

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

А.В. Кабышев

**КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ
В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ПРОМЫШЛЕННЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Издательство
Томского политехнического университета
2012

УДК 658.26:621.31 (075.8)

ББК 31.29–5я73

К12

Кабышев А.В.

К12

Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 234 с.

В пособии на примере простейших электрических цепей дано понятие реактивной мощности, раскрывается значение мероприятий по ее компенсации. Проанализированы основные факторы, влияющие на снижение коэффициента мощности в системах электроснабжения предприятий, и те конкретные последствия, которые влечет за собой его низкое значение. Даются рекомендации по выбору мест размещения конденсаторных батарей в действующих сетях. Кратко рассмотрены вопросы эксплуатации конденсаторных установок на промышленных объектах и их влияние на устойчивость узлов нагрузки. Для лучшего усвоения материала некоторые положения иллюстрируются численными примерами.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению 140400 – «Электроэнергетика и электротехника» (магистерская программа «Оптимизация развивающихся систем электроснабжения»), специальности 140211 – «Электроснабжение».

УДК 658.26:621.31 (075.8)

ББК 31.29–5я73

Рецензенты

Заместитель начальника отдела перспективного развития
ООО «Горсети», г. Томск

Т.Н. Кирилова

Кандидат физико-математических наук,
старший научный сотрудник ИФВТ ТПУ

Ф.В. Конусов

© ФГБОУ ВПО НИ ТПУ, 2012

© Кабышев А.В., 2012

© Обложка. Издательство Томского
политехнического университета, 2012

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. ПОНЯТИЕ О РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЕЕ КОМПЕНСАЦИИ	8
1.1. Физические основы и основные законы электротехники в применении к компенсации реактивной мощности	8
1.1.1. Переменный ток	8
1.1.2. Закон электромагнитной индукции.....	10
1.1.3. Правило правой руки	11
1.1.4. Закон Био-Савара	11
1.1.5. Направление электромагнитной силы	12
1.1.6. Закон Ленца	13
1.1.7. Электромагнитное поле	13
1.2. Составляющие полной мощности электрических сетей.....	18
1.2.1. Индуктивный элемент в цепи синусоидального тока	18
1.2.2. Емкостный элемент в цепи синусоидального тока	22
1.2.3. Резистивный элемент в цепи синусоидального тока.....	24
1.2.4. Коэффициент мощности.....	26
1.2.5. Активная, реактивная и полная мощности.....	30
1.2.6. Энергетический поток в преобразователях энергии	32
1.2.7. Мощность искажения	34
1.2.8. Мощность несимметрии	37
1.3. Принцип компенсации реактивной мощности	39
2. ИСТОЧНИКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ.....	43
2.1. Типы источников реактивной мощности	43
2.2. Основные источники активной и реактивной мощности.....	46
2.3. Синхронные компенсаторы и двигатели.....	50
2.4. Конденсаторные батареи.....	55
2.5. Статические тиристорные компенсаторы на основе батарей конденсаторов	60
2.6. Реакторы, коммутируемые выключателями	61
2.7. Насыщающиеся реакторы.....	63
2.8. Реакторы, коммутируемые тиристорами	64
2.9. Комбинированные источники реактивной мощности	65
2.10. Линии электропередачи как источники реактивной мощности	67

3.	ПОТРЕБЛЕНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫМИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКАМИ	68
3.1.	Потребление реактивной мощности асинхронными двигателями и трансформаторами	70
3.2.	Потребление реактивной мощности электропечными и сварочными установками	74
3.3.	Потребление реактивной мощности преобразовательными агрегатами	77
3.4.	Осветительные электроустановки с газоразрядными лампами	81
3.5.	Линии электропередачи и токоограничивающие реакторы	83
3.6.	Факторы, влияющие на коэффициент мощности систем электроснабжения	84
3.6.1.	Эксплуатационные факторы	84
3.6.2.	Влияние на коэффициент мощности технического состояния электродвигателей и качества их ремонта	96
3.6.3.	Конструктивные факторы	100
4.	КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК	103
4.1.	Причины целесообразности выполнения компенсации реактивной мощности на предприятиях	103
4.2.	Поперечная емкостная компенсация реактивной мощности ...	114
4.2.1.	Схема замещения и векторная диаграмма установки поперечной компенсации	114
4.2.2.	Особенности поперечной компенсации	117
4.2.3.	Места установки компенсирующих устройств	121
4.3.	Продольная емкостная компенсация реактивной мощности ...	124
4.3.1.	Схема замещения и векторные диаграммы установки продольной компенсации	124
4.3.2.	Особенности продольной компенсации	127
4.3.3.	Упрощенный метод определения сопротивления конденсаторов установок продольной компенсации	134
4.3.4.	Нежелательные режимы в системах электроснабжения с установками продольной компенсации и способы их устранения	137
4.3.5.	Выбор основной схемы и схемы защиты установки продольной компенсации	139
4.4.	Сравнение поперечной и продольной компенсации	145
4.5.	Компенсация реактивной мощности нагрузки предприятия ...	146
4.5.1.	Потребители без синхронных двигателей	147

4.5.2.	Распределение мощности батарей конденсаторов по узлам нагрузки цеховой сети напряжением до 1000 В ...	150
4.5.3.	Потребители с синхронными двигателями	161
4.5.4.	Сравнительная эффективность использования конденсаторных батарей и синхронных двигателей	169
4.5.5.	Форсирование мощности конденсаторных установок....	170
4.5.6.	Регулирование реактивной мощности в сетях систем электроснабжения	173
5.	ПОДКЛЮЧЕНИЕ КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК К СЕТИ И ИХ ЭКСПЛУАТАЦИЯ	182
5.1.	Схемы соединения конденсаторов.....	182
5.2.	Схемы соединения фаз и заземление нейтрали конденсаторных установок	183
5.3.	Разряд конденсаторных установок.....	185
5.4.	Измерения в цепях конденсаторных установок	190
5.5.	Виды защит конденсаторных установок	193
5.6.	Эксплуатация конденсаторных установок	195
5.6.1.	Осмотры и испытания конденсаторных установок	195
5.6.2.	Вспомогательное оборудование помещений конденсаторных установок	198
5.6.3.	Техника безопасности при эксплуатации конденсаторных установок	199
6.	ВЛИЯНИЕ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ УЗЛОВ НАГРУЗКИ	202
6.1.	Устойчивость асинхронных двигателей.....	203
6.2.	Устойчивость синхронных двигателей.....	214
6.3.	Устойчивость обобщенных узлов нагрузки.....	215
	Библиографический список.....	219
	Приложение	220

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение производственных мощностей на промышленных предприятиях приводит к перегрузке установленного электрооборудования и требует преобразования системы электроснабжения. Традиционное решение проблемы – прокладка дополнительных кабелей или их замена на кабели большего сечения, установка дополнительных трансформаторов. Такой подход требует значительных капитальных вложений и в конечном итоге отражается на цене выпускаемой продукции. Кроме того, пропускная способность сетей среднего напряжения ограничена. Это влечет за собой либо отказ электроснабжающей организации в присоединении дополнительной мощности, либо включение в плату за техприсоединение стоимости реконструкции питающей сети выше границы балансовой принадлежности.

Целесообразность внедрения на предприятии установок компенсации реактивной мощности в отмеченной выше ситуации очевидна уже на этапе технико-экономического сравнения. Как правило, внедрение конденсаторных установок дешевле, чем реконструкция сети электроснабжения. Кроме того, приказом Минпромэнерго №49 от 22 февраля 2007 г. введен порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности, согласно которому для потребителей установленной мощностью более 150 кВт предельные допустимые значения коэффициента реактивной мощности составляют 0,4 для сетей 6–35 кВ и 0,35 для сетей 0,4 кВ.

Компенсация реактивной мощности позволяет повысить эффективность использования электроэнергии в трех основных направлениях: увеличение пропускной способности линий и трансформаторов, снижение потерь активной энергии, нормализация напряжения. Установка компенсирующих устройств позволяет снизить активные потери за счет снижения полного тока. Таким образом, компенсация реактивной мощности может быть в полной мере названа одной из технологий энергосбережения. Даже на предприятиях, где нет проблем с перегрузкой электросетевого оборудования, за счет снижения активных потерь мероприятия по компенсации реактивной мощности окупаются за сравнительно короткий период времени.

По величине коэффициента реактивной мощности можно судить о том, какая часть потребляемой энергии полезно используется для совершения работы. В возможном приближении коэффициента мощности приемных устройств к единице в основном и заключается технико-экономическая проблема компенсации реактивной мощности.

Предлагаемое учебное пособие содержит шесть разделов и охватывает теоретические вопросы по компенсации реактивной мощности на разных уровнях системы электроснабжения промышленного объекта

для режима прямой последовательности основной частоты переменного тока. Несимметричные и несинусоидальные режимы, а также режимы работы сети с резкопеременными реактивными нагрузками в пособии не рассматриваются. Наличие данного пособия не освобождает студентов от необходимости использования другой учебно-методической литературы при детальной проработке отдельных вопросов проектирования распределительных сетей и электроустановок систем электроснабжения, оптимизации их работы.

В *первом разделе* кратко отражены физические основы и основные законы электротехники в применении к вопросам компенсации реактивной мощности, рассмотрены составляющие полной мощности электрических сетей, на примере простейших электрических цепей дано понятие реактивной мощности и принципа компенсации реактивных нагрузок.

Во *второй раздел* вошли материалы по источникам реактивной мощности, которые находят применение в электрических системах и системах электроснабжения объектов. Кратко изложен принцип их действия, приведены принципиальные электрические схемы и статические характеристики устройств, области применения.

Третий раздел посвящен рассмотрению вопросов потребления реактивной мощности промышленными электроприемниками. Проанализированы основные факторы, которые влияют на снижение коэффициента мощности в системах электроснабжения предприятий, и те конкретные последствия, которые влечет за собой низкое значение коэффициента мощности.

В *четвертом разделе* рассмотрена компенсация реактивных нагрузок предприятий при наличии потребителей с синхронными электродвигателями и без них, дан сопоставительный анализ особенностей продольной и поперечной емкостной компенсации реактивной мощности, областей их применения. Изложены причины целесообразности выполнения компенсации реактивной мощности вблизи мест ее потребления. Детально рассмотрено распределение мощности батарей конденсаторов по узлам нагрузки цеховых сетей напряжением до 1000 В. Включен материал по регулированию реактивной мощности в сетях систем электроснабжения.

Сведения о подключении конденсаторных установок к электрическим сетям и вопросы их эксплуатации и техники безопасности отражены в *пятом разделе* пособия.

Шестой раздел раскрывает влияние компенсации реактивной мощности на устойчивость работы узлов нагрузки. Рассмотрены критерии устойчивости асинхронных и синхронных двигателей, оценка устойчивости узлов с комплексной нагрузкой.

Рассматриваемые в пособии вопросы проиллюстрированы практическими расчетами и примерами, способствующими усвоению материала. По вопросам, которые изложены только частично, по тексту даются ссылки на соответствующую литературу.

1. ПОНЯТИЕ О РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЕЕ КОМПЕНСАЦИИ

1.1. Физические основы и основные законы электротехники в применении к компенсации реактивной мощности

1.1.1. Переменный ток

Электрическая энергия производится, распределяется и потребляется в основном в виде переменного тока. Переменным считается ток, изменяющийся во времени. Значение тока в любой момент времени называется мгновенным значением тока i . Токи, значения которых повторяются через равные промежутки времени в той же самой последовательности, относятся к периодическим. Наименьший промежуток времени, через который наблюдаются повторения тока, называется периодом T , а величина, обратная периоду – частотой f . Численно она равна числу периодов в единицу времени $f = 1/T$.

Применяемый в электроэнергетике переменный ток изменяется по закону синуса. Мгновенное значение синусоидального тока определяется выражением:

$$i = I_m \sin\left(\frac{2\pi}{T}t + \varphi\right), \quad (1.1)$$

где $\left(\frac{2\pi}{T}t + \varphi\right)$ – аргумент синуса, определяющий фазу гармонического изменения тока; I_m – амплитудное значение тока; φ – значение фазного угла в начальный момент времени ($t = 0$).

Величина $2\pi/T = \omega$ – скорость изменения фазного угла и называется угловой частотой. Измеряется ω числом радиан, на которое увеличивается фазный угол в секунду, то есть $\omega = 2\pi f$.

Среднее арифметическое синусоиды за целый период равно нулю, так как кривая симметрична относительно оси абсцисс. Среднее значение синусоиды за половину периода от φ до $\omega \frac{T}{2} + \varphi$ равно площади полуволны, деленной на ее основание $T/2$ (рис. 1.1), то есть:

$$I_{cp} = \frac{1}{T/2} \int_{\varphi}^{\omega \frac{T}{2} + \varphi} i dt = \frac{2 \cdot I_m}{T} \int_{\varphi}^{\omega \frac{T}{2} + \varphi} \sin \omega t dt = \frac{2 \cdot I_m}{\pi}. \quad (1.2)$$

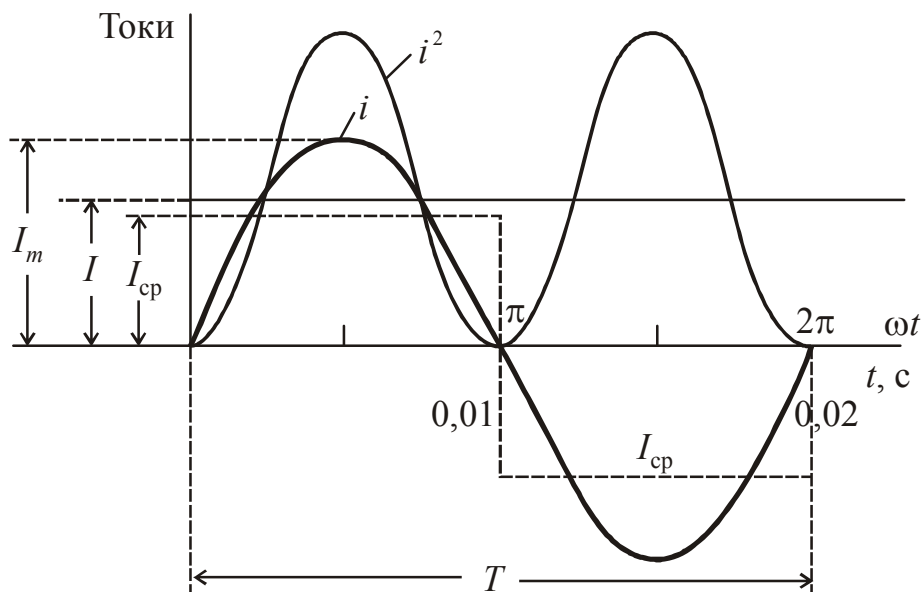


Рис.1.1. Синусоидальная величина в прямоугольных координатах

Механическая сила взаимодействия двух проводников, по которым протекает один и тот же ток, пропорциональна квадрату мгновенного значения тока. Тепловое действие тока также пропорционально квадрату тока. Поэтому для суждения о величине синусоидального тока введено понятие о среднем квадратичном или действующем значении тока: для этого нужно построить квадратичную кривую тока i^2 за период (или полупериод) и определить корень квадратный из ее среднего значения:

$$I = \sqrt{\frac{1}{T/2} \int_0^{T/2} i^2 dt} = I_m \sqrt{\frac{1}{T/2} \int_0^{T/2} \sin^2 \omega t dt} = \frac{I_m}{\sqrt{2}}. \quad (1.3)$$

Действующее значение численно равно такому постоянному току, который за промежуток времени, равной одному периоду, выделяет в сопротивлении такое же количество тепла, как и ток переменный.

Отношение действующего значения тока к его среднему значению за положительную полуволну называется коэффициентом формы кривой тока:

$$\kappa_i = \frac{I}{I_{cp}}. \quad (1.4)$$

При синусоидальном изменении тока:

$$\kappa_i = \frac{I}{I_{cp}} = \frac{\pi}{2\sqrt{2}} = 1,11.$$

В электротехнике переменный ток рассматривается составляющим из активной и реактивной составляющих.

Активной составляющей тока называется та его составляющая, которая идет на создание работы, полезно используемой в приемниках электроэнергии. Эта составляющая совпадает по фазе с напряжением.

Составляющая тока, перпендикулярная вектору напряжения, называется реактивной составляющей. Наличие этой составляющей в электрических сетях обусловлено тем, что основные виды электроприемников для своей работы нуждается в переменном магнитном поле. Кроме этого, в электрооборудовании широко применяется электрическая изоляция, которая с токоведущими частями и землей образует широкий спектр конденсаторов, для создания электрического поля которых также требуется реактивная составляющая тока или мощности.

1.1.2. Закон электромагнитной индукции

В проводнике, находящемся в магнитном поле и движущемся относительно магнитных линий, возникает электродвижущая сила, величину и направление которой можно определить на основании закона электромагнитной индукции (закон Фарадея). В электрических машинах проводники, в которых индуцируется ЭДС, движутся обычно перпендикулярно к направлению магнитных линий, для них закон Фарадея может быть записан в виде:

$$e_x = B_x \cdot l \cdot v, \quad (1.5)$$

здесь e_x – мгновенное значение ЭДС в одном проводнике, B_x – интенсивность магнитного поля или магнитная индукция (число магнитных линий, проходящихся на единицу площади в том месте, где находится проводник), l – активная подверженная действию магнитного потока длина проводника, v – скорость движения проводника относительно магнитных линий. Таким образом, ЭДС прямо пропорциональна скорости пересечения магнитных линий проводником. В большинстве электротехнических изделий проводник, в котором индуцируется ЭДС, представляет собой неизменяющийся замкнутый контур. В этом случае удобно пользоваться формулировкой закона Фарадея, предложенной Максвеллом:

$$\dot{e} = -\frac{d\dot{\Phi}}{dt}, \quad (1.6)$$

здесь $\dot{\Phi}$ – полный магнитный поток, сцепляющийся с контуром, $\frac{d\dot{\Phi}}{dt}$ – скорость изменения этого потока. Знак минус показывает, что возникающая в контуре ЭДС имеет такое направление, при котором создаваемый ею ток стремится воспрепятствовать производимому измене-

нию потока, сцепляющегося с контуром. Направление ЭДС определяют по мнемоническим правилам (раздел 1.1.3).

На законе Фарадея основано генераторное действие электрических машин.

1.1.3. Правило правой руки

Для определения направления индуктированной ЭДС удобно пользоваться правилом правой руки. Если расположить правую руку так, чтобы магнитные силовые линии входили в ладонь (их направление от северного N полюса к южному S), а отогнутый большой палец указывал направление движения проводника, то остальные выпрямленные пальцы будут показывать направление индуктированной ЭДС (направление тока в замкнутом контуре).

В синхронных машинах обычно проводник неподвижен, а магнитный поток движется вместе с полюсами. Эту картину можно мысленно заменить эквивалентной, в которой поток неподвижен, а движется проводник в сторону, обратную действительному движению потока. Соответственно этому, необходимо применять правило правой руки, располагая большой палец в направлении относительного движения проводника, то есть в сторону, обратную действительному движению полюсов.

Применительно к синхронным машинам работает следующее правило: при вращении полюсов по часовой стрелке ЭДС, индуктированная в проводнике, имеет над северным полюсом направление от наблюдателя. На чертежах направление ЭДС отмечают: крестиком – направление от наблюдателя (задний конец стрелки), точкой – к наблюдателю (передний конец стрелки).

1.1.4. Закон Био-Савара

Находящийся в магнитном поле проводник с электрическим током испытывает механическую (электромагнитную) силу F , величину которой можно определить по закону Био-Савара. В электрических машинах угол между проводником и направлением магнитных линий равен 90° , поэтому закон Био-Савара можно записать:

$$\vec{F} = [B \cdot l \cdot i]. \quad (1.7)$$

На этом законе основано двигательное действие электрических машин.

1.1.5. Направление электромагнитной силы

Направление электромагнитной силы можно определить по правилу левой руки. Если расположить левую руку так, чтобы магнитные силовые линии входили в ладонь, а выпрямленные четыре пальца совпадали с направлением тока, то отогнутый большой палец укажет направление действия силы. В применении к электротехническим изделиям это правило мало удобно. Более наглядна картина механизма электромагнитной индукции (рис. 1.2). При прохождении по проводнику тока вокруг него образуются замкнутые кольцевые магнитные линии, направление которых определяется по правилу буравчика: если ввинчивать буравчик с правой нарезкой в направлении тока, то направление вращения дает направление окружающих проводник магнитных линий. Эти магнитные линии взаимодействуют с линиями основного магнитного поля: с одной стороны проводника в результате наложения противоположно направленных магнитных линий поле ослабится, с другой стороны проводника одинаково направленные магнитные линии увеличат магнитное поле (рис. 1.2). Магнитные линии всегда стремятся сократить свою длину (как упругие растянутые нити), поэтому проводник будет испытывать от магнитных линий силу, направленную со стороны сгущения магнитных линий в сторону разрежения. Таким образом, на рис. 1.2 проводник будет выталкиваться влево. Так как по закону Ньютона действие всегда равно противодействию, то такую же силу, но направленную в обратную сторону, будут испытывать магнитные линии со стороны проводника с током.

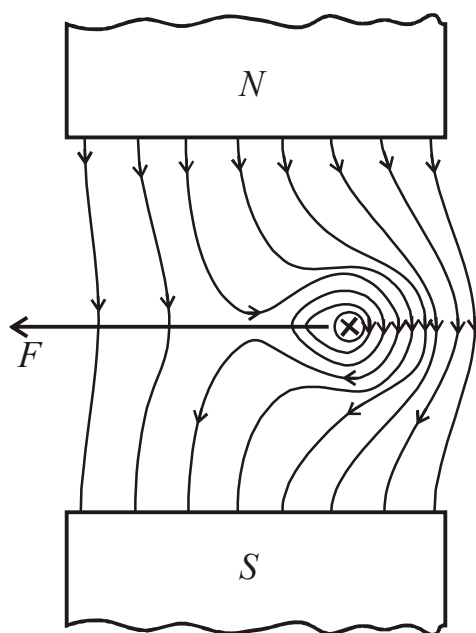


Рис. 1.2. Направление электромагнитной силы

1.1.6. Закон Ленца

В соответствии с законом Ленца всякая электромагнитная система стремится сохранить неизменным связанный с ней магнитный поток. При изменении внешнего магнитного потока, сцепляющегося с проводящим контуром, в последнем возникают силы электрического и механического характера, стремящиеся сохранить величину магнитного потока. Силы электрического характера (электродвижущие силы) вызывают токи, создающие свои магнитные потоки, направленные таким образом, что результирующий поток остается неизменным. Силы механического характера (электромагнитные силы) вызывают передвижение контура таким образом, чтобы новый охватываемый им магнитный поток остался равным прежнему значению. Пользуясь законом Ленца, можно определять направление как ЭДС, так и электромагнитной силы.

На законе Ленца основан принцип обратимости работы электрических машин, то есть возможность работы их как в качестве генератора, так и в качестве двигателя.

1.1.7. Электромагнитное поле

Вокруг проводника, по которому протекает электрический ток, образуется электромагнитное поле. Влияние этого поля на другие проводники проявляется на значительном расстоянии. Электрическая и магнитная составляющие поля всегда связаны между собой, но в электротехнике в зависимости от поставленной задачи они могут рассматриваться отдельно.

Магнитное поле связано с движением электрически заряженных частиц или тел. Оно представляется в виде условных магнитных линий, замыкающихся концентрически вокруг проводника и создающих магнитный поток Φ . Интенсивность магнитного поля B пропорциональна току, зависит от формы и размеров проводника, а также от свойств среды – магнитной проницаемости. Магнитная индукция, отнесенная к абсолютной магнитной проницаемости μ , характеризует напряженность магнитного поля H (намагничивающую силу):

$$\dot{H} = \frac{\dot{B}}{\mu}. \quad (1.8)$$

Если проводник навить в виде катушки и пропустить ток, то магнитные поля всех n витков будут складываться и внутри катушки образуется общий магнитный поток, который равен алгебраической сумме

потоков Φ_i , связанных (сцепленных) с отдельными витками катушки, и называется потокосцеплением:

$$\psi = \Phi_1 + \Phi_2 + \dots + \Phi_n. \quad (1.9)$$

При равенстве магнитных потоков между собой:

$$\psi = w \cdot \Phi, \quad (1.10)$$

где Φ – магнитный поток одного витка; w – число витков в катушке.

Если замкнутый контур (катушку) перемещать в неоднородном магнитном поле или неподвижный контур поместить в меняющееся во времени магнитное поле, то в контуре возникает (индуцируется, наводится) ЭДС. Наведенная в контуре ЭДС пропорциональна скорости изменения потока во времени и числу витков контура, а по направлению (по знаку) обратна магнитному потоку:

$$\dot{e} = -w \frac{d\Phi}{dt}. \quad (1.11)$$

При убывающем магнитном потоке ЭДС будет положительна, а при нарастающем – отрицательна. Направление тока, возникающего в контуре под действием наведенной ЭДС, совпадает с направлением ЭДС. Ток всегда направлен так, что *противодействует* изменению магнитного потока внутри контура (закон Ленца). Коэффициент пропорциональности между потокосцеплением катушки и током, образующим магнитное поле, при неизменной магнитной проницаемости среды называется индуктивностью катушки:

$$L = \frac{\Psi}{I} = \frac{w \cdot \Phi}{I}. \quad (1.12)$$

Индуктивность катушки, находящейся в воздухе, постоянна и определяется ее конструкцией (размерами, числом витков). Индуктивность катушки в ферромагнитной среде возрастает пропорционально μ . Часто ферромагнитная среда для катушки создается при помощи стального замкнутого сердечника – магнитопровода. Магнитная проницаемость стали зависит от магнитной индукции $\mu = f(B)$. Поэтому индуктивность катушки со стальным сердечником не постоянна: она определяется силой протекающего по катушке тока.

Практически пользуются не зависимостью $\mu = f(B)$, а кривыми намагничивания, устанавливающими связь между магнитной индукцией и намагничивающей силой (рис. 1.3). При увеличении напряженности магнитного поля вначале магнитная индукция B растет почти пропорционально H , затем ее рост замедляется вследствие магнитного насыщения.

При изменении тока в катушке изменяется ее общий поток, вследствие чего в катушке наводится ЭДС самоиндукции. Электродвижущая

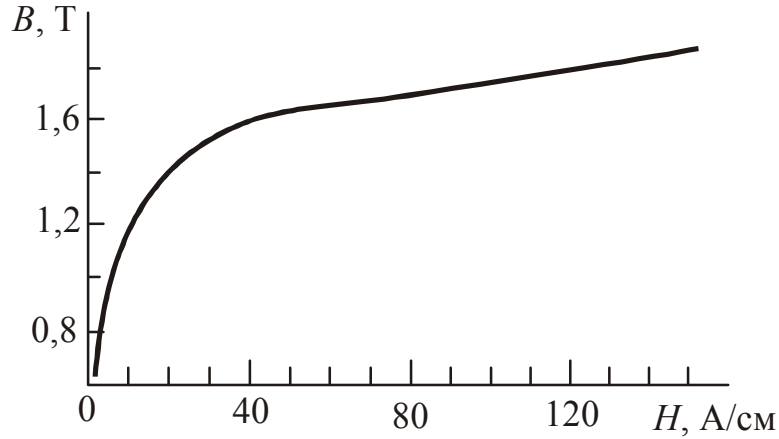


Рис. 1.3. Кривая намагничивания электротехнической стали

сила самоиндукции также зависит от скорости изменения магнитного потока, связанного с изменением тока в катушке, и числа ее витков:

$$e_L = -\frac{wd\Phi}{dt} = -L \frac{di}{dt}. \quad (1.13)$$

При синусоидальном токе $i = I_m \sin \omega t$ ЭДС самоиндукции:

$$\begin{aligned} e_L &= -L \frac{di}{dt} = -\omega L \cdot I_m \cos \omega t = E_m \cos(\pi - \omega t) = E_m \cos\left(\frac{\pi}{2} + \left(\frac{\pi}{2} - \omega t\right)\right) = \\ &= -E_m \sin\left(\frac{\pi}{2} - \omega t\right) = E_m \sin\left(-\left(\frac{\pi}{2} - \omega t\right)\right) = E_m \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right), \end{aligned} \quad (1.14)$$

то есть отстает по фазе на четверть периода от тока.

По закону Ленца направление ЭДС самоиндукции такое, что при увеличении тока ЭДС самоиндукции ослабляет ток в контуре, а при уменьшении тока ЭДС складывается с напряжением, приложенным к катушке (и вызывающим ток в ней). Чтобы через индуктивность проходил переменный ток, на ее зажимах должно быть напряжение, равное и противоположное наведенной ЭДС:

$$u = -e_L = L \frac{di}{dt} = \omega L I_m \sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) = U_m \sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right). \quad (1.15)$$

В цепях переменного тока магнитопроводы периодически перемагничиваются. При размагничивании магнитная индукция сердечника уменьшается не до нуля: имеет место остаточный магнетизм. Изменение магнитной индукции в течение одного периода тока показано на рис. 1.4. Магнитный гистерезис вызывает нагрев стали и потери электроэнергии на перемагничивание. Площадь петли гистерезиса пропорциональна затраченной электроэнергии. Для различных ферромагнитных материалов площади петли гистерезиса различны и характеризуют свойства материалов.

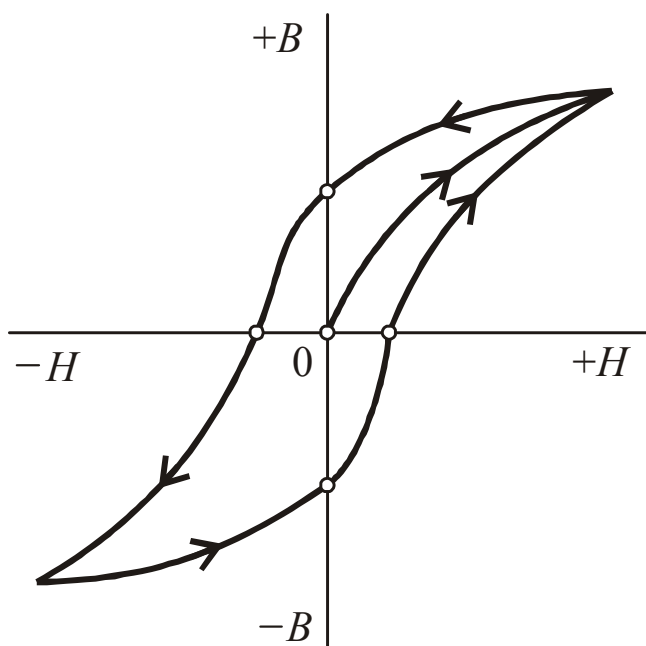


Рис. 1.4. Петля гистерезиса

В цепи постоянного тока катушка запасает энергию в магнитном поле только за время переходного процесса, то есть за время нарастания тока с нуля (момент включения катушки) до установившегося значения. В дальнейшем энергия в цепи, поступающая от источника питания, расходуется только на выделение тепла в сопротивлении катушки. Если, отключив источник питания, катушку замкнуть накоротко, то магнитное поле, уменьшаясь (исчезая), наведет в катушке ЭДС самоиндукции и возникший затухающий ток будет выделять запасенную в магнитном поле энергию в виде тепла на активном сопротивлении цепи. Если цепь катушки с током разомкнуть, то энергия магнитного поля высвободится в виде дуги (искры) в месте разрыва цепи, так как при почти мгновенном изменении тока от I до нулевого значения наведенная ЭДС самоиндукции будет велика, она определяется почти мгновенным изменением потока $d\Phi/dt$.

Вторая составляющая электромагнитного поля – электрическое поле. На электрические заряды действует с определенной по величине и направлению силой. Силовые линии начинаются на положительных зарядах и заканчиваются на отрицательных. Они всегда перпендикулярны поверхности проводника. Интенсивность электрического поля характеризуется его напряженностью E , которая определяется как отношение силы F к величине заряда q , помещенного в электрическое поле проводника:

$$\dot{E} = \frac{\dot{F}}{q}. \quad (1.16)$$

Физические тела и конструкции, обладающие свойством накапливать и удерживать заряды, обладают емкостью. Электрическая емкость C определяется отношением электрического заряда q тела к приложенному напряжению:

$$C = \frac{q}{u}. \quad (1.17)$$

Ток в цепи с емкостью равен скорости изменения ее заряда:

$$i = \frac{dq}{dt} = C \frac{du}{dt} \quad (1.18)$$

или

$$u = \frac{1}{C} \int i dt. \quad (1.19)$$

При синусоидальном напряжении $u = U_m \sin \omega t$ ток

$$i = C \frac{du}{dt} = \omega C U_m \cos \omega t = I_m \sin \left(\omega t + \frac{\pi}{2} \right), \quad (1.20)$$

то есть опережает по фазе на четверть периода приложенное к зажимам напряжение.

Если разряженный конденсатор включить на постоянное напряжение, то в момент включения $q = 0$ и поэтому напряжение на его зажимах $U_c = q/C = 0$, что равнозначно короткому замыканию. Ток заряда будет определяться только напряжением источника питания и сопротивлением внешней цепи r .

В последующие моменты времени ток заряда будет спадать и при полном заряде конденсатора станет равным нулю. Время заряда определяется постоянной времени цепи.

Если заряженный конденсатор, отключив источник питания, замкнуть на сопротивление r , то он начнет разряжаться с той же постоянной времени. Запасенная в его электрическом поле энергия преобразуется в тепло, выделяемое в этом сопротивлении. При замыкании конденсатора накоротко энергия электрического поля высвобождается в искре, образуемой при замыкании зажимов конденсатора.

Таким образом, в цепи постоянного тока конденсатор запасает энергию только за время заряда. Заряженный конденсатор ток от источника питания не потребляет.

1.2. Составляющие полной мощности электрических сетей

Для трехфазной симметричной электрической сети, имеющей синусоидальное напряжение $u = U_m \sin \omega t$ и сдвинутый на угол φ относительно напряжения ток $i = I_m \sin(\omega t - \varphi)$, мгновенная мощность одной фазы определяется:

$$\begin{aligned} p &= u \cdot i = U_m \cdot I_m \cdot \sin \omega t \cdot \sin(\omega t - \varphi) = \frac{1}{2} U_m \cdot I_m [\cos(\omega t - (\omega t - \varphi)) - \\ &- \cos(\omega t + (\omega t - \varphi))] = \frac{1}{2} U_m \cdot I_m [\cos \varphi - \cos(2\omega t - \varphi)] = \\ &= \frac{1}{2} U_m \cdot I_m \cos \varphi - \frac{1}{2} U_m \cdot I_m \cos(2\omega t - \varphi). \end{aligned} \quad (1.21)$$

Интегрирование выражения (1.21) в течение периода переменного тока дает общее количество энергии, которое отдается источником питания в сеть.

Рассмотрение простых электрических схем позволяет раскрыть сущность входящих в выражение (1.21) слагаемых.

1.2.1. Индуктивный элемент в цепи синусоидального тока

Схема включения показана на рис. 1.5а. Если переменный ток i_L изменяется по синусоидальному закону (рис. 1.5б), то изменение магнитного потока Φ , неразрывно связанного с током, его вызывающим, будет следовать за изменением тока, то есть ток и магнитный поток совпадают по фазе. Если мгновенное значение тока определяется соотношением:

$$i_L = I_m \sin \omega t, \quad (1.22)$$

то мгновенное значение магнитного потока равно:

$$\Phi = \Phi_m \sin \omega t \quad (1.23)$$

Изменение магнитного потока вызывает возникновение в катушке индуктивности ЭДС самоиндукции, которая также изменяется по синусоидальному закону (рис. 1.5б). Значение e_L зависит от числа витков катушки и частоты переменного тока. Из рис. 1.5б видно, что приращение тока за один и тот же промежуток времени Δt различно $\frac{\Delta i'_L}{\Delta t} > \frac{\Delta i''_L}{\Delta t}$, и, следовательно, скорость изменения тока $\frac{di}{dt}$ (и потока $\frac{d\Phi}{dt}$) максимальна при переходе синусоиды через нулевое значение, то есть для момента времени, когда ток при изменении полярности равен нулю. Это

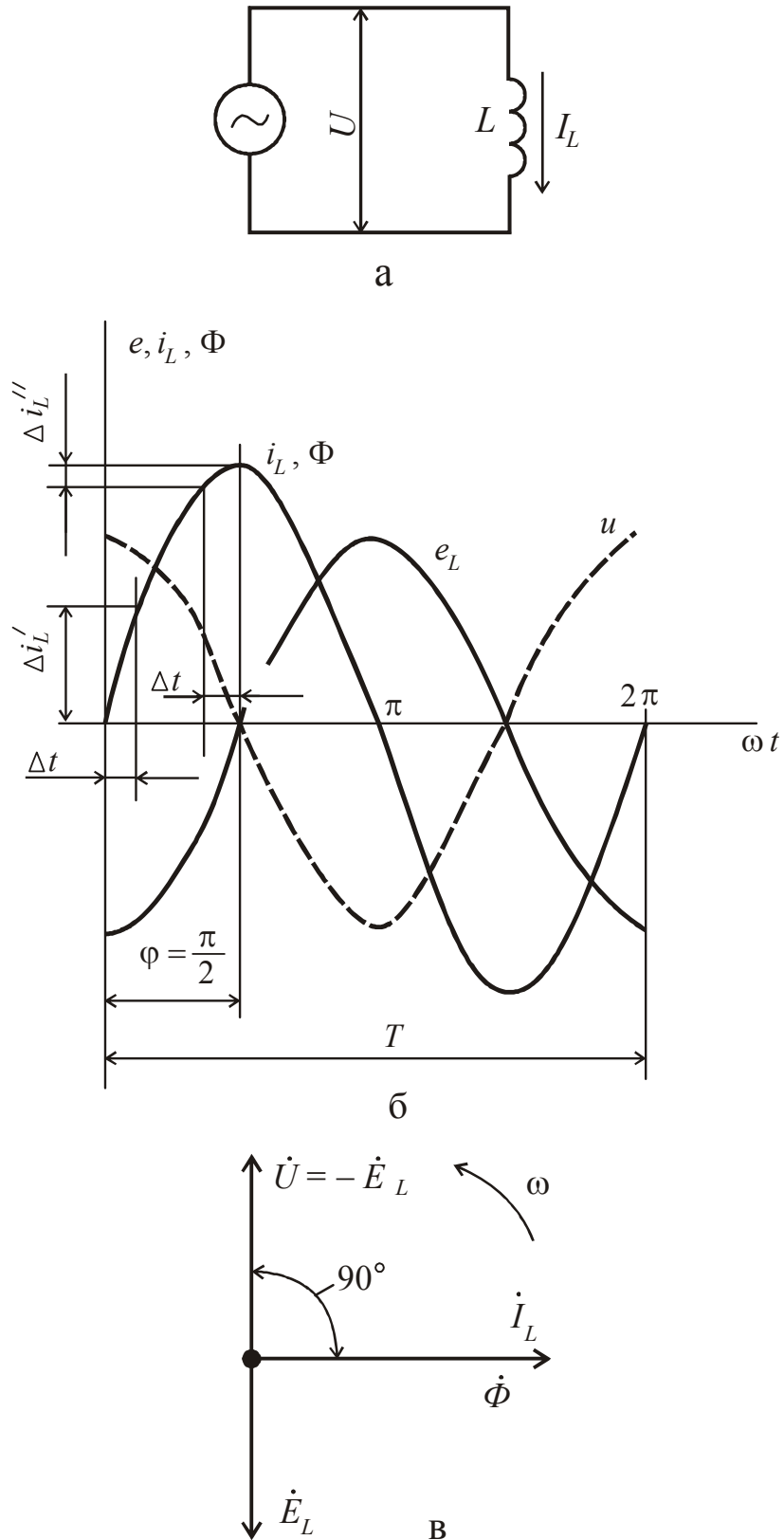


Рис. 1.5. Цепь с индуктивностью: а – схема включения; б – график изменения тока i , потока Φ , ЭДС самоиндукции e_L и приложенного напряжения u ; в – векторная диаграмма

означает, что e_L достигает максимума при $i_L = 0$. При достижении током максимума скорость его изменения равна нулю, так как ток, увеличиваясь, достигает максимума и затем начинает уменьшаться. В этот момент ЭДС самоиндукции равна нулю. Как видно на рис. 1.5б, в первую четверть периода (при возрастании тока) ЭДС самоиндукции отрицательна, во второй четверти периода (при уменьшении тока) – положительна, то есть ЭДС самоиндукции отстает по фазе от вызвавшего ее тока на четверть периода. Аналогичный результат был получен аналитически при выводе соотношения (1.14).

Чтобы ток в цепи с катушкой преодолел противодействующую ЭДС самоиндукции, ее необходимо уравновесить напряжением источника питания. Это уравновешивающее напряжение в любой момент времени равно ЭДС самоиндукции, но имеет противоположное направление ($U = -E_L$) и, следовательно, опережает ток, проходящий по катушке, на угол $\frac{\pi}{2}$ (см. соотношение (1.15) и рис. 1.5в):

$$u = U_m \sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right). \quad (1.24)$$

Мгновенная мощность цепи, содержащей только катушку индуктивности, равна произведению мгновенных значений тока i_L и напряжения u для любого момента времени:

$$\begin{aligned} p &= u \cdot i_L = U_m \sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) \cdot I_{mL} \sin \omega t = U_m \cdot I_{mL} \cos \omega t \cdot \sin \omega t = \\ &= \frac{U_m \cdot I_{mL}}{2} \sin 2\omega t = UI_L \sin 2\omega t^*, \end{aligned} \quad (1.25)$$

так как $I_{mL} = \sqrt{2} \cdot I_L$ и $U_m = \sqrt{2} \cdot U$, где I_L и U – действующие значения тока и напряжения.

График изменения мгновенной мощности в цепи с идеальной катушкой индуктивности показан на рис. 1.6. Среднее за период значение мгновенной мощности или потребленная активная мощность составляет:

$$P_L = \frac{1}{T} \int_0^T p_L(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T U \cdot I_L \sin 2\omega t dt = 0. \quad (1.26)$$

Равенство нулю средней за период мощности P_L хорошо иллюстрируется и рис. 1.6: площадь положительной полуволны синусоиды p_L равна площади ее отрицательной полуволны, то есть данная цепь не потребляет от источника питания активную мощность.

Из выражений (1.25) и (1.26) следует:

* При преобразовании использована формула двойного угла: $\sin 2\alpha = 2\sin\alpha \cdot \cos\alpha$

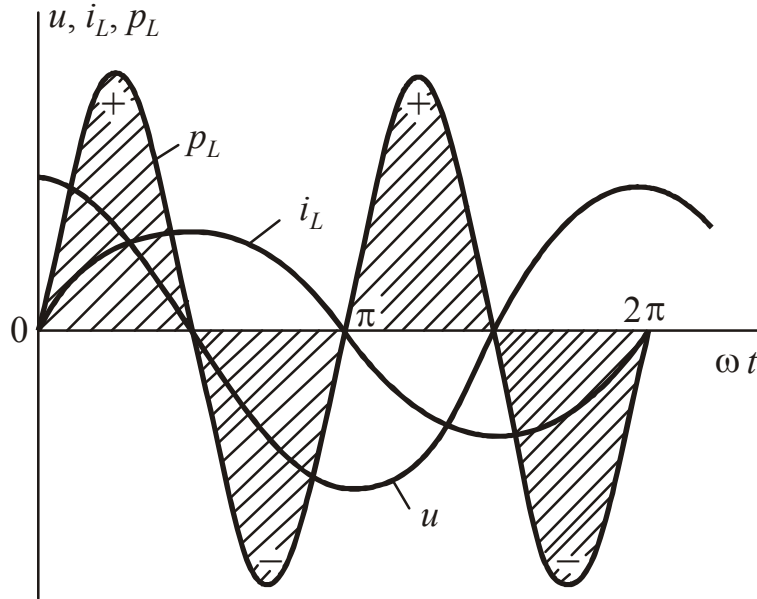


Рис. 1.6. Кривые мгновенных значений тока, напряжения и мощности в цепи с индуктивностью, активное сопротивление равно нулю

- мгновенная мощность катушки индуктивности при $r = 0$ изменяется по синусоидальному закону, но с двойной частотой;
- среднее за период значение мощности (или активная мощность), потребляемое индуктивностью, равно нулю.

Физически это означает, что в течение первого положительного полупериода энергия поступает от генератора в катушку, запасается в виде энергии магнитного поля:

$$W_L = \int_{t=0}^{t=T/4} u \cdot i \, dt = \int_0^{I_{mL}} L \frac{di_L}{dt} i_L \, dt = L \int_0^{I_{mL}} i_L \, di_L = L \frac{i_L^2}{2} \Big|_0^{I_{mL}} = \frac{L \cdot I_{mL}^2}{2}, \quad (1.27)$$

а в течение второго – возвращается обратно к генератору. Между генератором и магнитным полем катушки индуктивности происходит периодический обмен энергией без преобразования ее в другой вид. Колебательный процесс передачи мгновенной мощности $\pm p_L$ воспринимается валом турбины генератора как равнопеременная нагрузка с двойной частотой, не вызывающая дополнительного расхода топлива.

Обменная энергия между генератором и индуктивностью оценивается по максимальному значению мгновенной обменной мощности (при $\sin 2\omega t = 1$). Эта мощность называется реактивной мощностью и определяется:

$$Q = U \cdot I_L = I_L^2 \omega L. \quad (1.28)$$

В системах электроснабжения отдельные звенья электропередачи и нагрузки всегда имеют индуктивную составляющую (трансформаторы, линии, асинхронные двигатели).

1.2.2. Емкостный элемент в цепи синусоидального тока

Схема включения показана на рис. 1.7а. Ток $i_c = I_{mc} \sin \omega t$, проходящий через емкость, активным сопротивлением которой можно пренебречь, опережает (см. выражение (1.20)) приложенное к ее зажимам напряжение на 90° (рис. 1.7б), то есть

$$u = U_m \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right). \quad (1.29)$$

Мгновенная мощность цепи, содержащей только емкость, составит:

$$\begin{aligned} p_c &= u \cdot i_c = U_m \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \cdot I_{mc} \sin \omega t = U_m \cdot I_{mc} \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \cdot \sin \omega t = \\ &= \frac{U_m \cdot I_{mc}}{2} \left[\cos\left(\omega t - \frac{\pi}{2} - \omega t\right) - \cos\left(\omega t - \frac{\pi}{2} + \omega t\right) \right] = \\ &= \frac{U_m \cdot I_{mc}}{2} \left[\cos\left(-\frac{\pi}{2}\right) - \cos\left(2\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \right] = -\frac{U_m \cdot I_{mc}}{2} \cos\left(2\omega t - \frac{\pi}{2}\right) = \\ &= -\frac{U_m \cdot I_{mc}}{2} \cos\left(-\left(\frac{\pi}{2} - 2\omega t\right)\right) = -\frac{U_m \cdot I_{mc}}{2} \cos\left(\frac{\pi}{2} - 2\omega t\right) = \\ &= -\frac{U_m \cdot I_{mc}}{2} \sin 2\omega t = -U \cdot I_c \sin 2\omega t, \end{aligned} \quad (1.30)$$

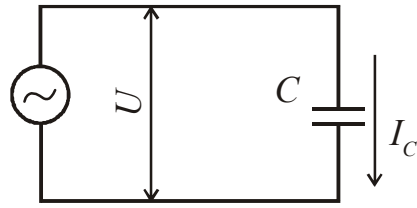
так как $I_{mc} = \sqrt{2} \cdot I_c$ и $U_m = \sqrt{2} \cdot U$, где I_c и U – действующие значения тока и напряжения.

График изменения мгновенной мощности в цепи с идеальной емкостью показан на рис. 1.7в. Среднее за период значение мгновенной мощности (или потребленная активная мощность) составляет:

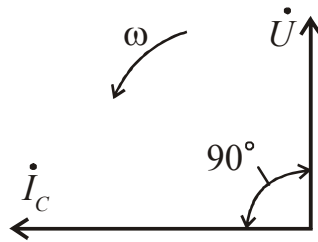
$$P_c = \frac{1}{T} \int_0^T p_c(t) dt = 0. \quad (1.31)$$

Из соотношений (1.30) и (1.31) следует:

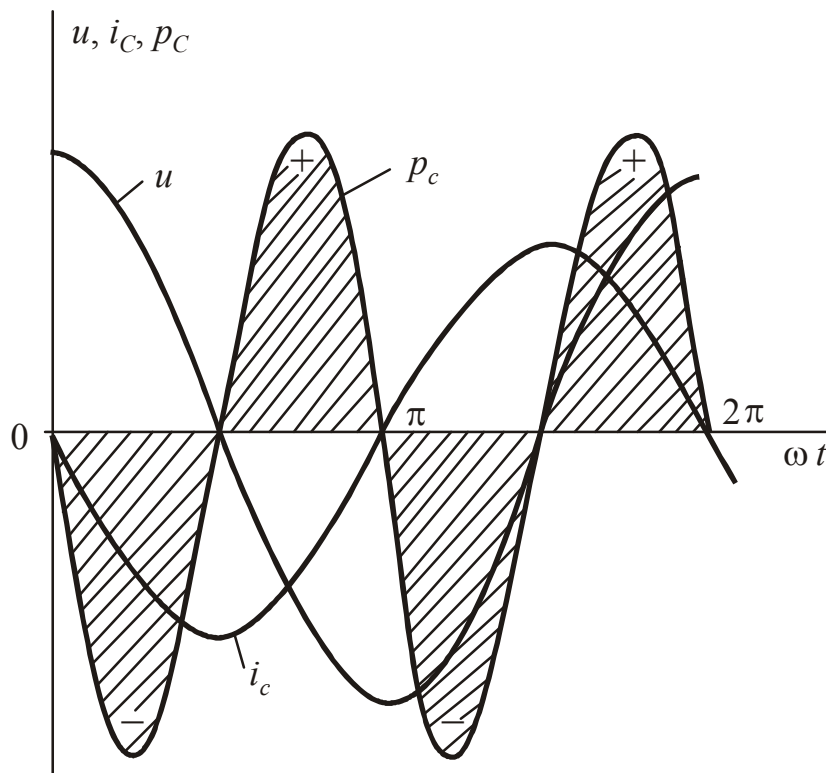
- мгновенная мощность конденсатора при $r = 0$ изменяется по синусоидальному закону с двойной частотой;
- средняя (то есть активная) мощность конденсатора равна нулю;
- мгновенная мощность цепи с емкостью отрицательная по отношению к мгновенной мощности в цепи с индуктивностью (сравни рис. 1.7в с рис. 1.6).



а



б



в

Рис. 1.7. Схема (а), векторная диаграмма тока и напряжения (б) и график изменения мгновенных значений напряжения, тока и мощности (в) неразветвленной цепи с емкостной нагрузкой, активное сопротивление цепи равно нулю

Как видно из рис. 1.7в в течение первой и третьей четвертей периода напряжение на зажимах конденсатора уменьшается от максимального значения U_m до нуля (независимо от знака напряжения) и конденсатор разряжается, а в течение второй и четвертой четвертей периода напряжение увеличивается от 0 до U_m и конденсатор заряжается. Это позволяет формально считать, что через конденсатор проходит переменный ток, значение которого зависит от емкости конденсатора и частоты.

В течение заряда конденсатор потребляет от генератора энергию от нуля до

$$W_c = \int_0^{T/4} u \cdot i \, dt = \int_0^{U_m} uC \frac{du}{dt} dt = C \int_0^{U_m} u \, du = C \frac{u^2}{2} \Big|_0^{U_m} = \frac{CU_m^2}{2}, \quad (1.32)$$

идущую на создание электрического поля конденсатора, а за время разряда энергия, запасенная в электрическом поле конденсатора, уменьшается от $\frac{CU_m^2}{2}$ до нуля. Таким образом, при включении конденсатора в цепь генератора переменного тока происходит периодический колебательный обмен мгновенной мощностью $\pm p_c$ между генератором и электрическим полем конденсатора без преобразования в другой вид энергии. Обмен энергией между генератором и конденсатором происходит в течение каждого полупериода переменного тока, вследствие чего энергия, потребляемая конденсатором, равна нулю.

Мгновенное значение мощности в цепи с емкостью достигает максимального значения для момента времени, когда $\sin 2\omega t = 1$, является мерой обменной энергии между генератором и емкостной нагрузкой, называется реактивной мощностью конденсатора и определяется:

$$Q = U \cdot I_c = C\omega U^2. \quad (1.33)$$

В системах электроснабжения естественными конденсаторами являются, например, провода воздушной линии относительно друг друга и земли, жилы кабеля – изоляция электрооборудования.

1.2.3. Резистивный элемент в цепи синусоидального тока

Схема включения показана на рис. 1.8а. Пусть мгновенное значение тока в цепи $i_R = I_{mR} \sin \omega t$. По закону Ома

$$u = Ri = RI_{mR} \sin \omega t = U_m \sin \omega t. \quad (1.34)$$

Ток, проходящий по активному сопротивлению, совпадает по фазе с приложенным к его зажимам напряжением (рис. 1.8б).

Мгновенная мощность цепи, содержащей резистивный элемент, составит:

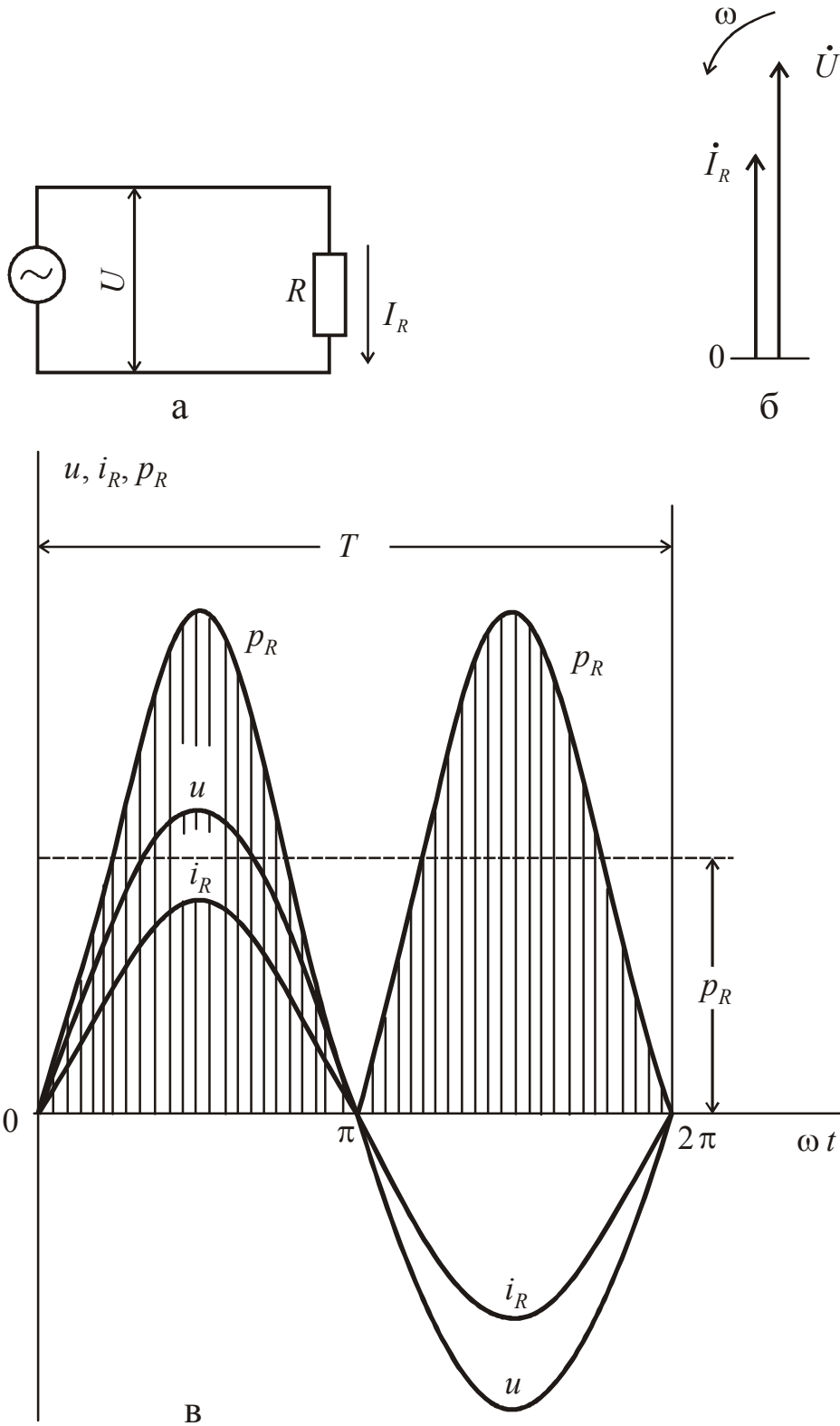


Рис. 1.8. Схема (а), векторная диаграмма тока и напряжения (б) и график изменения мгновенных значений напряжения, тока и мощности (в) неразветвленной цепи с активной нагрузкой

$$\begin{aligned}
p_R &= u \cdot i_R = U_m \sin \omega t \cdot I_{mR} \sin \omega t = U_m \cdot I_{mR} \cdot \sin^2 \omega t = \\
&= \frac{U_m \cdot I_{mR}}{2} (1 - \cos 2\omega t) = \frac{\sqrt{2} \cdot U \cdot \sqrt{2} \cdot I_R}{2} (1 - \cos 2\omega t) = \\
&= U \cdot I_R (1 - \cos 2\omega t)^*,
\end{aligned} \tag{1.35}$$

где I_R и U – действующие значения тока и напряжения.

На рис. 1.8в даны кривые мгновенных значений тока, напряжения и мощности. Мгновенная мощность p_R имеет постоянную составляющую $U \cdot I_R$ и составляющую $U \cdot I_R \cos 2\omega t$, изменяющуюся с частотой 2ω (см. соотношение (1.35)). Потребляемая от источника питания за время dt энергия равна $p_R dt$, а среднее за период значение мощности (или активная мощность) составляет:

$$P_R = \frac{1}{T} \int_0^T p_R(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T U I_R (1 - \cos 2\omega t) dt = U \cdot I_R > 0 \tag{1.36}$$

В системах электроснабжения преобладающая доля активной мощности (энергии) расходуется на совершение полезной работы, а незначительная ее часть теряется в сетях и в электрооборудовании.

1.2.4. Коэффициент мощности

В реальных условиях электроснабжения звенья электропередачи и нагрузка потребителя содержат наряду с активным сопротивлением составляющие индуктивного и емкостного характера. Как правило, преобладает индуктивная нагрузка, вследствие чего одновременно с активной мощностью должна передаваться и реактивная мощность индуктивного характера. В общем случае нагрузка в цепи переменного тока может быть сведена к схеме, состоящей из активного r_a , реактивного индуктивного x_L , имеющего активное сопротивление r и реактивного емкостного x_C сопротивлений. На рис. 1.9а приведена эквивалентная схема одной фазы электроприемника, содержащая все перечисленные составляющие сопротивлений. На рис. 1.9б для этой схемы построена векторная диаграмма. Напряжение \dot{U} приложено ко всем трем параллельно соединенным ветвям. Ток \dot{I}_L в ветви с индуктивностью отстает от напряжения \dot{U} на угол φ_L , который может быть определен из треугольника сопротивлений (рис. 1.9в), построенного для ветви с индуктивностью, $\operatorname{tg} \varphi_L = \frac{x_L}{r}$. Ток \dot{I}_a в цепи с активным сопротивлением совпадает по фазе с напряжением \dot{U} , а ток \dot{I}_C в цепи с емкостью опережает напряжение

* При преобразовании использована формула: $\cos 2\alpha = \cos^2 \alpha - \sin^2 \alpha = 1 - 2\sin^2 \alpha$.

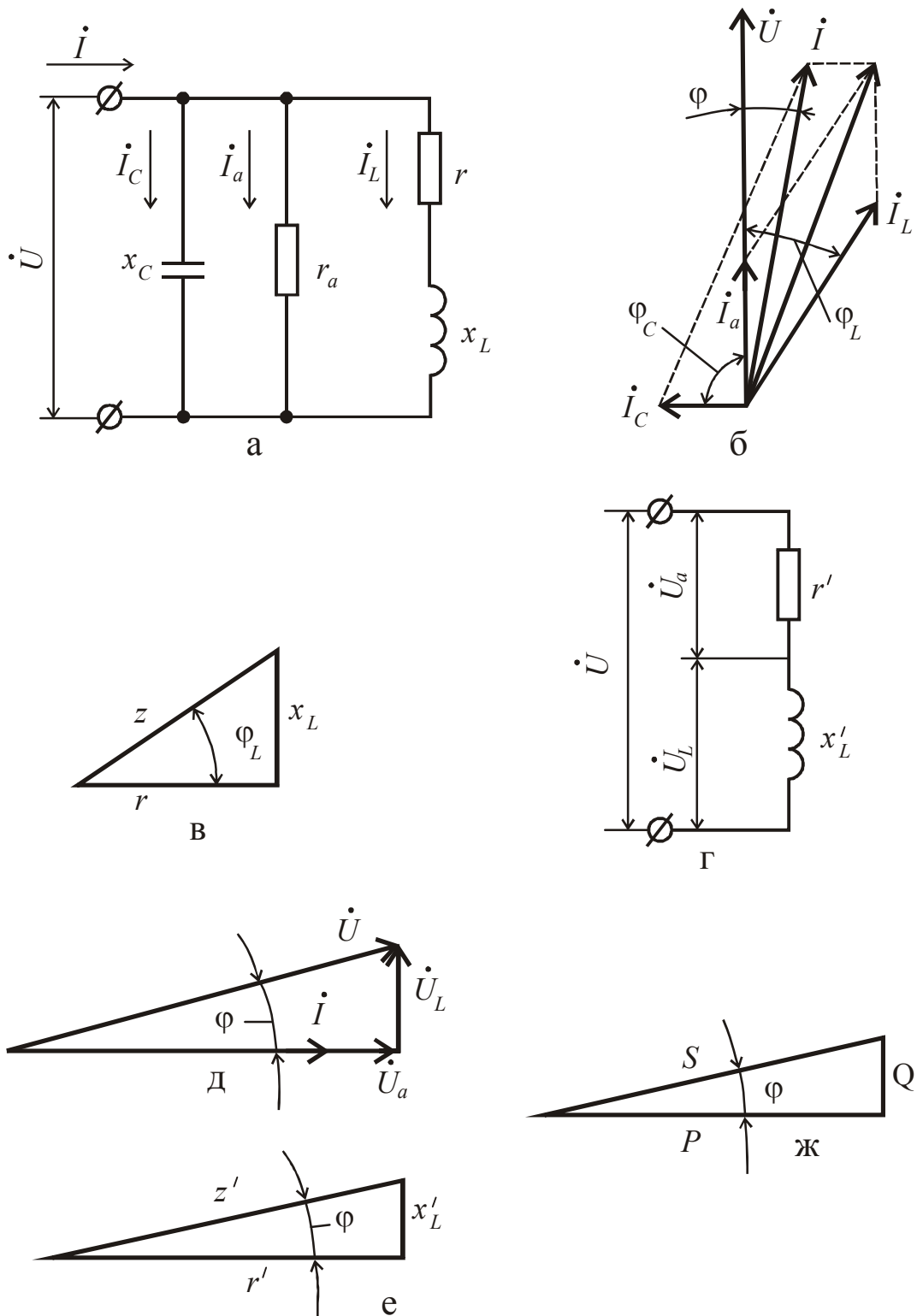


Рис. 1.9. Нагрузка в цепи переменного тока и ее векторные диаграммы: а – эквивалентная схема нагрузки; б – векторная диаграмма; в – треугольник сопротивлений для ветви с индуктивностью; г – схема замещения нагрузки; д – векторная диаграмма схемы замещения; е – треугольник сопротивлений схемы замещения; ж – треугольник мощностей нагрузки

на угол $\varphi_C = 90^\circ$. В зависимости от соотношения реактивных сопротивлений x_C и x_L общий ток нагрузки \dot{I} может отставать или опережать напряжение \dot{U} . В рассматриваемом примере превалирует индуктивное сопротивление и ток \dot{I} отстает от \dot{U} .

Из векторной диаграммы следует, что эквивалентная схема электроприемника может быть заменена более простой, состоящей из r' и x'_L (рис. 1.9г), для которой векторная диаграмма и треугольник сопротивлений показаны на рис. 1.9д и 1.9е соответственно.

На рис. 1.9г емкостное сопротивление не показано, но оно противоположно по своему действию индуктивному и поэтому частично его скомпенсировало. Это и отражено в векторной диаграмме: x'_L на рис. 1.9е меньше x_L на рис. 1.9в.

Мгновенная мощность, потребляемая электроприемником (рис. 1.9г), равна:

$$p = u \cdot i = u_a i + u_L i = p_a + p_L. \quad (1.37)$$

Составляющая мгновенной мощности в активном сопротивлении, выраженная через действующие значения, равна:

$$\begin{aligned} p_a &= u_a \cdot i = U_{m.a} \sin \omega t \cdot I_{m.a} \sin \omega t = U_{m.a} I_{m.a} \sin^2 \omega t = \\ &= \frac{U_{m.a} I_{m.a}}{2} - \frac{U_{m.a} I_{m.a}}{2} \cos 2\omega t = U_a I - U_a I \cos 2\omega t \end{aligned} \quad (1.38)$$

где $I_{m.a}$ и $U_{m.a}$ – максимальные активные значения тока и напряжения.

Среднее значение второго слагаемого за период равно нулю (знакопеременная нагрузка на вал турбины). Постоянная составляющая $U_a I$, представляющая среднюю за период расходуемую мощность в активном сопротивлении (см. соотношение (1.36)), называется активной мощностью цепи:

$$P = U_a I = I^2 r'. \quad (1.39)$$

Из векторной диаграммы на рис. 1.9д следует, что $U_a = U \cos \varphi$, следовательно:

$$P = UI \cos \varphi. \quad (1.40)$$

Составляющая мгновенной мощности в индуктивном сопротивлении (см. раздел 1.2.1):

$$p_L = u_L \cdot i = U_L I \sin 2\omega t. \quad (1.41)$$

Максимального значения реактивная мощность достигает при $\sin 2\omega t = 1$, а так как согласно рис. 1.9д $U_L = U \sin \varphi$, то реактивная мощность цепи:

$$Q = U \cdot I \sin \varphi. \quad (1.42)$$

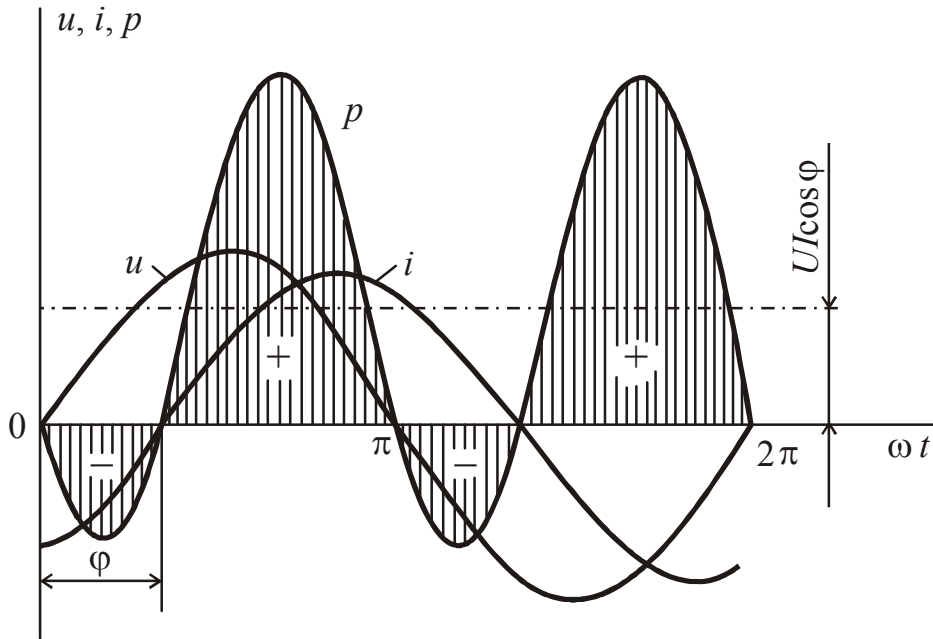


Рис. 1.10. Изменение напряжения, тока и мощности во времени в цепи со смешанной нагрузкой

На рис. 1.10 изображены кривые u , i и p для случая, когда в цепи имеется смешанная активно-индуктивная нагрузка $(x_L - x_C) > 0$. Здесь мощность p колеблется с двойной частотой относительно линии, поднятой над осью абсцисс на величину активной мощности $P = UI \cos \varphi$. Мгновенные значения мощности принимают как положительные, так и отрицательные значения, но энергия, поступающая от источника питания в рассматриваемую цепь, больше энергии, возвращаемой обратно. Энергетический процесс в рассматриваемой схеме (рис. 1.9г) состоит в колебании энергии между источником питания и цепью, при этом сопротивление r' нагревается не только вследствие выделения в нем активной мощности за счет активной нагрузки $\Delta P_a = (I \cos \varphi)^2 r'$, но и дополнительно за счет обмена энергией между источником питания и электромагнитным полем нагрузки $\Delta P_p = (I \sin \varphi)^2 r'$. Другими словами: при обмене энергии между генератором и магнитным полем и обратно в сети возникают дополнительные потери активной мощности, обусловленные передачей по сети реактивной мощности.

Отношение реактивной мощности к активной характеризует коэффициент реактивной мощности цепи

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P}, \quad (1.43)$$

который выражает реактивную мощность в долях от активной. Здесь φ – угол сдвига фаз между током и напряжением нагрузки.

Коэффициент мощности цепи определяется косинусом угла сдвига фаз между током и напряжением нагрузки и для трехфазного тока выражается как

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I}. \quad (1.44)$$

Выражение

$$\cos \varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}} \quad (1.45)$$

устанавливает связь между указанными коэффициентами.

Коэффициент мощности менее показателен при оценке реактивной мощности цепи.

1.2.5. Активная, реактивная и полная мощности

Как следует из соотношения (1.21) для одной фазы трехфазной симметричной электрической сети мгновенная мощность равна:

$$p = u \cdot i = \frac{1}{2} U_m I_m \cos \varphi - \frac{1}{2} U_m I_m \cos(2\omega t - \varphi). \quad (1.46)$$

В этом соотношении первая составляющая является постоянной величиной и представляет собой активную мощность, так как по определению под активной мощностью P понимают среднее значение мгновенной мощности p за период:

$$P = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} p dt = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} u(t) \cdot i(t) dt = \frac{1}{2} U_m \cdot I_m \cdot \cos \varphi. \quad (1.47)$$

Вторая составляющая является гармонически изменяющейся величиной двойной частоты.

Интегрируя (1.46) в течение периода переменного тока, определим общее количество энергии, которое вырабатывается источником питания и отдается в сеть:

$$W = \frac{1}{f} P = T \cdot P \quad (1.48)$$

где f – частота 50 Гц.

Отсюда следует, что выработка энергии и последующая ее передача потребителю связаны с первой составляющей мгновенной мощности, то есть с активной мощностью, которая требует расхода первичного энергоносителя на электростанциях.

Вторая составляющая мгновенной мощности в сети переменного тока определяет периодический обмен энергией между генератором (источником напряжения) и потребителем с двойной частотой и связана с наличием в системе индуктивных и емкостных элементов. Энергия этой колебательной составляющей равна нулю и не требует затрат энергоносителя.

Учитывая, что $\cos(2\omega t - \varphi) = \cos 2\omega t \cdot \cos \varphi + \sin 2\omega t \cdot \sin \varphi$, перепишем выражение (1.46) в виде:

$$\begin{aligned}
 p &= \frac{1}{2} U_m \cdot I_m \cdot \cos \varphi - \frac{1}{2} U_m \cdot I_m \cdot \cos(2\omega t - \varphi) = \frac{1}{2} U_m \cdot I_m \cdot \cos \varphi - \\
 &- \frac{1}{2} U_m \cdot I_m \cdot \cos 2\omega t \cdot \cos \varphi - \frac{1}{2} U_m \cdot I_m \cdot \sin 2\omega t \cdot \sin \varphi = \\
 &= \frac{1}{2} U_m \cdot I_m \cdot \cos \varphi \cdot (1 - \cos 2\omega t) - \frac{1}{2} U_m \cdot I_m \cdot \sin 2\omega t \cdot \sin \varphi = \quad (1.49) \\
 &= U \cdot I \cdot \cos \varphi \cdot (1 - \cos 2\omega t) - U \cdot I \cdot \sin 2\omega t \cdot \sin \varphi = \\
 &= P(1 - \cos 2\omega t) - Q \sin 2\omega t,
 \end{aligned}$$

где $P = U \cdot I \cos \varphi$ – активная мощность; $Q = U \cdot I \sin \varphi$ – реактивная мощность.

Полная мощность $S = UI$ или $S^2 = (U \cdot I \cos \varphi)^2 + (U \cdot I \sin \varphi)^2 = (U \cdot I)^2$ определяется как $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$. Этому выражению соответствует треугольник мощностей (рис. 1.9ж), из которого могут быть определены $\cos \varphi = P/S$, $\sin \varphi = Q/S$ и $\operatorname{tg} \varphi = Q/P$.

Отстающий или опережающий ток приводит к изменению знака $\sin \varphi$ и соответственно к изменению направления потока реактивной мощности, что является условным из-за периодического характера обмена.

Так как для индуктивности $\varphi = \pi/2$, а для емкости $\varphi = -\pi/2$, то из (1.49) получим

$$p = \pm Q \cdot \sin 2\omega t$$

при этом $P = 0$, а $S = Q = U \cdot I$.

Таким образом, индуктивность можно рассматривать как потребитель, а емкость как генератор реактивной мощности. Вместе с тем источник переменного напряжения, питающий индуктивность, отдает, а питающий емкость – потребляет реактивную мощность.

В понятиях «генерирование» и «потребление» реактивной мощности заложена определенная условность, но тем самым подчеркивается,

что взаимодействие емкостных и индуктивных элементов в электрической сети имеет компенсирующий эффект $Q_{\Sigma} = Q_L - Q_C$. Это свойство элементов широко используется на практике для компенсации реактивной мощности, тем самым снижая падение напряжения в сети, потери электроэнергии.

Для электрической сети в целом требуется равенство генерации и потребления активной и реактивной мощности. Основным нормативным показателем поддержания баланса активной мощности в каждый момент времени является частота переменного тока, которая является общесистемным критерием. Основным нормативным показателем поддержания баланса реактивной мощности в каждый момент времени является уровень напряжения – местный критерий, который для каждого узла нагрузки и ступени номинального напряжения существенно разный. Поэтому в отличие от баланса активной мощности необходимо обеспечить баланс и резерв реактивной мощности не только в целом в энергосистеме, но и в узлах нагрузки. Во многих случаях недопустимые уровни напряжения в узлах энергосистем в основном связаны с местным дефицитом реактивной мощности.

1.2.6. Энергетический поток в преобразователях энергии

В настоящее время основным преобразователем какого-либо вида энергии в электрическую является электрическая машина, например, синхронный генератор, способный работать как в генераторном, так и в двигательном режимах. Полагая трехфазную систему сбалансированной, можно воспользоваться соотношениями, полученными выше для однофазной цепи. В установившемся режиме работы моменты, создаваемые турбиной или другим механическим приводом и генератором, равны и встречно направлены, уравнивая друг друга. В этом режиме мощность, отбираемая генератором от турбины, является активной, соответствующей среднему значению мгновенной мощности (соотношение (1.47)), передаваемой генератором в нагрузки.

Энергетический поток от турбины к генератору имеет однонаправленный поток, что справедливо для большинства источников тока, включая альтернативные, например, солнечные и другие источники постоянного тока. В этих случаях для питания нагрузки переменного тока используют полупроводниковые инверторы с емкостным или индуктивным накопителем на стороне постоянного тока [1]. Наличие накопителя становится необходимым условием для питания нагрузки, содержащей реактивные элементы.

