практике для расчетов сечений осветительных сетей при условии наименьшего расхода проводникового материала пользуются упрощенной методикой, выведенной на основании математического анализа и ряда принятых допущений:

$$S = M_{\text{прив}} / (C \Delta U_{\text{доп}}), \quad (12.7)$$

где S – сечение провода данного участка, мм²; $M_{\text{прив}}$ – приведенный момент мощности, кВт · м; C – коэффициент, зависящий от схемы питания (трех-, двух- или однофазная) и марки материала проводника; $\Delta U_{\text{доп}}$, %, – допустимая потеря напряжения в осветительной сети от источника питания до наиболее удаленной лампы ($\Delta U_{\text{доп}} = 2,5$ %). Приведенный момент мощности

$$M_{\text{прив}} = \sum M + \sum am, \quad (12.8)$$

где M – сумма моментов данного и всех последующих по направлению передачи энергии участков с тем же числом проводов в линии, как и на данном участке; $\sum am$ – сумма моментов всех ответвлений, имеющих иное число проводов в линии, чем на данном участке (a – коэффициент приведения моментов, зависящий от числа проводов на участке и в ответвлении).

При выборе сечений проводов для первых участков сети следует принимать ближайшие стандартные сечения $S_{\text{сст}}$. По выбранному стандартному сечению данного участка $S_{i \text{ ст}}$ и его фактическому моменту M_i определяют фактические потери напряжения $\Delta U_{\text{фи}}$:

$$\Delta U_{\text{фи}} = M_i / (C S_{i \text{ сст}}). \quad (12.9)$$

Последующие участки рассчитывают аналогично с учетом оставшихся (или располагаемых) потерь напряжения на них:

$$\Delta U_{\text{рас.п}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\text{фи}}. \quad (12.10)$$

После определения сечений участки проверяют по нагреву:

$$I_{\text{pi}} < I_{\text{доп}i}, \quad (12.11)$$

где I_{pi} – расчетный ток i -го участка; $I_{\text{доп}i}$ – допустимый ток выбранного на i -м участке сечения.

Расчетный ток определяют по следующим формулам: для однофазной (двухпроводной) сети освещения

$$I_{\text{p}} = \frac{P_{\text{p}} \cdot 10^3}{U_{\text{ф}} \cos \varphi}; \quad (12.12)$$

для двухфазной (трехпроводной) сети при включении ламп на фазное напряжение

$$I_p = \frac{P_p \cdot 10^3}{2U_\phi \cos \varphi}; \quad (12.13)$$

для трехфазной (четырёхпроводной) сети

$$I_p = \frac{P_p \cdot 10^3}{\sqrt{3}U_\phi \cos \varphi}, \quad (12.14)$$

где P_p – расчетная мощность, кВт.

Значение коэффициента мощности для различных видов ламп следующее: $\cos \varphi = 1$ – для сетей с лампами накаливания; 0,95 – для сетей с ЛЛ и компенсированными ПРА; 0,6 – для сетей с лампами ДРЛ.

В последнее десятилетие получили распространение низковольтные воздушные сети, выполненные как самонесущая система изолированных проводов (СИП). Используется СИП в городах как обязательная прокладка, как магистраль в сельских зонах со слабой плотностью населения, ответвления к потребителям. Способы прокладки СИП различны: натягивание на опорах; натягивание по фасадам зданий; прокладка вдоль фасадов.

Конструкция СИП (униполярных бронированных и небронированных, триполярных с изолированной или голой несущей нейтралью) в общем случае состоит из медной или алюминиевой проводниковой многопроволочной жилы, окруженной внутренним полупроводниковым экструдированным экраном, затем – изоляцией из сшитого полиэтилена, полиэтилена или ПВХ. Герметичность обеспечивается порошком и компаундированной лентой, поверх которых расположен металлический экран из меди или алюминия в виде спирально уложенных нитей или ленты, с использованием экструдированного свинца. Поверх подушки кабельной брони, выполненной из бумаги, ПВХ, полиэтилена, делают броню из алюминия в виде сетки из полосок и нитей. Внешняя защита выполнена из ПВХ, полиэтилена или смесей без гелогена. Пролеты прокладки, рассчитанные с учетом ее температуры и сечений проводов (не менее 25 мм^2 для магистралей и 16 мм^2 на ответвлениях к вводам для потребителей, 10 мм^2 для сталеалюминиевого провода) составляют от 40 до 90 м.

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите достоинства и недостатки различных источников света в помещениях.
2. Назовите области применения различных типов светильников.
3. От чего зависит количество светильников в помещении?
4. Каким образом выполняется электроснабжение осветительной установки?

ЛЕКЦИЯ 13

ЗАЩИТНЫЕ МЕРЫ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

(2 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Классификация электротехнических установок относительно мер электробезопасности.
2. Заземляющие устройства.
3. Расчет молниезащитных устройств зданий и сооружений.

1. Классификация электротехнических установок относительно мер электробезопасности.

Безопасность системы электроснабжения – свойство сохранять с некоторой вероятностью безопасное состояние при выполнении заданных функций в условиях, установленных нормативно-технической документацией. Безопасность как отсутствие опасности, предупреждение опасности можно рассматривать в трех аспектах: 1) как состояние, при котором отсутствуют факторы, опасные и вредные для людей и окружающей среды; 2) как свойство не допускать с некоторой вероятностью ситуации, опасные и вредные для людей и окружающей среды; 3) как систему мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей и окружающей среды от опасных и вредных производственных факторов.

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от следующих параметров:

- рода тока и величины напряжения и тока;
- частоты переменного электрического тока;
- пути протекания тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока или электрического, магнитного или электромагнитного полей на человека;
- условий внешней природной и производственной среды;
- индивидуальных особенностей людей.

Проходя через живые ткани, электрический ток оказывает термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Обычно выделяют два вида поражений электрическим током: местные электрические травмы и электри-

ческий удар. *Местные электрические травмы*: ожоги, электрические знаки, электрометаллизация кожи, механические повреждения и электроофтальмия.

Электрический ожог возможен при прохождении через тело человека значительных токов, в результате выделения тепла и нагрева пораженных тканей до температуры более 60 °С. Возможны также ожоги и без прохождения тока через тело человека, например электрической дугой или при прикосновении к сильно нагретым частям электрооборудования, от разлетающихся раскаленных частиц металла и т. д.

Электрические знаки (метки тока) возникают при хорошем контакте с токоведущими частями. Они представляют собой припухлость с затвердевшей в виде мозоли кожей серого или желтовато-белого цвета, круглой или овальной формы. Края электрического знака резко очерчены белой или серой каймой. Природа электрических знаков не выяснена. Предполагается, что они вызваны химическими и механическими действиями тока.

Электрометаллизация кожи – проникновение под поверхность кожи частиц металла вследствие разбрызгивания и испарения его под воздействием тока, например при горении дуги.

Электроофтальмия – поражение глаз вследствие воздействия ультрафиолетового излучения электрической дуги или ожогов.

Механические повреждения (ушибы, переломы и пр.) имеют место при падении с высоты вследствие резких произвольных движений или потери сознания, вызванных действием тока.

Электрический удар наблюдается при воздействии малых токов при небольших напряжениях. Ток действует на нервную систему и на мышцы, вызывая паралич пораженных органов. Паралич дыхательных мышц, а также мышц сердца может привести к смертельному исходу. Прохождение тока может вызвать фибрилляцию сердца – беспорядочное сокращение и расслабление мышечных волокон сердца. Опытным путем установлено, что большие значения тока и напряжения более опасны. Наиболее опасен также переменный ток. Чем короче время воздействия тока, тем меньше опасность.

Обычно выделяют следующие пороговые значения тока: порог ощущений тока – наименьший ощутимый ток (0,5–1,5 мА); порог неотпускающего тока – наименьший ток, при котором человек уже не может самостоятельно освободиться от захваченных электродов действием тех мышц, через которые проходит ток (6–10 мА); смертельный ток (100 мА и более). Пороговые значения зависят от индивидуальных особенностей людей, а опасность поражения током зависит не только от длительности, величины тока и напряжения, но и ряда других факторов: пути тока в теле человека, состояния внешней среды и других. Наиболее опасно прохождение тока через дыхательные мышцы и сердце.

По применяемым мерам по электробезопасности различают следующие виды электроустановок: 1) выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими – более 500 А – токами замыкания на землю); 2) выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю); 3) до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью; 4) до 1 кВ с изолированной нейтралью.

Электрической сетью с эффективно заземленной нейтралью называют трехфазную электрическую сеть выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. Под коэффициентом замыкания на землю понимается отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Глухозаземленная нейтраль – нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление (например, через трансформаторы тока).

Изолированная нейтраль – нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через приборы сигнализации, измерения, защиты, заземляющие дугогасящие реакторы и подобные им устройства, имеющие большое сопротивление.

Величина тока и путь его протекания через тело человека зависят от схемы прикосновения к частям электроустановок, находящимся под напряжением; состояния изоляции токоведущих частей; режима работы нейтрали источника питания, величины сопротивления тела человека и от ряда других обстоятельств. Схемы включения человека в электрическую цепь могут быть двухполюсными и однополюсными.

Наиболее опасным считается двухполюсное прикосновение, когда ток через тело человека определяется линейным напряжением и его сопротивлением и проходит по одному из самых опасных путей: «рука–рука» и «рука–нога». Случаи двухполюсного прикосновения относительно редки.

Наиболее частыми случаями являются однополюсные прикосновения (рис. 13.1, б; 13.2, б, з), когда в тяжести поражения важную роль играет режим работы нейтрали. При прикосновении к одной из фаз сети с изолированной нейтралью (см. рис. 13.2, б) последовательно с сопротивлением человека оказываются включенными сопротивление изоляции и емкости относительно земли двух других фаз и ток через тело человека ограничивается его сопротивлением, а также эквивалентным сопротивлением изоляции и переходным сопротивлением «ноги–земля».

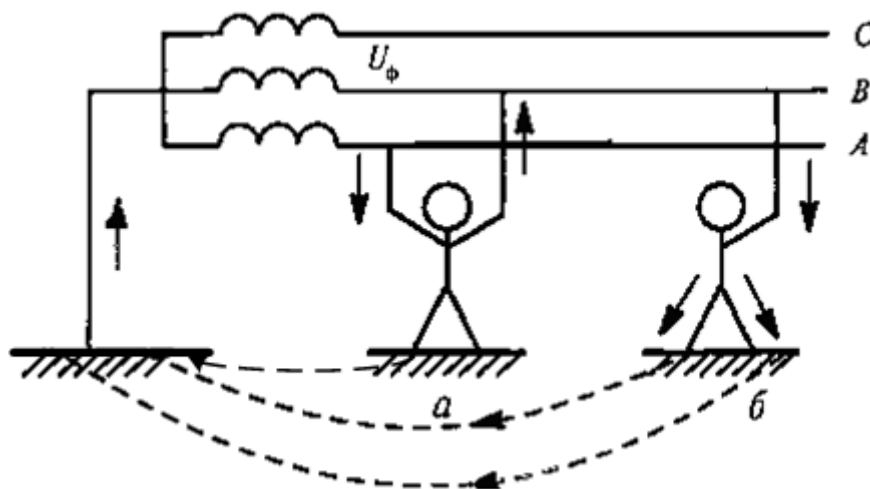


Рис. 13.1. Прикосновение к сети с заземленной нейтралью:
а – двухполюсное; б – однополюсное

В случае однополюсного прикосновения к одной из фаз сети с изолированной нейтралью при наличии одновременного замыкания на землю другой фазы, когда сопротивление этой фазы становится небольшим (см. рис. 13.2, *з*), человек оказывается под линейным напряжением, как при двухполюсном прикосновении. При прикосновении человека к нетоковедущим металлическим частям электроустановки в сети с изолированной нейтралью, оказавшейся под напряжением вследствие нарушения изоляции, часть тока замыкания на землю проходит через тело человека (см. рис. 13.2, *в*). В указанных электрических сетях ток замыкания на землю зависит от состояния изоляции (сопротивление токам утечки) и емкостного сопротивления или, другими словами, от протяженности электрической сети и ее технического состояния. Поэтому в электроустановках напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью безопасность персонала обеспечивается при сравнительно небольшой протяженности сети и высоком уровне сопротивления изоляции, что, в свою очередь, обеспечивается путем непрерывного контроля изоляции, своевременного и быстрого отыскания и устранения мест ее повреждения. Если электрические сети разветвленные или имеют напряжение выше 1 кВ, емкость сети значительна и система с изолированной нейтралью теряет свое преимущество, так как снижается сопротивление участка цепи «фаза–земля», и в таких случаях предпочтение должно отдаваться, особенно в электроустановках напряжением до 1 кВ, сети с заземленной нейтралью.

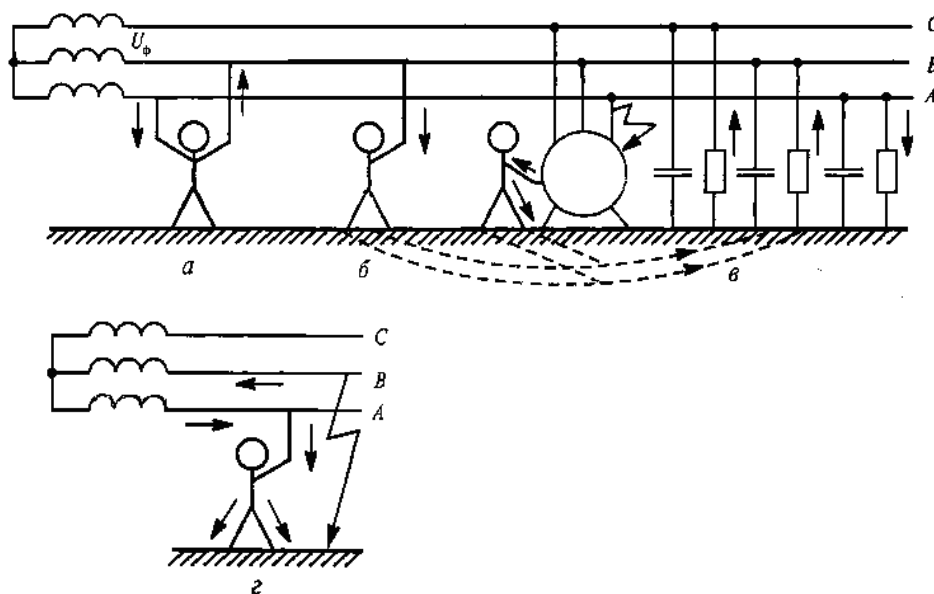


Рис. 13.2. Прикосновение в сети с изолированной нейтралью: *а* – двухполюсное; *б* – однополюсное при несовершенной изоляции; *в* – однополюсное при пробое фазы на корпус; *з* – однополюсное при одновременном замыкании на землю одной из двух фаз

При однополюсном прикосновении человека в электрической сети с заземленной нейтралью он оказывается под фазным напряжением и ток проходит через тело человека, землю и заземленную нейтраль (см. рис. 13.1, *б*).

При прикосновении человека к одной из фаз электрической сети с заземленной нейтралью в то время, когда другая фаза будет иметь замыкание на землю, к телу человека будет приложено напряжение больше фазного, но меньше линейного. При прикосновении человека к нетоковедущим частям электроустановки, имеющей нарушение изоляции (пробой на корпус), он оказывается включенным в цепь «фаза–корпус–тело человека–земля–заземленная нейтраль» параллельно цепи «фаза–корпус–земля–заземленная нейтраль». Во всех рассмотренных случаях прикосновения большую роль играет любое добавочное сопротивление, включенное последовательно с сопротивлением тела человека (сопротивление пола, обуви, защитных средств).

Во всех случаях соединения частей электроустановки, находящихся под напряжением, с землей или с металлическими нетоковедущими частями, не изолированными от земли, от них в землю проходит ток через электрод, который осуществляет контакт с землей. Специальный металлический электрод, находящийся в соприкосновении с землей, принято называть заземлителем.

Электробезопасность обеспечивается: конструкцией электроустановок; техническими способами и средствами; организационными и техническими мероприятиями.

Для безопасности труда персонала необходимо:

соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;

применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

применение надлежащей изоляции, а в отдельных случаях – повышенной; применение двойной изоляции;

компенсация емкостных токов замыкания на землю;

надежное и быстродействующее автоматическое отключение частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением и поврежденных участков сети, в том числе защитного отключения;

заземление или зануление корпусов электрооборудования и элементов электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции;

выравнивание потенциалов;

применение разделительных трансформаторов;

применение напряжений < 42 В переменного тока частотой 50 Гц и < 110 В постоянного тока;

использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;

применение устройств, снижающих напряженность электрических полей;

использование защитных средств и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического поля, в которых напряженность превышает допустимые нормы.

Все перечисленные мероприятия представляют конструктивные и технические способы и средства обеспечения безопасности. Ни одну из перечисленных выше мер нельзя считать универсальной.

В электрических сетях с изолированной нейтралью ток замыкания на землю зависит не только от сопротивления изоляции, но и от ее емкости, а последняя – от протяженности электрической сети и ее геометрических параметров. В процессе эксплуатации емкость электрической сети меняется лишь с изменением объема включенных под напряжение элементов сети. Снижение емкостной составляющей тока замыкания на землю в сети достигается включением параллельно с ее емкостью индуктивности. Компенсация емкостной составляющей тока замыкания на землю осуществляется в электрических сетях напряжением выше 1 кВ. Компенсирующая катушка включается между нейтралью и землей, как показано на [рис. 13.3, а](#).

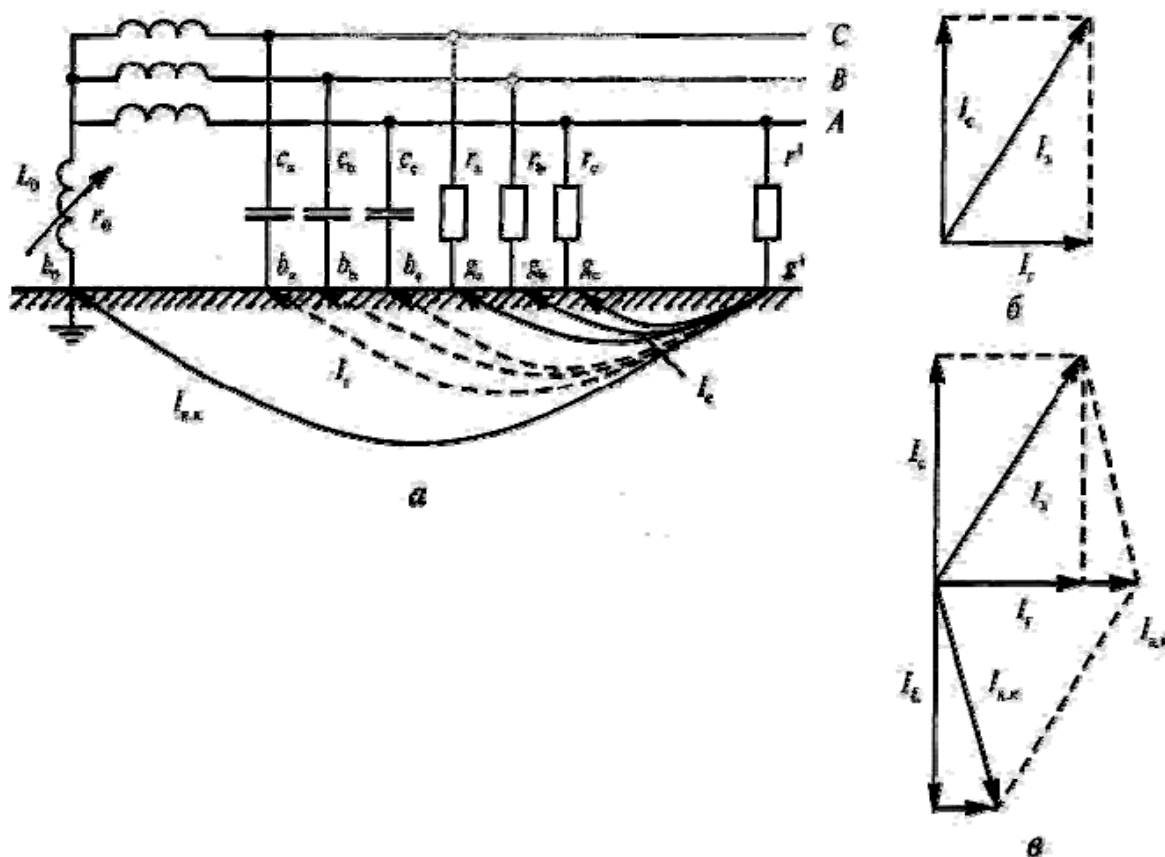


Рис. 13.3. Компенсация емкостной составляющей тока замыкания на землю: *а* – принципиальная схема; *б* – векторная диаграмма тока замыкания на землю в сети без компенсации; *в* – векторная диаграмма тока замыкания на землю при полной компенсации

На векторной диаграмме ([рис. 13.3, б, в](#)) показан ток замыкания на землю и его составляющие без компенсации и в компенсированной сети. К активной и емкостной составляющим тока замыкания на землю добавляются активный и индуктивный токи компенсирующей катушки ($I_{a,к}$, I_L). При настройке катушки индуктивности в резонанс емкостная и индуктивная составляющие, находящиеся в противофазе, взаимно уничтожают друг друга. Ток замыкания на землю после компенсации емкостной составляющей становится меньше, чем без компенсации. Снижение тока замыкания на землю приводит не только к уменьшению напряжения прикосновения и шага, но и способствует гашению дуги между токоведущими и заземленными частями в

случае их соединения и ликвидации повреждения – замыкания на землю. Поэтому компенсирующие катушки иногда называют дугогасящими.

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений: *защитное* – для обеспечения электробезопасности; *рабочее* – для обеспечения нормальных режимов работы установки; *молниезащитное* – для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений. В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно.

Упрощенная картина растекания тока в землю и распределения потенциала земли вокруг заземлителя показана на [рис. 13.4](#).