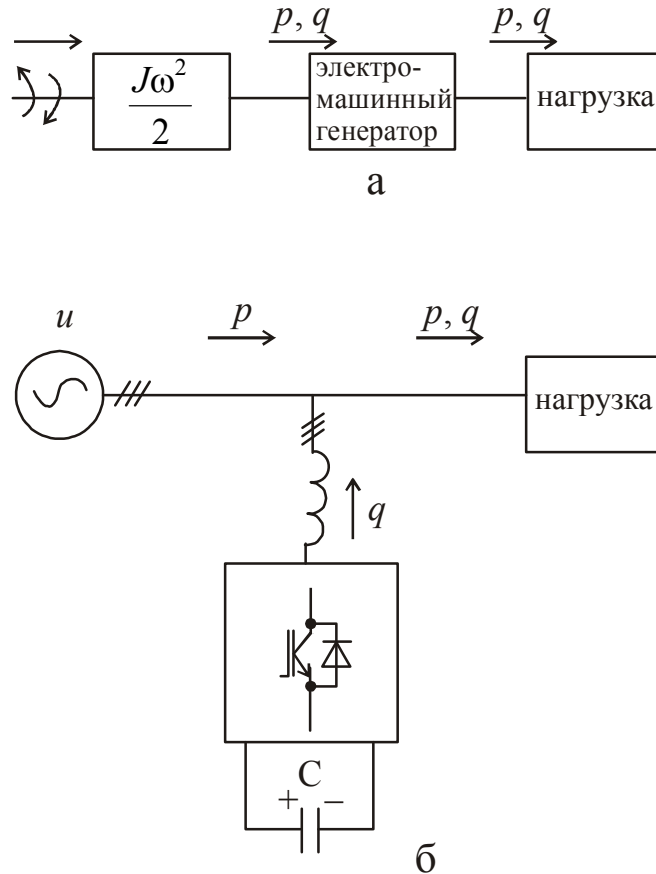


Рис. 1.11. Поток энергии в системе с электромеханическим генератором (а) и со статическим преобразователем (б)

В электромеханическом генераторе функции накопителя энергии выполняют ротор и другие вращающиеся части механической системы, имеющие кинетическую энергию $\frac{J\omega^2}{2}$ (рис. 1.11а). Здесь J – момент инерции тела относительно оси вращения. Часть реактивной электроэнергии нагрузки периодически возвращается в накопительную часть системы «турбина – генератор» и затем поступает обратно в реактивную нагрузку. Накопитель играет роль низкочастотного фильтра и интегратора электрического потока в системе. Наиболее четко аналогия механического и емкостного (или индуктивного) накопителей видна на примере быстродействующего источника емкостного или индуктивного тока – статического компенсатора (рис. 1.11б). На стороне постоянного тока компенсатора включен конденсатор, играющий роль накопителя при обмене реактивной энергией между сетью и преобразователем. Такую же роль играют подвижные части электромеханического генератора. Они демпфируют колебания мгновенной мощности при реактивном характере нагрузки, когда поток энергии изменяет направление на от-

рицательных участках графика мгновенной мощности. Такие изменения видны при анализе диаграмм тока и напряжения статических преобразователей переменного (постоянного) тока [1], работающих с активно-индуктивной нагрузкой. Отсутствие накопителя приведет к прекращению передачи тока или потока энергии от источника.

1.2.7. Мощность искажения

Внедрение тиристоров и их фазовое управление сопровождается ухудшением энергетических показателей установок резистивного типа (например, печи резистивного нагрева с тиристорными регуляторами мощности). На рис. 1.12 представлены цепь со встречно включенными тиристорами и активной нагрузкой, диаграммы напряжения и тока в нагрузке. Ток в цепи представляет собой несинусоидальную периодическую функцию в зависимости от времени и определяется углом управления α . Разложение в ряд Фурье графика искаженного тока (рис. 1.12б)

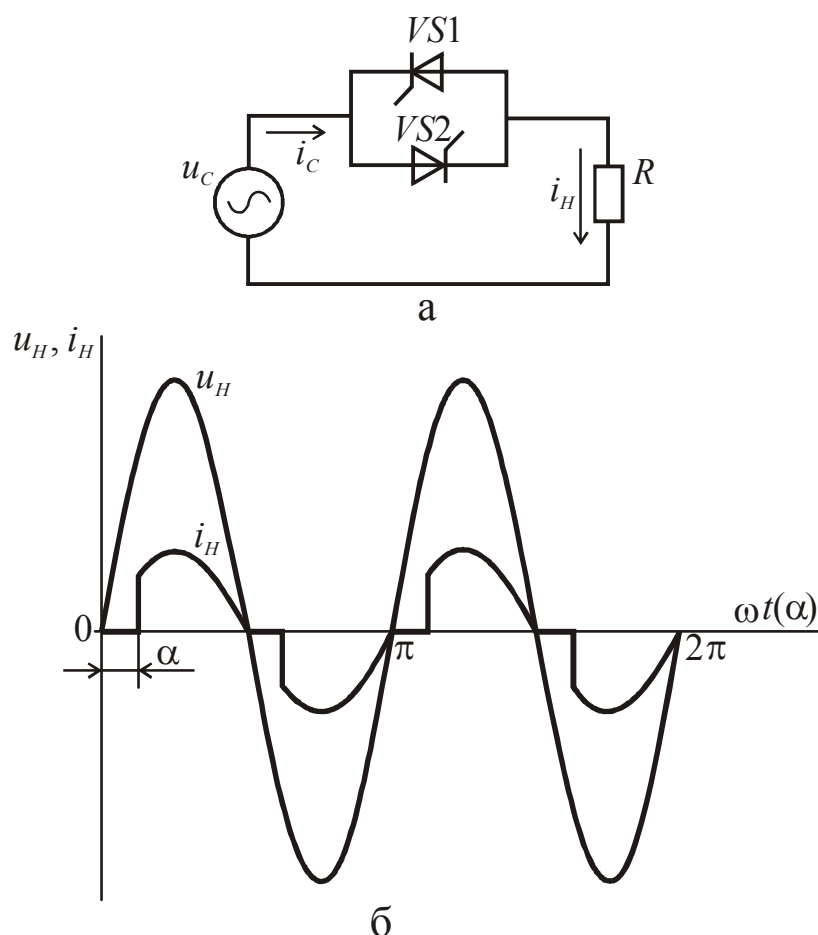


Рис. 1.12. К искажению графика тока в цепи с активной нагрузкой: а – схема цепи со встречно включенными тиристорами; б – графики напряжения и тока в нагрузке

может быть представлено в виде суммы первой гармоники $i_1(\omega_1 t)$ и высших гармоник $i_n(\omega_n t)$. Первая гармоника отстает на угол φ от напряжения, график которого для упрощения принимается синусоидальным, то есть активная нагрузка приобретает индуктивный характер. В графике мгновенной мощности появляются составляющие, определяемые как основной гармоникой тока, так и его высшими гармониками.

На рис. 1.13 приведены кривые относительных значений токов высших гармоник в зависимости от угла управления тиристорами. Несинусоидальность тока значительно возрастает с увеличением α , так как значительно возрастает относительное (по отношению к току первой гармоники) содержание высших гармоник тока. Увеличение угла управления уменьшает общую мощность установки, а следовательно, и уровень высших гармоник тока в питающей сети.

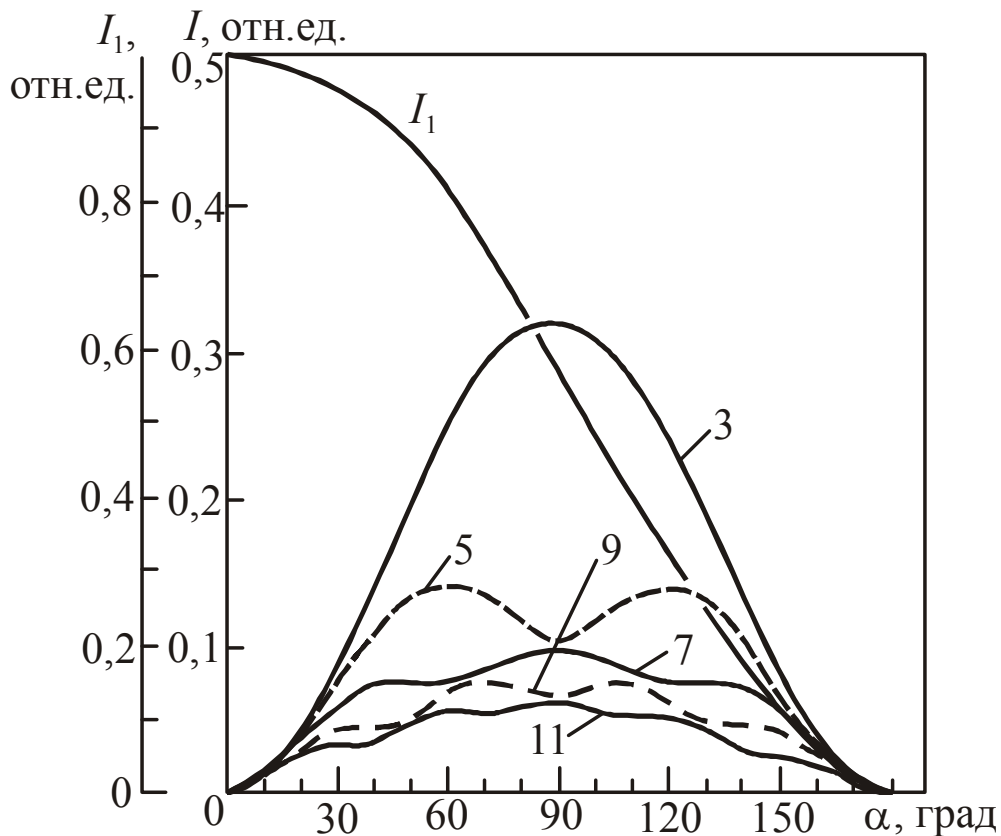


Рис. 1.13. Зависимости тока гармоник от угла управления тиристором α

Среднее значение мгновенной мощности от основной гармоники соответствует активной мощности, а ее переменная часть – реактивной на этой частоте аналогично мощности в RL -цепи с синусоидальным током и высшими гармониками тока. Они создают энергообмен между нагрузкой, включающей и тиристорный регулятор, и генератором (его на-

копителем). Реальный ток на интервале $0-\alpha$ снижается до нуля и вызывает падение до нуля мгновенной мощности. Это приводит к снижению средней активной мощности, поступающей от генератора, а затем происходит частичная компенсация этого снижения за счет превышения мгновенной мощности требуемого значения. В итоге среднее значение мощности, то есть активная мощность, уменьшается и в установившемся режиме устанавливается равенство вращающего и тормозного моментов. При этом происходит периодический обмен мощностью, имеющей неактивный характер, между нагрузкой и генератором.

Анализ влияния искаженного графика тока может проводиться различными методами, в том числе и путем разложения его в ряд Фурье. При этом должно сохраниться условие линейности исследуемых параметров во всем частотном спектре. Мощность высших гармоник называется мощностью искажения. Полная мощность цепи с искаженным током записывается в виде:

$$S = \sqrt{P^2 + Q_1^2 + D^2}, \quad (1.50)$$

где P , Q_1 и D – активная, реактивная основной гармоники и искаженная мощности соответственно.

Долю активной мощности P в общей мощности S принято оценивать через коэффициент мощности

$$\chi = \frac{P}{S} = v \cos \varphi_1, \quad (1.51)$$

где $\cos \varphi_1$ – коэффициент мощности основной гармоники; v – коэффициент искажения, определяется:

$$v = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\sum_{n \neq 1}^{\infty} I_n^2}{I_1^2}}}. \quad (1.52)$$

Однако среднее значение мощности высших гармоник тока равно нулю не только за период основной частоты T , как от основной гармоники реактивного тока –

$$P_{\Sigma n} = \frac{1}{T} \int_0^T U \sum_{n \neq 1}^{\infty} i_n dt = 0, \quad (1.53)$$

но и за период повторяемости каждой из высших гармоник во всем частотном спектре тока:

$$P_n = \frac{1}{T_n} \int_0^{T_n} U \cdot i_n dt = 0, \quad (1.54)$$

Поэтому мощность искажения не проявляется в общем балансе мощности, характеризуемом в символическом методе для синусоидальных токов и напряжений «треугольником» мощностей. Следствием возникновения мощности высших гармоник является диссипативные потери мощности в системе. В этой связи значение коэффициента мощности χ по (1.51) для практического использования малоинформативно, так как отражает влияние различных физических явлений и их последствий. Если коэффициент $\cos\varphi_1$ отражает уменьшение доли активной мощности при увеличении индуктивной и неизменной полной мощности, то увеличение коэффициента искажения характеризует рост диссипативных потерь мощности и других негативных явлений.

1.2.8. Мощность несимметрии

В общем случае в трехфазной сети при несимметричных токах и/или напряжениях появляется четвертая составляющая полной мощности – мощность несимметрии.

Напряжение в трехфазной сети может быть несимметричным. Несимметричное напряжение нормируется по его параметрам на основной частоте. Если амплитуды фазных (междуфазных) напряжений равны и сдвиг фаз (угол между ними) одинаков, то напряжение симметрично. Если один из этих признаков или оба нарушаются, то напряжение несимметрично. Аналогичное определение может быть распространено и на токи.

При оценке несимметрии напряжения трехфазной сети в соответствии с требованиями ГОСТ 13109–97 имеют в виду напряжение (ток) основной частоты. Несимметричная система может быть образована и на частоте высших гармоник. Это обстоятельство необходимо учитывать при расчете или измерении симметричных составляющих напряжений (токов) в сети с несинусоидальным напряжением следующим образом: сначала выделяется основная гармоника напряжения, а затем рассчитываются ее симметричные составляющие.

Одна из основных причин несимметрии напряжений – это несимметрия в сети токов, обусловленная неравенством нагрузки по фазам. Значительная часть бытовых и промышленных электроприемников имеют одно- или двухфазное исполнение и присоединяются к сетям 0,38 кВ. Именно для питания таких электроприемников сети напряжением 0,38 кВ имеют четырех- или пятипроводное исполнение [2]. Обмотка 0,38 кВ трансформаторов, питающих такие сети, соединена в «звезду», а ее нейтраль выводится четвертым токоведущим проводом. Без нулевого провода эксплуатация сети невозможна. При его обрыве

наступает аварийная ситуация, обусловленная существенной несимметрией напряжения. На отдельных фазах напряжение приближается к междуфазному (380 В), а на других – к нулю.

Несимметрия напряжений наблюдается в сетях 6/10 кВ как результат несимметрии нагрузки в сетях 0,38 кВ. Подключенные к сетям 6/10 кВ электроприемники имеют трехфазное исполнение. Однако среди них имеются такие, которые способны создавать несимметрию. К ним относятся, например, дуговые сталеплавильные печи. Регулирование тока электрической дуги в таких печах осуществляется пофазно. В режиме расплава могут возникать и эксплуатационные несимметричные короткие замыкания. Высокопроизводительные ДСП–100 и ДСП–200 получают питание от сетей 110–330 кВ.

В сетях высокого напряжения несимметрия может быть обусловлена конструкцией линии из-за неравенства ее сопротивлений по фазам. Для симметрирования сопротивлений фаз линии проводят транспозицию фазных проводов, что требует сооружения специальных транспозиционных опор. Конструкции таких опор сложны и дорогостоящие, кроме того, они являются элементами, повреждения в которых наиболее вероятны. Поэтому количество опор стремятся уменьшить, что отражается на симметрии напряжений, но способствует повышению надежности электроснабжения.

Еще одна причина несимметрии напряжений – это неполнофазные режимы в сетях с изолированной нейтралью. Их относят к особым, но допустимым по условиям эксплуатации режимам. Эти режимы допускают для сохранения электроснабжения потребителей в ущерб симметрии напряжений на приемном конце такой линии. К таким же особым режимам следует отнести режимы с замыканием на землю одной из фаз в сетях с изолированной нейтралью.

Высшие гармонические и несимметричные токи и напряжения образуют прямую, обратную и нулевую последовательности. В частности, гармоники кратностью $n = 3k + 1$ ($k = 0, 1, 2, 3, \dots$) образуют симметричную систему прямой последовательности, гармоники кратностью $n = 3k + 2$ ($k = 0, 1, 2, 3, \dots$) – обратной последовательности и кратностью $n = 3k$ ($k = 1, 2, 3, \dots$) – нулевой последовательности. При наличии постоянной составляющей в напряжении каждой фазы ее можно рассматривать как нулевую гармонику ($n = 0$) нулевой последовательности. Данное обстоятельство следует учитывать при расчетах режимов работы электрической сети и определении воздействий на различное оборудование и аппаратуру.

Прямая последовательность является основной составляющей. Именно она определяет чередование фазных (междуфазных) напряже-

ний и рабочее (номинальное) напряжение сети.

Напряжение обратной и нулевой последовательности следует рассматривать как помеху, под влиянием которой в цепи трехфазной нагрузки протекают соответствующие токи. Эти токи не совершают полезной работы, приводя, например, к снижению вращающего момента на валу работающих электродвигателей и к их дополнительному нагреву. Утроенное значение токов нулевой последовательности в нулевых проводах сетей напряжением 0,38 кВ приводит к их перегрузке. Замыкаясь в обмотках трансформаторов, соединенных в «треугольник», токи нулевой последовательности создают эффект подмагничивания. Однако благодаря этому токи нулевой последовательности не проникают в сеть 6/10 кВ из сети 0,38 кВ.

Таким образом, полная мощность, определяющая расчетные токи и напряжения сети, состоит из передаваемой в нагрузку активной составляющей и неактивных составляющих мощности (реактивной, искажения и несимметрии), которые отрицательно влияют на режимы работы электрической сети и показатели качества электроэнергии. Из четырех составляющих полной мощности полезную работу совершает только активная мощность. Остальные три должны быть исключены. Для их компенсации применяют:

- источники реактивной мощности;
- фильтры высших гармоник;
- симметрирующие устройства.

В последующих главах рассматриваются вопросы компенсации реактивной мощности в распределительных сетях промышленных предприятий.

1.3. Принцип компенсации реактивной мощности

При рассмотрении схем с идеальными индуктивностью и конденсатором было показано, что мгновенная мощность цепи с емкостью отрицательная по отношению к мгновенной мощности в цепи с индуктивностью. Данное обстоятельство имеет большое практическое значение.

В схеме на рис. 1.14а ток \dot{I} в неразветвленной части равен геометрической сумме токов \dot{I}_L и \dot{I}_C в параллельных ветвях схемы. Если проводимость цепи с индуктивностью b_L , а цепи с емкостью b_C , то

$$\dot{I} = \dot{I}_L + \dot{I}_C = \dot{U}(b_L - b_C) = \dot{U} \left(\frac{1}{x_L} - \frac{1}{x_C} \right) = \dot{U} \frac{x_C - x_L}{x_C \cdot x_L}. \quad (1.55)$$

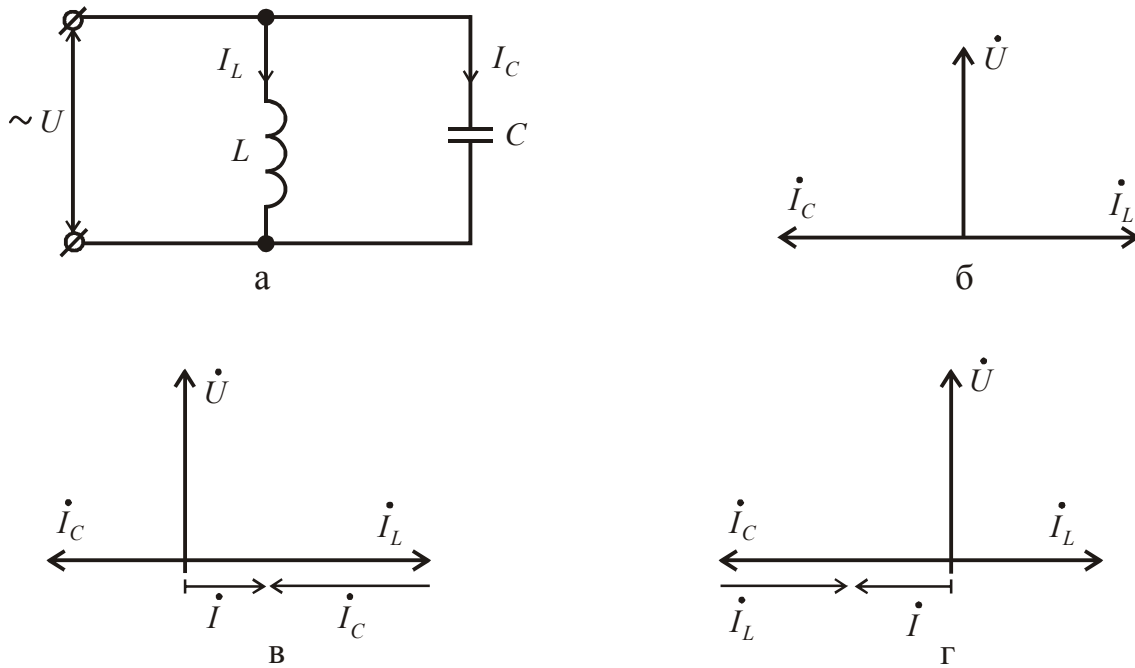


Рис. 1.14. Схема (а) и векторные диаграммы токов и напряжения (б, в, г) разветвленной цепи с индуктивностью и емкостью

В случае $x_C = x_L$ ток \dot{I} в неразветвленной части схемы равен нулю. Такой режим называется резонансом токов. Векторная диаграмма токов и напряжения этого режима показана на рис. 1.14б. Если $x_L < x_C$, то ток имеет индуктивный характер, а при $x_C < x_L$ будет емкостным. Векторные диаграммы для этих двух случаев показаны на рис. 1.14в и 1.14г.

Из диаграммы на рис. 1.14в видно, что при $x_L < x_C$ ток \dot{I} в неразветвленной части схемы меньше тока \dot{I}_L , текущего в ветви с индуктивностью. В этом случае

$$\dot{I}_L = \dot{I} + \dot{I}_C, \quad (1.56)$$

то есть, включая в схеме емкость параллельно с индуктивностью, мы как бы компенсируем потребность индуктивности в реактивном токе, необходимом для создания магнитного поля, за счет емкости и тем самым снижаем величину реактивного тока, потребляемого индуктивностью от источника.

Обмен энергией в этом случае будет происходить между индуктивностью и емкостью цепи, между индуктивностью же и источником питания будет происходить обмен только нескомпенсированной частью энергии.

Реактивная мощность в неразветвленной части схемы на рис. 1.14а составит:

$$\begin{aligned}
 Q &= U \cdot I = U(I_L - I_C) = U(U \cdot b_L - U \cdot b_C) = U^2(b_L - b_C) = \\
 &= \frac{U^2}{x_L} - \frac{U^2}{x_C} = Q_L - Q_C.
 \end{aligned}
 \tag{1.57}$$

Полученная в выражении (1.57) реактивная мощность Q и представляет собой нескомпенсированную часть реактивной мощности Q_L . Мощность Q_C можно назвать компенсирующей мощностью или мощностью компенсирующей установки.

В целом снижение реактивной мощности, циркулирующей между источником питания и приемником, а следовательно, и снижение реактивного тока в генераторах и сетях называется компенсацией реактивной мощности.

На рис. 1.15 принцип компенсации тока намагничивания при помощи емкостного тока пояснен векторной диаграммой. Емкость конденсатора C , подключенного параллельно нагрузке, содержащей r и L , подбирается такой, чтобы ток \dot{I}_C , проходящий через него, был по возможности близок по абсолютной величине к намагничивающему току \dot{I}_L , потребляемому индуктивностью. Подключение конденсатора (рис. 1.15б) позволило уменьшить угол сдвига фаз между током и напряжением нагрузки и соответственно повысить коэффициент мощности. Увеличивая емкость, можно полностью скомпенсировать реактивную мощность нагрузки.

Для оценки потребления реактивной мощности введен коэффициент мощности $\cos \varphi = P/S$ – показатель качества эксплуатации электроустановок переменного тока. Однако этот коэффициент недостаточно полно отражает ее потребление, так как при значениях $\cos \varphi$, близких к единице, потребляемая реактивная мощность еще достаточно велика. Например, при высоком значении $\cos \varphi = 0,95$ потребляемая нагрузкой реактивная мощность составляет 33% потребляемой активной мощности (таблица). При $\cos \varphi = 0,7$ величина потребляемой реактивной мощности практически равна величине активной мощности.

Таблица

Значение реактивной мощности в зависимости от $\cos \varphi$
(в процентах активной мощности)

$\cos \varphi$	1,0	0,99	0,97	0,95	0,94	0,92	0,9	0,87	0,85	0,8	0,7	0,5	0,316
$\operatorname{tg} \varphi$	0	0,14	0,25	0,33	0,36	0,43	0,484	0,55	0,6	0,75	1,02	1,73	3,016
$Q = P \operatorname{tg} \varphi$, %	0	14	25	33	36	43	48,4	55	60	75	102	173	301,6

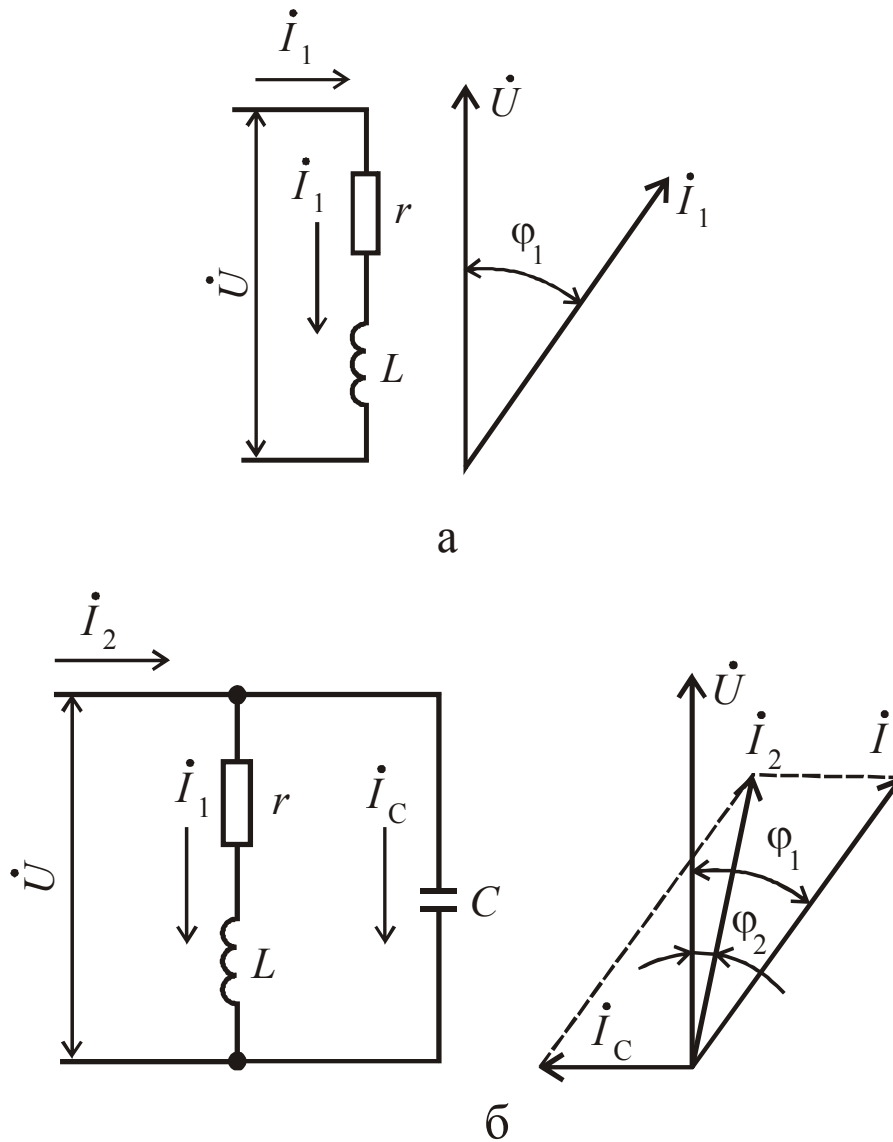


Рис. 1.15. Принцип компенсации реактивного тока намагничивания:
 а – схема до компенсации, φ_1 – угол сдвига фаз между током \dot{I}_1 и напряжением \dot{U} ;
 б – схема с компенсацией. Угол сдвига фаз φ_2 между \dot{I}_2 и напряжением \dot{U} уменьшился ($\varphi_2 < \varphi_1$), а коэффициент мощности увеличился ($\cos \varphi_2 > \cos \varphi_1$)

Более удачным показателем, характеризующим величину потребления реактивной мощности, является коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi = Q/P$.

По величине $\cos \varphi$ и $\operatorname{tg} \varphi$ можно судить о том, какая часть потребляемой энергии полезно используется для совершения работы. В возможном приближении коэффициента мощности приемных устройств к единице в основном и заключается технико-экономическая проблема компенсации реактивной мощности.

2. ИСТОЧНИКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Понятие источники реактивной мощности (ИРМ) относят к любым устройствам, способным целенаправленно воздействовать на балансе реактивной мощности в электроэнергетической системе или системе электроснабжения объекта. Это воздействие может быть достигнуто увеличением (уменьшением) как генерируемой, так и потребляемой реактивной мощности. Источник реактивной мощности – это обязательно регулируемое устройство, мощность которого изменяется вручную или автоматически, дискретно (ступенями), плавно или плавно-ступенчато. Основным параметром регулирования ИРМ является напряжение в точке его подключения или реактивная мощность нагрузки, для компенсации которой он предназначен, или и то, и другое одновременно. Для повышения чувствительности регулирования в регулятор ИРМ вводят каналы, реагирующие на скорость изменения напряжения или реактивной мощности. Структура органов регулирования ИРМ и реализуемый закон регулирования определяются его назначением. Благодаря возможности регулирования реактивной мощности ИРМ является многофункциональным устройством.

В электрических системах ИРМ применяют в сетях напряжением 110 кВ и выше для решения следующих задач:

- снижения потерь активной мощности и электроэнергии;
- регулирования напряжения в узлах нагрузки;
- увеличения пропускной способности линий электропередачи;
- увеличения запасов статической устойчивости линий электропередачи и генераторов электростанций;
- улучшения динамической устойчивости линий электропередачи;
- ограничения перенапряжений;
- симметрирования режима.

В системах электроснабжения промышленных предприятий кроме перечисленного ИРМ используют с целью компенсации реактивной мощности, потребляемой мощной нагрузкой. Кроме этого, в системах с нелинейной (несинусоидальной) нагрузкой, генерирующей токи высших гармоник, ИРМ могут выполнять и роль фильтрокомпенсирующих устройств.

2.1. Типы источников реактивной мощности

Регулируемая компенсация реактивной мощности обеспечивается с помощью шунтирующих устройств, подключаемых к шинам подстан-

ции или нагрузки параллельно. Эти устройства можно разделить на две группы. К первой группе ИРМ относятся вращающиеся синхронные машины: синхронные генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели. Эти устройства позволяют плавно регулировать реактивную мощность как в режиме генерирования, так и потребления. Ко второй группе относятся статические ИРМ или статические компенсаторы реактивной мощности. К ним относятся конденсаторные батареи, реакторы (но не токоограничивающие), устройства на базе преобразователей (выпрямители, инверторы) с искусственной коммутацией тиристоров или их комбинации. Эффективность регулирования компенсирующих установок отражает рис. 2.1.

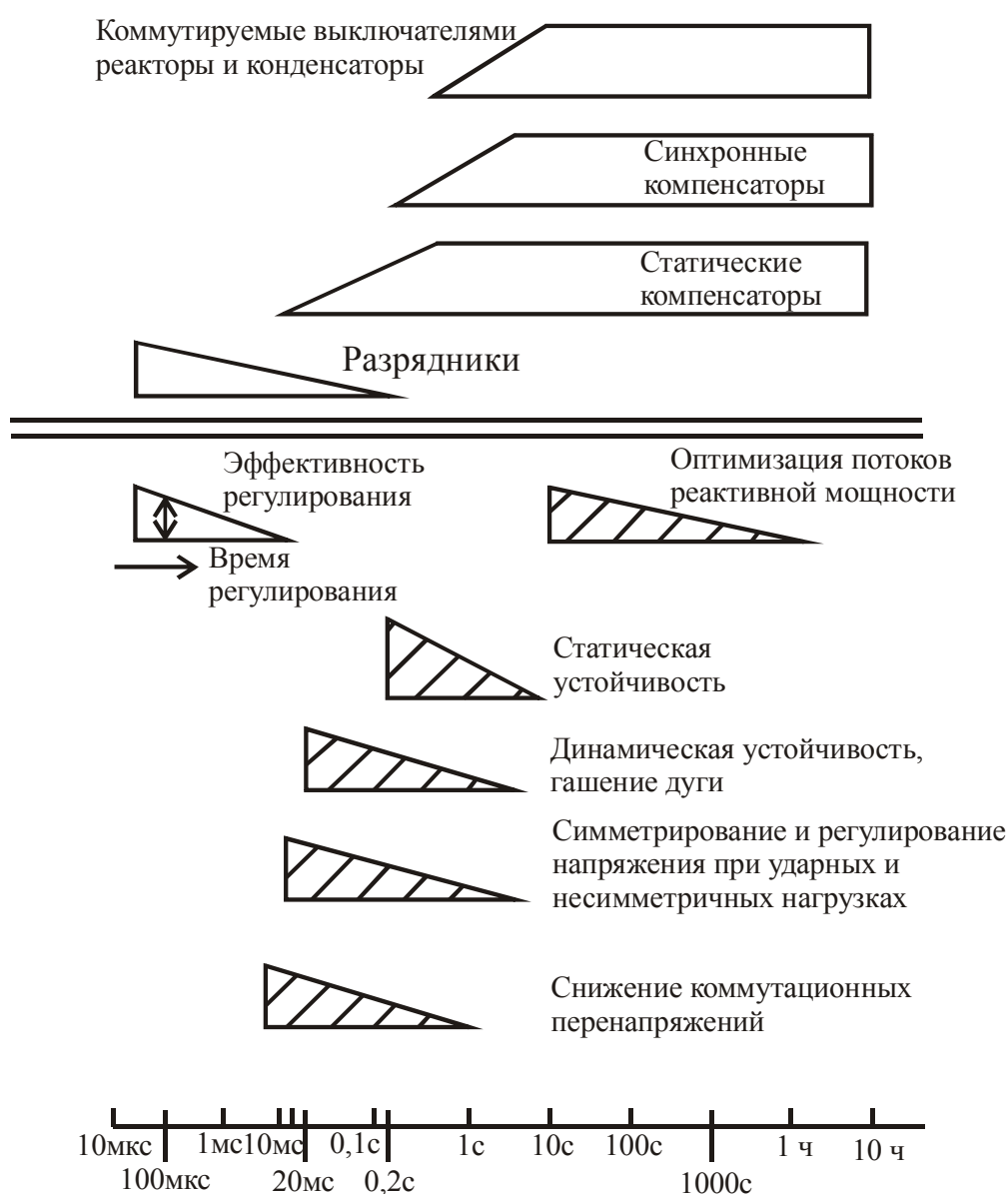


Рис. 2.1. Эффективность регулирования компенсирующих установок

Конденсаторные батареи способны регулировать генерируемую ими мощность только ступенчато. Для их коммутации (включения, отключения) применяют в сетях до 1000 В – контакторы, а в сетях 6/10 кВ и выше – выключатели либо тиристорные ключи (два тиристора или тиристорных блока, включенных встречно-параллельно).

Реактивную мощность, потребляемую реакторами, можно регулировать как ступенчато, используя для этого такую же, как и для конденсаторов, коммутационную аппаратуру, так и плавно с помощью тиристоров. К особой группе относятся насыщающиеся реакторы, способные плавно изменять потребляемую реактивную мощность параметрически без регулятора в зависимости от приложенного к нему напряжения в точке подключения.

В большинстве системных задач и тем более для систем электроснабжения промышленных предприятий должны применяться ИРМ, способные генерировать реактивную мощность. К таким ИРМ относятся синхронные машины и конденсаторные батареи. Однако первые, обладая способностью плавно регулировать реактивную мощность (их достоинство), имеют большую инерционность, обусловленную постоянной времени системы возбуждения, что является их недостатком. Конденсаторные батареи, особенно коммутируемые тиристорами, обладают высоким быстродействием (10–20 мс) при ступенчатом регулировании реактивной мощности. В ряде задач, например, обеспечения статической устойчивости ступенчатое регулирование практически неприемлемо. Решение проблемы – применение комбинированных ИРМ, которые способны при высоком быстродействии плавно регулировать реактивную мощность. Такие ИРМ обычно состоят из регулируемой ступенчато конденсаторной батареи и плавно регулируемого реактора, включенных параллельно.

В отличие от конденсаторной батареи – устройства прямой компенсации, комбинированные ИРМ называют устройствами косвенной компенсации, имея в виду, что реактор в таком ИРМ выполняет вспомогательную роль, обеспечивая плавность регулирования, тогда как ИРМ в целом генерирует реактивную мощность. Источники реактивной мощности косвенной компенсации в зависимости от соотношения установленных мощностей конденсаторов и реакторов могут не только генерировать, но и потреблять реактивную мощность при плавном переходе от одного режима к другому. Однако при относительно большой мощности регулируемых тиристорами реакторов комбинированные ИРМ становятся источниками высших гармоник тока. И это – их недостаток, устранение которого возможно путем установки фильтров высших гармоник. Обычно роль фильтрокомпенсирующих устройств выполняют

секционированные конденсаторные батареи. Для этого последовательно с конденсаторами включают небольшие реакторы, обеспечивая условия, при которых сопротивление цепи конденсатор – реактор близко к нулю на частоте настройки на компенсируемую гармонику.

2.2. Основные источники активной и реактивной мощности

Основными поставщиками электрической энергии промышленным предприятиям являются энергетические системы. На электростанциях энергосистем синхронные генераторы вырабатывают активную и реактивную мощность, необходимую для функционирования производств. Часть промышленных предприятий, потребляющих большое количество тепловой энергии, имеют свои тепловые электростанции, но и в этом случае предусматривается связь с энергосистемой для получения недостающего количества электроэнергии и для передачи ее излишка.

В балансе реактивной мощности энергосистем синхронные генераторы электростанций являются ее основным источником. Их надежность, автоматизация регулирования, меньшие удельные капитальные затраты на реактивную мощность определяют использование синхронных генераторов как основных источников реактивной мощности (в сочетании с дополнительными источниками).

Синхронные генераторы характеризуются определенными пределами располагаемой активной и реактивной мощности, которые изменяются при регулировании режима их работы. Синхронные электрические машины могут вырабатывать и передавать в сеть реактивную мощность, если работают в режиме перевозбуждения, а в режиме недо возбуждения потребляют реактивную мощность в количествах, зависящих от активной нагрузки. Зоны допустимых режимов работы и предельные значения реактивной мощности Q_{Γ} синхронного генератора зависят от активной P_{Γ} . Границы этих зон определяются номинальными значениями трех основных параметров режима генератора: тока возбуждения, напряжения и тока статора. Номинальные параметры статора $I_{\text{ном}}$ и $U_{\text{ном}}$ можно обобщить одним параметром – полной номинальной мощностью генератора. Для трехфазного синхронного генератора:

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном}}. \quad (2.1)$$

Номинальная мощность ограничивает нагрузку статора синхронного генератора в любом режиме его работы.

На рис. 2.2 построена граница предельных нагрузок статора синхронного генератора в нормальных условиях работы как окружность радиусом $S_{\text{ном}}$ (см. b на рис. 2.2). Выход за пределы этой границы допус-

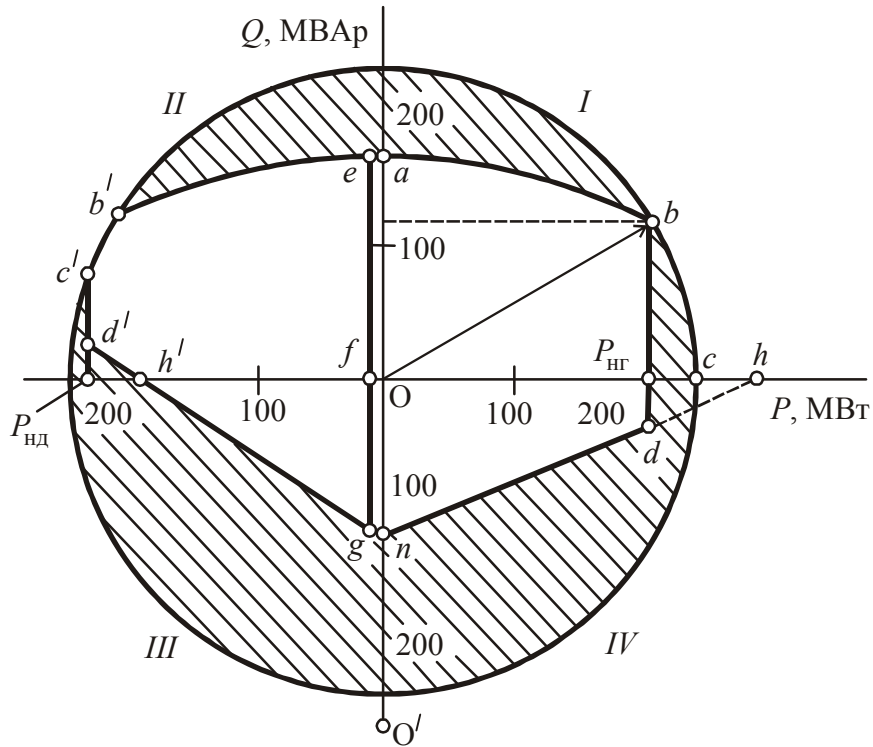


Рис. 2.2. Зоны допустимых режимов работы обратимой синхронной машины

кается лишь на ограниченное время в условиях, оправдывающих перегрузку генератора. Методы учета влияния третьего параметра, тока возбуждения I_b , на допустимую реактивную нагрузку генератора известны. На рис. 2.2 граница располагаемой реактивной мощности (кривая ab) построена как дуга окружности, проходящей через точку b из центр O' , лежащего ниже начала координат O на расстоянии $\overline{OO'} = S_{\text{ном}}/x_d$, где x_d – продольное синхронное индуктивное сопротивление.

При работе генератора с перевозбуждением зоной его работы является четырехугольник $OabP_{\text{г}}$. Располагаемая реактивная мощность синхронного генератора в режиме недовозбуждения ограничивается сторонами четырехугольника $OndP_{\text{г}}$ и уменьшается по линии ndh по мере роста активной нагрузки генератора от нуля до номинальной мощности. Ограничение реактивной нагрузки в режиме недовозбуждения обусловлено пределом устойчивости синхронного генератора: максимальная нагрузка при $P_{\text{г}} = 0$ составляет (см. точку n):

$$Q_{\text{г}} = U^2/x_{d\Sigma} \quad (2.2)$$

Точка h определяется при $Q_{\text{г}} = 0$ и при 15-ном запасе устойчивости как предел активной мощности генератора:

$$P_{\text{г}} \approx 1,77U^2/x_{d\Sigma} \quad (2.3)$$

При работе генератора с недовозбуждением наблюдается нагрев лобовых частей обмоток и крепежных частей, из-за этого потребление реактивной мощности генераторов приходится уменьшать.

Иногда синхронные генераторы используются только для выработки реактивной мощности (режим синхронного компенсатора) при закрытом доступе воды или пара на лопасти турбины. При этом синхронная машина потребляет из сети электроэнергию на свое вращение и нагрев. Потери составляют 2–5% номинальной мощности генератора. На рис. 2.2 эти потери изображены отрезком Of , а вся зона режима синхронного компенсатора – полосой $Ofea$ при перевозбуждении и $Ofgn$ при недовозбуждении машины.

В связи с сооружением гидроаккумулирующих электростанций с обратимыми синхронными машинами, работающими в генераторном режиме при сработке запасенной в водохранилище воды и в режиме синхронного двигателя при работе гидроагрегата в качестве насоса при заполнении водохранилища водой из нижнего бьефа, возникла еще одна зона работы генератора в режиме синхронного двигателя с перевозбуждением и с недовозбуждением. На рис. 2.2 эта зона изображается фигурой $ab'c'd'n$.

Синхронные генераторы как основные источники реактивной мощности является также одним из основных средств регулирования напряжения. Возможность генератора как регулирующего устройства определяется его исполнением (гидро- или турбогенератор), тепловым режимом, системой возбуждения и автоматическим регулятором возбуждения. Регулируемым параметром генератора является напряжение на его зажимах, которое для большинства генераторов может изменяться в пределах $0,95U_{ном} \leq U_{г} \leq 1,05U_{ном}$. Заданное напряжение может поддерживаться, если выработка генератором реактивной мощности находится в допустимых пределах: $Q_{min} \leq Q_{г} \leq Q_{max}$.

Для турбогенераторов вследствие их конструктивной особенности регулировочный диапазон по реактивной мощности можно принимать в зависимости от его $\cos\phi$ (рис. 2.3). Для гидрогенераторов полная мощность, как правило, не зависит от $\cos\phi$. Гидрогенераторы в большинстве случаев проектируются для работы в режиме синхронного компенсатора, то есть для них $Q_{г} = S_{г. ном}$.

Турбогенератор может не только генерировать, но и потреблять реактивную мощность (рис. 2.3). Необходимость в этом связана с регулированием (поддержанием) напряжения на зажимах генератора (на шинах генераторного напряжения). Способность генератора в этом отношении иллюстрируется его статической характеристикой $U_{г} = f(Q_{г})$, рис. 2.4, и

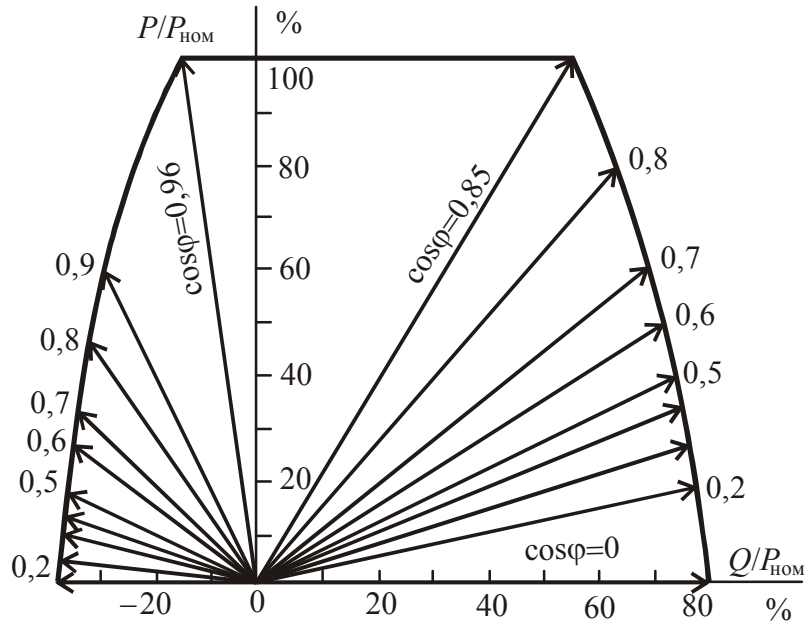


Рис. 2.3. Диаграмма ограничений выдачи и потребления реактивной мощности для турбогенератора

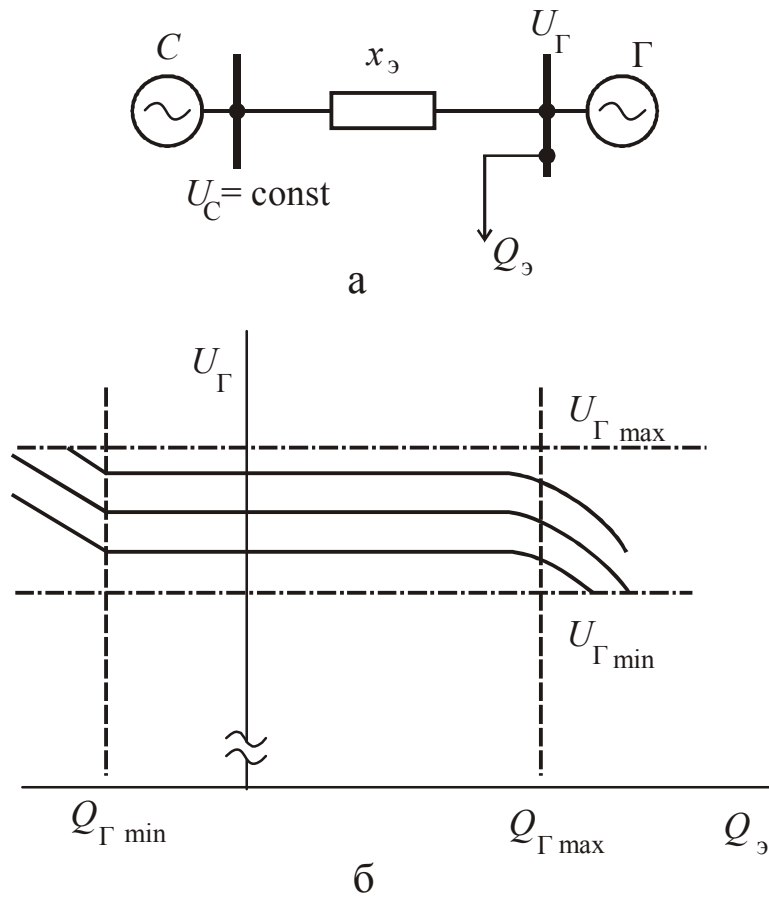


Рис. 2.4. Схема связи электростанции Г с системой С (а) и статические характеристики генератора Г (б)

обеспечивается автоматическим регулятором возбуждения путем изменения тока возбуждения. С увеличением тока возбуждения реактивная мощность возрастает, изменяясь при этом в допустимых пределах от $Q_{Г \min}$ до $Q_{Г \max}$. Если при уменьшении $Q_{\text{э}}$ реактивная мощность генератора уменьшается до $Q_{Г \min}$, то напряжение на его шинах начинает возрастать. И наоборот, если реактивная мощность увеличивается до $Q_{Г \max}$, напряжение на его шинах снижается. На участке от $Q_{Г \min}$ до $Q_{Г \max}$ напряжение благодаря действию регулятора возбуждения поддерживается с заданным статизмом, определяемым наклоном его статической характеристики. Такое регулирование напряжения возможно, как отмечалось, в диапазоне $(0,95-1,05) \cdot U_{\text{ном}}$.

Рассмотренные границы использования синхронных генераторов на заводских электростанциях и в энергосистеме учитывают лишь технические ограничения и не учитывают экономические факторы. Основным экономическим фактором ограничения реактивной мощности синхронных генераторов являются большие потери мощности на передачу выработанной реактивной мощности $Q_{Г}$ потребителям. На основании учета этих потерь энергоснабжающие организации производят расчеты наиболее выгодного участка электростанций в компенсации реактивной мощности предприятий и задают им величину перетока не только активной мощности, но и реактивной в часы максимальной и минимальной нагрузок энергосистемы.

2.3. Синхронные компенсаторы и двигатели

Синхронный компенсатор (СК) – один из видов синхронной машины, предназначен для работы без активной нагрузки на валу. Используется для стабилизации напряжения в точке подключения в пределах $\pm 5\%$ номинального значения, а также для генерирования и потребления реактивной мощности, чем и влияет на режим системы электроснабжения. Синхронные компенсаторы устанавливаются в тех точках энергетической системы или системы электроснабжения, где график нагрузки изменяется в широких пределах, в связи с чем существенно изменяется баланс реактивной мощности.

На рис. 2.5 приведены схема замещения и векторные диаграммы, поясняющие принцип действия синхронной машины в режиме синхронного компенсатора.

Применив второй закон Кирхгофа для схемы замещения СК (рис. 2.5а), получим уравнение:

$$E_q + U_c = j \cdot I \cdot x_d, \quad (2.4)$$

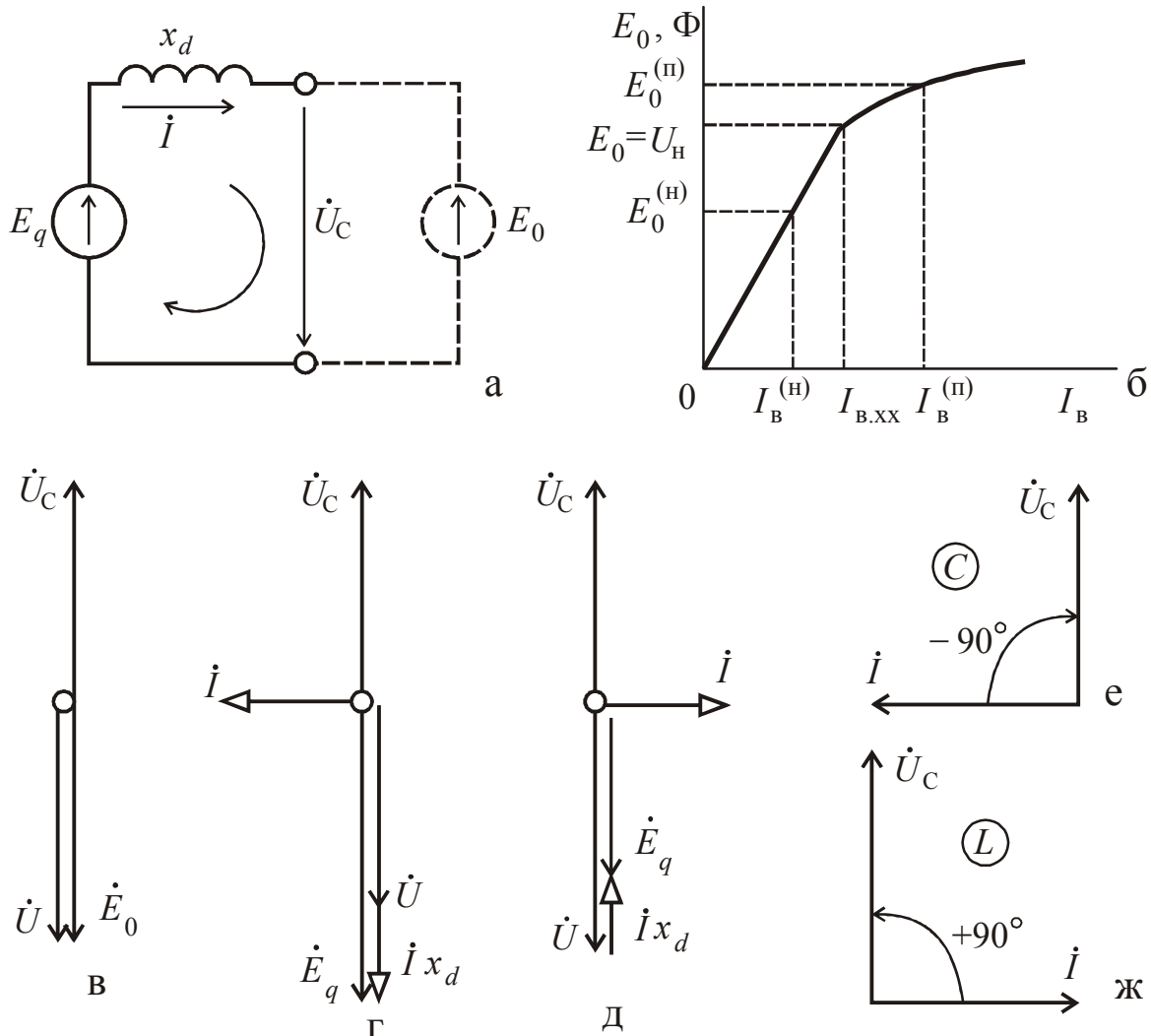


Рис. 2.5. Схема замещения (а), характеристика холостого хода (б) и векторные диаграммы синхронной машины: в – при возбуждении холостого хода; г, е – при перевозбуждении; д, ж – при недо возбуждении

из которого найдем выражение тока статора:

$$I = \frac{E_q + U_c}{j \cdot x_d} = -j \frac{E_q + U_c}{x_d}. \quad (2.5)$$

Проанализируем выражение тока статора СК при трех режимах возбуждения.

При возбуждении холостого хода $I_{в.хх}$ (рис. 2.5б) $E_q = U$, то есть ЭДС равна номинальному напряжению $U_{ном}$, которое поддерживается равным напряжению сети U_c и находится в противофазе с ним. Выражение (2.4) для этого случая имеет вид:

$$E_q + U_c = 0, \text{ или } E_q = -U_c. \quad (2.6)$$

На рис. 2.5в показана соответствующая векторная диаграмма.

При перевозбуждении СК, то есть при $I_B^{(н)} > I_{B.хх}$ (рис. 2.5б), электродвижущая сила $E_q^{(н)}$ больше напряжения сети на величину падения напряжения $I x_d$:

$$E_q + U_C = j \cdot I \cdot x_d = \Delta E^{(н)}. \quad (2.7)$$

В соответствии с (2.5) под действием $\Delta E^{(н)}$ возникает ток статора:

$$I = -j \frac{\Delta E^{(н)}}{x_d}, \quad (2.8)$$

которой является чисто реактивным, и его величина растет при увеличении тока возбуждения. Этому случаю соответствует векторная диаграмма на рис. 2.5г: электродвижущая сила E_q больше напряжения U_C и равна сумме напряжения компенсатора U и падения напряжения $I x_d$. Направление тока в цепи с чисто индуктивным сопротивлением x_d известно (см. раздел 1.2.1): ток отстает от падения напряжения на 90° . Для сравнения на рис. 2.5е, ж приведены векторные диаграммы цепи с емкостью и индуктивностью: векторная диаграмма перевозбужденного СК совпадает с диаграммой цепи с емкостью (см. раздел 1.2.2).

При недовозбуждении СК, то есть при $I_B^{(н)} < I_{B.хх}$ (рис. 2.5б), электродвижущая сила $E_q^{(н)}$ меньше напряжения сети U_C , поэтому их векторная сумма изменяет знак: становится отрицательной ($-\Delta E^{(н)}$). Изменяется соответственно и направление тока статора:

$$I = j \frac{\Delta E^{(н)}}{x_d}, \quad (2.9)$$

Для этого случая на рис. 2.5д показана векторная диаграмма: $E_q < U_C$, а направление векторов падения напряжения $\dot{I} x_d$ и тока \dot{I} обратно тому, которое получается при перевозбуждении (рис. 2.5г). Векторная диаграмма подведенного напряжения сети \dot{U}_C и тока статора недовозбужденной синхронной машины, представленная на рис. 2.5д, совпадает с векторной диаграммой цепи с индуктивностью (см. раздел 1.2.1), рис. 2.5ж. Недовозбужденная синхронная машина потребляет отстающий ток подобно индуктивности.

Минимальная длительно допустимая реактивная мощность СК не ниже 50% его номинальной мощности. Снижение потребляемой в этом режиме мощности сопровождается снижением ЭДС синхронной машины, и, как следствие, снижается запас устойчивой работы. Этим и ограничивается минимальный уровень потребляемой реактивной мощности.

В режиме генерирования реактивной мощности $Q_{\max} = S_{\text{ном}}$ допускаются и кратковременные перегрузки путем форсировки тока возбуждения СК. Свойства СК определяются его регулятором возбуждения. Достоинством СК является положительный регулирующий эффект, то есть способность увеличивать генерируемую реактивную мощность при снижении напряжения на его шинах. Параметрами регулирования СК являются реактивная мощность и напряжение, ограниченные допустимыми диапазонами изменения $Q_{\min} \leq Q_{\text{СК}} \leq Q_{\max}$, $0,95U_{\text{ном}} \leq U_{\text{СК}} \leq 1,05U_{\text{ном}}$. Статическая характеристика СК аналогична характеристике, приведенной на рис. 2.4 для синхронного генератора.

При нагружении синхронной машины не только реактивной, но и активной нагрузкой появляется активная составляющая тока \dot{I}_a . Между током \dot{I} и напряжением \dot{U}_C угол φ не равняется 90° , но реактивная составляющая тока сохраняется. Соответственно сохраняются и свойства синхронной машины как источника реактивной мощности. Векторные диаграммы синхронного генератора, вырабатывающего и активную, и реактивную мощность, приведены на рис. 2.6. Порядок их построения и режимы возбуждения те же, что и для режима синхронного компенсатора.

Синхронные двигатели в системах электроснабжения применяются при приводе производственных механизмов, не требующих регулирования частоты вращения. Их применение целесообразно при мощности более 50 кВт. Векторные диаграммы приведены на рис. 2.7. Как источник реактивной мощности синхронный двигатель обладает рядом достоинств:

- малочувствителен к несинусоидальности напряжения;
- находится непосредственно в цехе, поэтому активные потери на передачу реактивной мощности минимальны;
- удельные капитальные затраты на реактивную мощность синхронных двигателей (и генераторов) ниже (ориентировочно на порядок), чем конденсаторов, так как изменение $\cos\varphi_{\text{ном}}$ двигателя от 1 до $-0,9$ приводит к увеличению его полной мощности на 11%, а реактивная мощность изменяется от 0 до 48% по отношению к $P_{\text{ном}}$;
- в большинстве случаев приведенные затраты меньше, чем для асинхронного двигателя в сочетании с конденсаторной батареей;
- обеспечивает плавное регулирование реактивной мощности и поддерживает постоянное напряжение в точке подключения к сети;
- повышает предел устойчивости нагрузки.

Синхронные генераторы обладают аналогичными достоинствами: это источники реактивной мощности с низкой удельной стоимостью, с плавным и автоматическим регулированием генерации реактивной

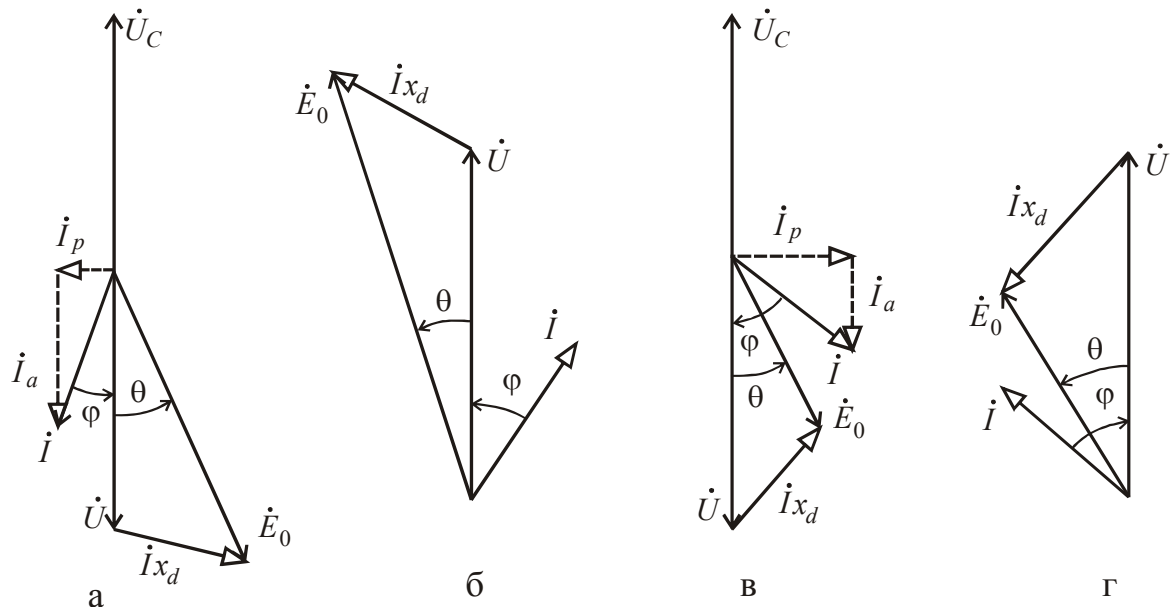


Рис. 2.6. Векторные диаграммы синхронного генератора при его работе с перевозбуждением (а, б) и недо возбуждением (в, г), θ -угол нагрузки

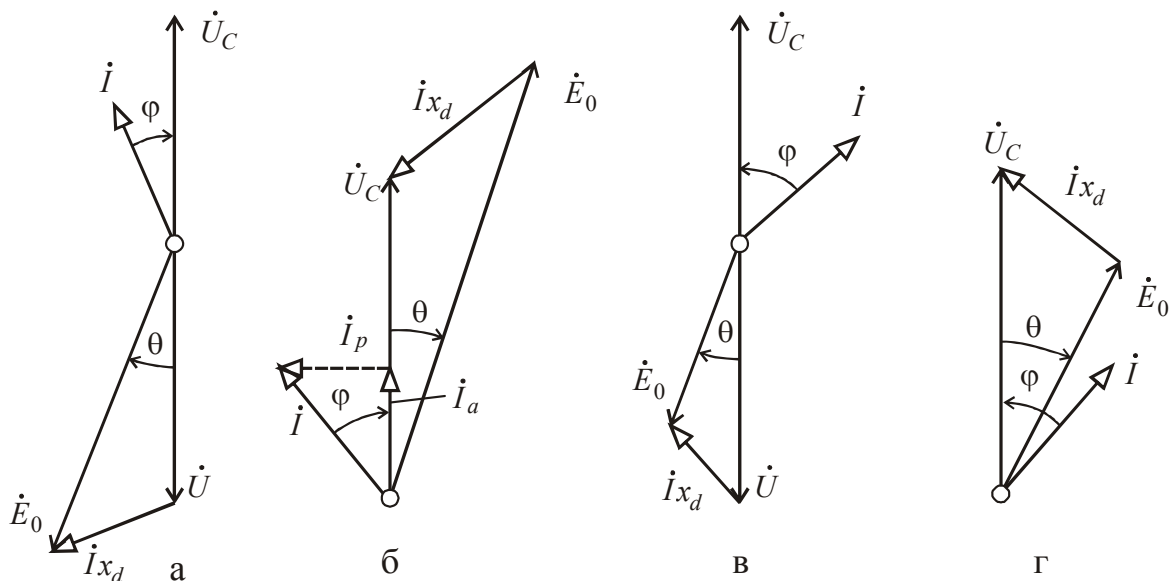


Рис. 2.7. Векторные диаграммы синхронного двигателя при его работе с перевозбуждением (а, б) и недо возбуждением (в, г)

мощности в функции напряжения сети. В отличие от двигателей передача реактивной мощности от генератора осуществляется на значительные расстояния с большими потерями мощности и энергии на единицу реактивной мощности. Это ограничивает использование генераторов в качестве источника реактивной мощности для промышленных предприятий.

Синхронные генераторы и двигатели вырабатывают реактивную мощность как попутный продукт при выполнении основной задачи –

генерации и потреблении активной мощности, то есть при преобразовании одного вида энергии в другой. Синхронные компенсаторы специально устанавливаются для выработки только реактивной мощности в дополнение к основным источникам. Поэтому удельные затраты (руб/кВАр) на выработку реактивной мощности генератором и двигателем практически равны нулю, так как капитальные затраты на их установку относятся по прямому назначению машин. Затраты на установку СК относятся на реактивную мощность, так как производство реактивной мощности и является их прямым назначением, а эти затраты значительны.

2.4. Конденсаторные батареи

Конденсаторные батареи (КБ) – простое и надежное статическое устройство. Их собирают из отдельных конденсаторов, которые выпускаются на различные мощности и номинальные напряжения.

Конденсатор – это устройство, которое состоит из двух проводников, разделенных диэлектриком. Конденсатор, если к нему приложено напряжение, способен накапливать электрический заряд (заряжаться) и отдавать его (разряжаться). В пространстве между проводниками, которые могут иметь любую форму, при зарядке конденсатора образуется электрическое поле. Заряд конденсатора тем больше, чем больше его емкость и приложенное к его проводникам напряжение. Емкость конденсатора, в свою очередь, тем больше, чем больше внутренняя поверхность проводников, образующих конденсатор, и чем меньше расстояние между этими проводниками.

Конденсатор характеризуется потерями активной мощности, которые приводят к его нагреву. Потери тем больше, чем выше приложенное напряжение, его частота и емкость конденсатора. Кроме этого, потери зависят и от свойств диэлектрика, определяемых тангенсом угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$). В зависимости от типа и назначения конденсатора они составляют от 0,5 до 4 Вт/кВАр.

Для компенсации реактивной мощности применяют косинусные конденсаторы, предназначенные для работы при частоте 50 Гц. Их мощность составляет от 2 до 100 кВАр.

Конденсаторы классифицируются по:

- номинальному напряжению;
- роду установки (для наружной и внутренней);
- виду пропитки;
- по габаритным размерам.

Конденсаторы с номинальным напряжением до 660 В выпускаются в однофазном и трехфазном исполнении, а конденсаторы с номинальным напряжением выше 1000 В – только в однофазном. При трехфазном исполнении секции в конденсаторе соединены в треугольник.

Конденсаторы на напряжение до 1000 В включительно изготавливаются со встроенными плавкими предохранителями, последовательно включенными с каждой секцией. Конденсаторы большего напряжения не имеют встроенных предохранителей и требуют их отдельной установки.

Перегрузочная способность конденсаторов по току возможна до 30% от номинального, а по напряжению – до 10%.

Группу конденсаторов, соединенных между собой параллельно или последовательно, или параллельно-последовательно, называют конденсаторной батареей.

Конденсаторная батарея, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления, образует конденсаторную установку (КУ).

Мощность, генерируемая КБ, при ее заданной емкости C пропорциональна квадрату приложенного напряжения и частоте:

$$Q_{\text{КБ}} = U^2 \omega C. \quad (2.10)$$

Поэтому нерегулируемые КБ обладают отрицательным регулирующим эффектом, что, в отличие от синхронных компенсаторов, является их недостатком. Это значит, что мощность БК снижается со снижением приложенного напряжения, тогда как по условиям режима эту мощность необходимо увеличивать.

Регулирующий эффект по реактивной мощности КУ из одной секции показан на рис. 2.8а.

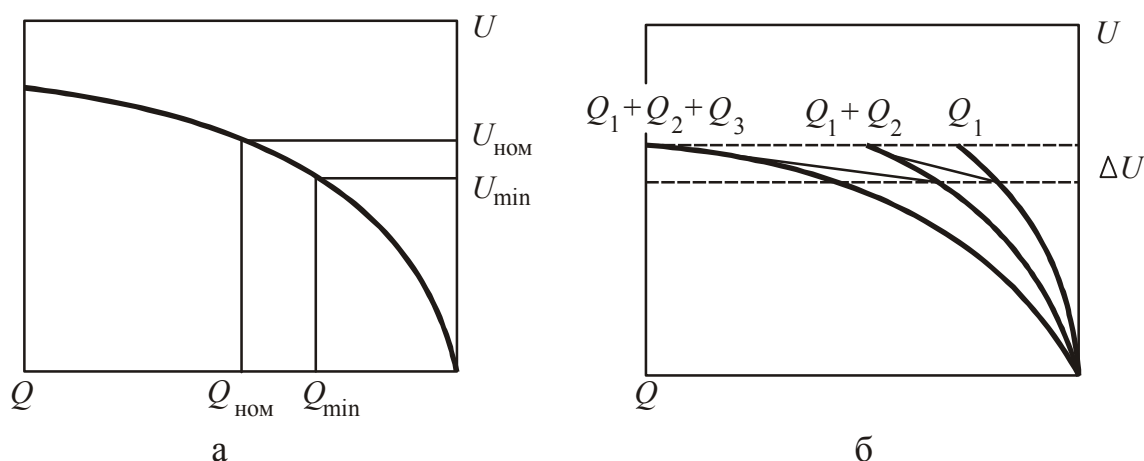


Рис. 2.8. Статические характеристики конденсаторной установки, состоящей из одной (а) и трех (б) секций

При снижении напряжения от $U_{\text{ном}}$ до $U_{\text{мин}}$ реактивная мощность снижается пропорционально квадрату напряжения от $Q_{\text{ном}}$ до $Q_{\text{мин}}$.

Преодоление этого недостатка – формирование КБ из нескольких секций, каждая из которых, управляемая регулятором мощности и/или напряжения, подключается к сети через свой выключатель, наращивая таким образом емкость батареи в целом. Статическая характеристика конденсаторной установки, состоящей из трех секций, приведена на рис. 2.8б. Мощность КУ при снижении напряжения возрастает ступенчато Q_1 , $Q_1 + Q_2$, $Q_1 + Q_2 + Q_3$.

Ступенчатое регулирование требует введения в регулятор напряжения КУ зоны нечувствительности ΔU . В пределах этой зоны при снижении напряжения подключение очередной секции недопустимо. Невыполнение этого условия привело бы к неустойчивой работе КУ. Ширина зоны нечувствительности должна быть больше, чем приращение напряжения, вызванное подключением очередной секции сразу после ее включения. В противном случае напряжение на КУ достигнет напряжения уставки срабатывания на отключение этой секции сразу после ее включения. Вероятность такого эффекта тем больше, чем больше мощность подключаемой секции и чем меньше зона нечувствительности регулятора КУ.

Конденсаторная установка состоит из нескольких секций, имеющих общую систему управления. Низковольтные КУ напряжением 380 В (рис. 2.9) собираются из трехфазных конденсаторов, включенных параллельно. Для защиты таких КУ от КЗ и перегрузки применяют предохранители. Высоковольтные конденсаторные установки (рис. 2.10) собираются из однофазных конденсаторов, включенных последовательно-параллельно.

Включение КУ сопровождается бросками тока, а отключение – перенапряжением. Это отрицательно отражается на сроке службы конденсаторов и коммутационной аппаратуры. Поэтому КУ, оборудованные выключателями (контакторами), не рекомендуется включать–выключать более 2–4 раз за сутки. Для ограничения бросков тока конденсаторы перед включением должны быть разряжены с помощью разрядных устройств (см. раздел 5.3).

Конденсаторы в силу их параметрических свойств чувствительны к искажениям синусоидальной формы кривой напряжения, то есть к высшим гармоникам тока. Сопротивление конденсатора $x_C = 1/(n\omega C)$ тем меньше, чем выше частота $n\omega$ гармоники в несинусоидальной кривой приложенного напряжения. В результате за счет высших гармоник, проникающих в конденсатор, возрастают и потери мощности ΔP в конденсаторах, что приводит к их дополнительному нагреву:

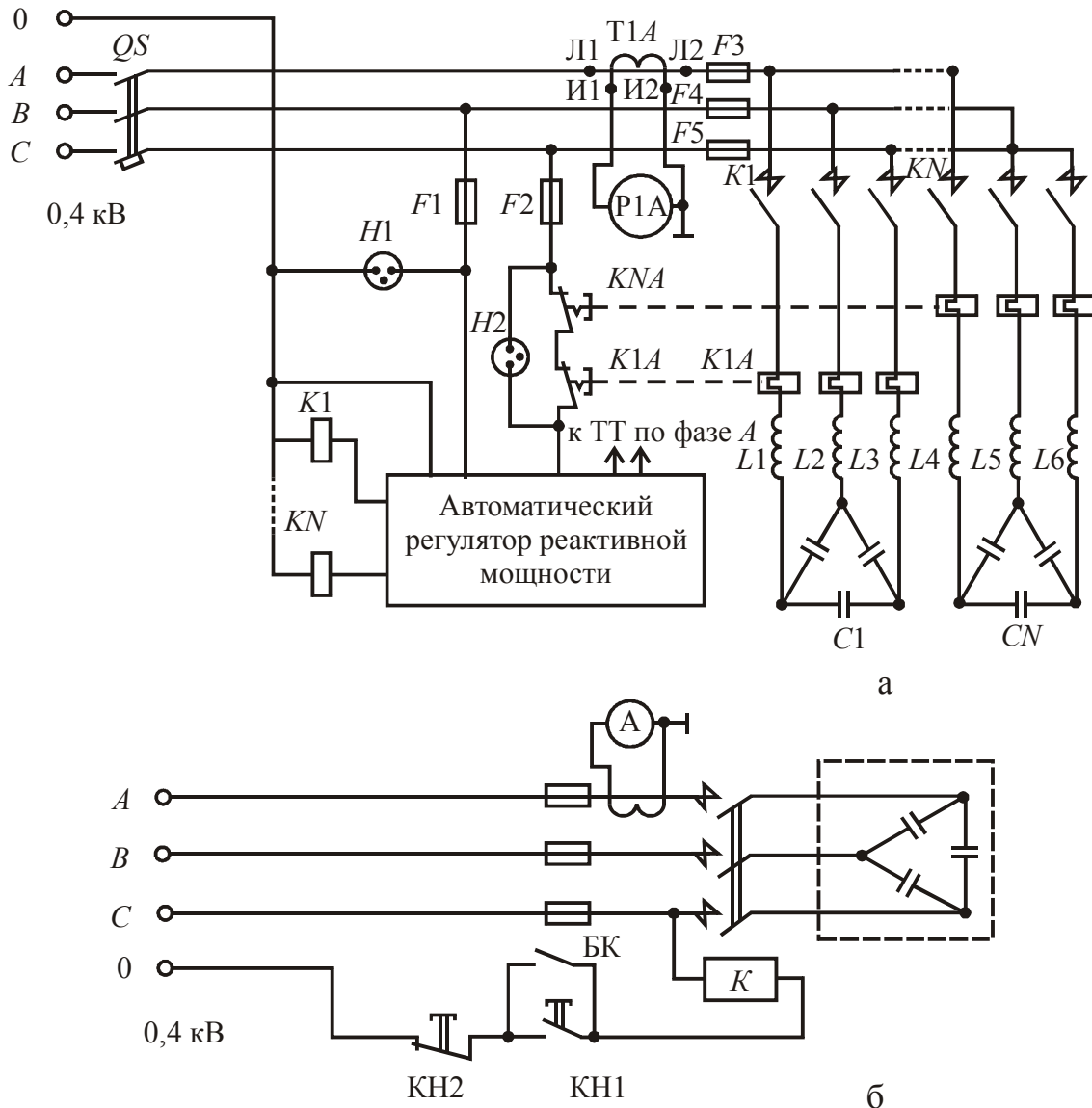


Рис. 2.9. Упрощенная принципиальная схема конденсаторной установки на напряжение 0,4 кВ

$$\Delta P = \sum_{n=1}^N U_{(n)}^2 n \omega C \operatorname{tg} \delta \quad (2.11)$$

и сокращению срока службы.

Параметрическое свойство конденсаторов используют при создании фильтрокомпенсирующих установок.

Применение КБ сопряжено с возможностью резонансных явлений из-за образования индуктивными и емкостными элементами сети последовательных и параллельных цепей. Резонансные явления сопровождаются усилением напряжений (резонанс напряжений) или токов (резонанс токов) на частотах выше номинальной при наличии в сети источников высших гармоник тока. На резонансной частоте индуктивное

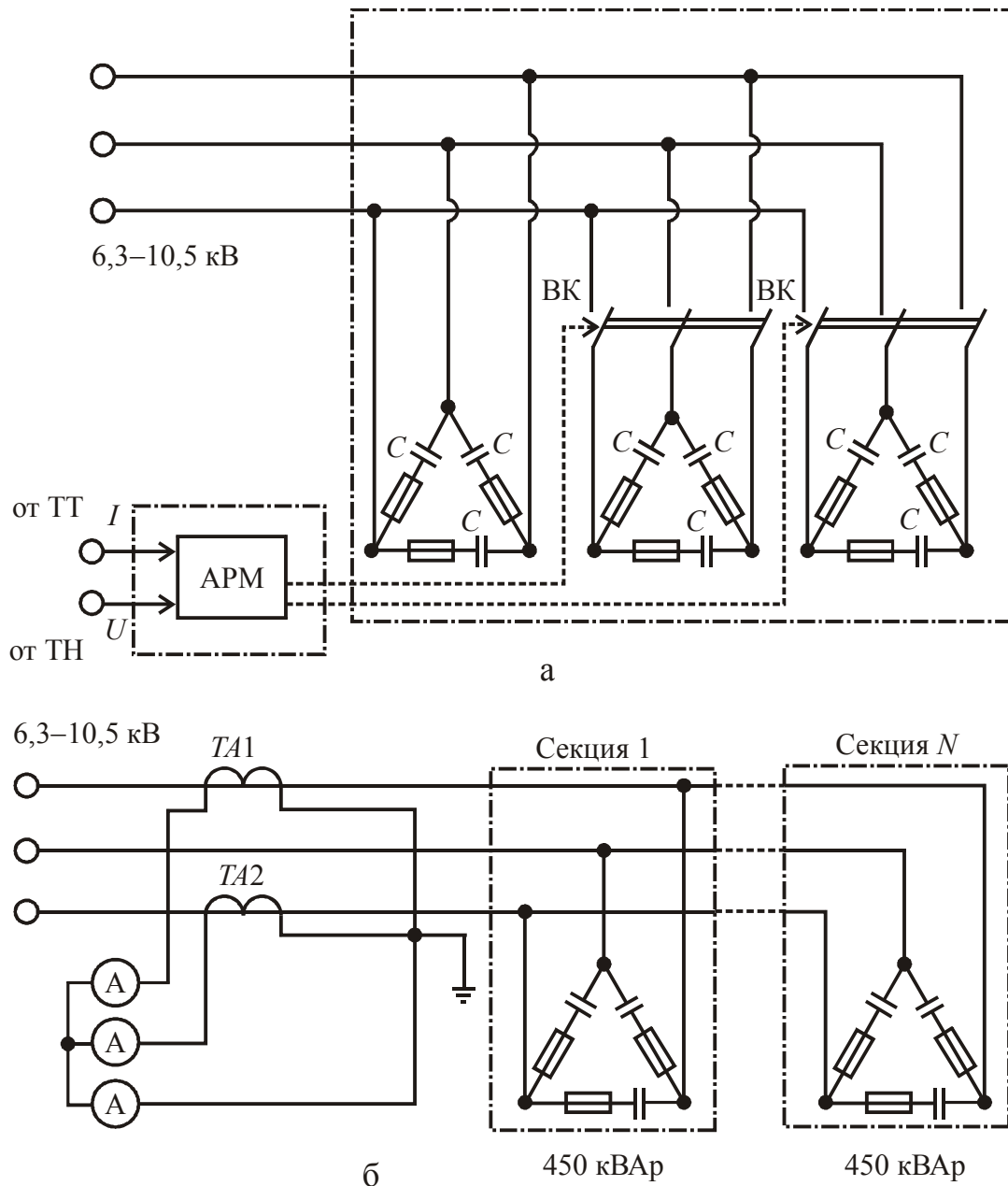


Рис. 2.10. Упрощенная принципиальная схема конденсаторной установки на напряжение 6,3–10,5 кВ

$X_{L(n)}$ и емкостное $X_{C(n)}$ сопротивления равны, то есть $n\omega L = 1/(n\omega C)$, где $X_{L(n)} = n\omega L$ – входное сопротивление сети в точке подключения КБ, сопротивление которой $X_{C(n)} = 1/(n\omega C)$. Всегда при выборе мощности КБ и, следовательно, ее сопротивления, а также места подключения КБ необходимо убедиться в отсутствии резонансных явлений. Это относится и к конденсаторным батареям, входящим в состав фильтрокомпенсирующих устройств.

2.5. Статические тиристорные компенсаторы на основе батарей конденсаторов

Применение конденсаторных установок в задачах быстродействующего регулирования реактивной мощности, частого переключения секций КБ практически невозможно из-за бросков тока и перенапряжений, возникающих при их коммутации обычными выключателями. Замена обычных выключателей тиристорными ключами, обеспечивающих коммутацию КБ в определенный момент времени, позволяет снизить броски тока при включении батарей и перенапряжения при их отключении, снять ограничения по частоте коммутаций КБ и придать устройствам свойства, при которых они могут применяться в задачах компенсации реактивной мощности, в том числе и в сетях с резкопеременной нагрузкой.

Тиристорные ключи состоят из двух включенных встречно-параллельно тиристоров (рис. 2.11). Их применяют для регулирования конденсаторных батарей и реакторов. В силу специфики коммутационных свойств конденсаторов и реакторов управление их мощностью с помощью тиристоров принципиально различно.

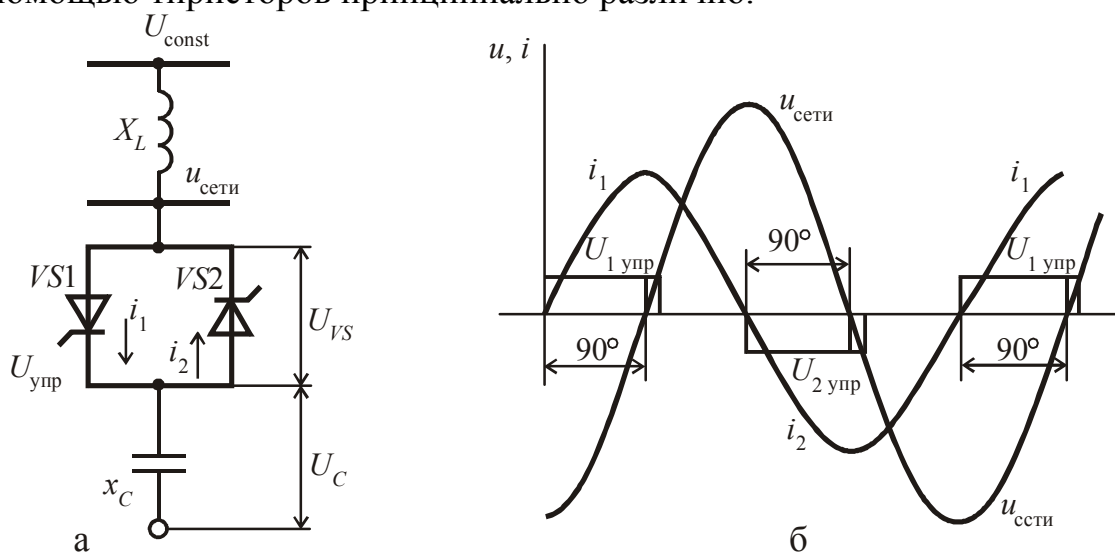


Рис. 2.11. Тиристорный выключатель для коммутации конденсаторных батарей: а – принципиальная схема одной фазы; б – ток и напряжение на КБ в установившемся режиме

Для ограничения бросков тока тиристор следует открывать в тот момент времени, когда мгновенное значение напряжения сети и напряжение на КБ равны (идеальный случай) или близки. Для ограничения перенапряжений при отключении КБ тиристор следует закрывать при переходе тока в нем через нулевое значение.

Следуя этому принципу, можно практически исключить броски тока и перенапряжения, сняв таким образом ограничение на частоту переключения КБ. Однофазная схема КБ, коммутируемой тиристорами, приведена на рис. 2.11а. Как видно из рис. 2.11б, работа устройства в установившемся режиме, который наступает после открытия тиристора через 0,01–0,02 с, не сопровождается ни бросками тока, ни перенапряжениями.

На рис. 2.12. показан статический тиристорный компенсатор (СТК) в однофазном исполнении, состоящий из трех секций КБ, каждая из которых коммутируется своим тиристорным ключом. Статические характеристики таких устройств аналогичны приведенным на рис. 2.8. Сохраняются и требования, предъявляемые к регулятору по зоне нечувствительности. Однако число включений и отключений секций КБ здесь не ограничено и они могут осуществляться поочередно через каждые 0,02 с, то есть через один период промышленной частоты.

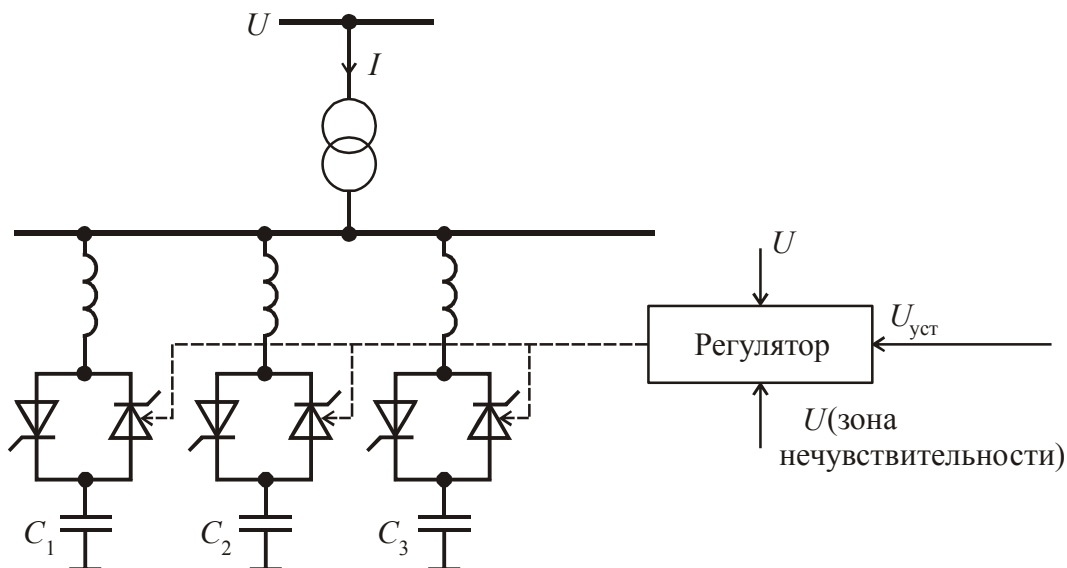


Рис. 2.12. Принципиальная схема СТК, состоящего из трех секций конденсаторных батарей, коммутируемых тиристорами

2.6. Реакторы, коммутируемые выключателями

Обычно реактор подключается с помощью **выключателя** или **отделителя** непосредственно на шины электропередачи или к третичной обмотке трансформатора. Высоковольтный реактор может быть одно- или трехфазным. Сердечник реактора выполняется либо с зазором, либо броневого типа. Статическая характеристика реактора линейна, то есть реактор обладает постоянным реактивным сопротивлением $X_L = \omega L$, где

L – индуктивность реактора. Низковольтные реакторы не имеют стального сердечника. Выключатели, предназначенные для коммутации реакторов, могут быть оборудованы внешними резисторами, а сами реакторы – **разрядниками** для ограничения перенапряжений, вызванных отключением электропередачи.

Статическая характеристика реактора со стальным сердечником линейна в рабочем диапазоне, а за его пределами она может быть и нелинейной (рис. 2.13). *Быстродействие* реактора, то есть время выхода на установившийся режим после его включения, составляет около 100 мс. Такой реактор, функционируя в рабочем диапазоне, не является источником высших гармоник тока. Высшие гармоники могут возникать в токе реактора в том случае, если повышение напряжения на нем выведет его характеристику на нелинейную часть или в так называемый *режим насыщения* (участок 2 на рис. 2.13).

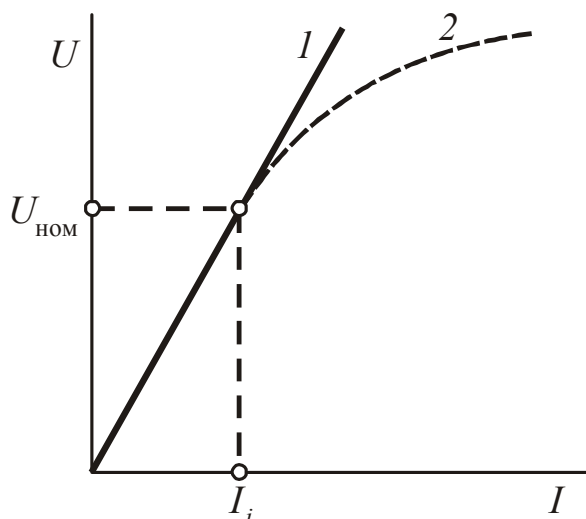


Рис. 2.13. Статическая характеристика шунтового реактора: 1 – без сердечника; 2 – со стальным сердечником

Потери в реакторе составляют 0,2–0,4% его номинальной мощности. Такие реакторы нечувствительны к перенапряжениям с сверхтоком.

Реакторы обладают положительным регулирующим эффектом, то есть увеличивают потребление реактивной мощности при увеличении напряжения, чем и способствуют его ограничению. Поэтому реакторы применяют для регулирования напряжения в протяженных **электропередачах** напряжением 220 кВ и выше, а также для компенсации зарядной мощности в них. Установленная мощность реактора может составлять от 10 МВАр в распределительных сетях до 150 МВАр в сетях 750 кВ. Реакторы устанавливаются на конечных и промежуточных подстанциях. Их включение и отключение осуществляется эксплуатационным персоналом по распоряжению диспетчера системы.

2.7. Насыщающиеся реакторы

Насыщающимся называется реактор, рабочий диапазон регулирования которого находится в насыщенной части его статической характеристики. Благодаря этому такой реактор можно рассматривать как *параметрическое* устройство для регулирования реактивной мощности. Сопротивление реактора в нелинейной части характеристики изменяется в зависимости от приложенного к нему напряжения. С увеличением напряжения ток в реакторе интенсивно возрастает, увеличивая потребляемую реактивную мощность и, тем самым, способствуя стабилизации напряжения в точке его подключения.

В связи с тем, что рабочий диапазон реактора находится в нелинейной части характеристики, его следует рассматривать как источник высших гармоник тока. Для их компенсации применяют сложные 6- и 9-стержневые сердечники и специальные схемы соединения обмоток. Применение таких реакторов ввиду сложности их конструкции весьма ограничено.

На рис. 2.14 приведена принципиальная схема ИРМ на базе такого реактора. Здесь параллельно включенная КБ позволяет обеспечить *параметрическое регулирование* как в режиме потребления, так и генерирования реактивной мощности. Соответствующие статические характеристики приведены на том же рисунке. При этом мощность КБ, которая, как правило, выполняет и функции фильтрокомпенсирующего устройства, выбирается таким образом, чтобы при номинальном напряжении суммарная мощность ИРМ была равна нулю. Тогда при увеличении напряжения выше $U_{\text{ном}}$ источник потребляет, а при снижении ниже $U_{\text{ном}}$ – генерирует реактивную мощность.

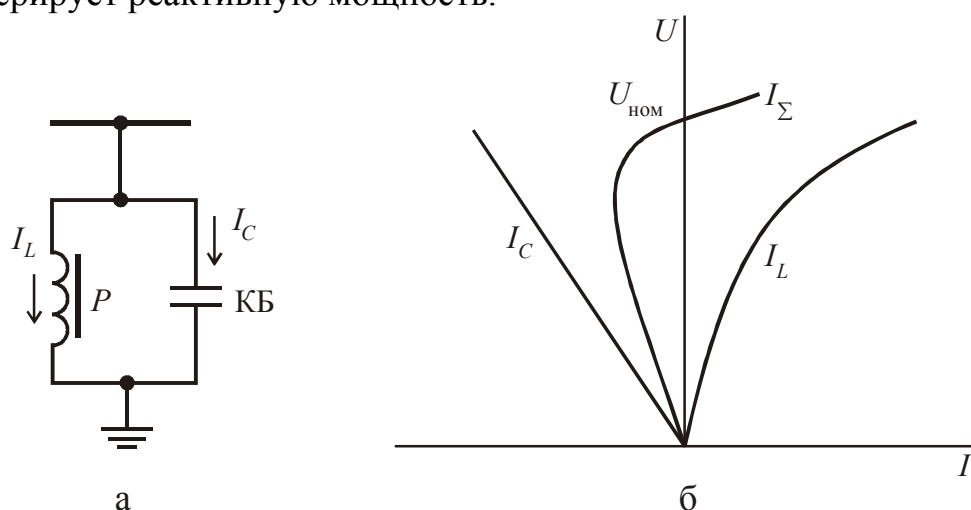


Рис. 2.14. Параметрический ИРМ с насыщающимся реактором: а – принципиальная схема; б – статическая характеристика

2.8. Реакторы, коммутируемые тиристорами

Реакторы, рассмотренные в разделе 2.6, применяют для ступенчатого регулирования потребляемой реактивной мощности. Недостатки такого регулирования рассмотрены в разделе 2.1. Для плавного регулирования реакторы, в отличие от конденсаторов, можно включать через **тиристорные ключи**, изменяющийся угол управления которыми и обеспечивает изменение тока в реакторе.

Принципиальная схема такого плавно регулируемого реактора приведена на рис. 2.15а. Регулирование мощности реактора обеспечивается изменением тока в нем путем увеличения или уменьшения углов управления α_1 и α_2 соответствующими тиристорами $VS1$ и $VS2$, которые включены встречно-параллельно. При этом всегда $\alpha_1 = \alpha_2$. Если $\alpha = \pi/2$, тиристоры открыты полностью, ток в реакторе максимальный и синусоидальный (при синусоидальном напряжении). Этот ток показан пунктирной линией на рис. 2.15б. По мере увеличения α и его изменения в диапазоне $\pi/2 \leq \alpha \leq \pi$ ток в реакторе уменьшается, теряя при этом синусоидальную форму. Форма этого тока на рис. 2.15б показана сплошной линией. Первая гармоника этого тока по отношению к полному току $I_L = U/X_L$ составляет

$$\frac{I_{(1)}}{I_{(L)}} = \frac{1}{\pi} [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha]. \quad (2.12)$$

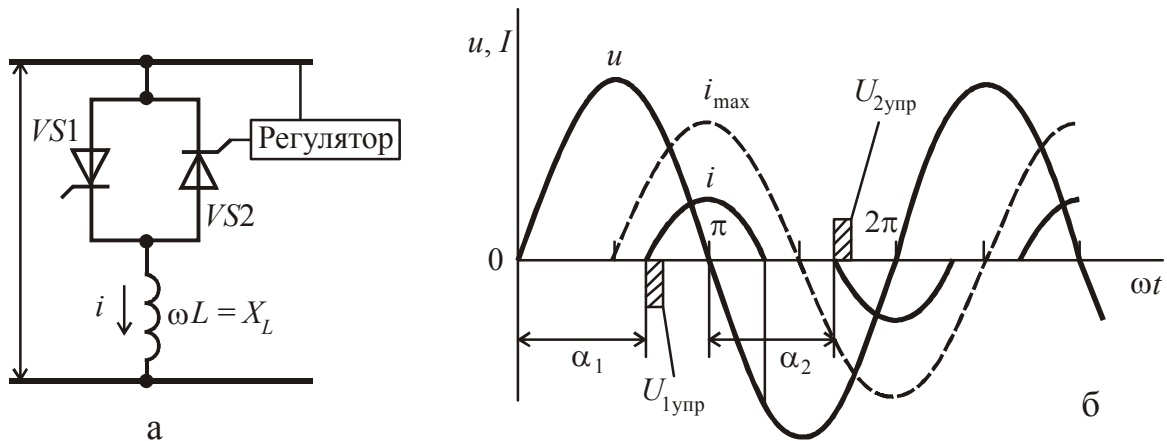


Рис. 2.15. Реактор, коммутируемый тиристорами: а – принципиальная схема одной фазы; б – диаграмма токов и напряжения при $\alpha > 90^\circ$ ($\alpha > \pi/2$)

Статическая характеристика реактора в зависимости от первой гармоники тока $I_{(1)}$ показана на рис. 2.16. *Статизм* характеристики, то есть угол ее наклона в рабочем диапазоне (участок I), определяемом настройками регулятора, выбирается таким образом, чтобы с ростом

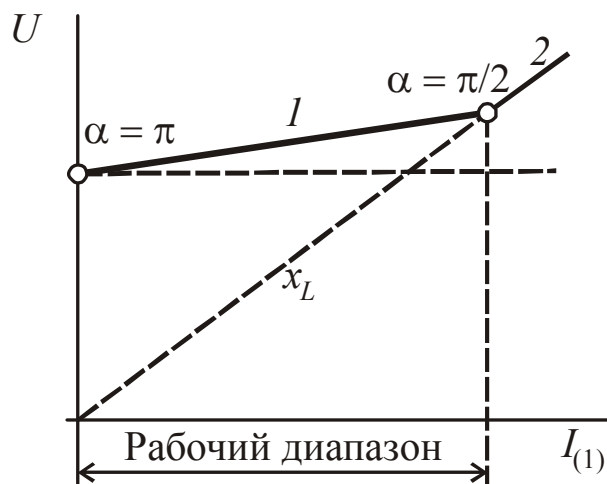


Рис. 2.16. Статическая характеристика реактора при плавном управлении тиристорами по рис. 2.15

напряжения ток в реакторе возрастал, что и обеспечивает стабилизацию напряжения в рабочем диапазоне регулирования от $\alpha = \pi/2$ до $\alpha = \pi$. При $\alpha < \pi/2$ реактор теряет управляемость (тиристоры открыты полностью) и переходит на естественную характеристику (участок 2), определяемую его собственным сопротивлением X_L .

Недостаток реактора, управляемого тиристорами, связан с тем, что при углах $\alpha > \pi/2$ он становится источником высших гармоник тока. Порядок гармоник и их значения близки к гармоникам, генерируемым 6-пульсным преобразователем. Для их компенсации реакторы включают так же, как и преобразователи, через трансформаторы с расщепленной обмоткой, собранной по схеме $Y/\Delta/Y$. Кроме того в состав ИРМ такого типа включают фильтрокомпенсирующие устройства. Источники реактивной мощности, собранные по такой схеме, можно отнести к комбинированным ИРМ.

2.9. Комбинированные источники реактивной мощности

Комбинированные ИРМ применяют тогда, когда необходимо обеспечить плавное регулирование реактивной мощности в режиме как ее потребления, так и генерирования. Такие ИРМ состоят из управляемых тиристорами реакторов или насыщающихся реакторов и коммутируемых выключателями или тиристорами конденсаторных батарей. Принципиальная схема такого ИРМ, который известен [3] как статический тиристорный компенсатор (СТК), приведена на рис. 2.17.

Рабочий диапазон регулирования реактивной мощности, установленная мощность нерегулируемой или ступенчато регулируемой

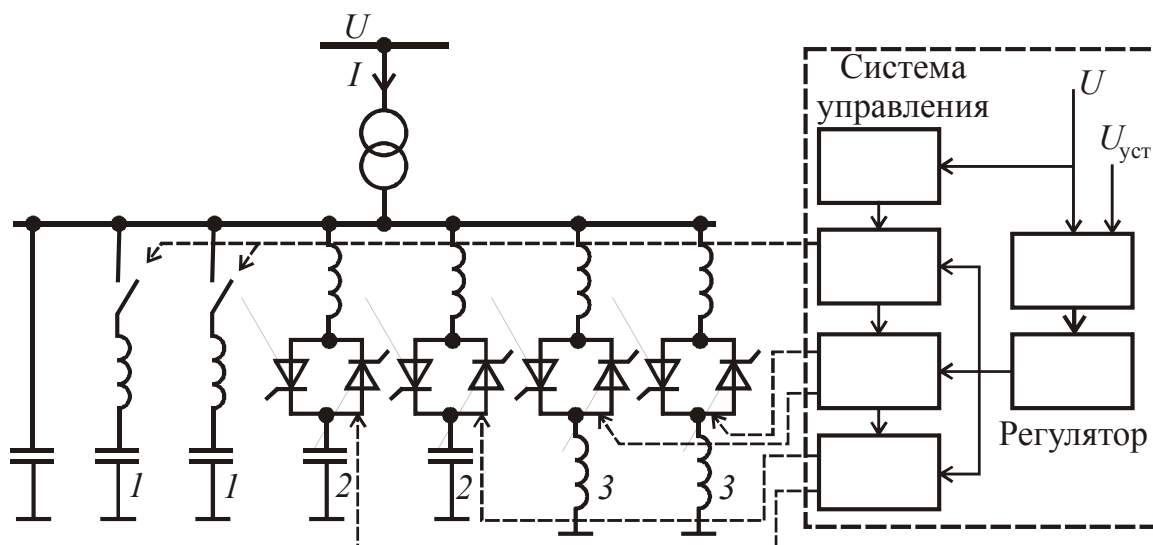


Рис. 2.17. Принципиальная схема комбинированного СТК: 1 – коммутируемая выключателями КБ; 2 – коммутируемая тиристорами КБ; 3 – управляемые тиристорами реакторы

батареи, мощность регулируемых тиристорами реакторов выбираются в зависимости от назначения СТК.

Возможны, например, следующие соотношения этих мощностей для СТК, состоящего из нерегулируемой секции КБ и регулируемого тиристорами реактора:

- установленные мощности реактора и КБ равны $Q_p = Q_{КБ}$;
- установленная мощность реактора больше мощности КБ, например $Q_p = 2Q_{КБ}$.

В первом случае благодаря тому, что мощность реактора регулируется в диапазоне $0 < Q_p < 1$, а $Q_{КБ} = -1$, суммарная мощность СТК может изменяться в диапазоне $-1 \leq Q_{СТК} \leq 0$. Рабочий диапазон регулирования генерируемой реактивной мощности располагается в области режимов от генерирования мощности, равной установленной мощности КБ, до нуля, когда тиристоры реактора открыты полностью. Статическая характеристика такого СТК приведена на рис. 2.18а.

Во втором случае мощность реактора может изменяться в диапазоне $0 < Q_p < 2$, а мощность нерегулируемой КБ остается равной $Q_{КБ} = -1$. Такой СТК может работать в режиме генерирования и потребления реактивной мощности так, что $-1 \leq Q_{СТК} \leq 1$ (рис. 2.18б).

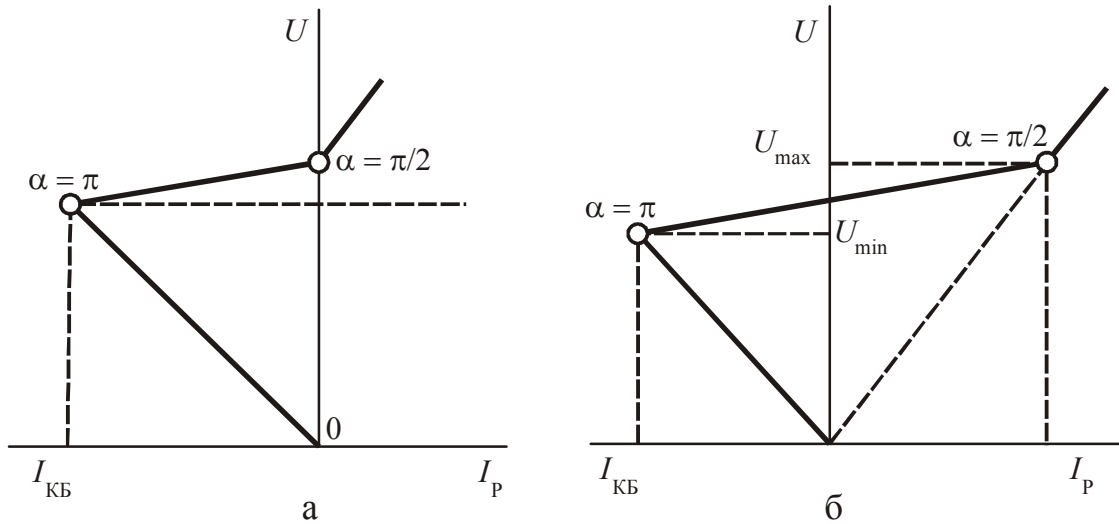


Рис. 2.18. Статические характеристики комбинированного СТК: а – при $Q_p = Q_{KB}$; б – при $Q_p = 2Q_{KB}$

2.10. Линии электропередачи как источники реактивной мощности

Линии электропередачи обладают индуктивным и емкостным сопротивлениями. Их индуктивные элементы выступают приемниками реактивной мощности, а емкостные – ее источниками. Индуктивная мощность, потребляемая линией, зависит от квадрата силы тока ($Q_L = I^2 \omega L_0 l$), а реактивная мощность, генерируемая линией, зависит от квадрата напряжения ($Q_C = U^2 \omega C_0 l$). При малых нагрузках длинных высоковольтных линий зарядная емкостная мощность может преобладать над индуктивной. По мере увеличения нагрузки индуктивная реактивная мощность возрастает, и, начиная с некоторой величины, будет преобладать над зарядной мощностью, обуславливая некоторый положительный сдвиг фаз.

При холостом режиме любая линия является источником реактивной мощности. Воздушная ЛЭП напряжением 110 кВ генерирует в этом режиме около 30кВАр на 1 км линии.

Реактивная мощность воздушных и кабельных линий не регулируется, а их включение и отключение производится независимо от потребности в вырабатываемой ими реактивной энергии.

Зарядная мощность линий распределительной сети в часы максимума нагрузки ориентировочно равна потерям в индуктивности линий и в расчетах при компенсации реактивной мощности не учитывается.

3. ПОТРЕБЛЕНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫМИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКАМИ

Электрическая часть энергосистемы состоит из источников энергии, питающих и распределительных сетей, электроприемников. Равномерного распределения электрического и магнитного полей в сетях, как правило, не наблюдается. Они вдоль цепи распределены неравномерно.

На одних участках цепи, например, в индуктивностях преобладает магнитное поле, и на первый план выступают явления, связанные с его изменениями, на других участках, например, в конденсаторах преобладает электрическое поле, и основными оказываются явления, возникающие вследствие изменения электрического поля. В соответствии с этим происходит распределение и потребляемой реактивной мощности.

В таблице 3.1 приведен состав электроприемников в системах электроснабжения предприятий по энергосистеме в часы максимума нагрузки наиболее загруженного зимнего дня.

Таблица 3.1

Состав электроприемников в системе электроснабжения предприятий

Виды электроприемников	Установленная мощность электроприемников энергосистемы, %	
	активная	реактивная
Асинхронные электродвигатели	30	33
Синхронные электродвигатели	23	0
Вентильные преобразователи	18	10
Электropечные установки	12	8
Бытовые, сельскохозяйственные и др.	7	5
Собственные нужды электростанций	5	2
Потери в электрических сетях	5	42

Реактивную мощность потребляют не только электроприемники предприятий, но и элементы питающей сети: в виде потерь ΔQ на их долю падает 42% реактивной мощности системы. Из 100% реактивной мощности, вырабатываемой в энергосистеме, 22% теряется в повышающих трансформаторах электростанций и в автотрансформаторах повышения напряжения на подстанциях 110–750 кВ энергосистемы, 6,5% теряется в линиях районных сетей системы, 13,5% составляют по-

тери в понижающих трансформаторах и лишь 58% из всей выработанной реактивной мощности приходится на шины 6/10 кВ потребителей.

На рис. 3.1 показано распределение потерь реактивной мощности в эквивалентной электропередаче станция–потребитель и приведены векторные диаграммы токов и напряжений для узлов А–Д этой передачи. Даже при $\cos\varphi = 0,927$ у потребителей ($\varphi = 22^\circ$) все участки электропередачи сильно загружены реактивной мощностью: на 1000 кВт активной мощности от станции требуется передача 800 кВАр реактивной мощности в начале передачи и 400 кВАр в конце. Это приводит к повышенным токовым нагрузкам сетей и, как следствие, к увеличению затрат на сооружение сети, повышенным потерям электроэнергии, к ухудшению качества напряжения из-за потерь в элементах сети. Большая нагрузка реактивной мощностью электростанций приводит к перегрузке по току генераторов, к необходимости их использования специально для выработки реактивной мощности даже в те часы, когда по активной нагрузке часть генераторов можно отключить в резерв.

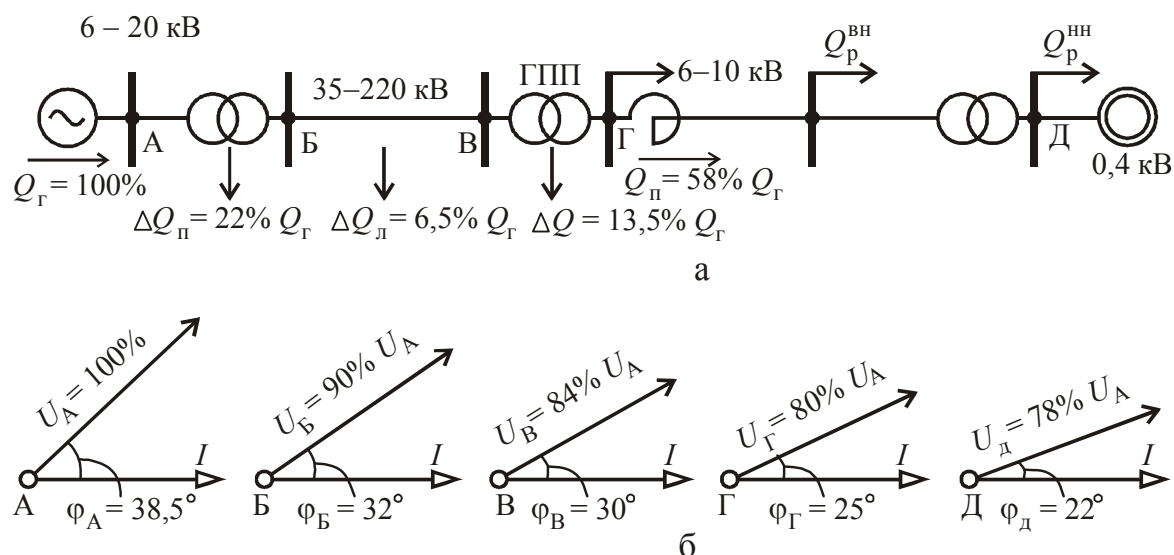


Рис. 3.1. Изменение потока реактивной мощности (а), напряжения и сдвига по фазе тока и напряжения (б) в электропередаче шины электростанции – шины приемной подстанции

Состав потребителей реактивной мощности показывает, что основную ее часть потребляют четыре вида устройств: асинхронные двигатели – 40%, электропечные установки – 8%, вентильные преобразователи – 10%, трансформаторы всех ступеней трансформации (потери в них) – 35%, линии электропередачи (потери в них) – 7%. В каждой конкретной энергосистеме цифры процентного состава могут несколько отличаться от приведенных, но общая тенденция сохраняется.

3.1. Потребление реактивной мощности асинхронными двигателями и трансформаторами

Асинхронные двигатели и трансформаторы потребляют около 75% вырабатываемой в системах реактивной мощности. Работа машин и аппаратов переменного тока, основанная на принципе электромагнитной индукции (см. раздел 1.1.2), сопровождается процессом непрерывного изменения магнитного потока в их магнитопроводах и полях рассеяния. Поэтому подводимый к ним поток мощности должен содержать не только активную составляющую P , но и реактивную составляющую индуктивного характера Q_L , необходимую для создания магнитных полей, без которых процессы преобразования тока и напряжения невозможны.

Реактивную мощность, потребляемую трехфазным асинхронным двигателем, можно определить с помощью его схемы замещения (рис. 3.2):

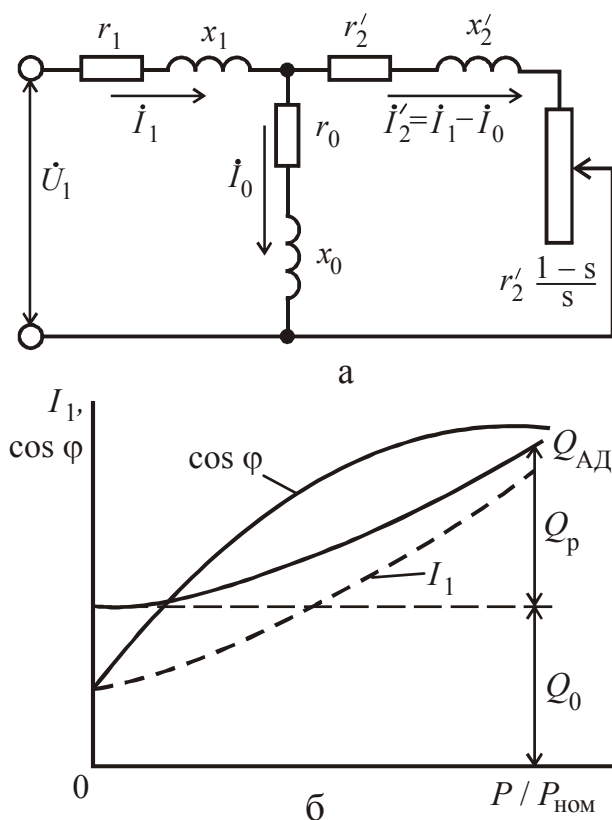


Рис. 3.2. Схема замещения (а) и рабочие характеристики (б) асинхронного электродвигателя: \dot{U}_1 – напряжение сети; \dot{I}_1 – ток статора; \dot{I}_2' – приведенный ток ротора; \dot{I}_0 – ток ветви намагничивания; r_1, x_1 и r_2', x_2' – соответственно активные и реактивные сопротивления обмоток статора и ротора (приведенные); $r_2'(1-s)/s$ – эквивалентное сопротивление нагрузки (s – скольжение двигателя); r_0, x_0 – параметры ветви намагничивания

$$Q_{\text{АД}} = 3 \cdot I_1^2 x_1 + 3 \cdot I_0^2 x_0 + 3(I_2')^2 \cdot x_2' \approx 3 \cdot I_0^2 (x_1 + x_0) + 3(I_2')^2 (x_1 + x_2') = \\ = Q_0 + Q_p, \quad (3.1)$$

где I_0 – ток холостого хода, который можно считать чисто индуктивным ($\cos\varphi = 0$); Q_0 и Q_p – реактивная мощность холостого хода и короткого замыкания (рассеяния), значение Q_p зависит от приведенного тока нагрузки двигателя; нагрузочный ток I_2' можно считать чисто активным, так как $\frac{r_2'}{s} \gg x_2'$.

Реактивная мощность асинхронного двигателя изменяется в пределах от мощности холостого хода Q_0 , которая от нагрузки не зависит, до мощности, потребляемой при номинальной нагрузке $Q_{\text{НОМ}}$ (рис. 3.2б). Причем увеличение $Q_{\text{АД}}$ при росте нагрузки обусловлено потоками рассеяния, зависящими от тока нагрузки. Из рабочих характеристик наибольшую скорость изменения имеет $\cos\varphi$, и на холостом ходу он принимает наименьшее значение (рис. 3.2б).

При номинальном напряжении потребляемая асинхронным двигателем реактивная мощность может быть выражена:

$$Q_{\text{АД}} = Q_0 + \beta^2 Q_p, \quad (3.2)$$

где Q_0 – реактивная мощность холостого хода двигателя; Q_p – реактивная мощность рассеяния при номинальной нагрузке ($\beta = 1$); β – коэффициент загрузки асинхронного двигателя: $\beta = P / P_{\text{НОМ}}$.

Номинальная реактивная мощность асинхронного двигателя может быть определена по его паспортным данным:

$$Q_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \operatorname{tg}\varphi_{\text{НОМ}}, \quad (3.3)$$

где $\eta_{\text{НОМ}}$ – номинальный КПД двигателя; $\operatorname{tg}\varphi_{\text{НОМ}}$ – соответствует $\cos\varphi_{\text{НОМ}}$, указанному на щитке; $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная активная мощность двигателя, развиваемая на валу при номинальном напряжении.

Для асинхронных двигателей при холостом ходе $\cos\varphi_{\text{ХХ}} = 0,1-0,2$, чему соответствует $\sin\varphi_{\text{ХХ}} = 0,99-0,97$. Пренебрегая активной составляющей тока холостого хода двигателя, обусловленной механическими потерями и потерями в стали, можно принять $\sin\varphi_{\text{ХХ}} \approx 1$. Тогда реактивная трехфазная мощность может быть определена по соотношению:

$$Q_0 \approx \sqrt{3} \cdot I_{\text{ХХ}} \cdot U_{\text{НОМ}}$$

или по аналогии с (3.3)

$$Q_0 \approx \sqrt{3} \cdot I_{xx} \cdot U_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}} \frac{I_{xx}}{I_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}} =$$

$$= \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{I_{xx}}{I_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}}. \quad (3.4)$$

Погрешность в определении Q_0 по (3.4) составляет 1–3%. Ток холостого хода должен быть измерен при холостом ходе двигателя при $U_{\text{НОМ}}$ с расцепленной муфтой.

Реактивная мощность потоков рассеяния двигателя, зависящая от нагрузки, определяется из выражения:

$$Q_p = (Q_{\text{НОМ}} - Q_0) \cdot \beta^2 = \beta^2 \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \left(\text{tg} \varphi_{\text{НОМ}} - \frac{I_{xx}}{I_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}} \right). \quad (3.5)$$

Подставляя найденные значения Q_0 и Q_p в (3.2), получим выражение полной реактивной мощности асинхронного двигателя:

$$Q_{\text{Ад}} = \frac{P \cdot \text{tg} \varphi}{\eta} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \left(\frac{I_{xx}}{I_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}} + \beta^2 \left(\text{tg} \varphi_{\text{НОМ}} - \frac{I_{xx}}{I_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}} \right) \right), \quad (3.6)$$

где P , $\text{tg} \varphi$ и η соответствуют данной нагрузке двигателя.

Пример 3.1.

Определить реактивную мощность асинхронного двигателя для нагрузок 100 и 50%. Паспортные данные электродвигателя: $P_{\text{НОМ}} = 10$ кВт, $U_{\text{НОМ}} = 380$ В, $\cos \varphi = 0,89$ ($\text{tg} \varphi = 0,512$); $\eta_{\text{НОМ}} = 0,875$.

Решение.

Для номинальной нагрузки по (3.3):

$$Q_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \text{tg} \varphi_{\text{НОМ}} = \frac{10}{0,875} \cdot 0,512 = 5,85 \text{ кВАр}.$$

Номинальный ток электродвигателя:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \eta_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,875 \cdot 0,89} = 19,6 \text{ А}.$$

Измеряем ток холостого хода электродвигателя при расцепленной муфте: $I_{xx} = 5$ А.

Тогда реактивная мощность электродвигателя при $\beta = 0,5$ ($P = 5$ кВт) по (3.6) составит:

$$Q_{\text{Ад}} = \frac{P \cdot \text{tg} \varphi}{\eta} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \left(\frac{I_{xx}}{I_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}} + \beta^2 \left(\text{tg} \varphi_{\text{НОМ}} - \frac{I_{xx}}{I_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}} \right) \right) =$$

$$= \frac{5}{0,875} \left(\frac{5}{19,6 \cdot 0,89} + 0,5^2 \left(0,512 - \frac{5}{19,6 \cdot 0,89} \right) \right) = 3,9 \text{ кВАр}.$$

Реактивная мощность, потребляемая силовыми трансформаторами, расходуется на намагничивание магнитопровода Q_0 и на создание

полей рассеяния Q_p . Количественные показатели потребления реактивной мощности трансформаторами и асинхронными двигателями существенно различаются: мощность намагничивания трансформаторов $Q_0 = 2-5\%$ его номинальной мощности, а асинхронных двигателей – около 50% . Это связано с отсутствием воздушного зазора в магнитной цепи трансформатора.

Общее выражение реактивной мощности трехфазного трансформатора можно представить в виде:

$$\begin{aligned} Q_{\text{тр}} &= Q_0 + Q_p = Q_{xx} + 3 \cdot I^2 x_{\text{тр}} = \frac{i_{xx} \% \cdot S_{\text{ном}}}{100} + \frac{3 \cdot I^2 \cdot u_{\text{КЗ}} \% \cdot U^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \\ &= \frac{i_{xx} \% \cdot S_{\text{ном}}}{100} + \frac{u_{\text{КЗ}} \% \cdot S^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{i_{xx} \% \cdot S_{\text{ном}}^2 + u_{\text{КЗ}} \% \cdot S^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \\ &= \frac{S_{\text{ном}}}{100} \left(\frac{i_{xx} \% \cdot S_{\text{ном}}^2 + u_{\text{КЗ}} \% \cdot S^2}{S_{\text{ном}}^2} \right) = \frac{S_{\text{ном}}}{100} (i_{xx} \% + u_{\text{КЗ}} \% \cdot \beta^2), \end{aligned} \quad (3.7)$$

где $i_{xx} \%$ – ток холостого хода трансформатора, %; $u_{\text{КЗ}} \%$ – напряжение КЗ трансформатора, %; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатор; β – коэффициент загрузки.

Потребление реактивной мощности трансформаторами в несколько раз меньше, чем асинхронными двигателями, но суммарное потребление по системе в целом соизмеримо (см. табл. 3.1). Это обусловлено тем, что число трансформаций напряжения в системе достигает 3–4 и имеет тенденцию к росту до 5–6. Поэтому суммарная номинальная мощность трансформаторов во много раз больше, чем асинхронных двигателей.

Для уменьшения потерь реактивной мощности и энергии в трансформаторах на намагничивание рекомендуется отключать в резерв трансформаторы, загруженные меньше 40% их номинальной мощности, с переводом нагрузки на другой трансформатор. Если возможности перевода нагрузки нет, то рекомендуется замена трансформатора менее мощным. Повышение коэффициента загрузки трансформатора на $0,1$ приводит к улучшению $\cos\varphi$ на $0,04-0,05$.

Пример 3.2.

Определить реактивную мощность трансформатора ТМ–630/10, если согласно паспортным данным $i_{xx} = 2\%$, $u_{\text{КЗ}} = 5,5\%$.

Решение.

Реактивная мощность трансформатора при холостом ходе:

$$Q_0 = \frac{i_{xx} \% \cdot S_{\text{ном}}}{100} = \frac{2 \cdot 630}{100} = 12,6 \text{ кВАр.}$$

Реактивная мощность, зависящая от нагрузки (для номинальной нагрузки):

$$Q_p = \frac{u_{кз} \% \cdot S_{ном}}{100} \beta^2 = \frac{5,5 \cdot 630}{100} 1^2 = 34,65 \text{ кВАр.}$$

Суммарная реактивная мощность для номинальной нагрузки:

$$Q_{тр} = Q_0 + Q_p = 12,6 + 34,65 = 47,25 \text{ кВАр.}$$

Суммарная реактивная мощность для половинной загрузки составит:

$$Q_{тр} = \frac{S_{ном}}{100} (i_{xx} \% + u_{кз} \% \cdot \beta^2) = \frac{630}{100} (2 + 5,5 \cdot 0,5^2) = 21,26 \text{ кВАр.}$$

3.2. Потребление реактивной мощности электропечными и сварочными установками

Наиболее мощные электропечи для выплавки черных и цветных металлов и для электрокрекинга – это дуговые и рудно-термические печи. Они являются крупными потребителями реактивной мощности, которая необходима как для обеспечения самого процесса плавки, так и для покрытия потерь реактивной мощности в элементах печной установки.

На рис. 3.3а приведена электрическая схема дуговой электропечной установки. Дуговая трехфазная печь 1 подключается к сети через понижающий печной трансформатор 2, коммутационные аппараты 3 и линию 4. Соединение трансформатора с печью выполняется через короткую сеть 5, представляющую собой токопровод низкого напряжения с номинальным током до десятков килоампер. Для подключения измерительных приборов и автоматического регулятора мощности (АРМ) предусматриваются трансформаторы тока 6 и напряжения 7. Для управления режимом печи предусмотрены дроссели насыщения 8.

Потребление реактивной мощности печью дугового типа обусловлено необходимостью достаточно большого угла сдвига по фазе тока и напряжения в цепи питания печи. Если бы $\varphi = 0$ (рис. 3.3б), то дважды за один период переменного тока дуга прерывалась бы на Δt в моменты одновременного прохождения синусоид тока и напряжения через нуль и затем бы загоралась вновь. Это сопровождалось бы резким уменьшением температуры в межэлектродном пространстве, снижением производительности печи и качества металла. Для получения непрерывного горения дуги и повышения КПД печи последовательно включается индуктивность 8. Горение дуги в момент прохождения напряжения через нуль поддерживается за счет энергии, накопленной в индуктивности. Кривые u и i при $\cos\varphi > 0$ представлены на рис. 3.3в.

Индуктивность подбирается так, чтобы обеспечивался достаточный для непрерывного горения дуги угол φ сдвига по фазе тока и напряжения,

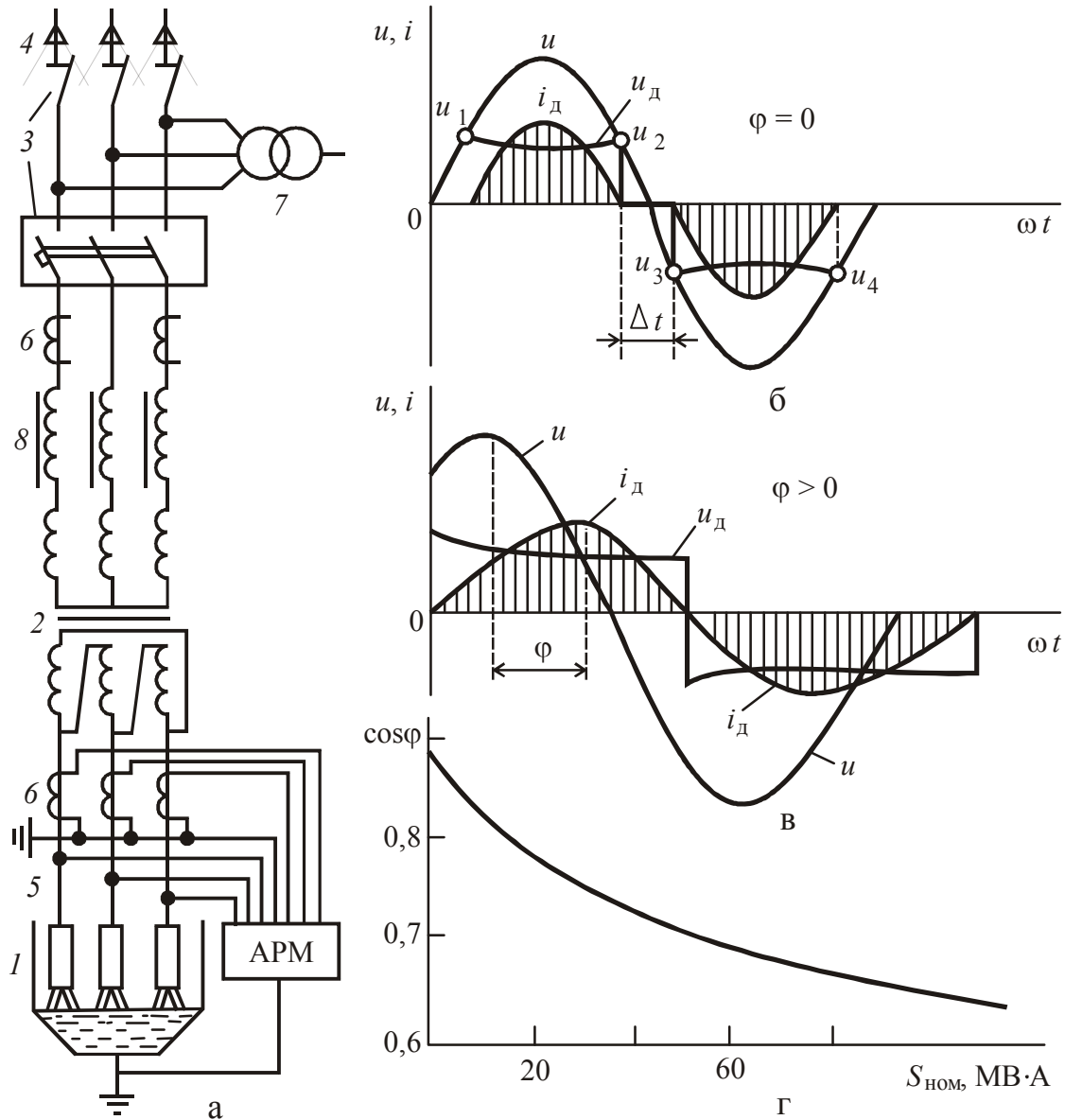


Рис. 3.3. Электрическая схема и характеристики дуговой электропечной установки

то есть выполнялось условие:

$$U_m \sin \varphi \geq U_d, \quad (3.8)$$

где U_d – минимально необходимое напряжение для горения дуги; U_m – амплитудное значение напряжения источника питания. Тогда

$$\varphi \geq \arcsin \frac{U_d}{U_m}. \quad (3.9)$$

Непрерывное горение дуги переменного тока обеспечивается при $\varphi \geq 32^\circ$, то есть при $\cos \varphi \leq 0,85$.

Реактивная мощность в дуговой электропечи необходима не только для заряда–разряда индуктивности при поддержании непрерывного горения дуги, но и для покрытия потерь в печном трансформаторе и в короткой сети, также обладающими индуктивностью. Поэтому минимально необходимое значение напряжения U_d и угла φ еще более возрастает, а $\cos\varphi$ снижается.

Электрическая нагрузка дуговой печи за технологический цикл регулируется изменением высоты электродов под действием АРМ (рис. 3.3а) в широких пределах. В режиме холостого хода дуги не горят ($I = 0$), в нормальном нагрузочном режиме $I = I_{\text{ном}}$ и в период расплавления (1% времени) ток составляет $2,5I_{\text{ном}}$ и более. С учетом того, что потери реактивной мощности в трансформаторе и линиях пропорциональны квадрату коэффициента загрузки $\beta^2 = (I / I_{\text{ном}})^2$, в период расплавления металла резко увеличивается потребление реактивной мощности электропечными дуговыми установками. По мере роста объема печи и мощности печных трансформаторов приходится увеличивать индуктивность, что приводит к снижению $\cos\varphi$ печного агрегата (рис. 3.3г).

Индукционный метод нагрева основан на использовании сильных магнитных полей для расплавления металлов индуцированными токами. Принципиальная схема однофазной печной установки индукционного типа повышенной частоты приведена на рис. 3.4. Индукционная печь 1 через рубильник 2, предохранители 3 и контактор 4 подключается к источнику питания – преобразователю частоты 5 (на схеме электромашинный преобразователь частоты). Для регулирования напряжения предусматривается автотрансформатор 6.

Индукционный нагрев токами промышленной частоты 50 Гц производится в канальных печах со стальным сердечником. Нагрев токами повышенной частоты 500–10⁴ Гц производится в тигельных печах без стального сердечника. Индукционные печи преимущественно однофаз-

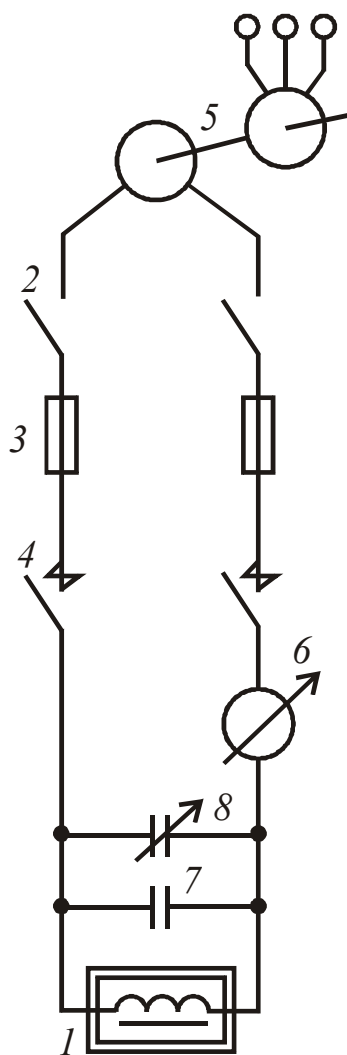


Рис. 3.4. Схема электропечной установки индукционного типа

ные, мощностью 250–6000 кВт – для плавки цветных металлов и до 1700 кВт – сталеплавильные печи.

Коэффициент мощности индукционных печей низок: от 0,1 до 0,4–0,66. Поэтому для компенсации потребляемой ими реактивной мощности и повышения $\cos\varphi$ до 0,95–1,0 устанавливаются индивидуальные конденсаторные батареи с нерегулируемой 7 и регулируемые 8 секциями (рис. 3.4). При этом мощность батареи превышает активную мощность установки иногда на порядок.

Характеристики электросварочных установок как потребителей реактивной мощности близки к характеристикам электропечных установок. Методы сварки – дуговой и контактный. Установки преимущественно однофазные, с резкопеременной нагрузкой и низким коэффициентом мощности: $\cos\varphi$ установок дуговой сварки 0,30–0,35, а контактной сварки 0,2–0,6. В тех случаях, когда сварочные установки с их резкопеременной нагрузкой при низком $\cos\varphi$ создают недопустимые колебания и несимметрию напряжений по всей сети, применяется сварка на постоянном токе, а ее питание осуществляется через преобразователи переменного тока в постоянный. Это снижает влияние режима работы сварочной сети на общую сеть промышленного предприятия.

Источники питания сварочных установок постоянного тока – тиристорные преобразователи, которые также потребляют реактивную мощность. Их реактивная нагрузка более стабильна, чем в сварочных установках переменного тока. Однако преобразователи являются генераторами высших гармоник тока и напряжения. Особенно высокий уровень высших гармоник получается при подключении сварочных преобразователей к сети 380–660 В, где мощность КЗ мала.

3.3. Потребление реактивной мощности преобразовательными агрегатами

Потребление реактивной мощности преобразовательными агрегатами с полупроводниковыми вентилями обусловлено двумя причинами: естественным коммутационным процессом и искусственной задержкой момента открытия вентиля в целях регулирования выпрямленного напряжения. Именно эти факторы создают сдвиг тока в цепях вентилей относительно напряжения и понижают $\cos\varphi$ в сетях, питающих выпрямители, повышают потребление реактивной мощности.

При работе трехфазного преобразовательного агрегата переход тока с фазы *A* на фазу *B* (рис. 3.5) происходит не в момент равенства напряжений $U_A = U_B$, а занимает некоторое время коммутации *t* и происходит с

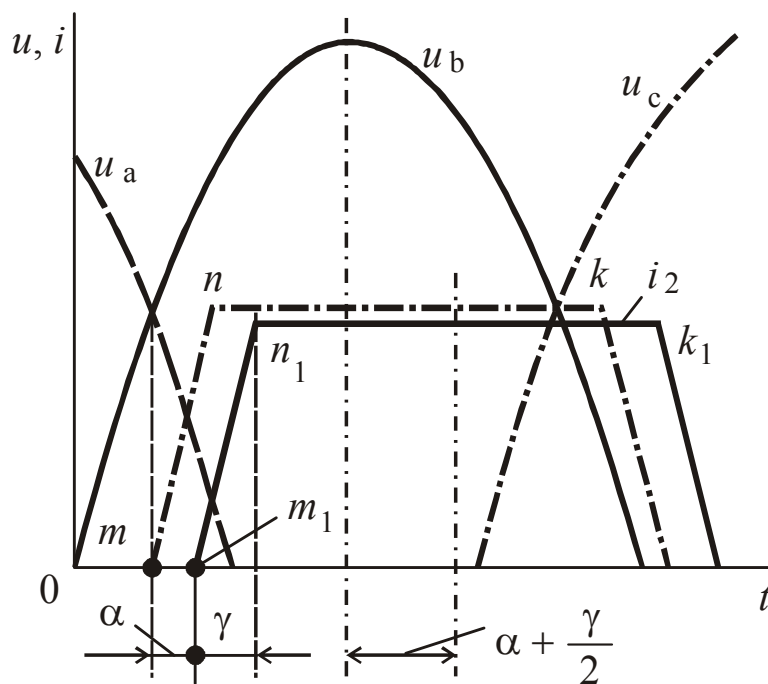


Рис. 3.5. Сдвиг по фазе тока и напряжения в вентильном преобразователе

запаздыванием на соответствующий этому времени t угол коммутации γ , в течение которого напряжение U_B превышает U_A на достаточное для перехода тока значение. На рис. 3.5 это учтено тем, что ток вентиля представлен в виде трапеции, наклон которой i_2 зависит от времени коммутации t и от угла коммутации γ .

Угол коммутации γ зависит от индуктивности цепи x_a . Связь между анодным током I_d и углом коммутации γ определяется по формуле:

$$I_d = \frac{\sqrt{2} \cdot U_2}{x_a} (1 - \cos\gamma), \quad (3.10)$$

где U_2 – действующее значение вторичного напряжения преобразовательного трансформатора.

На рис. 3.5 показаны синусоиды напряжения $u_2(t)$ в фазах А, В, С и тока вентиля $i_2(t)$. Ток имеет форму трапеции, а не треугольника, из-за угла коммутации $\gamma > 0$ тем большего, чем больше индуктивность x_a . Ток во включаемой фазе вентиля достигает своего максимального значения не мгновенно, а за время коммутации t , пропорциональное углу γ .

В управляемых вентилях искусственно создается задержка открытия вентиля для снижения выпрямленного напряжения. При этом возникает сдвиг анодного тока i_2 относительно кривой напряжения на время, измеряемое углом α . Угол сдвига по фазе тока i_2 (то есть середины импульса этого тока – см. рис. 3.5) относительно амплитуды напряжения U_2 равен:

$$\varphi_2 = \alpha + \frac{1}{2}\gamma. \quad (3.11)$$

Соотношение для анодного тока примет вид:

$$I_d = \frac{\sqrt{2} \cdot U_2}{x_a} (\cos \alpha - \cos(\alpha + \gamma)). \quad (3.12)$$

Приблизительно на такой же угол φ сдвинут в сторону отставания от напряжения $u_1(t)$ и первичный ток $i_1(t)$ преобразовательного трансформатора, чем и определяется реактивная нагрузка сети от преобразовательного агрегата. Коэффициент мощности λ преобразовательного агрегата с учетом несинусоидальности первичного тока определяется по соотношению:

$$\lambda = v \cdot \cos \varphi, \quad (3.13)$$

где v – коэффициент искажения первичного тока i_1 по сравнению с синусоидальной формой первой гармоники этого тока i_{11} :

$$v = \frac{i_{11}}{i_1}. \quad (3.14)$$

Для шестифазного режима выпрямления при учете только гармоник канонического ряда $v = 0,955$, а для двенадцатифазных схем $v = 0,988$. В выражении (3.13) $\cos \varphi$ – коэффициент сдвига тока i_1 относительно напряжения u_1 – можно представить:

$$\cos \varphi = \frac{P_1}{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}} \approx \cos\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right), \quad (3.15)$$

где P_1 и Q_1 – активная и реактивная мощность на первичной стороне преобразователя.

Реактивная мощность, потребляемая преобразовательным агрегатом, складывается из потерь в преобразовательном трансформаторе $Q_{\text{тр}}$ и из расхода на коммутацию и регулирование напряжения в выпрямителе $Q_{\text{вып}}$:

$$Q_{\text{пр. агр}} = Q_{\text{тр}} + Q_{\text{вып}} = S_{\text{ном. тр}} \left(\frac{i_{\text{хх}} \%}{100} + \frac{u_{\text{кз}} \%}{100} \right) + P_{\text{вып}} \cdot \text{tg}\left(\alpha + \frac{\gamma}{2}\right), \quad (3.16)$$

где $S_{\text{ном. тр}}$, $i_{\text{хх}}$, $u_{\text{кз}}$ – паспортные значения мощности, тока холостого хода и напряжения КЗ преобразовательного трансформатора; $P_{\text{вып}}$ – номинальная мощность выпрямителя.

На рис. 3.6а показано изменение $\cos \varphi$ в зависимости от углов α и γ , на рис. 3.6б приведены экспериментально полученные зависимости реактивной мощности, потребляемой преобразовательным агрегатом из сети, от его активной нагрузки при разных углах коммутации.

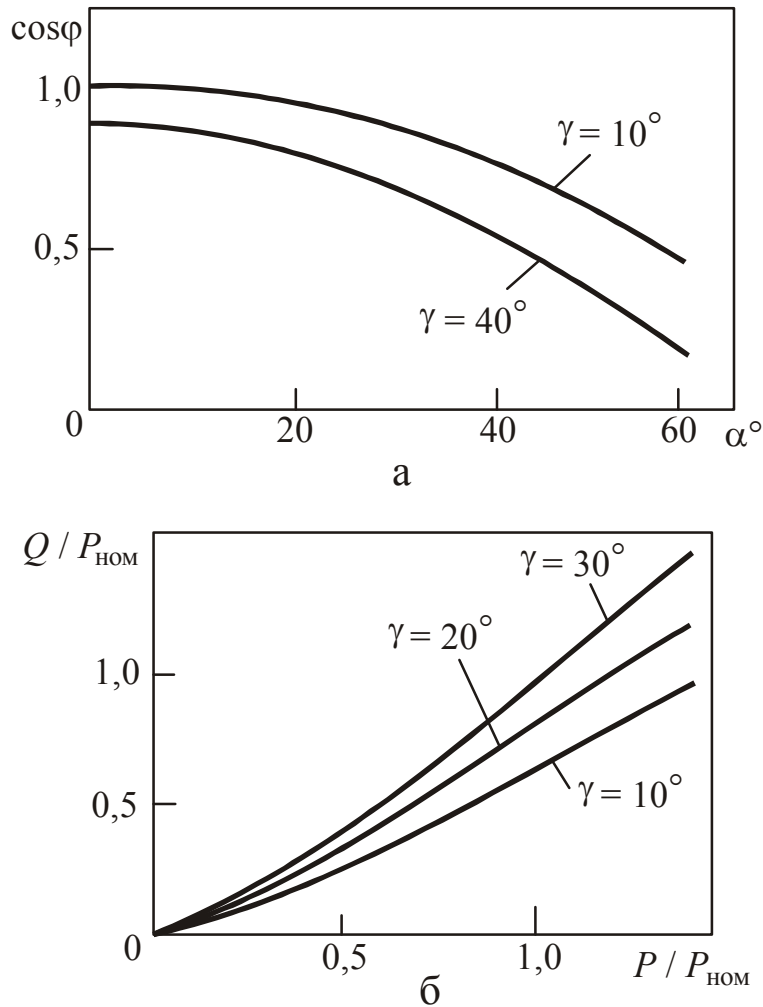


Рис. 3.6. Характеристика реактивной нагрузки преобразовательного агрегата: а – зависимость коэффициента мощности от углов регулирования и коммутации; б – зависимость реактивной мощности от активной нагрузки при разных углах коммутации

Таким образом, преобразовательные агрегаты являются крупными потребителями реактивной мощности. Режим ее потребления имеет особенности, связанные с нелинейностью и нестабильностью параметров нагрузки. Эффективный способ компенсации их реактивной мощности – создание компенсационного преобразовательного агрегата с искусственной коммутацией, который генерирует реактивную мощность.

Принципиальная схема такого преобразователя показана на рис. 3.7. В отличие от обычного преобразовательного агрегата в данной схеме включена между фазами трехфазная группа конденсаторов (C_{ab} , C_{bc} , C_{ca}), которая создает опережающий сдвиг по фазе тока относительно вектора напряжения. В обычной трехфазной схеме преобразования переход тока с одной фазы на другую происходит в момент, когда сравниваются

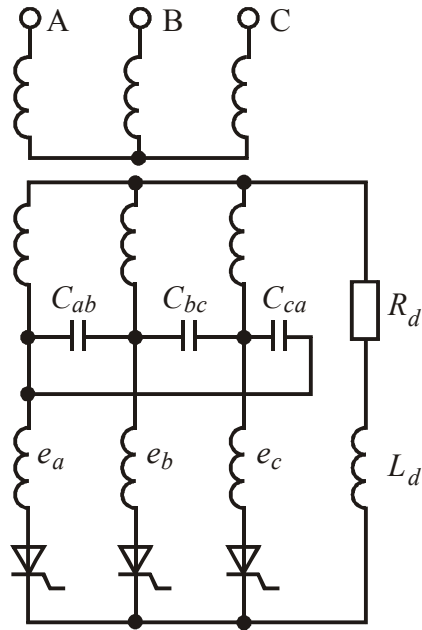


Рис. 3.7. Принципиальная схема компенсационного преобразовательного агрегата

напряжения этих фаз: $U_A = U_B$. В компенсационном преобразователе благодаря действию конденсатора коммутация происходит раньше, в момент когда $U_A = U_B + U_{ab \text{ емк}}$, где $U_{ab \text{ емк}}$ – напряжение на конденсаторе C_{ab} .

Регулируя емкость конденсатора, можно изменять $U_{ab \text{ емк}}$ и этим добиться компенсации тока при меньшем значении напряжения U_B и при меньшем угле коммутации γ . Ток фазы будет опережать напряжение, и преобразователь будет генерировать реактивную мощность в сеть, причем генерируемая компенсационным преобразователем реактивная мощность будет превышать ту мощность, которую будут выдавать в сеть конденсаторы C_{ab} , C_{bc} , C_{ca} , если их включить как батарею поперечной компенсации.

3.4. Осветительные электроустановки с газоразрядными лампами

Люминесцентное освещение относится к мелким потребителям реактивной мощности. Оно нашло широкое применение для освещения промышленных помещений, улиц, площадей. Действие люминесцентных ламп основано на электрическом разряде в разряженном газовом пространстве с парами ртути. В результате разряда формируется ультрафиолетовое излучение, которое, воздействуя на люминофор колбы, вызывает его интенсивное видимое свечение.

Электрический разряд в газе – процесс неустойчивый, и даже при небольших колебаниях напряжения он либо прерывается, либо переходит в лавинообразный процесс, приводящий к износу колбы. Для стабилизации тока разряда последовательно с газоразрядной трубкой включают ограничивающее балластное сопротивление. В качестве балластного сопротивления используется дроссель (катушка индуктивности на стальном сердечнике). Он же служит и для создания зажигающего импульса за счет ЭДС самоиндукции. Кроме того, последовательное включение дросселя уменьшает паузы тока и, следовательно, пульсацию светового потока. Наличие дросселя вызывает потребление реактивной мощности, значение которой определяется параметрами дросселя и лежит в пределах $\operatorname{tg}\varphi = 1,3-1,7$ ($\cos\varphi = 0,5-0,6$).

Активные потери в дросселе (в обмотке и стали) составляют примерно 25% мощности лампы.

Пример 3.3.

Оценить потребляемую реактивную мощность люминесцентной лампы номинальной мощностью 40 Вт, включенную последовательно с дросселем.

Решение.

Потребляемая реактивная мощность составляет:

$$Q = (P_{\text{ном}} + 0,25P_{\text{ном}}) \cdot \operatorname{tg}\varphi = (40 + 0,25 \cdot 40) \cdot (1,3 \div 1,7) = 65 \div 85 \text{ ВАр.}$$

Относительно большое потребление реактивной мощности должно быть компенсировано. Поэтому люминесцентная лампа включается совместно с пускорегулирующим аппаратом, в котором предусматриваются средства компенсации путем включения конденсатора.

Реже в качестве балластного сопротивления применяют конденсаторы, выгодные с точки зрения потребления реактивной мощности. Пускорегулирующая аппаратура для газоразрядных ламп с конденсаторами в качестве балластного сопротивления недолговечна, так как конденсаторы имеют меньший срок службы, чем дроссель.

Встроенные в пускорегулирующую аппаратуру конденсаторы для индивидуальной компенсации реактивной мощности повышают $\cos\varphi$ до 0,92–0,95.

В промышленных осветительных электроустановках с газоразрядными лампами применяется групповая компенсация реактивной мощности. Для ламп ДРЛ мощность групповых конденсаторных батарей выбирается из расчета 1,1 кВАр на 1 кВт установленной мощности, для люминесцентных ламп 1,2–1,3 кВАр на 1 кВт с расчетом увеличения $\cos\varphi$ до 0,95.

3.5. Линии электропередачи и токоограничивающие реакторы

Вокруг проводника, по которому течет ток, возникает магнитное поле и, следовательно, потребляется реактивная мощность. Прямой и обратный провода линии электропередачи можно рассматривать как «сплюснутый» виток катушки, вследствие чего между проводами существует магнитное поле, изображенное на рис. 3.8. При увеличении расстояния между проводами индуктивность линии возрастает. Поэтому для ее уменьшения провода прокладывают по возможности ближе друг к другу.

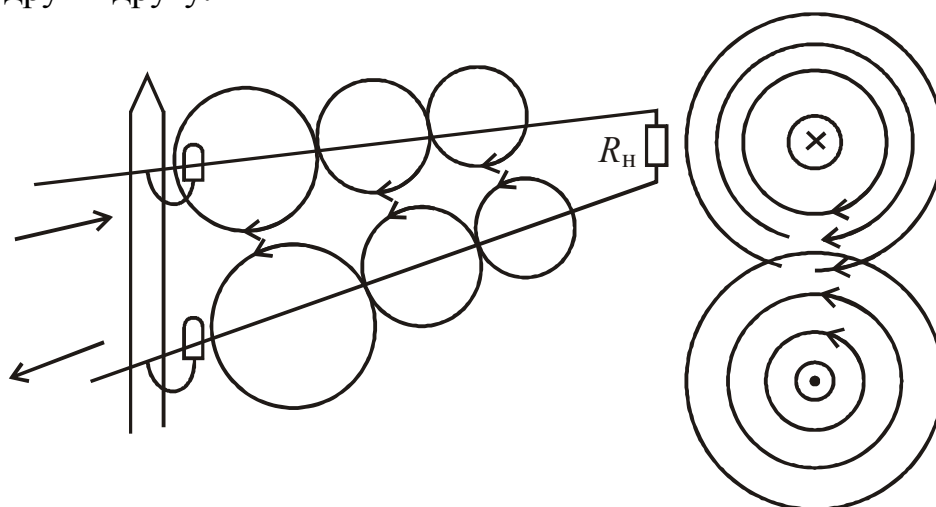


Рис. 3.8. Магнитное поле прямого и обратного провода воздушной линии электропередачи

Реактивная мощность, потребляемая воздушной трехфазной линией среднего напряжения, может быть определена по формуле, кВАр/км:

$$Q_{\text{л}} = 3 \cdot I^2 \frac{\omega L}{1000} = \left(\frac{P}{U \cdot \cos \varphi} \right)^2 x_L \cdot 10^{-3}, \quad (3.17)$$

где P , U и $\cos \varphi$ – параметры передаваемой по линии нагрузки; L и x_L – индуктивность и реактивное сопротивление линии.

Индуктивность трехфазной воздушной линии на 1 км длины рассчитывается, Гн/км:

$$L = \left(4,61 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r} + 0,5 \right) \cdot 10^{-4}, \quad (3.18)$$

где $D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{\text{AB}} \cdot D_{\text{BC}} \cdot D_{\text{CA}}}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами, см; D_{AB} , D_{BC} , D_{CA} – расстояние между проводами, см; r – радиус провода, см.

Методика расчета индуктивности кабельных линий электропередачи дана в [2].

Для воздушных линий 6–35 кВ индуктивное сопротивление на 1 км лежит в пределах 0,37–0,40 Ом [4].