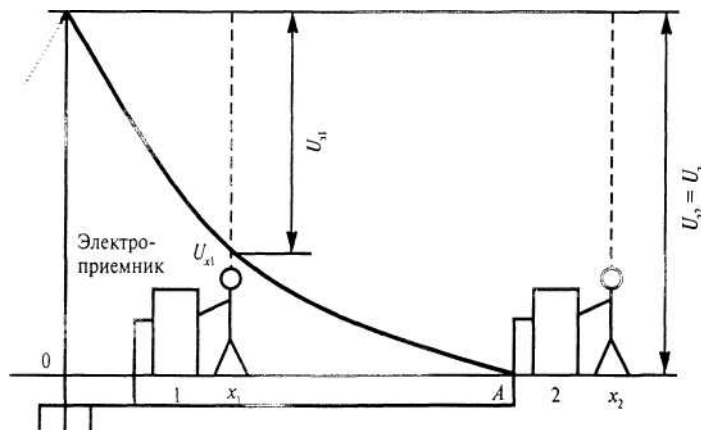


Рис. 13.4. Напряжения прикосновения в зоне растекания тока замыкания на корпус

В цепи замыкания на землю наибольшим потенциалом обладает заземлитель. Точки, лежащие на поверхности земли, имеют тем меньший потенциал, чем они дальше удалены от заземлителя. Зоной растекания называется область земли, в пределах которой возникает заметный градиент потенциала при стекании тока с заземлителя. Зоной нулевого потенциала называется зона земли за пределами зоны растекания. Если человек стоит на земле и касается оказавшегося под напряжением заземленного корпуса, разность потенциалов между корпусом, соединенным металлическим проводником достаточной проводимости с заземлителем, и точкой грунта, на которой расположены его ноги, равна напряжению прикосновения и может быть определена как разность потенциалов заземлителя и данной точки грунта.

В общем случае под напряжением прикосновения понимается напряжение между двумя точками цепи тока, которых одновременно касается человек.

Человек, находящийся на поверхности земли в зоне растекания тока, попадает под шаговое напряжение, физический смысл которого виден из

рис. 13.5. Напряжением шага называется напряжение между двумя точками цепи тока, находящихся одна от другой на расстоянии шага, на которых одновременно стоит человек. Величина электрического тока, проходящего через тело человека под действием шагового напряжения, зависит от длины шага, а также от крутизны кривой потенциалов.

Занулением в электроустановках напряжением до 1 кВ называется преднамеренное соединение части электроустановок, нормально не находящихся под напряжением, с заземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с заземленной средней точкой в сетях постоянного тока.

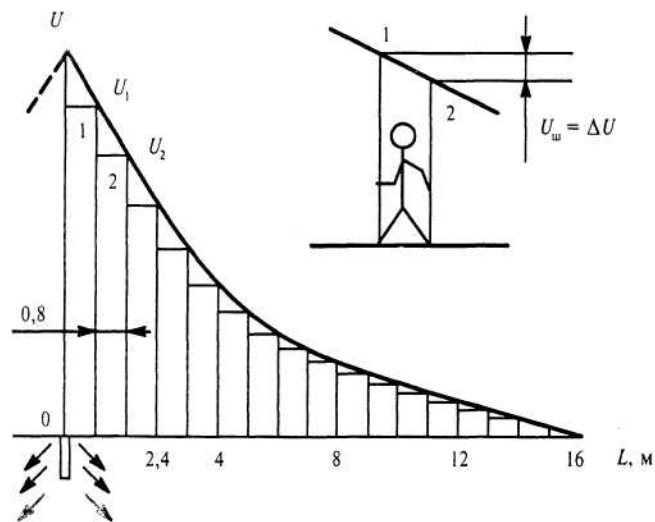


Рис. 13.5. Распределение потенциалов в зоне растекания и напряжение шага

Нулевым защитным проводником (*РЕ*-проводником) в электроустановках напряжением до 1 кВ называется проводник, соединяющий зануляемые части: с заземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока; с заземленным выводом источника однофазного тока; с заземленной средней точкой источника постоянного тока.

Нулевым рабочим проводником (*N*-проводником) в электроустановках до 1 кВ называется проводник, используемый для питания электроприемника, соединенный с заземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с заземленным выводом источника однофазного тока, с заземленной средней точкой источника постоянного тока.

PEN-проводником называется проводник в системе *TN*, который присоединен к заземленной нейтрали источника и одновременно выполняет функции нулевого защитного проводника (*РЕ*-проводника) и нулевого рабочего проводника (*N*-проводника).

Сопротивление, которое оказывают току заземлитель и грунт, называется сопротивлением растеканию. В практике сопротивлению растекания соответствует термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения U_3 на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току I_3 , стекающему с заземлителя в землю:

$$R_3 = U_3 / I_3. \quad (13.1)$$

Для устройства заземлений в установках переменного тока следует в первую очередь использовать естественные заземлители, которыми называются находящиеся в соприкосновении с землей электропроводящие части коммуникаций, зданий и сооружений производственного или иного назначения, используемые для целей заземления.

В качестве естественных заземлителей рекомендуется использовать: проложенные в земле водопроводные и другие металлические трубопроводы, за исключением трубопроводов горючих жидкостей, горючих и взрывчатых газов и смесей; обсадные трубы скважин; металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей; свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле; рельсовые магистральные неэлектрифицированные железнодорожные пути и подъездные пути при наличии преднамеренного устройства перемычек между рельсами.

Алюминиевые оболочки кабелей, выпускаемые с защитными покровами для предотвращения коррозии алюминия при соприкосновении с землей, не допускаются к использованию в качестве заземлителей.

Искусственные заземлители следует применять лишь при необходимости уменьшения токов, протекающих по естественным заземлителям или стекающих с них в землю. Для снижения затрат на заземляющие устройства в ряде случаев можно ограничиться использованием только естественных заземлителей.

Искусственные заземлители обычно выполняют из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5–0,7 м. При этом сопротивление заземления относительно стабильно из-за небольшого изменения влажности и температуры грунта.

2. Заземляющие устройства.

Заземляющие устройства в электроустановках выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований к их сопротивлению или к напряжению прикосновения, а также к конструктивному выполнению и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве. Норма сопротивления заземляющего устройства в электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью установлена в 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей. С целью уменьшения возможного напряжения прикосновения путем выравнивания электрического потенциала регламентирована конструкция заземляющего устройства. На территории электроустановки должна быть заземляющая сетка, образованная электрически соединенными между собой горизонтальными продольными и поперечными заземлителями.

Выбор параметров заземлителя производится с учетом ограничений длин сторон контура и расстояния между вертикальными заземлителями:

$$L_{1\min} \leq L_1 \leq L_{1\max}; \quad L_{2\min} \leq L_2 \leq L_{2\max}; \quad l_B < a < 3l_B, \quad (13.2)$$

где L_1, L_2 – длины сторон контура, принятые в расчете; $L_{1\min}, L_{2\min}, L_{1\max}, L_{2\max}$ – минимально и максимально допустимые длины первой и второй сторон контура; l_B – длина вертикального электрода; a – расстояние между вертикальными электродами.

Заземлитель может быть простым и сложным. *Простой заземлитель* выполняется в виде замкнутого контура или полосы с вертикальными заземлителями. Расчет простых заземлителей ведется методом коэффициента использования. *Сложный заземлитель* выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников.

3. Расчет молниезащитных устройств зданий и сооружений.

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год следует защищать в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросовостержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год следует защищать в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросовостержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине

степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается.

Общая схема расчета молниезащитных устройств: производится количественная оценка вероятности поражения молнией защищаемого объекта, расположенного на равнинной местности с достаточно однородными грунтовыми условиями на площадке, занятой объектом, т. е. определяется ожидаемое число поражений молнией в год защищаемого объекта; в зависимости от категории устройства молниезащиты и полученного значения ожидаемого числа поражений молнией в год защищаемого объекта определяется тип зоны защиты; рассчитываются взаимные расстояния между попарно взятыми молниеотводами и производятся вычисления параметров зон защиты на заданной высоте от поверхности земли.

Зона защиты, образованная взаимодействием тросового и стержневых (одиночных или двойных) молниеотводов, определяется так же, как и зона защиты многократного стержневого молниеотвода. При этом опоры тросового молниеотвода приравниваются к стержневым молниеотводам высотой h и радиусом основания зоны защиты r , зависящим от типа зоны защиты.

Вопросы для самопроверки

1. Приведите классификацию электротехнических установок с учетом мер электробезопасности.
2. Перечислите виды применяемых заземлений.
3. Опишите устройство заземлений и исполнение заземлителей.
4. Перечислите особенности заземляющих устройств в установках до и выше 1 кВ.
5. В чем заключается расчет простых заземлителей?
6. Произведите расчет удельного эквивалентного электрического сопротивления земли.
7. Опишите защитное действие молниеотвода и выполните категорирование известных Вам зданий и сооружений.
8. Выполните расчет зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода.
9. Выполните расчет зоны защиты двойного стержневого молниеотвода и изобразите зону защиты для разных высот защищаемого здания.

ЛЕКЦИЯ 14

ПУСК И САМОЗАПУСК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ДВИГАТЕЛЕЙ

(1,5 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Общая характеристика асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных двигателей.
2. Пуск и самозапуск асинхронных и синхронных двигателей

1. Общая характеристика асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных двигателей.

Асинхронные двигатели. Асинхронный двигатель (АД) ввиду полной симметрии ротора может быть представлен единой схемой замещения (рис. 14.1), на которой: $R_1, X_{\delta 1}$ – активное сопротивление и индуктивное сопротивление рассеяния статорной обмотки; $R_2, X_{\delta 2}$ – то же ротора; X_{12} – индуктивное сопротивление взаимоиндукции между обмотками статора и ротора; s – скольжение ротора,

$$s = (\omega_c - \omega) / \omega_c, \quad (14.1)$$

где ω и ω_c – частоты вращения ротора и поля статора АД.

Подключенный к системе электроснабжения (см. рис. 14.1) АД характеризуется следующими основными параметрами режима: активная P и реактивная Q мощности, потребляемые из сети; ток статорной обмотки I_1 ; электромагнитный момент на валу $M_э$, равный в установившемся режиме моменту сопротивления механизма $M_{мех}$.

Параметры схемы замещения и режима принято представлять в относительных единицах. За базисные единицы принимают номинальную полную мощность $S_{ном}$, номинальное напряжение $U_{ном}$, номинальный ток статорной обмотки

$$I_{1ном} = S_{ном} / \sqrt{3}U_{ном}. \quad (14.2)$$

Электромагнитный момент выражают в долях номинального момента $M_{ном}$.

Зависимости основных параметров режима АД от скольжения при номинальном напряжении называются пусковыми характеристиками.

На величину входного сопротивления $Z(s)$ существенно влияет изменение сопротивлений R_2 и $X_{\delta 2}$ обмотки ротора, вызванное эффектом вытеснения тока, степень которого определяется частотой наводимых в обмотке токов, т. е. скольжением s .

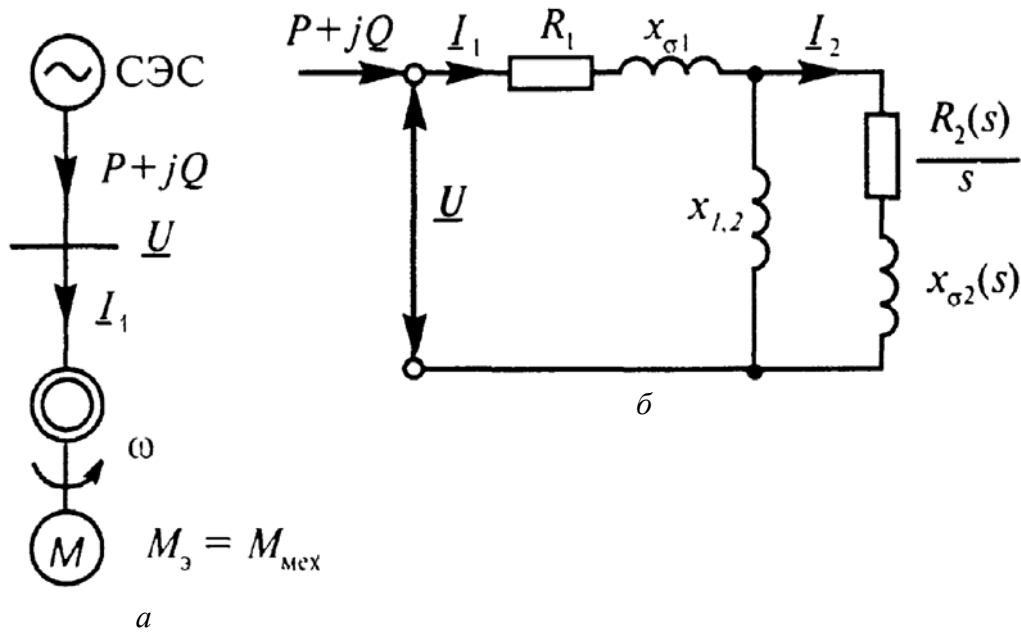


Рис. 14.1. Схема подключения (а) и схема замещения (б) АД

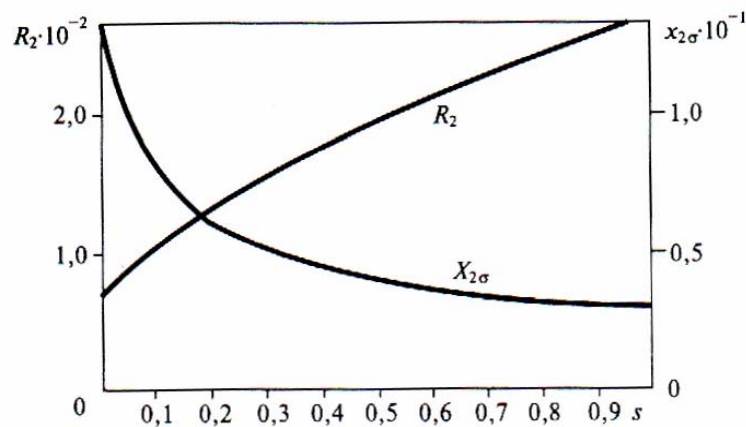


Рис. 14.2. Зависимость параметров обмотки ротора АД (А-13-62-10) от скольжения

Эффект вытеснения тока в обмотках ротора приводит к уменьшению активного сопротивления R_2 и увеличению индуктивного сопротивления рассеяния $X_{\sigma 2}$ (рис. 14.2) в процессе разгона АД, что проявляется в возрастании величины тока статора в начальный период пуска ($s = 1$) за счет реактивной составляющей и уменьшении электромагнитного момента.

Синхронные двигатели. Применение синхронных двигателей (СД) в промышленности обусловлено следующими их функциональными особенностями: они могут быть приводом для механизмов с синхронной частотой вращения в нормальных установившихся режимах и служить управляемым источником реактивной мощности в результате регулирования тока в обмотке возбуждения (ОВ). Из-за несимметрии ротора (обмотка возбуждения рас-

полагается только по продольной оси) сопротивления СД по продольной оси d и поперечной – q различаются.

По конструктивному исполнению синхронные двигатели подразделяют на две группы: неявнополюсные и явнополюсные.

К неявнополюсным СД относятся двигатели с массивным ротором (СДМР) серий СТД, СТМ, ТДС с номинальной частотой вращения $n_{\text{ном}} = 3000$ об/мин. СДМР получили широкое распространение, в частности, в качестве приводов магистральных насосов и газовых компрессоров. В отличие от явнополюсных СД, имеющих сосредоточенную демпферную обмотку, у СДМР ротор представляет единую стальную поковку с выфрезерованными пазами для обмотки возбуждения и система демпферных контуров распределена по всей бочке ротора, что способствует улучшению пусковых характеристик. Пуск СДМР осуществляется в основном от полного (иногда пониженного) напряжения при короткозамкнутой обмотке возбуждения.

Синхронные двигатели с шихтованными полюсами (СДШП) – наиболее распространенный тип явнополюсных СД с частотой вращения ротора $n_{\text{ном}} < 1000$ об/мин. К ним относятся двигатели серий СД, СДН, СДВ, СДК и ряд других, используемых в качестве приводов промышленных механизмов (насосы, компрессоры, вентиляторы, мельницы, мешалки и т. п.). Пуск СДШП, как правило, осуществляется от полного напряжения сети при обмотке возбуждения, замкнутой на пусковое сопротивление.

2. Пуск и самозапуск асинхронных и синхронных двигателей.

Асинхронные двигатели. Основной способ пуска АД – *прямой пуск* от полного напряжения электрической сети. Из пусковых характеристик АД следует, что при разгоне вплоть до скольжений, меньших критического ($s = s_{\text{кр}}$ при $M = M_{\text{max}}$), двигатель потребляет из сети значительную реактивную мощность. За счет реактивной мощности существенно увеличивается ток статорной обмотки. Это приводит к увеличению падения напряжения в элементах системы электроснабжения, находящихся в цепи питания АД, следовательно, к снижению напряжения на выводах АД в период пуска.

Снижение напряжения на шинах РУ, от которых питается запускаемый АД, оказывает неблагоприятное влияние как на двигатель в связи с уменьшением электромагнитного момента, так и на другие потребители электроэнергии, подключенные к этому РУ.

Самозапуском АД узла промышленной нагрузки называется режим, возникающий после кратковременного перерыва и автоматического восстановления электроснабжения. Самозапуск АД необходим для обеспечения устойчивости технологических процессов непрерывных производств при аварийных ситуациях в системе электроснабжения, вызванных, например, короткими замыканиями или отключением выключателя в цепи питания узла нагрузки. Двигатели, участвующие в самозапуске, при кратковременных перерывах электроснабжения от электрической сети не отключаются.

Длительность перерыва в электроснабжении в зависимости от конкретных условий составляет от десятых долей секунды до одной-двух секунд, и большинство АД не успевают затормозиться до полной остановки. Поэтому после автоматического восстановления электроснабжения разгон АД начинается с некоторой остаточной частоты вращения. В отличие от режима пуска в самозапуске может участвовать одновременно несколько двигателей, т. е. самозапуск является групповым. Снижение напряжения в узле промышленной нагрузки при самозапуске больше, чем при пуске АД. Поэтому необходимо определение расчетных условий группового самозапуска.

Подключенный к сети асинхронный двигатель будет разгоняться только в том случае, если развиваемый им электромагнитный момент будет больше момента сопротивления механизма в соответствии с уравнением электромеханических переходных процессов

$$T_{Ja} \frac{d\omega}{dt} = M_{\omega} - M_{\text{мех}}, \quad (14.3)$$

где T_{Ja} – электромеханическая постоянная времени агрегата двигатель – механизм; ω – частота вращения ротора; M_{ω} – электромагнитный момент, развиваемый АД и в относительных единицах определяемый по формуле

$$M_{\omega} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{S_{\text{НОМ}}} (P - I_1^2 R_1); \quad (14.4)$$

$M_{\text{мех}}$ – момент сопротивления механизма,

$$M_{\text{мех}} = M_0 + (M_{\gamma} - M_0) \left(\frac{\omega}{\omega_{\gamma}} \right)^{\gamma_a}, \quad (14.5)$$

где M_0 – момент сопротивления механизма при $\omega = 0$; M_{γ} – момент сопротивления механизма в установившемся режиме АД при $\omega = \omega_{\gamma}$; γ_a – показатель степени, характеризующий зависимость момента сопротивления механизма от частоты вращения ротора.

В общем случае определение возможности самозапуска АД складывается из следующих трех этапов: 1) расчет предшествующего установившегося режима узла нагрузки; 2) определение снижения частоты вращения АД за время перерыва питания и скольжения к моменту восстановления напряжения; 3) определение напряжения на выводах двигателей, вращающегося электромагнитного момента и момента сопротивления механизма после восстановления электроснабжения.

Расчет предшествующего самозапуску АД установившегося режима узла нагрузки. Общая схема узла промышленной комплексной нагрузки для определения установившегося режима и расчетных условий пуска и группового самозапуска АД приведена на [рис. 14.3](#).

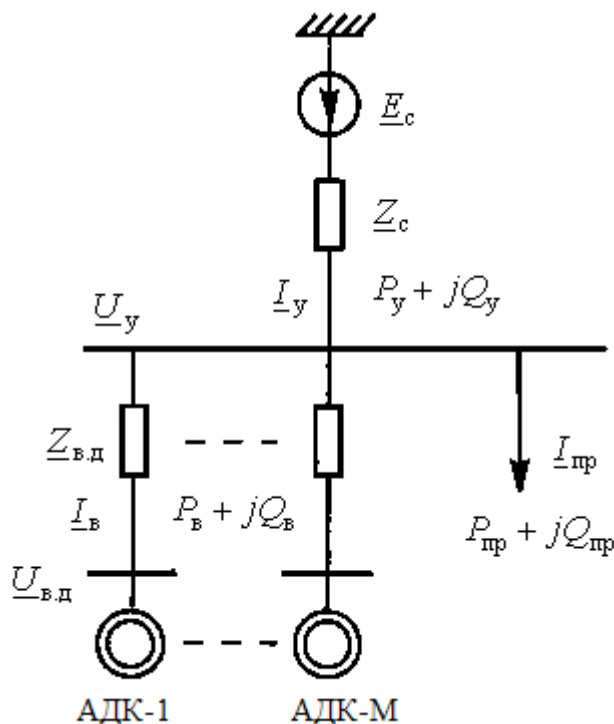


Рис. 14.3. Расчетная схема узла промышленной комплексной нагрузки с АД

Узел нагрузки представляет собой секцию распределительного устройства, к которой подключены АД и прочая нагрузка, учитываемая статическими характеристиками $P_{пр}$, $Q_{пр}$. Двигатели в общем случае удалены от секции РУ за комплексными сопротивлениями $Z_{ном}$, отражающими наличие элементов электрической сети (например, кабелей), находящихся между выводами АД и секцией РУ. Система электроснабжения относительно рассматриваемого узла нагрузки может быть представлена схемой замещения, состоящей из эквивалентной ветви с комплексным сопротивлением $Z_c = R_c + jX_c$ и источника ЭДС E_c бесконечной мощности.