Для оценочных расчетов потребляемой воздушной линией реактивной мощности можно пользоваться формулой, кВАр/км:

$$Q_{\text{л}} \approx 0,0012 \cdot I^2, \quad (3.19)$$

где I – ток нагрузки в линии.

Для протяженных и слабо загруженных воздушных и кабельных линий превалирует емкостная составляющая реактивного сопротивления, вследствие чего такие линии рассматриваются как источники отрицательной реактивной мощности (см. раздел 2.10).

Токоограничивающие реакторы также являются потребителями реактивной мощности. Зная их индуктивность, реактивную мощность можно определить по той же формуле, что и для линии (3.17).

На долю различных линий электропередачи, реакторов, индукционных аппаратов приходится до 10% потребляемой реактивной энергии в системах электроснабжения.

3.6. Факторы, влияющие на коэффициент мощности систем электроснабжения

При проектировании машин переменного тока большое внимание уделяется вопросу достижения высокого коэффициента мощности, последний колеблется в пределах 0,80–0,93.

Основное влияние на низкое значение коэффициента мощности систем электроснабжения оказывает ненормальный режим эксплуатации электродвигателей и трансформаторов: в отдельных случаях они работают при $\cos\varphi$ значительно ниже номинального.

Факторы, влияющие на значение коэффициента мощности систем электроснабжения, условно можно разделить на:

- эксплуатационные;
- определяемые техническим состоянием и качеством ремонта оборудования;
- конструктивные.

3.6.1. Эксплуатационные факторы

Влияние асинхронных двигателей на $\cos\phi$. Наличие воздушного зазора, увеличивающего магнитное сопротивление магнитопровода в двигателях, является главной причиной относительно большого потребления ими реактивной мощности и отставание по фазе статорного тока от напряжения сети. Режим работы асинхронных двигателей отражается на их коэффициенте мощности.

Холостой ход. В процессе эксплуатации электродвигатели могут оставаться включенными в промежутки времени, когда никакой производственной операции приводимые ими механизмы не совершают, то есть работают на холостом ходу. Поскольку активные потери в статоре и роторе при холостом ходе незначительны, то ток холостого хода асинхронных двигателей определяется, главным образом, его составляющей, которая идет на намагничивание машины (поля рассеяния при холостом ходе незначительны). Так как в магнитную цепь входит воздушный зазор, что в значительной мере увеличивает магнитное сопротивление цепи, то ток холостого хода имеет относительно большое значение. Для различных типов двигателей он будет зависеть от числа полюсов и мощности. Для двигателей малой мощности I_{xx} составляет 35–80%, а для двигателей средней и большой мощности 20–35% от номинального значения. Реактивная мощность холостого хода у асинхронных двигателей составляет 60–70% полной реактивной мощности.

Угол сдвига фаз между током и напряжением при холостом ходе двигателя близок к 90° , следовательно, $\cos\phi$ крайне низок и не превышает 0,10–0,15.

Таким образом, при работе двигателя вхолостую между ним и источником питания будет колебаться энергия, которая никакой полезной работы совершать не будет, а коэффициент мощности системы электропитания будет понижен.

Недогрузка электродвигателей. Реактивная мощность, потребляемая загруженным двигателем из сети, определяется реактивной мощностью намагничивания и реактивной мощностью рассеяния (см. выражение (3.1)). Мощность намагничивания обусловлена главным магнитным полем двигателя и при изменении нагрузки в пределах от холостого хода до номинального значения изменяется незначительно.

Реактивная мощность рассеяния, определяемая величиной приведенного тока ротора, зависит от реактивных сопротивлений рассеяния обмоток статора и ротора.

При отклонении нагрузки от номинального значения будет изменяться ток ротора, скольжение, ток статора, а соответственно и коэффициент мощности. Уменьшение роторного тока при изменении нагрузки

происходит пропорционально снижению нагрузки. На величину статорного тока при недогрузках будет основное влияние оказывать величина тока холостого хода двигателя.

На рис. 3.9 приведены кривые тока статора асинхронного двигателя в зависимости от нагрузки для различных значений тока холостого хода. Чем больше недогрузка двигателя до номинального значения, тем в большей степени сказывается величина I_{xx} на потребляемый из сети ток. Так, например, при токе холостого хода в 30% от номинального тока двигателя и при нагрузке 50% асинхронный двигатель потребляет из сети 55% номинального значения тока, причем с преобладанием намагничивающей составляющей. Следовательно, при недогрузке двигателя величина тока холостого хода изменится незначительно, а нагрузочная составляющая статорного тока резко уменьшится, что приведет к снижению коэффициента мощности. Незначительное уменьшение реактивной мощности происходит за счет более резкого снижения реактивной мощности рассеяния, которая изменяется примерно пропорционально квадрату коэффициента загрузки двигателя при постоянном напряжении и частоте.

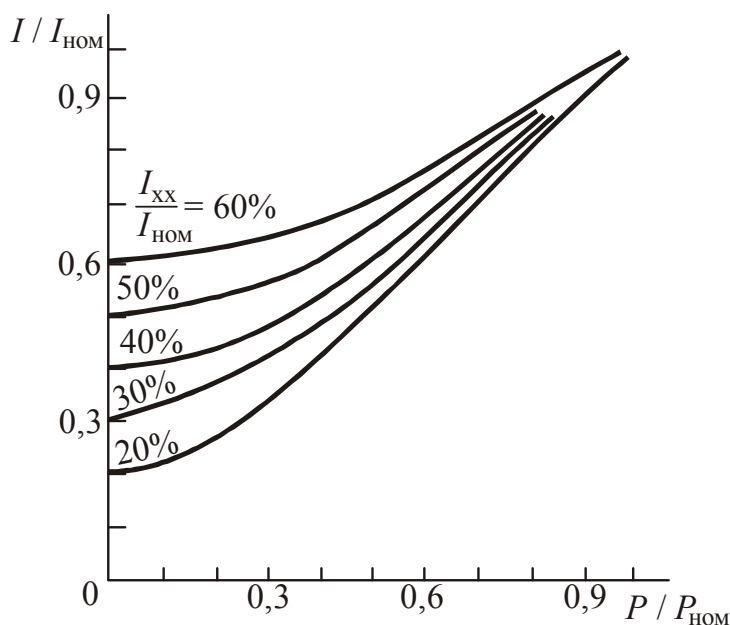


Рис. 3.9. Изменение статорного тока асинхронных двигателей от нагрузки для разных значений тока холостого хода

На рис. 3.10 показано влияние нагрузки и тока холостого хода на коэффициент мощности электродвигателя. Чем больше ток холостого хода, тем при прочих равных условиях в случае снижения нагрузки двигателя резче падение коэффициента мощности. При работе электродвигателей с недогрузкой 15–20% до номинального значения и высоких значениях номинального $\cos\varphi$ потребление реактивной мощности увеличится

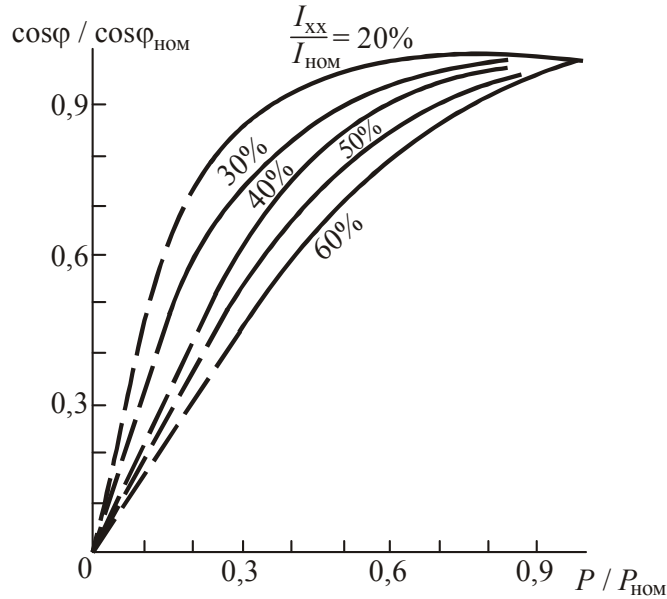


Рис. 3.10. Изменение $\cos\varphi$ электродвигателя в зависимости от нагрузки

не значительно и на снижении коэффициента мощности системы электроснабжения отразится несущественно.

Однако на практике эксплуатация электродвигателей производится с более значительной недогрузкой. Особенно большое влияние на $\cos\varphi$ системы электроснабжения оказывает недогрузка электродвигателей малой мощности, у которых номинальный коэффициент мощности невысок, а при недогрузке значительно снижается (рис. 3.11). На рис. 3.12 приведена номограмма расчета отклонения коэффициента мощности незагруженного асинхронного двигателя от номинального значения по измеренному статорному току.

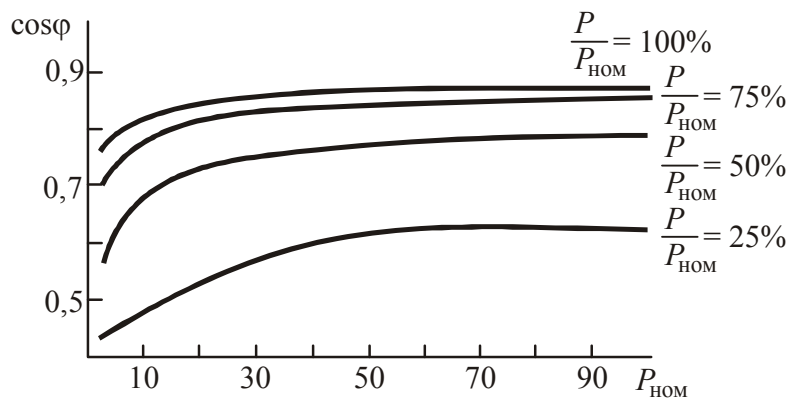


Рис. 3.11. Влияние загрузки и номинальной мощности электродвигателей на коэффициент мощности

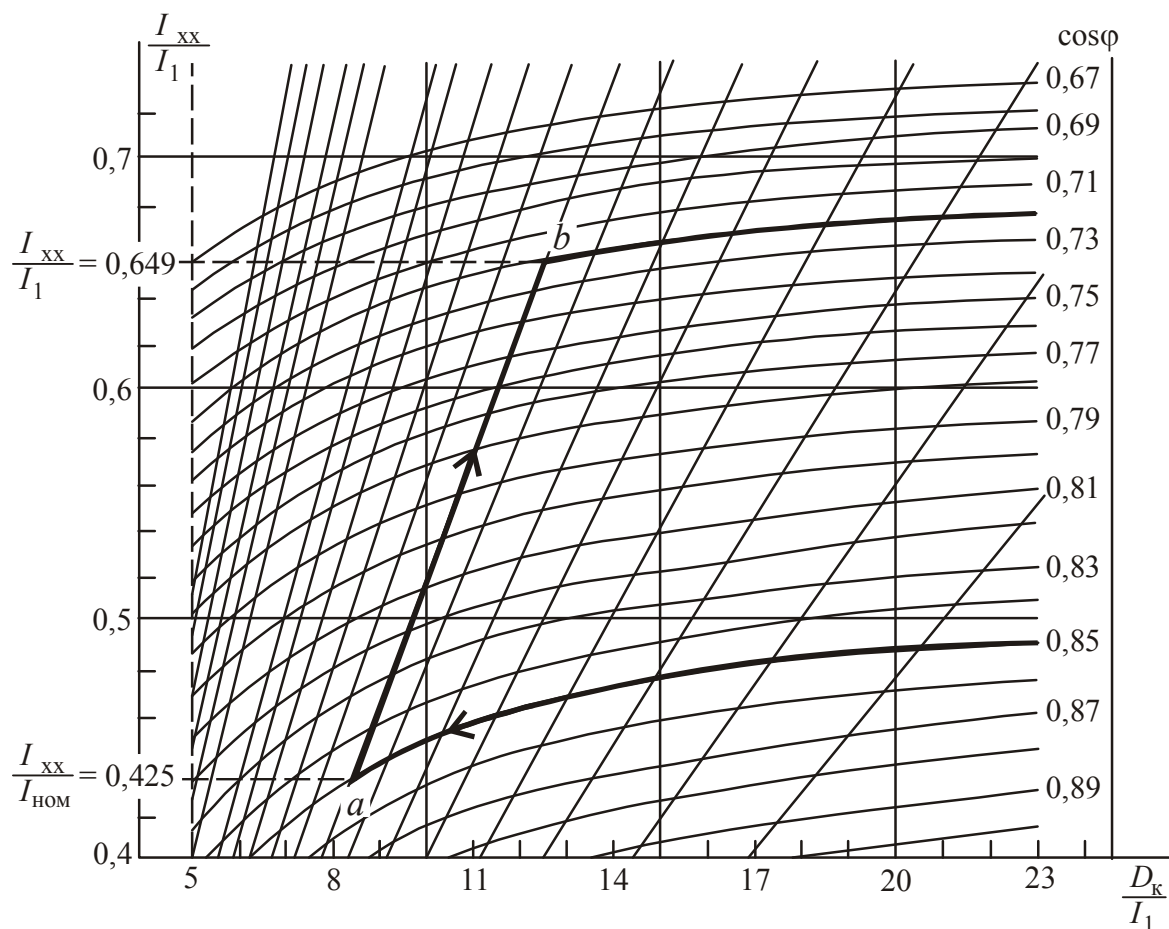


Рис. 3.12. Номограмма для определения коэффициента мощности асинхронного двигателя по величине статорного тока

Данная упрощенная номограмма асинхронного двигателя $\cos\varphi = f(I_1)$ выражает связь $I_{xx} / I_{ном}$ для ряда фиксированных значений коэффициента мощности $\cos\varphi$, где I_{xx} – ток холостого хода, I_1 – ток статора, изменяющийся при работе асинхронного двигателя в пределах $I_{xx} \leq I_1 \leq I_{ном}$, φ – угол сдвига фаз между током статора и напряжением.

Номограмма по паспортным данным ($\cos\varphi_0$ и $I_{ном}$) и току холостого хода асинхронного двигателя позволяет определить его коэффициент мощности $\cos\varphi_1$ при измеренном токе статора I_1 , отличном от номинального. Для измерения тока статора без отключения самого двигателя используются токоизмерительные клещи.

Определим $\cos\varphi_1$ для незагруженного асинхронного двигателя, для которого $I_{ном} = 4,0$ А, $\cos\varphi_{ном} = 0,85$, а замеренный ток $I_1 = 2,6$ А. По отношению $I_{xx} / I_{ном} = 0,425$ А и $\cos\varphi_{ном} = 0,85$ определяем по номограмме исходную точку *a*. Затем по вспомогательному лучу, проведенному из начала координат через точку *a*, поднимаемся до точки с ординатой, определяемой отношением I_{xx} / I_1 (точка *b*). Соответствующая кривая номограммы указывает на фактическое значение коэффициента мощности: $\cos\varphi_1 = 0,72$.

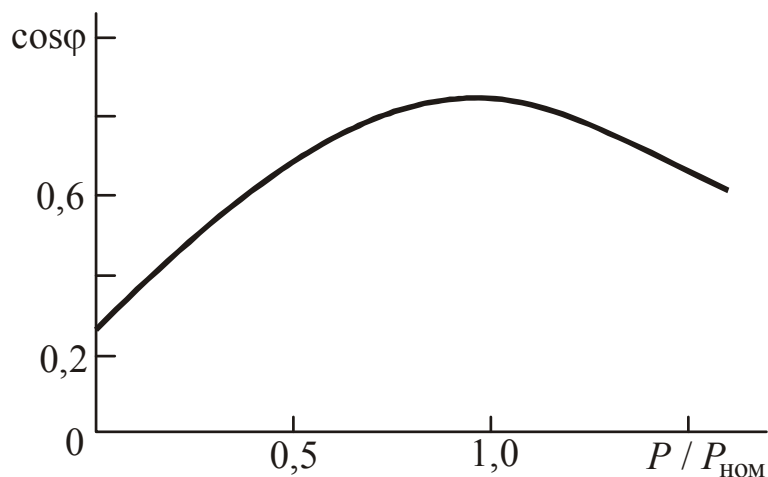


Рис. 3.13. Зависимость $\cos\varphi$ асинхронного двигателя от нагрузки

Перегрузка электродвигателей. На рис. 3.13 показана зависимость коэффициента мощности от нагрузки. Коэффициент мощности двигателя, характеризующий относительное потребление реактивной мощности, достигает максимального значения при нагрузке, несколько меньшей номинальной. При дальнейшем ее увеличении $\cos\varphi$ уменьшается, так как растут магнитные потоки рассеяния и потребление реактивной мощности увеличивается.

Повышенным уровнем реактивной мощности характеризуется также работа асинхронных двигателей при тяжелых условиях пуска.

Влияние трансформаторов на $\cos\varphi$. Трансформаторы являются промежуточным элементом при передаче электроэнергии от источников к электроприемникам. Как правило, система электроснабжения предприятия имеет несколько трансформаторных подстанций и поэтому режимы их работы будут существенно отражаться на коэффициенте мощности.

В отличие от асинхронного двигателя, где воздушный зазор является неизбежным конструктивным элементом, в трансформаторах воздушные зазоры доводятся до минимальной величины. Поэтому магнитное сопротивление в трансформаторе значительно меньше, чем в асинхронном двигателе, а следовательно, меньше и потребляемая им реактивная мощность. Однако необходимость большого числа трансформаций электроэнергии приводит к тому, что трансформаторы даже при номинальных режимах работы ухудшают коэффициент мощности энергосистемы и системы электроснабжения предприятия.

Сдвиг фаз на первичной стороне трансформатора определяется сдвигом фаз во вторичной цепи трансформатора (то есть условиями нагрузки) и тем добавочным сдвигом фаз, который обусловлен мощно-

стью холостого хода. Эта мощность является геометрической суммой активной мощности, затрачиваемой на покрытие потерь в меди и железе трансформатора при холостом ходе, и реактивной (намагничивающей) мощности. Последняя значительно больше активной мощности, поэтому при холостом ходе трансформатора угол сдвига фаз близок к 90° , а коэффициент мощности не превышает $0,1-0,2$.

По мере загрузки трансформатора реактивная мощность вследствие появления полей рассеивания незначительно увеличивается. Так при холостом ходе трансформатора реактивная мощность составляет $10-15\%$, а при полной нагрузке изменяется в пределах $12-20\%$ от номинальной мощности. Из всей потребляемой трансформатором реактивной мощности 80% приходится на холостой ход.

На рис. 3.14 приведено изменение коэффициента мощности первичной стороны трансформатора в зависимости от его загрузки при постоянном коэффициенте мощности у потребителя и в случае его изменения. Существенное снижение $\cos\varphi_1$ будет наблюдаться в случае одновременного снижения коэффициента мощности потребителя и нагрузки.

Приведенные на рис. 3.14 кривые независимо от $\cos\varphi_2$ имеют две зоны: одна – при нагрузке меньше 60% , где повышение загрузки трансформатора приводит к существенному улучшению коэффициента мощности на первичной стороне, вторая – при нагрузке больше 60% , где $\cos\varphi_1$ с ростом загрузки изменяется незначительно.

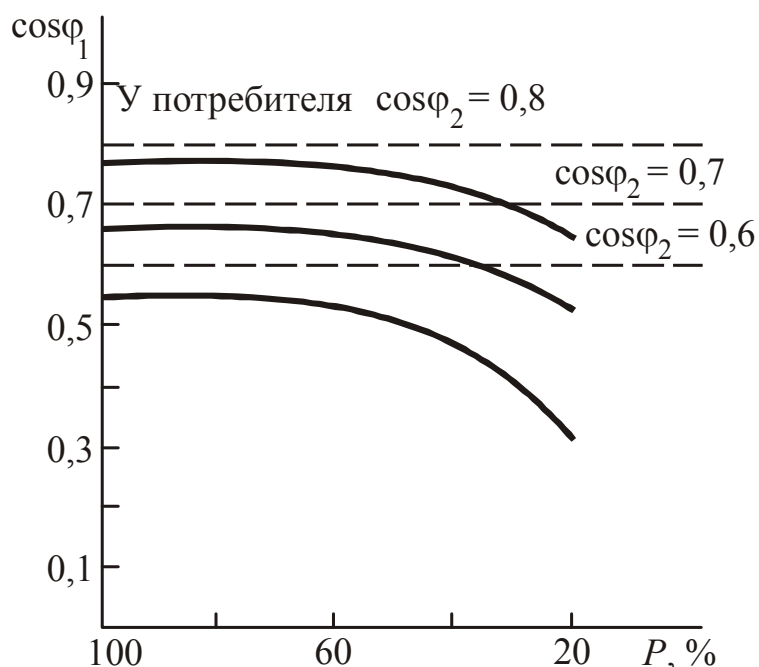


Рис. 3.14. Изменение коэффициента мощности первичной стороны трансформатора в зависимости от его загрузки

Таким образом, на существенное изменение коэффициента мощности системы электроснабжения предприятия будет оказывать влияние работа трансформаторов с загрузкой до 60% от их номинальной мощности.

Влияние на $\cos\varphi$ напряжения и частоты. При эксплуатации электроустановок из-за невыполнения баланса мощностей могут наблюдаться отклонения напряжения и частоты. Потребление реактивной мощности холостого хода асинхронными двигателями с частотой и напряжением связано соотношением:

$$Q_0 = C \frac{U^2}{\mu} f \cdot V, \quad (3.20)$$

где C – коэффициент, зависящий от числа пар полюсов, частоты f , конструкции обмоток двигателя; U – напряжение сети; μ – магнитная проницаемость магнитопровода; V – объем магнитопровода.

Из этого соотношения следует:

- реактивная мощность зависит от квадрата напряжения сети;
- реактивная мощность зависит от частоты: у двигателей повышенной частоты потребления реактивной мощности возрастает;
- реактивная мощность зависит от объема магнитопровода: это объясняет рост потребления Q_0 при уменьшении номинальных оборотов двигателя (у тихоходных двигателей при сохранении мощности объем магнитопровода больше).

Влияние изменения напряжения. При увеличении напряжения увеличивается магнитный поток, создающий электродвижущую силу E_1 , уравновешивающую почти полностью увеличенное напряжение сети U_1 . Увеличение магнитного потока связано с увеличением намагничивающего тока (рис. 3.15), что влечет за собой увеличение реактивной составляющей мощности, потребляемой двигателем при холостом ходе. При насыщении магнитопровода намагничивающий ток увеличивается не пропорционально напряжению, а в большей степени. При этом реактивная мощность рассеяния увеличивается пропорционально напряжению (поток рассеяния замыкается в основном по воздуху).

При постоянном моменте сопротивления, вращающий момент двигателя, зависящий от квадрата напряжения, при колебаниях его будет изменяться, а следовательно, изменится и скольжение. Причем скольжение при постоянной нагрузке изменится обратно пропорционально квадрату напряжения (рис. 3.16).

С изменением скольжения будет изменяться обратно пропорционально приложенному напряжению и ток ротора (рис. 3.17). Численное значение статорного тока равно геометрической сумме тока холостого

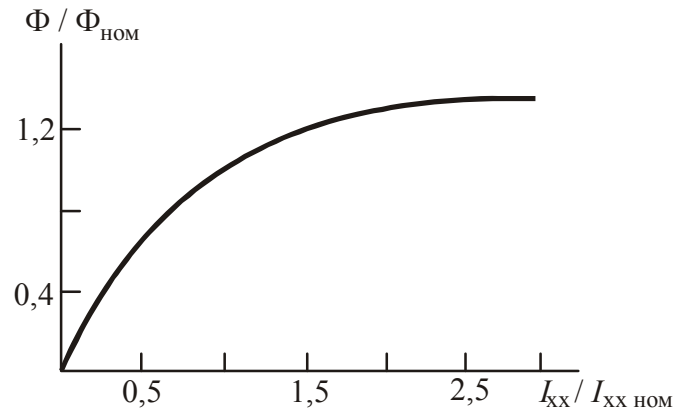


Рис. 3.15. Взаимосвязь между током холостого хода и магнитным потоком

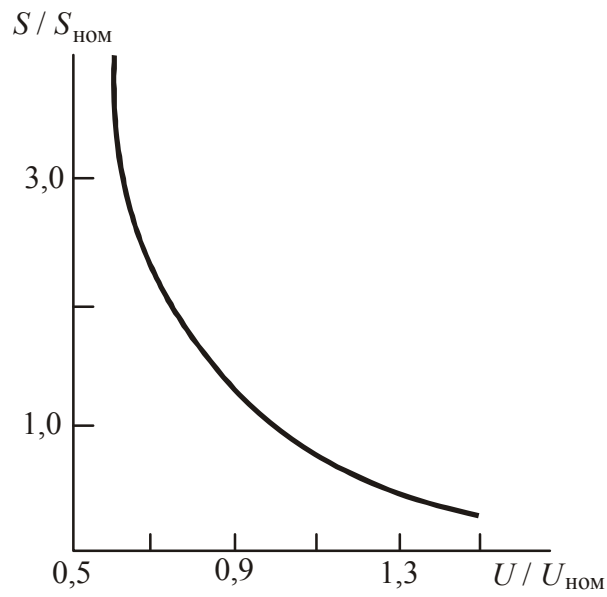


Рис. 3.16. Зависимость скольжения от напряжения

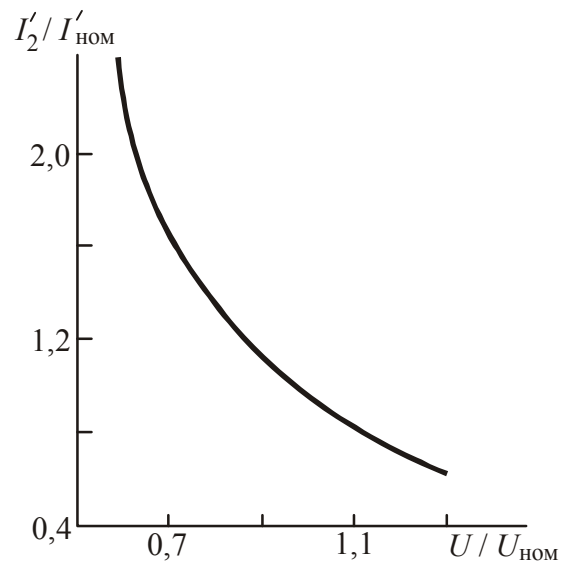


Рис. 3.17. Зависимость роторного тока от напряжения

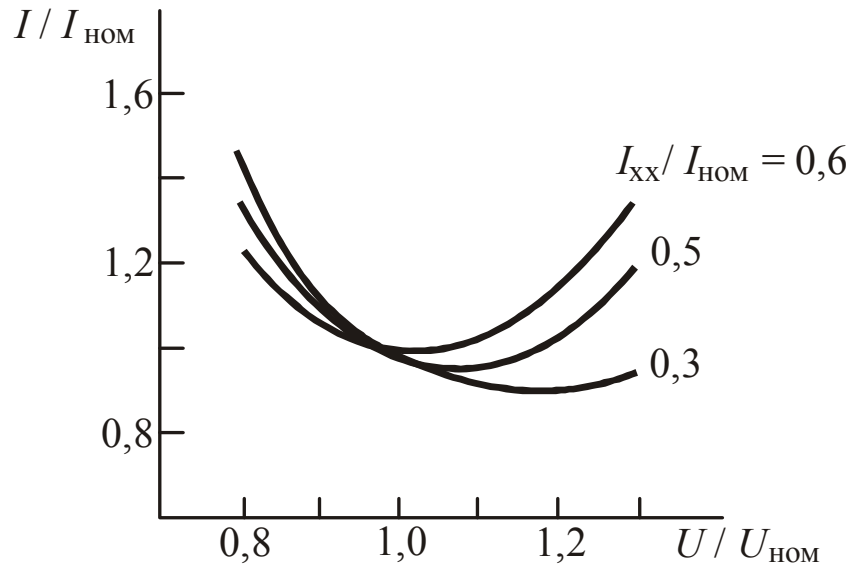


Рис. 3.18. Изменение статорного тока в зависимости от напряжения

хода и приведенного тока ротора. При повышении напряжения статорный ток может возрасти, а может и уменьшиться, это зависит от кратности приложенного напряжения и относительного значения тока холостого хода (рис. 3.18). Такое поведение связано с тем, что в первый момент рост напряжения вызывает пропорциональный рост намагничивающей составляющей холостого хода, а затем по мере насыщения стали рост тока значительно увеличивается. Поэтому при увеличении напряжения до $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$ падение статорного тока происходит за счет уменьшения роторного, а затем при дальнейшем повышении напряжения (сверх $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$) рост намагничивающей составляющей отражает падение нагрузочного тока, и статорный ток резко возрастает. Следовательно, изменение напряжения приводит и к изменению потребляемой двигателем реактивной мощности. Это изменение зависит от соотношения реактивной мощности намагничивания и реактивной мощности рассеяния.

На рис. 3.19 показано влияние напряжения на значение коэффициента мощности в зависимости от загрузки электродвигателя. Резкое снижение $\cos\varphi$ характерно для электродвигателей с малым коэффициентом загрузки.

При снижении напряжения уменьшаются магнитный поток и намагничивающий ток. Если при этом нагрузка на валу не уменьшится, то возрастут активные составляющие токов статора и ротора (так как эти токи возрастут), вследствие чего возрастает составляющая реактивной мощности, определяемая потоками рассеяния. Общая реактивная мощность двигателя в зависимости от соотношения Q_0 и Q_p несколько уменьшается. Следовательно, при снижении напряжения $\cos\varphi$ возрастает

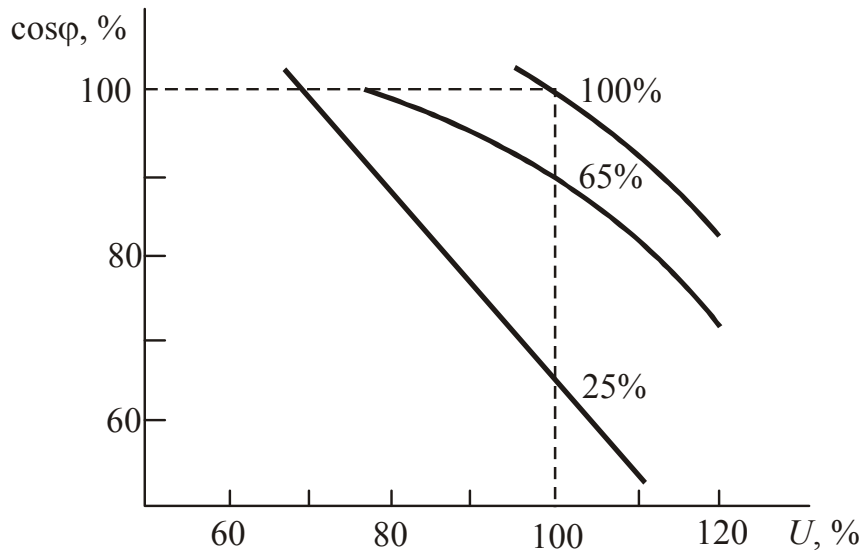


Рис. 3.19. Влияние напряжения сети на коэффициент мощности электродвигателей при разной их загрузке

(рис. 3.19), однако снижение напряжения приводит к уменьшению момента двигателя (пускового, опрокидывающего, номинального), повышает потребление активного тока, вследствие чего начинает перегреваться обмотка двигателя. Поэтому снижение напряжения в целях повышения $\cos\varphi$ наиболее эффективно при недогрузках двигателя в пределах до 50%.

Изменение частоты. Уменьшение частоты питающего напряжения вызовет увеличение магнитного потока в двигателе и увеличение вращающего момента. Так как момент сопротивления остается постоянным, скольжение уменьшится, чтобы сохранить равенство между вращающим моментом двигателя и моментом сопротивления. Вследствие увеличения магнитного потока возрастает ток холостого хода. Ток ротора изменится пропорционально частоте, а ток статора при небольших значениях I_{xx} будет вначале уменьшаться, а затем увеличиваться, при больших значениях I_{xx} – все время возрастать (рис. 3.20).

Таким образом, при уменьшении частоты основную роль играет намагничивающая составляющая статорного тока, которая резко возрастает, вызывая тем самым рост потребляемой двигателем реактивной мощности. Реактивная мощность намагничивания при изменении частоты из-за влияния насыщения изменяется не обратно пропорционально частоте, а по более резкому закону (рис. 3.21).

Таким образом, при понижении частоты подводимого к двигателю тока его коэффициент мощности снижается.

Уменьшения потребляемой асинхронным двигателем мощности можно достичь путем одновременного и пропорционального изменения частоты и напряжения. В процессе эксплуатации систем электроснабжения

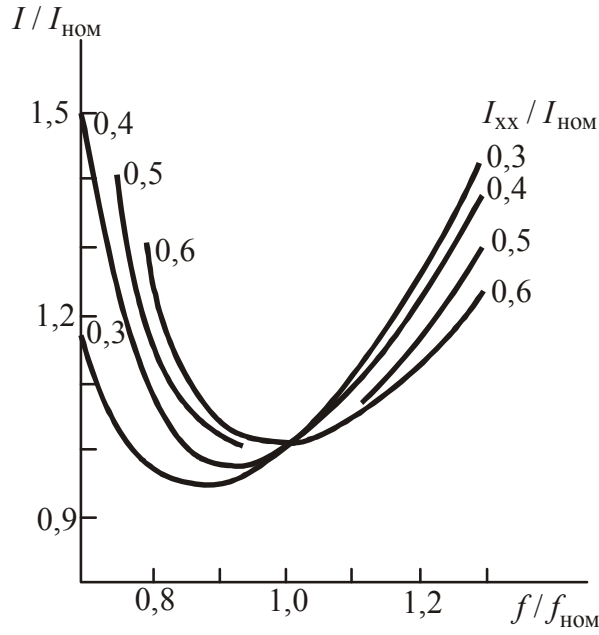


Рис. 3.20. Влияние частоты питающего напряжения на ток статора электродвигателя

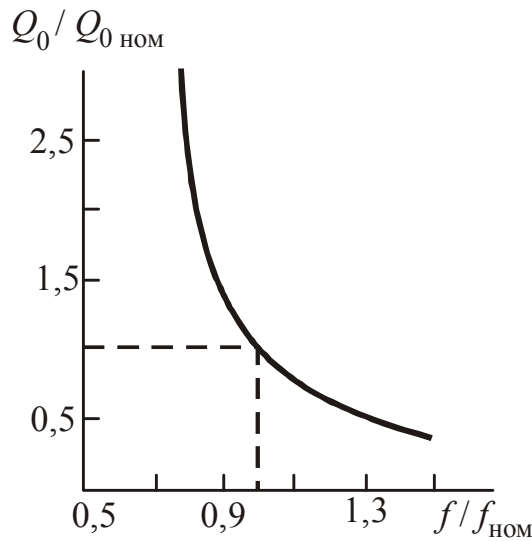


Рис. 3.21. Зависимость потребления двигателем реактивной мощности при изменении частоты

чаще наблюдаются отклонения напряжения от номинального значения, и на $\cos\phi$ они влияют более существенно, чем отклонения частоты.

В трансформаторах повышение напряжения выше номинального значительно увеличивает намагничивающий ток. В некоторых конструкциях трансформаторов 10%-е повышение напряжения может увеличить намагничивающий ток до двойного значения, вызвав тем самым существенное снижение коэффициента мощности.

В эксплуатации систем электроснабжения необходимо учитывать, что снижение напряжения хотя и положительно отражается на $\cos\varphi$, но не допускается более чем на 5% номинального, так как возможен дополнительный нагрев обмотки ротора и ее преждевременный износ. Поэтому при снижении напряжения более 5% номинального обязательно снижение нагрузки электродвигателя относительно номинальной. Таким образом, вопрос поддержания показателей качества напряжения и частоты имеет большое значение как для поддержания $\cos\varphi$ системы электроснабжения, так и для ее бесперебойной работы.

3.6.2. Влияние на коэффициент мощности технического состояния электродвигателей и качества их ремонта

Увеличение воздушного зазора. У асинхронного двигателя магнитное сопротивление воздушного зазора составляет 70–80% от полного сопротивления магнитной цепи. Его величиной и определяется кратность тока холостого хода по отношению к номинальному току:

$$\frac{I_{\text{хх}}}{I_{\text{ном}}} \approx \frac{\delta}{\tau}, \quad (3.21)$$

где δ – величина воздушного зазора; τ – полюсное деление.

Асинхронные двигатели конструируются с предельно допустимой величиной воздушного зазора, которая обуславливается механическими факторами: вибрацией и допустимым прогибом вала, точностью обработки поверхностей ротора и статора, допусками на износ и просадку подшипников.

В зависимости от типа двигателя и числа его оборотов воздушный зазор колеблется в пределах от 0,2 до 1,75 мм. Для быстроходных машин он несколько увеличен по сравнению с тихоходными (таблица 3.2) – это связано с механическими свойствами.

Таблица 3.2

Воздушный зазор в асинхронных электродвигателях

Частота вращения, об/мин	Воздушный зазор, мм, при мощности двигателя, кВт									
	0,2	0,2–1,0	1,0–2,5	2,5–5,0	5–10	10–20	20–50	50–100	100–200	200–300
3000	0,25	0,30	0,35	0,40	0,50	0,65	0,80	1,0	1,25	1,50
500–1500	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,40	0,50	0,65	0,80	1,0

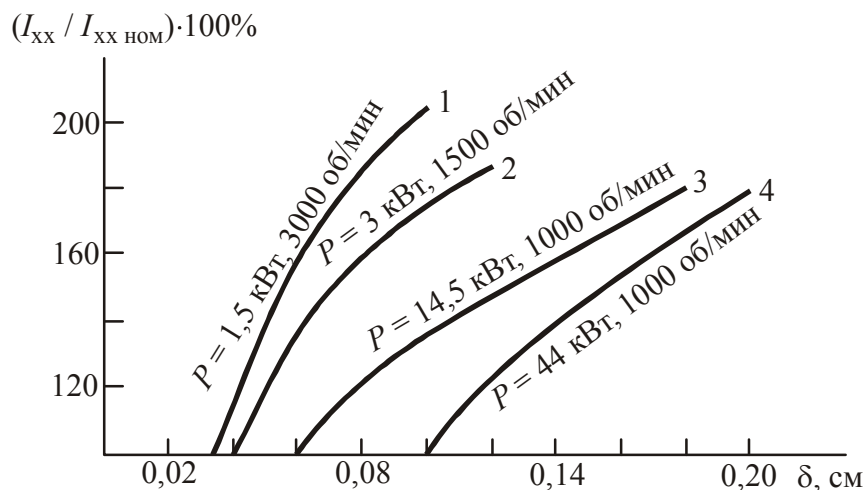


Рис. 3.22. Зависимость тока холостого хода от воздушного зазора: 1–3 – для двигателей до 15 кВт; 4 – для двигателей 44 кВт

В процессе эксплуатации из-за износа подшипников воздушный зазор в электродвигателях увеличивается, что приводит к увеличению намагничивающего тока и снижению коэффициента мощности. Графики на рис. 3.22 иллюстрируют относительное изменение тока холостого хода асинхронных электродвигателей в зависимости от величины воздушного зазора. При одинаковых увеличениях воздушных зазоров нарастание тока холостого хода наиболее резко проявляется у двигателей малой мощности, следовательно, снижение $\cos\varphi$ у них более значительно.

Таким образом, эксплуатация двигателей с увеличенными воздушными зазорами приводит к ухудшению технико-экономических показателей электроиспользования из-за низкого коэффициента мощности.

Увеличение воздушных зазоров может происходить не только в результате естественного износа подшипников, но и в результате некачественно проведенного ремонта.

❶ При ремонте может быть допущено некоторое смещение геометрических осей статора и ротора, что приводит к асимметрии воздушного зазора.

При малом воздушном зазоре даже незначительное расхождение осей статора и ротора приводит к резкой неравномерности распределения магнитного потока в воздушном зазоре и в общей магнитной системе двигателя: с одной стороны возникает недоиспользование стали двигателя, а с другой – ее перенасыщение. Это влечет за собой увеличение намагничивающего тока и реактивной мощности. Эксплуатацией установлено, что возникающая асимметрия магнитного поля вызывает снижение $\cos\varphi$ на 0,010–0,025 по сравнению с его номинальным значением и на 1,4–3,7% коэффициента полезного действия.

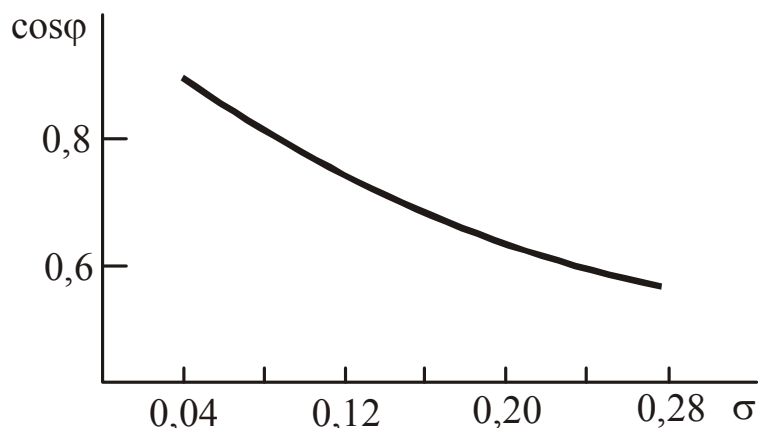


Рис. 3.23. Взаимосвязь между коэффициентом мощности и коэффициентом рассеяния

② Возможен ненормальный сдвиг стали ротора вдоль оси двигателя.

Этот сдвиг, достигающий иногда более 10 мм, имеет своей причиной отсутствие крепления, а также недостаточно плотную запрессовку стали ротора на валу и возникает обычно при ремонте двигателей (под действием ударов по валу, наносимых при снятии и одевании шкивов и подшипников).

Наличие сдвига отражается на коэффициенте мощности. Ток, проходящий по обмоткам статора и ротора, кроме основного полезного магнитного потока создает еще поля рассеяния вокруг проводников в пазах, между зубцами, а также рассеяние лобовых частей обмоток. При конструировании и нормальной работе электродвигателя $\cos\varphi$ определяется отношением намагничивающего тока и тока короткого замыкания, то есть коэффициентом рассеяния:

$$\sigma = I_{\mu} / I_{КЗ} = x_{\kappa} / x_m, \quad (3.22)$$

где x_{κ} – реактивность потока рассеяния; x_m – реактивность главного потока.

При появлении ненормального сдвига стали ротора увеличивается реактивность потока рассеяния и уменьшается реактивность главного потока. Это приводит к увеличению коэффициента рассеяния, а следовательно, и к росту потребления реактивной мощности и снижению $\cos\varphi$ (рис. 3.23). Особенно большое влияние оказывает сдвиг стали ротора в двигателях малой мощности, в них снижение коэффициента мощности может достигать 30%.

③ Может быть произведена распиловка пазов с целью замены обмоточного провода новым другого сечения.

Распиловка пазов увеличивает магнитное сопротивление, что приводит к увеличению тока холостого хода и уменьшению $\cos\varphi$. Причем чем выше полюсное число двигателя, чем больше мощность, тем в меньшей степени сказывается увеличение паза и наоборот (рис. 3.24).

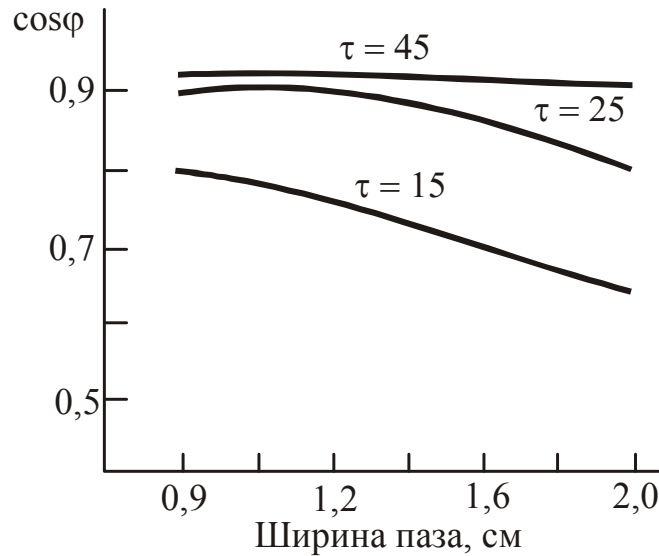


Рис. 3.24. Влияние ширины паза на $\cos\varphi$ асинхронного электродвигателя

У двигателей малой мощности распиловка паза на 0,2 мм может привести к снижению коэффициента мощности до 5%.

Отклонение обмоточных данных от первоначальных. Иногда при ремонте сгоревшую статорную обмотку восстанавливают проводом не того сечения, которое было у обмоточного провода прежней обмотки, причем в пазы помещается меньшее количество проводников.

При изменении числа витков в фазе, если неизменными остаются схема обмотки и приложенное к электродвигателю напряжение, то неизменными сохраняются:

- возникающая в обмотке под действием вращающегося магнитного поля ЭДС, уравновешивающая приложенная напряжение ($\Phi \sim E \sim U$);
- общее число потокосцеплений (магнитного потока с витками фазы) предопределяющее величину уравновешивающей ЭДС.

Если допущено уменьшение числа витков в фазе (предположим на 10%), то увеличиваются (на 10%) магнитный поток и магнитная индукция. Следствием является увеличение реактивной мощности и тока холостого хода: при уменьшении числа витков на 10% их увеличение может достигать 25% с учетом уменьшения магнитной проницаемости при насыщении. Такое значительное увеличение реактивной мощности и тока холостого хода влечет снижение коэффициента мощности у машин с номинальным $\cos\varphi = 0,86-0,87$ до $0,80-0,82$, а у машин с $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,80-0,82$ до $0,74-0,75$, то есть на 9,5–10%.

Наряду с уменьшением $\cos\varphi$ снижается и КПД, так как увеличиваются потери активной мощности в стали, которые пропорциональны квадрату магнитной индукции ($\Delta P_{\text{ст}} \sim B^2$). Наиболее существенно сни-

жение числа витков отразится на $\cos\phi$ и КПД электродвигателей, работающих с малым коэффициентом загрузки.

3.6.3. Конструктивные факторы

По своему исполнению электродвигатели выполняются с короткозамкнутым и фазным ротором, защищенные и открытые, быстро- и тихоходные. Эти факторы влияют на величину коэффициента мощности.

Асинхронные двигатели с короткозамкнутым и фазным ротором. При равных мощности и числе оборотов асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором имеют более высокий коэффициент мощности (примерно на 4–5%) и более высокий КПД, чем электродвигатели с фазным ротором.

Это обусловлено тем, что ротор фазных двигателей конструктивно выполняется с большим количеством проводников, что приводит к несколько увеличенным лобовым полям рассеяния и к большему потреблению реактивной мощности.

Что касается разновидностей короткозамкнутых двигателей – двигателей с глубоким пазом и двойной белечьей клеткой, то их коэффициент мощности выше, чем у двигателей с фазным ротором, но ниже, чем у нормальных короткозамкнутых двигателей. Это понижение – следствие повышенного значения индуктивного сопротивления рассеяния рабочей обмотки. В таблице 3.3 приведено сравнение асинхронных двигателей по коэффициенту мощности и КПД.

Таблица 3.3

Коэффициент мощности и КПД асинхронных электродвигателей

Параметр	Нагрузка	С короткозамкнутым ротором	С фазным ротором	С двойной белечьей клеткой
$\cos\phi$	4/4	0,92	0,85	0,86
	3/4	0,90	0,79	0,83
	1/2	0,82	0,67	0,76
КПД	4/4	0,90	0,88	0,90
	3/4	0,90	0,88	0,895
	1/2	0,89	0,86	0,875

Из сопоставления данных таблицы следует, что при недогрузке $\cos\phi$ у двигателей с фазным ротором снижается значительно резче, чем у двигателей с короткозамкнутым ротором.

Таким образом, наличие в системе электроснабжения двигателей с фазным ротором приводит к более существенному снижению коэффи-

циента мощности по сравнению с использованием двигателей с короткозамкнутым ротором.

Обороты электродвигателей. При одинаковой мощности и типе исполнения быстроходные электродвигатели имеют более высокий $\cos\varphi$ и КПД, чем тихоходные. Двигатели с большим числом оборотов имеют меньшие геометрические размеры и сечение магнитопровода, а следовательно, и меньший магнитный поток.

Как отмечалось ранее (см. соотношение (3.21)), ток холостого хода зависит от отношения зазора к полюсному делению δ / τ . У тихоходных машин (при большом числе полюсов) величина δ / τ больше, чем у быстроходных (при малом числе полюсов). Следовательно, тихоходные машины потребляют больше реактивной мощности и имеют более низкий коэффициент мощности. В качестве примера в таблице 3.4 приведено изменение $\cos\varphi$ у двигателей одной мощности, но с разным числом оборотов.

Таблица 3.4

Влияние числа оборотов асинхронных двигателей на их $\cos\varphi$

Мощность, кВт	92	92	92	92
Число об/мин	1500	1000	750	600
$\cos\varphi$ при 100%-й нагрузке	0,92	0,90	0,89	0,88

Двигатели редко сопрягаются с рабочим механизмом без какой-либо передачи. Целесообразно подобрать редуктор с большим передаточным числом и применить быстроходный электродвигатель. При этом следует принять во внимание, что и КПД у быстроходных машин выше.

Мощность электродвигателей. Основная часть потребляемой электродвигателем реактивной электроэнергии идет на намагничивание магнитопровода, причем доминирующая часть – на создание магнитного поля в воздушном зазоре. Так как величина воздушного зазора у двигателей различной мощности колеблется незначительно (например, у двигателей средней мощности от 1 до 1,5 мм), то и требуемая мощность намагничивания изменяется незначительно по сравнению с активной. Следовательно, коэффициент мощности будет выше у двигателей большей мощности, да и к тому же если они быстроходны (рис. 3.25).

Для двигателей от 1 до 20 кВт коэффициент мощности составляет 0,63–0,90, для быстроходных двигателей мощностью выше 30 кВт он составляет 0,85–0,93.

Открытые и закрытые электродвигатели. Закрытие электродвигателя, а тем более герметичное ведет к дополнительному нагреву, а следовательно, к снижению допустимой нагрузки. Если электродвигатель

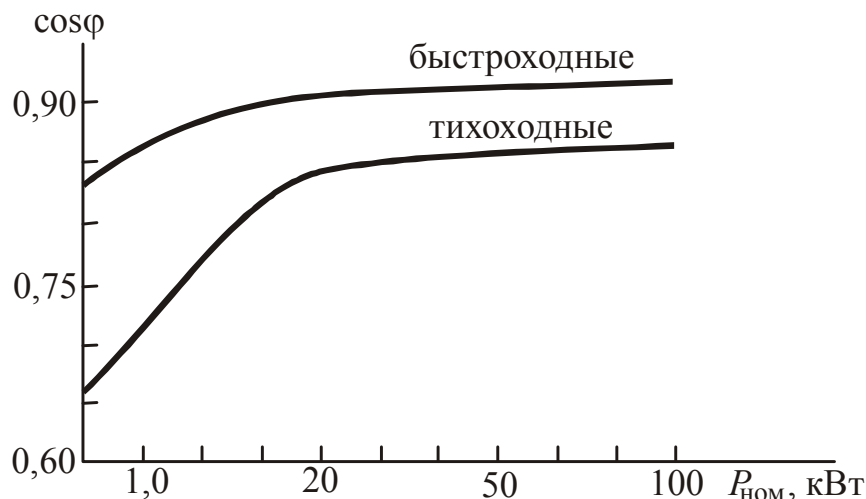


Рис. 3.25. Зависимость коэффициента мощности электродвигателя от его номинальной мощности

закрытого типа открыть, то его возможная нагрузка в пределах допустимого нагрева может быть повышена на 25–30% против номинальной мощности. При прочих равных условиях защищенные электродвигатели требуют такую же реактивную мощность намагничивания как и открытые, но при разных допустимых нагрузках. У электродвигателей закрытого типа коэффициент мощности ниже, чем у открытых. В таблице 3.5 приведено сопоставление по $\cos\varphi$ электродвигателей разного исполнения.

Таблица 3.5

Коэффициент мощности асинхронных электродвигателей разного исполнения

Мощность, кВт	Открытые		Закрытые	
	с короткозамкнутым ротором	с фазным ротором	с короткозамкнутым ротором	с фазным ротором
	обороты			
	1000	750	1000	750
10	0,83	0,81	0,78	0,74
4,5	0,81	0,77	0,73	0,72

Для двигателей открытого типа коэффициент мощности, как правило, выше на 0,05–0,06.

Таким образом, в целях повышения коэффициента мощности системы электроснабжения целесообразно более широкое применение двигателей нормального типа, если это позволяет технологический процесс и безопасность проведения работ.

4. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК

4.1. Причины целесообразности выполнения компенсации реактивной мощности на предприятиях

Загрузка системы электроснабжения определяется полной мощностью $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$, активная составляющая которой является полезно потребленной и обратно к источнику питания не возвращается. Реактивная составляющая необходима для создания магнитных и электрических полей в элементах электрической сети. Практически она не потребляется, а перетекает от источника питания (генератора) к электроприемнику и обратно.

Передача значительного количества реактивной мощности по линиям и через трансформаторы сети электроснабжения не выгодна по следующим причинам.

❶ Возникают дополнительные потери активной мощности во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью.

При передаче потребителям активной и реактивной мощности в сетях системы электроснабжения появляются потери активной мощности:

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3I^2 R = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \right)^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \\ &= \frac{P^2 R}{U^2} + \frac{Q^2 R}{U^2} = \Delta P_P + \Delta P_Q, \end{aligned} \quad (4.1)$$

здесь первое слагаемое – потери активной мощности за счет передачи по электрической цепи активной мощности, второе – потери активной мощности за счет передачи по этой же цепи реактивной мощности.

Таким образом, дополнительные активные потери, связанные с некомпенсированной реактивной мощностью, пропорциональны ее квадрату:

$$\Delta P_Q = \frac{Q^2 R}{U^2}. \quad (4.2)$$

Кроме этого, потери ΔP_Q также пропорциональны активному сопротивлению проводников:

$$R = \rho \frac{l}{S}, \quad (4.3)$$

где ρ – удельное сопротивление материала проводников, l и S – соответственно их длина и сечение.

Компенсация реактивной мощности особенно актуальна, когда нагрузка подключена тонким длинным кабелем с алюминиевой жилой. Если учесть, что нагрузка подключается не единым проводником, а состоящим из отрезков, в цепи имеются коммутационные и защитные аппараты, то активное сопротивление в соотношении (4.2) еще выше.

При передаче электроэнергии от источника питания к потребителю большое значение имеет коэффициент мощности. Коэффициент мощности равен:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}},$$

откуда следует

$$P^2 + Q^2 = \frac{P^2}{\cos^2 \varphi}$$

или потери мощности

$$\Delta P = \frac{P^2 \cdot R}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi}. \quad (4.4)$$

При неизменных параметрах передаваемой мощности (P), напряжении (U) и сопротивлении сети (R) величина потерь активной мощности в сети обратно пропорциональна квадрату коэффициента мощности передаваемой нагрузки, или $\Delta P = f\left(\frac{1}{\cos^2 \varphi}\right)$. Используя эту зависимость, в таблице 4.1 представлен расчет полезной активной мощности у потребителя при передаче по сети неизменной активной мощности ($P = 100\%$) при различных $\cos \varphi$ и условии, что при передаче этого количества мощности потери активной мощности в сети при $\cos \varphi = 1$ равны $\Delta P = 10\%$.

Таблица 4.1

Активные потери в сети при различных $\cos \varphi$ и неизменной активной мощности, передаваемой по сети

$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	Мощность, %		Активные потери, $\Delta P\% = 10\% / \cos^2 \varphi$	Полезная активная мощность у потребителя ($P - \Delta P$) в % от P
		реактивная $Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi$	полная $S = P / \cos \varphi$		
1	0	0	100	10	90
0,9	0,484	48,4	111,1	12,3	87,7
0,8	0,75	75	125	15,6	84,4
0,7	1,02	102	142,9	20,4	79,6
0,5	1,732	173,2	200	40	60
0,316	3,016	301,6	316,5	100	0

Из расчетов таблицы 4.1 видно, что потери активной мощности в электрической сети быстро растут с понижением $\cos\varphi$. При $\cos\varphi = 0,5$ они достигают 40%, а при $\cos\varphi = 0,316$ вся активная мощность, передаваемая по сети, расходуется на потери в ней. При этом величина реактивной мощности почти в три раза превышает активную мощность.

Дополнительные потери активной мощности, связанные с перетоком реактивной, заставляют по условиям нагрева увеличивать сечение проводников всех звеньев электропередачи. Это ведет к перерасходу цветного металла. С увеличением сечения возрастает масса провода, что требует применения более тяжелых опор.

Так как полный ток I связан с активной составляющей соотношением:

$$I_a = I \cdot \cos\varphi,$$

то общие потери активной мощности в зависимости от коэффициента мощности будут равны:

$$\Delta P = 3I^2 R = \frac{3I_a^2 R}{\cos^2\varphi} = \frac{\Delta P_p}{\cos^2\varphi}. \quad (4.5)$$

Если передается одна и та же активная мощность, которой соответствует активная составляющая тока I_a , то при уменьшении коэффициента мощности с 1 до 0,8 активные потери возрастут в $1/0,8^2 = 1,56$ раза, что потребует увеличения массы проводов в $\sqrt{1,56} = 1,25$, или на 25%.

② Возникают дополнительные потери реактивной мощности.

Передача реактивной мощности потребителю сопровождается ее дополнительными потерями ΔQ :

- в линии $\Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot x_0 \cdot l,$ (4.6)

где I – ток нагрузки; x_0 – погонное индуктивное сопротивление линии, Ом/км; l – длина линии;

- в трансформаторе $\Delta Q = \frac{S_{\text{НОМ}}}{100} (i_{xx} + u_{\text{КЗ}} \beta^2),$ (4.7)

где i_{xx} – ток холостого хода трансформатора, %; $u_{\text{КЗ}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %; $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора; β – коэффициент загрузки трансформатора.

На эти величины должна быть увеличена мощность компенсирующих устройств нагрузки.

③ Возникают дополнительные потери напряжения.

Проблема наиболее актуальна в протяженных сетях, выполненных проводниками малого сечения. При передаче мощностей P и Q через элемент сети с активным R и реактивным X сопротивлением потери напряжения составят:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} = \frac{P \cdot R}{U} + \frac{Q \cdot X}{U} = \Delta U_P + \Delta U_Q, \quad (4.8)$$

где ΔU_P – потери напряжения, обусловленные передачей активной мощности; ΔU_Q – потери напряжения, обусловленные передачей реактивной мощности.

Выражение (4.8) показывает, что потери напряжения в линии зависят не только от значения передаваемой активной мощности, но и от значений передаваемой реактивной мощности и реактивного сопротивления линии. При уменьшении передаваемой реактивной мощности до нуля напряжение в конце линии увеличится на

$$\Delta U_Q = \frac{Q \cdot X}{U}. \quad (4.9)$$

Дополнительные потери напряжения ΔU_Q увеличивают размах отклонений напряжения на зажимах электроприемников от номинального значения при изменениях нагрузок и режимов электрической сети.

Характер нагрузки и величина передаваемой реактивной мощности сказываются также и на потере напряжения в трансформаторах. На рис. 4.1 показано изменение потерь напряжения в трансформаторе в зависимости от коэффициента мощности потребителей.

Один и тот же трансформатор при одной и той же нагрузке будет давать различное напряжение на вторичных зажимах при изменении $\cos \varphi_2$. Чем ниже коэффициент мощности вторичной цепи, тем потери напряжения больше.

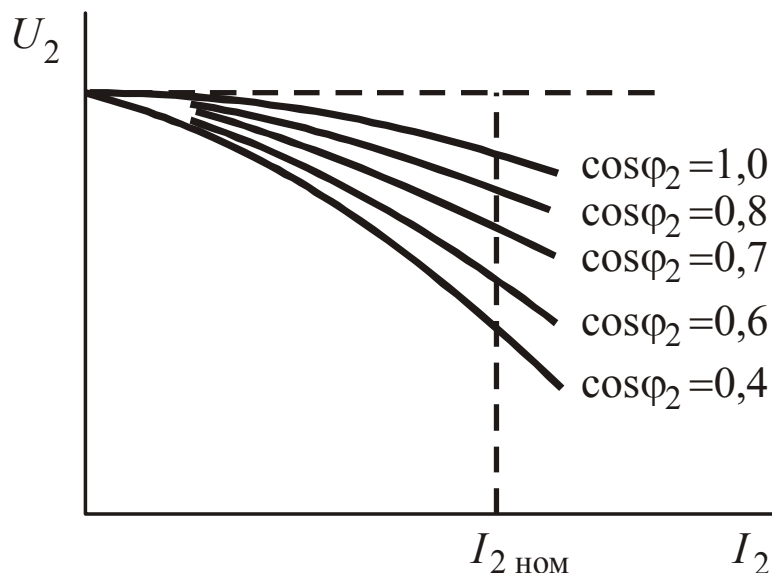


Рис. 4.1. Зависимость потери напряжения в трансформаторе от коэффициента мощности на вторичных зажимах

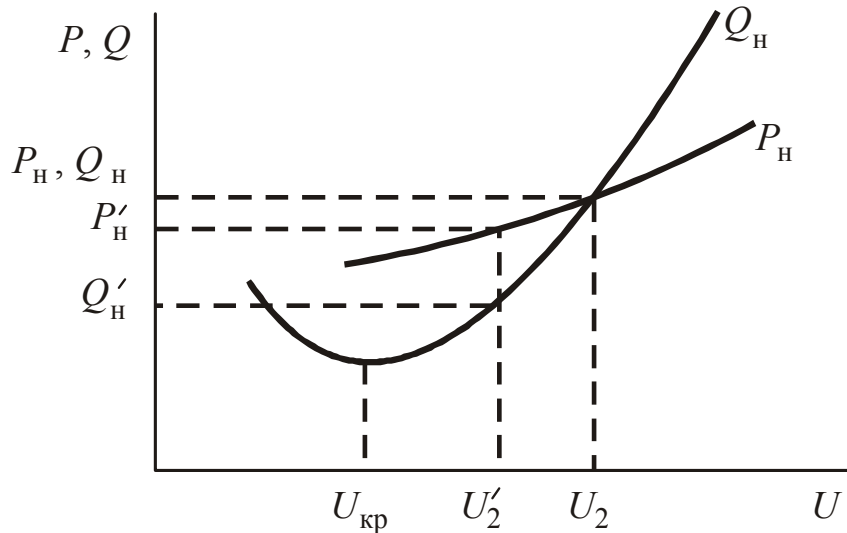


Рис. 4.2. Статические характеристики комплексной нагрузки по напряжению

Изменение напряжения относительно номинального оказывает неблагоприятное влияние на режимы работы, производительность и технико-экономические показатели всех элементов системы электроснабжения. В соответствии с ГОСТ 13109–97 в сетях систем электроснабжения общего назначения нормально и предельно допустимые значения установившегося снижения напряжения на выводах электроприемников не должны превышать соответственно 5 и 10% от номинального напряжения сети по ГОСТ 721–77 и ГОСТ 21128–83 (номинальное напряжение). Статические характеристики (рис. 4.2) реактивной мощности $Q_H = f(U)$ более крутые, чем статические характеристики активной мощности $P_H = f(U)$ – изменение напряжения на 1% приводит к изменению реактивной мощности на 2–5%, в то время как активной лишь на 0,6–2%. При снижении напряжения потребитель с асинхронной нагрузкой свою мощность все равно выбирает. Это приводит к дополнительному увеличению тока в линиях электропередачи и дальнейшему снижению напряжения (рис. 4.3). При снижении напряжения на шинах нагрузки до уровня $U < U_{кр}$ (критического напряжения статической характеристики узла нагрузки по напряжению (рис. 4.2)) происходит резкое повышение потребления реактивной мощности, приводящее к увеличению потери напряжения, дальнейшему снижению напряжения и быстроразвивающемуся в течение нескольких секунд процессу, называемому лавиной напряжения (рис. 4.4).

Наряду с отклонениями в сетях случаются провалы напряжения, вызванные короткими замыканиями, разрядами молний в линии электропередачи и шины ОРУ, приводящими к отключениям на время действия АВР или АПВ, а также пуском и самозапуском группы мощных



Рис. 4.3. Влияние снижения напряжения на работу потребителей

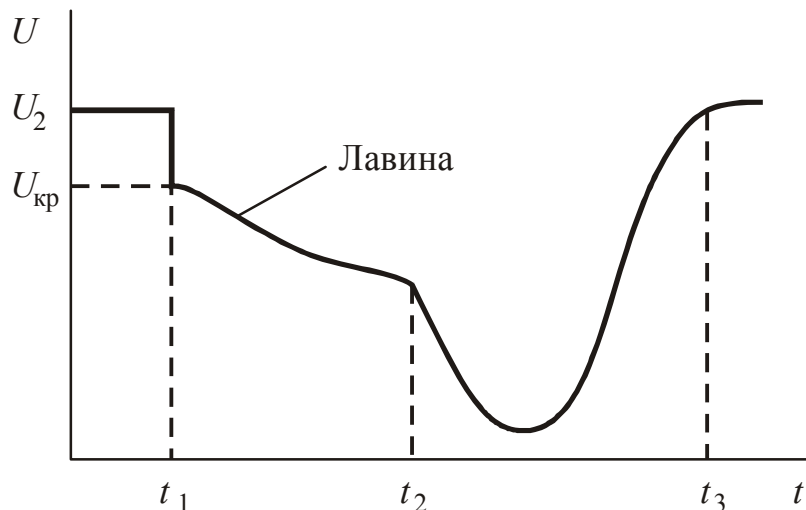


Рис. 4.4. Развитие лавины напряжения

электродвигателей и некоторыми электротехнологическим процессами потребителей, в которых режимы аналогичны режимам коротких замыканий (электродуговые плавильные печи, электросварка).

Для минимизации вероятности отключений потребителей при провалах напряжений в системах электроснабжения должен быть выдержан запас статической устойчивости нагрузки по напряжению:

$$k_U = \frac{U - U_{кр}}{U} \cdot 100\%, \quad (4.10)$$

где k_U – коэффициент статической устойчивости; U – напряжение в узле в рассматриваемом режиме; $U_{кр}$ – критическое напряжение в том же узле, при котором нарушается статическая устойчивость нагрузки.

Из-за пониженного уровня напряжения в установившихся режимах работы сети (в том числе и из-за загрузки реактивной мощностью) это условие не всегда выдерживается.

④ Загрузка реактивной мощностью линий электропередачи и трансформаторов уменьшает пропускную способность сетей электропитания, что в ряде случаев не позволяет использовать полную установленную мощность электрооборудования.

Коэффициент мощности асинхронных двигателей предприятий близок к 0,7. Если на предприятии эксплуатируются только асинхронные двигатели без компенсаторов, то и общий $\cos\varphi$ близок к 0,7. Предположим, потребитель предприятия с $\cos\varphi = 0,7$ питается от трансформаторной подстанции, где полная номинальная мощность трансформатора 1000 кВА.

Тогда максимальная активная мощность, которую может получить потребитель при условии, что он один нагружает всю подстанцию

$$P = S \cdot \cos\varphi = 1000 \cdot 0,7 = 700 \text{ кВт.}$$

Для получения большей активной мощности уже требуется задействовать вторую трансформаторную подстанцию.

В то же время компенсация реактивной мощности с увеличением $\cos\varphi$ до 0,9 обеспечила бы использование

$$P = S \cdot \cos\varphi = 1000 \cdot 0,9 = 900 \text{ кВт,}$$

то есть дополнительно 200 кВт при тех же параметрах трансформатора.

Из приведенного на рис. 4.5 графика видно, как при передаче через трансформатор активной мощности 1000 кВт и загрузке его реактивной мощностью будет возрастать необходимая полная мощность. Низкий $\cos\varphi$ системы электропитания требует либо увеличения номинальной мощности трансформаторов, либо установки дополнительного оборудования.

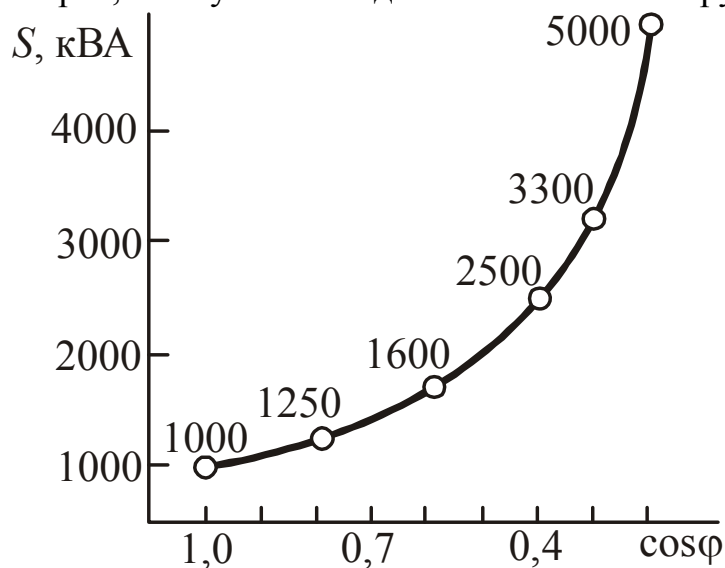


Рис. 4.5. Рост полной мощности трансформатора в зависимости от $\cos\varphi$

⑤ Загрузка реактивной мощностью трансформаторов снижает их коэффициент полезного действия.

Пример 4.1.

Определить КПД трансформатора ТМ–100/10 при $\cos\varphi = 1$ и $\cos\varphi = 0,5$.

Решение.

По паспортным данным потери холостого хода данного трансформатора составляют 0,36 кВт, а короткого замыкания – 1,97 кВт. Следовательно, при $\cos\varphi = 1$ коэффициент полезного действия

$$\eta = \frac{P_1}{P_1 + P_{xx} + P_{кз}} \cdot 100\% = \frac{100}{100 + 0,36 + 1,97} \cdot 100\% = 97,7\%.$$

При $\cos\varphi = 0,5$ максимальная активная мощность, которую может получить потребитель, составит:

$$P_1 = S \cdot \cos\varphi = 100 \cdot 0,5 = 50 \text{ кВт},$$

потери будут такими же, как и при $\cos\varphi = 1$, так как сила тока остается без изменения, но КПД будет:

$$\eta = \frac{P_1}{P_1 + P_{xx} + P_{кз}} \cdot 100\% = \frac{50}{50 + 0,36 + 1,97} \cdot 100\% = 95,5\%.$$

Ухудшение КПД – более 2%. Если принять во внимание число трансформаций энергии, то снижение КПД, обусловленное загрузкой трансформаторов реактивной мощностью, может значительно повысить эксплуатационные расходы.

⑥ Недоиспользование полезной мощности генераторов электростанций и увеличение удельного расхода топлива.

Если реактивная мощность превысит номинальное значение, определяемое по номинальному коэффициенту мощности генератора, то активная нагрузка должна быть снижена. Полный ток нагрузки по условиям нагрева обмоток не должен превышать номинального тока генератора. При коэффициенте мощности ниже номинального в результате увеличения сдвига фаз в сети из-за усиления продольного поля реакции якоря (действующего против основного поля) произойдет снижение напряжения на клеммах статора. Это потребует более сильного возбуждения. Повышенное возбуждение при сниженном коэффициенте мощности приведет к снижению КПД (рис. 4.6) и повышению мощности первичных двигателей.

Пример 4.2.

Предприятие питается от электростанции, на которой установлено два турбогенератора по 12000 кВА. Предприятие потребляет 11000 кВт. Если $\cos\varphi$ на предприятии будет равен 0,9, то активной мощности 11000 кВт будет соответствовать

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{11000}{0,9} = 12222 \text{ кВА},$$

то есть при этих условиях можно работать на одном агрегате и полностью обеспечивать потребность предприятия в электроэнергии.

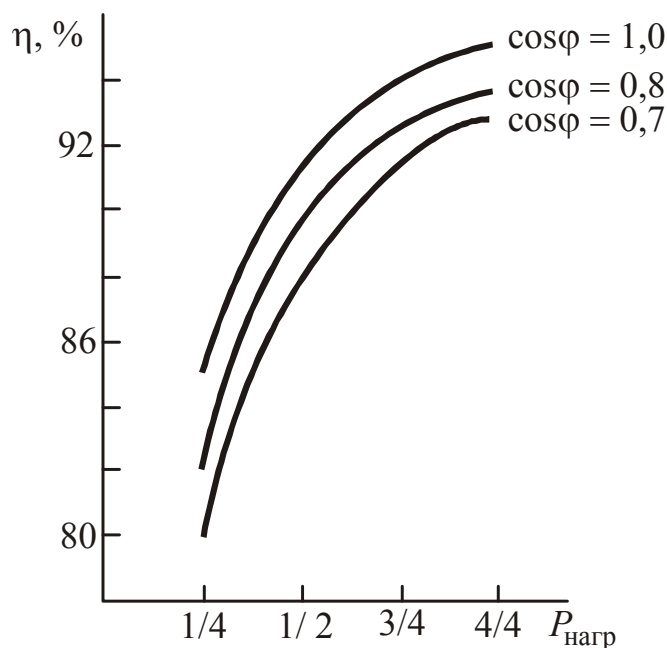


Рис. 4.6. Зависимость коэффициента полезного действия генератора от $\cos \varphi$ и нагрузки

Если коэффициент мощности у потребителя снизится, например, до 0,7, то в этом случае потребуется

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{11000}{0,7} = 16000 \text{ кВА.}$$

Для выработки такой мощности необходимы уже два агрегата, но загружены они будут на

$$\frac{P}{n \cdot S} = \frac{11000}{2 \cdot 12000} = 0,46,$$

то есть менее половины номинальной мощности.

Удельный расход пара при снижении нагрузки от 1,0 до 0,7 возрастает примерно на 18%. При полной загрузке турбогенератора на выработку 1 кВт·ч расходуется 5 кг пара. При коэффициенте мощности равном 0,9, когда работает один турбогенератор, расход пара будет равен $5 \times 11000 = 55000$ кг в час, во втором случае при $\cos \varphi = 0,7$, вырабатывая те же 11000 кВт, расход пара увеличится на 18%, что составит дополнительно $55000 \times 0,18 = 9900$ кг пара в час, на его выработку будет перерасходовано не менее 3 тонн топлива в час.

Таким образом, снижение коэффициента мощности ухудшает все эксплуатационные показатели электрической станции: увеличивается расход топлива и смазки, снижается КПД, увеличиваются себестоимость электроэнергии и общие эксплуатационные расходы.

Проблемы, которые вызывает загрузка сетей и электрооборудования систем электроснабжения реактивной мощностью, обобщены на рис. 4.7. Приведенные негативные факторы вынуждают приближать источники покрытия реактивной мощности к местам ее потребления. Это

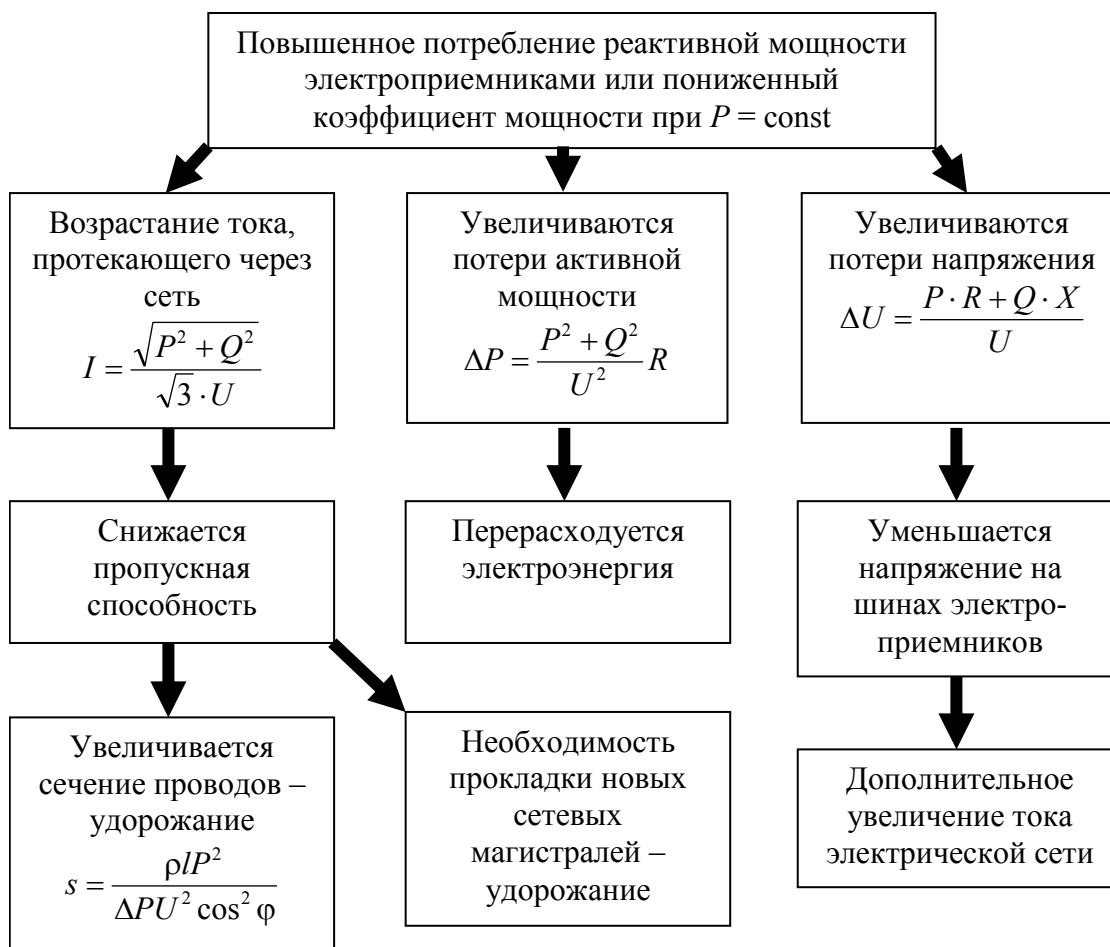


Рис. 4.7. Последствия повышенной передачи и потребления реактивной мощности

разгружает оборудование от ее перетоков, что равносильно увеличению коэффициента мощности.

Существует два взаимодополняющих друг друга пути снижения реактивных нагрузок сетей и генераторов.

❶ Установка на предприятии специальных компенсирующих устройств – искусственная компенсация.

В качестве собственных источников реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий используются (см. главу 2):

- генераторы собственных электростанций и синхронные двигатели;
- воздушные и кабельные линии электрических сетей;
- дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства: синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов высокого и низкого напряжения, вентильные установки со специальным регулированием.

② Снижение реактивной мощности самих приемников электроэнергии – естественная компенсация.

К мероприятиям по естественной компенсации относятся:

- упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования и выравниванию графика нагрузки (равномерное размещение нагрузок по фазам, смещение времени обеденных перерывов, начала и окончания смены отдельных цехов и участков, перевод энергоемких крупных электроприемников на работу вне часов максимума энергосистемы, вывод в ремонт мощных электроприемников в часы максимума энергосистемы);
- создание рациональной схемы электроснабжения за счет уменьшения количества ступеней трансформации;
- замена электрооборудования старых конструкций на новое с меньшими потерями на перемагничивание;
- замена малозагруженных трансформаторов и двигателей меньшими по мощности или их полная загрузка;
- применение синхронных двигателей вместо асинхронных, когда это допустимо по условиям технологического процесса;
- ограничение продолжительности холостого хода двигателей и сварочных трансформаторов;
- сокращение длительности и рассредоточение во времени пуска крупных электроприемников;
- улучшение качества ремонта электродвигателей;
- отключение при малой нагрузке части силовых трансформаторов.

Часть мероприятий по естественной компенсации реактивной мощности не требует больших материальных затрат и должна проводиться на предприятиях в первую очередь.

Проблема компенсации реактивной мощности включает в себя целый ряд технико-экономических задач, к числу которых можно отнести:

- организацию мероприятий для реализации естественной компенсации;
- выбор видов и типов компенсирующих устройств;
- размещение компенсирующих устройств в сетях;
- оптимизацию режимов работы компенсирующих устройств.

Выбор наиболее эффективного варианта компенсации, необходимой мощности и типа компенсирующего устройства должен опираться на анализ схемы сети электроснабжения промышленного предприятия.

4.2. Поперечная емкостная компенсация реактивной мощности

Основное назначение поперечной компенсации – повышение коэффициента мощности.

Размещение конденсаторов в основном принято выполнять по принципу наибольшего снижения потерь мощности в электрических сетях. Немаловажное значение при этом имеет повышение уровня напряжения, сопровождающее установку конденсаторов. В ряде случаев размещение конденсаторов может быть подчинено именно этому условию.

4.2.1. Схема замещения и векторная диаграмма установки поперечной компенсации

Для расчетов и анализа поперечной компенсации как источника реактивной мощности рассмотрим цепь переменного тока с параллельным включением приемников электроэнергии и батареи конденсаторов (рис. 4.8а).

Для узла A схемы замещения ток в линии $I_{л}$ определяется по первому закону Кирхгофа:

$$\dot{I}_{л} = \dot{I}_{п} + \dot{I}_{БК}, \quad (4.11)$$

где $\dot{I}_{л}$, $\dot{I}_{п}$, $\dot{I}_{БК}$ – соответственно векторы тока в линии, в ветви нагрузки и в конденсаторной батарее.

Построение векторной диаграммы и сложение векторов тока по выражению (4.11) даны на рис. 4.8б. Векторная диаграмма построена для линии с нагрузкой в конце при наличии поперечной компенсации $x_{БК}$ (активным сопротивлением батареи можно пренебречь). Из-за включения емкости параллельно нагрузке угол φ_1 уменьшился до φ_2 , ток нагрузки приемника – от I_1 до I_2 , то есть произошла разгрузка линии по току на величину $\Delta I = I_1 - I_2$. На эту же величину тока разгрузились и генераторы энергосистемы благодаря генерации конденсаторной батареей мощности $Q_{БК}$ в месте установки электроприемников. Сеть и генераторы разгрузились и вследствие уменьшения потерь на $\Delta P_{к}$ и $\Delta Q_{к}$, так как поток реактивной мощности снизился на $Q_{БК}$:

$$\Delta P_{к} = \left(\frac{Q_{БК}}{U} \right)^2 \cdot R; \quad \Delta Q_{к} = \left(\frac{Q_{БК}}{U} \right)^2 \cdot x, \quad (4.12)$$

где R и x – эквивалентные сопротивления цепи энергосистема – потребитель.

Для проектируемой сети снижение тока на ΔI позволяет уменьшить сечение проводников линий на ΔF :

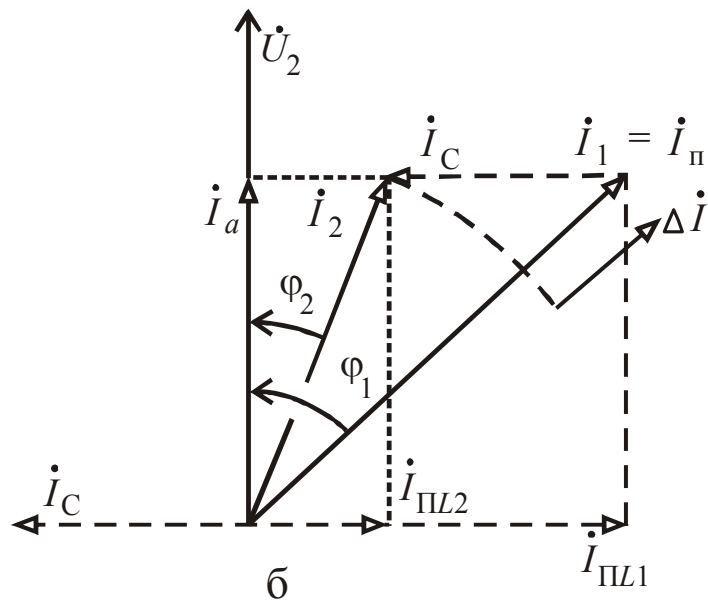
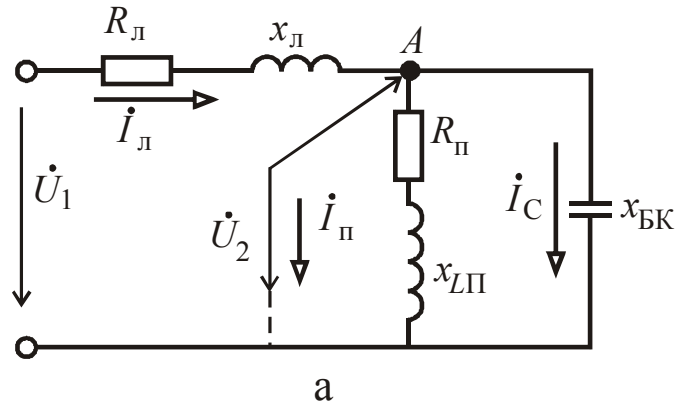


Рис. 4.8. Поперечная емкостная компенсация: а – схема замещения; б – векторная диаграмма цепи

$$\Delta F = \frac{\Delta I}{J_3}, \quad (4.13)$$

где J_3 – экономическая плотность тока в линии.

Соответственно снижается установленная мощность трансформаторов. Уменьшаются потери напряжения в сети за счет уменьшения потока реактивной мощности на $Q_{\text{БК}}$ до значения

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_{\text{БК}})x}{U}. \quad (4.14)$$

Из диаграммы (рис. 4.8б) видно, что если мощность БК слишком велика, ток $I_{\text{БК}}$ будет больше индуктивной нагрузки потребителя $I_{\text{С}} > I_{\text{пЛ}}$. Тогда угол $\varphi_2 < 0$ и коэффициент мощности перейдет через значение $\cos \varphi = 1$ в емкостный квадрант. Получается перекомпенсация: емкостный ток пойдет от потребителя к источнику, ток в линии $I_{\text{л}}$ будет увели-

чиваться по мере роста емкости. Отсюда следует, что повышение емкости C и зависимых величин тока линии I_L и φ_2 целесообразно лишь в определенных пределах, не выходящих за значение $\varphi_2 \geq 0$ и $\cos \varphi \leq +1$.

Из векторной диаграммы можно определить емкость C и реактивную мощность $Q_{БК}$ конденсатора, необходимую для повышения коэффициента мощности $\cos \varphi_1$ до значения $\cos \varphi_2$, превышающего естественное значение $\cos \varphi_n$ потребителя до включения поперечной компенсации. Из диаграммы находим:

$$I_C = I_{nL1} - I_{nL2} = I_a \operatorname{tg} \varphi_1 - I_a \operatorname{tg} \varphi_2 = I_a (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2).$$

Учитывая, что $I_C = U/x_{БК} = U\omega C$ и $I_a = P/U$, получаем

$$U\omega C = \frac{P}{U} (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2).$$

Следовательно,

$$\left. \begin{aligned} C &= \frac{P}{\omega U^2} (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2); \\ Q_{БК} &= U^2 \omega C = P (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2). \end{aligned} \right\} \quad (4.15)$$

Если нагрузка потребителя имеет емкостный характер, то для компенсации избыточной емкостной составляющей тока $I_{СК}$ (для приближения коэффициента мощности к единице) применяется индуктивность, включаемая параллельно нагрузке. Такие случаи имеют место при наличии на предприятиях протяженных кабельных линий высокого напряжения в периоды сниженной нагрузки сети, а также при сохранении в работе всей мощности конденсаторов в часы минимума нагрузки предприятий.

Влияние поперечной компенсации сказывается не только на токовой нагрузке всех элементов системы электроснабжения, но и на потере напряжения в сети, на соотношении напряжений в начале и в конце электропередачи.

На рис. 4.9 приведена векторная диаграмма напряжений в конце линии для двух случаев: при отсутствии поперечной компенсации (сплошными линиями) и при наличии компенсации, повышающей коэффициент мощности до $\cos \varphi = 1$. Диаграмма построена для постоянных значений напряжения в конце линии электропередачи U_2 и активной мощности потребителя. Из диаграммы видно, что абсолютные величины напряжений U_1 и U_2 даже при значительном изменении угла φ (от φ до 0) за счет поперечной компенсации изменяются в ограниченных пределах и напряжение U_2 остается меньше напряжения U_1 .

Поперечная емкостная компенсация выполняется комплектными конденсаторными установками, которые устанавливаются в определенных местах схемы электроснабжения (см. раздел 4.2.3).

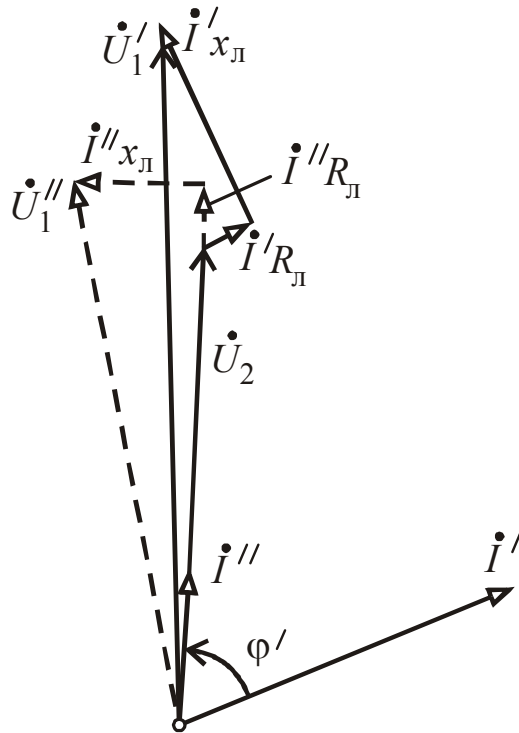


Рис. 4.9. Напряжение в начале и в конце линии при поперечной компенсации

4.2.2. Особенности поперечной компенсации

Принципиальная схема конденсаторной установки приведена на рис. 2.9 и 2.10, а схема включения в нагрузочную цепь на рис. 4.10.

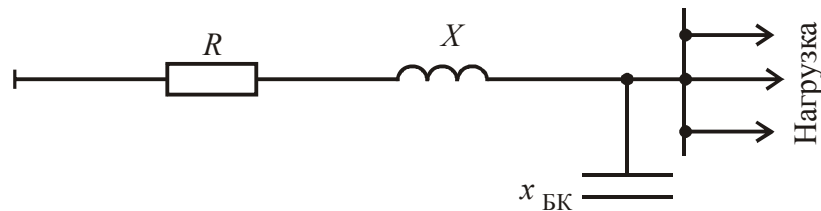


Рис. 4.10. Схема включения емкости в нагрузочную цепь при поперечной компенсации

Мощность однофазного конденсатора при синусоидальной форме напряжения, приложенного к его зажимам, определяется по соотношению:

$$Q = \omega \cdot C \cdot U^2. \quad (4.16)$$

Мощность трехфазного конденсатора, соединенного треугольником, определяется по этой же формуле. В этом случае U – линейное напряжение, а C – сумма емкостей всех трех фаз конденсатора. Мощность трехфазного конденсатора, соединенного звездой, при равенстве емкостей всех трех фаз определяется по соотношению:

$$Q = \frac{1}{3} \cdot \omega \cdot C \cdot U^2, \quad (4.17)$$

где C – сумма емкостей всех трех фаз.

При принятых обозначениях коэффициент реактивной мощности до компенсации $\operatorname{tg} \varphi_1 = Q / P$, а после компенсации $\operatorname{tg} \varphi_2 = (Q - Q_{\text{БК}}) / P$. Так как $\operatorname{tg} \varphi_2 < \operatorname{tg} \varphi_1$, то $\cos \varphi_2 > \cos \varphi_1$.

До компенсации потери мощности в сети составляют

$$\Delta P_1 = 3 \cdot I^2 R = \frac{S^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R,$$

а после компенсации

$$\Delta P_2 = \frac{P^2 + (Q - Q_{\text{БК}})^2}{U^2} \cdot R.$$

Уменьшение потерь мощности после компенсации составит

$$\Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R - \frac{P^2 + (Q - Q_{\text{БК}})^2}{U^2} \cdot R = \frac{(2Q - Q_{\text{БК}}) \cdot Q_{\text{БК}}}{U^2} \cdot R.$$

Полная нагрузка до компенсации $S_1 = P / \cos \varphi_1$, а после компенсации $S_2 = P / \cos \varphi_2$, то есть

$$\frac{S_2}{S_1} = \frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2}.$$

Так как $\cos \varphi_2 > \cos \varphi_1$, то $S_2 < S_1$. Полная нагрузка после компенсации уменьшается обратно пропорционально значениям коэффициентов мощности после компенсации.

Таким образом, применение поперечной компенсации позволяет уменьшить потери мощности при сохранении величины передаваемой мощности или в пределах тех же потерь, увеличивая пропускную способность сети, повысить передаваемую мощность.

Потери напряжения в трехфазной линии могут быть определены по соотношению:

- до компенсации $\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot I(R \cdot \cos \varphi + X \sin \varphi)$ или после преобразования

$$\Delta U_1 = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}; \quad (4.18)$$

- после компенсации $\Delta U_2 = \frac{P \cdot R + (Q - Q_{\text{БК}}) \cdot X}{U}$. (4.19)

Уменьшение потери напряжения, а следовательно, увеличение напряжения на приемном конце с учетом соотношений (4.18) и (4.19) составит:

$$\Delta U_1 - \Delta U_2 = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} - \frac{P \cdot R + (Q - Q_{\text{БК}}) \cdot X}{U} = \frac{Q_{\text{БК}} \cdot X}{U}. \quad (4.20)$$

Изменение нагрузки у потребителя вызывает колебания напряжения в сети.

Потери напряжения при полной нагрузке до компенсации по соотношению (4.18) будут

$$\Delta U_1 = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U},$$

а при неполной нагрузке

$$\Delta U'_1 = \frac{k \cdot (P \cdot R + Q \cdot X)}{U},$$

где k – коэффициент, учитывающий пропорциональное уменьшение нагрузки.

Уменьшение потери напряжения при неполной нагрузке

$$\begin{aligned} \Delta U_1 - \Delta U'_1 &= \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} - \frac{k \cdot (P \cdot R + Q \cdot X)}{U} = \\ &= (1 - k) \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} = (1 - k) \cdot \Delta U_1 \end{aligned} \quad (4.21)$$

После компенсации потери напряжения при полной нагрузке по соотношению (4.19) составят

$$\Delta U_2 = \frac{P \cdot R + (Q - Q_{\text{БК}}) \cdot X}{U},$$

а при неполной нагрузке

$$\Delta U'_2 = \frac{kP \cdot R + (kQ - Q_{\text{БК}}) \cdot X}{U}.$$

Уменьшение потери напряжения при компенсации и неполной нагрузке

$$\begin{aligned} \Delta U_2 - \Delta U'_2 &= \frac{P \cdot R + (Q - Q_{\text{БК}}) \cdot X}{U} - \frac{kP \cdot R + (kQ - Q_{\text{БК}}) \cdot X}{U} = \\ &= \frac{P \cdot R + Q \cdot X - Q_{\text{БК}} \cdot X - kP \cdot R - kQ \cdot X + kQ_{\text{БК}} \cdot X}{U} = \\ &= \frac{P \cdot R + Q \cdot X - k(P \cdot R + Q \cdot X)}{U} = \frac{(1 - k)(P \cdot R + Q \cdot X)}{U} = (1 - k) \cdot \Delta U_1 \end{aligned} \quad (4.22)$$

Из соотношения (4.22) следует, что при уменьшении нагрузки колебания напряжения после компенсации будут такими же, как и до компенсации (см. соотношения (4.21)), но уровень напряжения будет выше. Это следует из соотношения (4.20), так как уменьшение потери напря-

жения зависит только от $Q_{\text{БК}}$ и X , которые для электроустановки являются величинами постоянными.

Таким образом, при поперечной компенсации уровень напряжения в сети повышается на постоянную величину в зависимости от мощности установленных конденсаторов и реактивного сопротивления элементов установки.

Пример 4.3.

По высоковольтной линии напряжением 6 кВ, выполненной алюминиевыми проводниками $3 \times 70 \text{ мм}^2$ (погонное активное сопротивление $r_0 = 0,445 \text{ Ом/км}$) длиной 2 км, питается сосредоточенная в конце нагрузка, активная мощность которой 600 кВт, реактивная – 700 кВАр и полная – 920 кВА. С целью повышения $\cos \varphi$, уменьшения потерь мощности и напряжения предполагается параллельно нагрузке подключить батарею конденсаторов мощностью 400 кВАр. Определить, как изменятся указанные параметры для:

- кабельной линии: $x_{0 \text{ кл}} = 0,08 \text{ Ом/км}$;
- воздушной линии: $x_{0 \text{ вл}} = 0,37 \text{ Ом/км}$.

Решение.

Коэффициент мощности до установки конденсаторных батарей составляет

$$\cos \varphi_1 = \frac{P}{S_1} = \frac{600}{920} = 0,652,$$

а после их установки повысится до

$$\text{tg} \varphi_2 = \frac{Q_1 - Q_{\text{БК}}}{P} = \frac{700 - 400}{600} = 0,5 \text{ или } \cos \varphi_2 = 0,895.$$

После установки конденсаторных батарей по линии будет передаваться полная мощность

$$S_2 = \frac{P}{\cos \varphi_2} = \frac{600}{0,895} = 670 \text{ кВА}.$$

Таким образом, полная нагрузка, а следовательно, и ток уменьшатся на

$$\frac{S_1 - S_2}{S_1} \cdot 100\% = \frac{920 - 670}{920} \cdot 100\% = 27,2\%.$$

Активное сопротивление линии равно

$$R = r_0 \cdot l = 0,445 \cdot 2 = 0,89 \text{ Ом}.$$

Потери мощности до компенсации составляют

$$\Delta P_1 = \frac{(P^2 + Q_1^2) \cdot R}{U^2} = \frac{(600^2 + 700^2) \cdot 0,89}{6^2} \cdot 10^{-3} = 21 \text{ кВт},$$

а после установки конденсаторных батарей снизятся до

$$\Delta P_2 = \frac{P^2 + (Q_1 - Q_{\text{БК}})^2}{U^2} \cdot R = \frac{(600^2 + (700 - 400)^2) \cdot 0,89}{6^2} \cdot 10^{-3} = 11,1 \text{ кВт},$$

то есть уменьшатся на

$$\Delta P_1 - \Delta P_2 = 21 - 11,1 = 9,9 \text{ кВт}$$

или

$$\Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{(2Q_1 - Q_{\text{БК}}) \cdot Q_{\text{БК}} \cdot R}{U^2} = \frac{(2 \cdot 700 - 400) \cdot 400 \cdot 0,89}{6^2} \cdot 10^{-3} = 9,9 \text{ кВт.}$$

Таким образом, потери мощности уменьшились с 21 до 11,1 кВт, или на

$$\frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{\Delta P_1} \cdot 100\% = \frac{21 - 11,1}{21} \cdot 100\% = 47\%.$$

Кабельная линия. Индуктивное сопротивление линии равно

$$X = x_{0\text{кл}} \cdot l = 0,08 \cdot 2 = 0,16 \text{ Ом.}$$

Потери напряжения до компенсации

$$\Delta U_1 = \frac{P \cdot R + Q_1 \cdot X}{U} = \frac{600 \cdot 0,89 + 700 \cdot 0,16}{6} = 108 \text{ В,}$$

а после установки конденсаторных батарей

$$\Delta U_2 = \frac{P \cdot R + (Q_1 - Q_{\text{БК}}) \cdot X}{U} = \frac{600 \cdot 0,89 + (700 - 400) \cdot 0,16}{6} = 97 \text{ В.}$$

Уменьшение потерь напряжения составляет

$$\Delta U_1 - \Delta U_2 = 108 - 97 = 11 \text{ В}$$

или

$$\Delta U_1 - \Delta U_2 = \frac{Q_{\text{БК}} \cdot X}{U} = \frac{400 \cdot 0,16}{6} = 11 \text{ В.}$$

Потери напряжения уменьшились, а следовательно, уровень напряжения повысился на

$$\frac{\Delta U_1 - \Delta U_2}{U} \cdot 100\% = \frac{108 - 97}{6000} \cdot 100\% = 0,18\%.$$

Воздушная линия. Индуктивное сопротивление линии равно

$$X = x_{0\text{вл}} \cdot l = 0,37 \cdot 2 = 0,74 \text{ Ом.}$$

Потери напряжения:

- до компенсации $\Delta U_1 = \frac{P \cdot R + Q_1 \cdot X}{U} = \frac{600 \cdot 0,89 + 700 \cdot 0,74}{6} = 175 \text{ В;}$

- после компенсации $\Delta U_2 = \frac{P \cdot R + (Q_1 - Q_{\text{БК}}) \cdot X}{U} = \frac{600 \cdot 0,89 + (700 - 400) \cdot 0,74}{6} = 126 \text{ В;}$

- уменьшение потерь $\Delta U_1 - \Delta U_2 = 175 - 126 = 49 \text{ В}$ или

$$\Delta U_1 - \Delta U_2 = \frac{Q_{\text{БК}} \cdot X}{U} = \frac{400 \cdot 0,74}{6} = 49 \text{ В.}$$

Уровень напряжения повысился на

$$\frac{\Delta U_1 - \Delta U_2}{U} \cdot 100\% = \frac{175 - 126}{6000} \cdot 100\% = 0,81\%.$$

4.2.3. Места установки компенсирующих устройств

На рис. 4.11 показана однолинейная схема сети предприятия с возможными местами установки компенсирующих устройств. Граница балансовой принадлежности может находиться в точках 1–4. Если компен-

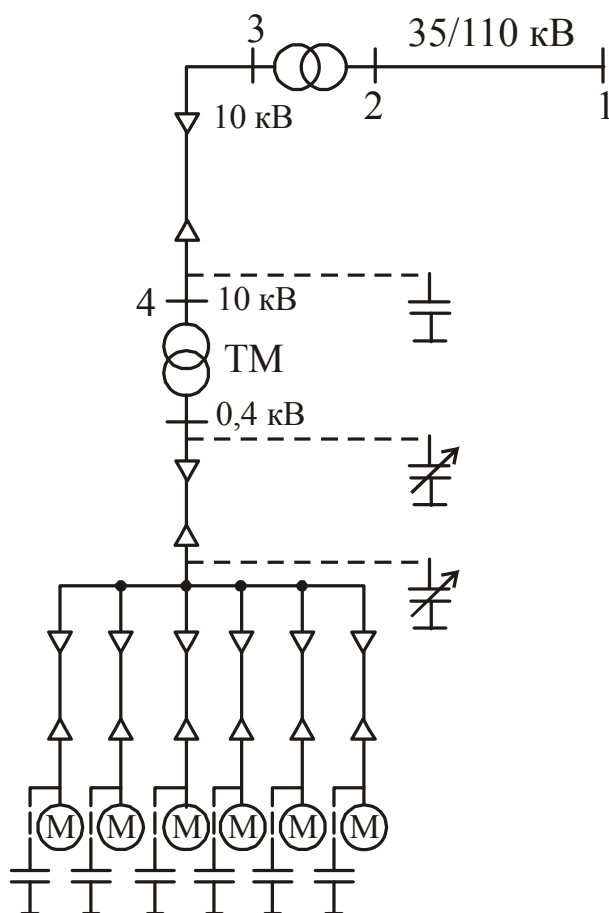


Рис. 4.11. Однолинейная схема сети предприятия

сирующие устройства установлены на границе балансовой принадлежности, то потери активной энергии в сети потребителя не сокращаются, а пропускная способность сети не увеличивается. Единственный положительный эффект для него – частичная нормализация напряжения.

При переносе места установки компенсирующих устройств от границы балансовой принадлежности ближе к потребителю появляются участки сети, разгруженные от потоков реактивной мощности. На этих участках снижаются потери активной мощности. В результате снижается срок окупаемости компенсирующих устройств и повышается эффективность использования электроэнергии.

Потребителю целесообразно устанавливать компенсирующие устройства как можно дальше от границы балансового раздела.

Выбор места присоединения конденсаторных батарей опирается на анализ схемы электроснабжения. При этом рассматривается несколько способов компенсации реактивной мощности: централизованная, групповая, индивидуальная (рис. 4.12) и комбинированная – централизованная в сочетании с групповой или индивидуальной. При большом количестве

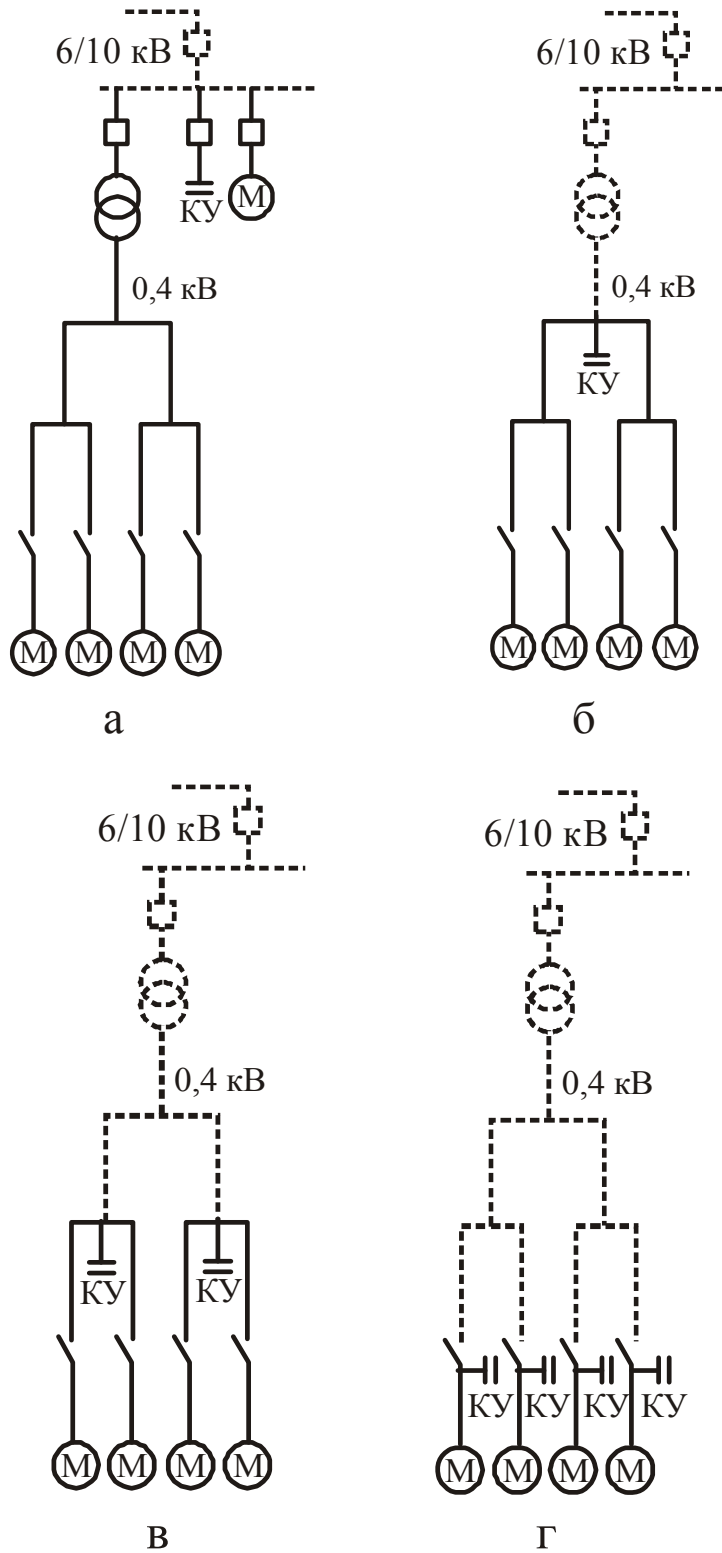


Рис. 4.12. Способы компенсации реактивной мощности: а – централизованная на стороне высокого напряжения; б – централизованная на стороне низкого напряжения; в – групповая; г – индивидуальная; штриховой линией показаны участки сети, разгруженные от потоков реактивной мощности потребителей

потребителей индивидуальная компенсация может оказаться менее эффективной, чем групповая. Индивидуальная компенсация целесообразна у крупных электроприемников с относительно низким коэффициентом мощности и большим числом часов работы в году. Групповая компенсация по сравнению с индивидуальной имеет немногим больший срок окупаемости, но благодаря применению установок с автоматическим регулированием реактивной мощности не требует ежедневного обслуживания (ручного включения и отключения) и является предпочтительным вариантом компенсации.

4.3. Продольная емкостная компенсация реактивной мощности

4.3.1. Схема замещения и векторные диаграммы установки продольной компенсации

При продольной компенсации конденсаторы включаются в сеть последовательно. Через них проходит полный ток линии.

Схема установки продольной компенсации (УПК) линии с указанием состава ее оборудования показана на рис. 4.13. Схема замещения УПК, в которой последовательно с сопротивлениями линии R и x_L включено емкостное сопротивление x_C , приведена на рис. 4.14а.

Действующие значения тока и напряжения на участках последовательной цепи определяются выражениями:

$$I = \frac{U}{Z} = \frac{U}{\sqrt{R^2 + x^2}}; \quad U_R = I \cdot R; \quad U_L = I \cdot x_L; \quad U_C = I \cdot x_C;$$

$$x = x_L + x_C; \quad x_L = \omega L; \quad x_C = 1/\omega C;$$

$$\varphi = \arctg \frac{x}{R}.$$

В зависимости от соотношения между индуктивным и емкостным сопротивлениями векторная диаграмма R, L, C – цепи имеет три вида:

- при индуктивном характере цепи, когда $x_L > x_C$, угол $\varphi = \arctg \frac{x_L - x_C}{R}$, ток I отстает от напряжения U (рис. 4.14б);
- при емкостном характере цепи, когда $x_L < x_C$, угол $\varphi < 0$, ток I опережает напряжение U (рис. 4.14в);
- при равенстве $x_L = x_C$, угол $\varphi = 0$, ток I совпадает по фазе с напряжением U , а падения напряжения в индуктивности $I \cdot x_L$ и в емкости $I \cdot x_C$ равны и компенсируются, так как взаимно противоположны по направлению (рис. 4.14г).

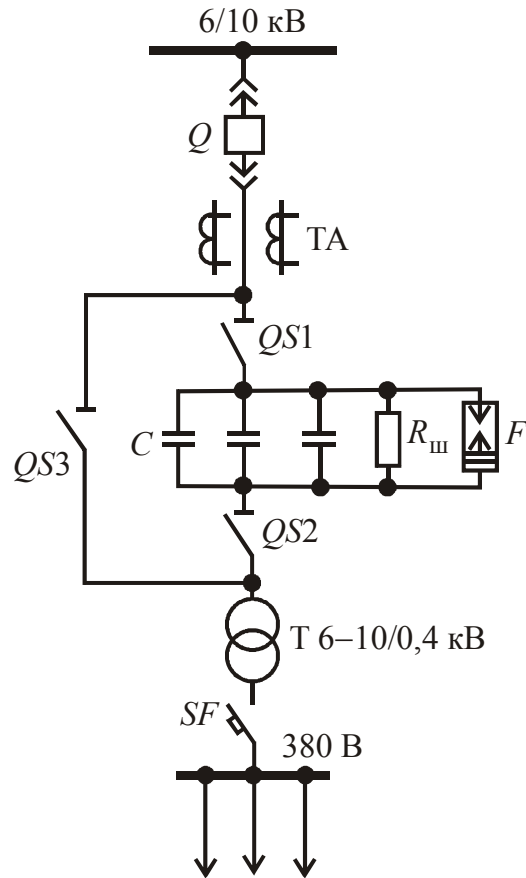


Рис. 4.13. Схема установки продольной емкостной компенсации

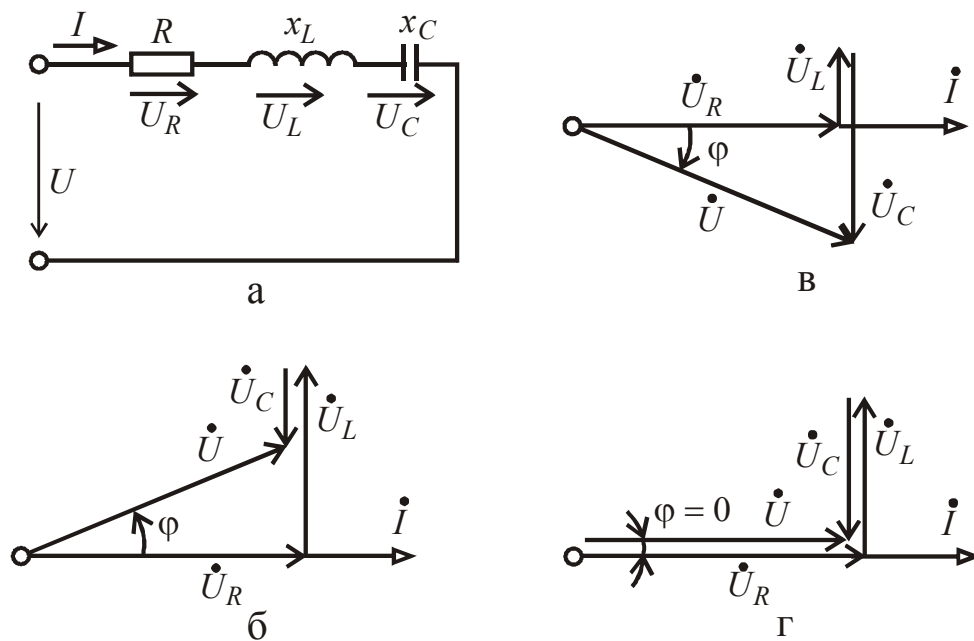


Рис. 4.14. Схема замещения и векторные диаграммы устройства продольной компенсации

Последний случай называется *резонансом напряжений*, характеризуется максимальным значением тока в цепи при $U = \text{const}$:

$$I = \frac{U}{\sqrt{R^2 + (x_L - x_C)^2}} = \frac{U}{R}. \quad (4.23)$$

В системах электроснабжения, где активное сопротивление невелико по сравнению с индуктивным сопротивлением трансформаторов, при резонансе напряжений в режиме короткого замыкания может быть очень большим ток КЗ и недопустимые повышения напряжения на индуктивности и емкости: при $R \rightarrow 0, I \rightarrow \infty, U_L = U_C \rightarrow \infty$.

Поэтому в установках продольной компенсации емкость выбирается из расчета, чтобы напряжение на конденсаторах $U_C = I \cdot x_C$ составляло 5–20% номинального напряжения сети. При этом емкость УПК компенсирует лишь часть потерь реактивной мощности, равную

$$Q_C = \omega C U_C^2,$$

то есть УПК практически не является источником мощности.

Сопротивление $R_{ш}$ (рис. 4.13), превышающее сопротивление конденсаторов примерно на порядок, ограничивает резонансные явления в установках продольной компенсации.

Главное назначение продольной компенсации – частичная компенсация индуктивного сопротивления участков электрической цепи для уменьшения потери напряжения в них. Влияние УПК на соотношение напряжений в начале U_1 и в конце U_2 участка сети иллюстрирует векторная диаграмма на рис. 4.15.

При наличии в цепи только сопротивлений $R_{л}$ и $x_{л}$ напряжение U_2 в конце линии меньше напряжения U_1 в ее начале на величину падений напряжения на активном $I_2 \cdot R_{л}$ и индуктивном $I \cdot x_L$ сопротивлении (сплошные линии на рис. 4.15б), при этом $U_1 > U_2, \varphi_1 > \varphi_2$. Если включить последовательно емкость x_C , то появится еще одна составляющая падения напряжения $I_2 \cdot x_C$. Ее направление на диаграмме противоположно индуктивной составляющей $I_2 \cdot x_L$ (пунктирные линии на рис. 4.15б). Подбором x_C можно снизить разность напряжений U_1 и U_2 . Наиболее существенное влияние УПК оказывает на напряжения U_2 при низком $\cos \varphi_2$.

Компенсация индуктивного сопротивления цепи емкостью приводит к повышению токов КЗ во всех элементах трансформаторной подстанции. Причем это особенно опасно для самих конденсаторов УПК, так как напряжение на них при сквозных токах короткого замыкания $\Delta U_C = I_{КЗ} \cdot x_C$ возрастает пропорционально кратности тока КЗ ($I_{КЗ} / I_{ном}$).

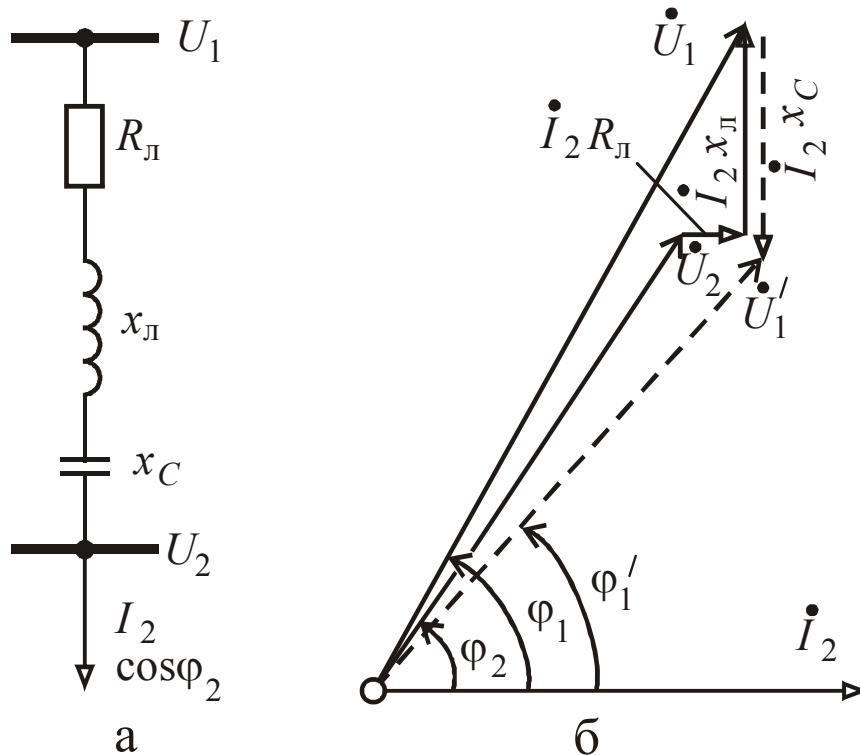


Рис. 4.15. Влияние продольной компенсации на соотношение напряжений в начале и в конце линии: а – схема включения емкости в нагрузочную цепь; б – векторная диаграмма

Для защиты конденсаторов путем их шунтирования при сквозных токах КЗ могут применяться, например, искровые спекающиеся разрядники (см. рис. 4.13), которые после срабатывания временно выводятся из работы с помощью разъединителей $QS1$, $QS2$ и $QS3$ для восстановления разрядных свойств.

Достоинством УПК является способность стабилизации напряжения при резкопеременной нагрузке. Если, например, при $x_L = x_C$ ток I_2 резко увеличится, то изменится лишь величина $I_2 \cdot R_L$ (рис. 4.15), что несущественно при малом значении сопротивления R_L . Увеличение падения напряжения в индуктивности $I_2 \cdot x_L$ компенсируется увеличением падения напряжения в емкости ($-I_2 \cdot x_C$). Напряжение U_2 при этом мало отличается от U_1' .

4.3.2. Особенности продольной компенсации

Схема включения емкости в нагрузочную цепь при продольной компенсации приведена на рис. 4.15а.

Мощность конденсатора определяется по соотношению:

$$Q_k = \omega C U^2; \quad (4.24)$$

с другой стороны

$$Q_k = I_k \cdot U; \quad (4.25)$$

где I_k – ток, протекающий через конденсатор, из выражения (4.25)

$$U = \frac{Q_k}{I_k}; \quad (4.26)$$

Заменяя в формуле (4.24) значение U из выражения (4.26), получаем

$$Q_k = \omega C U^2 = \omega C \frac{Q_k^2}{I_k^2} = \frac{I_k^2}{\omega C}. \quad (4.27)$$

Так как при продольной компенсации ток конденсатора I_k равен проходящему через него полному току нагрузки линии I_2 (рис. 4.15а), то

$$Q_k = \frac{I_2^2}{\omega C}. \quad (4.28)$$

Таким образом, мощность конденсаторов при продольной компенсации является величиной переменной и зависит от изменяющегося во времени тока нагрузки линии.

До компенсации потери напряжения в трехфазной линии рассчитываются по выражению

$$\Delta U_1 = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}, \quad (4.29)$$

а после компенсации

$$\Delta U_2 = \frac{P \cdot R + Q \cdot (X - X_{БК})}{U}. \quad (4.30)$$

Уменьшение потери напряжения составляет

$$\Delta U_1 - \Delta U_2 = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} - \frac{P \cdot R + Q \cdot (X - X_{БК})}{U} = \frac{Q \cdot X_{БК}}{U}. \quad (4.31)$$

Из выражения (4.31) следует, что уровень напряжения повышается не на постоянную величину, как при поперечной компенсации, а на величину, изменяющуюся пропорционально изменению реактивной нагрузки линии (при неизменном значении $X_{БК}$ для установленных конденсаторов).

Подбором мощности конденсаторов можно добиться равенства напряжения на питающем и приемном конце линии. Если в выражении (4.30) значение ΔU_2 принять равным нулю, то

$$P \cdot R + Q(X - X_{БК}) = 0 \text{ и } X_{БК} = \frac{P \cdot R}{Q} + X,$$

то есть $X_{БК} > X$.

Рассмотрим как изменение нагрузки влияет на потери напряжения в сети.

До компенсации потери напряжения:

- при полной нагрузке $\Delta U_1 = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U}$;

- при неполной нагрузке $\Delta U'_1 = \frac{\kappa \cdot (P \cdot R + Q \cdot X)}{U}$, где κ – коэффициент,

учитывающий пропорциональное уменьшение нагрузки;

- уменьшение потери напряжения

$$\Delta U_1 - \Delta U'_1 = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} - \frac{\kappa \cdot (P \cdot R + Q \cdot X)}{U} = (1 - \kappa) \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} =$$

$$= (1 - \kappa) \Delta U_1.$$

Потери напряжения с учетом продольной компенсации:

- при полной нагрузке $\Delta U_2 = \frac{P \cdot R + Q \cdot (X - X_{\text{БК}})}{U}$;

- при неполной нагрузке $\Delta U'_2 = \frac{\kappa \cdot (P \cdot R + Q \cdot (X - X_{\text{БК}}))}{U}$;

- уменьшение потери напряжения

$$\Delta U_2 - \Delta U'_2 = \frac{P \cdot R + Q \cdot (X - X_{\text{БК}})}{U} - \frac{\kappa \cdot (P \cdot R + Q \cdot (X - X_{\text{БК}}))}{U} =$$

$$= (1 - \kappa) \frac{P \cdot R + Q \cdot (X - X_{\text{БК}})}{U} = (1 - \kappa) \Delta U_2$$

Так как $\Delta U_2 < \Delta U_1$, а $(1 - \kappa)$ – величина постоянная для определенной степени загрузки линии то

$$\Delta U_2 - \Delta U'_2 < \Delta U_1 - \Delta U'_1. \quad (4.32)$$

Из выражения (4.32) следует, что при изменении нагрузки линии колебания напряжения в ней при наличии продольной компенсации будут меньше, чем при ее отсутствии.

Если подбором сопротивлений добиться равенства напряжения на питающем и приемном концах линии ($\Delta U_2 = 0$), то при любом изменении нагрузки никакого изменения напряжения на приемном конце линии не будет – напряжение сохранится стабильным, так как в этом случае

$$\Delta U_2 - \Delta U'_2 = (1 - \kappa) \Delta U_2 = 0.$$

Степень устойчивости системы при всех прочих равных условиях обратно пропорциональна величине реактивного сопротивления системы. Так как при продольной компенсации уменьшается реактивное сопротивление линии, а следовательно, и системы, то устойчивость по-

следней повышается. Продольная компенсация, которая наряду с повышением устойчивости системы повышает уровень и уменьшает колебания напряжения, может разрешить сложности, связанные с большой протяженностью линий электропередачи.

К недостаткам применения продольной компенсации относятся следующие:

- в схему системы вводится новый элемент (состоит из большого количества конденсаторов), который должен быть не менее надежен в эксплуатации, чем остальные элементы сооружения;
- условия работы конденсаторов для продольной компенсации более тяжелые, чем при поперечной компенсации: при возникновении короткого замыкания за конденсаторами напряжение на их зажимах повышается, это требует устройства их защиты, в частности, шунтирование конденсаторной батареи разрядниками;
- шунтирование установки продольной компенсации выводит ее из схемы в тот момент, когда в ней больше всего по условиям устойчивости нуждается система электроснабжения.

Ценным свойством продольной компенсации является стабилизация напряжения при резкопеременной нагрузке.

Пример 4.4.

Определить число и общую мощность батареи конденсаторов, включаемую в сеть последовательно и предназначенную для регулирования напряжения. В режиме максимальной нагрузки потери напряжения в сети должны быть снижены на 50%.

Напряжение сети 3 кВ. Активное сопротивление сети $R = 4$ Ом. Реактивное сопротивление сети $X_L = 4$ Ом. Передаваемая по линии мощность $P = 100$ кВт. Коэффициент мощности нагрузки равен 0,8.

Проверить возможность использования конденсаторов, имеющих рабочее напряжение 600 В, мощность 8,5 кВАр, емкость 75 мкФ.

Решение.

Используя исходные данные и выражения (4.29) и (4.30), определяется необходимая емкость и реактивное сопротивление конденсаторов.

Потери напряжения до компенсации

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X_L}{U_{\text{ном}}} = \frac{100 \cdot 4 + 75 \cdot 4}{3},$$

где $Q = P \cdot \text{tg} \varphi = 100 \cdot 0,75 = 75$ кВАр.

Потери напряжения после компенсации

$$0,5 \cdot \Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot (X_L - X_C)}{U_{\text{ном}}}.$$

Подставляя в последнюю формулу численные значения, получим

$$0,5 \cdot \frac{100 \cdot 4 + 75 \cdot 4}{3} = \frac{100 \cdot 4 + 75(4 - X_C)}{3},$$

отсюда искомое емкостное сопротивление составит

$$X_C = \frac{350}{75} = 4,67 \text{ Ом.}$$

Необходимая емкость конденсаторной батареи для одной фазы может быть определена из выражения

$$X_C = \frac{1}{\omega \cdot C},$$

то есть $C = \frac{1}{\omega X_C} = \frac{10^6}{314 \cdot 4,67} = 682 \text{ мкФ.}$

Зная заданную емкость одного конденсатора $C_0 = 75 \text{ мкФ}$, рассчитывается нужное их число при параллельном соединении:

$$n = \frac{C}{C_0} = \frac{682}{75} = 9, \quad n_{\Sigma} = 3 \cdot n = 3 \cdot 9 = 27.$$

Рабочий ток одной фазы линии электропередачи

$$I_{\text{раб}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 0,8} = 24 \text{ А.}$$

Ток в каждой ветви конденсаторной батареи

$$I_C = \frac{I_{\text{раб}}}{n} = \frac{24}{9} = 2,67 \text{ А.}$$

Сопротивление каждого конденсатора

$$X_{C_0} = \frac{1}{\omega C_0} = \frac{10^6}{314 \cdot 75} = 42,5 \text{ Ом,}$$

а напряжение на конденсаторах в рабочем режиме

$$U_C = I_C \cdot X_{C_0} = 2,67 \cdot 42,5 = 113 \text{ В.}$$

Общая мощность батареи конденсаторов

$$Q_C = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot X_C = 3 \cdot 24^2 \cdot 4,67 \cdot 10^{-3} = 8,05 \text{ кВАр.}$$

Из расчетов следует, что нет необходимости устанавливать для целей компенсации индуктивного сопротивления конденсаторы, рассчитанные на рабочее напряжения сети, так как напряжение между их обкладками определяется не рабочим напряжением сети, а произведением тока на сопротивление. В том случае, если в рассечку линии, например, 10 кВ включаются конденсаторы на более низкое напряжение, вся батарея должна быть надежно изолирована от земли.

Если в рассмотренном примере 4.4 учесть возможность аварии в сети с появлением тока короткого замыкания двух- и трехкратной величины, то напряжение на конденсаторах останется в пределах рабочего (см. условие примера). Конденсаторные батареи при продольной компенсации должны рассчитываться на передаваемую по линии мощность.

Пример 4.5.

Воздушная линия длиной 24 км имеет активное сопротивление 7,44 Ом, а реактивное 9,6 Ом. Передаваемая по данной линии активная мощность составляет

10000 кВт, реактивная – 9000 кВАр и полная – 13450 кВА, нагрузка сосредоточена в конце линии. Напряжение в начале линии $U_a = 36$ кВ, а в конце линии до компенсации $U_b = 31,5$ кВ. Рассчитать необходимую мощность батареи конденсаторов для продольной компенсации (принять однофазные конденсаторы КПМ–0,6–50–1), чтобы потери напряжения при полной нагрузке в конце линии после компенсации составляли $\Delta U_2 = 0,5$ кВ. Результат сравнить с мощностью батареи конденсаторов в случае реализации поперечной компенсации.

Решение.

Потери напряжения в линии до компенсации

$$\Delta U_1 = U_a - U_b = 36 - 31,5 = 4,5 \text{ кВ.}$$

Заданное уменьшение потери напряжения

$$\Delta U_1 - \Delta U_2 = 4,5 - 0,5 = 4 \text{ кВ.}$$

Из выражения $\Delta U_1 - \Delta U_2 = \frac{Q \cdot X_{\text{БК}}}{U_a}$ (см. соотношение (4.31)) определяем $X_{\text{БК}}$:

$$X_{\text{БК}} = \frac{(\Delta U_1 - \Delta U_2) \cdot U_a}{Q} = \frac{4 \cdot 36}{9000} = 16 \text{ Ом.}$$

Технические данные однофазных конденсаторов КПМ–0,6–50–1 для продольной компенсации:

$Q_{\text{к1}} = 50$ кВАр – мощность одного конденсатора;

$U = 0,6$ кВ – рабочее напряжение;

$C = 442$ мкФ – емкость одного конденсатора;

$$I_{\text{к1}} = \frac{Q_{\text{к1}}}{U} = \frac{50}{0,6} = 83 \text{ А;}$$

$$X_{\text{к1}} = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{314 \cdot 442 \cdot 10^{-6}} = 7,2 \text{ Ом}$$

Определим необходимое количество параллельно включенных конденсаторов на фазу:

$$n = \frac{I}{I_{\text{к1}}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_b \cdot I_{\text{к1}}} = \frac{13450}{\sqrt{3} \cdot 31,5 \cdot 83} = 2,97.$$

Принимаем $n = 3$.

Вычислим необходимое количество последовательно включенных конденсаторов на фазу:

$$m = \frac{X_{\text{БК}}}{X_{\text{к1}} / n} = n \frac{X_{\text{БК}}}{X_{\text{к1}}} = 3 \frac{16}{7,2} = 6,67.$$

Принимаем $m = 7$.

Общее количество конденсаторов на фазу

$$n \cdot m = 3 \cdot 7 = 21,$$

а всей батареи

$$3 \cdot n \cdot m = 3 \cdot 21 = 63.$$

Общая мощность

$$Q_{\text{БК}} = 3 \cdot n \cdot m \cdot Q_{\text{к1}} = 3 \cdot 3 \cdot 7 \cdot 50 = 3150 \text{ кВАр.}$$

Общее емкостное сопротивление одной фазы будет:

$$X_{\text{БК}} = \frac{m \cdot X_{\text{к1}}}{n} = \frac{7 \cdot 7,2}{3} = 16,8 \text{ Ом}$$

вместо необходимых 16 Ом.

Проверим полученное значение уменьшения потери напряжения:

$$\Delta U_1 - \Delta U_2 = \frac{Q \cdot X_{\text{БК}}}{U_a} = \frac{9000 \cdot 16,8}{36} \cdot 10^{-3} = 4,2 \text{ кВ}$$

вместо заданных 4 кВ.

Большая мощность конденсаторов $Q_{\text{БК}} = 3150$ кВАр получилась вследствие достаточно жестких условий по уменьшению потери напряжения и поддержанию напряжения на необходимом уровне.

Если принять мощность конденсаторной батареи $Q_{\text{БК}} = 3nmQ_{\text{к1}} = 2250$ кВАр, то при $n = 3$

$$m = \frac{Q_{\text{БК}}}{3 \cdot n \cdot Q_{\text{к1}}} = \frac{2250}{3 \cdot 3 \cdot 50} = 5;$$

$$X'_{\text{БК}} = \frac{m \cdot X_{\text{к1}}}{n} = \frac{5 \cdot 7,2}{3} = 12 \text{ Ом};$$

$$\Delta U_1 - \Delta U_2 = \frac{Q \cdot X'_{\text{БК}}}{U_a} = \frac{9000 \cdot 12}{36} \cdot 10^{-3} = 3 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_2 = \Delta U_1 - 3 = 4,5 - 3 = 1,5 \text{ кВ};$$

$$U_2 = U_a - \Delta U_2 = 36 - 1,5 = 34,5 \text{ кВ}.$$

Мощность батареи конденсаторов для поперечной компенсации определим из соотношения

$$\Delta U_1 - \Delta U_2 = \frac{Q_{\text{БК}} \cdot X}{U_a},$$

где X – реактивное сопротивление линии (см. условие примера).

Мощность батареи составит

$$Q_{\text{БК}} = \frac{(\Delta U_1 - \Delta U_2) \cdot U_a}{X} = \frac{4 \cdot 36}{9,6 \cdot 10^{-3}} = 15000 \text{ кВАр}.$$

Таким образом, при поперечной компенсации для условий, принятых в примере, потребуется мощность конденсаторов почти в пять раз больше (1500 / 3150), чем при продольной компенсации.

Для поперечной компенсации, когда $\Delta U_1 - \Delta U_2 = 3$ кВ, потребуется конденсаторная батарея мощностью

$$Q'_{\text{БК}} = \frac{(\Delta U_1 - \Delta U_2) \cdot U_a}{X} = \frac{3 \cdot 36}{9,6 \cdot 10^{-3}} = 11250 \text{ кВАр}.$$

В таблице 4.2 для различной загрузки линии приведены колебания напряжения:

- 1 – до компенсации $\Delta U_1 = U_a - U_b = 4,5$ кВ;
- 2 – с продольной компенсацией $\Delta U_1 - \Delta U_2 = 4,2$ кВ;
- 3 – с продольной компенсацией $\Delta U_1 - \Delta U_2 = 3$ кВ;

Таблица 4.2

Потери напряжения до и после продольной компенсации (к примеру 4.5)

№ п/п	Мощность конденсаторной батареи продольной компенсации, кВАр	Наименование величин	Потери напряжения, кВ, при нагрузке линии, %			
			100	75	50	25
1	Без компенсации	$\Delta U_1 = U_a - U_b$	4,5	3,38	2,25	1,13
2	3150	$\Delta U_1 - \Delta U_2$	4,2	3,15	2,1	1,05
		ΔU_2	0,5	0,23	0,15	0,08
3	2250	$\Delta U_1 - \Delta U_2$	3,0	2,25	1,5	0,75
		ΔU_2	1,5	1,13	0,75	0,38

Как и отмечалось выше, колебания напряжения при продольной компенсации будут меньше, чем без компенсации, и зависят от степени компенсации.

4.3.3. Упрощенный метод определения сопротивления конденсаторов установок продольной компенсации [5]

Основным параметром УПК является емкостное сопротивление конденсаторов X_C . При его выборе необходимо исходить из величины повышения напряжения α . Из векторной диаграммы установки продольной компенсации (рис. 4.16) выводится уравнение

$$\alpha = \frac{U_d}{U_b} = \sqrt{3} \frac{X_C \cdot I}{U_b} \sin \varphi_d + \sqrt{1 - 3 \left(\frac{X_C \cdot I}{U_b} \right)^2 \cos^2 \varphi_d}, \quad (4.33)$$

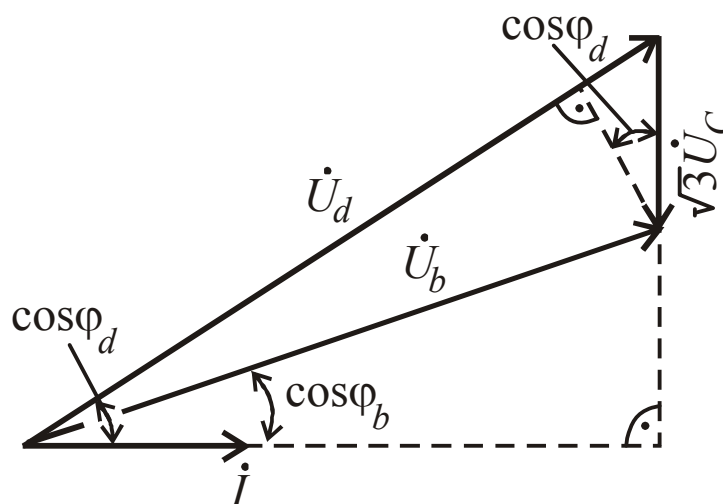


Рис. 4.16. Векторная диаграмма установки продольной компенсации

где U_d – напряжение на выходе установки; U_b – линейное напряжение на входе установки; X_C – сопротивление установки; I – ток нагрузки; φ_d – угол между током и напряжением за установкой.

Из уравнения (4.33) можно определить условия для X_C , чтобы при заданных φ_d , I и U_b соотношение напряжений α имело бы максимальное значение. Для этого решается уравнение

$$\frac{d\alpha}{dX_C} = \sqrt{3} \frac{I}{U_b} \sin \varphi_d - 3 \frac{\frac{X_C \cdot I^2}{U_b^2} \cos^2 \varphi_d}{\sqrt{1 - 3 \left(\frac{X_C \cdot I}{U_b} \right)^2 \cos^2 \varphi_d}} = 0$$

и находится необходимое условие для емкостного сопротивления установки

$$X_C = \frac{U_b}{\sqrt{3} \cdot I} \operatorname{tg} \varphi_d. \quad (3.34)$$

При значении X_C , определенном по (4.34), достигается максимальное значение отношения напряжений

$$\alpha_{\max} = \frac{1}{\cos \varphi_d}. \quad (3.35)$$

Из уравнения (4.33) видно, что установка продольной компенсации имеет ряд характерных особенностей, которые выражаются в том, что относительное повышение напряжения зависит в основном от характера нагрузки, который определяется величиной тока и коэффициентом мощности нагрузки и их взаимным изменением во времени. Относительное повышение напряжения увеличивается с ростом тока нагрузки и уменьшением коэффициента мощности. С увеличением емкостного сопротивления α увеличивается, достигая при выполнении условия (4.34) максимального значения. При этом максимальное значение относительного повышения напряжения зависит только от коэффициента мощности нагрузки, увеличиваясь с уменьшением его значения.

Для обеспечения решения уравнения (4.33) на рис. 4.17 приведена номограмма, на которой рассмотрен пример определения сопротивления УПК при увеличении напряжения $U_b = 10$ кВ на 10%, то есть $\alpha = 1,1$, при коэффициенте мощности нагрузки $\cos \varphi = 0,8$ и токе $I = 30$ А. Значение сопротивления получается $X_C = 35,8$ Ом.

Настройка УПК по максимальному режиму повышения напряжения (уравнение (4.34)) не всегда удастся из-за самовозбуждения асинхронных двигателей и феррорезонанса.

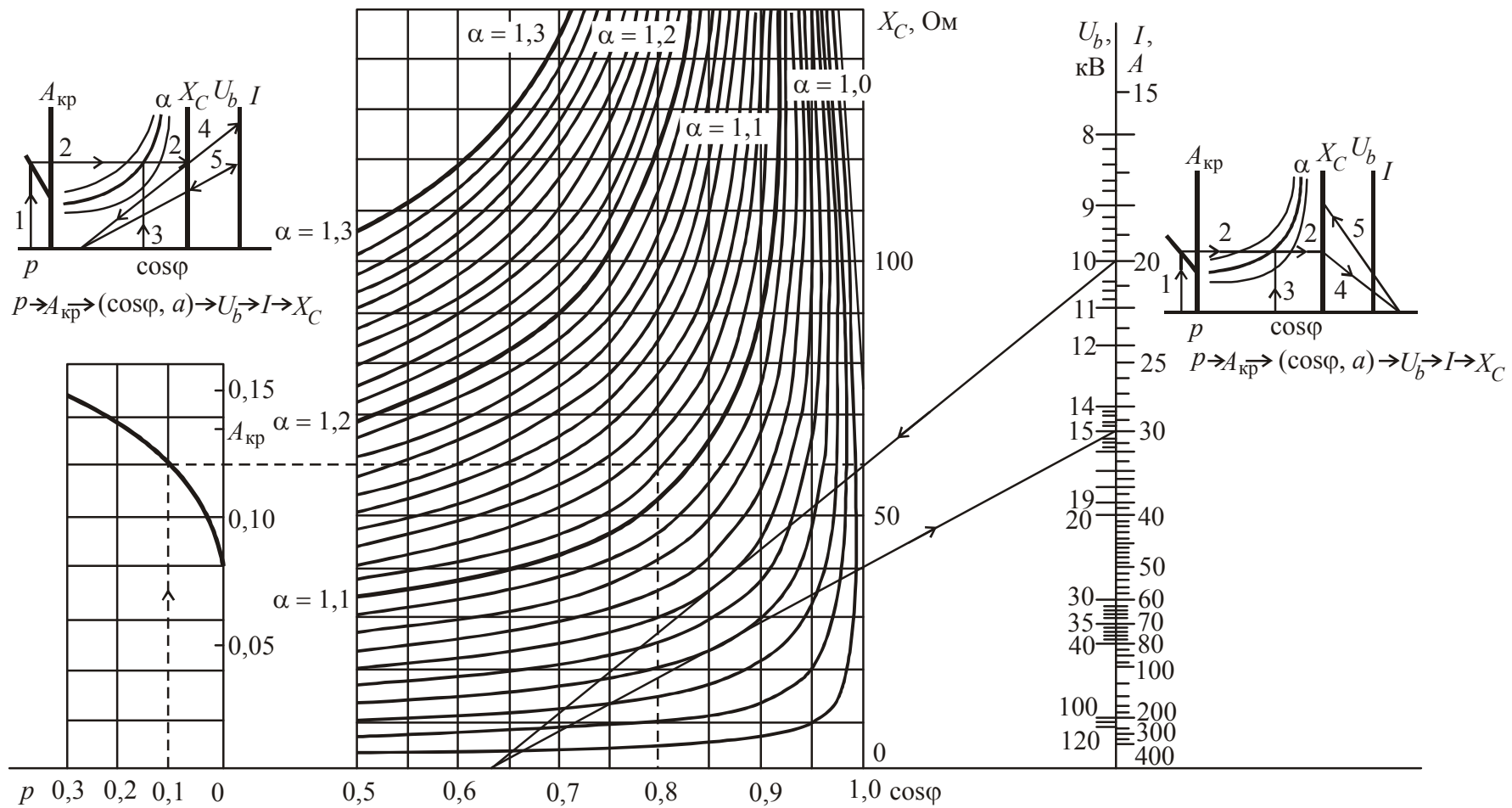


Рис. 4.17. Номограмма для определения параметров установки продольной компенсации: 1 – 5 – последовательность операций по определению X_C

По рис. 4.16 можно установить связь между коэффициентами мощности нагрузки до и за установкой продольной компенсации, которая определяется зависимостью

$$\cos \varphi_b = \alpha \cos \varphi_d. \quad (4.36)$$

Установка продольной компенсации улучшает коэффициент мощности тем больше, чем больше она повышает напряжение сети.

Для более точного определения X_C необходимо учитывать влияние нежелательных режимов, продольную и поперечную составляющие падения напряжения в сети и статические характеристики потребителей электроэнергии.

4.3.4. Нежелательные режимы в системах электроснабжения с установками продольной компенсации и способы их устранения

Экономичная и устойчивая работа УПК в высоковольтных распределительных сетях зависит от правильного выбора емкостного сопротивления конденсаторов. С увеличением этого параметра возрастает напряжение на выходе установки. Поэтому увеличивать сопротивление конденсаторов целесообразно при низких уровнях напряжения сети.

Настройка установок продольной компенсации по максимальному режиму повышения напряжения (согласно уравнению (4.34)) не всегда удается из-за возникновения параметрического резонанса асинхронных двигателей, а также из-за появления ферромагнитных субгармонических колебаний.

При параметрическом резонансе токи асинхронных двигателей, содержащие низшие гармоники, вызывают резонанс между УПК и индуктивностью цепи и двигателя. Это происходит на частоте ниже частоты энергосистемы. В этих условиях двигатель вращается с пониженной в соответствии с частотой резонанса скоростью вращения. При этом он работает как преобразователь, потребляя энергию на частоте энергосистемы и выдавая ее обратно в сеть на резонансной частоте. Такой режим сопровождается вибрациями и большими токами в двигателе, причем могут возникнуть и периодические колебания напряжения в сети.

Явления ферромагнитных субгармонических колебаний наблюдаются в основном при включении ненагруженных трансформаторов или при значительном повышении напряжения. Если последовательно включенное емкостное сопротивление имеет достаточную величину, то сердечник трансформатора насыщается и появляются субгармоники значительной амплитуды с дробным (1:2; 1:3 и так далее) отношением их частоты к основной. Это явление сопровождается повышением тока

и напряжения, что может привести к отключению линии или трансформатора.

Исключить или ограничить нежелательные режимы можно включением шунтирующего сопротивления, закорачиванием конденсаторов, уменьшением сопротивления установки.

Включение шунтирующего сопротивления. Активное сопротивление включается параллельно конденсаторам. Недостаток способа – наличие потерь электроэнергии в шунтирующем сопротивлении и снижение эффекта повышения напряжения установкой продольной компенсации.

В некоторых случаях для устранения нежелательных режимов достаточно включения сопротивления, в три раза превышающего сопротивление конденсаторов. Потери электроэнергии в такой установке будут ощутимы. Если для устранения нежелательных режимов сети удастся увеличить шунтирующее сопротивление в 10–20 раз по сравнению с X_C , то способ становится целесообразным.

Возможно также включение последовательно с шунтирующим сопротивлением насыщающегося дросселя, который при появлении субгармонических составляющих тока будет подмагничиваться и открывать ветвь с активным сопротивлением.

Закорачивание конденсаторов. Конденсаторы автоматически закорачиваются по команде от специальной защиты, реагирующей на субгармонические составляющие тока. Через некоторое время установка вновь автоматически вводится в работу. Предполагается, что за время паузы двигателя разовьют номинальную скорость. Способ рекомендуется для систем электроснабжения с ответственными потребителями и большой пропускной мощностью, так как требует дополнительных затрат на выключатель и специальную фильтровую защиту.

Уменьшение сопротивления УПК. Способ предусматривает уменьшение X_C установки с одновременным уменьшением пробивного напряжения специальных защитных разрядников. Снижение пробивного напряжения защитных разрядников обеспечивает одновременно и шунтирование конденсаторов в случае появления нежелательных режимов со значительной амплитудой напряжений и тем самым способствует их устранению.

Возникновение нежелательных режимов определяется соотношением нагрузок (осветительных и силовых), включенных параллельно электродвигателю. При наличии других двигателей, работающих через ту же УПК, вероятность возникновения параметрического резонанса уменьшается. Особенно сильно снижается склонность двигателей к параметрическому резонансу при наличии параллельной осветительной нагрузки.

4.3.5. Выбор основной схемы и схемы защиты установки продольной компенсации

Основная схема. Основной схемой определяется способ включения и отключения конденсаторов в сети. Когда допустимо отключение высоковольтной линии для проверки конденсаторов, применяются упрощенные схемы. В основном это короткие тупиковые линии с установленной мощностью конденсаторов в несколько сотен кВАр. Когда для технического обслуживания УПК недопустимо отключение линии, целесообразно применять схему с тремя разъединителями, один из которых служит для шунтирования конденсаторов, а двумя другими конденсаторы отключаются (см. рис. 4.13). Такая схема наиболее полно отвечает условиям эксплуатации.

Выгоднее выбирать конденсаторы с номинальным напряжением, рассчитанным по максимальному току нормального режима линии, и применять защиту от перенапряжений при КЗ, чем устанавливать конденсаторы без защиты и выбирать их по токам КЗ.

Номинальное напряжение конденсаторов выбирается с учетом предполагаемой нагрузки линии, увеличенной на коэффициент запаса $k_{\text{зап}}$ (ориентировочно $k_{\text{зап}} = 1,1$), учитывающий дальнейший рост нагрузки

$$U_{\text{ном } C} \geq k_{\text{зап}} \cdot I_{\text{нагр}} \cdot X_C. \quad (4.37)$$

При токах КЗ за конденсаторами напряжение на зажимах может превысить испытательное, а за время протекания тока КЗ произойдет их пробой или сократиться срок службы. Эта опасность предотвращается при применении быстродействующих защит.

Защиты УПК. Защиты установок продольной компенсации должны удовлетворять следующим требованиям:

- возможности легкой настройки и устойчивости напряжения срабатывания в интервале $(1,5-3,5) \cdot U_{\text{ном } C}$; возможности проверки и изменения уставки срабатывания в процессе эксплуатации;
- быстроте действия при срабатывании в случае токов КЗ и быстроте ввода конденсаторов в работу при снижении тока КЗ до значения рабочего тока линии;
- устойчивости к токам КЗ с учетом времени их действия;
- простоте и удобству при эксплуатации;
- возможности для наружных установок;
- низкой стоимости;
- отключать установку при возникновении явлений самовозбуждения, а также ферромагнитных субгармонических колебаний;
- защищать от перегрузок;

- защищать от асимметрии напряжений конденсаторной батареи;
- защищать от коротких замыканий платформы, предназначенной для установки конденсаторов;
- защищать конденсаторы при помехах в защитных устройствах.

Защиты можно разделить на две группы в зависимости от назначения установок продольной компенсации. К первой группе относятся сложные и дорогостоящие защиты, которые применяются в установках большой мощности, предназначенных для повышения устойчивости линий электропередачи и для перераспределения нагрузок между параллельными линиями. Ко второй группе относятся защиты для УПК небольшой мощности, используемых для регулирования напряжения в распределительных сетях, и при небольших токах КЗ. К таким защитам предъявляются меньшие требования в отношении надежности работы.

Наиболее простая защита УПК – это защита питающей линии и ее выключателя (рис. 4.18а). В этом случае номинальное напряжение конденсаторов установки выбирается по максимальному току КЗ за конденсаторами, принимая во внимание их перегрузочную способность по напряжению и график нагрузки линии. Такое решение может оказаться оптимальным при малых кратностях тока КЗ по сравнению с максимальным рабочим током линии и небольшой мощности конденсаторов.

Схема защиты, в которой параллельно конденсаторам включается нелинейное сопротивление (рис. 4.18б), например, дроссель насыщения широкого применения не получила из-за возможности возникновения в контуре резонансных явлений.

При мощностях в несколько сотен кВАр применяется схема с шунтирующим разрядником и демпферным сопротивлением (рис. 4.18в). В маломощных установках можно обойтись и без демпферного сопротивления.

На рис. 4.18г приведена схема защиты конденсаторов с низким номинальным напряжением. Автотрансформатор 8 повышает напряжение до срабатывания вспомогательного разрядника 6. При этом конденсатор 7 разряжается через дроссель 5. При возникновении высокочастотного дополнительного напряжения пробивается основной разрядник 3, который шунтирует конденсаторную батарею УПК. В этой защите разрядник 3 должен выдерживать токи КЗ до момента отключения защитой питающей линии.