Исходные данные для расчета установившегося режима узла нагрузки: коэффициенты загрузки АД по моменту на валу двигателя; прочая нагрузка $P_{ном}$, $Q_{ном}$; напряжение на шинах РУ узла нагрузки. В установившемся режиме АД уравнение (14.3) примет вид $M_э = M_{мех}$.

В режиме, предшествующем пуску или групповому самозапуску АД, определяют:

параметры установившегося режима АД;

параметры узла нагрузки в целом и ЭДС E_c электрической системы в относительных единицах по соотношениям:

$$\underline{U}_y = \underline{E}_c + \underline{Z}_c \underline{U}_y; \quad (14.6)$$

$$\underline{U}_{в.д} = \underline{U}_y + \underline{Z}_{в.д} \underline{I}_а; \quad (14.7)$$

$$\underline{I}_y = \underline{I}_{\text{пр}} + \sum_{i=1}^M \underline{I}_{ai} \frac{S_{\text{ном}(i)}}{S_{\delta}}, \quad (14.8)$$

где \underline{U}_y и \underline{I}_y – напряжение на шинах РУ и узловой ток; \underline{I}_a и $\underline{I}_{\text{пр}}$ – токи АД и прочей нагрузки; $S_{\text{ном}}$ – полная номинальная мощность АД; $\underline{U}_{\text{в.д}}$ – напряжение на выводах двигателей. За базисные величины приняты номинальное напряжение сети и номинальная мощность ближайшего трансформатора ($S_{\delta} = S_{\text{ном Т}}$).

Определение снижения частоты вращения АД за время перерыва питания и скольжения к моменту восстановления напряжения. При коротких замыканиях и отключениях выключателей в цепи питания узла нагрузки с асинхронными двигателями происходит групповой выбег АД, связанных друг с другом через общие шины РУ.

Групповой выбег АД на значительном интервале времени является синхронным, т. е. характеризуется одинаковой средней частотой вращения. Двигатели, имеющие большой запас кинетической энергии (с большими электромеханическими постоянными времени $T_{\text{ва}}$), переходят в генераторный режим работы и имеют дополнительный тормозной момент по сравнению со свободным выбегом:

$$T_{Ja} \frac{d\omega}{dt} = -M_{\text{э}} - M_{\text{мех}}. \quad (14.9)$$

Двигатели с меньшим запасом кинетической энергии (с меньшими $S_{\text{ном}}$) переходят в двигательный режим и благодаря дополнительному электромагнитному моменту (14.3) тормозятся с меньшей скоростью, чем при индивидуальном выбеге, когда $M_{\text{э}} = 0$.

Таким образом, скорости выбега двигателей выравниваются, что и обуславливает синхронность их выбега. Поскольку источниками ЭДС, поддерживающими напряжение на шинах РУ, являются внутренние ЭДС двигателей, такой выбег характеризуется также единой частотой напряжения в узле нагрузки.

Частота синхронного группового выбега $\omega_{\text{э}}$ может быть определена путем интегрирования уравнения

$$\sum_{i=1}^M T_{Ja,i} \frac{S_{\text{ном}(i)}}{S_{\text{ном.э}}} \frac{d\omega_i}{dt} = T_{J_{\text{э}}} \frac{d\omega_{\text{э}}}{dt} \quad (14.10)$$

из состояния установившегося режима до времени восстановления электропитания; $S_{\text{ном.э}}$ – эквивалентная мощность асинхронных двигателей узла нагрузки,

$$S_{\text{ном.э}} = \sum_{i=1}^M S_{\text{ном}(i)}; \quad (14.11)$$

$T_{J_э}$ – эквивалентная электромеханическая постоянная времени агрегатов двигатель – механизм,

$$T_{J_э} = \frac{\sum_{i=1}^M T_{J_{э,i}} S_{\text{ном}(i)}}{S_{\text{ном.э}}}. \quad (14.12)$$

Начальное скольжение двигателей при самозапуске вычисляют по соотношению

$$s_{\text{нач}} = 1 - \omega_э. \quad (14.13)$$

Определение напряжения на выводах двигателей, вращающего электромагнитного момента и момента сопротивления механизма после восстановления электроснабжения.

В общем случае расчет напряжения на выводах двигателей, подключенных к электрической сети, выполняется для расчетной схемы (рис. 14.3) по уравнениям узловых напряжений (14.6),(14.7),(14.8) и уравнениям режима.

Расчет самозапуска АД осуществляется путем интегрирования уравнений электромеханических переходных процессов (14.3) для каждого двигателя, подключенного к узлу промышленной нагрузки с учетом соотношения (14.13) в качестве начального условия переходного процесса.

Для приближенной оценки возможности самозапуска АД может быть использована методика на основе определения минимального допустимого остаточного напряжения на выводах двигателей.

Известно, что ток, протекающий в обмотке статора I_1 в момент восстановления питания АД, достигает значений, близких к пусковому $I_{п}$, и сохраняет практически неизменной свою величину на достаточно большом интервале частот вращения двигателя. Одновременно величина электромагнитного момента АД близка к значению пускового момента $M_{п}$, также мало меняющимся при $0 \leq \omega \leq 0,5$.

Поэтому для агрегатов с неизменной механической характеристикой $M_{\text{мех}} = \text{const}$ и с характеристикой, описываемой уравнением (14.5), разгон двигателя возможен при условии практически для всего интервала частот вращения от $\omega = 0$ до $\omega = \omega_{\text{уст}}$.

Отсюда условие успешности самозапуска АД при начальных скольжениях больше критического, $s_{\text{нач}} > s_{\text{к}}$:

$$M_{\text{н}} U_{\text{в.д}}^2 \geq M_{\text{мех}}. \quad (14.14)$$

Для определения успешности самозапуска АД немаловажную роль играет время переходного процесса, так как длительный разгон вызывает повышенный нагрев обмоток двигателя. Поэтому успешным считается такой самозапуск, когда АД может разогнаться до рабочей скорости и при этом температура его обмоток не превысит допустимого значения.

Существует несколько методов расчета нагрева обмоток машин переменного тока. Однако практически все асинхронные двигатели, выпускаемые промышленностью в настоящее время, обеспечивают возможность как минимум однократного самозапуска без превышения температуры обмоток сверх допустимой.

Синхронные двигатели. Основные способы пуска СД: прямой пуск от полного напряжения сети и реакторный при сниженном напряжении на выводах двигателя.

Прямой пуск СД сопровождается существенным увеличением потребления из электрической сети реактивной мощности, а следовательно, и снижением напряжения на шинах РУ, к которым подключен СД. Снижение напряжения в период пуска СД оказывает неблагоприятное воздействие как на двигатель (разгоняющий электромагнитный момент пропорционален квадрату напряжения), так и на другие потребители электроэнергии, подключенные к этому РУ.

При *реакторном способе пуска* неблагоприятное воздействие пуска СД на другие потребители электроэнергии существенно меньше, однако более значительное снижение напряжения на выводах СД приводит к затягиванию процесса пуска, а в ряде случаев и к невозможности синхронизации. Поэтому необходимы расчеты условий пуска СД.

Самозапуском СД узла промышленной нагрузки называют режим, возникающий после кратковременного перерыва и последующего восстановления электроснабжения. Поскольку самозапуск групповой, снижение напряжения электрической сети больше, чем при пуске СД. В ряде случаев возникает необходимость управления процессом самозапуска в результате изменения числа включенных СД.

Определение возможности группового самозапуска СД складывается из следующих этапов: 1) расчет предшествующего установившегося режима узла нагрузки; 2) определение параметров режима группового выбега СД за время перерыва питания; 3) разгон двигателей до подсинхронной скорости и синхронизация после восстановления электроснабжения.

Расчет предшествующего самозапуску СД установившегося режима узла нагрузки. Общая схема узла промышленной нагрузки для определения установившегося режима и расчетных условий пуска или группового самозапуска СД аналогична [рис. 14.3](#) с заменой АД на СД.

Расчеты пуска или группового самозапуска СД целесообразно осуществлять в относительных единицах.

Уравнения, характеризующие режим напряжений узла нагрузки:

$$U_c = E_c - Z_c I_y; \quad I_y = I_{пр} + \sum_{i=1}^N I_i \frac{S_{H(i)}}{P_{H(i)}}; \quad \underline{U}_{в.д} = \underline{U}_y - \underline{Z}_{в.д} \underline{I}. \quad (14.15)$$

Исходные данные для расчета установившегося режима помимо параметров схем замещения узла нагрузки и СД, определяемых по каталожным данным, следующие: коэффициенты загрузки СД по моменту на валу двигателя $K_3 = M_{уст}$; прочая нагрузка $P_H Q_H$; напряжение на шинах РУ узла нагрузки U_y .

В установившемся режиме СД уравнение (14.3) принимает вид $M_э = M_{мех}$.

В установившемся режиме, предшествующем пуску или групповому самозапуску СД, определяются параметры режима СД и узла нагрузки в целом и ЭДС E_c электрической системы. Расчет переходных процессов, соответствующих режиму пуска СД, следует дополнить начальными условиями к дифференциальным уравнениям электромеханических переходных процессов в СД. Для запуска одного двигателя $\delta(0) = 0$; $\omega(0) = 0$. Для остальных СД, подключенных к шинам РУ $\delta(0) = \delta_0$, $\omega(0) = 1$, где δ_0 – значение угла δ в установившемся режиме, предшествующем пуску.

Решение системы алгебраических уравнений осуществляется на каждом шаге итерации уравнений электромеханических переходных процессов в СД. За начальное значение частоты вращения роторов СД при расчетах группового самозапуска принимается остаточная частота ротора СД в момент восстановления электроснабжения.

Вопросы для самопроверки

1. Какой может быть обмотка ротора асинхронного двигателя?
2. Чем синхронный двигатель отличается от асинхронного?
3. Потребляет или выдает реактивную мощность синхронный двигатель?
4. Сколько колец имеет на роторе асинхронный двигатель с фазным ротором?
5. Чему равен электромагнитный момент на валу у синхронного двигателя в установившемся режиме?
6. Чему может быть равно скольжение электродвигателя в пусковом режиме?
7. Чему может быть равно скольжение синхронного электродвигателя в установившемся режиме?
8. В каком соотношении находятся сопротивления по продольной и поперечной оси у асинхронного двигателя?
9. Чем схема подключения АД отличается от схемы подключения СД?
10. Как меняется отношение активных сопротивлений АД ротора в момент пуска и в синхронном режиме?

11. Как меняется отношение реактивных сопротивлений АД ротора в момент пуска и в синхронном режиме?
12. При каком скольжении задаются паспортные данные СД пусковым моментом?
13. Какова частота вращения ротора (об/мин) у явнополюсных СД?
14. При каком напряжении осуществляется пуск СД с массивным возбуждением?
15. Что происходит с реактивной мощностью при прямом пуске СД?
16. Что называется самозапуском СД?
17. Что предшествует расчету группового самозапуска СД?
18. От чего зависят постоянные времени обмотки возбуждения СД?
19. От чего зависят постоянные времени демпфирующих обмоток СД?

ЛЕКЦИЯ 15

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

(2 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Нормы качества электрической энергии и область их применения в системах электроснабжения.
2. Отклонения и колебания напряжения.
3. Несинусоидальность и несимметрия напряжения.
4. Отклонения частоты, провал и импульс напряжения. Временное перенапряжение.
5. Причины и источники нарушения показателей качества электрической энергии.
6. Способы и технические средства повышения качества электроэнергии.

1. Нормы качества электрической энергии и область их применения в системах электроснабжения.

Перечень и нормативные (допустимые) значения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) установлены ГОСТ 13109–97 «Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения».

- Снижение качества электроэнергии обуславливает:
- увеличение потерь во всех элементах электрической сети;
 - перегрев вращающихся машин, ускоренное старение изоляции, сокращение срока службы (в некоторых случаях выход из строя) электрооборудования;
 - рост потребления электроэнергии и требуемой мощности электрооборудования;
 - нарушение работы и ложные срабатывания устройств релейной защиты и автоматики;
 - сбои в работе электронных систем управления, вычислительной техники и специфического оборудования;
 - вероятность возникновения однофазных коротких замыканий из-за ускоренного старения изоляции машин и кабелей с последующим переходом однофазных замыканий в многофазные;
 - появление опасных уровней наведенных напряжений на проводах и тросах отключенных или строящихся высоковольтных линий электропередач, находящихся вблизи действующих;
 - помехи в теле- и радиоаппаратуре, ошибочная работа рентгеновского оборудования;
 - неправильная работа счетчиков электрической энергии.

Качество электроэнергии характеризуется параметрами (частоты и напряжения) в узлах присоединений уровней системы электроснабжения.

Частота – общесистемный параметр, который определяется балансом активной мощности в системе. При возникновении дефицита активной мощности в системе происходит снижение частоты до такого значения, при котором устанавливается новый баланс вырабатываемой и потребляемой электроэнергии. При этом снижение частоты связано с уменьшением скорости вращения электрических машин и уменьшением их кинетической энергии. Освобождающаяся при этом кинетическая энергия используется для поддержания частоты. Поэтому частота в системе меняется сравнительно медленно. Однако при дефиците активной мощности (более 30 %) частота меняется быстро и возникает эффект «мгновенного» изменения частоты – «лавина частоты». Изменение частоты со скоростью более 0,2 Гц в секунду принято называть колебаниями частоты.

Напряжение в узле электроэнергетической системы определяется балансом реактивной мощности по системе в целом и балансом реактивной мощности в узле электрической сети. Устанавливается 11 показателей качества электроэнергии ([табл. 15.1](#)).

Таблица 15.1

Установленные ГОСТ 13109–97 нормы ПКЭ

Показатели КЭ, единицы измерения	Нормы КЭ	
	Нормально допустимые	Предельно допустимые
Установившееся отклонение напряжения $\delta U_y, \%$	± 5	± 10
Размах изменения напряжения $\delta U_t, \%$	–	См. [11]
Доза фликера, отн. ед.	–	1,38; 1,0
Кратковременная P_{st}	–	1,0; 0,74
Длительная P_{lt}	–	–
Коэффициент искажения синусоидальности кривой междуфазного (фазного) напряжения K_v	–	См. [11]
Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}, \%$	–	См. [11]
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности $K_{2U}, \%$	2	4
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности $K_{0U}, \%$	2	4
Отклонения частоты $\Delta f, \text{Гц}$	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$
Длительность провала напряжения $\Delta t_{п}, \text{с}$	–	30
Импульсное напряжение $U_{имп}, \text{кВ}$	–	–
Коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}, \text{отн. ед.}$	–	–

При определении значений некоторых показателей КЭ используют следующие вспомогательные параметры электрической энергии:

- частоту повторения изменений напряжения;
- интервал между изменениями напряжения;
- глубину провала напряжения;

частоту появления провалов напряжения;
длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды;
длительность временного перенапряжения.

На все ПКЭ, численные значения норм на которые есть в стандарте, договорно запускается механизм штрафных санкций, формируемый на 6 ПКЭ из 11 перечисленных:

отклонение частоты;
отклонение напряжения;
доза фликера;
коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

2. Отклонения и колебания напряжения.

Отклонения напряжения. Отклонения напряжения характеризуются показателем установившегося отклонения напряжения δU_v , %. Нормально допустимые и предельно допустимые значения δU_v на выводах приемников электрической энергии равны соответственно $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ от начального (номинального) напряжения электрической сети. Допустимые значения $5 U_v$ в точках общего присоединения потребителей напряжением 0,38 кВ и более должны быть установлены в договорах на пользование электрической энергией.

Измерение установившегося отклонения напряжения δU_v осуществляется для каждого i -го наблюдения за период времени, равный 24 ч. Измеряют значение напряжения, которое в электрических сетях однофазного тока определяют как действующее значение напряжения основной частоты $U_{(1)i}$ без учета высших гармонических составляющих напряжения, а в электрических сетях трехфазного тока – как действующее значение каждого межфазного (фазного) напряжения основной частоты $U_{1(1)i}$, а также как действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты $U_{1(1)i}$.

При определении напряжения $U_{1(1)i}$ допускается:

определять $U_{1(1)i}$ методом симметричных составляющих;

определять в электрических сетях трехфазного тока значение напряжения прямой последовательности основной частоты по приближенной формуле

$$U_{1(1)i} = \frac{1}{3}(U_{AB(1)i} + U_{BC(1)i} + U_{CA(1)i}); \quad (15.1)$$

измерять в электрических сетях однофазного и трехфазного тока вместо действующих значений фазных и межфазных напряжений основной частоты действующие значения соответствующих напряжений с учетом их гармонических составляющих при коэффициенте искажения синусоидальности кривой напряжения, не превышающем 5 %.

Затем вычисляют значение усредненного напряжения U_Y как результат усреднения N наблюдений напряжений $U_{(l)i}$ или $U_{1(i)i}$ за интервал времени 1 мин по формуле

$$U_Y = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^N U^2_{(l)i}\right) / N}, \quad (15.2)$$

где U_Y – значение напряжения $U_{(l)i}$ или $U_{1(i)i}$ в 1-м наблюдении, кВ (число наблюдений за 1 мин должно быть не менее 18).

Окончательное значение установившегося отклонения напряжения δU_Y , %:

$$\delta U_Y = \frac{U_Y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (15.3)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное межфазное (фазное) напряжение.

Колебания напряжения. Колебания напряжения характеризуются размахом изменения напряжения δU_t , %, и дозой фликера P_t , отн. ед.

Предельно допустимые значения δU_t в точках общего присоединения к электрическим сетям при колебаниях напряжения в зависимости от частоты повторения изменений напряжения F или интервала между изменениями напряжения $\Delta t_{д,i}$ равны значениям, определяемым по кривой 1 или 2 (рис. 15.1).

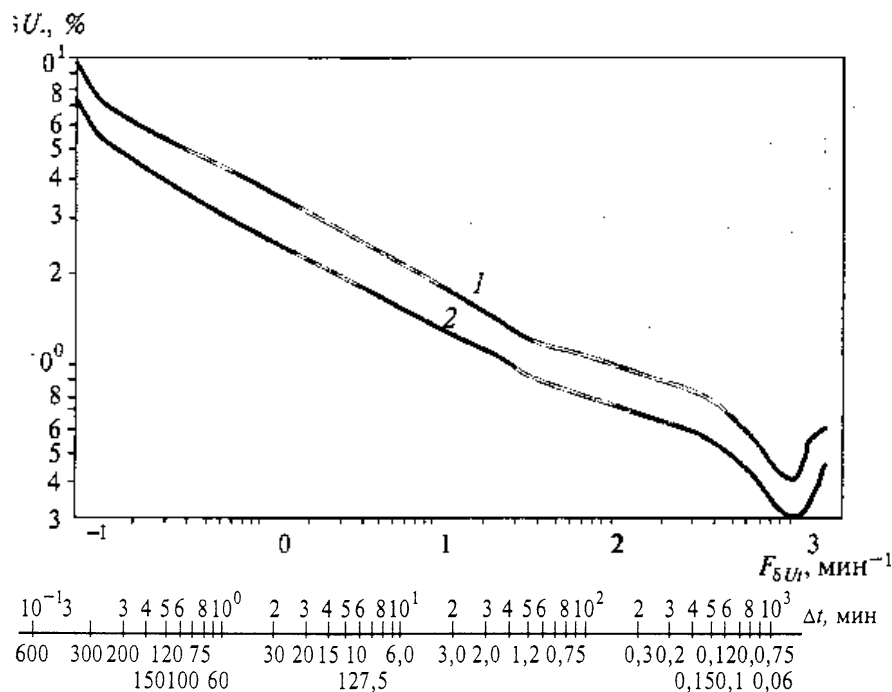


Рис. 15.1. Допустимые значения размаха изменений напряжения: 1 – общие требования для обычных потребителей; 2 – для потребителей при повышенных требованиях к искусственному освещению

Кривая получена экспериментально, путем исследования реакции человека на периодические мигания осветительных установок. Наиболее неблагоприятный психологический эффект, утомление зрения и организма человека вызывает мигание света с частотой 3–10 Гц.

Размах δU_v , %:

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (15.4)$$

Частоту повторения изменений напряжения F при периодических колебаниях напряжения вычисляют по формуле

$$F = \frac{m}{T}, \quad (15.5)$$

где m – число изменений напряжения за интервал времени измерения T , принимаемый равным 10 мин (значение частоты повторения измерений напряжения, равное двум изменениям напряжения в секунду, соответствует 1 Гц).

Интервал времени между изменениями напряжения

$$\Delta t_{i,i+1} = t_{i+1} - t_i, \quad (15.6)$$

где t_i, t_{i+1} – начальные моменты следующих один за другим изменений напряжения, с (если интервал времени между окончанием одного изменения и началом следующего, происходящего в том же направлении, менее 30 мс, то эти изменения рассматриваются как одно).

Качество электрической энергии по дозе фликера считают соответствующим требованиям стандарта, если каждая кратковременная и длительная дозы фликера, определенные при измерении в течение 24 часов или расчетом по аналитическим методам, не превышают предельно допустимых значений.

3. Несинусоидальность и несимметрия напряжения.

Несинусоидальность напряжения. Несинусоидальность напряжения характеризуется коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения $K_{\text{и}}$ (%) и коэффициентом i -й гармонической составляющей напряжения $K_{\text{и}(i)}$ (%).

Нормально и предельно допустимые значения коэффициентов искажения синусоидальности кривой напряжения приведены ниже:

$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	0,38	6–20	35	110–330
$K_{U_{\text{норм}}}, \%$	8,0	5,0	4,0	2,0
$K_{U_{\text{пред}}}, \%$	12,0	8,0	6,0	3,0

Предельно допустимое значение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения вычисляют по формуле

$$K_{U^{(n)}_{\text{пред}}} = 1,5K_{U^{(n)}_{\text{норм}}}, \quad (15.7)$$

где $K_{U^{(n)}_{\text{норм}}}$ – нормально допустимое значение коэффициента k -й гармонической составляющей напряжения.