На установках средней мощности (1–2 МВАр) находит применение схема защиты с разрядником, который шунтируется в дальнейшем выключателем 9 или контактором (рис. 4.18д). Защитный разрядник и шунтирующий выключатель могут быть облегченной конструкции. Параллельно конденсаторам УПК включены трансформаторы напряжения 10, которые позволяют осуществлять измерения напряжения, контроль за

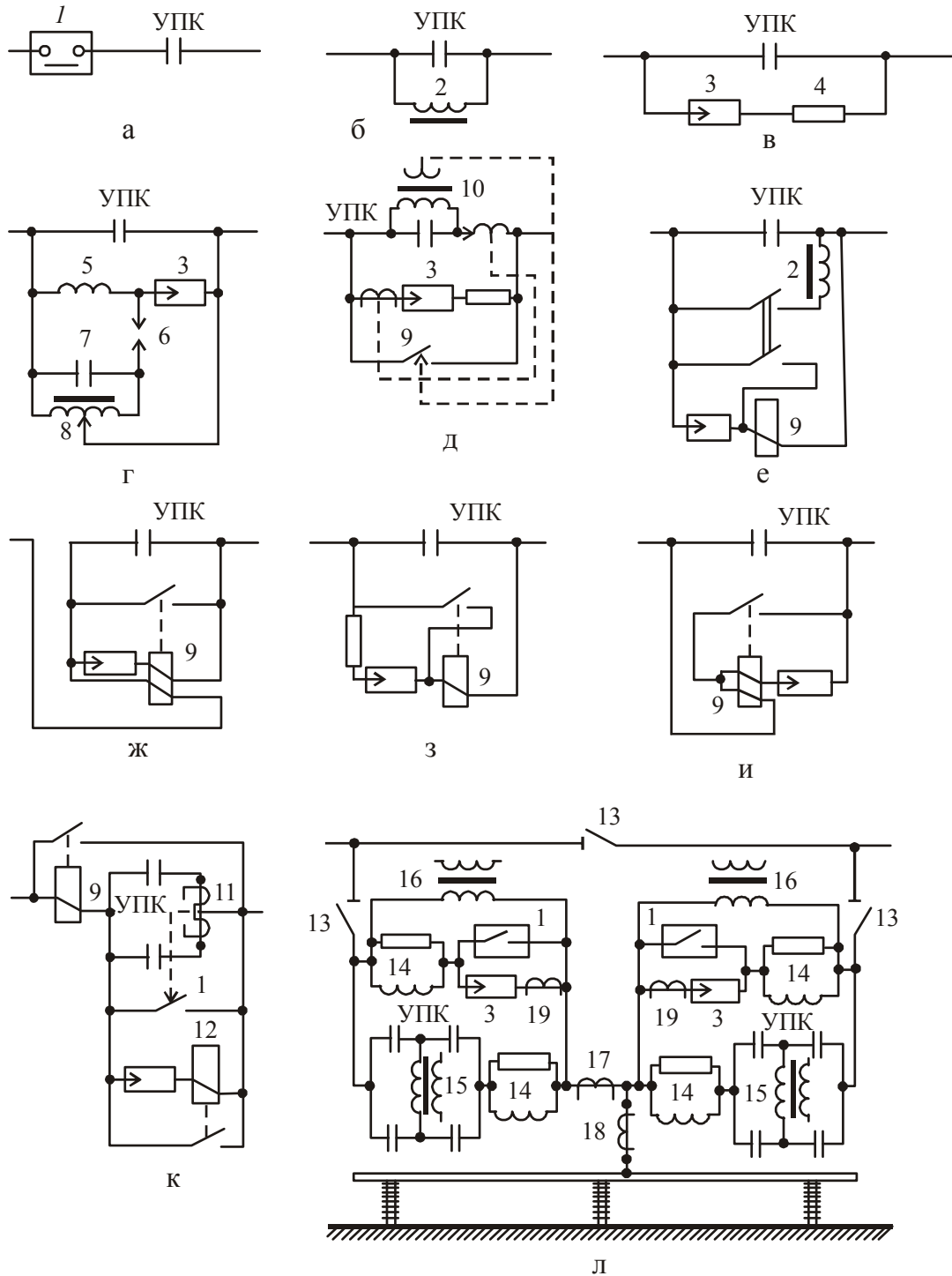


Рис. 4.18. Схемы защиты установок продольной компенсации: 1 – выключатель; 2 – дроссель с насыщением; 3 – разрядник; 4 – демпферное сопротивление; 5 – дроссель; 6 – вспомогательный разрядник; 7 – конденсатор; 8 – автотрансформатор; 9 – контактор; 10 – трансформатор напряжения; 11 – дифзащита; 12 – контактор для защиты от перенапряжения; 13 – разъединитель; 14 – демпферный контур с реактором; 15 – трансформатор для дифзащиты; 16 – трансформатор для защиты от субгармонических колебаний и небаланса; 17 – трансформатор для подключения защиты от перегрузки и аккумуляторов платформы для зарядки; 18 – трансформатор для цепей контроля состояния изоляции платформы; 19 – трансформатор для цепей контроля срабатывания разрядника

состоянием конденсаторов путем измерения симметричности их напряжения, а также обеспечивать разрядку конденсаторов при отключении установки от сети.

Схемы защит на рис. 4.18е–4.18и являются модификацией схемы на рис. 4.18д. Особенность схемы на рис. 4.18е – наличие шунтирующей конденсаторы УПК цепи с дросселем 2, через который пропускается около 90% тока КЗ, что позволяет облегчить обмотку контактора 9, а также обеспечивает отключение контактора при снижении тока КЗ до величины нормального рабочего тока линии. В схеме на рис. 4.18ж дроссель заменен дополнительной обмоткой в контакторе, которая постоянно включена в линию. Недостатком схемы на рис. 4.18з является то, что контактор шунтирует УПК в тех случаях, когда КЗ в линии устраняется до срабатывания ее защиты. Для ввода в действие конденсаторов необходимо кратковременно отключить линию или зашунтировать установку с помощью разъединителя. Этот недостаток устранен в схеме на рис. 4.18и, в которой контактор 9 имеет обмотку, состоящую из двух частей, причем при срабатывании контактора шунтируется только часть обмотки. Обтекаемая током обмотка выбирается так, чтобы контактор не удерживался в положении включения, если ток не достигает опасной для конденсаторов величины.

В схеме защиты на рис. 4.18к контактор 9 срабатывает при перегрузках, контактор 12 – при перенапряжениях, кроме этого предусмотрена дифференциальная защита 11 конденсаторов УПК. Выключатель 1 и контактор 12 выполнены со специальным приводом, работа которого основывается на термическом действии тока. Ток КЗ нагревает специальные меха, в которых в результате повышения температуры повышается давление испарившейся жидкости вследствие чего выключатель срабатывает и шунтирует конденсаторную батарею УПК. После охлаждения образующийся вакуум приводит выключатель в исходное отключенное состояние. Времятоковая характеристика выключателя хорошо согласуется с времятоковой характеристикой защитного разрядника.

На рис. 4.18л приведена одна из схем защиты УПК большой мощности, предназначенной для увеличения пропускной способности линии электропередачи. Напряжение на конденсаторах является основным фактором, который определяет количество последовательно включенных секций конденсаторов УПК. Приведенная схема имеет две секции, которые установлены на общей платформе, изолированной от земли на линейное напряжение. Реакторы обеспечивают разрядку конденсаторов за время АПВ. Если питание платформы прекращается, то это приводит к шунтированию установки. Установка автоматически дешунтируется при восстановлении питания платформы. Информация о состоянии обо-

рудования платформы, уровнях токов и напряжений передается по каналам связи.

По схемам защит установок продольной компенсации можно сделать следующие выводы:

- защиты УПК основываются на применении защитного разрядника, который срабатывает при определенном установленном напряжении и шунтирует конденсаторы; защитный разрядник должен выдерживать ток КЗ, а также разрядный ток конденсаторов в течение времени, определяемого либо временем отключения защиты питающей линии, либо временем включения специального шунтирующего выключателя;
- защиты имеют специальный шунтирующий выключатель, который автоматически шунтирует как защитный разрядник, так и конденсаторы; в результате этого дуга в разряднике гаснет и разрядник освобождается от действия тока КЗ;
- защиты от субгармонических колебаний, дифференциальная защита конденсаторов применяются только на УПК большой мощности.

Выбор схемы защиты УПК. При выборе схемы УПК и схемы защиты необходимо учитывать перечисленные выше требования. Принимая во внимание, что пропускная способность УПК распределительных сетей составляет 1–2 МВАр, при выборе защиты можно ограничиться первыми шестью требованиями. Седьмое и восьмое требования могут быть частично удовлетворены соответствующей настройкой защитного разрядника, а также выбором параметров УПК.

Таким требованиям удовлетворяет защита, схема которой приведена на рис. 4.13. Она полностью соответствует требованиям экономичности и надежности.

Защитные разрядники. Для защиты устройств УПК используются разрядники с графитовыми и кольцеобразными электродами, с магнитным и воздушным дутьем, спекающиеся разрядники. Наибольшее распространение получили разрядники, состоящие из кольцевых электродов со стабилизацией вращающейся дуги (рис. 4.19).

Разрядник изготавливается из меди. В нижней его части имеется искровой промежуток a_1 , который рассчитан на пробивное напряжение, равное 2–3,5-кратному напряжению на конденсаторах при максимальном рабочем режиме линии. Настройка искрового промежутка производится по графику (рис. 4.20). Если напряжение на разряднике превышает пробивное напряжение искрового промежутка, возникает дуга. Под действием электрического поля и термического эффекта она поднимается на кольцеобразный электрод и вращается там до срабатывания защиты линии. После отключения линии дуга гаснет, и разрядник готов к дальнейшей работе.

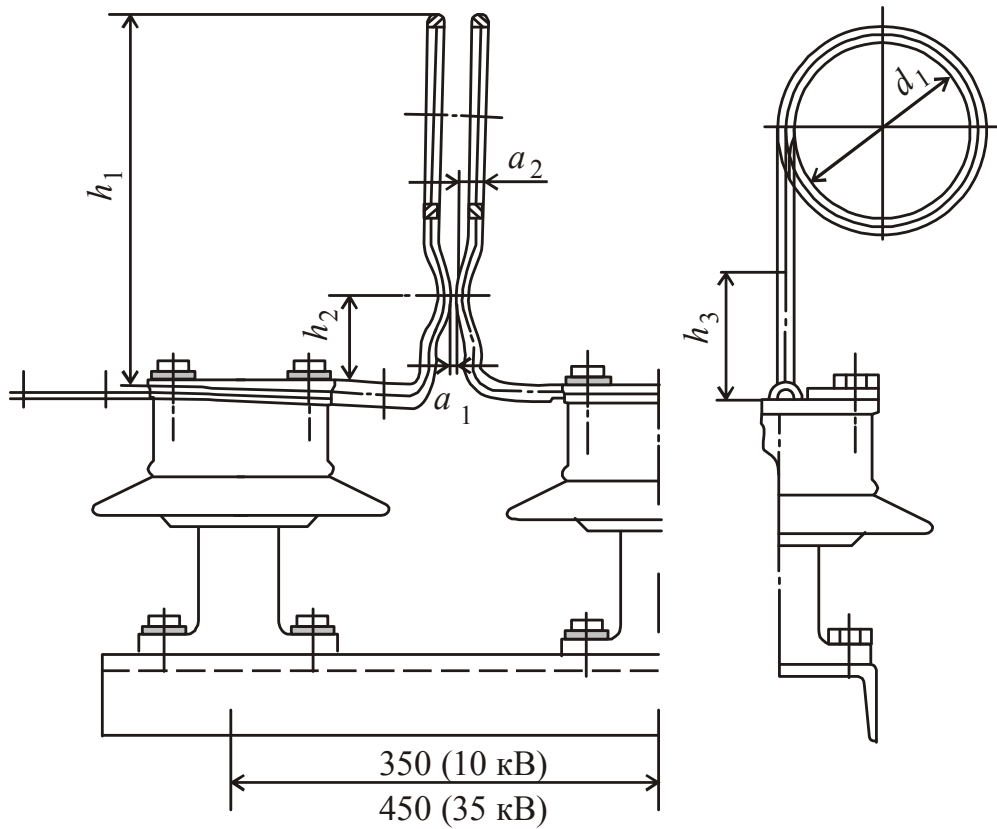


Рис. 4.19. Кольцевой разрядник

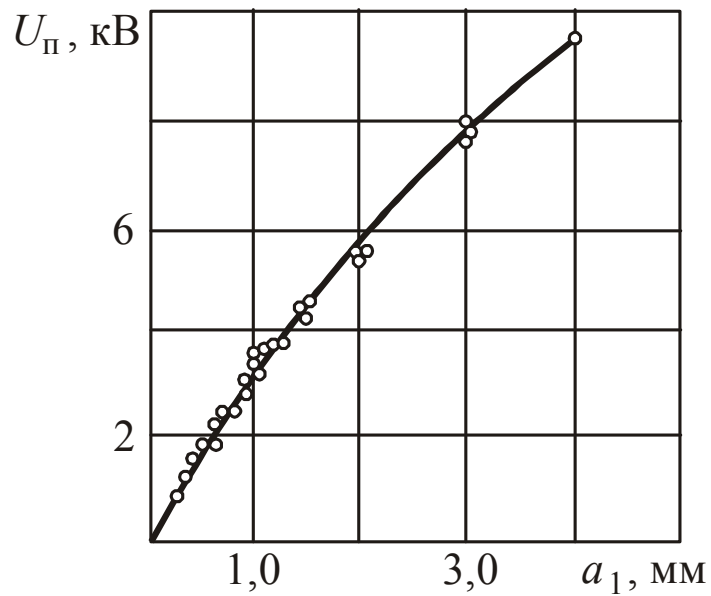


Рис. 4.20. Зависимость пробивного напряжения от величины искрового промежутка

Электроды, имеющие секторообразное сечение, монтируются острыми ребрами друг к другу. При этом направляется, ускоряется и улучшается устойчивость дуги, а также уменьшается обгорание и оплавление электродов. При токах КЗ до 6 кА электроды обгорают незначительно, поскольку скорость движения дуги достигает 125 м/с. При токах до 6 кА основным действующим на разрядник фактором является электродинамическое усилие. Это требует прочного крепления электродов к опорным изоляторам.

4.4. Сравнение поперечной и продольной компенсации

Поперечная компенсация получила распространение для повышения коэффициента мощности промышленных предприятий. Это стало возможным благодаря простоте устройства, защиты, управления, обслуживания и эксплуатации, возможности дробления мощности конденсаторных батарей, установке их в любом месте сетевых устройств, где это экономически целесообразно с учетом технических и эксплуатационных условий.

При поперечной компенсации уровень напряжения повышается, но колебания напряжения при изменении нагрузки сохраняются, как и до компенсации. В часы минимума нагрузки системы напряжение на зажимах конденсаторов может оказаться выше номинального. Отклонение напряжения возрастает при совпадении минимума нагрузки предприятия с минимумом нагрузки системы. В таких ситуациях необходимо принимать меры к его снижению. Одной из мер является регулирование мощности присоединенных к сети конденсаторов автоматически или действиями эксплуатационного персонала путем отключения конденсаторной батареи полностью или частично по заранее разработанному графику.

Повторно-кратковременные и ударные нагрузки вызывают колебания напряжения на шинах источников питания, а следовательно, и у других приемников с безударной нагрузкой. Питание таких нагрузок по отдельным линиям и даже от отдельных трансформаторов не всегда оказываются экономически целесообразными.

Продольная компенсация, повышая напряжение у приемного конца, обеспечивает колебания напряжения в меньших пределах. Ее целесообразно использовать при кратковременных и резко изменяющихся нагрузках. При продольной компенсации номинальная мощность конденсаторов используется неполностью, так как изменяется пропорционально квадрату проходящего по линии тока. Включение последовательно в сеть емкости снижает реактивное сопротивление цепи (сети и

питающего трансформатора), что приводит к увеличению токов короткого замыкания. В установках напряжением до 1000 В это обстоятельство имеет особое значение, так как не всегда удается подобрать отключающую аппаратуру с достаточной устойчивостью к токам короткого замыкания. Из-за этого нередко приходится прибегать к ограничению единичной мощности устанавливаемых трансформаторов.

Свойства поперечной и продольной емкостной компенсации ограничивают их область применения в системах электроснабжения. Продольная компенсация применяется как способ регулирования и стабилизации напряжения в электрических сетях с резкопеременными нагрузками. Поперечная компенсация применяется для повышения $\cos\varphi$ и для регулирования напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий.

4.5. Компенсация реактивной мощности нагрузки предприятия

Компенсация реактивной мощности выполняется, исходя из баланса реактивной мощности в данном узле электрической сети. Суммарная генерируемая реактивная мощность для любого режима работы энергосистемы всегда равна суммарной потребляемой реактивной мощности. Баланс реактивной мощности в узле электрической сети выражается:

$$Q_{\Gamma} + Q_{\text{ку}} = Q_{\text{п}} + \Delta Q - Q_{\text{лин}} + Q_{\text{р}}, \quad (4.38)$$

где Q_{Γ} – реактивная мощность, которая может быть получена в данном узле от генераторов; $Q_{\text{ку}}$ – реактивная мощность компенсирующих устройств в узле; $Q_{\text{п}}$ – реактивная мощность, потребляемая нагрузками данного узла; ΔQ – потери реактивной мощности в элементах электрической сети узла; $Q_{\text{лин}}$ – реактивная мощность, генерируемая емкостью протяженных линий электропередачи, относящихся к данному узлу; $Q_{\text{р}}$ – резерв реактивной мощности в узле.

Для промышленных предприятий $Q_{\text{лин}} = 0$, а резерв $Q_{\text{р}} = 1,1 \cdot Q_{\text{п}}$, тогда

$$Q_{\text{ку}} = 1,1 \cdot Q_{\text{п}} - (Q_{\Gamma} - \Delta Q). \quad (4.39)$$

Значение $Q_{\Gamma} - \Delta Q = Q_{\text{э}}$ определяется энергосистемой и задается потребителю.

Для электроустановок малой мощности требуется полная компенсация реактивной мощности, то есть $Q_{\text{ку}} = Q_{\text{п}}$.

Как видно из приведенных соотношений, расчет компенсации реактивной мощности должен производиться, исходя из значений реактивной нагрузки в соответствии с графиком реактивных нагрузок.

4.5.1. Потребители без синхронных двигателей

На промышленных предприятиях большая часть реактивной нагрузки сосредоточена на стороне 0,38 кВ. Компенсирующие же устройства могут быть подключены:

- только к шинам 6/10 кВ;
- часть к шинам 6/10 кВ, а часть на стороне 0,38 кВ;
- только на стороне 0,38 кВ.

Мощность компенсирующих устройств определяется из выражения (4.39). Ее распределение осуществляется технико-экономическим сравнением перечисленных вариантов.

Конденсаторная батарея поперечного включения устанавливается специально для целей компенсации реактивной мощности или для регулирования напряжения. Стоимость ее установки должна полностью учитываться при определении расчетных затрат.

В расчетах следует учитывать, что удельные затраты на установку конденсаторных батарей на стороне 6/10 кВ ниже, чем на стороне 0,4 кВ, но необходимы затраты на ячейку 6/10 кВ для подключения конденсаторной батареи. Мощность $Q_{ку}$ со стороны 6/10 кВ должна быть передана через трансформаторы на сторону 0,4 кВ. Если трансформаторы загружены полностью ($\beta = 1$), то встает вопрос о замене трансформаторов на большую мощность или об увеличении их количества и о целесообразности таких вариантов.

В стоимости конденсаторной батареи выделяется постоянная часть Z_0 , не зависящая от генерируемой мощности, и переменная часть, пропорциональная мощности батареи:

$$Z_{БК} = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК}, \quad (4.40)$$

где Z_1 – удельные затраты на единицу генерируемой мощности.

Постоянная составляющая определяется стоимостью вводного устройства: коммутирующего и защитного аппаратов, трансформаторов тока, амперметров, разрядных сопротивлений и т.д. Стоимость этого оборудования не зависит (в определенных пределах) от мощности конденсаторной батареи. Для конденсаторной батареи с регулированием мощности следует дополнительно учитывать стоимость регулятора.

Для конденсаторных батарей без регулирующих устройств

$$Z_0 = E \cdot K_0, \quad (4.41)$$

при наличии регулирующих устройств

$$Z'_0 = E \cdot K_0 + E_1 \cdot K_p, \quad (4.42)$$

где K_0 – стоимость вводного устройства; K_p – стоимость регулирующего устройства; $E = 0,223$ – коэффициент, учитывающий суммарные еже-

годные отчисления от стоимости вводного устройства; $E_1 = 0,27$ – то же от стоимости регулирующего устройства.

Переменная составляющая стоимости конденсаторных батарей пропорциональна их мощности. Она определяется стоимостью конденсаторов с предохранителями, материала и монтажа шкафа, в котором установлены конденсаторы. Для регулируемых конденсаторных батарей учитывается стоимость контактора или выключателя для включения и отключения секций батареи при регулировании ее мощности.

Генерируемая конденсаторной батареей мощность зависит от напряжения сети. С учетом этого и потерь мощности в конденсаторах

$$Z_1 = E \cdot Z_{\text{уд. БК}} \left(\frac{U_{\text{БК}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}}, \quad (4.43)$$

где $Z_{\text{уд. БК}}$ – удельные затраты на установку конденсаторной батареи; $U_{\text{БК}}$ – фактическое напряжение на конденсаторной батарее; $\Delta P_{\text{БК}}$ – удельные потери активной мощности в конденсаторной батарее; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети; C_0 – удельная стоимость потерь активной мощности в сети и конденсаторной батарее (задается энергосистемой).

Разделив числитель и знаменатель дроби в соотношении (4.43) на величину номинального напряжения сети, получим

$$Z_1 = E \cdot Z_{\text{уд. БК}} \left(\frac{\dot{U}_{\text{БК}}}{\dot{U}} \right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}}, \quad (4.44)$$

где \dot{U} – относительная величина напряжения сети; $\dot{U}_{\text{БК}}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети.

Конденсаторы, присоединяемые к сети 0,38 кВ, изготавливаются на номинальное напряжение, равное номинальному напряжению сети. Конденсаторы, присоединяемые к сетям 6/10 кВ, изготавливаются на напряжение на 5% превышающее номинальное напряжение сети. Отношение номинальных напряжений конденсаторов и сети для напряжения 0,38 кВ составляет $\dot{U}_{\text{БК}} = 1$, а для напряжений 6/10 кВ – $\dot{U}_{\text{БК}} = 1,05$.

Таким образом, затраты на установку конденсаторных батарей определяются:

$$Z_{\text{БК}} = Z_0 + E \cdot Z_{\text{уд. БК}} \left(\frac{\dot{U}_{\text{БК}}}{\dot{U}} \right)^2 \cdot Q_{\text{БК}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}} \cdot Q_{\text{БК}}. \quad (4.45)$$

Применение для компенсации реактивной мощности комплектных конденсаторных установок упрощает расчет. В этом случае учитываются капитальные затраты на их приобретение и эксплуатационные расходы.

Пример 4.6.

К шинам распределительного пункта промышленного предприятия присоединен один трансформатор 6/0,4 кВ номинальной мощностью $S_{\text{ном}} = 1000$ кВА. Активная нагрузка на стороне 0,4 кВ составляет 0,9 МВт, реактивная – 0,8 МВАр и полная $S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{0,9^2 + 0,8^2} = 1,2$ МВА, то есть трансформатор перегружен.

Энергоснабжающей организацией задана полная компенсация реактивной мощности ($Q_3 = 0$). Синхронные двигатели на предприятии отсутствуют. Компенсация реактивной мощности может быть выполнена установкой конденсаторных батарей:

- а) на шинах 6 кВ;
- б) на стороне 0,38 кВ;
- в) на стороне 6 кВ и на стороне 0,38 кВ.

Выбрать наиболее экономичный вариант.

Для конденсаторных батарей 6 кВ постоянная составляющая затрат $Z_{01} = 670$ у.е., а удельные затраты на 1 МВАр генерируемой мощности $Z_{11} = 1600$ у.е., а для батарей 0,38 кВ $Z_{00} = 0$ (не требуется замена ячейки) и $Z_{10} = 3000$ у.е./МВАр. Если конденсаторы будут установлены только на стороне 6 кВ, то при передаче всей компенсирующей мощности (0,8 МВАр) на сторону 0,38 кВ потребуются увеличение номинальной мощности трансформатора. Стоимость замены трансформатора с оборудованием на следующую ступень (1600 кВА) составляет 5000 у.е. В обоих случаях загрузку трансформатора принять равной $\beta = 1$.

Решение.

Определяем реактивную мощность, которая может быть передана со стороны 6 кВ к нагрузкам 0,38 кВ, исходя из нагрузки трансформатора:

$$Q = \sqrt{(S_{\text{ном}} \cdot \beta)^2 - P^2} = \sqrt{(1 \cdot 1)^2 - 0,9^2} = 0,44 \text{ МВАр.}$$

Это и есть возможная наибольшая мощность конденсаторной батареи 6 кВ, то есть $Q_1 = 0,44$ МВАр.

Тогда мощность конденсаторных батарей на стороне 0,38 кВ будет равна:

$$Q_0 = Q_{\text{потр}} - Q_1 = 0,8 - 0,44 = 0,36 \text{ МВАр.}$$

Затраты на установку батарей по этому (первому) варианту составят:

$$Z_1 = Z_{01} + Z_{11} \cdot Q_1 + Z_{00} + Z_{10} \cdot Q_0 = 670 + 1600 \cdot 0,44 + 0 + 3000 \cdot 0,36 = 2454 \text{ у.е.}$$

В этом расчете первые два слагаемых относятся к батарее 6 кВ, вторые – к батарее 0,38 кВ.

Замена трансформатора 1000 кВА на трансформатор следующей ступени по мощности 1600 кВА позволит передать через трансформатор со стороны 6 кВ на сторону 0,38 кВ

$$Q_1 = \sqrt{(S'_{\text{ном}} \cdot \beta)^2 - P^2} = \sqrt{(1,6 \cdot 1)^2 - 0,9^2} = 1,4 \text{ МВАр,}$$

то есть больше, чем необходимо по условиям компенсации (0,8 МВАр). В этом случае установка батарей на стороне 0,38 кВ не потребуется ($Q_0 = 0$), а на стороне 6 кВ устанавливается батарея $Q'_1 = 0,8$ МВАр.

Затраты по второму варианту составят:

$$Z_2 = Z_{01} + Z_{11} \cdot Q'_1 + E \cdot K_{\text{тр}} = 670 + 1600 \cdot 0,8 + 0,223 \cdot 5000 = 3065 \text{ у.е.}$$

При установке батареи конденсаторов только на стороне 0,38 кВ затраты составят:

$$Z_3 = Z_{00} + Z_{01} \cdot Q_0 = 0 + 3000 \cdot 0,8 = 2400 \text{ у.е.}$$

Последний вариант является оптимальным.

4.5.2. Распределение мощности батарей конденсаторов по узлам нагрузки цеховой сети напряжением до 1000 В

Для каждой цеховой трансформаторной подстанции рассматривается возможность распределения ранее найденной мощности конденсаторов до 1000 В в ее сети. Критерий целесообразности такого распределения – дополнительное снижение приведенных затрат с учетом технических возможностей подключения отдельных батарей. Технические данные конденсаторных батарей принимаются в соответствии с данными завода-изготовителя. Полученную величину мощности батарей рекомендуется округлять до ближайшей стандартной мощности комплектных конденсаторных установок.

Возможные места установки конденсаторных батарей рассмотрены в разделе 4.2.3. При питании от одного трансформатора двух и более магистральных шинопроводов к каждому из них присоединяется только по одной батарее до 1000 В. Общая расчетная мощность батарей распределяется между шинопроводами пропорционально их суммарной реактивной нагрузке. На одиночном магистральном шинопроводе следует предусматривать установку не более двух близких по мощности конденсаторных установок.

Распределение суммарной мощности конденсаторных батарей производится с учетом реактивной мощности, передаваемой со стороны 6/10 кВ, реактивных нагрузок распределительных шкафов 0,38 кВ, структуры сети (радиальная или магистральная) и активных сопротивлений питающих линий.

Радиальная сеть. От шин 0,4 кВ трансформаторной подстанции отходят n радиальных линий с сопротивлениями r_1, r_2, \dots, r_n , питающих n силовых шкафов с реактивными расчетными нагрузками $Q_{p1}, Q_{p2}, \dots, Q_{pn}$, причем $Q_p = \sum_1^n Q_{pi}$ и $Q_{БК} \leq Q_p$.

Расчетные значения мощности конденсаторных батарей, устанавливаемых на сборках $Q_{БК i}$ с учетом передаваемой мощности со стороны 6/10 кВ, определяются:

$$Q_{БК i} = Q_{pi} - Q_i, \quad (4.46)$$

где Q_i – мощность, переданная через трансформатор в i -тую радиальную линию, и округляются до ближайшего стандартного значения.

Распределение мощности, переданной через трансформатор, по линиям радиальной сети производится по выражению:

$$Q_i = \frac{Q \cdot r_{\text{эк}}}{r_i}, \quad (4.47)$$

где Q_i – искомая мощность i -ой линии, передаваемая со стороны 6/10 кВ; Q – суммарная распределяемая мощность, полученная в результате технико-экономического расчета и переданная со стороны 6/10 кВ на сторону 0,4 кВ; r_i – сопротивление радиальной линии длиной l_i и сечением s_i , питающей узел присоединения нагрузок; $r_{\text{эк}}$ – эквивалентное сопротивление сети напряжением до 1000 В, определяемое по формуле:

$$r_{\text{эк}} = \frac{1}{\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \dots + \frac{1}{r_n}}, \quad (4.48)$$

где r_1, r_2, \dots, r_n – сопротивления участков радиальной сети.

Пример 4.7.

Схема питания нагрузок показана на рис. 4.21. Реактивные нагрузки Q_{p1} – Q_{p4} каждого распределительного пункта и сопротивления питающих линий указаны на схеме. Суммарная мощность конденсаторных батарей на стороне 0,38 кВ определена расчетом и равна 700 кВАр. Из сети 6/10 кВ передается $Q = 225$ кВАр. Распределить конденсаторные установки между распределительными пунктами.

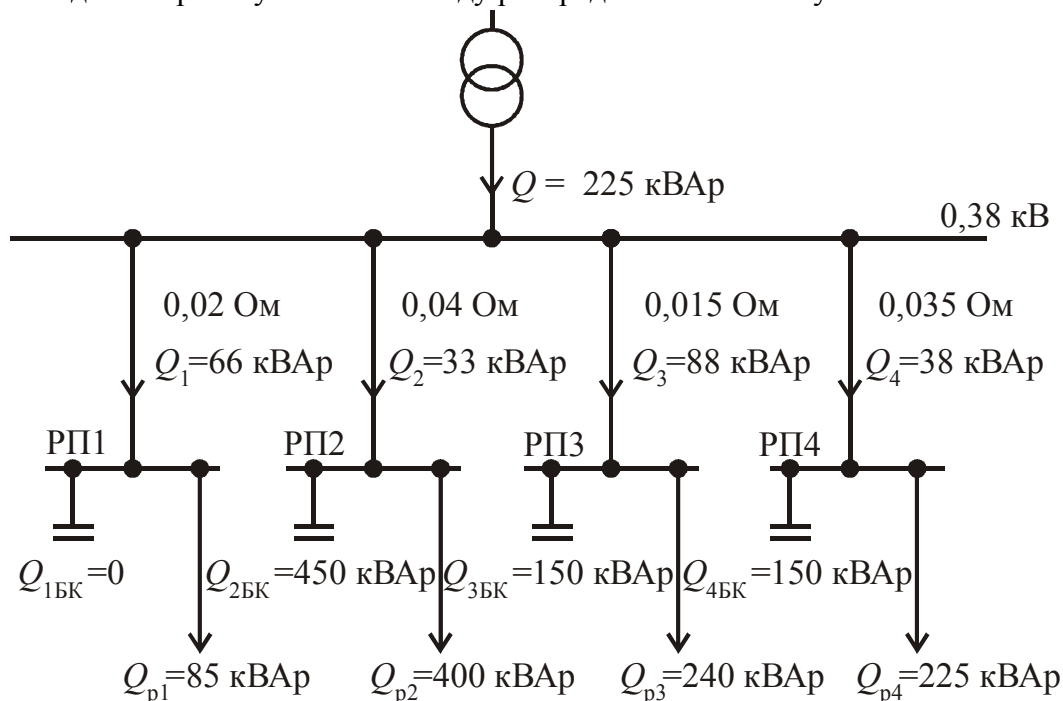


Рис. 4.21. Расчетная схема размещения конденсаторных батарей в сетях до 1000 В при радиальном питании (к примеру 4.7)

Решение.

1. Определяем эквивалентное сопротивление сети

$$r_{\text{эк}} = \left(\sum_{i=1}^{i=n} \frac{1}{r_i} \right)^{-1} = \frac{1}{\frac{1}{0,02} + \frac{1}{0,04} + \frac{1}{0,015} + \frac{1}{0,035}} = 5,87 \cdot 10^{-3} \text{ Ом.}$$

2. Вся реактивная мощность, передаваемая из сети 10 кВ, то есть $Q = 225$ кВАр, распределяется между РП1–РП4 в соответствии с (4.47):

$$Q_1 = \frac{Q \cdot r_{\text{эк}}}{r_1} = \frac{225 \cdot 5,87 \cdot 10^{-3}}{0,02} = 66 \text{ кВАр;}$$

$$Q_2 = \frac{Q \cdot r_{\text{эк}}}{r_2} = \frac{225 \cdot 5,87 \cdot 10^{-3}}{0,04} = 33 \text{ кВАр;}$$

$$Q_3 = \frac{Q \cdot r_{\text{эк}}}{r_3} = \frac{225 \cdot 5,87 \cdot 10^{-3}}{0,015} = 88 \text{ кВАр;}$$

$$Q_4 = \frac{Q \cdot r_{\text{эк}}}{r_4} = \frac{225 \cdot 5,87 \cdot 10^{-3}}{0,035} = 38 \text{ кВАр.}$$

3. Расчетная мощность конденсаторных батарей, устанавливаемых около распределительных пунктов РП1–РП4, определяется

$$Q_{1\text{БК}} = Q_{\text{р1}} - Q_1 = 85 - 66 = 19 \text{ кВАр;}$$

$$Q_{2\text{БК}} = Q_{\text{р2}} - Q_2 = 400 - 33 = 367 \text{ кВАр;}$$

$$Q_{3\text{БК}} = Q_{\text{р3}} - Q_3 = 240 - 88 = 152 \text{ кВАр;}$$

$$Q_{4\text{БК}} = Q_{\text{р4}} - Q_4 = 225 - 38 = 187 \text{ кВАр.}$$

4. Шкала номинальных мощностей нерегулируемых комплектных конденсаторных батарей 0,38 кВ с наименьшими значениями (тип УК–0,38–Q–У3) следующая: 75, 150, 225, 450 кВАр. Ориентируясь на эту шкалу, выбираем: $Q_{1\text{БК}} = 0$; $Q_{2\text{БК}} = 450$ кВАр; $Q_{3\text{БК}} = 150$ кВАр; $Q_{4\text{БК}} = 150$ кВАр.

5. Суммарная мощность намеченных к установке батарей составляет:

$$Q_{\text{БК}} = \sum_{i=1}^{i=4} Q_{\text{БК}i} = 0 + 450 + 150 + 150 = 750 \text{ кВАр,}$$

то есть несколько больше расчетного значения 700 кВАр.

Рассмотрим случай, когда суммарная мощность устанавливаемых конденсаторных батарей $Q_{\text{БК}}$ больше суммы реактивных нагрузок всех распределительных пунктов $\sum_{i=1}^{i=n} Q_{\text{р}i}$ (то есть $Q_{\text{БК}} > \sum_{i=1}^{i=n} Q_{\text{р}i}$) и к шинам 0,38 кВ также подключена реактивная нагрузка.

В этом случае к каждому распределительному пункту необходимо подключить конденсаторную батарею, мощность которой близка или равна мощности реактивной нагрузки данного РП. Тогда все питающие РП линии разгружаются от передачи реактивной мощности со стороны

6/10 кВ. Избыточная мощность батарей подсоединяется непосредственно к шинам 0,38 В.

Пример 4.8.

На рис. 4.22 показана схема питания РП радиальными линиями с указанием реактивных нагрузок. Суммарная мощность конденсаторных батарей определена расчетом и составляет $Q_{БК} = 900$ кВАр. Суммарная реактивная нагрузка РП1–РП4 равна $Q_{р1} + Q_{р2} + Q_{р3} + Q_{р4} = 85 + 135 + 240 + 200 = 660$ кВАр, что меньше $Q_{БК}$. К шинам 0,38 кВ присоединена реактивная нагрузка $Q_{р.ш} = 400$ кВАр. Из сети через трансформатор передается мощность $Q = 160$ кВАр. Распределить конденсаторные батареи по узлам нагрузки.

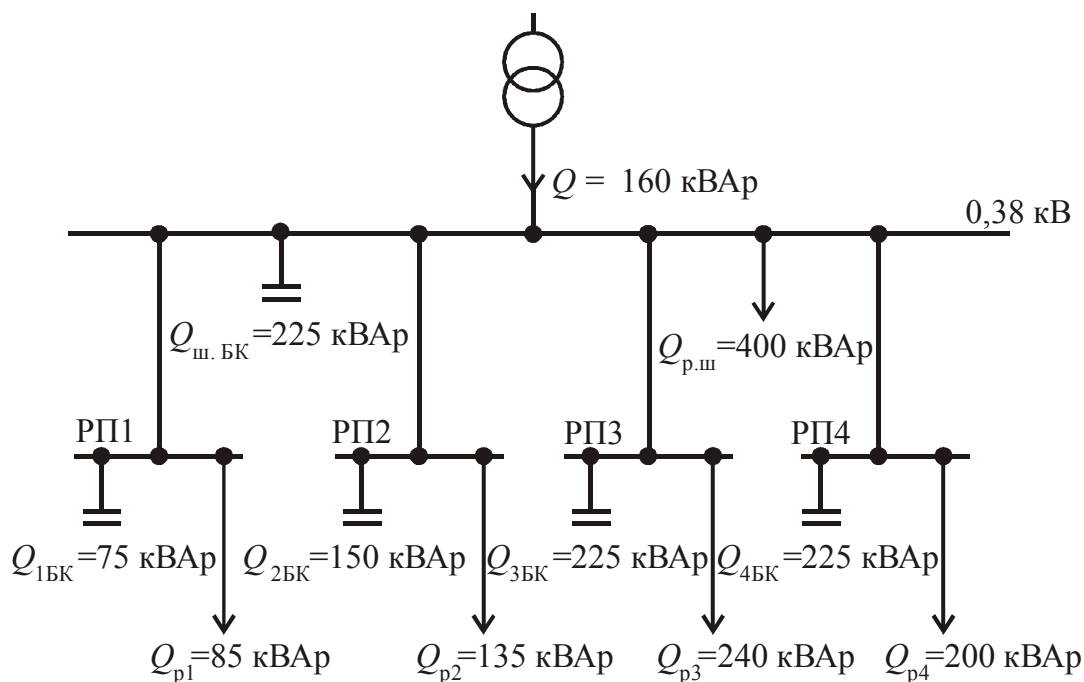


Рис. 4.22. Расчетная схема размещения конденсаторных батарей в сетях до 1000 В при радиальном питании и нагрузке на шинах (к примеру 4.8)

Решение.

Ориентируясь на шкалу номинальных мощностей конденсаторных батарей (см. пример 4.7), для каждого РП подбираются конденсаторные батареи: $Q_{1БК} = 75$ кВАр; $Q_{2БК} = 150$ кВАр; $Q_{3БК} = 225$ кВАр; $Q_{4БК} = 225$ кВАр. Тогда мощность батареи, подключенной к шинам будет:

$$Q_{ш.БК} = Q_{БК} - Q_{1БК} - Q_{2БК} - Q_{3БК} - Q_{4БК} = 900 - 75 - 150 - 225 - 225 = 225 \text{ кВАр.}$$

Суммарная мощность всех конденсаторных батарей $Q_{БК}$ меньше суммы реактивных нагрузок ($Q_{р1} + Q_{р2} + Q_{р3} + Q_{р4} + Q_{р.ш} = 85 + 135 + 240 + 200 + 400 = 1060$ кВАр) на величину $Q = 1060 - 900 = 160$ кВАр, которая и передается через трансформатор.

Магистральная сеть. Нагрузки и конденсаторные установки присоединяются к ответвлениям от магистрального шинопровода 0,4 кВ.

Ответвления имеют большую длину. В этом случае размещение конденсаторных батарей производится с учетом сопротивлений ответвлений. Эквивалентное сопротивление сети для каждой точки ответвления определяется, начиная с конца шинпровода, по формуле параллельного соединения сопротивлений

$$r_{\text{эк}} = \frac{R_1 \cdot R_2}{R_1 + R_2}.$$

Распределение мощностей к i -ому ответвлению производится по формуле (4.47).

Пример 4.9.

Схема питания нагрузок, подключенных к шинпроводу, показана на рис. 4.23. Реактивные нагрузки сборок $Q_{\text{р1}}-Q_{\text{р4}}$, сопротивления участков шинпровода $r_{12}-r_{34}$ и ответвлений r_1-r_4 указаны на схеме. Суммарная мощность конденсаторных батарей $Q_{1\text{БК}}-Q_{4\text{БК}}$ на стороне 0,38 кВ составляет 600 кВАр. Со стороны 6 кВ передается компенсирующая мощность $Q = 200$ кВАр. Найти оптимальное значение мощности конденсаторных батарей, подключаемых к сборкам.

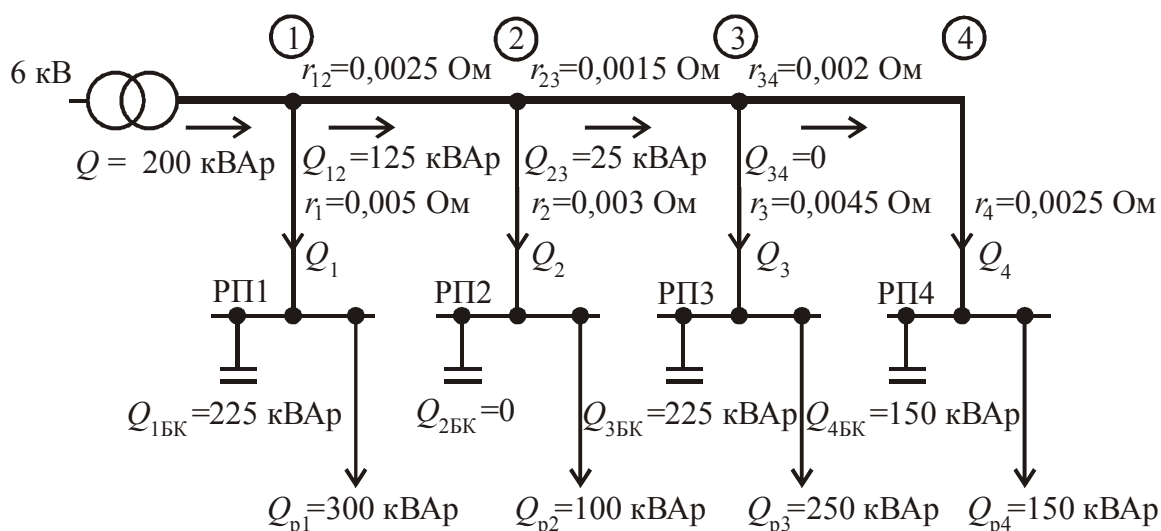


Рис. 4.23. Расчетная схема размещения конденсаторных батарей при питании шинпроводом с ответвлениями (к примеру 4.9)

Решение.

Последовательно определяем эквивалентные сопротивления сети для всех ответвлений, начиная с конца шинпровода.

Для ответвления от точки 3, для которой $R_1 = r_{34} + r_4$, а $R_2 = r_3$:

$$r_{\text{эк}3} = \frac{(r_{34} + r_4) \cdot r_3}{(r_{34} + r_4) + r_3} = \frac{(0,002 + 0,0025) \cdot 0,0045}{(0,002 + 0,0025) + 0,0045} = 0,00225 \text{ Ом}.$$

Для ответвления от точки 2, для которой $R_1 = r_{\text{эк}3} + r_{23}$, а $R_2 = r_2$:

$$r_{\text{эк}2} = \frac{(r_{\text{эк}3} + r_{23}) \cdot r_2}{(r_{\text{эк}3} + r_{23}) + r_2} = \frac{(0,00225 + 0,0015) \cdot 0,003}{(0,00225 + 0,0015) + 0,003} = 0,00167 \text{ Ом.}$$

Для ответвления от точки I , для которой $R_1 = r_{\text{эк}2} + r_{12}$, а $R_2 = r_1$:

$$r_{\text{эк}1} = \frac{(r_{\text{эк}2} + r_{12}) \cdot r_1}{(r_{\text{эк}2} + r_{12}) + r_1} = \frac{(0,00167 + 0,0025) \cdot 0,005}{(0,00167 + 0,0025) + 0,005} = 0,00227 \text{ Ом.}$$

Определяем по (4.47) реактивную мощность, передаваемую со стороны 6 кВ по ответвлению I на сборку $ПП1$:

$$Q_{1\text{расч}} = \frac{Q \cdot r_{\text{эк}1}}{r_1} = \frac{200 \cdot 0,00227}{0,005} = 91 \text{ кВАр.}$$

Тогда при полной компенсации мощность конденсаторной батареи для этой сборки будет равна:

$$Q_{1\text{БК}} = Q_{\text{р}1} - Q_{1\text{расч}} = 300 - 91 = 209 \text{ кВАр.}$$

Согласно шкале номинальных мощностей конденсаторных батарей (см. пример 4.7) принимаем $Q_{1\text{БК}} = 225 \text{ кВАр}$. Тогда в ответвление I будет передаваться мощность $Q_1 = Q_{\text{р}1} - Q_{1\text{БК}} = 300 - 225 = 75 \text{ кВАр}$ (а не $Q_{1\text{расч}} = 91 \text{ кВАр}$) и на участке $I-2$ будет мощность:

$$Q_{12} = Q - Q_1 = 200 - 75 = 125 \text{ кВАр.}$$

Реактивная мощность, передаваемая в ответвление 2, равна:

$$Q_{2\text{расч}} = \frac{Q_{12} \cdot r_{\text{эк}2}}{r_2} = \frac{125 \cdot 0,00167}{0,003} = 70 \text{ кВАр.}$$

Мощность батареи для $ПП2$

$$Q_{2\text{БК}} = Q_{\text{р}2} - Q_{2\text{расч}} = 100 - 70 = 30 \text{ кВАр,}$$

Принимаем $Q_{2\text{БК}} = 0$.

Тогда в ответвление 2 будет передаваться мощность

$$Q_2 = Q_{\text{р}2} = 100 \text{ кВАр,}$$

а на участок 2-3 шинпровода мощность

$$Q_{23} = Q_{12} - Q_2 = 125 - 100 = 25 \text{ кВАр.}$$

Реактивная мощность, передаваемая в ответвление 3, равна:

$$Q_{3\text{расч}} = \frac{Q_{23} \cdot r_{\text{эк}3}}{r_3} = \frac{25 \cdot 0,00225}{0,0045} = 15 \text{ кВАр.}$$

Реактивная мощность батареи на сборке $ПП3$:

$$Q_{3\text{БК}} = Q_{\text{р}3} - Q_{3\text{расч}} = 250 - 15 = 235 \text{ кВАр.}$$

По шкале номинальных мощностей принимаем $Q_{3\text{БК}} = 225 \text{ кВАр}$, тогда в ответвление 3 будет передаваться мощность

$$Q_3 = Q_{\text{р}3} - Q_{3\text{БК}} = 250 - 225 = 25 \text{ кВАр}$$

или

$$Q_3 = Q_{3\text{расч}} + (Q_{3\text{БК расч}} - Q_{3\text{БК}}) = 15 + (235 - 225) = 25 \text{ кВАр.}$$

Мощность на участке шинпровода 3-4 составит:

$$Q_{34} = Q_{23} - Q_3 = 25 - 25 = 0,$$

то есть конденсаторная батарея для $ПП4$ выбирается по $Q_{\text{р}4} = 150 \text{ кВАр}$. Следовательно, $Q_{4\text{БК}} = Q_{\text{р}4} = 150 \text{ кВАр}$ (соответствует шкале номинальных мощностей).

Суммарная мощность всех конденсаторных батарей равна:

$$Q_{\text{БК}} = \sum_{i=1}^{i=4} Q_{\text{БК}i} = 225 + 0 + 225 + 150 = 600 \text{ кВАр},$$

то есть равна заданной мощности.

Если ответвления от магистрали к нагрузкам небольшой длины и потерями в них можно пренебречь, то конденсаторные батареи следует выбирать по мощности близкими нагрузкам на ответвлениях и размещать их, начиная с наиболее удаленного распределительного пункта.

Пример 4.10.

Схема питания нагрузок с указанием их реактивной мощности изображена на рис. 4.24. Определить мощность конденсаторных батарей, присоединяемых в точках ответвлений, если суммарная мощность батарей составляет $Q_{\text{БК}} = 770$ кВАр и из сети 6 кВ передается мощность $Q = 140$ кВАр.

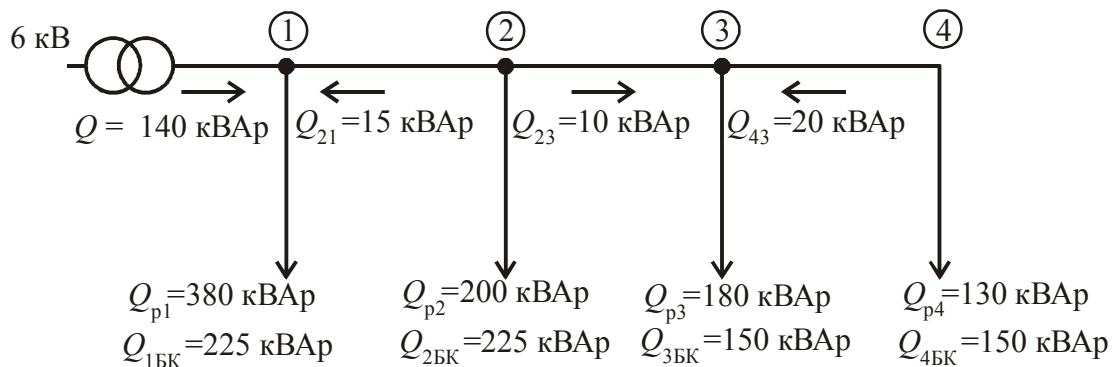


Рис. 4.24. Расчетная схема размещения конденсаторных батарей при питании шинопроводом с короткими ответвлениями (к примеру 4.10)

Решение.

Устанавливаем на ответвлении 4 батарею мощностью $Q_{4\text{БК}} = 150$ кВАр. Тогда на участке 3–4 шинопровода будет передаваться реактивная мощность в направлении точки 3:

$$Q_{43} = Q_{4\text{БК}} - Q_{p4} = 150 - 130 = 20 \text{ кВАр}.$$

На ответвлении 3 устанавливаем батарею $Q_{3\text{БК}} = 150$ кВАр, тогда на участке 2–3 будет передаваться мощность в направлении точки 3 равная:

$$Q_{23} = Q_{p3} - Q_{3\text{БК}} - Q_{43} = 180 - 150 - 20 = 10 \text{ кВАр}.$$

На ответвлении 2 устанавливаем батарею $Q_{2\text{БК}} = 225$ кВАр. На участке 1–2 в направлении точки 1 будет передаваться мощность

$$Q_{21} = Q_{2\text{БК}} - Q_{p2} - Q_{23} = 225 - 200 - 10 = 15 \text{ кВАр}.$$

Кроме этого, в точку 1 реактивная мощность передается со стороны 6 кВ, ее величина составляет $Q = 140$ кВАр. Следовательно, мощность батареи должна быть

$$Q_{1\text{БК}} = Q_{p1} - Q - Q_{21} = 380 - 140 - 15 = 225 \text{ кВАр}.$$

По шкале номинальных мощностей (см. пример 4.7) выбираем батарею с $Q_{1\text{БК}} = 225$ кВАр.

Суммарная мощность устанавливаемых на ответвлениях конденсаторных батарей, исходя из шкалы мощностей, равна:

$Q_{\text{БК}} = Q_{1\text{БК}} + Q_{2\text{БК}} + Q_{3\text{БК}} + Q_{4\text{БК}} = 225 + 225 + 150 + 150 = 750$ кВАр,
то есть близка к заданной.

Питание магистрали в точке, находящейся между ее концами. В этом случае сначала необходимо определить эквивалентное сопротивление каждого плеча магистрали, затем, рассматривая их как радиальные, распределить конденсаторы между этими плечами, далее следует выполнить распределение на каждом плече, как для магистральной линии, питаемой с одного из ее концов.

Для шинпровода с *равномерно распределенной нагрузкой* (рис. 4.25) конденсаторная батарея подключается в одной точке шинпровода. Оптимальное расстояние точки присоединения батареи к шинпроводу от трансформатора находится по формуле:

$$L_{\text{опт}} = L_0 + \left(1 - \frac{Q_{\text{БК}}}{2Q}\right) \cdot L, \quad (4.49)$$

где $Q_{\text{БК}}$ – мощность конденсаторной батареи; Q – суммарная реактивная нагрузка шинпровода; L_0 – длина части шинпровода без ответвлений; L – длина распределительной части шинпровода.

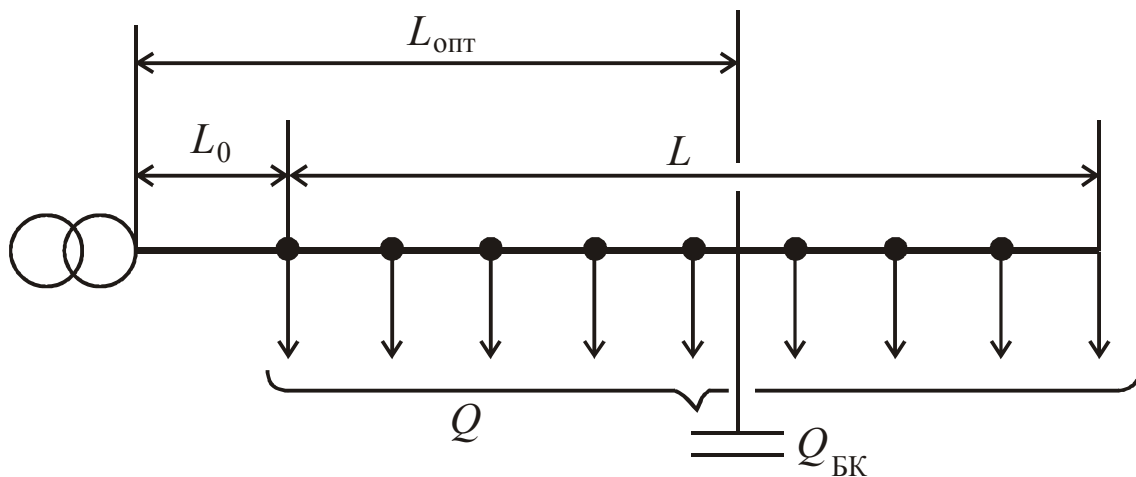


Рис. 4.25. Шинпровод с равномерно распределенной нагрузкой

Пример 4.11.

Нагрузка цеха промышленного предприятия присоединена к шинпроводу и равномерно распределена по его длине $L = 100$ м. Длина шинпровода до начала ответвлений составляет $L_0 = 130$ м. Суммарная реактивная нагрузка $Q = 500$ кВАр. Определить расстояние от трансформаторной подстанции до места установки конденсаторной батареи мощностью $Q_{\text{БК}} = 400$ кВАр из условия минимума потерь активной мощности в шинпроводе.

Решение.

Расстояние от трансформатора подстанции до места подключения конденсаторной батареи определяется по соотношению (4.49):

$$L_{\text{отг}} = L_0 + \left(1 - \frac{Q_{\text{БК}}}{2Q}\right) \cdot L = 130 + \left(1 - \frac{400}{2 \cdot 500}\right) \cdot 100 = 190 \text{ м.}$$

На *одиночном магистральном шинопроводе* следует предусматривать установку не более двух близких по мощности конденсаторных установок. Если основные реактивные нагрузки присоединены во второй его половине, следует устанавливать только одну батарею напряжением до 1000 В. Точка ее подключения определяется условием:

$$Q_h \geq \frac{Q_{\text{БК}}}{2} \geq Q_{h+1}, \quad (4.50)$$

где Q_h, Q_{h+1} – наибольшие реактивные нагрузки шинопровода перед узлом h и после него (рис. 4.26)

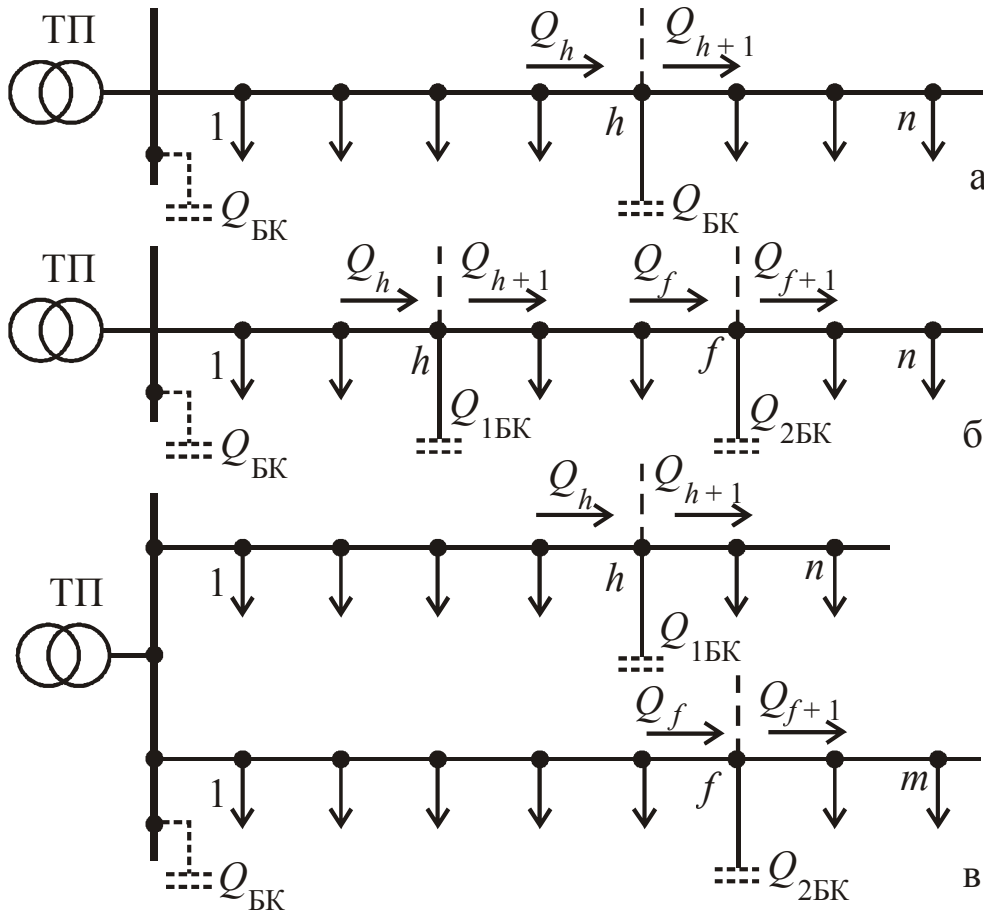


Рис. 4.26. Схема подключения низковольтных конденсаторных батарей к магистральным шинопроводам: а – одна конденсаторная батарея; б – две конденсаторные батареи; в – два магистральных шинопровода с установкой по одной конденсаторной батарее

При присоединении к шинопроводу двух конденсаторных батарей точки их подключения находят из следующих условий.

Точка подключения дальней батареи до 1000 В (рис. 4.26б):

$$Q_f \geq \frac{Q_{2\text{БК}}}{2} \geq Q_{f+1}. \quad (4.51)$$

Точка подключения ближней к трансформатору батареи до 1000 В (рис. 4.26б):

$$Q_h - Q_{2\text{БК}} \geq \frac{Q_{1\text{БК}}}{2} \geq Q_{h+1} - Q_{2\text{БК}}. \quad (4.52)$$

Пример 4.12.

Определить место присоединения конденсаторных установок к магистральному шинопроводу. Исходные данные: к шинопроводам ШМА–1600 реактивная нагрузка присоединена, как показано на рис. 4.27. Реактивные нагрузки даны в кВАр. Расчетная реактивная нагрузка трансформатора составляет 1430 кВАр. Суммарная мощность конденсаторов $Q_{\text{БК}} = 800$ кВАр (имеется три батареи: две по 300 кВАр, одна – 200 кВАр). На каждом шинопроводу предусмотрена установка одной конденсаторной батареи.

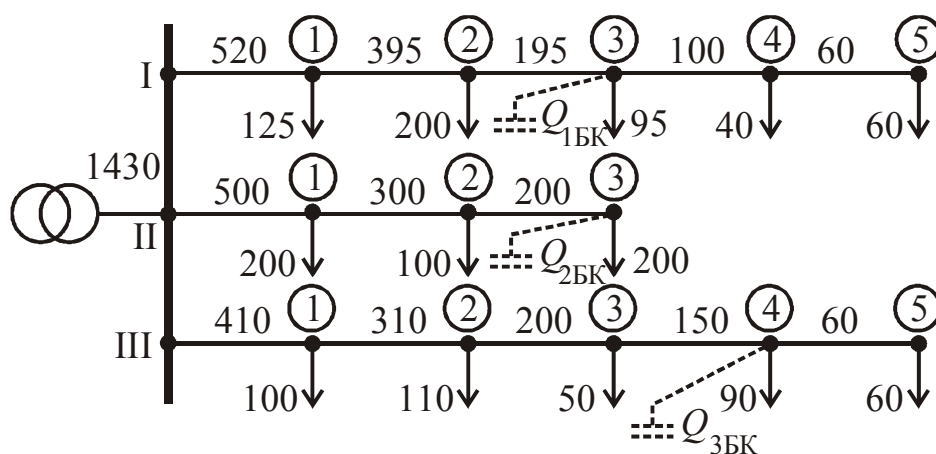


Рис. 4.27. Схема подключения реактивных нагрузок к шинопроводу (к примеру 4.12)

Решение.

Конденсаторные батареи между шинопроводами распределяются пропорционально их реактивным нагрузкам, то есть на первом и втором будут установлены батареи по 300 кВАр, на третьем – 200 кВАр.

Определяем место присоединения конденсаторной установки к первому шинопроводу по условию (4.50):

$$\text{узел 1} - 520 > \frac{300}{2} < 395 - \text{условие не выполняется;}$$

$$\text{узел 2} - 395 > \frac{300}{2} < 195 - \text{условие не выполняется;}$$

$$\text{узел 3} - 195 > \frac{300}{2} > 100 - \text{условие выполняется};$$

$$\text{узел 4} - 100 < \frac{300}{2} > 60 - \text{условие не выполняется};$$

$$\text{узел 5} - 60 < \frac{300}{2} > 0 - \text{условие не выполняется}.$$

Следовательно, конденсаторная установка подключается к узлу 3. Аналогично определяются узлы присоединения конденсаторных батарей ко второму к третьему шиннопроводам (для 2ШМА – узел 3, для 3ШМА – узел 4).

Пример 4.13.

Определить место присоединения двух конденсаторных батарей напряжением до 1000 В к магистральному шиннопроводу. Исходные данные: на шиннопроводе ШМА–1600 реактивная нагрузка (в кВАр) до компенсации распределена в соответствии с рис. 4.28. Суммарная реактивная нагрузка трансформатора составляет 920 кВАр. Расчетная суммарная мощность комплектов конденсаторных установок $Q_{\text{БК}} = 700$ кВАр (300 кВАр ближняя к трансформатору батарея и 400 кВАр – дальняя).

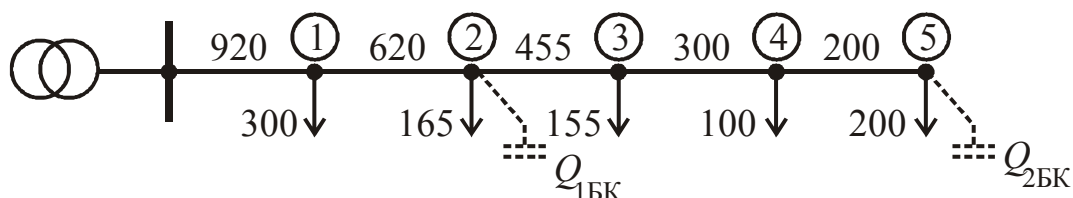


Рис. 4.28. Схема подключения реактивных нагрузок к шиннопроводу (к примеру 4.13)

Решение.

1. Определяем место присоединения дальней конденсаторной установки ($Q_{2\text{БК}} = 400$ кВАр) по условию $Q_h \geq \frac{Q_{2\text{БК}}}{2} \geq Q_{h+1}$:

$$\text{узел 4} - 300 > \frac{400}{2} \geq 200 - \text{условие выполняется};$$

$$\text{узел 5} - 200 \geq \frac{400}{2} > 0 - \text{условие выполняется}.$$

Следовательно, конденсаторную установку мощностью 400 кВАр можно присоединять как к узлу 4, так и к узлу 5 (техническое решение принимается, исходя из конструктивных соображений).

2. Определяем место присоединения ближней к трансформатору конденсаторной установки ($Q_{1\text{БК}} = 300$ кВАр) по условию $Q_h - Q_{2\text{БК}} \geq \frac{Q_{1\text{БК}}}{2} \geq Q_{h+1} - Q_{2\text{БК}}$:

$$\text{узел 1} - 920 - 400 > \frac{300}{2} < 620 - 400 - \text{условие не выполняется};$$

$$\text{узел 2} - 620 - 400 > \frac{300}{2} > 455 - 400 - \text{условие выполняется};$$

узел 3 – 455 – 400 < $\frac{300}{2}$ > 300 – 400 – условие не выполняется.

Следовательно, вторая конденсаторная установка ($Q_{1БК} = 300$ кВАр) может быть присоединена к узлу 2.

4.5.3. Потребители с синхронными двигателями

При наличии на предприятии синхронных двигателей большой мощности они должны быть использованы для компенсации реактивной мощности в первую очередь. Генерируемая ими реактивная мощность расходуется на компенсацию реактивной нагрузки на шинах 6/10 кВ и передается на сторону 0,4 кВ. Если установленные трансформаторы не могут передать реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями, то рассматривается целесообразность установки дополнительного трансформатора.

Выпускаемые промышленностью СД рассчитаны на работу с опережающим номинальным $\cos \varphi_{\text{НОМ}} = 0,9$. При номинальной активной нагрузке $P_{\text{НОМ}}$, напряжении $(0,95-1,05) \cdot U_{\text{НОМ}}$, номинальном опережающем $\cos \varphi$ и номинальном значении тока возбуждения синхронные двигатели могут генерировать реактивную мощность

$$Q_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta} \operatorname{tg} \varphi_{\text{НОМ}}, \quad (4.53)$$

которая считается номинальной реактивной мощностью синхронного двигателя. Здесь η – номинальный КПД, $\operatorname{tg} \varphi_{\text{НОМ}} = 0,484$, что соответствует $\cos \varphi_{\text{НОМ}} = 0,9$.

Для оценочных расчетов, принимая в среднем $\eta = 0,96$, номинальную реактивную мощность СД можно определить

$$Q_{\text{НОМ}} \approx 0,5 \cdot P_{\text{НОМ}}. \quad (4.54)$$

При недогрузке двигателя по активной мощности $\beta = P/P_{\text{НОМ}} < 1$, возможна его перегрузка по реактивной $\alpha_{\text{м}} = \frac{Q}{Q_{\text{НОМ}}} > 1$ (рис. 4.29). Наибольшая допустимая перегрузка по реактивной мощности зависит также от напряжения на зажимах двигателя: при снижении напряжения максимальная реактивная мощность увеличивается, а при повышении снижается (рис. 4.30). Средние значения коэффициента нагрузки по реактивной мощности в зависимости от изменения активной нагрузки и напряжения питания синхронных двигателей приведены в таблице 4.3.

Генерация реактивной мощности при опережающем $\cos \varphi$ сопровождается дополнительными потерями активной мощности ΔP (рис. 4.31), которые с достаточной для практических расчетов точностью могут быть

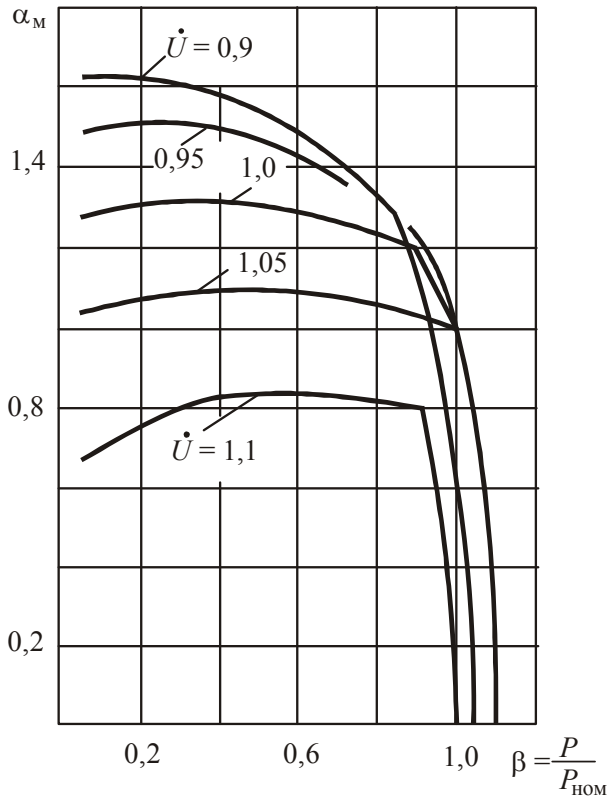


Рис. 4.29. Зависимость располагаемой реактивной мощности от коэффициента загрузки для синхронного двигателя СДН-18-71-12 при различных значениях напряжения на его зажимах

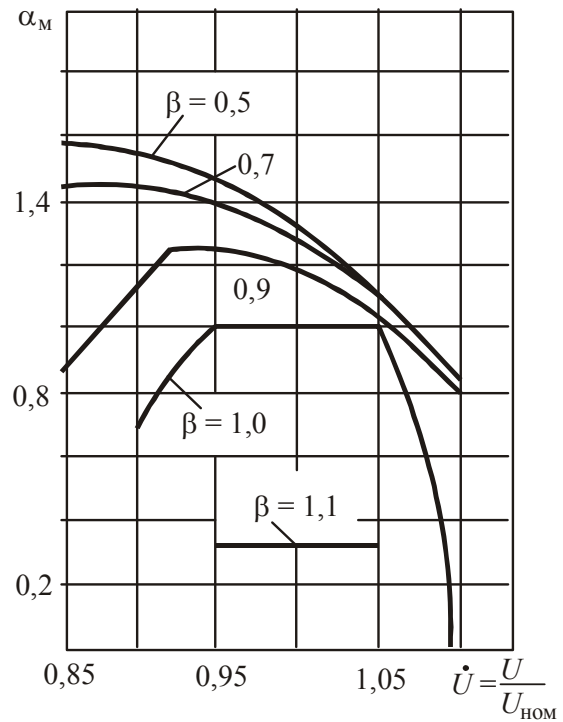


Рис. 4.30. Зависимость располагаемой реактивной мощности от напряжения на зажимах для синхронного двигателя СДН-18-71-12 при различных коэффициентах загрузки

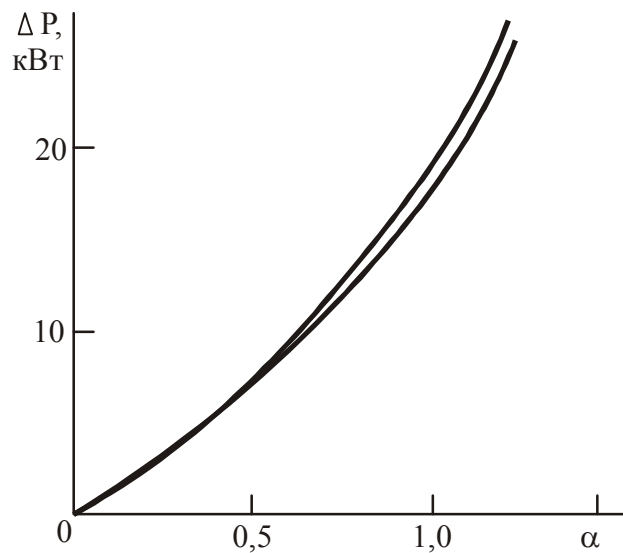


Рис. 4.31. Зависимость потерь активной мощности на генерацию реактивной мощности от коэффициента загрузки α для двигателя СДН-15-64-6

Таблица 4.3

Средние значения относительных величин располагаемой реактивной мощности α_m для синхронных двигателей

Характеристика двигателя	Напряжение на зажимах	Коэффициент загрузки		
		0,9	0,8	0,7
СДН 6 и 10 кВ	0,95	1,31	1,39	1,45
	1,0	1,21	1,27	1,33
	1,05	0,96	1,12	1,17
СДН 6 кВ 600–1000 об/мин 375–500 об/мин 187–300 об/мин 100–167 об/мин	1,1	0,89	0,94	0,96
	1,1	0,88	0,92	0,94
	1,1	0,86	0,88	0,90
	1,1	0,81	0,85	0,87
СДН 10 кВ 1000 об/мин 250–750 об/мин СДН 6 и 10 кВ СТД	1,1	0,9	0,98	1,0
	1,1	0,86	0,90	0,92
	0,95	1,3	1,42	1,52
	1,0	1,23	1,34	1,43
	1,05	1,12	1,23	1,31
СД и СДЗ 380 В	1,1	0,9	1,08	1,16
	0,95	1,16	1,26	1,35
	1,0	1,15	1,24	1,32
	1,05	1,1	1,18	1,25
	1,1	0,9	1,06	1,15

определены по соотношению

$$\Delta P = D_1 \alpha + D_2 \alpha^2 = D_1 \frac{Q}{Q_{\text{НОМ}}} + D_2 \frac{Q^2}{Q_{\text{НОМ}}^2}, \quad (4.55)$$

где $\alpha = Q/Q_{\text{НОМ}}$ – коэффициент загрузки по реактивной мощности; D_1 и D_2 – параметры синхронного двигателя, величина которых зависит от типа двигателя, его мощности и частоты вращения (справочные данные [4]). Эти параметры остаются практически неизменными при изменении коэффициента загрузки двигателя по активной мощности в пределах 0,5–1,0 и изменении напряжения сети от 0,95 до 1,1 номинального. Для оценочных расчетов потери активной мощности при генерации $Q_{\text{НОМ}}$ можно рассчитывать через КПД электродвигателя:

$$\Delta P \approx \frac{1}{6} \left(\frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta} - P_{\text{НОМ}} \right).$$

Отношение потерь активной мощности к номинальной реактивной мощности, генерируемой электродвигателем, то есть удельные потери, характеризует экономичность синхронного двигателя как средства ком-

пенсации реактивной мощности. Это отношение возрастает при снижении мощности двигателя и его частоты вращения.

Для группы параллельно работающих одинаково загруженных и однотипных СД суммарные потери активной мощности, обусловленные генерацией реактивной мощности, равны:

$$\Delta P = N \left(\frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} \cdot \frac{Q}{N} + \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2} \cdot \left(\frac{Q}{N} \right)^2 \right)$$

или

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} \cdot Q + \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2 \cdot N} \cdot Q^2, \quad (4.56)$$

где N – число двигателей; $Q_{\text{ном}}$ – номинальная мощность *одного* двигателя; Q – суммарная реактивная мощность, генерируемая *всеми* двигателями.

При проектировании объекта для целей компенсации реактивной мощности могут быть использованы группы СД, генерирующие также мощность для передачи в другие пункты сети. В этом случае дополнительные потери активной мощности в СД, обусловленные генерацией реактивной мощности для проектируемого объекта, будут равны:

$$\Delta P = \left[\frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} (Q_{\text{пред}} + Q) + \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2 \cdot N} (Q_{\text{пред}} + Q)^2 \right] - \left(\frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} \cdot Q_{\text{пред}} + \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2 \cdot N} \cdot Q_{\text{пред}}^2 \right)$$

или

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} \cdot Q + \frac{2D_2 \cdot Q_{\text{пред}}}{Q_{\text{ном}}^2 \cdot N} \cdot Q + \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2 \cdot N} \cdot Q^2, \quad (4.57)$$

где Q – реактивная мощность, генерируемая СД для передачи проектируемому объекту; $Q_{\text{пред}}$ – реактивная мощность, генерируемая СД до присоединения к сети проектируемого объекта (предварительная нагрузка).

Теоретически удельная стоимость каждой из трех составляющих уравнения (4.57) будет различна. Она определяется графиком генерации мощности Q и $Q_{\text{пред}}$. При выборе средств компенсации учесть эту разницу в стоимости потерь практически невозможно. Кроме этого, стоимость потерь существенно зависит от режима работы синхронных двигателей. Если возбуждение двигателей не регулируется, то генерируемая ими мощность остается неизменной и число часов потерь будет равно числу часов работы двигателя. Если же генерируемая СД реактивная мощность регулируется в зависимости от изменения напряжения сети или величины потребляемой реактивной мощности, то число часов потерь определяется графиком изменения генерируемой мощности.

Стоимость потерь на генерацию реактивной мощности для группы однотипных двигателей, работающих в одинаковом режиме, рассчиты-

вается по формуле:

$$C = C_0 \left(\frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} + \frac{2D_2 \cdot Q_{\text{пред}}}{Q_{\text{ном}}^2 N} \right) \cdot Q + C_0 \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2 N} \cdot Q^2, \quad (4.58)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь активной мощности.

В общем случае затраты при использовании группы однотипных СД в качестве регулируемого источника реактивной мощности будут определяться:

$$З = З_0 + З_1 \cdot Q + З_2 \cdot Q^2. \quad (4.59)$$

Постоянная составляющая затрат:

$$З_0 = E_p \cdot N \cdot K_p, \quad (4.60)$$

где K_p – стоимость регулятора; E_p – суммарные ежегодные отчисления от стоимости регулятора; N – число электродвигателей.

Удельные затраты на 1 МВА_р мощности, генерируемой двигателями:

$$З_1 = C_0 \left(\frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} + \frac{2D_2 \cdot Q_{\text{пред}}}{Q_{\text{ном}}^2 N} \right) \quad (4.61)$$

и удельные затраты на 1 МВА_р² генерируемой мощности:

$$З_2 = C_0 \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2 N}. \quad (4.62)$$

Для вновь вводимых в эксплуатацию синхронных двигателей $Q_{\text{пред}} = 0$ и

$$З_1 = C_0 \frac{D_1}{Q_{\text{ном}}}.$$

Мощность конденсаторных батарей на стороне 0,38 кВ будет определяться разностью между заданной общей компенсирующей мощностью и мощностью, переданной со стороны 6/10 кВ. Затраты на компенсацию реактивной мощности в данном случае определяются как сумма затрат на генерацию реактивной мощности на стороне 6/10 кВ (стоимость потерь активной мощности в синхронных двигателях) и затрат на установку конденсаторных батарей на стороне 0,38 кВ.

Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана со стороны 6/10 кВ в сеть 0,38 кВ при N трансформаторах одинаковой мощности, рассчитывается по соотношению:

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{\text{ном}})^2 - P}, \quad (4.63)$$

где P – суммарная активная нагрузка на стороне 0,38 кВ; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформаторов; N и β – число трансформаторов и их коэффициент загрузки.

Если из энергосистемы передается реактивная мощность Q_3 , то компенсирующая мощность Q_k должна быть не меньше

$$Q_k \geq Q_A + Q_B - Q_3, \quad (4.64)$$

где Q_A – реактивная нагрузка на шинах 6/10 кВ; Q_B – реактивная нагрузка на стороне 0,38 кВ.

Максимальная реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями, определяется по выражению:

$$Q_M = \frac{\alpha_M \cdot P_{\text{НОМ}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}}, \quad (4.65)$$

α_M – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку синхронных двигателей по реактивной мощности в зависимости от напряжения и коэффициента загрузки по активной мощности (см. таблицу 4.3).

Пример 4.14.

На рис. 4.32 приведена схема одной секции распределительного пункта, к шинам 10 кВ которого присоединены два СД мощностью по 2500 кВт каждый и с частотой вращения 1000 об/мин. Коэффициент загрузки каждого электродвигателя составляет $\beta = 1$, а коэффициент мощности равен $\cos \varphi = 0,9$. Синхронные двигатели в эксплуатацию вводятся вновь, то есть предварительная реактивная нагрузка составляет $Q_{\text{пред}} = 0$. Потребление реактивной мощности в сети 10 кВ другими электроприемниками промышленного предприятия достигает $Q_A = 1900$ кВАр. В сети 0,38 кВ расчетные нагрузки за максимально загруженную смену составляют: $P_p = 4,5$ МВт, $Q_p = 3,2$ МВАр, $S_p = 5,5$ МВА. Питающая система находится в районе, где стоимость потерь равна 64 у.е./кВт, и может передать в часы максимума реактивную мощность $Q_{31} = 1,2$ МВАр.

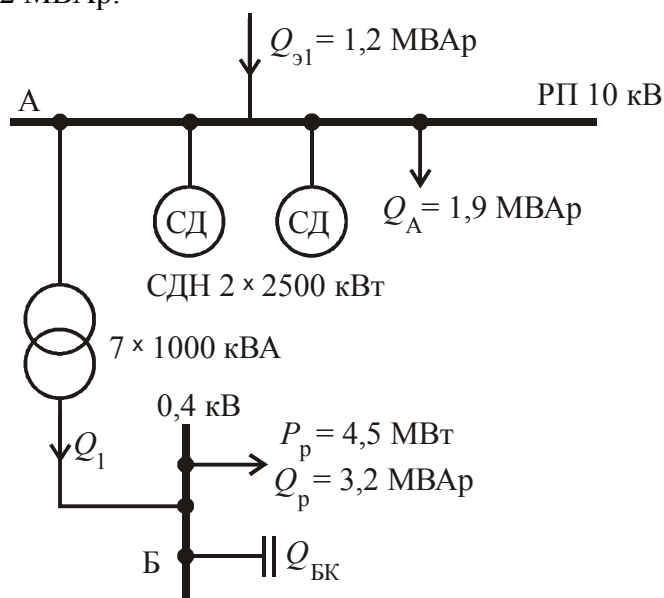


Рис. 4.32. Схема к расчету компенсации реактивной мощности при наличии в сети синхронных двигателей (к примеру 4.14)

Коэффициент загрузки трансформаторов $\beta_{\text{тр}} = 0,7$ при наличии перемычек в сети 0,4 кВ. Площадь цеха $F_{\text{ц}} = 40000 \text{ м}^2$. Стоимость КТП с трансформаторами мощностью 1000 кВА и необходимым оборудованием $K_{\text{т}} = 17000 \text{ у.е.}$ Предприятие работает в две смены.

Определить оптимальный вариант для выполнения компенсации реактивной мощности. Постоянную составляющую затрат принять равной нулю, а нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений – 0,193.

Решение.

По удельной плотности нагрузки цеха

$$\sigma = \frac{S_{\text{р}}}{F_{\text{ц}}} = \frac{5500}{40000} = 0,138 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}$$

принимаем трансформаторы с номинальной мощностью $S_{\text{ном}} = 1000 \text{ кВА}$. Минимально необходимое их количество

$$N = \frac{S_{\text{р}}}{\beta \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{5500}{0,7 \cdot 1000} = 7,8,$$

для дальнейшего расчета по **первому варианту** принимаем $N_1 = 7$.

Реактивная мощность, вырабатываемая двумя СД, определяется по справочным данным [4] и равна

$$Q_{\text{ном.СД}} = n \cdot Q_{\text{ном}} = 2 \cdot 1,265 = 2,53 \text{ МВАр.}$$

Реактивная мощность, которая *может быть передана* от системы и синхронных двигателей на сторону 0,4 кВ:

$$Q_{0,4 \text{ кВ}} = Q_{\text{ном.СД}} + Q_{\text{с1}} - Q_{\text{А}} = 2,53 + 1,2 - 1,9 = 1,83 \text{ МВАр.}$$

По (4.63) через *трансформаторы* может быть передана наибольшая мощность

$$Q_{\text{ВН7}} = \sqrt{(N_1 \cdot \beta_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном}})^2 - P_{\text{р}}^2} = \sqrt{(7 \cdot 0,7 \cdot 1)^2 - (4,5)^2} = 1,21 \text{ МВАр.}$$

Оставшаяся некомпенсированной мощность (суммарная мощность батарей ниже 1000 В) на стороне 0,4 кВ при передаче реактивной мощности из сети 10 кВ, равной 1,21 МВАр:

$$Q_{\text{БК I}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{ВН7}} = 3,2 - 1,21 = 1,99 \text{ МВАр.}$$

Принимаем по [6] 13 конденсаторных установок УКБ–0,38–150У3 с общей мощностью $Q_{\text{БК I}} = 1950 \text{ МВАр.}$

Второй вариант. Увеличиваем число трансформаторов на один, то есть $N_2 = 8$, тогда наибольшая мощность, которая может быть передана через трансформаторы, составит

$$Q_{\text{ВН7}} = \sqrt{(N_2 \cdot \beta_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном}})^2 - P_{\text{р}}^2} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 1)^2 - (4,5)^2} = 3,4 \text{ МВАр,}$$

то есть всю необходимую на стороне 0,4 кВ реактивную мощность ($Q_{\text{р}} = 3,2 \text{ МВАр}$) можно передать со стороны 10 кВ через восемь трансформаторов. В этом случае установка конденсаторных батарей на стороне 0,4 кВ не потребуется. Однако располагаемая мощность в сети 10 кВ, которая может быть передана на сторону 0,4 кВ, равна $Q_{0,4 \text{ кВ}} = 1,83 \text{ МВАр}$. Следовательно, на стороне 0,4 кВ необходимы конденсаторные батареи на суммарную мощность

$$Q_{\text{БК II}} = Q_{\text{р}} - Q_{0,4 \text{ кВ}} = 3,2 - 1,83 = 1,37 \text{ МВАр.}$$

По [6] принимаем 9 конденсаторных установок УКБ–0,38–150У3 с общей мощностью $Q_{\text{БК II}} = 1350 \text{ МВАр}$.

Технико-экономическое сравнение вариантов. Первый вариант: 7 трансформаторов с номинальной мощностью 1000 кВА каждый и 13 конденсаторных установок УКБ–0,38–150–У3 с общей мощностью $Q_{\text{БК I}} = 1950 \text{ МВАр}$.

Второй вариант: 8 трансформаторов с номинальной мощностью 1000 кВА каждый и 9 конденсаторных установок УКБ–0,38–150У3 с общей мощностью $Q_{\text{БК II}} = 1350 \text{ МВАр}$.

Определяем величину расчетных удельных затрат для СД, используемых в качестве источников реактивной мощности. Они определяются стоимостью потерь активной мощности, обусловленных генерацией реактивной мощности и передачей этой мощности в сеть 0,4 кВ:

$$Z_{\text{СД}} = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2,$$

где постоянная составляющая затрат по условию примера равна нулю, а Z_1 и Z_2 по (4.61) и (4.62) равны:

$$Z_1 = C_0 \left(\frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} + \frac{2D_2 \cdot Q_{\text{пред}}}{Q_{\text{ном}}^2 N} \right) = C_0 \frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} = 64 \frac{9,2}{1,265} = 469 \frac{\text{у.е}}{\text{МВАр}};$$

$$Z_2 = C_0 \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2 N} = 64 \frac{8,93}{1,265^2 \cdot 2} = 175 \frac{\text{у.е}}{\text{МВАр}}.$$

Затраты на установку конденсаторных батарей определяются по (4.45):

$$Z_{\text{БК}} = Z_0 + E \cdot Z_{\text{уд.БК}} \left(\frac{\dot{U}_{\text{БК}}}{\dot{U}} \right)^2 \cdot Q_{\text{БК}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БК}} \cdot Q_{\text{БК}}$$

и составляют: для первого варианта

$$Z_{\text{БК I}} = 0,223 \cdot 6,2 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 \cdot 1950 + 64 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1950 = 3676 \text{ у.е.};$$

для второго варианта

$$Z_{\text{БК II}} = 0,223 \cdot 6,2 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 \cdot 1350 + 64 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1350 = 2380 \text{ у.е.},$$

где $Z_{\text{уд.БК}} = 6,2 \text{ у.е./кВАр}$ принято по [4] для УКБ–0,38–150У3 и $\Delta P_{\text{БК}} = 4,5 \text{ кВт/МВАр} = 4,5 \cdot 10^{-3} \text{ кВт/кВАр}$; $\frac{\dot{U}_{\text{БК}}}{\dot{U}} = \frac{1}{1}$.

Для первого варианта затраты складываются из стоимости потерь активной мощности в СД и стоимости установки конденсаторных батарей на стороне 0,4 кВ:

$$Z_{\text{I}} = Z_1 \cdot Q_{\text{ВН7}} + Z_2 \cdot Q_{\text{ВН7}}^2 + Z_{\text{БК I}} = 469 \cdot 1,21 + 175 \cdot 1,21^2 + 3676 = 4500 \text{ у.е.}$$

Для второго варианта необходимо учесть стоимость КТП:

$$\begin{aligned} Z_{\text{II}} &= Z_1 \cdot Q_{0,4 \text{ кВ}} + Z_2 \cdot Q_{0,4 \text{ кВ}}^2 + Z_{\text{БК II}} + E_{\text{Н}} \cdot K_{\text{T}} = \\ &= 469 \cdot 1,83 + 175 \cdot 1,83^2 + 2380 + 0,193 \cdot 17000 = 7105 \text{ у.е.} \end{aligned}$$

$$Z_{\text{II}} = 7105 > Z_{\text{I}} = 4500 \text{ у.е.}$$

Следовательно, оптимальным вариантом компенсации реактивной мощности является *первый* вариант.

4.5.4. Сравнительная эффективность использования конденсаторных батарей и синхронных двигателей

Несмотря на то, что при использовании для генерации реактивной мощности установленных на предприятии СД не надо производить дополнительные затраты на оборудование, для некоторых типов СД такое решение оказывается менее целесообразным, чем установка дополнительной конденсаторной батареи, вследствие больших потерь активной мощности в самом двигателе.

На рис. 4.33 приведены зависимости удельных затрат на генерацию реактивной мощности от номинальной мощности различных типов компенсирующих устройств. Для синхронных двигателей затраты соответствуют полному использованию их реактивной мощности. Из рисунка следует, что использовать компенсирующие возможности СД низкого напряжения, а также высокого напряжения с частотой вращения 250 об/мин менее выгодно, чем устанавливать дополнительные конденсаторные батареи. Это же относится и к синхронным двигателям с частотой вращения 500 об/мин и располагаемой мощностью менее 2 МВАр, а также к СД с частотой вращения 750 об/мин и мощностью менее 0,7 МВАр для $U_{\text{ном}} = 6$ кВ и мощностью менее 1,5 МВАр для $U_{\text{ном}} = 10$ кВ.

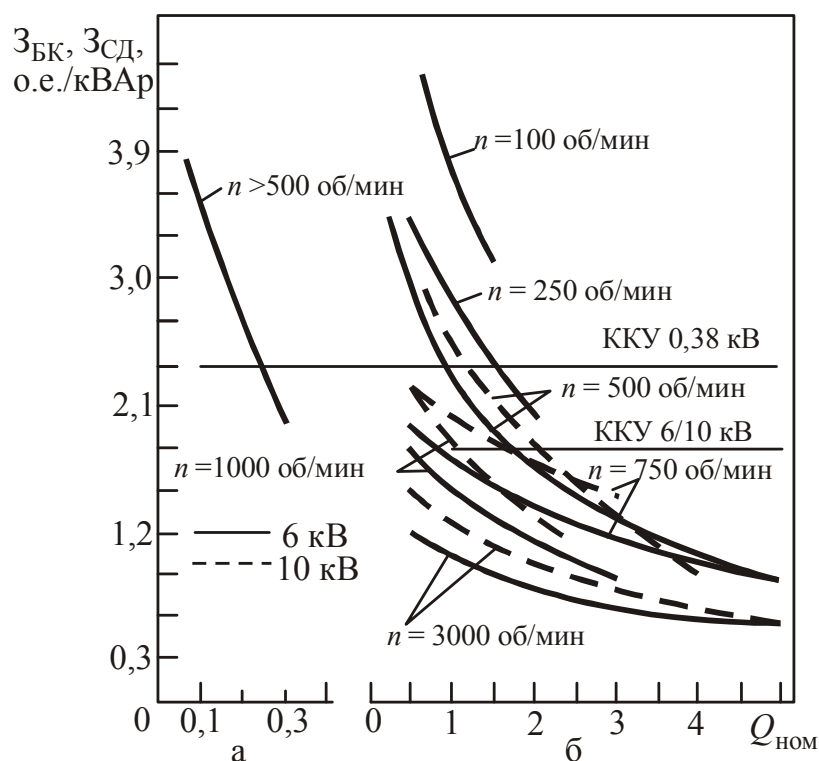


Рис. 4.33. Удельные затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями и комплектными конденсаторными установками (ККУ)

Однако это не означает, что перечисленные СД не должны использоваться для компенсации реактивной мощности. Затраты на выработку реактивной мощности для указанных синхронных двигателей 6/10 кВ оказываются меньше, чем для конденсаторных батарей, если использовать их располагаемую мощность не более чем на 70–80%, а для синхронных двигателей 0,38 кВ – на 40–60%. Выбор степени использования СД для компенсации реактивной мощности необходимо производить с учетом конкретных условий (схемы сети, типа СД, режима их работы).

При совместном использовании конденсаторных батарей и синхронных двигателей в условиях эксплуатации необходимо согласовывать законы их регулирования. Так как удельные потери в конденсаторных батареях меньше, чем в синхронных двигателях, то последовательность регулирования реактивной мощности следует устанавливать такой, чтобы при необходимости снижения суммарной генерируемой мощности в первую очередь снижалась реактивная мощность СД. При снижении ее до допустимого предела должен срабатывать регулятор мощности конденсаторных батарей. Такая последовательность работы достигается установкой на регуляторе конденсаторных батарей большего по сравнению с регулятором СД времени задержки срабатывания на отключение секций и меньшего на включение.

Установка на регуляторе СД меньшей зоны нечувствительности по реактивному току позволяет также осуществлять с ее помощью регулирование внутри диапазона, соответствующего мощности секции конденсаторной батареи. Поэтому наличие в узле СД при решении проектной задачи позволяет выбрать более дешевую конденсаторную батарею – с меньшими регулирующими возможностями.

4.5.5. Форсирование мощности конденсаторных установок

Мощность конденсаторной батареи независимо от схемы соединений пропорциональна сумме емкостей всех фаз и квадрату напряжения сети (см. выражения (4.16) и (4.17)). Такая зависимость мощности батареи от напряжения сети неблагоприятна, так как потребность энергетической системы и системы электроснабжения предприятия в реактивной мощности увеличивается при снижении напряжения и уменьшается при его повышении. Этот недостаток особенно актуален при авариях, когда напряжение кратковременно снижается и происходящее при этом уменьшение реактивной мощности отрицательно отражается на устойчивости системы (рис. 4.2).

Форсировка мощности конденсаторных установок путем автоматических переключений устраняет этот недостаток. На рис. 4.34 приведе-

ны основные схемы такой форсировки, предусматривающие параллельно-последовательное включение конденсаторных батарей на повышенное по отношению к номинальному напряжение. В этих схемах регулирование мощности конденсаторной батареи производится путем изменения схемы соединения конденсаторов в каждой фазе. В результате изменяются как емкость фазы, так и напряжение, приходящееся на каждый отдельный конденсатор.

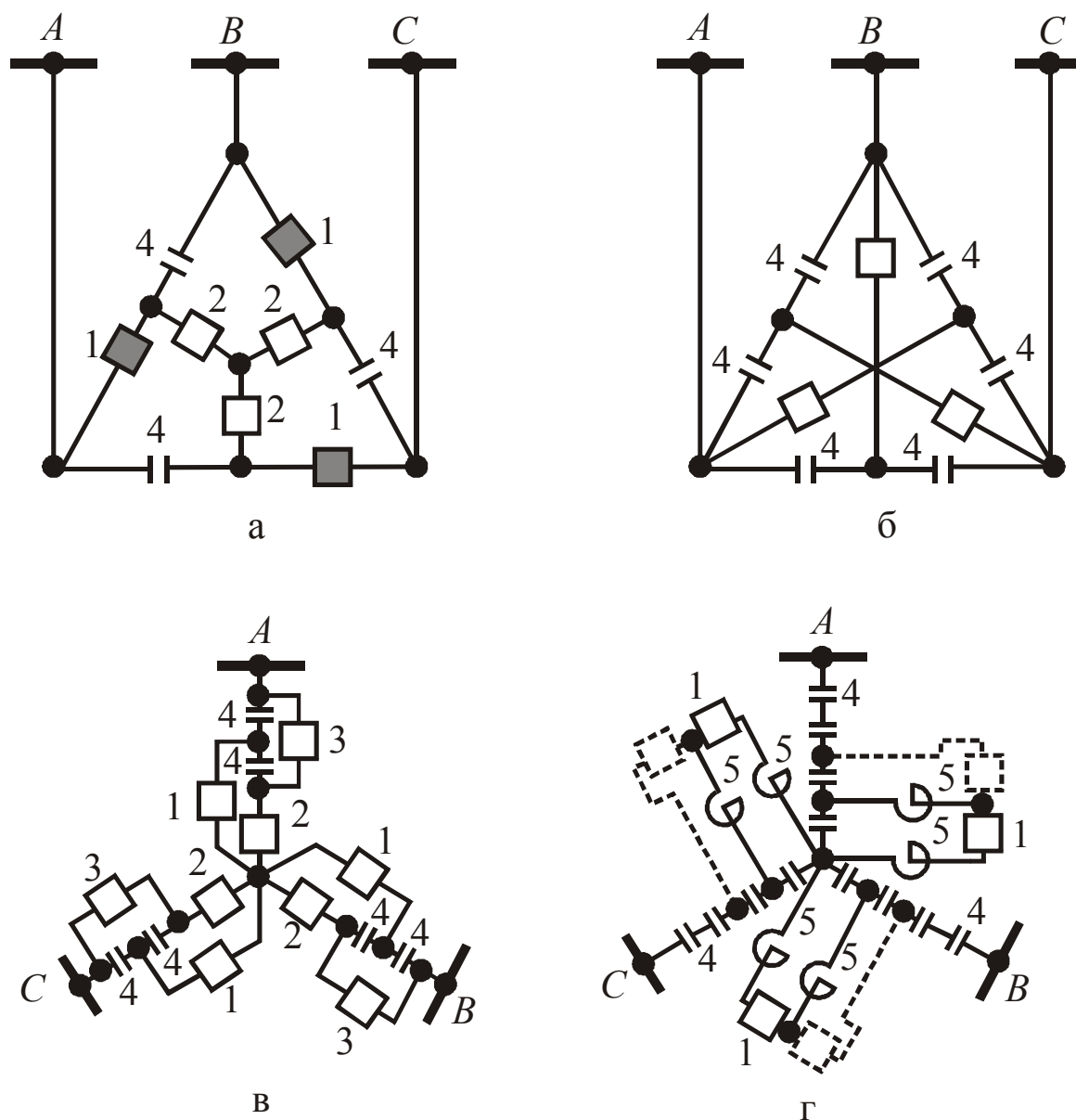


Рис. 4.34. Схемы форсировки мощности конденсаторных установок: а – с переключением со звезды на треугольник; б – с переключением групп конденсаторов в фазах; в, г – с шунтированием части последовательных групп конденсаторов; 1, 2, 3 – силовые выключатели; 4 – основные конденсаторы батареи; 5 – токоограничивающие реакторы

Переключение батареи со звезды на треугольник (рис. 4.34а) дает трехкратное форсирование мощности:

$$\frac{Q_{\text{БК } \Delta}}{Q_{\text{БК Y}}} = \frac{\omega \cdot C \cdot U^2}{\frac{1}{3} \omega \cdot C \cdot U^2} = 3.$$

Очередность работы выключателей: 2 – отключает; 1 – включает.

Переключение батареи с треугольника на двойной треугольник (рис. 4.34б) при помощи замыкания вершин с серединой противоположной стороны треугольника дает форсирование мощности до четырехкратного:

$$\frac{Q_{\text{БК } 2\Delta}}{Q_{\text{БК } \Delta}} \leq 4.$$

Переключение групп конденсаторов в каждой фазе звезды с последовательного соединения на параллельное (рис. 4.34в) дает четырехкратное форсирование мощности:

$$\frac{Q_{\text{БК паралл}}}{Q_{\text{БК посл}}} = 4.$$

Очередность работы выключателей: 1 – включает, 2 – отключает, 3 – включает.

Шунтирование части последовательных групп конденсаторов в батарее, включенной в звезду (рис. 4.34г), дает форсирование мощности оставшихся в работе конденсаторов вплоть до четырехкратного:

$$\frac{Q_{\text{БК шунт}}}{Q_{\text{БК}}} \leq 2 - 4.$$

В этой схеме шунтирование конденсаторов осуществляется высоковольтными выключателями через токоограничивающие реакторы.

Применение рассмотренных схем целесообразно для кратковременного форсирования мощности батарей при аварийных режимах, когда требуется поддержание устойчивости системы. Однако приведенные схемы форсировки создают кратковременные значительные перенапряжения на конденсаторах, входящих в состав батареи, и для них требуются специальные косинусные конденсаторы, способные выдерживать длительное повышение напряжения на своих зажимах.

Рассмотренные схемы находят применение в энергетических системах и на крупных конденсаторных установках промышленных предприятий. Для внедрения этих схем необходима оценка устойчивости системы или угла нагрузки. Для управления режимом форсировки конденсаторных батарей целесообразно использование быстродействующих тиристорных выключателей.

4.5.6. Регулирование реактивной мощности в сетях систем электроснабжения

Задача оптимизации баланса реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия, выбора типа и мощности, места установки КУ должна решаться при минимуме затрат. Компенсация реактивной мощности с одновременным улучшением качества электроэнергии является одним из направлений сокращения потерь и повышения эффективности электроустановок.

Если компенсация реактивной мощности будет частичной, не глубокой, то электрическая сеть будет перегружена реактивным током индуктивного характера. Если компенсация реактивной мощности будет полной, рассчитанной на режим максимальной реактивной нагрузки, и КУ будут включены постоянно, то в периоды снижения реактивной нагрузки будет наблюдаться перекомпенсация реактивной мощности. При этом реактивная мощность КУ будет передаваться в электрическую сеть, и она будет перегружена реактивным током емкостного характера. Напряжение в сети повысится и может достигнуть недопустимых значений. Во избежание таких явлений КУ должны быть снабжены устройствами регулирования их реактивной мощности.

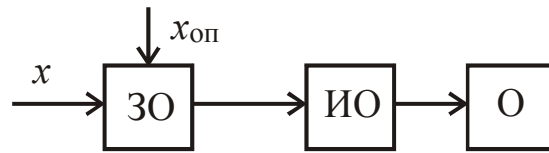
В электроустановках, где для компенсации реактивной мощности используются синхронные компенсаторы и синхронные электродвигатели, плавное изменение реактивной мощности осуществляется изменением их тока возбуждения. В конденсаторных установках регулирование реактивной мощности производится ступенями, для чего конденсаторные батареи делятся на секции. Число секций конденсаторной батареи выбирается в зависимости от графика потребления реактивной мощности. Обычно применяются 3–4 секции. При значительной неравномерности графика электрических нагрузок может быть применено 5–6 секций.

Регулирование реактивной мощности КУ может производиться:

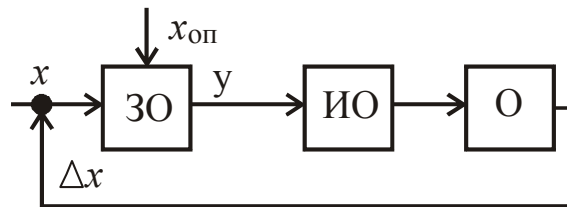
- вручную оперативным персоналом;
- автоматически от воздействия различных электрических параметров и неэлектрических датчиков.

В зависимости от выбранных параметров регулирования автоматизацию управления режимами КУ осуществляют по разомкнутой или замкнутой схеме воздействия (рис. 4.35).

Если параметр регулирования существенно не меняется при изменении мощности КУ или не зависит от нее, то структурная схема управления может быть разомкнутой (рис. 4.35а). Задающий орган ЗО реагирует на входной параметр регулирования x и при достижении им опорной



а



б

Рис. 4.35. Структурная схема управления режимами реактивной мощности: а – с разомкнутой цепью воздействия; б – с замкнутой цепью воздействия; ЗО – задающий орган; ИО – исполнительный орган; О – объект управления; x – параметр регулирования; $x_{оп}$ – опорная величина параметра управления; Δx – величина изменения параметра управления; y – величина регулирующего воздействия

величины $x_{оп}$ воздействует через исполнительный орган ИО на объект управления О, в данном случае на КУ. Такое управление режимом КУ применяется для одно- или двухсекционных батарей конденсаторов, работающих в режиме «включено–отключено».

Если параметр регулирования или сочетание параметров регулирования существенно зависит от режима работы КУ, то структурная схема управления может быть такой, как представлена на рис. 4.35б – с замкнутой цепью воздействия. На задающий орган ЗО вместе с входным параметром управления x поступает по обратной связи с объектом О отклонение параметра управления x от заданного $x_{оп}$, которое должно быть учтено в процессе регулирования. Такое регулирование применяют для синхронных двигателей и многосекционных батарей конденсаторов. Для восстановления контролируемого параметра управляющее воздействие y поступает на исполнительный орган, представляющий собой коммутирующий аппарат секций конденсаторной батареи или автоматический регулятор возбуждения синхронного двигателя. Изменение мощности КУ влечет за собой изменение параметра регулирования на величину Δx .

Для более эффективного использования реактивной мощности КУ целесообразно применение автоматического регулирования. Автоматическое регулирование может выполняться:

- по времени суток;

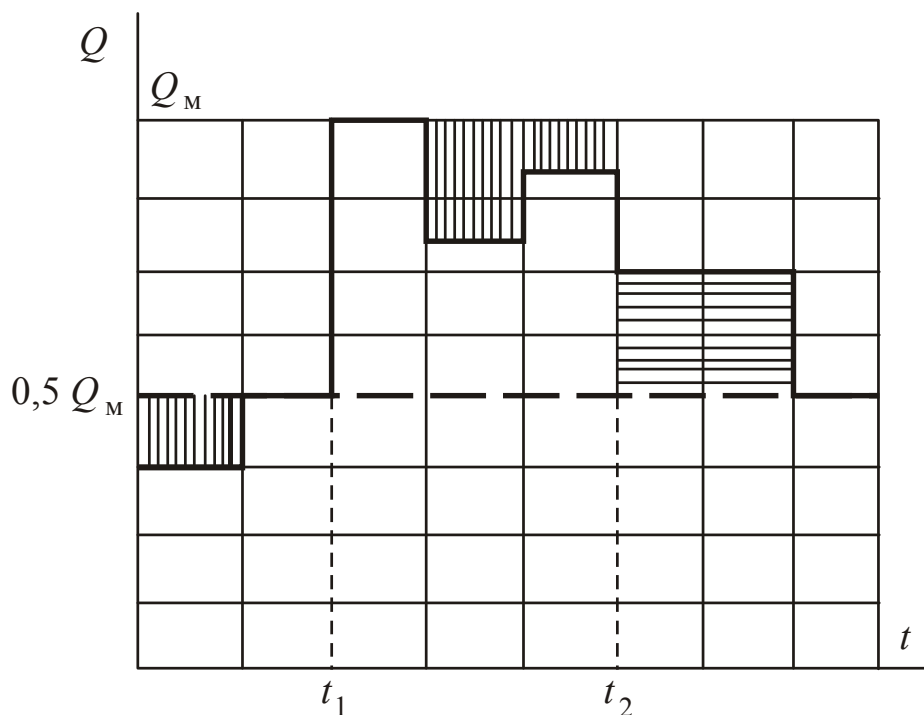


Рис. 4.36. График реактивной нагрузки, используемый для регулирования реактивной мощности по времени суток: Q_M – максимальная реактивная нагрузка; t_1 – время наступления максимальной нагрузки; t_2 – время окончания максимальной нагрузки; – перекомпенсация; – недокомпенсация

- по напряжению в узле нагрузки;
- по току нагрузки;
- по величине и характеру реактивной мощности;
- от неэлектрических датчиков.

Регулирование реактивной мощности по времени суток выполняется по определенной программе в соответствии с требованиями технологии производства. В основу регулирования закладывается график реактивной нагрузки (рис. 4.36), если он стабильный.

Реактивная нагрузка Q_n может быть полностью скомпенсирована реактивной мощностью Q_k конденсаторной установки. Предположим, что конденсаторная установка имеет две секции равной мощности. Одна из секции включена постоянно, вторая включается только в часы максимальных нагрузок на время t_1 – t_2 . При одноступенчатом автоматическом регулировании используются электрические часы ЭВЧС–24, которые могут управлять одновременно несколькими КУ одного предприятия при незначительном их расстоянии друг от друга.

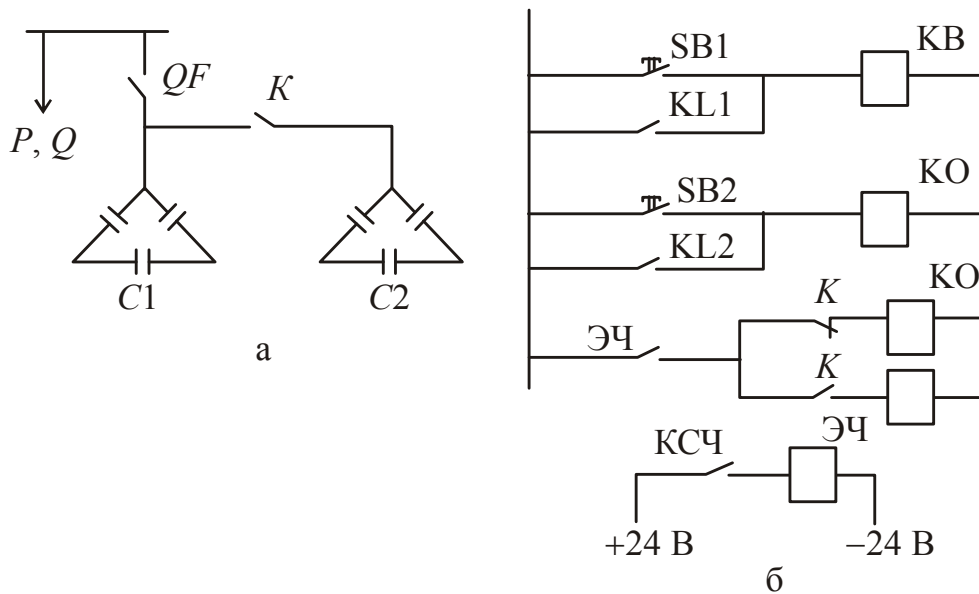


Рис. 4.37. Схема автоматического управления второй секцией конденсаторной батареи по времени суток: а – схема первичных соединений; б – схема управления; P, Q – активно-индуктивная нагрузка; QF – выключатель в цепи конденсаторной установки; $C1, C2$ – секции КУ; K – контакты контактора; KB, KO – катушки включения и отключения контактора; $KL1, KL2$ – промежуточные реле; $SB1, SB2$ – кнопочные выключатели; $ЭЧ$ – электрические часы; $КСЧ$ – импульсный контакт системы часофикации

На рис. 4.37 приведена схема регулирования реактивной мощности с применением электрических часов ЭВЧС–24 с одним контактом и двумя промежуточными реле.

Электрические часы ЭЧ включаются от системы часофикации через импульсный контакт КСЧ. При замыкании контакта ЭЧ, во время t_1 (например, в 07:00) включается промежуточное реле $KL1$ и своим замыкающим контактом замыкает цепь катушки включения KB . Контакты K контактора включают вторую секцию КУ. Одновременно вспомогательные контакты K в цепях промежуточных реле $KL1$ и $KL2$ изменяют свое положение. Контактор после включения становится на защелку, обмотка контактора отключается от источника питания. Снимается напряжение и с обмотки электрических часов. Во время t_2 после снятия максимальной реактивной нагрузки Q , замыкается контакт ЭЧ, включается промежуточное реле $KL2$, которое своим замыкающим контактом включит отключающую катушку KO . Контактор отключится и отключит вторую секцию конденсаторной установки. Вспомогательные контакты K контактора снова изменяют свое положение. Схема позволяет включать и отключать вторую секцию конденсаторной установки вручную с помощью кнопочных выключателей $SB1$ и $SB2$.

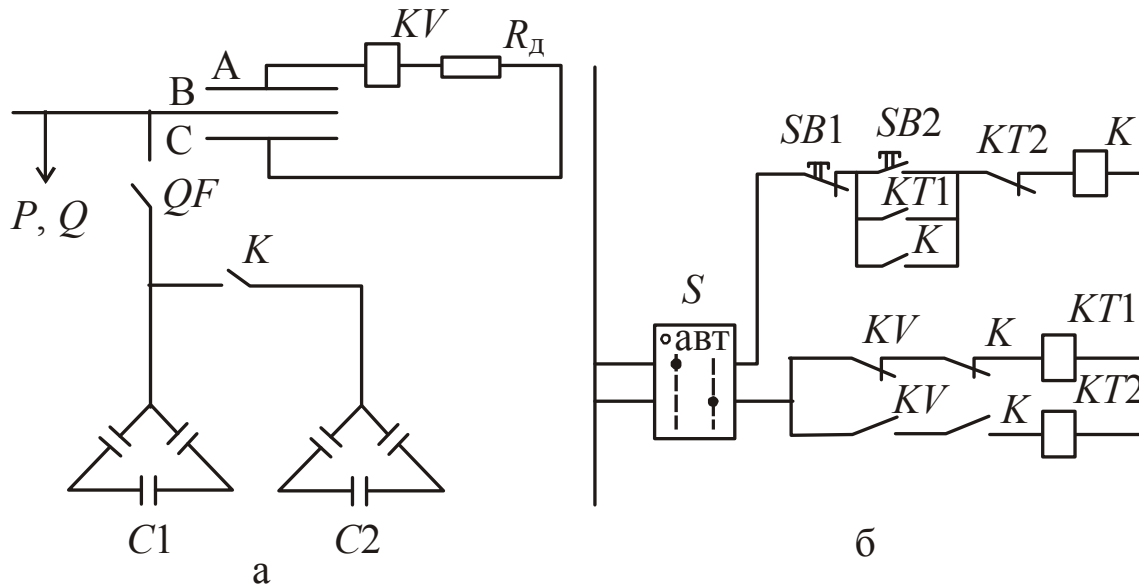


Рис. 4.38. Схема автоматического регулирования реактивной мощности в функции напряжения: а – схема первичных соединений; б – схема управления; P, Q – активно-индуктивная нагрузка; QF – выключатель в цепи конденсаторной установки; $C1, C2$ – секции KU ; KV – реле напряжения; R_d – дополнительное сопротивление; K – контакты; $KT1, KT2$ – реле времени; $SB1, SB2$ – кнопочные выключатели; S – ключ управления

Регулирование реактивной мощности по напряжению в узле нагрузки. Применяется в тех случаях, когда режим напряжения в сети определяется в основном режимом реактивных нагрузок. В этих случаях требуется одновременное регулирование реактивной мощности и напряжения. Напряжение в точке присоединения KU зависит не только от нагрузки, питаемой от данного пункта, но и от нагрузок других потребителей узла электроснабжения, а также от мероприятий по регулированию напряжения в энергосистеме или на главной подстанции предприятия. При регулировании мощности KU необходимо учитывать, что при неизменной реактивной нагрузке с увеличением мощности KU напряжение увеличивается, с уменьшением – уменьшается. На рис. 4.38 приведена схема управления режимом реактивной мощности конденсаторной установки по напряжению на шинах в узле нагрузки.

В качестве задающего органа используется реле минимального напряжения KV , подключенное к шинам узла нагрузки или через трансформатор напряжения. При необходимости реле может включаться через дополнительное сопротивление R_d . При снижении напряжения в сети ниже заданного предела реле напряжения KV срабатывает (отпускается) и замыкает свой размыкающий контакт KV в цепи обмотки реле времени $KT1$, который в притянутом положении реле был

разомкнут. Реле времени $KT1$ с заданной выдержкой времени (2–3 мин) замыкает контакт $KT1$ в цепи обмотки контактора K и автоматически включает дополнительную секцию $C2$ конденсаторной установки в сеть. Генерируемая реактивная мощность повышается, повышается и напряжение в сети. При сбросе реактивной нагрузки напряжение также повышается и может достигнуть величины выше заданного предела. Реле напряжения KV срабатывает (притягивается) и замыкает свой контакт KV в цепи обмотки реле времени $KT2$, которое с выдержкой времени 2–3 мин размыкает свой размыкающий контакт в обмотке контактора K и автоматически отключает дополнительную секцию КУ от сети. Выдержка времени необходима для отстройки от случайных кратковременных повышений и понижений напряжения. Схема позволяет осуществлять ручное управление режимом реактивной мощности с помощью кнопочных выключателей $SB1$ и $SB2$. Выбор ручного или автоматического режима производится ключом управления S .

Многоступенчатое регулирование реактивной мощности можно осуществить с помощью автоматического регулятора конденсаторных батарей типа АРКОН. Регулятор работает в функции напряжения или по напряжению с коррекцией по току и углу сдвига фаз между ними. Он состоит из командного блока (рис. 4.39) и управляемого им программного блока, в который входят несколько приставок, по числу ступеней регулирования.

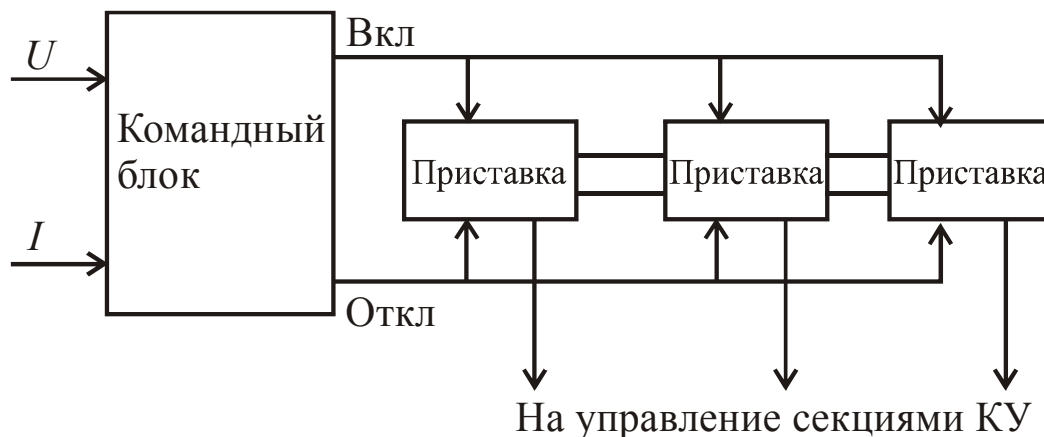


Рис. 4.39. Структурная схема автоматического регулятора АРКОН

Командный блок в зависимости от величины входного сигнала подает команды программному блоку на включение и отключение секций КУ. Например, три приставки с логическим выбором включения и отключения секций КУ с соотношением мощностей 1 : 2 : 4 позволяют получить семь ступеней регулирования.

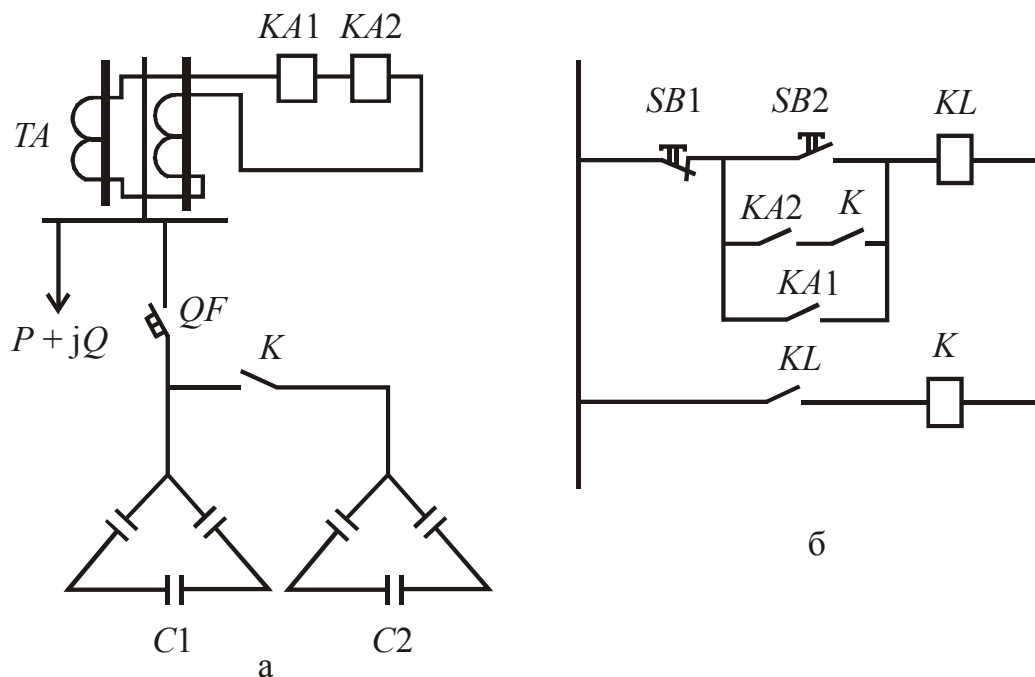


Рис. 4.40. Схема автоматического регулирования реактивной мощности по току нагрузки: а – схема первичных соединений; б – схема управления; $P + jQ$ – активно-индуктивная нагрузка; QF – выключатель в цепи конденсаторной установки; $C1, C2$ – секции КУ; $KA1, KA2$ – реле тока; K – контактор; $SB1, SB2$ – кнопочные выключатели

При этом включаемые мощности секций КУ относятся как
 $1 : 2 : (1 + 2) : 4 : (1 + 4) : (2 + 4) : (1 + 2 + 4)$.

При регулировании реактивной мощности по напряжению на вход командного блока подается напряжение контролируемого участка сети. При необходимости учитывать угол сдвига фаз между током и напряжением на вход командного блока подается также и контролируемый ток нагрузки.

Регулирование реактивной мощности по току нагрузки. Если нагрузка в течение суток резко изменяется, то мощность КУ целесообразно изменять в функции от потребляемого тока. Одноступенчатое автоматическое регулирование по току нагрузки может быть выполнено с применением двух электромагнитных токовых реле $KA1$ и $KA2$, устанавливаемых на вводе к шинам узла нагрузки (рис. 4.40). Одно из них производит включение при росте нагрузки, второе – отключение при снижении.

Уставки токовых реле отрегулированы на различные значения токов. Например, $KA1$ – на 5 А, $KA2$ – на 3 А. При небольшой нагрузке дополнительная секция отключена, хотя токовое реле $KA2$ сработало, и

его замыкающие контакты замкнуты, но разомкнуты замыкающие контакты контактора K .

При росте нагрузки и достижении тока 5 А срабатывает токовое реле $KA1$. Промежуточное реле KL включает своим контактом контактор K и вторую секцию конденсаторной установки КУ.

При снижении тока сначала срабатывает реле $KA1$, его контакты размыкаются, но реле KL не отключается, так как контакты $KA2$ и K замкнуты. При токе менее 3 А токовое реле $KA2$ размыкает цепь реле KL и отключает контактор K . Вторая секция КУ отключается.

Схема позволяет осуществлять ручное регулирование режимом КУ.

Регулирование реактивной мощности по изменению реактивной нагрузки. Нагрузка в электрической сети постоянно изменяется и, прежде всего, изменяется ее реактивная составляющая. Для управления режимом конденсаторной установки в зависимости от реактивной нагрузки применяется автоматический регулятор реактивной мощности Б2201 (рис. 4.41).

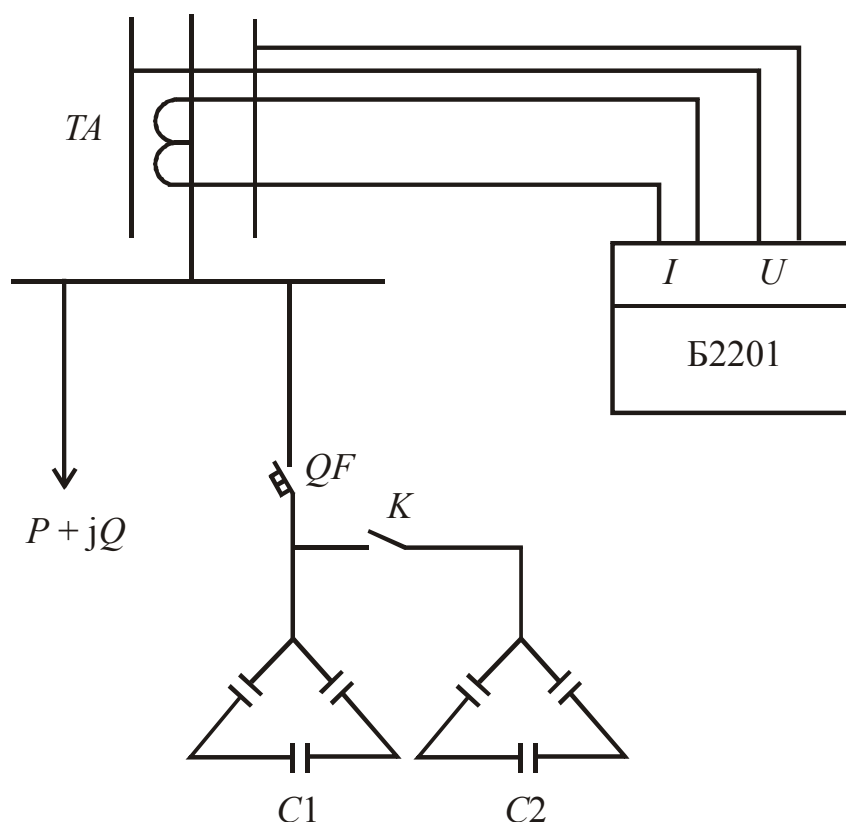


Рис. 4.41. Схема управления режимом реактивной мощности с помощью регулятора Б2201: $P + jQ$ – активно-индуктивная нагрузка; $C1, C2$ – секции конденсаторной батареи; QF – выключатель; K – контакт контактора; TA – трансформатор тока; I, U – ток с трансформатора тока и напряжение с линии

Регулятор имеет два входа. На первый подается ток одной фазы (например, В), на второй – линейное напряжение двух других фаз. Контролируемая реактивная мощность

$$Q_{\phi} = I_{\text{В}} U_{\text{AC}} \cos(90 - \varphi) = I_{\text{В}} U_{\text{AC}} \sin \varphi, \quad (4.66)$$

где Q_{ϕ} – реактивная мощность фазы; $I_{\text{В}}$ – ток одной фазы; U_{AC} – линейное напряжение двух других фаз; φ – угол сдвига фазы между током и линейным напряжением.

Регулятор снабжается указателем уставки зоны нечувствительности с целью исключения частых переключений ступеней конденсаторной установки.

Выдержка времени срабатывания регулятора зависит от разности между фактическим и заданным потреблением реактивной мощности. Чем больше эта разность, тем быстрее срабатывает регулятор, и тем быстрее осуществляется поддержание режима реактивной мощности.

В электроустановках с несимметричной электрической нагрузкой может быть применен регулятор реактивной мощности, обеспечивающий предварительное симметрирование нагрузки, а затем и компенсацию реактивной мощности в электроустановке. Регулятор реактивной мощности имеет три пары входов, на каждый из которых подается линейный ток соответствующей фазы и линейное напряжение двух других фаз. Это дает возможность контролировать изменение реактивной мощности в каждой из фаз электрической сети с несимметричной нагрузкой. Конденсаторная установка имеет по две однофазные секции в каждой фазе и до шести трехфазных секций. В регуляторе имеется блок выделения фазы, наиболее загруженной реактивной мощностью, и в эту фазу включается однофазная секция конденсаторной установки. Если симметрия нагрузки не восстанавливается, включается вторая однофазная секция. При снижении реактивной нагрузки секции отключаются. При увеличении реактивной нагрузки в трех фазах сети включаются поочередно трехфазные секции конденсаторной установки. При снижении реактивной нагрузки они автоматически отключаются.

5. ПОДКЛЮЧЕНИЕ КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК К СЕТИ И ИХ ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Для коммутации конденсаторных установок применяют те же аппараты, что и в цепях другого электрооборудования. Могут применяться выключатели с пусковыми сопротивлениями.

Выключатель и другая аппаратура (разъединитель, трансформатор тока и т.п.), а также токоведущие части КУ (ошиновка батареи и шины или кабель, соединяющие ее со сборными шинами) должны выбираться с расчетом на перегрузку конденсаторов основной и высшими гармониками. Так как перегрузка конденсаторов по току допускается на 30%, то аппаратура и токоведущие части конденсаторных установок должны допускать длительное протекание тока $1,3 \cdot I_{\text{ном. БК}}$.

Для надежной работы контактов выключателей при переходных процессах в конденсаторных установках рекомендуется выбирать выключатели на номинальный ток, составляющий около 150% номинального тока батареи. Выключатель нагрузки может применяться в цепи КУ только в комбинации с другим аппаратом, отключающим токи КЗ. Отечественный выключатель нагрузки типа ВН–17 пригоден для отключения конденсаторных установок мощностью до 400 кВАр.

Правила устройства электроустановок допускают отключение малых токов в электроустановках до 110 кВ (холостого хода силовых трансформаторов, коротких кабельных линий, токов утечки) разъединителями. Это не распространяется на конденсаторные установки. Возможность повторных зажиганий и вызываемых ими перенапряжений при отключении емкостной цепи делает невозможным отключение конденсаторных установок (даже малой мощности) при помощи разъединителей.

5.1. Схемы соединения конденсаторов

От схемы соединения конденсаторов в батарее зависит работа защиты батареи и сети, к которой она подключена.

Трехфазные конденсаторы всегда соединяются в батареях параллельно независимо от схемы их внутренних соединений (треугольник или звезда).

Однофазные конденсаторы соединяются в каждой фазе трехфазной батареи или параллельно, или параллельно-последовательно.

5.2. Схемы соединения фаз и заземление нейтрали конденсаторных установок

Трехфазные батареи, состоящие из однофазных конденсаторов, могут быть соединены треугольником или звездой.

При соединении трехфазной батареи звездой нейтральная точка звезды или остается изолированной от земли, или заземляется. Заземление нейтрали производится или наглухо, или через трансформатор тока, или через трансформатор напряжения. Так как первичная обмотка трансформатора напряжения имеет большое сопротивление, то установки с заземлением нейтрали через трансформатор напряжения относят к категории установок с изолированной нейтралью.

Таким образом, трехфазные батареи, соединенные звездой, подразделяют:

- на батареи с изолированной нейтралью;
- на батареи с заземленной нейтралью.

Каждая из этих схем имеет свои преимущества и недостатки по сравнению с другой схемой, а также с соединением фаз батареи треугольником.

Батареи с заземленной нейтралью встречаются чаще, чем батареи с изолированной нейтралью. В пользу заземления нейтрали КУ свидетельствуют следующие факты:

- в батареях с заземленной нейтралью потенциал последней при любом режиме работы равен потенциалу земли, следовательно, нет необходимости в запасе изоляции батареи по отношению к земле;
- конденсаторная установка с заземленной нейтралью защищает другое электрооборудование от атмосферных перенапряжений, степень надежности защиты возрастает с повышением мощности батареи;
- в батареях с заземленной нейтралью, имеющих параллельное соединение конденсаторов и присоединенных к сети, нейтраль которой также заземлена, КЗ между жабимами конденсаторов равносильно однофазному короткому замыканию; этим обеспечивается более четкая работа защищающих установку предохранителей, в установках с большим током однофазного КЗ, угрожающим целостности корпуса конденсатора, эта особенность схемы превращается в недостаток;
- при обрыве одного из проводов линии конденсаторной батареи с изолированной нейтралью возможно питание нагрузок, присоединенных параллельно батарее, через фазы батареи; это создает возможность резонансных явлений и перенапряжений, возникающих вследствие последовательного соединения емкости батареи с индуктивностью других

элементов системы, а также с возможностью обратного чередования фаз у потребителей, при заземлении нейтрали батареи возможность этих явлений исключена.

Основным недостатком заземления нейтрали считается возможность протекания высших гармоник, кратных трем, через заземление и, следовательно, по сети к которой присоединена конденсаторная установка.

Схема с изолированной нейтралью не имеет этого недостатка.

Другим преимуществом схемы с изолированной нейтралью является возможность применения релейной защиты, реагирующей на изменение потенциала нейтрали и успешно защищающей установку от замыканий между обкладками конденсаторов.

Конденсаторные установки с соединением фаз треугольником имеют следующие особенности:

- при параллельном соединении конденсаторов в каждой фазе КЗ между жабимами конденсатора равносильно двухфазному короткому замыканию;

- напряжение, приходящееся на каждую фазу, в любом случае равно линейному напряжению сети, то есть не зависит от исправности других фаз батареи; потенциал каждой точки батареи относительно земли не фиксирован и определяется потенциалами фаз сети относительно земли;

- обрыв одной из линий, питающих батарею, может иметь те же последствия, что и при соединении фаз звездой с изолированной нейтралью.

Реактивные нагрузки, компенсируемые трехфазными конденсаторными батареями, симметричны или приближаются к симметричным. Поэтому все три фазы батареи независимо от схемы их соединения должны иметь одинаковую емкость, чтобы существовала симметрия токов и напряжений в компенсированной части сети.

Если батарея соединена звездой с изолированной нейтралью, то равенство емкостей фаз необходимо еще для того, чтобы были равны напряжения на всех трех фазах батареи.

При параллельно-последовательном соединении конденсаторов должны быть одинаковы также и емкости всех последовательно соединенных групп в каждой фазе. В противном случае напряжения на группах будут неодинаковы: группы с меньшей емкостью окажутся перегруженными по току, а группы с большей – недогруженными.

Конденсаторные батареи мощностью 500÷1000 кВАр и более подразделяют на несколько секций (рис. 5.1), чтобы была возможность производить испытания конденсаторов и другие работы на одной из секций, когда остальные находятся под напряжением. Целесообразность

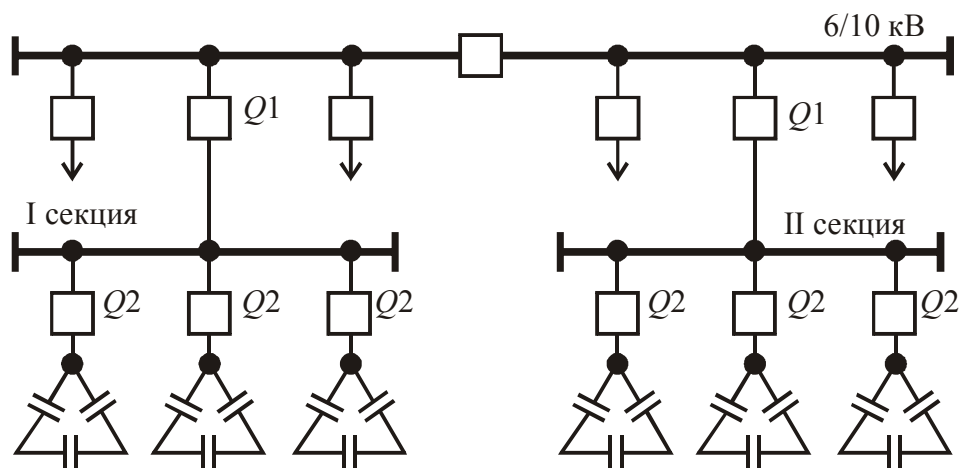


Рис. 5.1. Секционированная схема конденсаторной установки

секционирования может вытекать из конструктивного выполнения батареи, если она размещена на нескольких стеллажах в одном или нескольких помещениях. Число секций в батарее чаще всего равно двум, реже – трем и более. Необходимость в секционировании возникает и в случае, если предусматривается многоступенчатое регулирование мощности батареи. Требуемое количество секций и соотношение их мощностей зависят от количества ступеней регулирования.

Каждая секция подключается к шинам через выключатель $Q1$, рассчитанный на отключение полной мощности КЗ. Выключатели в цепях конденсаторных батарей $Q2$ на это не рассчитаны и служат лишь для переключений при автоматическом регулировании конденсаторной установки. При аварии на какой-либо батарее сначала отключается выключатель $Q1$, затем подается импульс на отключение выключателя $Q2$ поврежденной секции, после чего вновь включается $Q1$ и восстанавливается питание оставшихся батарей секции. В качестве выключателей $Q2$ рекомендуются вакуумные или элегазовые выключатели, рассчитанные на большое число операций.

Установка на секциях разъединителей допустима при условии, что операции по коммутации производятся исключительно при снятом напряжении.

5.3. Разряд конденсаторных установок

Схемы соединений КУ должны обеспечивать разряд конденсаторов после их отключения от сети. Для этой цели в состав конденсаторных установок входят разрядные сопротивления, если только конденсаторы не присоединены к сети через общий выключатель с трансформатором или электродвигателем (рис. 5.2).

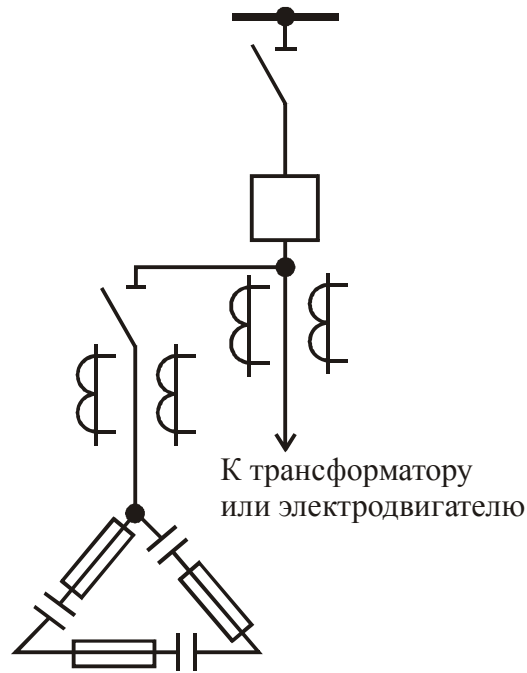


Рис. 5.2. Присоединение батареи через общий выключатель с трансформатором или электродвигателем

Согласно ПУЭ в конденсаторных установках напряжением выше 1000 В разрядные сопротивления постоянно присоединены к конденсаторам, в цепи между сопротивлениями и конденсаторами не должно быть отключающих аппаратов. Для установок напряжением до 1000 В рекомендуется в целях экономии электроэнергии работать без постоянно присоединенных разрядных сопротивлений, а с автоматическим присоединением последних в момент отключения конденсаторов.

Если в секционированной конденсаторной батарее отключение отдельных секций производится под напряжением, то каждая из этих секций должна иметь свой комплект разрядных сопротивлений.

Для повышения надежности разряда на ответвлении к разрядному оборудованию не должно быть плавких предохранителей.

В трехфазных конденсаторных установках сопротивления могут соединяться треугольником, открытым треугольником и звездой. Наибольшая надежность работы цепи разряда обеспечивается при соединении разрядных сопротивлений треугольником, так как при обрыве одного из сопротивлений эта схема превращается в открытый треугольник и возможность разряда сохраняется для всех трех фаз батареи. Изменяются лишь условия разряда: при соединении разрядных сопротивлений открытым треугольником сопротивления цепи разряда неодинаковы для разных фаз батареи.

При обрыве одного из двух сопротивлений, соединенных открытым треугольником, батарея разряжается на оставшееся в работе и полный разряд всех трех фаз ее не обеспечивается. Фаза батареи, присоединенная параллельно оставшемуся в работе сопротивлению, разрядится полностью. Разряд других фаз этой батареи будет осуществляться в зависимости от мгновенных значений напряжения на фазах батареи в момент ее отключения. При соединении батареи звездой одна ее фаза не разрядится, а две другие разрядятся в большей или меньшей степени.

Если разрядные сопротивления соединены звездой, то условия разряда одинаковы для всех трех фаз батареи, обрыв одного из сопротивлений делает схему равноценную схеме открытого треугольника.

Соединение разрядных сопротивлений звездой применяется тогда, когда оно уже осуществлено в разрядном оборудовании, например, в трехфазном трансформаторе напряжения, или же если оно более удобно при существующем номинальном напряжении разрядного оборудования, например, для ламп накаливания.

С целью снижения стоимости КУ более выгодным является соединение открытым треугольником, требующее двух однофазных разрядных сопротивлений вместо трех. Поэтому в установках напряжением выше 1000 В, где стоимость разрядных сопротивлений высока, применяется соединение их открытым треугольником (рис. 5.3).

Сопротивления для разряда конденсаторов должны удовлетворять следующим требованиям:

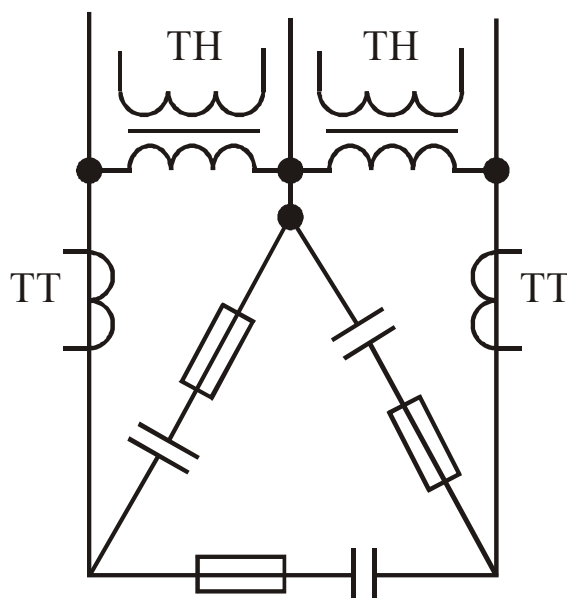


Рис. 5.3. Схема включения разрядных сопротивлений (ТН – трансформаторы напряжения) открытым треугольником

- напряжение на зажимах разряжаемого конденсатора должно понижаться достаточно быстро, чтобы обеспечить безопасность прикосновения к конденсатору вскоре после его отключения и чтобы снизить до минимума напряжение на зажимах конденсатора к моменту его нового включения; через 30 с после отключения конденсаторной установки напряжение на ее зажимах не должно превышать 65 В;

- потери активной мощности в постоянно присоединенных сопротивлениях должны быть не более 1 Вт на 1 кВАр мощности батареи;

- разрядные устройства КУ с автоматическим регулированием мощности должны снижать напряжение на зажимах отключенной установки до значения, не превышающего 10% номинального, за время между отключением и последующим включением установки.

При включении в сеть неразрядившегося конденсатора может получиться большой бросок тока, значительно превышающий ток включения полностью разряженного конденсатора.

Конденсаторная установка может оказаться присоединенной к сборным шинам, снабженным автоматическим повторным включением. Автоматическое повторное включение срабатывает через малый промежуток времени после отключения. Разрядные сопротивления, выбранные по приведенным выше нормам, не обеспечивают достаточной степени разряда конденсаторов перед их повторным включением. Однако при отключении сборных шин КУ отключается вместе с другим электрооборудованием (силовыми трансформаторами, электродвигателями), присоединенным к тем же сборным шинам. Обмотки этого электрооборудования – дополнительные пути для разряда КУ, причем их сопротивления значительно меньше сопротивления разрядных устройств. В этих условиях разряд КУ происходит быстрее, чем на одних разрядных устройствах. Напряжение на зажимах отключенной батареи снижается в достаточной степени еще до ее повторного включения.

В случае применения ламп накаливания, постоянно присоединенных к конденсаторам, рекомендуется выбирать их номинальное напряжение и схему соединения таким образом, чтобы они работали при напряжении ниже номинального. Для разряда батарей 380 В можно применять шесть одинаковых ламп 220 В, соединив две лампы последовательно, а полученные три группы – звездой. Тогда каждая лампа работает при напряжении 110 В и потребляет около 35% номинальной мощности. Увеличивается срок службы ламп и уменьшается потребление электроэнергии разрядными устройствами.

Если лампы присоединяются к батарее только в момент отключения (рис. 5.4), то необходимость в снижении напряжения на лампах отпадает.

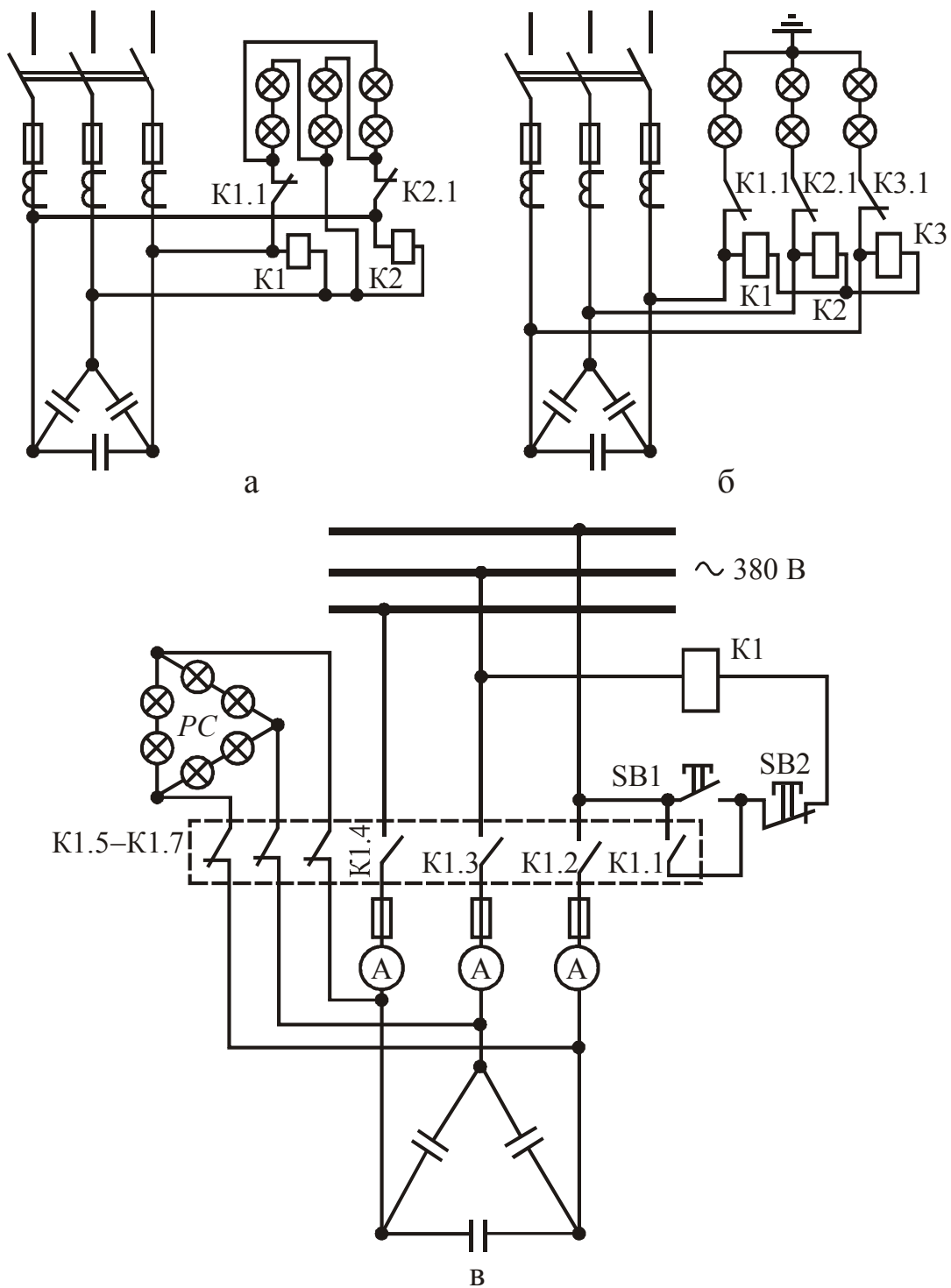


Рис. 5.4. Экономичные схемы разряда конденсаторных батарей 220 и 380 В без постоянно включенных ламп: а, б – схема с реле; в – схема с блокировкой (разрядное сопротивление РС подключается к батарее конденсаторов одновременно с отключением ее от сети)

В конденсаторных установках напряжением выше 1000 В в качестве разрядных сопротивлений применяются два однофазных трансформатора напряжения, соединенных открытым треугольником, и реже – один трехфазный трансформатор напряжения.

Для контроля исправности цепи разряда рекомендуется присоединение ко вторичным обмоткам разрядных трансформаторов напряжения ламп с малым потреблением энергии (например, неоновых). К этим же обмоткам можно присоединять измерительные приборы и реле.

Если силовые конденсаторы выпускаются со встроенными или пристроенными разрядными сопротивлениями, то в этом случае отпадает необходимость в установке отдельных разрядных сопротивлений.

5.4. Измерения в цепях конденсаторных установок

При эксплуатации в цепях конденсаторных установок измеряют:

- напряжение на зажимах конденсаторов;
- токи, протекающие по присоединению КУ;
- количество реактивной энергии, выработанное конденсаторной установкой.

Контроль напряжения на зажимах конденсаторов позволяет фиксировать и устранять перегрузки по напряжению. Особенно контроль напряжения важен, если конденсаторная установка присоединена в такой точке сети, где напряжение временами может превышать допустимое для конденсаторов, а защита установки от повышения напряжения отсутствует.

Измерение напряжения выполняется вольтметром, присоединенным (через трансформатор напряжения или непосредственно) к тем же сборным шинам, что и конденсаторные установки. Допускается присоединение вольтметра по вторичной обмотке разрядного трансформатора напряжения. Присоединение к сборным шинам предпочтительнее, так как можно измерять напряжение на шинах при отключенных КУ.

Измерение токов, протекающих по присоединениям конденсаторных установок, позволяет обнаружить отклонения от их нормального режима работы. Увеличение показаний амперметров, не пропорциональное напряжению, является признаком перегрузки конденсаторов токами высших гармоник, а уменьшение – указывает на отключение части конденсаторов или конденсаторных секций их индивидуальной защитой.

Для полного контроля работы конденсаторных батарей предпочтительна установка амперметров во всех трех фазах. В этом случае можно контролировать равенство емкостей фаз, сравнивая показания ампер-

метров. Правила устройства электроустановок допускают установку только одного амперметра в цепи конденсаторных батарей мощностью до 400 кВАр. Для батарей более 400 кВАр требуется установка трех амперметров.

В конденсаторных установках высокого напряжения амперметры присоединяются через трансформаторы тока. Для присоединения трех амперметров достаточно двух трансформаторов тока, так как третий амперметр включается по схеме на сумму токов в двух других фазах (рис. 5.5).

Учет выработанной конденсаторной установкой реактивной энергии целесообразен по следующим причинам:

- данные о количестве выработанной конденсаторными установками энергии совместно с данными о потреблении активной и реактивной энергии от электроснабжающей системы позволяют находить естественный коэффициент мощности абонентских электроустановок;
- учет реактивной энергии, выработанной конденсаторными установками, облегчает контроль ее работы (например, проверку отключения в ночное время).

Установка счетчика реактивной энергии повышает затраты на оборудование конденсаторной батареи и для мелких батарей нецелесообразна. Правила устройства электроустановок требуют установки счетчиков реактивной энергии у промышленных потребителей на присоединениях конденсаторных батарей мощностью 100 кВАр и более, если отдача ими реактивной энергии учитывается при расчете с предприятием по коэффициенту мощности.

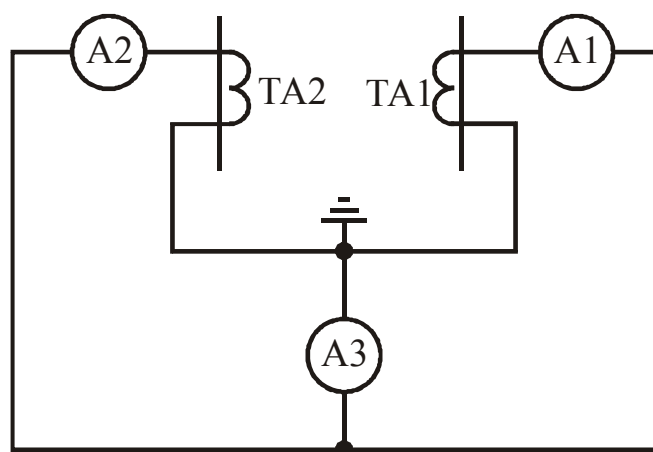


Рис. 5.5. Схема включения амперметров в конденсаторных установках высокого напряжения

Угол сдвига фаз между током в цепи конденсаторной установки и напряжением на ее зажимах близок к 90° . Потери активной мощности в цепи конденсаторной установки могут быть найдены только по $\operatorname{tg}\delta$ в конденсаторах, полученных при специальных испытаниях установки. Во время эксплуатации ни потери активной мощности, ни потери активной энергии в установке не измеряются.

При эксплуатации КУ следует периодически измерять емкость каждого конденсатора после отключения батареи. Емкость, не превышающую 10 мкФ, измеряют переносными приборами, при большей емкости используется метод амперметра и вольтметра. Емкость при применении этого метода рассчитывается по соотношению:

$$C = \frac{I}{\omega \cdot U}.$$

При измерении емкости трехфазных конденсаторов, соединенных треугольником (рис. 5.6), следует поочередно замыкать каждую пару зажимов и измерять емкость между нею и третьим зажимом, например, замкнув зажимы 2 и 3, измерить емкость между ними и зажимом 1. Если обозначить полученные таким образом значения емкости через C_{1-23} , C_{2-31} и C_{3-12} , то емкости фаз конденсатора могут быть найдены по соотношениям:

$$C_{12} = \frac{1}{2}(C_{1-23} + C_{2-31} - C_{3-12});$$

$$C_{23} = \frac{1}{2}(-C_{1-23} + C_{2-31} + C_{3-12});$$

$$C_{31} = \frac{1}{2}(C_{1-23} - C_{2-31} + C_{3-12}).$$

Емкость всего конденсатора, т.е. сумма емкостей трех фаз,

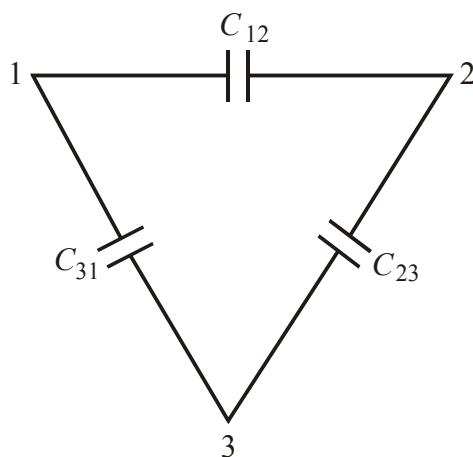


Рис. 5.6. Схема, поясняющая измерение емкости трехфазных конденсаторов

$$C = \frac{1}{2}(C_{23} + C_{31} + C_{12}).$$

Кроме электрических величин также измеряют:

- температуру в помещении размещения конденсаторов;
- температуру конденсаторов.