Измерение коэффициента k -й гармонической составляющей напряжения $K_{U^{(n)}}$ осуществляется для межфазных (фазных) напряжений. Для каждого i -го наблюдения за период времени, равный 24 ч, определяют действующее значение напряжения k -й гармоники $U_{(n)i}$ (В, кВ) и вычисляют значение коэффициента k -й гармонической составляющей напряжения $K_{U^{(n)i}}$ (%):

$$K_{U^{(n)i}} = \frac{U_{(n)i}}{U_{(1)i}} \cdot 100, \quad (15.8)$$

где $U_{(n)i}$ – действующее значение напряжения основной частоты на k -м наблюдении (или номинальное, что порождает относительную погрешность вычисления $K_{U^{(n)i}}$, численно равную значению отклонения напряжения $U_{(n)i}$ от $U_{\text{ном}}$).

Значение коэффициента k -й гармонической составляющей напряжения $K_{U^{(n)}}$, %, вычисляют как результат усреднения N наблюдений (которых должно быть не менее 9) $K_{U^{(n)i}}$ на интервале времени T , равном 3 с:

$$K_{U^{(n)}} = \sqrt{\sum_{i=1}^N (K_{U^{(n)i}})^3 / N}. \quad (15.9)$$

Несимметрия напряжений. Несимметрия напряжений характеризуется коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности $K_{2и}$ (%) и коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} (%).

Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2Ui} как результат n -го наблюдения (%)

$$K_{2Ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{1(1)i}}, \quad (15.10)$$

где $U_{2(1)i}$, $U_{1(1)i}$ – действующее значение напряжения обратной и прямой последовательности основной частоты трехфазной системы в i -м наблюдении.

Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности

$$K_{0U_i} = \frac{\sqrt{3}U_{0(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \quad (15.11)$$

где $U_{0(1)i}$ – действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в i -м наблюдении; $U_{1(1)i}$ – действующее значение межфазного напряжения прямой последовательности основной частоты.

4. Отклонения частоты, провал и импульс напряжения. Временное перенапряжение.

Отклонение частоты напряжения. Измерение отклонения частоты f осуществляют для каждого i -го наблюдения за установленный период времени. Измеряют действительное значение частоты и вычисляют усредненное значение f_y как результат усреднения N наблюдений (не менее 15) f_i на интервале времени, равном 20 с, по формуле

$$f_y = \sum_{i=1}^N f_i / N. \quad (15.12)$$

Отклонение частоты

$$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}}, \quad (15.13)$$

где $f_{\text{ном}}$ – номинальное значение частоты, Гц.

При этом качество считают соответствующим, если суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5 % от установленного периода времени и не выходит за предельно допустимые значения все 24 часа.

Провал напряжения. Провал напряжения характеризуется показателем длительности провала напряжения (рис. 15.2).

Длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$ вычисляют по формуле

$$\Delta t_{\text{п}} = t_{\text{к}} - t_{\text{н}}, \quad (15.14)$$

где $t_{\text{к}}$, $t_{\text{н}}$ – начальный и конечный моменты времени провала напряжения.

Качество считают соответствующим, если наибольшее значение из всех измеренных в течение продолжительного периода наблюдения (как правило,

в течение гола) длительностей провалов напряжения не превышает предельно допустимого.

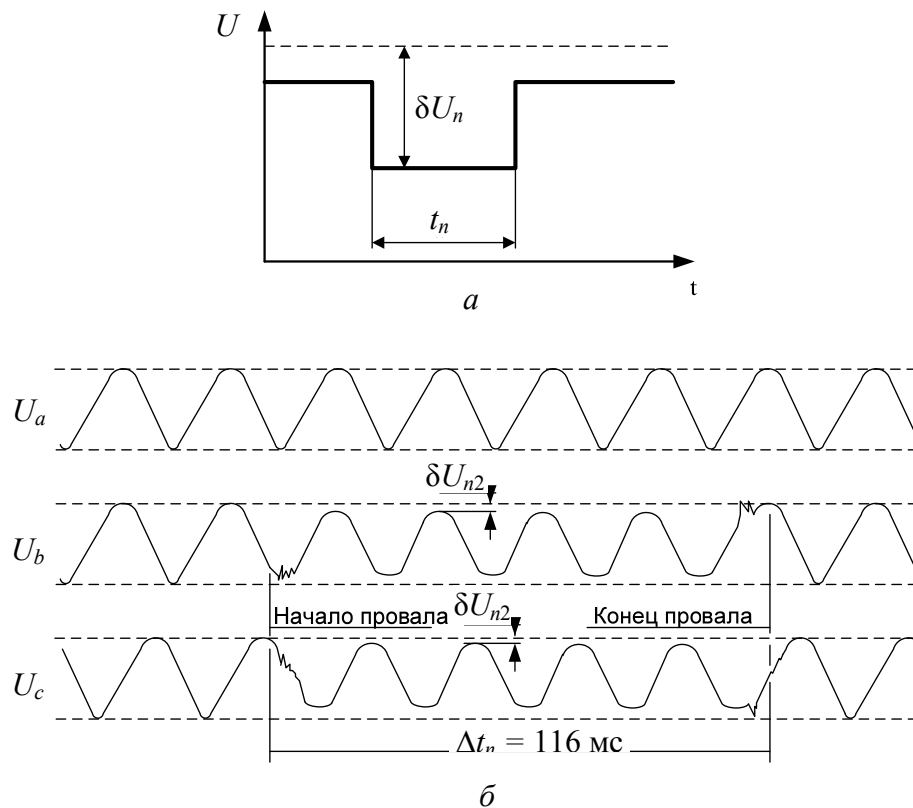


Рис. 15.2. Иллюстрация провала напряжения (а) и осциллограмма провала напряжения с переходом напряжения на новый уровень и возвращением на предшествующий или близкий к нему уровень скачком с высокочастотными составляющими (б)

Глубину провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$ (см. рис. 15.2) определяют следующим образом:

измеряют среднеквадратичные значения напряжения U за каждый полупериод основной частоты во время провала напряжения;

определяют минимальное из всех измеренных среднеквадратичных значений напряжения U_{min} ;

вычисляют $\delta U_{\text{п}}$ (%) по формуле

$$\delta U_{\text{п}} = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100; \quad (15.15)$$

вычисляют частоту появления провалов напряжения $F_{\text{п}}$ (%):

$$F_{\text{п}} = \frac{m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})}{M} \cdot 100, \quad (15.16)$$

где $m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})$ – число провалов напряжения глубиной $\delta U_{\text{п}}$ и длительностью $\Delta t_{\text{п}}$ за период времени наблюдения T ; M – суммарное число провалов напряжения за период времени наблюдения T .

На [рис. 15.2, б](#) приведен пример провала в двух фазах при грозовом повреждении ЛЭП.

Импульс напряжения. Импульс напряжения характеризуется показателем импульсного напряжения $U_{\text{имп}}$, кВ. Расчетные значения грозовых и коммутационных импульсных напряжений в точках присоединения электрической сети общего назначения приводятся для фазных номинальных напряжений сети.

Временное перенапряжение. Временное перенапряжение характеризуется показателем коэффициента временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$.

5. Причины и источники нарушения показателей качества электрической энергии.

Потребитель может быть источником искажений по нескольким ПКЭ. Количество и местоположение источников в схеме известно очень приблизительно, а уровень вносимых ими искажений практически неизвестен. Искажающие токи растекаются по сетям в зависимости от схемы сети, ее частотных характеристик и т. д. Токи суммируются в узлах, поэтому искажение напряжения определяется действием нескольких виновников.

Если рассматривать все точки (узлы), где следует выдерживать (и проверять) ПКЭ, то налицо объект с ценологическими свойствами. Но существующая теория расчета ПКЭ основана на нормальном распределении. Сложившееся положение аналогично положению с расчетом электрических нагрузок в 50–60-е годы XX века, когда полагали, что вероятностный гауссов подход решит проблему нагрузок. Очевидно, что существует большая область теории и практики, важная при использовании электроэнергии, требующая новых представлений.

6. Способы и технические средства повышения качества электроэнергии.

Существуют три основные группы методов повышения качества электроэнергии:

- 1) рационализация электроснабжения, заключающаяся, в частности, в повышении мощности сети, в питании нелинейных потребителей повышенным напряжением;
- 2) улучшение структуры 1УР, например обеспечение номинальной загрузки двигателей, использование многофазных схем выпрямления, включение в состав потребителя корректирующих устройств;
- 3) использование устройств коррекции качества – регуляторов одного или нескольких показателей качества электроэнергии или связанных с ними параметров потребляемой мощности.

Снижение несимметрии напряжений достигается уменьшением сопротивления сети токам обратной и нулевой последовательностей и снижением значений самих токов.

Снижение несинусоидального напряжения достигается:

1) схемными решениями: выделение нелинейных нагрузок на отдельную систему шин; рассредоточение нагрузок по различным узлам питания с подключением параллельно им электродвигателей; группировка преобразователей по схеме умножения фаз; подключение нагрузки к системе с большей мощностью;

2) использованием фильтровых устройств: включение параллельно нагрузке узкополосных резонансных фильтров, фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ), фильтросимметрирующих устройств (ФСУ), ИРМ, содержащих ФКУ;

3) использованием специального оборудования, характеризующегося пониженным уровнем генерации высших гармоник: «ненасыщающихся» трансформаторов; многофазных преобразователей с улучшенными энергетическими показателями.

Вопросы для самопроверки

1. Опишите влияние качества электрической энергии на работу заводских потребителей и поясните необходимость учета показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения.

2. Поясните физический смысл и количественно охарактеризуйте показатели качества: отклонение и колебания частоты; отклонения напряжения; колебания напряжения (размах изменения напряжения, доза колебания напряжения, частота изменения напряжения, интервал времени между изменениями напряжения, глубина провала напряжения, интенсивность провалов напряжения, длительность импульса напряжения); несимметрии напряжения трехфазной сети; несинусоидальность напряжения.

3. Укажите особенности и аппаратные средства измерения: отклонений и колебаний напряжения; несимметрии напряжений; несинусоидальности напряжения (коэффициента несинусоидальности и коэффициента гармонической составляющей напряжения).

4. Поясните физический смысл сопротивления обратной последовательности для различных нагрузок.

5. Обоснуйте необходимость и укажите границы регулирования напряжения.

ЛЕКЦИЯ 16

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

(1,5 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Баланс активных и реактивных мощностей.
2. Потребители реактивной мощности.
3. Компенсирующие устройства.
4. Выбор мощности компенсирующих устройств.

1. Баланс активных и реактивных мощностей.

Активная мощность источников (турбогенераторов и гидрогенераторов электростанций, нетрадиционных источников, гидроаккумулирующих станций и др.) в любой момент времени соответствует потребляемой мощности (нагрузке) $\Sigma P_{\text{н}}$:

$$\Sigma P_{\text{н}} = \Sigma P_{\text{и}} + \Sigma P_{\text{сн}} + \Delta P_{\text{п}}, \quad (16.1)$$

где $\Sigma P_{\text{и}}$ – суммарная активная мощность источников; $\Sigma P_{\text{сн}}$ – собственные нужды генерирующих источников; $\Delta P_{\text{п}}$ – потери активной мощности.

Приведенное уравнение определяет баланс активных мощностей в электрической системе.

Баланс активных мощностей соответствует определенным значениям частоты и напряжения в узлах, к которым подключены потребители (нагрузки). Изменение мощности источников связано с изменением частоты и напряжения очевидным равенством, получающимся разложением в ряд Тейлора функции $\Sigma P_{\text{н}} = F(f, U)$:

$$\Delta P_{\text{н}} = \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial U} \Delta U. \quad (16.2)$$

При нарушении баланса мощностей вследствие снижения генерирующей мощности или увеличения потребления активной мощности устанавливается режим с изменившимися значениями составляющих уравнения баланса мощности. Снижение генерируемой мощности приводит к уменьшению частоты и напряжения в системе и, наоборот, с увеличением мощности источников возрастают частоты тока и напряжения одинаково в любом узле электрической системы. Воздействовать на изменение частоты можно только изменением генерируемой активной мощности. На тепловых и гидравлических электростанциях это достигается увеличением или уменьшением выпуска энергоносителя, т. е. пара или воды.

Номинальное значение частоты в европейских странах составляет 50 Гц, в США и ряде других стран – 60 Гц. Снижение частоты приводит к уменьшению скорости вращения синхронных и асинхронных электродвигателей и, в конечном счете, к уменьшению производительности приводных механизмов.

В ориентировочных расчетах принимают, что изменение частоты на 1 % приводит к изменению активной мощности нагрузки на 0,5 %. Уравнение баланса реактивной мощности:

$$\Sigma Q_{\Gamma} + \Sigma Q_{\text{с}} + \Sigma Q_{\text{к}} = \Sigma Q_{\text{н}} + \Sigma Q_{\text{н}} + \Sigma \Delta Q_{\text{п}}, \quad (16.3)$$

где ΣQ_{Γ} , $\Sigma Q_{\text{с}}$, $\Sigma Q_{\text{к}}$ – реактивная мощность, генерируемая генераторами электростанций, компенсирующими устройствами (синхронными компенсаторами, конденсаторами и другими устройствами, а также емкостями воздушных и кабельных линий); $\Sigma Q_{\text{н}} + \Sigma Q_{\text{н}} + \Sigma \Delta Q_{\text{п}}$ – реактивная мощность, потребляемая нагрузками, а также собственными нуждами электроснабжения и обусловленная потерями в элементах систем электроснабжения.

Реактивная или обменная мощность существенно влияет на такие параметры систем электроснабжения, как потери мощности и энергии и уровни напряжения в узлах сети. Поэтому вопрос компенсации реактивной мощности относится к числу важнейших при проектировании и эксплуатации систем энергоснабжения предприятий. Как известно, величина (значение) реактивной мощности характеризует скорость обмена электромагнитной энергии источниками и потребителями электроэнергии. При этом индуктивные элементы являются накопителями реактивной мощности, а емкостные – ее генераторами. В трехфазных симметричных сетях реактивная мощность определяется как

$$Q = \sqrt{3}UI \sin \varphi, \quad (16.4)$$

в несимметричных сетях – суммой реактивных мощностей трех фаз:

$$Q = U_A I_A \cos \varphi_A + U_B I_B \cos \varphi_B + U_C I_C \cos \varphi_C. \quad (16.5)$$

Полная (кажущаяся) мощность

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (16.6)$$

отношение мощностей:

$$Q/P = \operatorname{tg} \varphi; \quad P/S = \cos \varphi.$$

Приведенные выше формулы справедливы для сетей синусоидального тока, в которых нет высших гармоник.

Напомним основные формулы, которые используются в расчетах, связанных с реактивной мощностью. Потери активной мощности ΔP при передаче активной и реактивной мощностей по линии с сопротивлением R :

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R. \quad (16.7)$$

Потеря напряжения

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}, \quad (16.8)$$

где X – реактивное сопротивление линии.

При несинусоидальности напряжения и токов используется метод эквивалентных синусоид. Эквивалентные синусоиды напряжения U_3 и тока I_3 определяют по формулам:

$$U_3 = \sqrt{\sum_{v=1}^n U_v^2}; \quad I_3 = \sqrt{\sum_{v=1}^n I_v^2}; \quad S_3 = U_3 I_3, \quad (16.9)$$

где U_v и I_v – соответственно напряжение и ток v -й гармоники. Реактивная мощность

$$Q_3 = \sqrt{S_3^2 - P_3^2}, \quad (16.10)$$

где $P_3 = \sum_{v=1}^n U_v I_v \cos\varphi$.

Коэффициент мощности

$$\cos\varphi_3 = P_3/S_3. \quad (16.11)$$

При расчетах реактивной мощности вентиляльных преобразователей коэффициент мощности определяют по формуле

$$\cos\varphi_3 = \gamma_i \cos\varphi_1; \quad (16.12)$$

значение $\cos\varphi_1$ находят по первым (основным) гармоникам напряжения и тока. Коэффициент искажения кривых тока

$$\gamma_i = I_1/I_3. \quad (16.13)$$

Обменные электромагнитные процессы можно рассматривать на основе разложения тока на составляющие: активную I_a , совпадающую по фазе с напряжением, и реактивную I_p , сдвинутую на угол $\pi/2$ (рис. 16.1):

$$I = I_a + I_p. \quad (16.14)$$

Очевидно, что составляющая I_a обуславливает активную мощность, а I_p – реактивную:

$$P = I_a^2 R, \quad (16.15a)$$

$$Q = I_p^2 X. \quad (16.15б)$$

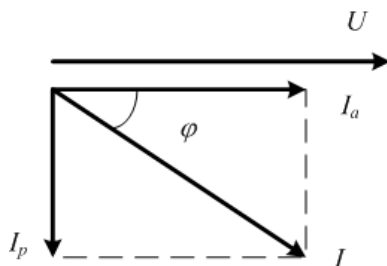


Рис. 16.1. Составляющие полного тока

Этот подход удобен для понимания сущности энергетических процессов в системах электроснабжения с нелинейными нагрузками. В этом случае даже при отсутствии в сети реактивных элементов может иметь место $I_p \neq 0$. Например, в простейшем случае одно- или двухполупериодного выпрямителя, работающего на активную нагрузку (рис. 16.2, а), при угле управления $\alpha \neq 0$ первая гармоника тока I_1 сдвинута относительно кривой напряжения на угол φ_1 , значение которого зависит от угла управления α (рис. 16.2, б).

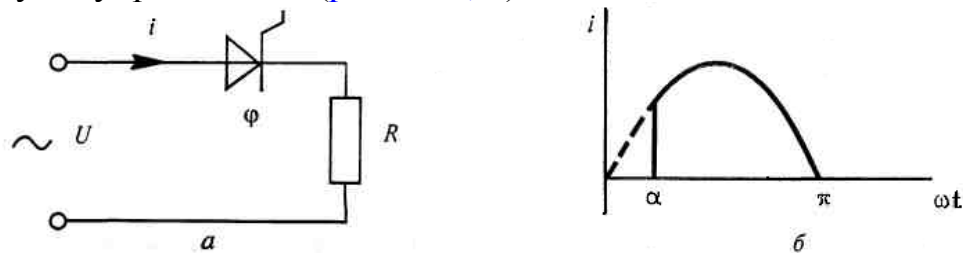


Рис. 16.2. Схема одно- или двухполупериодных выпрямителей, работающих на активную нагрузку (а) и сдвиг первой гармоники при $\alpha \neq 0$ (б)

Ток первой гармоники может быть представлен суммой активной и реактивной составляющих по выражению (16.14), соответственно могут быть представлены мощности по выражениям (16.15а). Однако мощность, определяемая выражением (16.15б), не связана с обменными процессами, она обусловлена лишь наличием сдвига по фазе между током и напряжением. Ее правильнее было бы назвать мощностью сдвига. В дальнейшем изложении, однако, мы будем пользоваться привычным и общепринятым термином «реактивная мощность» вне зависимости от причины, вызывающей появление реактивной составляющей тока.

Отметим весьма важное обстоятельство: компенсация реактивной мощности (т. е. ее минимизация) производится одними и теми же методами вне зависимости от природы ее появления, т. е. наличия реактивных элемен-

тов в сети или сдвига фаз, обусловленного нелинейными потребителями. На практике обычно имеет место сочетание обеих причин: в вентильных преобразователях (выпрямителях, инверторах и др.) используются реакторы для сглаживания коммутационных процессов и батареи конденсаторов; преобразователи и ДСП включаются через трансформаторы и т. д.

Следует иметь в виду, что более точно коэффициент мощности $\cos \varphi$ следовало бы назвать коэффициентом сдвига фаз.

Согласно второму закону электромеханики все электрические машины обратимы, т. е. они могут работать как в двигательном, так и в генераторном режимах. Это свойство электрических машин используется, в частности, на гидроаккумуляторных станциях: синхронная машина используется в качестве двигателя при перекачке воды в резервуары в периоды минимальных нагрузок энергосистемы и в генераторном режиме, когда запасенная потенциальная энергия воды используется для вращения гидротурбины.

Синхронные машины, применяемые в промышленных системах электроснабжения, вне зависимости от их основного назначения (электродвигатели, генераторы) используются также в качестве источников реактивной мощности РМ. Синхронные компенсаторы устанавливают исключительно с целью получения РМ. Естественно, что эти машины могут работать также в режиме потребления РМ. Это можно наглядно продемонстрировать с помощью известных U -образных характеристик. На [рис. 16.3](#) представлены U -образные характеристики синхронного генератора, подключенного к электрической сети с неизменным уровнем напряжения $U_0 = \text{const}$ при различных значениях активной нагрузки $P = 0, P', P''$ (I – ток статора; I_f – ток возбуждения).

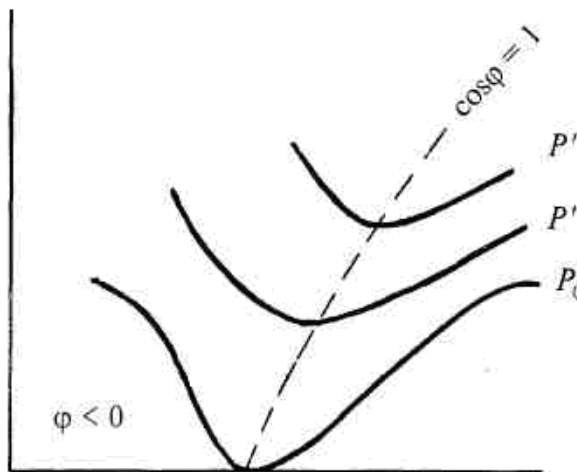


Рис. 16.3. U -образные характеристики синхронного генератора ($U_0 = \text{const}$, активная нагрузка $P = 0, P', P''$)

При значениях тока возбуждения, меньших граничного ($I_f < I_{fгр}$), т. е. в режиме недовозбуждения, синхронная машина «ведет себя» как индуктивность, т. е. потребляет реактивную мощность; при перевозбуждении ($I_f > I_{fгр}$) она является источником реактивной мощности, т. е. «ведет себя» как емкость.

Для синхронных электродвигателей значения P, P', P'' являются электромагнитной мощностью, соответствующей вращающему электромагнитному моменту. Нижняя кривая – U -образная характеристика синхронного компенсатора.

Синхронные компенсаторы, в отличие от синхронных генераторов, не имеют выходного конца вала, это облегчает герметизацию машины и позволяет использовать водородное охлаждение. Компенсаторы выпускают на напряжения 6,6–15,75 кВ и мощностью до 345 МВА.

Полная номинальная мощность компенсатора при работе с перевозбуждением, в генераторном режиме, определяется по формуле

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{3}U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном}} \quad (16.16)$$

Полная мощность при недовозбуждении (потребляемая)

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{3}U_{\text{ном}}^2 / X_d. \quad (16.17)$$

Значение синхронного индуктивного сопротивления синхронного компенсатора (в относительных единицах) $X_d^* = 1,8-5-2,5$.

Активная мощность, обусловленная наличием механических потерь, а также потерь в стали и меди, составляет 1–2 % номинальной мощности.

Синхронные компенсаторы иногда применяют на главных понизительных подстанциях (ГПП) предприятий.

2. Потребители реактивной мощности.

Асинхронные электродвигатели (АД) и трансформаторы (Тр) потребляют 60–80 % реактивной энергии в промышленных электросетях. Рассмотрим потребление ими реактивной мощности, основываясь на схемах замещения АД и Тр. Эти схемы идентичны, отличаются только ветвью, имитирующей нагрузку, поэтому воспользуемся одной – Г-образной схемой замещения (рис. 16.4).

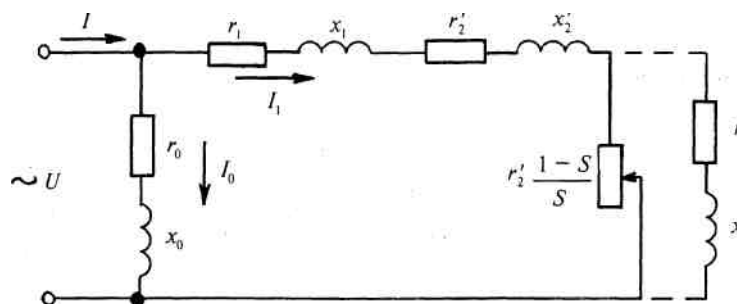


Рис. 16.4. Г-образная схема замещения АД с нагрузкой r'_2 и трансформатора с нагрузкой $r_{\text{нт}}, x_{\text{нт}}$

Значения сопротивлений ротора АД r_2^1 и x_2^1 , аналогично вторичной обмотке трансформатора, приводятся с учетом коэффициентов трансформации к параметрам цепей статора АД (первичной обмотки). Напомним также, что r_0 и x_0 – сопротивления ветви намагничивания.

В обоих случаях реактивная составляющая тока нагрузки

$$I_p = I_{0p} + I_{1p} \quad (16.18)$$

и соответственно реактивная мощность

$$Q = Q_0 + Q_1. \quad (16.19)$$

Мощности Q_0 и Q_1 – реактивные мощности холостого хода и короткого замыкания. Первая из них не зависит от нагрузки, вторая зависит от квадрата загрузки: активной мощности для АД и полной мощности для трансформатора.

Таким образом, для АД

$$Q_{\text{АД}} = Q_{0\text{АД}} + Q_{\text{НОМ}} k_3^2, \quad (16.20)$$

где $k_3 = P/P_{\text{НОМ}}$.

При расчете Q_0 и Q_x для Тр используют значения тока холостого хода $I_{0\text{Т}}$ (%) и напряжения короткого замыкания трансформатора u_k (%):

$$Q_{\text{Т}} = S_{\text{НОМ.Т}} \left(\frac{I_{0\text{Т}}}{100} + \frac{u_k}{100} \beta_{\text{Т}} \right), \quad (16.21)$$

причем $\beta_{\text{Т}} = S/S_{\text{НОМ.Т}}$ – коэффициент загрузки трансформатора по полной мощности.

Для трехобмоточных трансформаторов реактивная мощность определяется как

$$Q_{\text{Т}} = Q_0 + \sum_{i=1}^3 Q_{\text{НИ}} \beta_i^2. \quad (16.22)$$

При номинальной нагрузке АД значения обеих составляющих реактивной мощности АД примерно равны и $Q_{\text{АД}} = 2Q_0$. При $\beta = 0$ очевидно, что $Q_{\text{М}} = Q_0$.

В паспортах АД приводятся значения коэффициента мощности при номинальной нагрузке, что позволяет легко определить Q_0 и $Q_{\text{М}}$ при любом значении $K_{\text{У}}$. В АД значение Q_0 составляет около 50 % номинальной мощности. Этой цифрой можно пользоваться при ориентировочных расчетах.

Значения Q_0 составляют 2–5 % номинальной мощности Тр. Это объясняется отсутствием воздушного зазора в магнитопроводе Тр, благодаря чему для создания основного магнитного потока требуются меньшие значения намагничивающего тока $I_{0\text{р}}$ и реактивной мощности. Несмотря на это, суммарное потребление реактивной мощности трансформаторами соизмеримо с потреблением АД, поскольку суммарная номинальная мощность Тр, как правило, во много раз больше, чем АД.

Для уменьшения потребления реактивной мощности АД выбирают двигатели с небольшим запасом по активной мощности; выполняют переключения статорных обмоток с треугольника на звезду при их загрузке ниже 40–50 %; исключают режим холостого хода путем установки соответствующих ограничителей; заменяют асинхронные двигатели синхронными той же мощности, если это возможно по технико-экономическим соображениям.

Для уменьшения потерь реактивной мощности в Тр рекомендуется отключение в резерв Тр, загруженных менее 40 % номинальной мощности,

а также перевод нагрузки на другой трансформатор либо замена на менее мощный.

Дуговые сталеплавильные печи (ДСП) относятся к числу крупных потребителей реактивной мощности. В значительной мере это объясняется необходимостью обеспечить непрерывность горения электрической дуги, что возможно только при наличии индуктивности в цепи ДСП. Достаточный для непрерывного горения дуги угол сдвига по фазе между первыми гармониками тока и напряжения φ_n определяется известным выражением

$$\operatorname{tg}\varphi_n \geq 2/\pi = 0,637; \quad \varphi_n \geq 32,5^\circ.$$

Значение угла φ_n должно удовлетворять также следующему соотношению, равнозначному предыдущему:

$$\sin\varphi_n \geq U_g/U_m,$$

где U_g – минимальное необходимое напряжение для горения дуги; U_m – амплитудное значение напряжения источника питания.

Наличие автоматических регуляторов, позволяющих воздействовать на уровни U_g и U_m , обеспечивает работу ДСП с углами $\varphi_n < 32,5^\circ$.

Таким образом, минимально возможное соотношение между реактивной и активной мощностями, потребляемыми ДСП без применения регуляторов, позволяющих изменить соотношение U и U_m , составляет $Q_n = 0,637P$.

На практике в большинстве случаев $Q_n > 0,637P_n$, что объясняется наличием значительных индуктивностей в цепи ДСП.

ДСП относятся к резкопеременным несимметричным нагрузкам. В наибольшей мере резкие изменения нагрузки наблюдаются в начальный период плавки – период расплавления; его продолжительность обычно составляет несколько процентов периода плавки. В последний, самый продолжительный период (рафинирование) изменения нагрузки небольшие.

Оценивать значения реактивной мощности, потребляемой ДСП, на основании чисто теоретических предпосылок весьма затруднительно из-за влияния конструктивных параметров ДСП, материала электродов, состава скрапа, несимметрии и несинусоидальности режима и ряда других параметров. Поэтому на практике используют усредненные данные, полученные в результате многочисленных измерений на действующих ДСП.

Средние значения $\operatorname{tg}\varphi_n$ за весь период плавки для печей различной емкости составляют:

Тип печи	ДСП-12-ДСП-25	ДСП-100	ДСП-200
$\operatorname{tg}\varphi_n$	0,65	0,9	0,97

Для печей ДСП-100 и ДСП-200 приведенные значения $\operatorname{tg}\varphi_n$ можно использовать также при оценке 30-минутного максимума реактивной нагрузки.

Для ДСП меньшей емкости значение $\operatorname{tg}\varphi_n$, соответствующее 30-минутному максимуму, принимается равным приведенному выше с коэффициентом 0,47.

Максимальное значение реактивной мощности имеет место при так называемом эксплуатационном коротком замыкании:

$$Q_{\max} = S_{\text{п.т}} k_{\text{э.к.з}}, \quad (16.23)$$

где $S_{\text{п.т}}$ – номинальная мощность печного трансформатора; $k_{\text{э.к.з}}$ – кратность эксплуатационного короткого замыкания, соответствующего режиму соприкосновения электродов с плавящимся металлом.

В настоящее время более 50 % электроэнергии, поставляемой промышленными предприятиями, преобразуется с помощью выпрямителей и инверторов; эти устройства именуются вентильными преобразователями (ВП). ВП являются крупными потребителями реактивной мощности. На основе ВП, как будет показано в дальнейшем, строят современные регулируемые мощности.

В большинстве случаев на предприятиях используются трехфазные мостовые схемы. Изменением угла α (см. рис. 16.2, б) обеспечивается регулирование выпрямленного напряжения.

Коэффициент мощности $\cos\varphi$ определяют с учетом не только коэффициента сдвига $\cos\varphi$, но и степени искажения тока γ_i :

$$\cos\varphi = \gamma_i \cos\varphi_1, \quad (16.24)$$

где

$$\gamma_i = I_1 / \sqrt{I_1^2 + \sum_{v=2}^n I_v^2}, \quad (16.25)$$

I_v – действующее значение тока v -й гармоники.

Индукционные печи предназначены для расплавления металлов индуцированными токами, для чего необходимо создание сильных магнитных полей. Для этой цели требуется значительная реактивная мощность. На предприятиях применяют в основном однофазные печи мощностью до 6 МВт для плавления цветных металлов и до 2 МВт – сталеплавильные печи. Для генерирования токов высокой частоты (до 10 кГц) используют главным образом тиристорные преобразователи частоты на напряжения 0,38; 6; 10 кВ. Коэффициент мощности индукционных печей весьма низок: от 0,1 до 0,5–0,6, в связи с чем в комплект индукционной печи входят регулируемые батареи конденсаторов.

Установки дуговой и контактной электросварки являются однофазными резкопеременными нагрузками с $\cos\varphi$ от 0,2 до 0,6.

3. Компенсирующие устройства.

Батареи статических конденсаторов (БК) могут работать лишь как источники реактивной мощности. Их выпускают на различные номинальные напряжения и мощности. БК на напряжение до 1000 В обычно включаются по схеме треугольника, так как при этом к конденсатору приложено линейное напряжение и в три раза увеличивается реактивная мощность по сравнению с соединением в звезду:

$$Q_{CY} = \left(\frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}} \right)^2 / X_{\text{к}} = \frac{1}{3} U_{\text{л}}^2 \omega C, \quad Q_{\text{к}\Delta} = I^2 X_{\text{к}} = \frac{U_{\text{л}}^2}{X_{\text{к}}} = U_{\text{л}}^2 \omega C, \quad (16.26)$$

где $U_{\text{л}}$ – линейное напряжение сети; C – емкость трех фаз батарей; ω – угловая частота.

Достоинства БК: 1) малые удельные потери активной мощности (0,0025–0,005 Вт/вар); 2) простота производства монтажных работ (малые габариты, масса, отсутствие фундаментов); 3) простота эксплуатации (ввиду отсутствия вращающихся и трущихся частей); 4) возможность их установки в центре реактивных нагрузок или около электроприемников; 5) для установки конденсаторов может быть использовано любое сухое помещение; 6) возможность постепенного увеличения мощности БК.

Недостатки БК: 1) зависимость генерируемой РМ от напряжения; 2) недостаточная прочность, особенно при КЗ и перенапряжениях; 3) малый срок службы; 4) пожароопасность; 5) наличие остаточного заряда; 6) перегрев при повышении напряжения и наличии в сети высших гармоник, ведущих к повреждению конденсаторов; 7) сложность регулирования РМ (РМ регулируется ступенчато).

Для плавного регулирования реактивной мощности применяются непосредственные преобразователи частоты (НПЧ). Такой компенсатор представляет собой нерегулируемый генератор высокой частоты, включенный через НПЧ ([рис. 16.5, а](#)).

В зависимости от соотношения напряжений сети u_a, u_b, u_c и напряжений на выходе НПЧ u_{ab}, u_{bv}, u_{cl} компенсатор может генерировать или потреблять реактивную мощность. При этом от генератора высокой частоты реактивная мощность в любом случае потребляется. Учитывая это, в качестве генератора можно использовать статическое устройство, содержащее LC-контуры ([рис. 16.5, б](#)). Так как конденсаторы в рассматриваемом компенсаторе работают на высокой частоте, он имеет некоторое преимущество по габаритным размерам и стоимости по сравнению с другими типами компенсаторов.

В качестве источников реактивной мощности для прямой компенсации также используются компенсаторы с искусственной коммутацией тиристоров. Такой компенсатор представляет собой параллельное соединение двух трехфазных преобразователей. Изменение знака угла управления тиристоров

достигнуто искусственной коммутацией тока в вентильных контурах напряжениями коммутирующих конденсаторов, а не напряжением сети.

Косвенная компенсация реактивной мощности заключается в том, что параллельно нагрузке включается стабилизатор реактивной мощности, обеспечивающий неизменную величину суммарной реактивной мощности

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{н}}(t) + Q_{\text{ст}}(t) = \text{const}, \quad (16.27)$$

где $Q_{\text{н}}(t)$ – реактивная мощность нагрузки; $Q_{\text{ст}}(t)$ – реактивная мощность стабилизатора.

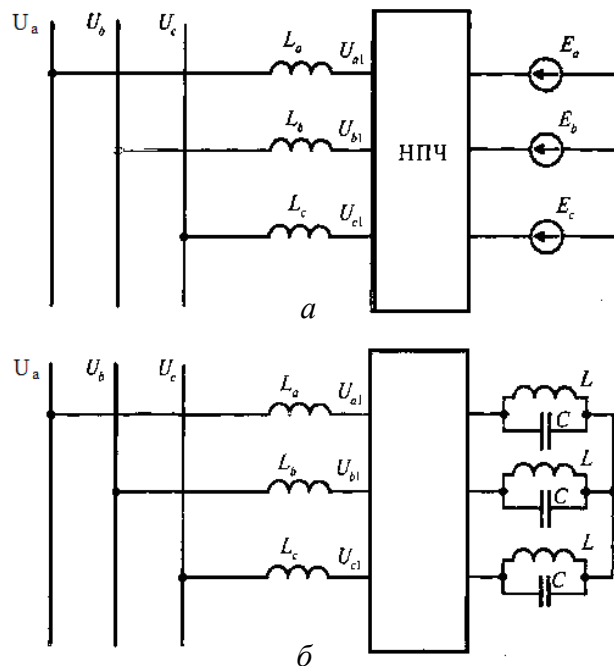


Рис. 16.5. Установка прямой компенсации реактивной мощности с непосредственным преобразователем частоты (а), с непосредственным преобразователем частоты и LC-контурами (б)

Суммарная реактивная мощность Q_{Σ} компенсируется с помощью БК. В качестве стабилизаторов в настоящее время используются тиристорные компенсаторы реактивной мощности.

Наиболее широкое распространение получили компенсаторы с фазоуправляемыми тиристорными ключами. На рис. 16.6, а представлена схема однофазного тиристорного фазоуправляемого ключа. Угол управления α изменяется в пределах от 0 до $\pi/2$.

Если допустить, что активное сопротивление реактора равно нулю, то для интервала проводимости тиристоров можно записать

$$L \frac{di(t)}{dt} = u(t) = U_m \cos \omega t, \quad (16.28)$$

отсюда ток через индуктивность

$$\frac{1}{L} \int_{a/\omega}^t u(t) dt = I_m (\sin \omega t - \sin at), \quad (16.29)$$

где $I_m = \frac{U_m}{\omega L}$.

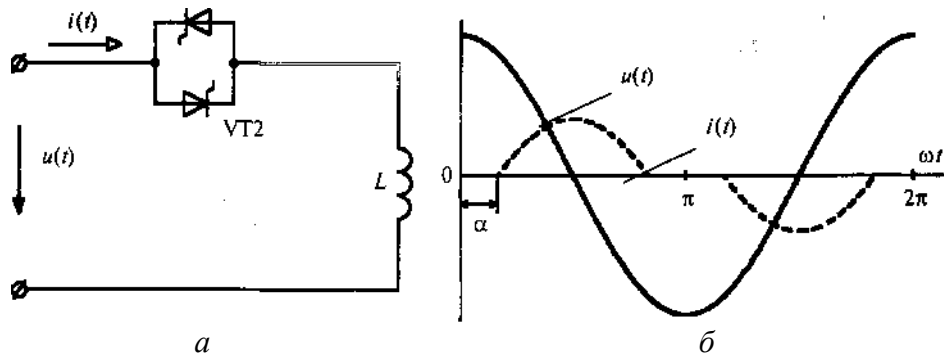


Рис. 16.6. Схема фазоуправляемого тиристорного регулятора (а), кривые тока $i(t)$, напряжения $u(t)$ при угле управления $\alpha \neq 0$ (б)

Ток компенсатора при угле управления $\alpha \neq 0$ становится несинусоидальным. Кривые тока $i(t)$, напряжения $u(t)$ компенсатора при угле управления $\alpha \neq 0$ приведены на [рис. 16.6, б](#).

4. Выбор мощности компенсирующих устройств.

В общем случае определение мощности компенсирующих устройств можно считать оптимизационной задачей; цель – нахождение реактивной мощности устройства, соответствующей минимуму суммарных затрат:

$$Z = Z_{\text{п}} + Z_{\text{к}},$$

где $Z_{\text{п}}$ – затраты, обусловленные активными потерями, связанными с потоками активных и реактивных мощностей; $Z_{\text{к}}$ – затраты на компенсирующие устройства.

При использовании БК принимают

$$Z_{\text{к}} = Z_{\text{к}} Q_{\text{к}},$$

где $Z_{\text{к}}$ – удельные затраты на БК, долл./квар в год; $Q_{\text{к}}$ – реактивная мощность компенсирующего устройства.

Для случая установки БК на подстанции целевая функция

$$Z = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} RC_0 + Z_{\text{к}} (Q_{\text{н}} - Q), \quad (16.30)$$

где Q_n – начальная некомпенсированная реактивная нагрузка подстанции; C_0 – удельная стоимость активных потерь; R – эквивалентное активное сопротивление сети; $Q = Q_n - Q_k$ – реактивная мощность, протекающая в сети после установки БК. Уравнение для определения мощности (назовем ее эквивалентной или остаточной):

$$\frac{\partial Z}{\partial Q} = \frac{2Q}{U^2} RC_0 - 3_k = 0, \quad (16.31)$$

откуда

$$Q = Q_3 = 3_k U^2 / (2RC_0) \text{ и } Q_k = Q_n - Q_3. \quad (16.32)$$

Для простоты расчета не были учтены влияния Q_k и Q_3 на U , так как $\Delta U \approx Q_x/U$.

Полученное решение может быть проиллюстрировано с помощью кривых [рис. 16.7](#).

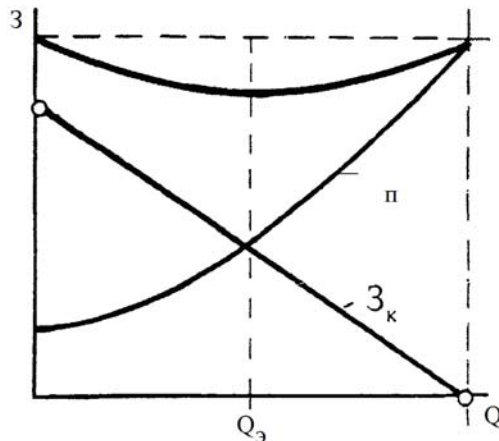


Рис. 16.7. Определение оптимальных значений потребляемой Q

Электроприемники напряжением до 1 кВ – значительные потребители реактивной мощности, следовательно, средства компенсации, в частности конденсаторы, по возможности, следует устанавливать в той же сети.

Поэтому выбор средств компенсации реактивной мощности от электроприемников до 1 кВ следует рассматривать одновременно с определением числа и мощности трансформаторов, числа и пропускной способности питающих линий.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, рассчитывают по минимуму приведенных затрат в два этапа:

- 1) определение мощности НБК исходя из пропускной способности трансформатора;
- 2) определение дополнительной мощности НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 6–10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность $Q_{н.к}$ НБК:

$$Q_{н.к} = Q_{н.к.1} + Q_{н.к.2}, \quad (16.33)$$

где $Q_{н.к.1}$ и $Q_{н.к.2}$ – суммарные мощности НБК, определяемые на двух указанных этапах расчета;

$$Q_{н.к.1} = Q_p - Q_{\max}, \quad (16.34)$$

где Q_p – расчетная реактивная мощность за наиболее загруженную смену на напряжение до 1 кВ; Q_{\max} – наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ,

$$Q_{\max} = \sqrt{(Nk_3 S_{\text{ном.т}})^2 - P_p^2}, \quad (16.35)$$

где N – число трансформаторов; k_3 – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора; $S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность трансформатора; P_p – расчетная активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее загруженную смену.

Номинальная мощность трансформатора

$$S_{\text{ном.т}} \geq P_p^2 / (k_3 N). \quad (16.36)$$

Если в расчетах оказывается, что $Q_{н.к.1} < 0$, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (принимается $Q_{н.к.1} = 0$).

Дополнительная мощность $Q_{н.к.2}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле

$$Q_{н.к.2} = Q_p - Q_{н.к.1} - \gamma N S_{\text{ном.т}}, \quad (16.37)$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питающей сети и расчетных коэффициентов, зависящих, в свою очередь, от удельных приведенных затрат на установку батарей конденсаторов низшего и высшего напряжений, потерь активной мощности, параметров питающей линии и номинальной мощности трансформатора.

Если в расчетах оказывается, что $Q_{н.к.2} < 0$, то установка батарей конденсаторов при определении дополнительной мощности с целью снижения потерь в трансформаторах и питающей сети не требуется (принимается $Q_{н.к.2} = 0$).

Реактивная мощность, найденная по (16.33), распределяется между трансформаторами цеха пропорционально их реактивным нагрузкам.

Вопросы для самопроверки

1. Укажите физический смысл реактивной мощности и назовите ее источники в системах электроснабжения.
2. Выполните баланс реактивной мощности по уровням системы электроснабжения промышленных предприятий.
3. Сравните технические характеристики синхронных машин и батарей конденсаторов как источников реактивной мощности.
4. Обоснуйте экономическую необходимость компенсации реактивной мощности и энергии.
5. Назовите критерии оптимизации компенсации реактивной мощности.
6. Опишите особенности выбора компенсирующих устройств на основе нормативных документов.

ЛЕКЦИЯ 17

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

(1,5 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Потребитель и электроснабжающая организация.
2. Нормы расхода электроэнергии по уровням производства.
3. Расчет норм расхода электроэнергии по уровням производства.
4. Методы прогнозирования электропотребления.
5. Ценологическое влияние на электропотребление предприятий

1. Потребитель и электроснабжающая организация.

Взаимоотношение потребителя и энергоснабжающей организации (энергосистемы) – ключевая основа для самой возможности эффективного построения, функционирования и развития электрики как единого целого.

Взаимоотношение включает:

1) технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям субъекта электроэнергетики и юридическое разграничение ответственности и установление границы раздела предприятие – энергосистема (6 УР системы электроснабжения);

2) договорные отношения по параметрам и времени электропотребления с выделением величины активных мощностей и электроэнергии;

3) соблюдение потребителем Правил устройств электроустановок, Правил технической эксплуатации и технической безопасности и других законодательных, директивных, нормативных, регламентирующих документов, которые всегда разрабатывались и будут разрабатываться субъектами электроэнергетики и разработчиками (изготовителями) электротехнической продукции.

Субъекты электроэнергетики – лица (организации), осуществляющие деятельность в электроэнергетике, в том числе производство, поставку (продажу) электроэнергии, энергоснабжение потребителей, предоставление услуг по передаче, распределению и сбыту электроэнергии, услуг по диспетчерскому управлению в электроэнергетике, услуг по организации процесса купли-продажи электроэнергии и ее коммерческому учету.

Потребители – лица (физические или юридические), приобретающие электрическую и тепловую энергию для собственных бытовых и/или производственных нужд.

Энергоснабжающая организация обязана:

подавать потребителю электроэнергию в количестве, согласованном сторонами;

соблюдать режим подачи энергии, согласованный сторонами;

обеспечивать на границе балансовой принадлежности показатели качества электрической энергии, установленные государственными стандартами или договором;

в установленные сроки предупреждать потребителя о плановом перерыве или ограничении подачи электроэнергии, в том числе в случае отключения за неуплату;

осуществлять проверку и при необходимости проводить замену коммерческих приборов учета электроэнергии, находящихся в собственности энергоснабжающей организации.

Энергоснабжающая организация имеет право:

производить ограничение потребления электроэнергии в случае превышения договорной величины мощности или электроэнергии, а также при возникновении аварийного дефицита в энергосистеме;

производить отключение электроэнергии в случае неоплаты потребленной электроэнергии в срок, установленный договором, а также при самовольном подключении потребителя или безучетном потреблении;

устанавливать часы максимальных нагрузок электрической сети при оплате по двухставочному тарифу или зоны суток при дифференцированном тарифе;

проверять состояние приборов коммерческого учета электроэнергии и мощности, а также установленных у потребителя устройств противоаварийной автоматики, обеспечивающей регулирование нагрузки в энергосистеме.

Абонент обязан:

оплачивать фактически принятое количество электроэнергии (при двухставочном тарифе – также заявленную или фактическую мощность);

соблюдать предусмотренный договором режим потребления электроэнергии;

обеспечивать надлежащее техническое состояние и безопасность эксплуатации находящихся в его ведении электрических сетей и оборудования;

обеспечивать учет потребления электроэнергии, сообщать эти данные в ЭСО;

выполнять согласованные графики ограничений по предписанию ЭСО.

Абонент имеет право:

изменять количество потребляемой электроэнергии (если это предусмотрено договором) при условии возмещения расходов, понесенных ЭСО;

присоединять к своим сетям абонентов (субабонентов ЭСО) при согласовании с ЭСО;

требовать проверки и замены приборов учета, принадлежащих ЭСО, при обнаружении неисправности.

Для допуска электроустановки необходимо представить в Госэнергонадзор следующие документы:

1. Разрешение на мощность от энергоснабжающей организации.
2. ТУ на присоединение установки и справку о их выполнении.
3. Проект электроустановки, согласованный в установленном порядке.
4. Однолинейную схему электроснабжения объекта, подписанную от-

ветственным за электрохозяйство.

5. Акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности.

6. Справку от энергоснабжающей организации об оформлении договора на электроснабжение и готовности расчетных приборов учета электроэнергии.

7. Приемосдаточный акт между монтажной организацией и потребителем.

8. Сертификат соответствия на электроустановки жилых зданий.

9. Перечень имеющихся в наличии защитных средств с протоколами испытаний, противопожарного инвентаря, плакатов по ТБ.

10. Приказ о назначении лица, ответственного за электрохозяйство.

11. Исполнительные схемы, акты на скрытые работы.

2. Нормы расхода электроэнергии по уровням производства.

Виды, структура и состав норм. Норма расхода электроэнергии (кВт·ч/ед. продукции) – это плановый показатель электропотребления для производства единицы продукции установленного качества или выполненной работы:

$$H_i = W/Q_i. \quad (17.1)$$

Индивидуальной нормой называется норма расхода электрической энергии на производство единицы продукции, устанавливаемая по типам или отдельным агрегатам, машинам, установкам и технологическим схемам, применительно к определенным условиям производства.

Технологические нормы – расход электроэнергии на технологические основные и вспомогательные процессы производства с учетом расходов на поддержание технологических агрегатов в горячем резерве, их разогрев и пуск после текущих ремонтов и простоев, а также технически неизбежных потерь в применяемом оборудовании и установках.

Общепроизводственные цеховые нормы:

расход электроэнергии, учтенный в технологических нормах;

расход электроэнергии на вспомогательные нужды цеха (отопление, вентиляция, освещение, внутрицеховой транспорт, цеховые ремонтные мастерские, административно-бытовой корпус);

потери энергии во внутрицеховых сетях и преобразователях.

Общепроизводственные заводские нормы:

расход электроэнергии, учтенный в составе общепроизводственной цеховой нормы;

расход электроэнергии на вспомогательные нужды предприятия (производство сжатого воздуха, кислорода, азота, холода, подача воды, очистка стоков, ремонтные цехи, склады, лаборатории, АБК, наружное освещение территории, внутризаводской транспорт и др.);

потери энергии в заводских сетях и трансформаторах до цеховых пунктов учета.

В нормы расхода электроэнергии не включают затраты, вызванные отступлением от принятой технологии, режимов работы, несоблюдением требований к качеству сырья и материалов и другие нерациональные затраты, в том числе траты, обусловленные социально-психологическими причинами. Требования электросбережения, однако, заставляют если не нормировать, то определять, по крайней мере, расход электроэнергии.

3. Расчет норм расхода электроэнергии по уровням производства.

В практике нормирования топливно-энергетических ресурсов наибольшее распространение получили следующие методы расчета норм: 1) расчетно-аналитический; 2) математико-статистический; 3) опытный.

Расход электроэнергии W_{Σ} можно представить как сумму расходов по отдельным его стадиям или операциям:

$$W_{\Sigma} = \sum_1^n W_i,$$

где W_i – расход электроэнергии по отдельным операциям; n – количество операций.

Соответственно удельный расход электроэнергии на единицу конечной продукции

$$W = W_{\Sigma} / Q_{к.п},$$

где $Q_{к.п}$ – объем выпуска конечной продукции.

Определение показателей электропотребления объектов любого масштаба и любой сложности при выпуске однородной продукции производится путем суммирования технологических норм по отдельным операциям производственного процесса. В этом случае общецеховая норма расхода электроэнергии

$$H_{цj} = \sum_1^i H_{Ti} + \sum_1^n H_{оц.р},$$

где i – число технологических операций по j -му цеху; n – число общецеховых статей расхода (освещение, вентиляция и т. д.); $\sum_1^i H_{Ti}$ – норма по технологическим операциям цеха;

$\sum_1^n H_{оц.р}$ – норма по общецеховым статьям расхода.

4. Методы прогнозирования электропотребления.

Для объективного обоснования принимаемых решений и управления режимами электропотребления необходимы заблаговременные оценки его возможных и наиболее вероятных значений. Существующие методы прогнозирования электропотребления можно разделить на две основные группы:

- 1) методы, в которых потребление электрической энергии рассматривается как детерминированный процесс;
- 2) методы, основанные на предположении о вероятностном характере электропотребления.

К методам первой группы можно отнести методы с применением средних характеристик ряда динамики электропотребления: среднего абсолютного прироста и среднего темпа роста.

Методы второй группы, основанные на предположениях о вероятностном характере электропотребления, объединяют в своем составе самые разнообразные способы прогнозирования, которые базируются на принципах и законах теории вероятностей и математической статистики. К подобным методам можно отнести методы прогнозирования с помощью скользящей средней, метод экспоненциального сглаживания, метод адаптивной фильтрации, метод с использованием цепей Маркова и некоторые другие.

При прогнозировании электропотребления на уровне цехов и предприятия в целом необходимо учитывать как влияние на расход электроэнергии технологических показателей производства, так и характер изменения этих показателей во времени, т. е. использовать методы многофакторного динамического прогнозирования.

5. Ценологическое влияние на электропотребление предприятий.

Предположим, что по индивидуальным административно-технологическим признакам назван и по электрическим показателям идентифицирован каждый объект как особь из некоторого множества, образующего естественным образом некоторое сообщество — ценоз. Таким объектом может быть любая организация, характеризующаяся расчетной, договорной, фактической и другой электрической мощностью; годовым или иным общим и удельным расходом электроэнергии; стоимостью электрики или объемом инвестиций в электротехническую часть; затратами на эксплуатацию, модернизацию, электроремонт; электровооруженностью и производительностью труда электриков и др. Тогда ценоз образуют все электроприемники одного цеха; все цехи (производства, здания и сооружения) одного предприятия; все предприятия одной технологически определенной отрасли экономики страны; все промышленные предприятия и сфера услуг области (региона); все школы и детсады крупного города; единицы структуры жилищно-коммунального хозяйства; все учреждения здравоохранения России (и все регионы РФ по годовому электро-

потреблению). Обобщим исследования, оперируя дальше предприятиями (и их электропотреблением), юридически существующими в рамках одного региона.

Электропотребление более устойчиво во времени и для многих предприятий является определяющим (лимитирующим) ресурсом производства. Задача анализа электропотребления во времени и его структуры становится неотделимой от результата моделирования — прогнозных значений электропотребления. Проблему прогноза можно свести к проблеме анализа динамики ряда, используя технический анализ. Ценологический подход к моделированию (автоматически — к прогнозу) заключается в том, что электропотребление отдельного предприятия рассматривается не изолированно, а соотносится с другими. Учитывая, что величина электропотребления непрерывна, исследование проводится в ранговой форме: каждому предприятию присваивается ранг (r) — целое число в порядке убывания исследуемого параметра годового электропотребления особей (A_i). Ранг $r = 1$ приписывается особи с наибольшим электропотреблением A_1 ; минимальное — ранг, равный общему числу предприятий.

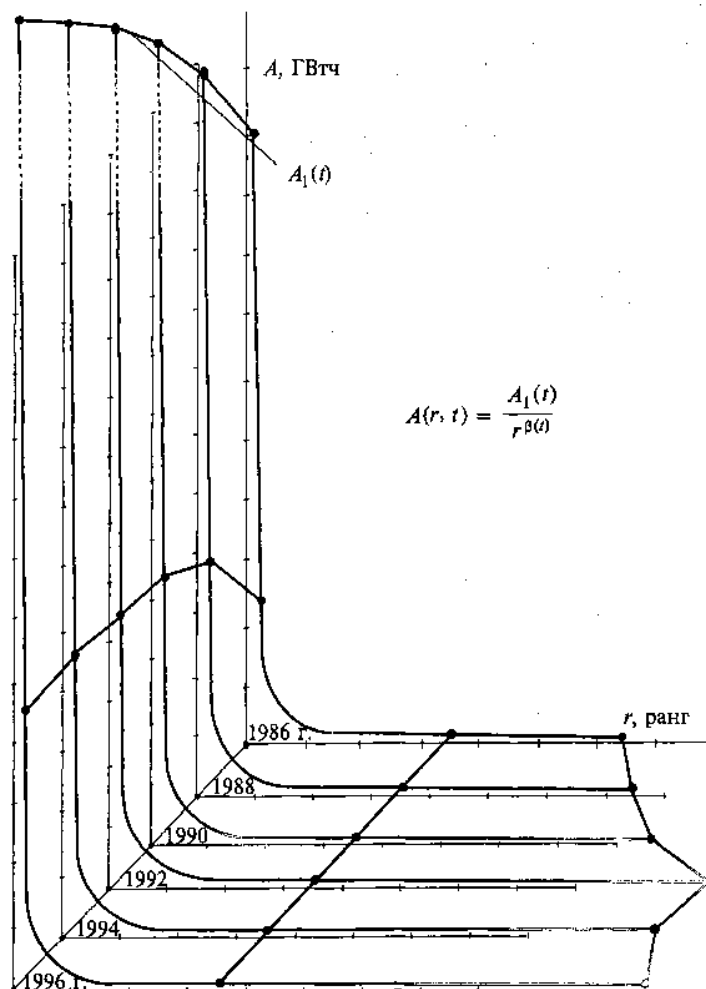


Рис. 17.1. Динамика рангового H -распределения электропотребления предприятий республики Хакасия

Невозрастающая функция $A(x)$, где x – непрерывный аналог целочисленного r , взята в качестве основы для построения рангового H -распределения:

$$A(x) = A_1 / x^\beta,$$

где β – характеристический показатель, определяющий степень крутизны кривой; $A_1 = A_{\max}(1)$ – константа, в качестве которой принимается электропотребление наиболее крупного потребителя. Чем больше β , тем круче гиперболическая кривая и больше разрыв в электропотреблении между несколькими крупными предприятиями и остальной массой предприятий.

Параметры H -распределения характеризуют ценоз, качественно отражают связи между особями внутри ценоза и говорят о сходстве или их различии. Параметры зависят от природных, технических, информационных, социальных факторов, определяющих положение ценоза на временной траектории развития и его структуру. Выявим тенденции изменения пределов параметров α_i , β , имея в виду негауссовый характер распределения. Изменение A_i , P во времени формализуется поверхностью рангового H -распределения:

$$A(r, t) = \frac{A_1(t)}{r^\beta(t)} = \frac{a_1 + b_1(t)}{r^{\beta(1-t/T)}},$$

где A_i – электропотребление объекта с $r = 1$; t – временной ряд; a_1 , b_1 , β_0 , T – константы аппроксимирующих уравнений.

Смысл прогнозирования заключается фактически в прогнозировании площади (точки) под H -распределением, скорректированной во времени конфигурацией H -поверхности, которая, в свою очередь, является верхней границей объема (во времени) суммарного электропотребления всех предприятий (верификация прогноза). Ценологический прогноз электропотребления отдельных предприятий основан на допущении о неизменности ранга каждой особи в структуре электропотребления региона (отрасли). Это допущение дает погрешность 10 % (в лучшем случае 2–5 %, как для России, где особь – электропотребление региона).

Вопросы для самопроверки

1. В чем заключаются взаимоотношения между потребителем и энергоснабжающей организацией, абонентом и субабонентом?
2. Перечислите обязанности и права энергоснабжающей организации и потребителя при заключении договора на электроснабжение.
3. Укажите состав заявки потребителя на подключение к энергосетям.
4. Назовите технические условия на присоединение объекта к энергосистеме.
5. Какие документы необходимы для допуска электроустановки в работу?

6. Какие показатели качества электроэнергии оговариваются в договоре на электроснабжение?
7. Укажите назначение норм расхода электроэнергии.
8. По каким параметрам рассчитывают нормы расхода электроэнергии?
9. Охарактеризуйте методы прогнозирования норм расхода электроэнергии.
10. Как влияют технологические и энергетические показатели производства на нормы расхода электроэнергии?
11. Объясните принципы прогнозирования норм расхода электроэнергии на Н-распределения.

ЛЕКЦИЯ 18

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

(1,5 часа)

П л а н л е к ц и и

1. Основные направления энергосбережения.
2. Принципы и этапы внедрения системы энергоменеджмента.
3. Энергетические балансы.
4. Комплексный подход к сокращению электропотребления.
5. Совершенствование работы общепромышленных систем и оборудования.
6. Повышение активности электросбережения многоотраслевых технологических процессов и оборудования.
7. Потери электроэнергии в электрических сетях.

1. Основные направления энергосбережения.

Решение задачи энергосбережения на промышленном предприятии невозможно без разработки стратегии и направлений энергосбережения, решающих задачи внедрения систем контроля и учета энергоресурсов; развития собственных энергоисточников на предприятии; утилизации вторичных энергоресурсов; создания АСУ-энерго для минимизации энергозатрат; разработки режимов рационального энергопотребления; внедрения энергосберегающих технологий и оборудования.

Большое значение имеет возвращение вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) непосредственно в технологический процесс и использование утилизируемой энергии для выработки энергетических ресурсов (электроэнергии, пара или горячей воды). Накопленный и нереализованный потенциал энергосбережения в части утилизации ВЭР на отечественных предприятиях высок. Например, энергетические затраты в себестоимости металлопродукции у нас составляют 30–35 %, а на аналогичных предприятиях Европейского союза 18–22 %. Себестоимость электрической энергии, вырабатываемой собственными энергетическими мощностями, в 2–3 раза ниже, чем стоимость из региональной энергосистемы.

Для повышения энергоэффективности следует добиваться наибольшей производственной загрузки предприятия. Чем ближе загрузка предприятия в целом, отдельных его производств или оборудования к расчетно-проектной, тем ниже удельные расходы электроэнергии в расчете на единицу продукции. Трудно в современных экономических условиях добиться постоянной и полной загрузки оборудования. Во всяком случае это требует по-другому организовать электропотребление и включает: снижение общезаводских расхо-

дов электроэнергии; замену недогруженного оборудования; разработку энергосберегающих режимов при простое оборудования или отключении; применение более энергоэффективного оборудования, с меньшими непроизводительными расходами и, главное, постоянный контроль показателей электропотребления, энергетический мониторинг.

Таблица 18.1

Варианты сценариев изменения общего (числитель)
и удельного (знаменатель) расходов электроэнергии W

Постоянная составляющая	W , %, при спаде производства				
	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6
0,40	64/160	67/149	70/140	73/133	76/127
0,45	67/168	70/155	73/145	75/137	78/130
0,50	70/175	73/161	75/150	78/141	80/133
0,55	73/183	75/167	78/155	80/145	82/137
0,60	76/190	78/173	80/160	82/149	84/140

2. Принципы и этапы внедрения системы энергоменеджмента.

Энергоменеджмент обеспечивает планирование, управление, контроль за энергопотоками, балансом энергоресурсов с целью его оптимизации и повышения энергоэффективности предприятий. Энергоменеджмент предполагает: организацию учета энергопотребления; разработку планов (режимов) по управлению энергопотоками; проведение энергоаудита, составление энергопаспорта предприятия, его структурных подразделений; разработку прогнозных моделей энергопотребления; подготовку рекомендаций по эффективному, рациональному использованию энергоресурсов; организацию эффективного контроля за использованием энергоресурсов; анализ новых проектов с учетом их энергоэффективности.

Энергоаудит позволяет выполнить анализ использования энергоресурсов и их стоимости, выявить места их нерационального использования, разработать программу энергосбережения предприятия. Основные цели энергоаудита – количественная оценка потребления энергоресурсов на предприятии и разработка энергосберегающих проектов. Эта информация должна давать возможность проводить сравнение с данными по различным предприятиям одной отрасли или другими аналогами как в рамках страны (региона), так и мира.

Можно выделить шесть этапов методологии энергоаудита.

1. Расчет энергопотребления и затрат: ознакомление с предприятием, сбор и анализ информации по энергопотреблению, составление плана действий (для экономии времени и средств заранее готовится список вопросов, организуется сбор данных по бухгалтерским отчетам и формируются группы специалистов по направлениям, которые помогают на всех этапах аудита).

2. Расчет энергетических потоков: составление баланса по всем энергоресурсам, выявление основных потребителей и мест наиболее вероятной экономии энергоресурсов.

3. Критическое рассмотрение энергопотоков и предложение путей снижения энергозатрат, опирающееся на анализ собранной информации.

4. Разработка энергосберегающих проектов: анализ и проработка идей до обоснованных энергосберегающих проектов, сравнение альтернативных и выбор лучших, разработка единого списка проектов (системы).

5. Экспертиза энергосберегающих проектов: оценка последствий внедрения проектов, их технологической целесообразности и реализуемости, стоимости и окупаемости, приоритетов.

6. Представление результатов: составление письменных отчетов и проведение презентации результатов энергетического обследования руководителям и заинтересованным специалистам предприятия.

3. Энергетические балансы.

Энергобалансы в зависимости от их функционального назначения классифицируют по следующим признакам: время разработки, объект энергопотребления, целевое назначение, совокупность видов анализируемых потоков энергии, способ разработки и форма их составления. Энергобаланс формируется из объемов энергопотребления, производства и утилизации как покупных, так и собственных энергоносителей и топлива для выпуска основной и побочной продукции.

Энергобаланс по своему целевому назначению обеспечивает анализ различных технологий, производств, отопления, освещения, вентиляции и других направлений энергопотребления. По совокупности видов энергетических потоков составляют: *частные энергобалансы*, составными элементами которого являются отдельные виды и параметры потребляемых энергоносителей; *сводные балансы* суммарного потребления топливно-энергетических ресурсов, включая вторичные, и выработку собственных энергетических ресурсов. По способам разработки балансы могут быть *опытными, расчетными, опытно-расчетными*.

Формы энергобаланса: синтетический, показывающий распределение подверженных (покупных) и произведенных энергоносителей внутри предприятия; аналитический, определяющий глубину и характер использования энергоносителей распределением общего расхода энергии на полезный расход и потери; перспективный, играющий важную роль в прогнозируемой оценке энергопотребления и подходах к развитию предприятия, его технической политике в целом.

Плановый энергетический баланс обычно составляется на год. Определяются заявляемые объемы потребления природного газа, электрической энергии, других энергоресурсов под заданную производственную программу. Плановый энергобаланс разбивается обычно по кварталам (месяцам).

На практике часто применяется *графический баланс*, который определяет распределение энергетических потоков в единой системе измерения производства продукции, возвратные потоки, энергоэквивалент продажи.

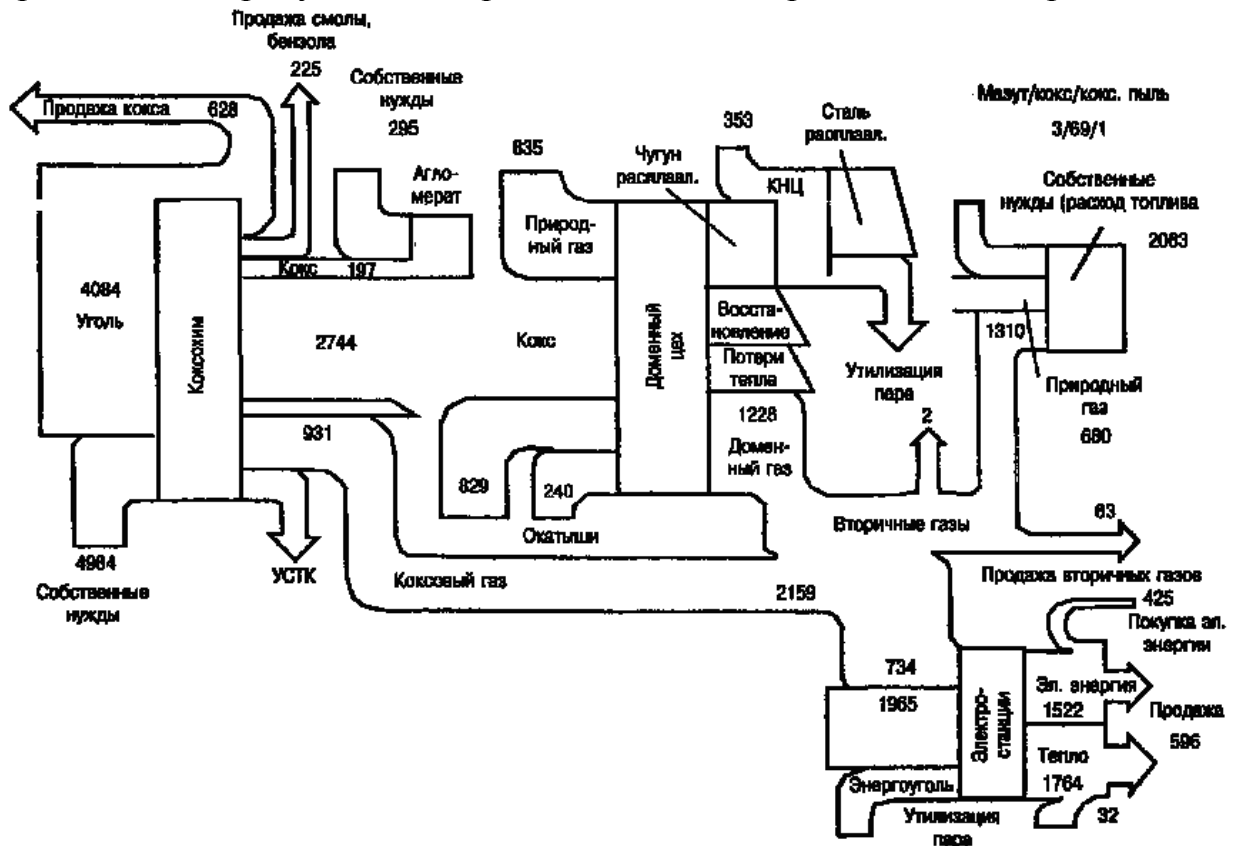


Рис. 18.1. Энергетический баланс (Гкал) ММК (конец 1990-х годов)

Помимо общего баланса и структуры энергозатрат, которые характеризуют энергоемкость отдельных производств и цехов, для правильного анализа, планирования и прогнозирования, определения путей энергосбережения важно знать и динамику энергопотребления по основным подразделениям предприятия.

4. Комплексный подход к сокращению электропотребления.

Для решения проблемы электросбережения возможно выделить два основных направления: 1) снижение себестоимости потребленной электроэнергии; 2) сокращение электропотребления. Первое связано с совершенствованием тарифов на электроэнергию, широким использованием собственных электростанций, в т. ч. и малой энергетики, регулированием графиков электрических нагрузок предприятия. Второе направление определяется: разработкой научно обоснованных прогрессивных норм расхода электроэнергии и прогнозных моделей, учитывающих основные факторы, влияющие на электропотребление; использованием оперативного контроля электропотребления; применением современных электротехнологий; модернизацией электрооборудования с использованием современных средств управления.

Сокращение электропотребления из энергосистемы достигается: оптимизацией режимов электропотребления, снижением максимумов активной и реактивной мощности предприятия, внедрением мероприятий по выравниванию графиков нагрузки. В связи с неравномерным характером графика нагрузок появляется необходимость регулирования электропотребления в часы максимума нагрузок энергосистемы путем изменения режима работы потребителей для снижения максимальной получасовой мощности предприятия. На [рис. 18.2](#) приведены регулируемый график в часы (9–11 и 20–23 ч) прохождения максимума нагрузки в энергосистеме одного предприятия 1 и полностью регулируемый график 2 нагрузки другого (полезно оценить регулировочные возможности и возможное снижение платы за электроэнергию).

Поскольку возможности регулирования у каждого цеха (агрегата) различны, все потребители-регуляторы условно можно разделить на следующие группы:

1) технологический процесс одинаков для каждого цикла (смены), но изменением времени начало-конец цикла можно максимальной нагрузкой уйти с часов прохождения максимума на время, где допустима вдвое большая нагрузка (ночь – [см. рис. 18.2](#));

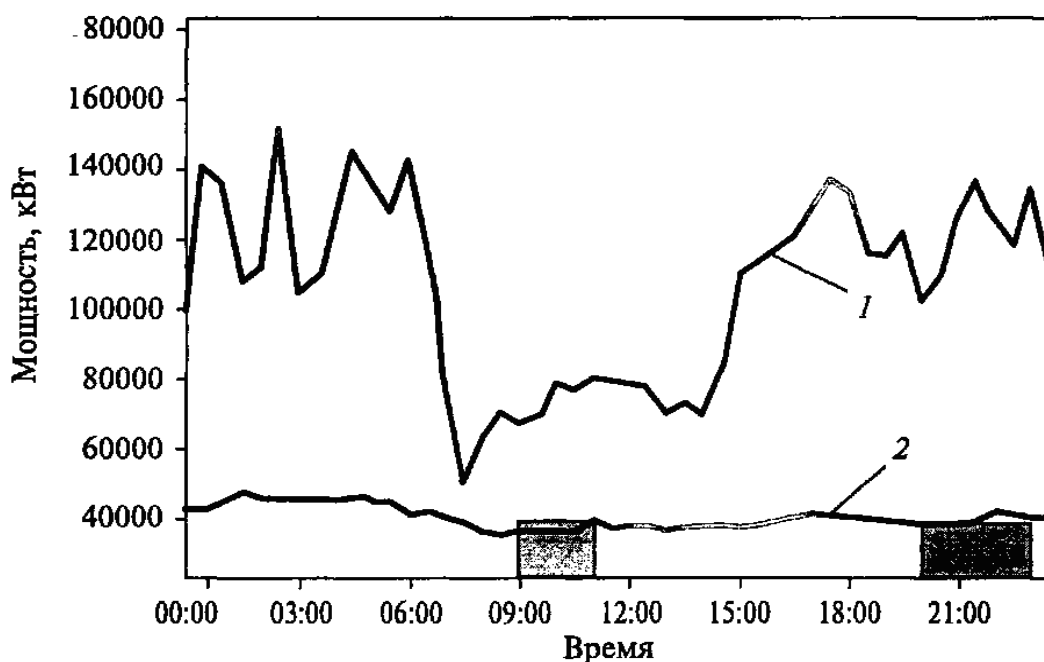


Рис. 18.2. Суточный график потребленной электрической мощности

2) технология непрерывна и несдвигаема, но продукция различна по электроемкости, а сам процесс регулируем по интенсивности;

3) технология допускает прерывание (остановку) такую, что экономия оплаты за электроэнергию перекрывает существенно некоторые неудобства;

4) цехи свободны от технологических ограничений на снижение нагрузки.

Отсутствие возможности регулирования скорости механизмов не позволяет обеспечить режим рационального энергопотребления при снижении технологических нагрузок, поэтому появилась необходимость в реконструкции электроприводов переменного тока. Учитывая высокую стоимость реконструкции регулируемых электроприводов, целесообразно выделить три уровня регулировочных возможностей:

- 1) реализация управляемого пуска («мягкий пуск») с ограничением динамических моментов и пусковых токов, что позволяет производить отключения в результате вынужденных и плановых простоев;
- 2) создание ступенчатого регулирования скорости, обеспечивающего экономичные режимы работы;
- 3) плавное регулирование частоты вращения двигателя с высокой точностью и в широком диапазоне.

Первые два уровня могут дать ощутимый эффект при незначительных затратах и использовании тиристорных преобразователей постоянного тока, освобождаемых в результате реконструкции ряда цехов.

5. Совершенствование работы общепромышленных систем и оборудования.

К общепромышленным системам и оборудованию, имеющимся практически на каждом предприятии, относят компрессоры, системы вентиляции и водоснабжения, подъемно-транспортное оборудование, системы освещения и некоторые другие.

Компрессоры. По принципу действия компрессоры подразделяют на два класса. В лопаточных машинах (центробежных, осевых, диагональных, комбинированных) сжатие воздуха осуществляется центробежными или осе-направленными силами при вращении рабочих колес со специальными лопатками. В объемных компрессорах (поршневых, ротационных, винтовых) воздух сжимается в результате уменьшения объема. Наибольшее распространение в промышленности получили поршневые компрессоры, подразделяющиеся, в свою очередь, по числу ступеней сжатия на одноступенчатые, двухступенчатые, дифференциального действия и многоступенчатые. Рабочими телами в компрессорах могут быть воздух, кислород, азот, водород, аммиак, окись углерода и другие газы. Повышение эффективности электроснабжения при производстве сжатого воздуха связано с совершенствованием конструкций и эксплуатации компрессоров, рациональным распределением, транспортировкой и использованием сжатого воздуха.

Системы вентиляции. Повышение эффективности электроснабжения систем вентиляции связано с совершенствованием конструкции вентиляторов и регулированием их производительности. Изменение угла установки лопаток колес обеспечивает до 6–10 % экономии энергии. Сопоставление

различных способов регулирования приведено в [табл. 18.1](#). Наиболее эффективным по сравнению с указанными способами является применение много-скоростных электроприводов, позволяющее экономить до 20–30 % энергии.

Таблица 18.1

Сопоставление различных способов регулирования

Способ регулирования	Расход электроэнергии (%) при подаче воздуха, %						
	40	50	60	70	80	90	100
Изменением угла лопастей	10	20	25	35	50	70	100
Направляющим аппаратом	43	48	52	57	68	80	100
Дросселированием	58	70	75	81	88	95	100

Системы водоснабжения. В соответствии со структурой имеются резервы экономии энергии в системах производственного водоснабжения, связанные с работой насосных установок, сетей и потребителей воды. В зависимости от относительной величины свежей воды, поступившей в систему, существуют системы с прямоточным или последовательным использованием воды, системы оборотного водоснабжения, а также системы смешанного водоснабжения.

Подъемно-транспортное оборудование. К мероприятиям по энергосбережению относят: приведение в соответствие грузоподъемности кранов с перевозимыми грузами (снижение расхода электроэнергии в 5–10 раз); замену изношенных подкрановых путей новыми (снижение вдвое); замену мостовых кранов подвесными конвейерами (снижение в 4–5 раз).

Системы освещения. По способу генерирования источники света подразделяют на температурные лампы накаливания ЛН и люминесцентные. Классификация люминесцентных ламп, в которых невидимое ультрафиолетовое излучение плазмы преобразуется с помощью люминофоров в свет: лампы белого света типа ЛБ, холодно-белого света (ЛХБ), тепло-белого света (ЛТБ), дневного света (ЛД) и лампы ЛДЦ – дневного света при правильной цветопередаче, обеспечивающей сохранение цвета объекта таким, каким бы он был при естественном освещении; лампа ДРЛ – дуговая, ртутная; лампа НВД – натриевая, высокого давления.

Электроэнергетическая эффективность ламп различна (см. справочники), что делает целесообразной замену одних типов ламп на другие. Например, замена ЛН на ДРЛ экономит до 40 % энергии. Повышение эффективности может быть и от применения рациональных типов арматуры.

Повышение эффективности электроснабжения за счет своевременного отключения осветительных установок в дневное время определяется по формуле

$$\Delta W_{\text{осв}} = Pk_c (8670 - \tau_{\text{ос}}), \quad (18.1)$$

где P – мощность всех невыключенных осветительных установок; k_c – коэффициент спроса, определяемый для различных производственных помещений по справочным данным; τ_{oc} – число часов использования максимума осветительной нагрузки.

Для существующих систем освещения экономия электроэнергии связана с регулированием питающего напряжения; достоинство регулирования – возможность плавного изменения светового потока. В качестве регуляторов используются тиристорные ограничители напряжения типа ТОН. Экономия складывается за счет устранения двух факторов: перерасхода электроэнергии и стоимости замены преждевременно перегорающих ламп.

6. Повышение эффективности электросбережения многоотраслевых технологических процессов и оборудования.

Для повышения эффективности энергоснабжения в кузнечно-прессовом производстве (где производятся поковки из слитков и проката, горячие штамповки и где основное оборудование – это паровые, парогидравлические, механические молоты, ковочные прессы, горячештамповочные прессы и молоты, ковочные комплексы и нагревательные печи) осуществляют следующие мероприятия: внедрение крупных автоматизированных ковочных комплексов для точнойковки крупногабаритных поволоков из специальных сталей и сплавов; замену штампо-сварочных комплексов кузнечного оборудования на горячештамповочные автоматы точной штамповки; изготовление горячих штамповок методом выдавливания; уменьшение времени холостого хода штамповочных прессов за счет механизации установки и снятия изделий со штампа, применение холодной объемной штамповки и высадки.

Мероприятия режимного характера и электросберегающие технологии при механообработке металла: увеличение сечения стружки при чистом резании и шлифовании; увеличение подачи (при оптимальной геометрии режущего инструмента) в пределах 0,4–2,4 мм/об; одновременная обработка одним режущим двух или нескольких изделий на одном станке; фрезерование плоскостей взамен шлифования на плоскошлифовальных станках; точение взамен шлифования абразивным инструментом; внедрение прогрессивного инструмента из твердых сплавов с износостойкими покрытиями; перенос обработки мелких деталей с больших станков на маломощные.

В сварочном производстве повышение эффективности энергоснабжения основано на рациональном выборе в каждом конкретном случае минимально энергозатратных способов сварки.

В гальваническом производстве для печей всех конструкций следует обращать внимание на улучшение герметичности и тепловой изоляции печей.

Показателем состояния тепловой изоляции печей служит температура ее наружной поверхности (кожуха печи). Тепловая изоляция считается удовлетворительной, если при рабочей температуре печи 700–800 °С температура кожуха не превышает 30–40 °С, а при температуре 800–1200 °С не выше 40–50 °С.

Повышение эффективности использования энергии имеет место при совершенствовании технологии и оборудования для термообработки металлов: использовании теплоизоляции из ультралегковеса в сочетании с асбовермикулитовыми плитами; применении футеровки из волокнистых материалов; облегчении поддонов, корзин и другой загрузочной тары до 10 % от полной массы садки; передаче тепла охлаждаемых изделий в специальных теплоаккумулирующих камерах; автоматизации управления режимом печей; точном соответствии потребляемой мощности заданным температурным режимам; переводе нагрева заготовок в термических печах на индукционный нагрев; применении многоочковых индукторов при высокочастотном нагреве; внедрении печей ионного азотирования; применении поверхностной комбинированной лазерно-дуговой обработки.

7. Потери электроэнергии в электрических сетях.

Укрупненные нормативы технологического расхода электрической энергии на ее передачу (потери разработаны по уровням (диапазнам) напряжения и разделены на условно-постоянные и переменные.

Условно-постоянные потери электроэнергии определены в зависимости от номинальных паспортных данных оборудования электрических сетей, продолжительности работы в течение расчетного периода. Условно-постоянные потери в натуральном выражении учитываются при расчете тарифных ставок платы за услуги по передаче электрической энергии для потребителей, подключенных к сетям соответствующего уровня (диапазна) напряжения, в соответствии с методикой расчета размера платы за услуги по передаче электрической энергии.

Переменные потери электрической энергии определяют в абсолютных единицах и в процентах к отпуску электрической энергии в сеть соответствующей ступени напряжения и учитывают при расчете размера платы за услуги по передаче электрической энергии для потребителей, подключенных к сетям соответствующего уровня (диапазна) напряжения. Укрупненные нормативы потерь определены на основании оценочных методов по удельным показателям, полученным на основе отчетных данных энергосистем по потерям в сетях, отпуску электрической энергии в них и обобщенным данным по суммарной длине линий, мощности и количеству трансформаторов соответствующей ступени напряжения.

Нормативная величина суммарных переменных потерь электроэнергии определяется по формуле

$$\Delta W_{\text{пер}} = \Delta W_{\text{н.н}} L_{\text{н.н}} + \Delta W_{\text{сн}} W_{\text{сн}} + \Delta W_{\text{вн}} W_{\text{вн}}, \quad (18.2)$$

где $\Delta W_{\text{пер}}$ – удельный норматив нагрузочных потерь электрической энергии в электрических сетях напряжения 0,4 кВ; $L_{\text{н.н}}$ – общая протяженность линий на-

пряжения 0,4 кВ, км; $\Delta W_{\text{сн}}$ – удельный норматив нагрузочных потерь электрической энергии в электрических сетях среднего напряжения; $W_{\text{сн}}$ – отпуск электрической энергии в сеть среднего напряжения, тыс. кВт · ч; $\Delta W_{\text{вн}}$ – удельный норматив нагрузочных потерь электрической энергии в электрических сетях высокого напряжения; $W_{\text{вн}}$ – отпуск электрической энергии в сеть высокого напряжения, тыс. кВт · ч.

Общая величина потерь электрической энергии составляет:

$$\Delta W_{\text{общ}} = \Delta W_{\text{уп}} + \Delta W_{\text{пер}}. \quad (18.3)$$

Вопросы для самопроверки

1. Перечислите основные принципы энергосберегающей политики государства на промышленных предприятиях.
2. Объясните зависимость энергоэкономии от производительности предприятия.
3. Перечислите цели и основные этапы энергоаудита предприятия.
4. Кратко охарактеризуйте различные формы энергобаланса.
5. Определите основные направления энергоэкономии на промышленных предприятиях.
6. Какими методами удастся повысить экономичность вентиляторов, компрессоров, насосов, подъемных механизмов, освещения?
7. Назовите способы повышения экономии энергоресурсов на литейном, сварочном, механическом, гальваническом производстве.
8. Объясните, в чем суть переменных и условно-постоянных потерь в электрических сетях.

ЛЕКЦИЯ 19

ИНВЕСТИЦИОННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРИКИ

(1 час)

П л а н л е к ц и и

1. Проектирование как форма инженерной деятельности.
2. Этапы и стадии проектирования.
3. Проектирование объектов строительства.
4. Электрическая часть проектирования.

1. Проектирование как форма инженерной деятельности.

Проектирование – понятие историческое и развивающееся. Понятие *проект* имеет много определений, которые истолковываются в широком, вплоть до проекта культурного (художественная выставка) или специального мероприятия, и в узком смысле (проект замены трансформатора 630 на 1000 кВА). Это некоторое человеческое действие или мыслительный процесс (*projectus* – брошенный вперед), которое трансформировалось в XX веке в деятельность:

- 1) по оценке реализованных технических (и иных) решений, прогнозу перспектив, тактике и стратегии развития производства и услуг;
- 2) по проведению научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию образцов (серийного производства) техники, технологии, материалов как продукции и продукции не для промышленного применения, наконец, работ, связанных с экологическими ограничениями;
- 3) по выпуску проектно-сметной документации на капитальное строительство (инвестиционное проектирование, проектирование техноценозов).

Все три вида деятельности имеют принципиальные отличия.

Инвестицией называют долгосрочные вложения капитала в отрасли экономики. С финансовой и экономической позиций инвестирование может быть определено как единовременное вложение экономических ресурсов в моральные активы с целью создания и получения выгоды в течение длительного периода в будущем. Образно говоря, *инвестирование* – это особого рода сделка купли-продажи, в которой инвестор единовременно (условно) покупает объект в расчете на получение прибыли. Отсюда нацеленность на коммерческий результат, отдачу вложенного капитала и ресурсов, отсюда же несоизмеримость проверки или оценки коммерческой состоятельности проекта. К инвестиционным проектам относят проекты, в которых главной целью является создание или реновация основных фондов. Цель инновационных проектов – разработка и применение новых технологий, ноу-хау и других нововведений. *Инвестиционный строительный проект* есть совокупность организационно-технических мероприятий по реализации инвестиций в объекты капитально-

го строительства в форме проведения предпроектных, проектных, пусконаладочных работ, работ по вводу объекта в эксплуатацию, ее сопровождение.

Жизненный цикл проекта – требования к проекту, определение проекта, концепция; предпроектный анализ; разработка проекта, проектный анализ, торги, контракты, реализация проекта, детальное проектирование, строительство, пуск, наладка, опытная эксплуатация, выход на проектную мощность, завершение проекта, эксплуатация, сопровождение и поддержка, анализ опыта, определение направлений развития (ликвидация).

2. Этапы и стадии проектирования.

Основные этапы проектного обеспечения инвестиций, включая предпроектную и проектную подготовку строительства, и соответствующие виды проектной деятельности установлены следующими нормативными и организационно-методическими документами Госстроя России:

СНиП 11-01–95. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений.

СП 11-101–95. Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений. Типовое положение по разработке и составу Ходатайства (Декларации) о намерениях инвестирования в строительство предприятий, зданий и сооружений (1997 г.).

Рекомендации по формированию инвестиционного замысла (1997 г.).

Проектирование есть интеллектуальный продукт, фиксируемый документом на каждом этапе инвестиционного процесса.

Первый этап – определение цели инвестирования, номенклатуры проектируемой к выпуску продукции (услуг), назначения и мощности объекта строительства, места (района) размещения объекта инвестиций.

Второй этап – разработка заказчиком Декларации (Ходатайства) о намерениях инвестирования.

Третий этап – при положительном решении местного органа исполнительной власти заказчик разрабатывает Обоснования инвестиций в строительство с участием проектно-изыскательской организации (проектировщика) на основании полученной информации и результатов предпроектных проработок, требований государственных органов и заинтересованных организаций в объеме, достаточном для принятия заказчиком решения о целесообразности дальнейшего инвестирования.

Четвертый этап – разработка технико-экономического обоснования – ТЭО (проекта, утверждаемой части рабочего проекта), согласование, экспертиза и утверждение проектной документации, получение на ее основе решения об изъятии под строительство земельного участка.

Пятый этап – разработка проектировщиком рабочей документации для строительства. Основные задачи этого этапа – обеспечение:

процессов строительного производства необходимой для качественного проведения работ технической документацией (чертежами, схемами, спецификациями, ведомостями материалов и оборудования, расчетами стоимости и т. п.);

комплектующих организаций, предприятий-разработчиков и поставщиков оборудования, изделий и материалов необходимой технической документацией для возведения и оснащения строительного объекта;

процедур конкурсного отбора строительного подрядчика, поставщиков материалов, оборудования и формирование в этих целях соответствующей тендерной документации;

эксплуатации и ремонта, технического перевооружения, ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Шестой этап – реализация инвестиционного проекта, в ходе которой происходит возведение (строительство, комплектация, монтаж и установка оборудования) объекта в соответствии с утвержденной проектной документацией, требованиями строительных норм, правил и других нормативов.

Седьмой этап – выпуск намечаемой продукции и/или оказание услуг в соответствии с общими целями инвестиционного проекта.

Восьмой, заключительный этап – ликвидация и утилизация либо репрофилирование предприятия на выпуск иной продукции и/или оказание других услуг вследствие такого уровня основных фондов (материального и/или морального износа), который не обеспечивает необходимой эффективности инвестиционного проекта. Организация работ в этом случае, как правило, начинается с первого этапа инвестиционного цикла.

В последние годы самостоятельную роль стали играть некоторые этапы (стадии) инвестиционного строительного проектирования. Речь идет о тендере и тендерной документации и бейсик-проекте (бейсик-плане).

Тендер – предложение для заключения договора и торги (конкурсная форма размещения заказов на закупку оборудования, привлечения подрядчиков для сооружения комплектных объектов, выполнения проектов и оказания инжиниринговых услуг). Такие торги в коммерческом мире называют *тендерной системой* или просто *тендером*.

Претенденты, получившие право разработки предложения, должны получить у заказчика требования для подготовки технико-коммерческого предложения. С этого момента претенденты называются *биддерами* (*bidder* – делающий предложение).

Бизнес-план – документ, разрабатываемый с целью уточнения сроков реализации отдельных инвестиционных проектов в рамках общей инвестиционной политики предприятия и обеспечения их финансовыми ресурсами.

Стандартный бизнес-план содержит следующие разделы: краткая характеристика состояния дел и принципиальные положения проекта; вид деятельности и анализ продукции (оказываемых услуг); анализ рынка сбыта; план действий, намечаемых для реализации проекта; финансовая характеристика проекта.

3. Проектирование объектов строительства.

Организация работ по инвестиционному проекту обеспечивается взаимодействием заказчика (Инвестора), проектировщика и подрядчика (Строителя). Коллектив специалистов – представителей субъектов инвестиционной деятельности – можно охарактеризовать как группу, работающую над конкретным проектом. Типичная схема современной организации группы инвестиционного проекта представлена на [рис. 19.1](#).



Рис. 19.1. Схема организации группы, ведущей работы по инвестиционному проекту

4. Электрическая часть проектирования.

Согласованное с инвестором Ходатайство о намерениях предполагает определение параметров электропотребления (напряжение, мощность, энергия, схема присоединения 6УР и 5УР), позволяет выполнить Обоснование инвестиций, которое отвечает на вопрос о целесообразности, прежде всего экономической, сооружения объекта.

Удовлетворенность инвестора выводами Обоснований... ведет к разработке технико-экономического обоснования (ТЭО) или утверждаемой части проекта, к тендерным торгам и бейсик-проектам.

Особенность ТЭО в электрической части – проработка электрооборудования и электроснабжения по каждому цеху (производству, а также большинству отделений и участков).

ТЭО – основной документ, утверждаемый заказчиком и согласованный со всеми заинтересованными сторонами.

Утвержденное ТЭО (утверждаемая часть рабочего проекта) служит основанием для разработки рабочей документации (рабочих чертежей), которая выполняется электротехническим отделом технологических институтов или фирмами (институтами), специализирующимися на выполнении электрической части. Отделы могут иметь другое название (электросетевой, электрооборудования, электроотдел).

Главный принцип подготовки рабочей документации – для каждого единичного устанавливаемого оборудования, требующего для своей работы электрическую энергию, необходимо создать все чертежи, обеспечивающие его привязку (установку) в трехмерном пространстве, место и способ подвода электрического питания. Другими словами, по рабочим чертежам должны быть понятны (определимы) электрические параметры установки (напряжение, мощность, режимы), где и как она расположена (включая доступ, проходы, возможность доставки, монтажа и демонтажа), откуда и как питается, чем и как защищается, каким образом осуществляется управление и надзор за ее состоянием.

Вопросы для самопроверки

1. Составьте сравнительную таблицу различий между изделиями и техноценозом (считая их разными техническими системами).
2. Укажите теоретические дисциплины, на основе которых можно рассчитать и изготовить электрическую машину.
3. Назовите особенности проектирования промышленных предприятий как документального обеспечения создания техноценоза и как вида инженерной деятельности.
4. Чем вызвано появление прогнозного проектирования и принятия решений на перспективу по параметрам электропотребления предприятия (отрасли, региона)?
5. Укажите особенности и назначение предпроектных стадий (тендерных предложений, проектных соображений, технико-экономических расчетов и обоснований).
6. Каков состав технического проекта (проекта, проектного задания) завода (цеха) и от чего он зависит?
7. Сформулируйте требования к рабочей документации (рабочим чертежам) на строительство завода (цеха).
8. Приведите содержание пояснительной записки и укажите состав электрической части ТЭО.
9. Укажите необходимые исходные данные для проектирования схем электроснабжения на предпроектных стадиях.
10. Что составляет электрическую часть проекта крупного промышленного объекта?
11. Каков состав электрической части в рабочих чертежах?

ЛЕКЦИЯ 20

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

(1 час)

П л а н л е к ц и и

1. Общественная и коммерческая эффективность.
2. Денежные потоки и показатели эффективности инвестиционных проектов.
3. Расчет показателей общественной и коммерческой эффективности.
4. Локальные технико-экономические расчеты в электрике.

1. **Общественная и коммерческая эффективность.**

Эффективность инвестиционных проектов (ИП) – категория, отражающая соответствие проекта целям и интересам его участников. Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества внутренний валовой продукт (ВВП), который затем и делится между участвующими в проекте субъектами. Рекомендуется оценивать: 1) эффективность проекта в целом; 2) эффективность участия в проекте.

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной его привлекательности для возможных участников, поисков источников финансирования и включает общественную (социально-экономическую) и коммерческую эффективность проекта ([рис. 20.1](#)).

2. **Денежные потоки и показатели эффективности инвестиционных проектов.**

На каждом шаге значение денежного потока характеризуется: притоком, равным размеру денежных поступлений (или результатов в стоимостном выражении); оттоком, равным платежам; сальдо (активным балансом, эффектом), равным разности между притоком и оттоком.

Денежные потоки могут выражаться в текущих, прогнозных или дефлированных ценах в зависимости от того, в каких ценах приведены на каждом шаге их притоки и оттоки. *Текущими* называются цены, заложенные в проект без учета инфляции. *Прогнозными* – ожидаемые (с учетом инфляции) на будущих шагах расчета. *Дефлированными* называются прогнозные цены, приведенные к уровню цен фиксированного момента времени путем деления на общий базисный индекс инфляции. Денежные потоки могут выражаться в разных валютах. Схему финансирования подбирают в прогнозных ценах.

Дисконтирование денежных потоков – приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их ценности на определенный момент времени, который называется *моментом приведения* и обозначается через t^o .

Коммерческая норма дисконта используется при оценке коммерческой эффективности проекта; определяется с учетом альтернативной (т. е. связанной с другими проектами) эффективности использования капитала.

Норма дисконта участника проекта отражает эффективность участия в проекте предприятий (или иных участников), выбирается самими участниками. При отсутствии четких предпочтений в этом качестве можно использовать коммерческую норму дисконта.

Социальная (общественная) норма используется при расчетах показателей общественной эффективности и характеризует минимальные требования общества к общественной эффективности проектов.

Бюджетная норма дисконта используется при расчетах показателей бюджетной эффективности и отражает альтернативную стоимость бюджетных средств. Она устанавливается органами (федеральными или региональными), по заданию которых оценивается бюджетная эффективность ИП.

Чистым доходом (другие названия – ЧД, Net Value, NV) называется накопленный эффект (сальдо денежного потока) за расчетный период.

Важнейшим показателем эффективности проекта является *чистый дисконтированный доход* (другие названия – ЧДД, интегральный эффект, Net Present Value, NPV) – накопленный дисконтированный эффект за расчетный период.

ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта соответственно без учета и с учетом неравноценности эффектов (а также затрат, результатов), относящихся к различным моментам времени. Разность ЧД–ЧДД нередко называют *дисконтом проекта*. Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы ЧДД проекта был положительным; при сравнении альтернативных проектов предпочтение должно отдаваться проекту с большим значением ЧДД (при выполнении условия его положительности).

Внутренняя норма доходности (другие названия – ВИД, внутренняя норма дисконта, внутренняя норма рентабельности, Internal Rate of Return, IRR).

Сроком окупаемости (простой срок окупаемости – payback period) называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учетом дисконтирования. *Индексы доходности затрат* характеризуют относительную «отдачу проекта» на вложенные в него средства. Они могут рассчитываться как для дисконтированных, так и для недисконтированных денежных потоков.

3. Расчет показателей общественной и коммерческой эффективности.

Для расчета необходим некоторый объем исходной информации, зависящей от стадии проектирования, на которой производится оценка эффективности, и включающей сведения о проекте и его участниках.

На стадии инвестиционного предложения сведения о проекте должны включать: объем строительства, объем капиталовложений, выручку по годам реализации проекта, производственные издержки по годам реализации проекта.

В денежный поток от инвестиционной деятельности входят:

1) *притоки* – доходы (за вычетом налогов) от реализации имущества и нематериальных активов (в частности, при прекращении проекта), а также от возврата (в конце проекта) оборотных активов, уменьшение оборотного капитала на всех шагах расчетного периода;

2) *оттоки* – вложения средств на депозит и в ценные бумаги других хозяйствующих субъектов, в увеличение оборотного капитала, компенсацию (в конце проекта) оборотных пассивов.

Оценка эффективности участия в проекте включает три раздела: «Оценка эффективности участия в проекте для предприятий и акционеров», «Оценка эффективности участия в проекте для структур более высокого уровня», «Оценка бюджетной эффективности ИП».

4. Локальные технико-экономические расчеты в электрике.

В практике технико-экономических расчетов используются две взаимосвязанные формулы:

1) формула срока окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_1 - K_2}{C_1 - C_2} \leq T_{\text{н}}, \quad (20.1)$$

где K_1, K_2 – капитальные вложения по сопоставляемым вариантам; C_1, C_2 – текущие затраты по сопоставляемым вариантам; $T_{\text{н}}$ – принятое значение срока окупаемости;

2) формула приведенных затрат:

$$Z = C_i + E_{\text{н}} K_i = \min, \quad (20.2)$$

где K_i – капитальные вложения по каждому варианту; C_i – текущие затраты по тому же варианту; $E_{\text{н}}$ – принятый коэффициент эффективности. Формулу (20.2) можно модифицировать:

$$Z = K_i + T_{\text{н}} C_i = \min. \quad (20.3)$$

В общем случае целесообразно экономить живой труд за счет дополнительных единовременных затрат.

Применительно к электрике промышленных предприятий минимум приведенных затрат как критерий экономичности принятого варианта схемы электроснабжения, тыс. руб./год,

$$Z = EK + I_3 = \min, \quad (20.4)$$

где $E = E_a + E_{т.р} + E_n$ – суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений (E_a и $E_{т.р}$ – коэффициенты отчисления соответственно на амортизацию и текущий ремонт в долях единицы); K – единовременные капиталовложения, тыс. руб.; I_3 – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год; ($I = E_a K + E_{т.р} K + I_3$ – ежегодные текущие затраты при нормальной эксплуатации, тыс. руб./год).

Сравнимые варианты схемы электроснабжения могут различаться надежностью или отклонениями показателей качества электроэнергии. В этом случае формула приведенных затрат приобретает вид

$$Z = E_n K + I + Y_n, \quad (20.5)$$

где Y_n – годовой ущерб от аварийного перерыва работы системы, обусловленного различными уровнями надежности сравниваемых вариантов, или ухудшение параметров от несоблюдений качества электроэнергии.

Необходимо уметь рассчитывать потери электроэнергии, которые определяют по действующим двухставочным тарифам на электроэнергию:

$$I_3 = m \Delta P_{\max} + m_0 \Delta P_0, \quad (20.6)$$

где m , m_0 – стоимость 1 кВт максимальных активных нагрузочных потерь и потерь холостого хода; ΔP_{\max} ; ΔP_0 – максимальные потери активной мощности и потери холостого хода.

Стоимость потерь зависит от годового числа часов использования максимума потерь τ_{\max} (ч/год), годового числа часов включения T_B и коэффициента мощности нагрузки:

$$\begin{aligned} m &= (\alpha / T_{\max} + \beta \cdot 10^{-2}) \tau_{\max}; \\ m &= (\alpha / T_{\max} + \beta \cdot 10^{-2}) T_B, \end{aligned} \quad (20.7)$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа, руб./кВт; T_{\max} – число часов использования максимума нагрузки предприятия; β – дополнительная плата, коп./(кВт·ч).

Число часов включения T_B и число часов использования максимума активной нагрузки T_{\max} принимают в зависимости от сменности. Число часов использования максимума потерь τ_{\max} зависит от числа часов использования максимума нагрузки T_{\max} и коэффициента мощности нагрузки.

Вопросы для самопроверки

1. Назовите область использования и особенности технико-экономических расчетов в энергетике.
2. Определите экономический смысл понятий «срок окупаемости» и «приведенные затраты».
3. Что такое укрупненные показатели стоимости элементов системы электроснабжения и как они образуются?
4. Каковы особенности технико-экономических расчетов при техническом перевооружении, модернизации и реконструкции промышленных предприятий?
5. Обоснуйте необходимость учета фактора времени при проведении технико-экономических расчетов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях изменения форм собственности и увеличения стоимости электроэнергии возрастает необходимость энергосбережения, подход к которому в последнее время изменился. В конце прошлого века в России произошло увеличение удельных расходов электроэнергии, связанных с падением объемов производства. Значение удельных расходов традиционно рассчитывают по полезной или полной работе, затрачиваемой на выпуск продукции (энергозатраты). Если их измерять (рассчитывать) применительно к отдельному электроприемнику, то такая постановка задачи правильна. Но ее директивно распространяли и продолжают распространять в настоящее время на иные системы – техноценозы (участки, отделения, цехи, предприятия в целом). А это уже ошибочно, так как для ценозов характерны специфические свойства: обязательное наличие изменяющейся постоянной составляющей электропотребления; отсутствие средней величины удельного электропотребления для производства одного назначения, но образующих разные ценозы; нелинейное изменение постоянной составляющей и удельного расхода при изменении объемов производства или внешних условий.

Существенно изменяется подход к технико-экономическим расчетам в системах электроснабжения, и дело не только в несопоставимости цен для разных интервалов времени. Обязательно следует учитывать возможную прибыль, окупаемость и надежность капитальных вложений.

Из конспекта лекций исключены все укрупненные показатели стоимости и обширные статистические материалы, использовавшиеся проектировщиками ранее. Сохранен принцип расчета экономической эффективности, который может быть использован в новых условиях.

Переход на персональную компьютерную технику и использование мощных центральных процессоров дают возможность индивидуальной работы каждому проектировщику. Задача автоматизации проектирования формализуется как высокая готовность специалиста работать с имеющимися стандартными пакетами, которые обеспечивают текстовую и графическую часть, создание информационных банков, возможность выполнения расчетов, предусмотренных дисциплиной «Электроснабжение».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Авдеев, В. А.* Основы проектирования металлургических заводов: справ. изд. / В. А. Авдеев, В. М. Друян, Б. И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2002. – 464 с.
2. *Андреев, В. А.* Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. пособие для студ. спец. «Электроснабжение» / В. А. Андреев. – Ульяновск: УГТУ, 2000. – 282 с.
3. *Бохмат, И. С.* Тарифные проблемы энергоемкой промышленности. – М., 2003. – 144 с.
4. *Вагин, Г. Я.* Режимы электросварочных машин / Г. Я. Вагин. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
5. *Варнавский, Б. П.* Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий / Б. П. Варнавский, А. И. Колесников, М. Н. Федоров. – М.: АСЭМ, 1999. – 214 с.
6. *Жежеленко, И. В.* Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий / И. В. Жежеленко – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 331 с.
7. *Железко, Ю. С.* Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. Д. Савченко. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 278 с.
8. *Иванов, В. С.* Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В. С. Иванов, В. И. Соколов. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
9. *Кудрин, Б. И.* Техногенная самоорганизация. Для технариев электрики и философов / Б. И. Кудрин. Вып. 25: Ценологические исследования. – М.: Центр системных исследований, 2004. – 248 с.
10. *Кудрин, Б. И.* Статистические таблицы временных рядов Я-распределений электрооборудования и электропотребления: учеб. пособие по курсу «Электроснабжение промышленных предприятий» / Б. И. Кудрин, В. В. Фуфаев. – Вып. 13: Ценологические исследования. – М.: Центр системных исследований, 1999. – 352 с.
11. *Кудрин, Б. И.* Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов / Б. И. Кудрин. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.
12. *Курбацкий, В. Г.* Качество электроэнергии и электромагнитная совместимость технических средств в электрических сетях / В. Г. Курбацкий. – Братск: БрГТУ, 1999. – 220 с.
13. Показатели и нормирование качества электроэнергии: учебно-метод. пособие / КГТУ. – Красноярск, 1998.
14. *Попов, Ю. П.* Монтаж и эксплуатация электрооборудования: учеб. пособие / Ю. П. Попов; КГТУ. – Красноярск, 1998.
15. *Попов, Ю. П.* Монтаж и эксплуатация электрооборудования: учеб. пособие. – 3-е изд., испр. и доп. / Ю. П. Попов, В. А. Тремясов,

- А. Ю. Южанников. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 377 с.
16. *Никифоров, Г. В.* Энергосбережение и управление энергопотреблением в металлургическом производстве / Г. В. Никифоров, В. К. Олейников, Б. И. Заславец. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 479 с.
 17. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 304 с.
 18. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд. (отд. выпуска 7-го изд.). – М.: Главгосэнергонадзор России, 1998. – 608 с.
 19. *Прокопчик, В. В.* Повышение качества электроснабжения и эффективности электрооборудования предприятий с непрерывными технологическими процессами / В. В. Прокопчик. – Гомель: Гом. гос. техн. ун-т, 2002. – 283 с.
 20. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
 21. *Рюденберг, Р.* Эксплуатационные режимы электроэнергетических систем и установок / Р. Рюденберг. – Л.: Энергия, 1981. – 576 с.
 22. *Содов, А. В.* Системы контроля, распознавания и прогнозирования электропотребления, модели, методы, алгоритмы и средства / А. В. Содов, И. И. Надтока. – Ростов-н/Д: Изд-во Рост. ун-та, 2002. – 320 с.
 23. Справочная книга электрика / ред. В. И. Григорьев. – М.: Колос, 2004. – 746 с.
 24. *Фираго, Б. И.* Теория электропривода / Б. И. Фираго, Л. Б. Павлячик. – ОАО «Техноперспектива», 2004. – 527 с.
 25. *Харечко, В. Н.* Рекомендации по молниезащите индивидуальных жилых домов, коттеджей, дачных (садовых) домов и других частных сооружений / В. Н. Харечко. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2002. – 176 с.
 26. *Харечко, В. Я.* Электроустановки индивидуальных жилых домов: справочник / В. Н. Харечко. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2004. – 496 с.
 27. *Хохлов, Ю. И.* Компенсированные выпрямители с фильтрацией в коммутирующие конденсаторы нечетнократных гармоник токов преобразовательных блоков / Ю. И. Хохлов; ЧГТУ, 1995. – 355 с.
 28. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнике / ред. А. Ф. Дьяков. – М.: Мир; Энергоатомиздат, 2003. – 768 с.
 29. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С. Д. Волбровский, Г. М. Каялов, П. Н. Клейн и др. – Л.: Энергия, 1971.
 30. Электроснабжение и электрооборудование цехов / В. И. Григорьев, Э. А. Киреева, В. А. Миронов, А. Н. Гохонелидзе. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 246с.
 31. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. – М.: Минэнерго России, 2001. – 544 с.
 32. Энергетическая электроника: справ. пособие / пер. с нем.; ред. В. А. Лабунцов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 161 с.