Для измерения температуры воздуха пользуются термометром с пределами измерений, охватывающими температуры, наблюдающиеся в помещении в летнее и зимнее время.

При измерении температуры корпуса конденсатора термометр или термометр помещают в точку с наибольшей температурой, определив ее экспериментально. Термометр реагирует на разность температур конденсатора и окружающего воздуха, то есть именно на ту величину, которая характеризует состояние конденсатора. В этом преимущество термометра перед термометрами.

Изменение температуры конденсатора термометром дает менее точные результаты. Кроме того, отсчитывать показания термометров, установленных на конденсаторах нижнего и в особенности верхнего яруса батареи, затруднительно.

5.5. Виды защит конденсаторных установок

При эксплуатации КУ возможны повреждения и ненормальные режимы их работы:

- повреждения в конденсаторах: замыкания между обкладками секций, междуфазные перекрытия по торцевой поверхности секций или по наружной поверхности выводных изоляторов, замыкания на корпус через внутрикорпусную изоляцию или через выводные изоляторы;
- многофазные КЗ и замыкания на землю в других, кроме конденсаторов, элементах установки, например, в ошиновке батареи;
- ненормальные режимы работы: перегрузка конденсаторов высшими гармониками тока выше допустимых пределов, длительное повышение напряжения на зажимах конденсаторов выше допустимых пределов, кратковременные перенапряжения (атмосферные или коммутационные).

Замыкания между обкладками секций, происходящие вследствие пробоя диэлектрика между обкладками, являются наиболее распространенным видом повреждений, возникающих в силовых конденсаторах при их эксплуатации. Индивидуальная защита секций в конденсаторе выполняется встроенными предохранителями. Условия ее работы зависят от схемы соединения секций в конденсаторе и схемы соединения

конденсаторов в батарее. Если секции в каждой фазе трехфазного конденсатора соединены параллельно и фазы конденсатора соединены треугольником, то конденсаторы в батарее всегда бывают соединены параллельно и пробой изоляции между обкладками секции равносильна двухфазному КЗ в конденсаторной установке и достаточен для отключения поврежденной секции.

При других схемах соединений замыкание между обкладками секции может вызывать только некоторое увеличение тока, протекающего через индивидуальный предохранитель, но не междуфазное КЗ. Это увеличение тока может оказаться недостаточным для срабатывания индивидуального предохранителя. По этой причине высоковольтные конденсаторы (напряжением 3150–10500 В) не снабжаются индивидуальной защитой секций.

Увеличение тока и несрабатывание предохранителей, защищающих секции или конденсаторы, вызывает повышение напряжения на одних секциях или конденсаторах и понижение его на других. Повышение напряжения создает благоприятные условия для развития повреждений, которые со временем могут привести к двухфазному КЗ в конденсаторной установке.

Защита, реагирующая на замыкания между обкладками раньше, чем они приводят к двухфазному КЗ, называется защитой КУ от замыканий между обкладками. Она должна срабатывать при возможно меньшей степени повреждений конденсатора, чтобы сохранилась возможность его ремонта и чтобы повреждение одного конденсатора не вызвало повреждений других конденсаторов батареи. Защита от замыканий между обкладками должна работать селективно, отключая с поврежденным конденсатором минимум исправных.

Защита КУ от замыканий между обкладками осуществляется:

- встроенными в конденсатор предохранителями для индивидуальной защиты секций;
- предохранителями для индивидуальной защиты конденсаторов;
- релейной защитой всей батареи, реагирующей на неравенство фазных емкостей трехфазной батареи.

Два первых вида защиты иногда реагируют только на двухфазные КЗ. Наиболее селективно работает встроенная в конденсатор индивидуальная защита секций, отключающая только дефектные секции. Многофазные КЗ в конденсаторных установках происходят преимущественно в результате замыканий между обкладками, но возможны и другие причины. В конденсаторах с вертикальным расположением секций могут происходить междуфазные перекрытия изоляции по торцевой поверхности секции, если уровень масла открывает ее.

5.6. Эксплуатация конденсаторных установок

5.6.1. Осмотры и испытания конденсаторных установок

Конденсаторы для повышения коэффициента мощности не нуждаются в постоянном надзоре и могут устанавливаться на объектах, не имеющих дежурного персонала. Обслуживание КУ сводится к периодическим осмотрам и испытаниям. Они подразделяются:

- на внешний осмотр установки без ее отключения;
- более детальный осмотр и испытания установки с обязательным отключением ее (текущий ремонт установки).

Принята следующая периодичность указанных операций:

- внешний осмотр должен производиться не реже 1 раза в месяц при мощности установки до 500 кВАр и не менее 1 раза в 10 дней при мощности более 500 кВАр;

- текущий ремонт должен производиться не реже одного раза в год.

Указанные сроки следует рассматривать как предельные и производить осмотры и испытания КУ через меньшие промежутки. Особенно это относится к конденсаторам напряжением выше 3 кВ, не имеющих индивидуальной защиты секций.

Внеочередной внешний осмотр производится при наличии признаков отклонения от нормального режима работы, например, шума в конденсаторах, снижения тока в цепи батареи, указывающего на отключение части конденсаторов их предохранителями.

Внеочередной текущий ремонт (в полном объеме или частично) производится в тех случаях, когда при внешнем осмотре выявлена необходимость отключения установки для устранения недостатков, а также при автоматическом отключении конденсаторной установки ее защитой.

За новыми конденсаторными установками в начале их эксплуатации наблюдение должно производиться особенно тщательно. В это время вследствие длительного пребывания конденсаторов под напряжением могут проявиться те дефекты изоляции, которые не были выявлены испытаниями на заводе-изготовителе. Поэтому в течение первых 10–15 дней эксплуатации новых конденсаторных установок номинальным напряжением 3 кВ и выше следует производить внешний осмотр ежедневно, а внеочередной текущий ремонт – по окончании указанного срока. Внешний осмотр новых установок напряжением до 1000 В следует производить один раз в 2–3 дня.

Обо всех произведенных осмотрах и ремонтах конденсаторной установки делаются записи в эксплуатационном журнале.

Во время осмотра КУ проверяются ее исправность и соответствие условий ее работы Правилами технической эксплуатации электроустановок, в том числе:

- наличие конденсаторов со вспученными стенками корпусов или с течью масла (незначительное просачивание масла через уплотнения изолятора не требует отключения конденсатора);
- целостность плавких вставок предохранителей (при наличии указателей срабатывания);
- соответствие напряжений на зажимах конденсаторов их номинальным данным;
- равномерность нагрузки фаз батареи (при наличии трех амперметров в ее цепи);
- допустима ли температура воздуха в помещении расположения конденсаторов.

Все измерения, производимые во время внешнего осмотра КУ, представляют собой показания постоянно установленных измерительных приборов.

При текущем ремонте производятся:

- проверка конденсаторов мегомметром на отсутствие замыкания между зажимами и корпусом;
- измерение емкости каждого конденсатора;
- проверка мегомметром цепи разряда конденсаторов и целостности плавких вставок предохранителей;
- проверка степени затяжки гаек в контактных соединениях;
- очистка поверхности изоляторов, корпусов конденсаторов, аппаратуры и металлоконструкций от пыли и других загрязнений.

Проверка конденсаторов на отсутствие замыкания между зажимами и корпусом производится мегомметром 1000 или 2500 В отдельно по каждому конденсатору или по всей установке одновременно. Сопротивление изоляции не нормируется.

Емкость измеряется только у конденсаторов с номинальным напряжением выше 1050 В. Погрешность измерения не должна превышать 3%.

Отечественные конденсаторы напряжением до 1050 В имеют параллельное соединение секций, снабженных индивидуальной защитой. Во время эксплуатации со временем наблюдается постепенное уменьшение их емкости из-за отключения дефектных секций предохранителями, что не препятствует дальнейшей эксплуатации конденсаторов. Исключением являются только батареи, в которых конденса-

торы с параллельным соединением секций включены параллельно-последовательно.

Отечественные конденсаторы напряжением 3150 В и выше не имеют индивидуальной защиты секций. Уменьшение их емкости может наблюдаться при нарушении паяных соединений между секциями. При замыкании между обкладками секции происходит увеличение емкости конденсатора, которое указывает на необходимость его отключения во избежание дальнейшего развития повреждения. Конденсаторы разных номинальных напряжений имеют различное количество последовательно соединенных групп секций, при пробое одной из секций относительное увеличение емкости в них будет различно. Поэтому при проверке исправности конденсаторов путем измерения их емкости следует исходить из разных норм увеличения емкости для конденсаторов разных напряжений.

Измерение емкости конденсаторов совместно с другими операциями по текущему ремонту должно проводиться не реже одного раза в год. Вероятность замыканий между жабимами конденсаторов с параллельно-последовательным соединением секций будет снижена, если измерение емкости выполнять чаще. Сокращение сроков измерения емкости полезно при эксплуатации тех установок, на которых отсутствуют групповая и индивидуальная защиты плавкими предохранителями и где важно уменьшить вероятность двухфазного КЗ в конденсаторной установке.

Заводская инструкция по эксплуатации КУ рекомендует производить измерение угла диэлектрических потерь в конденсаторах один раз в 2–3 года с целью проверки состояния изоляции конденсаторов. К сожалению, измерение $\text{tg}\delta$ в силовых конденсаторах требует мало распространенного измерительного и испытательного оборудования (измерительного моста, рассчитанного на большую емкость объекта, и испытательного трансформатора мощностью несколько десятков кВА). Поэтому рекомендация завода-изготовителя об измерении $\text{tg}\delta$ выполняется на небольшом числе установок.

Эффективным методом контроля исправности конденсаторов является периодическое измерение их температуры. Короткое замыкание секций или повышение $\text{tg}\delta$ сопровождается нагревом конденсатора. Измеряя температуру каждого конденсатора, входящего в батарею, и сравнивая между собой результаты измерений, можно выявить дефектные конденсаторы.

Контроль температуры конденсаторов осуществляется либо стационарными термомпарами, постоянно установленными на каждом кон-

денсаторе, либо при помощи переносной термопары с малой тепловой инерцией. В первом случае измерение температуры может производиться без отключения батареи, а во втором – немедленно после ее отключения и контрольного разряда. При расположении конденсаторов батареи в два или три яруса конденсаторы нижнего яруса имеют самую низкую температуру. Поэтому контроль температуры отключенных конденсаторов целесообразно начинать с нижнего яруса.

Температура конденсаторов иногда проверяется только на ощупь после их отключения и контрольного разряда. При всей неточности метод позволяет выявить конденсаторы с пробитыми секциями.

При любом способе контроля температуры те конденсаторы, в которых обнаружено повышение температуры, должны быть отключены для испытаний и ремонта.

В случае автоматического отключения конденсаторной батареи ее защитой производить повторное включение батареи следует только после выявления и устранения причины отключения.

Если отключение конденсатора произошло вследствие срабатывания предохранителя индивидуальной или групповой защиты, то необходимо до замены патрона предохранителя проверить исправность этого конденсатора путем измерения емкости.

Ручное включение батареи должно производиться не ранее чем через одну минуту после ее предыдущего отключения. Это вызвано необходимостью обеспечить полный разряд конденсаторов к моменту их повторного включения.

5.6.2. Вспомогательное оборудование помещений конденсаторных установок

Если конденсаторная батарея установлена на подстанции, то в ее помещении должны находиться следующее вспомогательное оборудование и техническая документация:

- термометр для измерения температуры воздуха в помещении;
- разрядная штанга для контрольного разряда конденсаторов;
- огнетушитель, ящик с песком и совком;
- принципиальная однолинейная схема КУ;
- перечень всех установленных конденсаторов.

В перечне указываются следующие данные каждого конденсатора: инвентарный номер, присвоенный ему на месте установки и написанный на его корпусе, заводской номер, год выпуска, тип, номинальная мощность (списываются с маркировочной таблички конденсатора). В

перечень также вносится и мощность батареи в целом. При установке в батарее новых конденсаторов или отключении дефектных в перечень должны вноситься соответствующие исправления.

При установке конденсаторной батареи непосредственно в цехе или на открытом воздухе разрядная штанга, схема установки и перечень конденсаторов должны храниться или вблизи конденсаторов, или на подстанции, к которой присоединена батарея.

Термометр для измерения температуры воздуха располагают таким образом, чтобы можно было снимать его показания без отключения батареи и снятия ее ограждений.

Если конденсаторы установлены в металлических шкафах, то температура воздуха измеряется внутри шкафов.

При любом способе установки конденсаторов измерение температуры окружающего воздуха производится в то время суток, когда наружный воздух имеет наиболее высокую температуру.

При отрицательных температурах наружного воздуха вентиляционные отверстия в помещении КУ следует закрывать во избежание излишнего охлаждения конденсаторов.

5.6.3. Техника безопасности при эксплуатации конденсаторных установок

При эксплуатации КУ необходимо соблюдать некоторые дополнительные требования по технике безопасности, обусловленные наличием значительных емкостей.

Если отключенный конденсатор не будет своевременно разряжен, то случайное прикосновение к нему может создать цепь разряда, замыкающуюся через тело человека. Последствия разряда конденсатора на человеческий организм зависят от ряда факторов, в особенности от емкости конденсатора и от напряжения, до которого он был заряжен. Чем больше их значения, тем опаснее для человека поражение при разряде конденсатора. Последствия разряда, как и в других случаях поражения электрическим током, зависят от сопротивления контактов между человеческим телом и соседними участками разрядной цепи, а также от других обстоятельств.

Во избежание опасных последствий схема соединений конденсаторной установки должна обеспечить автоматический разряд конденсаторов немедленно после их отключения. Возможны случаи, когда при наличии разрядных устройств конденсаторы в батарее останутся заряженными после их отключения. Это может произойти при случайном обрыве в цепи разрядных устройств и при срабатывании предохраните-

лей для групповой или индивидуальной защиты конденсаторов. Для исключения возможности прикосновения к заряженным конденсаторам при обслуживании КУ должны выполняться следующие требования в дополнение к общим требованиям по технике безопасности.

До начала работы, при которой возможно прикосновение к токоведущим частям отключенной КУ, должен быть произведен контрольный разряд конденсаторов. В батареях с индивидуальной защитой конденсаторов производится разряд каждого конденсатора в отдельности, при групповой защите – разряд каждой группы, при одной общей защите – разряд всей батареи в целом.

При индивидуальной защите разряд каждого конденсатора производится замыканием накоротко его зажимов заземленным металлическим стержнем разрядной штанги. При групповой и одной только общей защите замыкаются накоротко при помощи того же стержня соответствующие токоведущие шины в ошиновке батареи (после предохранителей). Появление искры при замыкании свидетельствует о зарядке конденсатора. В этом случае замыкание должно продолжаться несколько секунд не только для снижения напряжения до нуля, но и во избежание появления остаточного заряда на зажимах конденсатора после размыкания разрядной цепи.

Контрольный разряд конденсаторов необходимо производить как при отдельных разрядных сопротивлениях, так и при разряде батареи на обмотки силового трансформатора или двигателя, а также при разрядных сопротивлениях, пристроенных к зажимам конденсатора или встроенных в конденсатор.

Контрольный разряд емкости между зажимами и корпусом конденсатора считается излишним, так как эта емкость мала. Разряд емкости между зажимами конденсатора разрядной штангой является одновременно разрядом емкости между зажимами и заземленным корпусом конденсатора.

Размеры разрядной штанги должны быть одинаковыми с размерами изолирующей штанги для оперативных переключений в устройствах того же напряжения, что и конденсаторная установка. Металлический стержень штанги должен иметь поперечное сечение не менее 25 мм².

Смена патронов сработавших или неисправных предохранителей производится при снятом с КУ напряжении после контрольного разряда отключенных конденсаторов.

Кроме перечисленных выше требований, относящихся к повседневному обслуживанию конденсаторных установок, при испытаниях конденсаторов необходимо соблюдать дополнительные требования. Если конденсатор подвергается испытанию повышенным выпрямленным

напряжениям, то по окончании испытания он остается заряженным до напряжения, превышающее номинальное. Поэтому испытанный конденсатор необходимо разрядить на сопротивление, подобранное в зависимости от испытательного напряжения конденсатора. Это требование относится и к силовому кабелю после его испытания повышенным напряжением.

Для разряда конденсаторов после испытаний можно использовать те же виды электрооборудования, какие применяются в качестве постоянно установленных разрядных сопротивлений, но с учетом наличия на конденсаторе повышенного напряжения против номинального. Разряд конденсаторов большой емкости, заряженных до напряжения несколько сот вольт, удобно производить на вольтметр, так как при этом можно наблюдать по прибору за постепенным снижением напряжения на зажимах разряжаемого конденсатора. При любом номинальном напряжении не следует производить разряд конденсаторов после испытания повышенным напряжением путем замыкания их накоротко.

При индивидуальной компенсации реактивной мощности асинхронных двигателей при определенных условиях может наблюдаться самовозбуждение двигателей, представляющее опасность для обслуживающего персонала. Эти условия встречаются в небольшой части установок, но для большей безопасности следует предупредить обслуживающий персонал о возможности наличия напряжения на зажимах отключенного двигателя с индивидуальной компенсацией в течение всего времени, пока двигатель продолжает вращаться после отключения.

При эксплуатации конденсаторов, пропитанных хлорированным дифенилом, например соволом, следует учитывать его токсичные свойства. Если замечено просачивание хлорированного дифенила через уплотнения, то при любой работе с конденсатором необходимо предусмотреть следующие меры предосторожности. Работы выполнять с респиратором, не касаться руками лица и не принимать пищи в помещении, где обнаружена утечка дифенила, а после окончания работы тщательно вымыть руки с мылом.

6. ВЛИЯНИЕ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ УЗЛОВ НАГРУЗКИ

Устойчивый режим работы потребителей при постоянстве частоты в системе создается при устойчивом режиме напряжения в нагрузочном узле. Для этого необходимо соблюдение баланса по реактивной мощности между источниками и потребителями. Увеличение потребления реактивной мощности (кратковременное или продолжительное) при отсутствии достаточной мощности источников приводит к снижению напряжения, а при достижении определенного критического значения $U_{кр}$ – к опрокидыванию и остановке электродвигателей.

Применение поперечной емкостной компенсации в узлах нагрузки существенно сказывается на характере протекания процесса при изменении напряжения в питающей сети, так как генерируемая конденсаторами реактивная мощность убывает со снижением напряжения пропорционально квадрату напряжения (рис. 6.1). В этом случае влево за точкой a дефицит реактивной мощности будет нарастать быстрее и вероятность лавинообразного снижения напряжения будет большей. Ординаты заштрихованной на рис. 6.1 части графика, заключенной между кривыми $Q_{потр}$ и $Q_{БК}$, отражают потребляемую из системы реактивную мощность и изменяются с напряжением более резко, чем при отсутствии конденсаторов. Причем чем больше степень компенсации, тем более резким будет это изменение. Однако применение поперечной емкостной компенсации снижает вероятность образования дефицита реактивной мощности в системе. Эти два фактора должны приниматься во внимание при выборе мощности конденсаторов по условиям экономического режима работы электрических установок.

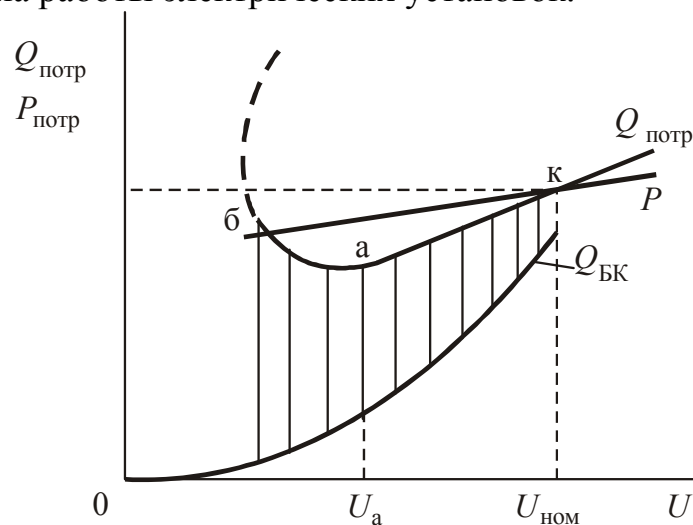


Рис. 6.1. Статические характеристики нагрузки при наличии поперечной емкостной компенсации

Взаимное влияние нагрузки и напряжения называется *регулирующим эффектом нагрузки*. Он характеризует степень снижения активной и особенно реактивной нагрузки при уменьшении напряжения на ее зажимах. Значение регулирующего эффекта нагрузки по напряжению равняется производным dP/dU и dQ/dU . При снижении напряжения до U_a (рис. 6.1) проявляется положительно действующий регулирующий эффект нагрузки. Снижение потребляемой мощности (особенно реактивной) при уменьшении напряжения замедляет его снижение. Чем больше наклон статических характеристик $P = f(U)$ и $Q = f(U)$ в рабочей области, то есть больше регулирующий эффект нагрузки, тем благоприятнее условия для устойчивости узла нагрузок. При нарушении устойчивости нагрузок происходит опрокидывание асинхронных двигателей и выпадение из синхронизма синхронных машин.

6.1. Устойчивость асинхронных двигателей

Аналитическое выражение активной мощности асинхронного двигателя может быть получено из упрощенной Г-образной схемы замещения, в которой не учитываются потери активной мощности (рис. 6.2а):

$$P_{\text{АД}} = I^2 \frac{R}{s} = \frac{U^2}{\left(\frac{R}{s}\right)^2 + x_{\text{д}}^2} \cdot \frac{R}{s} = \frac{U^2 \cdot R \cdot s}{R^2 + (x_{\text{д}} \cdot s)^2}, \quad (6.1)$$

где ток нагрузки I выражен через напряжение U и сопротивление двигателя $z = \sqrt{\left(\frac{R}{s}\right)^2 + x_{\text{д}}^2}$; s – скольжение.

Графическое изображение зависимости (6.1) при различных значениях напряжения приведено на рис. 6.2б. При понижении напряжения максимальное значение мощности P_{max} снижается и при определенном напряжении наступает критический режим: $U_{\text{кр}}$ и $s_{\text{кр}}$. В этом режиме максимальная электромагнитная мощность, которую развивает электродвигатель, становится равной мощности, потребляемой приводным механизмом $P_{\text{мех}}$, и работа при $s > s_{\text{кр}}$ невозможна, так как двигатель затормозится.

Из соотношения (6.1) можно найти связь между напряжением и скольжением (рис. 6.2в). При $U > U_{\text{кр}}$ могут существовать два установившихся режима работы двигателя, различающихся по величине скольжения. При снижении напряжения происходит переход с верхней характеристики на более низкие. При этом изменяется скольжение, но не меняется мощность, так как поддерживается равновесие моментов на валу:

$$P_{\text{АД}} = P_{\text{мех}}.$$

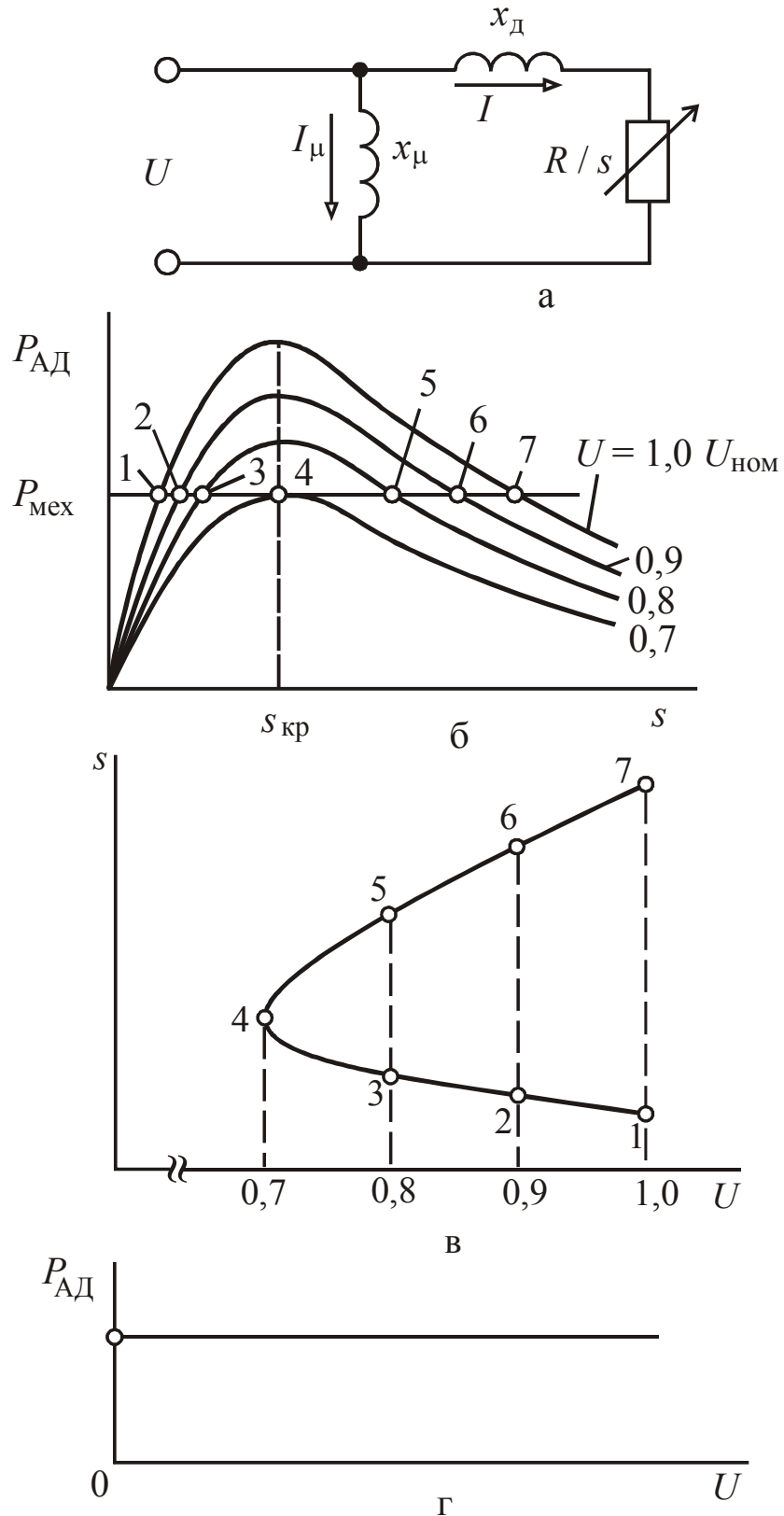


Рис. 6.2. Упрощенная схема замещения асинхронного двигателя (а) и его характеристики при различных значениях подведенного напряжения:
 б – $P_{AD} = f(s)$; в – $s = f(U)$; г – $P_{AD} = f(U)$

Поэтому статическая характеристика активной мощности асинхронного двигателя по напряжению – прямая горизонтальная линия (рис. 6.2г).

Реактивная мощность, потребляемая асинхронным двигателем (рис. 6.2а), имеет две составляющие: намагничивающую мощность Q_μ и мощность рассеяния Q_S , обусловленную созданием полей рассеяния в статоре и роторе:

$$Q_{\text{АД}} = Q_\mu + Q_S. \quad (6.2)$$

Составляющие в (6.2) рассчитываются (см. рис. 6.2а):

$$Q_S = I^2 \cdot x_d; \quad (6.3)$$

$$Q_\mu = \frac{U^2}{x_\mu} = I_\mu \cdot U, \quad (6.4)$$

где I_μ – ток намагничивания, численно равный току холостого хода.

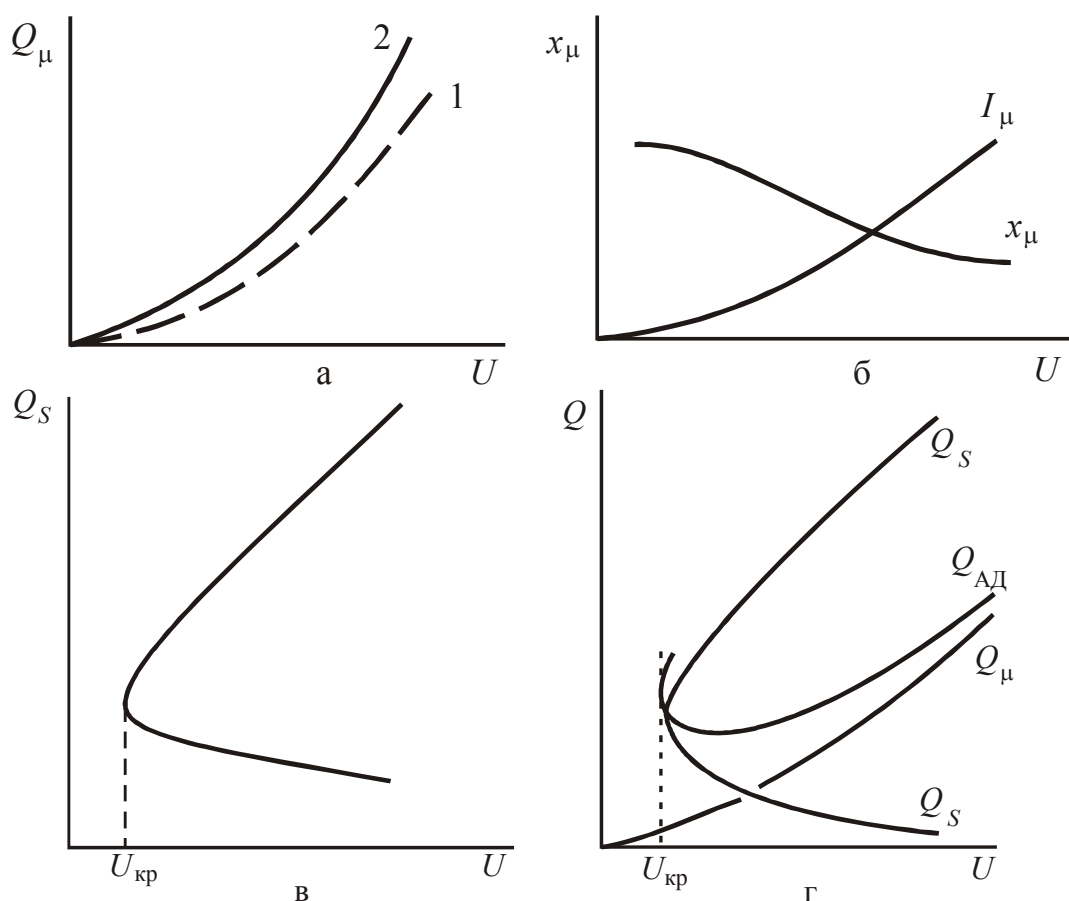


Рис. 6.3. Изменение составляющих реактивной мощности и реактивного сопротивления асинхронного двигателя в зависимости от напряжения: а – зависимость $Q_\mu = f(U)$; б – зависимость сопротивления и тока намагничивания от напряжения; в – зависимость реактивной мощности рассеяния от напряжения; г – зависимость всей потребляемой асинхронным двигателем реактивной мощности от напряжения

Если не учитывать насыщение стали магнитопровода и считать $r_\mu = \text{const}$ при любой нагрузке двигателя, то согласно (6.4) зависимость $Q_\mu = f(U)$ имеет вид квадратичной параболы (кривая 1 на рис. 6.3а). В действительности сопротивление x_μ изменяется с изменением подведенного к двигателю напряжения по кривой $x_\mu = f(U)$ (рис. 6.3б). С ростом напряжения сопротивление x_μ уменьшается и характеристика $Q_\mu = f(U)$ проходит выше квадратичной параболы (кривая 2 на рис. 6.3а).

Реактивную мощность рассеяния в соответствии с выражением (6.3) можно представить

$$Q_S = I^2 \cdot x_d = \frac{U^2 \cdot x_d \cdot s^2}{R^2 + x_d^2 \cdot s^2} = \frac{P_{\text{АД}} \cdot x_d \cdot s}{R} \quad (6.5)$$

При постоянной нагрузке $P_{\text{АД}}$ мощность рассеяния пропорциональна скольжению: $Q_S \sim s$. Скольжение при изменении напряжения изменяется по кривой $s = f(U)$ (см. рис. 6.2в). Поэтому зависимость $Q_S = f(U)$ асинхронного двигателя изображается такой же кривой (рис. 6.3в), как и пропорциональное ей скольжение.

Выполнив графическое сложение составляющих реактивной мощности, получим зависимость всей потребляемой асинхронным двигателем реактивной мощности от напряжения $Q_{\text{АД}} = f(U)$ (рис. 6.3г). Полученная статическая характеристика имеет две ветви. Верхняя ветвь (выше $U_{\text{кр}}$) входит в зону неустойчивой работы двигателя.

Устойчивый режим работы асинхронного двигателя в установившемся рабочем процессе получается при условии равновесия моментов на валу, то есть при равенстве мощностей двигателя и приводного механизма: $P_{\text{АД}} = P_{\text{мех}}$.

Это равенство выполняется в обеих точках пересечения характеристики электромагнитной мощности двигателя с механической характеристикой приводного механизма. Условиям устойчивости при данной нагрузке соответствует только одна точка, которая находится в пределах скольжения от 0 до $s_{\text{кр}}$. На рис. 6.2б это точки 1–3.

В этих точках, соответствующих разным нагрузкам и лежащих слева от критической точки 4, вращающий момент при увеличении скольжения возрастает, а тормозной – не увеличивается. Если по какой-либо причине на валу возникает избыточный момент, то повысится частота вращения двигателя и уменьшится его скольжение. Следовательно, при работе в устойчивой зоне случайное изменение момента на валу компенсируется ускорением ротора за счет избыточного момента. Процесс работы двигателя приводит к возврату в исходную точку.

При работе двигателя в зоне больших скольжений – в точках 5–7 (рис. 6.2б), где $s > s_{кр}$, случайное увеличение скольжения при небольшом толчке нагрузки на валу приводит к уменьшению электромагнитного момента и к возникновению отрицательного (тормозного) момента на валу двигателя. Это приводит к прогрессирующему росту скольжения асинхронного двигателя, вплоть до его остановки.

Критерием статической устойчивости асинхронного двигателя является положительный знак прироста момента $P = P_{АД} - P_{мех}$ при увеличении скольжения на ds , то есть условие

$$\frac{dP}{ds} = \frac{dP_{АД}}{ds} - \frac{dP_{мех}}{ds} > 0. \quad (6.6)$$

Область устойчивой работы асинхронного двигателя находится в зоне

$$0 < s < s_{кр}.$$

Критерием устойчивости может служить и знак прироста реактивной мощности при изменении напряжения в точке подключения электродвигателя:

$$\frac{dQ}{dU} < 0, \quad (6.7)$$

где $Q = Q_{Г} - Q_{ном}$ – небаланс реактивной мощности в точке подключения электродвигателя.

Из рис. 6.3г видно, что условие (6.7) нарушается при отклонении напряжения ниже $U_{кр}$. При этом увеличение потребления реактивной мощности двигателем не компенсируется и двигатель опрокидывается.

Мощность асинхронного двигателя равна максимальной P_{max} при $s = s_{кр}$. Если взять производную от мощности (6.1) по скольжению и приравнять ее нулю

$$\frac{dP}{ds} = U^2 \cdot R \frac{R^2 - x_d^2 \cdot s^2}{(R^2 + x_d^2 \cdot s^2)^2} = 0, \quad (6.8)$$

то получим критическое скольжение

$$s_{кр} = \frac{R}{x_d}, \quad (6.9)$$

подставив которое в (6.1), определим максимальную мощность асинхронного двигателя или равный ей опрокидывающий момент, отн.ед.,

$$P_{max} = \frac{U^2}{2x_d}. \quad (6.10)$$

При $U_{кр}$ максимальная мощность и нагрузка P_0 равны: $P_{max} = P_0$ (точка 4 на рис. 6.2б). Подставив это равенство в (6.10), получим значение критического напряжения:

$$U_{кр} = \sqrt{2\beta \cdot P_{ном} x_{д}}, \quad (6.11)$$

где $\beta = P_0/P_{ном}$ – коэффициент загрузки асинхронного двигателя.

Всю асинхронную нагрузку нагрузочного узла можно представить одним эквивалентным асинхронным двигателем. Мощность эквивалентного двигателя из-за большой доли асинхронной нагрузки в системах электроснабжения предприятий соизмерима с мощностью источников и пропускной способностью элементов электрической сети. Соответственно и сопротивление эквивалентного асинхронного двигателя $x_{д}$ соизмеримо со значением внешнего сопротивления $x_{вн} = x_{л} + x_{т} + x_{г}$, включающего сопротивление линий ($x_{л}$), трансформаторов ($x_{т}$) и генераторов ($x_{г}$) системы внешнего электроснабжения. Схема замещения эквивалентного двигателя и сети приведена на рис. 6.4а.

В соотношениях (6.9)–(6.11) учитывалось только сопротивление электродвигателя. С учетом внешнего сопротивления $x_{вн}$ они примут вид:

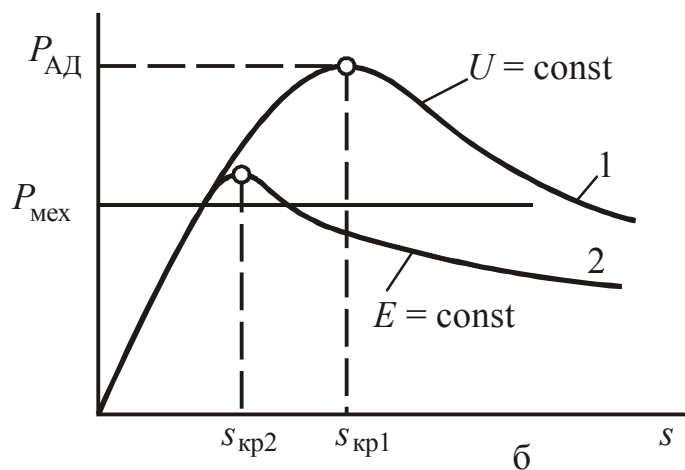
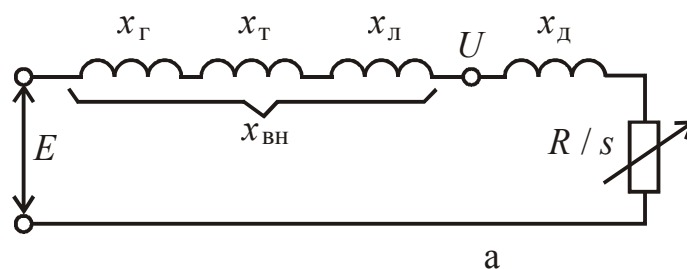


Рис. 6.4. Схема замещения (а) и характеристика эквивалентного асинхронного двигателя (б): 1 – без учета внешнего сопротивления питающей сети; 2 – с его учетом

$$s_{\text{кр}} = \frac{R}{x_{\text{вн}} + x_{\text{д}}}; \quad (6.12)$$

$$P_{\text{max}} = \frac{E^2}{2(x_{\text{вн}} + x_{\text{д}})}; \quad (6.13)$$

$$U_{\text{кр}} = \sqrt{2\beta \cdot P_{\text{ном}}(x_{\text{вн}} + x_{\text{д}})}, \quad (6.14)$$

где E – ЭДС источника питания (эквивалентного генератора системы), которая поддерживается постоянной благодаря действию автоматических регуляторов возбуждения.

Из сравнения (6.10) и (6.13) видно, что даже при $E = U_{\text{г}}$, то есть при наиболее эффективном регулировании возбуждается генераторов (по производным dU/dt и dI/dt), максимально допустимая мощность двигателя P_{max} уменьшается из-за влияния внешнего сопротивления $x_{\text{вн}}$, уменьшается и $s_{\text{кр}}$. На рис. 6.4б показаны характеристики эквивалентного асинхронного двигателя без учета и с учетом $x_{\text{вн}}$, из сравнения которых видно влияние $x_{\text{вн}}$ на его запас устойчивости.

При большом сопротивлении сети *энергосистема – нагрузка* влияние $x_{\text{вн}}$ может обусловить неустойчивость всей асинхронной нагрузки, хотя каждый двигатель в отдельности по формуле (6.9) и обладает достаточным запасом устойчивости.

Наиболее вероятной причиной нарушения устойчивости асинхронной нагрузки является снижение напряжения в сети, вызванное качанием синхронных машин, КЗ в сети, пуском крупных двигателей. При снижении напряжения до $U_{\text{кр}}$ (рис. 6.3г) реактивная мощность, потребляемая асинхронными двигателями, резко увеличивается. Это приводит к увеличению потерь напряжения в сети $I \cdot x_{\text{вн}}$ и к еще большему снижению напряжения – ниже $U_{\text{кр}}$. Развивается прогрессирующий процесс снижения напряжения в узле асинхронной нагрузки (лавина напряжения). Результат такой аварии – массовое опрокидывание асинхронных двигателей, отключение источников питания.

Основными факторами, влияющими на устойчивость двигателей, являются их загрузка по активной мощности и значение внешнего сопротивления системы. С повышением этих показателей запас устойчивости снижается. Кроме этого, на устойчивость асинхронной нагрузки оказывает влияние мощность конденсаторов, установленных в данном нагрузочном узле. Из-за отрицательного регулирующего эффекта (см. раздел 2.4) конденсаторы, уменьшая выдаваемую ими реактивную мощность при снижении напряжения в сети, способствуют увеличению дефицита реактивной мощности и возникновению лавины напряжения.

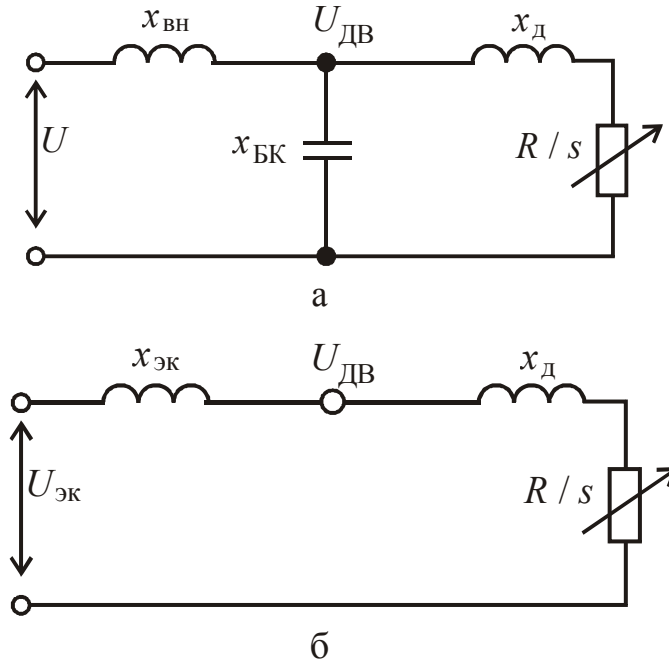


Рис. 6.5. Схема замещения (а) и эквивалентная ей схема замещения асинхронной нагрузки с поперечной емкостной компенсацией (б)

Для количественного учета влияния поперечной емкостной компенсации необходимо выражение (6.14) преобразовать с учетом емкостного сопротивления конденсаторов. Для этого схема замещения асинхронного двигателя с поперечной компенсацией (рис. 6.5) заменяется эквивалентной схемой, в которой внешнее сопротивление $x_{вн} = x_{л} + x_{т} + x_{г}$ складывается параллельно с емкостным сопротивлением $x_{БК}$ (рис. 6.5б):

$$x_{эк} = \frac{x_{вн} \cdot (-x_{БК})}{x_{вн} - x_{БК}} = \frac{x_{вн} \cdot x_{БК}}{x_{БК} - x_{вн}}. \quad (6.15)$$

Напряжение сети U заменяется эквивалентным напряжением:

$$U_{эк} = U \frac{x_{БК}}{x_{БК} - x_{вн}},$$

тогда критическое напряжение будет равно:

$$U_{эк.кр} = \sqrt{2\beta \cdot P_{ном} (x_{д} + x_{эк})}, \quad (6.16)$$

Напряжение $U_{эк.кр} > U_{кр}$ (по формуле 6.14) при $x_{эк} > x_{вн}$ ($x_{БК} > x_{вн}$). Однако с ростом степени компенсации (увеличение емкости конденсаторных батарей) критическое напряжение уменьшается и может приблизиться к значению, имеющему место при отсутствии емкости. При некотором значении $x_{БК}$, когда $x_{д} \leq x_{эк}$ и $x_{БК} < x_{вн}$, устойчивость двигателя обеспечивается при всех возможных снижениях напряжения в питающей сети.

Соотношения $x_d \leq x_{\text{эк}}$ и $x_{\text{БК}} < x_{\text{вн}}$ маловероятны. В большинстве случаев наличие емкости вблизи двигателя ухудшает условия устойчивости. Степень запаса устойчивости по напряжению определяется коэффициентом устойчивости:

$$k_u = \frac{U_c - U_{\text{кр}}}{U_c} \cdot 100\%. \quad (6.17)$$

Исходное напряжение в расчетной точке системы определяется по соотношению:

$$U_c = \sqrt{\left(U_{\text{дв}} + \frac{Q_S \cdot x_{\text{вн}}}{U_{\text{дв}}} \right)^2 + \left(\frac{P_{\text{Ад}} \cdot x_{\text{вн}}}{U_{\text{дв}}} \right)^2}. \quad (6.18)$$

Реактивная мощность рассеяния двигателя Q_S рассчитывается по соотношению (6.5) из условия работы последнего при номинальном скольжении.

Значения R/s и R определяются из (6.1), если $P_{\text{Ад}}$ и U заменить относительными единицами (т.е. $P_{\text{Ад}} = 1$ и $U = 1$), тогда

$$\left(\frac{R}{s} \right)^2 - \frac{R}{s} + x_d^2 = 0 \quad (6.19)$$

Для расчета напряжения на зажимах двигателя при котором наступает его опрокидывание, необходимо знать потребляемую реактивную мощность в расчетной точке системы при критическом скольжении (соотношение (6.5)):

$$Q = \frac{U_{\text{кр}}^2 (x_d + x_{\text{вн}})}{(x_d + x_{\text{вн}})^2 + \left(\frac{R}{s_{\text{кр}}} \right)^2} \quad (6.20)$$

Учитывая условие (6.12), при котором сохраняется устойчивость:

$$x_{\text{вн}} + x_d = \frac{R}{s_{\text{кр}}},$$

на основании (6.20) и (6.13) получим $Q = P$, и так как активная мощность, потребляемая двигателем, принята неизменной, не зависящей от скольжения, то в режиме, соответствующем напряжению в сети $U_{\text{кр}}$:

$$Q = P_{\text{Ад}}.$$

Отсюда можно найти напряжение на зажимах двигателей, при котором произойдет их опрокидывание:

$$U_{\text{Адкр}} = \sqrt{\left(U_{\text{кр}} - \frac{P_{\text{Ад}} \cdot x_{\text{вн}}}{U_{\text{кр}}} \right)^2 + \left(\frac{P_{\text{Ад}} \cdot x_{\text{вн}}}{U_{\text{кр}}} \right)^2}. \quad (6.22)$$

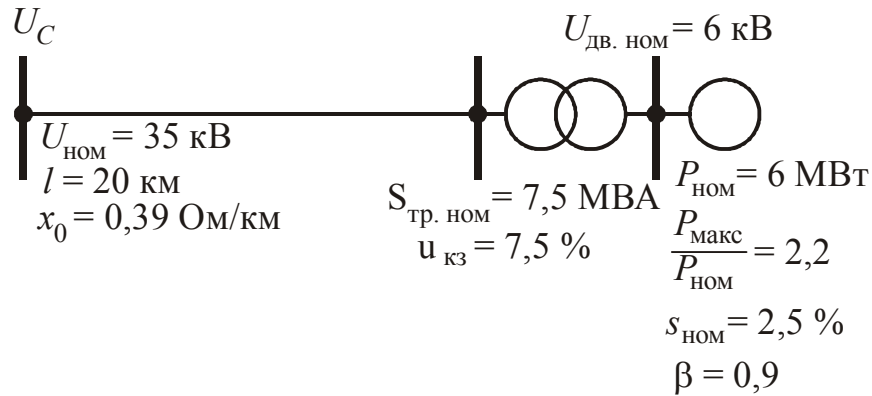


Рис. 6.6. Принципиальная схема питания узла нагрузки

Пример 6.1.

Рассчитать устойчивость узла нагрузок, запитанного от шин мощной системы ($U_C = \text{const}$) по линии электропередачи 35 кВ. Нагрузка в основном состоит из асинхронных двигателей. Схема питания и необходимые расчетные параметры приведены на рис. 6.6. Определить критическое напряжение на зажимах двигателей, при котором произойдет их опрокидывание, для двух случаев:

- без компенсации реактивной мощности, потребляемой двигателями;
- при полной компенсации реактивной мощности конденсаторными батареями.

Решение.

Для удобства расчета переведем все величины в относительные единицы, приняв за базисные $S_б = 6$ МВА, $U_б = 6$ и 35 кВ. Параметры сети и нагрузки через базисные величины составят:

$$x_{л} = x_0 \cdot l \frac{S_б}{U_б^2} = 0,39 \cdot 20 \frac{6}{35^2} = 0,038 ;$$

$$x_{тр} = \frac{u_{кз\%} \cdot S_б}{100 \cdot S_{тр.ном}} = \frac{7,5 \cdot 6}{100 \cdot 7,5} = 0,06 ;$$

$$x_{вн} = x_{л} + x_{тр} = 0,038 + 0,06 = 0,098.$$

Сопротивление рассеяния двигателей (принимая обобщенный эквивалентный двигатель)

$$x_{д} = \frac{U_{ном}^2}{2P_{макс}} = \frac{1^2}{2 \cdot 2,2} = 0,227 .$$

По формуле (6.19) найдем значение R/S и сопротивление R :

$$\left(\frac{R}{S}\right)^2 - \frac{R}{S} + x_{д}^2 = 0 ;$$

$$\frac{R}{S} = 0,5 \pm \sqrt{0,25 - 0,0514}; \quad \frac{R}{S} = 0,95;$$

$$R = 0,025 \cdot 0,95 = 0,024.$$

Компенсация отсутствует. Критическое напряжение на шинах подстанции, при котором возникает опрокидывание двигателей:

$$U_{кр} = \sqrt{2\beta \cdot P_{ном} (x_{вн} + x_{д})} = \sqrt{2 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot (0,227 + 0,098)} = 0,764.$$

Реактивная мощность, определяемая потоком рассеяния при номинальном скольжении, равна:

$$Q_S = \frac{\beta \cdot P_{ном} \cdot x_{д} \cdot s_{ном}}{R} = \frac{0,9 \cdot 1 \cdot 0,227 \cdot 0,025}{0,024} = 0,212.$$

Напряжение на шинах подстанции системы в нормальном режиме составит:

$$U_c = \sqrt{\left(U_{дв} + \frac{Q_S \cdot x_{вн}}{U_{дв}} \right)^2 + \left(\frac{\beta \cdot P_{ном} \cdot x_{вн}}{U_{дв}} \right)^2} = \sqrt{\left(1 + \frac{0,212 \cdot 0,098}{1} \right)^2 + \left(\frac{0,9 \cdot 1 \cdot 0,098}{1} \right)^2} = 1,033.$$

Нарушение устойчивости произойдет при снижении напряжения на шинах подстанции на

$$\kappa_u = \frac{U_c - U_{кр}}{U_c} \cdot 100\% = \frac{1,033 - 0,764}{1,033} \cdot 100\% = 26\%.$$

На основании уравнения (6.22) напряжение на зажимах двигателя, при котором наступает опрокидывание, составит:

$$\begin{aligned} U_{Адкр} &= \sqrt{\left(U_{кр} - \frac{\beta \cdot P_{ном} \cdot x_{вн}}{U_{кр}} \right)^2 + \left(\frac{\beta \cdot P_{ном} \cdot x_{вн}}{U_{кр}} \right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(0,764 - \frac{0,9 \cdot 1 \cdot 0,098}{0,764} \right)^2 + \left(\frac{0,9 \cdot 1 \cdot 0,098}{0,764} \right)^2} = 0,658. \end{aligned}$$

Опрокидывание наступает при снижении напряжения на 34,2%. В действительности за счет влияния ветви намагничивания (в расчете опущено) критическое напряжение на зажимах двигателя будет еще меньшим.

Реактивная мощность полностью компенсирована. Мощность конденсаторов составит $Q_{БК} \approx Q_S$ (не учтена ветвь намагничивания).

Сопротивление цепи конденсаторов:

$$x_{БК} = \frac{U_{ном}^2}{Q_{БК}} = \frac{1^2}{0,212} = 4,7.$$

Эквивалентное сопротивление ветви питания:

$$x_{эк} = \frac{x_{БК} \cdot x_{вн}}{x_{БК} - x_{вн}} = \frac{4,70 \cdot 0,098}{4,70 - 0,098} = 0,1.$$

Эквивалентное критическое напряжение:

$$U_{эк.кр} = \sqrt{2\beta \cdot P_{ном} (x_{д} + x_{эк})} = \sqrt{2 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot (0,227 + 0,1)} = 0,766.$$

Критическое напряжение на шинах подстанции системы:

$$U_{кр} = U_{эк.кр} = \frac{x_{БК} - x_{вн}}{x_{БК}} = 0,766 \frac{4,70 - 0,098}{4,70} = 0,75.$$

Напряжение системы в нормальном режиме:

$$U_c = \sqrt{\left(U_{д} + \frac{Q_S \cdot x_{вн}}{U_{д}} \right)^2 + \left(\frac{\beta \cdot P_{ном} \cdot x_{вн}}{U_{д}} \right)^2} = \sqrt{\left(1 + \frac{0 \cdot 0,098}{1} \right)^2 + \left(\frac{0,9 \cdot 1 \cdot 0,098}{1} \right)^2} = 1,02.$$

Подключение конденсаторов улучшило режим напряжения при нормальной работе и несущественно отразилось на устойчивости двигателей.

6.2. Устойчивость синхронных двигателей

Синхронные двигатели выпадают из синхронизма и затормаживаются, если тормозной момент на валу двигателя превышает электромагнитный момент. Электромагнитный момент $M_{\text{СД}}$ равен в относительных единицах его мощности $P_{\text{СД}}$, определяемой из соотношения:

$$P_{\text{СД}} = \frac{E_q \cdot U}{x_{\Sigma}} \sin \delta, \quad (6.23)$$

где E_q – ЭДС синхронной машины, в данном случае электродвигателя; U – напряжение на зажимах синхронной машины; $x_{\Sigma} = x_q + x_{\text{вн}}$ – сопротивление двигателя x_q и питающей его сети $x_{\text{вн}}$; δ – угол между векторами \dot{E}_q и \dot{U} .

Максимальное значение мощности синхронных двигателей достигается при угле $\delta = 90^\circ$ и равно:

$$P_{\text{max}} = \frac{E_q \cdot U}{x_{\Sigma}} \quad (6.24)$$

Если снижается напряжение U на зажимах двигателя, то уменьшается и его максимально допустимая активная мощность. При достижении критического напряжения P_{max} снизится до значения мощности нагрузки на валу P_0 . Дальнейшее снижение напряжения приведет к нарушению устойчивого режима работы и к затормаживанию двигателя. Значение $U_{\text{кр}}$ определяется при $P = P_0 = \beta \cdot P_{\text{max}}$:

$$U_{\text{кр}} = \frac{P_0 \cdot x_{\Sigma}}{E_q}. \quad (6.25)$$

Предельно возможная мощность синхронной машины при отсутствии на ней регулятора возбуждения и при сопротивлении сети $x_{\text{вн}}$:

$$P_{\text{max}} = \frac{E_q \cdot U}{x_d + x_{\text{вн}}}, \quad (6.26)$$

где E_q – синхронная ЭДС машины, пропорциональная току возбуждения; U – напряжение в приемной точке сети; x_d – синхронное индуктивное сопротивление двигателя по продольной оси; $x_{\text{вн}}$ – индуктивное сопротивление сети.

Таким образом, критическое напряжение синхронного двигателя зависит от его загрузки, напряжения сети, сопротивления до места его подсоединения к сети и от ЭДС двигателя. Увеличение загрузки и внешнего сопротивления цепи приводит к увеличению критического напряжения (см. соотношение (6.25) и (6.26)), а увеличение ЭДС – к его снижению и, следовательно, связано с улучшением условий устойчиво-

сти. С этой точки зрения желательно применение двигателей с более низким значением $\cos \varphi$.

При наличии АРВ любое отклонение напряжения, тока или угла сдвига ротора относительно предшествующего значения δ приводит к изменению тока возбуждения на величину, необходимую для поддержания уровня напряжения или ЭДС в заданной точке. В этом случае синхронное сопротивление x_d замещается переходным сопротивлением x'_d и переходной ЭДС машины E'_q за этим сопротивлением. Критическое напряжение сети при этом

$$U'_{\text{кр}} = \frac{P_0(x'_d + x_{\text{вн}})}{E'_q} \quad (6.27)$$

будет существенно понижено по сравнению с (6.25), так как $x'_d \leq x_d$. Нарушение устойчивости синхронных машин с АРВ происходит значительно реже, чем без них, в основном при снижениях напряжения при КЗ в данном нагрузочном узле.

6.3. Устойчивость обобщенных узлов нагрузки

Нагрузка систем электроснабжения состоит из различного типа потребителей, значительную долю которых составляют асинхронные двигатели. Однако применение критерия $dP/ds > 0$ часто затруднено из-за сложности определения параметров эквивалентного двигателя, которым можно было бы представить всю разнородную нагрузку узла.

Среди практических критериев устойчивости комплексной нагрузки наибольшее распространение получили критерии, вытекающие из анализа статических характеристик нагрузки:

$$P_{\text{н}} = f(U) \text{ и } Q_{\text{н}} = f(U). \quad (6.28)$$

Одним из таких критериев является знак производной ЭДС генератора либо эквивалентной ЭДС системы, питающей нагрузку, по напряжению

$$\frac{dE}{dU} > 0, \quad (6.29)$$

здесь E и U – соответственно ЭДС эквивалентного генератора, замещающего систему, и напряжение на зажимах потребителя.

Решение задачи по определению устойчивости с помощью этого критерия требует знания статических характеристик узла нагрузки или закономерностей их изменения для отдельных видов потребителей. Для приближенной оценки можно воспользоваться типовыми характеристиками сходных по своему составу потребителей. На рис. 6.1 приведены характеристики нагрузок, содержащих в своем составе также и асин-

хронные двигатели. Со снижением напряжения активная мощность снижается линейно и относительно незначительно; реактивная – сначала снижается, затем начинает быстро нарастать. Такое возрастание реактивной мощности обусловлено ростом скольжения асинхронных двигателей при снижении напряжения сети. Точка *б* при $dQ/dU = \infty$ (рис. 6.1) соответствует моменту опрокидывания асинхронных двигателей, если питание узла нагрузки осуществляется от шин неизменного напряжения. Пунктирная часть характеристики $Q = f(U)$ соответствует неустойчивому режиму работы асинхронных двигателей.

Таким образом, условие $dQ/dU = \infty$ является вторичным признаком неустойчивости узла нагрузок, содержащего в своем составе асинхронные двигатели и питающегося от шин неизменного напряжения. При питании такого узла нагрузки через линию с сопротивлением x_c (рис. 6.7) вторичным признаком неустойчивости узла нагрузки будет $dQ/dU = \infty$. Если пренебречь поперечной составляющей падения напряжения, то можно записать:

$$U = E - \frac{Q \cdot x_c}{E}, \quad (6.30)$$

где E – электродвижущая сила «эквивалентного» генератора системы соизмеримой мощности с двигателями обобщенной нагрузки.

Поэтому целесообразно рассматривать скольжение по отношению к E , а не к U . Дифференцирование уравнения (6.30) дает:

$$\frac{dU}{dE} = 1 - \frac{E \frac{dQ}{dE} - Q}{E^2} x_c. \quad (6.31)$$

Для критической точки *б* (см. рис. 6.1) при $dQ/dE = \infty$ из выражения (6.31)

$$\frac{dU}{dE} = -\infty \text{ или } \frac{dE}{dU} = 0;$$

$dE/dU > 0$ – область устойчивости;

$dE/dU < 0$ – область неустойчивости.

Последнее соотношение является вторичным критерием неустойчивости узла нагрузки, характеризующим точку опрокидывания асинхронных

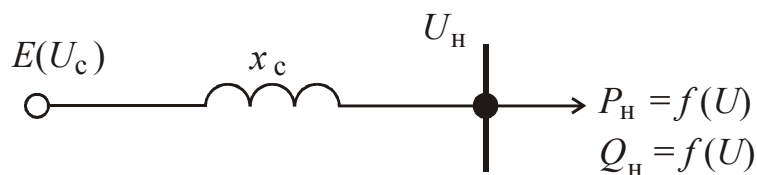


Рис. 6.7. Схема замещения питания узла нагрузки

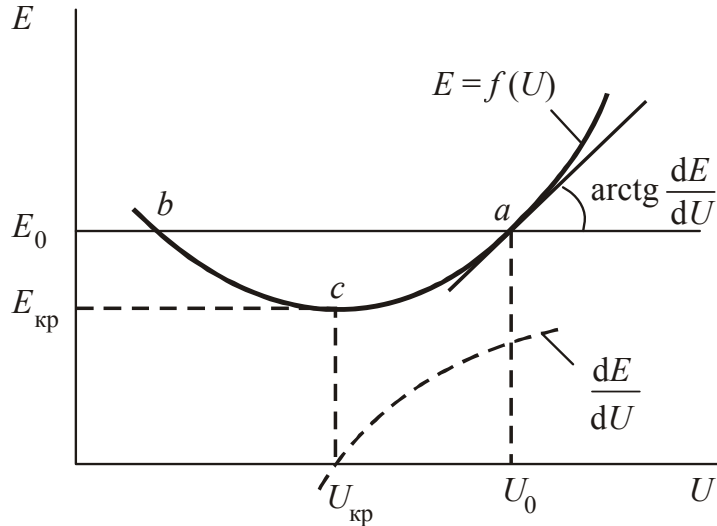


Рис. 6.8. Кривая критерия устойчивости и значение критического напряжения опрокидывания

двигателей. При исследовании устойчивости по критерию $dE/dU > 0$, задаваясь различными значениями напряжения на зажимах нагрузки ($U_{ном}$ и меньше), определяют по статическим характеристикам величину активной и реактивной мощности нагрузки и рассчитывают ЭДС системы. Минимум характеристики $E = f(U)$ дает значение критических ЭДС системы и напряжения нагрузки, при которых происходит опрокидывание асинхронных двигателей (рис. 6.8).

При $E = E_0$ установившиеся режимы возможны в точках a и b . В точке a производная $dE/dU > 0$, следовательно, режим устойчив, а в точке b производная $dE/dU < 0$ – режим неустойчив. Предельный режим определяется критическими значениями электродвижущей силы $E_{кр}$ и напряжения $U_{кр}$ в точке c , где $dE/dU = 0$.

Режим при $dE/dU < 0$ устойчивым быть не может по причине его физической нереализуемости, так как любое снижение напряжения левее точки c будет требовать увеличения ЭДС для установления равновесия $E = E_0$, что неосуществимо в рассматриваемой системе электропитания.

Критическое напряжение зависит и от величины внешнего сопротивления x_c : с его ростом $U_{кр}$ увеличивается. Запас устойчивости узла нагрузок характеризует допустимую степень снижения напряжения в узле. Запас устойчивости характеризуется коэффициентом статической устойчивости

$$k_U = \frac{U_0 - U_{кр}}{U_0}. \quad (6.32)$$

Для промышленных нагрузок запас устойчивости считается достаточным, если в нормальном режиме $\kappa_U \geq 20\%$ и в послеаварийном – $\kappa_U \geq 10\%$.

Пример 6.2.

Статические характеристики узла нагрузок, приведенного на рис. 6.6, даны на рис. 6.9. Определить для него запас статической устойчивости. Параметры передачи и нагрузки в нормальном режиме: $x_c = 0,098$ (см. пример 6.1); $P_0 = 0,9$; $U_H = U_{АД} = 1$; $Q_0 = 0,435$.

Решение.

Для определения критического напряжения по критерию $dE / dU > 0$ или $dU_c / dU > 0$ требуется по ряду точек построение кривой

$$U_c = f(U_H).$$

Ниже дан расчет одной из точек этой характеристики.

Пусть задано $U_H = 0,8$, тогда $P = P' \cdot P_0 = 0,95 \cdot 0,9 = 0,885$; $Q = Q' \cdot Q_0 = 0,75 \cdot 0,435 = 0,326$;

$$U_c = \sqrt{\left(U_H + \frac{Q \cdot x_c}{U_H}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot x_c}{U_H}\right)^2} = \sqrt{\left(0,8 + \frac{0,326 \cdot 0,098}{0,8}\right)^2 + \left(\frac{0,885 \cdot 0,098}{0,8}\right)^2} = 0,846$$

Аналогичным образом находятся остальные точки характеристики $U_c = f(U_H)$. Точка на этой характеристике, соответствующая наименьшей ординате, имеет абсциссу, дающую непосредственное значение критического напряжения, при котором начинается процесс нарушения устойчивости. Эта точка соответствует значению $U_{кр} = 0,67$, откуда запас статической устойчивости узла нагрузки равен:

$$\kappa_U = \frac{U_0 - U_{кр}}{U_0} = \frac{1 - 0,67}{1} = 0,33,$$

что вполне достаточно для промышленного узла.

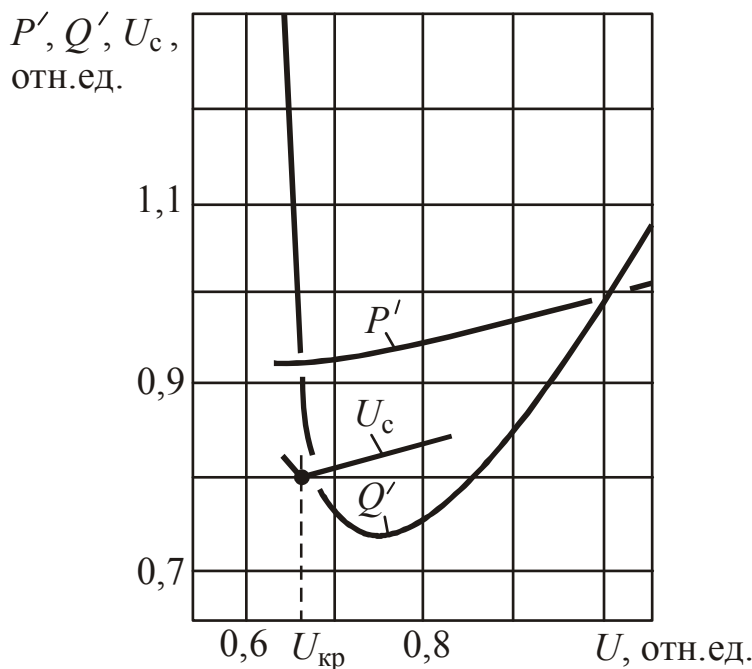


Рис. 6.9. Статические характеристики узла нагрузок (к примеру 6.2)

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Розанов Ю.К. Основы силовой электроники. – М: Энергоатомиздат, 1992. – 384 с.
2. Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Ч.2. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000 В. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 168 с.
3. Кочкин В.И., Нечаев О.П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 248 с.
4. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2006. – 248 с.
5. Побуль Г.Х. Повышение пропускной способности распределительных сетей высокого напряжения с применением продольно-емкостной компенсации. – М.: Энергия, 1977. – 63 с.
6. Климова Г.Н., Кабышев А.В. Элементы энергосбережения в электроснабжении промышленных предприятий. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 187 с.
7. Кудрин Б.И. История компенсации реактивной мощности // Электрика. – 2001. – №6. – С.26–29.
8. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. –М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
9. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. –М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с.
10. О правомерности применения положений Инструкции о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию, утвержденной Госкомцен и Минэнерго России 30 ноября 1993 г. (№01 – 17/1443–11, ВК–7539). – Информационный бюллетень Федеральной энергетической комиссии Российской Федерации. – 2000. – 13 июня, №11.
11. Понятовский В.В. Коэффициент мощности и факторы, влияющие на его значение в энергосистемах промпредприятий и портов. –М.: Траслит, 2009. – 54 с.
12. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов. –М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 459 с.

ИЗ ИСТОРИИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ [7, 8]

На протяжении всей истории существования отечественной энергетики вопросы повышения эффективности ее функционирования являлись приоритетными. Одним из результативных способов достижения эффективности, включая снижение потерь электроэнергии при ее передаче и преобразовании, является компенсация реактивной мощности. Установка компенсирующих устройств снижает потоки реактивной мощности в электрических сетях, причем наибольший эффект достигается эксплуатацией их в сетях потребителей.

В 30-е годы прошлого века приоритет отдавался промышленным предприятиям. Допускалось на границе раздела «предприятие – энергосистема» (бУР) поддерживать коэффициент мощности на уровне 0,85, полагая при этом устойчивыми установившиеся режимы синхронных генераторов локальных энергосистем. За повышение $\cos\varphi$ выше этой величины производилась скидка с тарифа на электроэнергию, за понижение – надбавка (табл. П.1). Затем произошло ужесточение, когда предприятие не поощряли и не наказывали, если оно имело $\cos\varphi$ в пределах 0,92–0,95 при питании от сетевых районных подстанций. Возможность работать с $\cos\varphi = 0,85$ сохранялась при питании на генераторном напряжении с шин ТЭЦ (ГРЭС).

Правила обеспечения реактивной мощностью потребителей электроэнергии, действовавшие с 1946 года по 1974 год, для действующих электроустановок рекомендовали поддержание на шинах распределительного устройства 6/10 кВ присоединенной электроустановки среднемесячного значения $\cos\varphi$ в пределах 0,90÷0,92. При проектировании присоединения к энергосистеме новых электроустановок необходимо было руководствоваться нормативными значениями коэффициента мощности в зависимости от категории сетей, к которым предполагалось подключение объекта (табл. П.2).

С 1 июля 1974 года вводится в действие новая методика стимулирования мероприятий по обеспечению рациональных режимов потребления реактивной мощности электроустановками (табл. П.3).

Правила применения существовавших до 2001 года шкал скидок и надбавок к тарифу на электроэнергию с учетом коэффициента мощности электроустановок действовали для потребителей, получающих электроэнергию от энергосистем и оплачивающих ее по двухставочному тарифу.

Таблица П.1

Размер скидок и надбавок за коэффициент мощности

cosφ	tgφ	Скидка, %	cosφ	tgφ	Надбавка, %
1	0	20	0,85	0,62	—
0,99	0,14	20	0,84	0,65	1,0
0,98	0,20	20	0,83	0,67	2,5
0,97	0,25	20	0,82	0,70	4,0
0,96	0,29	18	0,81	0,72	5,5
0,95	0,33	16	0,80	0,75	7,0
0,94	0,36	14	0,79	0,78	8,5
0,93	0,40	12	0,78	0,80	10,0
0,92	0,43	10	0,77	0,83	11,5
0,91	0,46	8,5	0,76	0,86	13,0
0,90	0,48	7,0	0,75	0,88	14,5
0,89	0,51	5,5	0,70	1,02	25
0,88	0,54	4,0	0,65	1,17	40
0,87	0,57	2,5	0,60	1,33	55
0,86	0,59	1,0	0,50	1,73	85
0,85	0,62	—	0,40	2,29	115

Таблица П.2

Нормативные значения коэффициента мощности

Место присоединения линии к электроустановке	cosφ _н
Шины генераторного напряжения электростанций	0,85
Сети 35 кВ, питающиеся от электростанций	0,93
Районные сети 110–220 кВ	0,93
Сети 35 кВ, питающиеся от районных сетей 110–220 кВ	0,95

Таблица П.3

Скидки и надбавки за коэффициент мощности

tgφ _φ	Скидки и надбавки, %																
	tgφ _φ																
	0	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80
0	-8	-6	-4	-3	-3	-2											
0,05	-6	-8	-5	-4	-3	-2											
0,10	-4	-6	-7	-5	-4	-3	-1										
0,15	-3	-4	-5	-7	-5	-3	-1										
0,20	-2	-3	-4	-5	-6	-4	-2	-1									
0,25	-1	-1	-2	-3	-4	-6	-3	-2									
0,30	0	0	-1	-1	-2	-4	-5	-3	-1								
0,35	1	1	0	0	-1	-2	-3	-5	-3	-1							
0,40	2	2	1	1	0	0	-1	-3	-5	-3	-1						
0,45	3	3	2	2	1	1	0	-1	-3	-5	-2	-1					
0,50	4	4	3	3	2	2	1	0	-1	-3	-4	-2					
0,55	6	6	4	4	4	3	2	1	0	-1	-2	-4	-1				
0,60	8	8	6	6	5	5	3	2	1	0	0	-2	-3	-1			
0,65	10	10	8	8	7	7	5	4	2	1	1	0	-1	-3	-1		
0,70	13	13	11	11	10	9	7	6	4	3	2	1	0	-1	-2	-1	
0,75	16	16	14	14	13	12	10	8	7	5	3	2	1	0	-1	-2	
0,80	20	20	17	17	16	14	12	11	9	7	5	3	2	1	0	-1	-1
0,85	23	23	21	21	20	18	15	14	13	9	8	5	3	2	1	0	0
0,90	26	26	25	25	24	22	19	17	16	12	11	8	5	4	2	1	1
0,95	30	30	30	30	30	25	24	21	20	16	14	11	8	6	4	3	2
1,00	34	34	34	34	34	32	30	25	23	21	20	14	13	12	7	5	4

Скидки и надбавки исчислялись с основной и дополнительной платы за электроэнергию. Размеры скидок и надбавок определяли за достигнутый потребителем средневзвешенный коэффициент мощности. Определение его величины производилось на БУР на основе показаний счетчиков активной и реактивной энергии.

С 1982 года для потребителей напряжением выше 1000 В с присоединенной мощностью трансформаторов 750 кВА и выше суммарная скидка или надбавка H_{Σ} состояла из двух слагаемых, %:

$$H_1 = 30 \frac{Q_{\phi 1} - Q_{\varepsilon 1}}{P_{\phi}}; \quad (\text{П.1})$$

$$H_2 = 20 \frac{|Q_{\phi 2} - Q_{\varepsilon 2}|}{P_{\phi}} - 2, \quad (\text{П.2})$$

где $Q_{\phi 1}$ и $Q_{\phi 2}$ – фактические значения реактивной мощности потребителя в часы максимальных и минимальных активных нагрузок энергосистемы, определяемые по приборам учета; и $Q_{\varepsilon 1}$ и $Q_{\varepsilon 2}$ – экономические, заданные энергосистемой, значения реактивной мощности; P_{ϕ} – фактическое значение активной мощности потребителя в часы наибольшей активной нагрузки энергосистемы.

Если $Q_{\phi 1} < Q_{\varepsilon 1}$, то H_1 равно нулю. Разность $Q_{\phi 2} - Q_{\varepsilon 2}$ в числителе выражения (П.2) всегда принимается положительной независимо от ее знака. Положительное значение H_2 означает надбавку, отрицательное – скидку. Значение H_1 всегда положительно (в крайнем случае равно нулю).

Наличие в (П.2) нейтрального значения в 2% обусловлено учетом допустимой неточности поддержания значения $Q_{\varepsilon 2}$ в связи с дискретностью регулирования мощности конденсаторных установок.

Фактически (П.2) допускает неточность регулирования мощности конденсаторных установок $\pm 10\%$ значения P_{ϕ} (в этом случае $H_2 = 0$).

Максимальная скидка с тарифа, равная 2%, достигается при выполнении двух условий: установке в сети потребителя дополнительных компенсирующих устройств мощностью

$$Q_{\text{КУ, доп}} = Q_{\phi 1} - Q_{\varepsilon 1}, \quad (\text{П.3})$$

что приводит к снижению $Q_{\phi 1}$ до значения $Q_{\varepsilon 1}$, и их регулированию таким образом, чтобы соблюдалось равенство

$$Q_{\phi 2} = Q_{\varepsilon 2}. \quad (\text{П.4})$$

Для потребителей с присоединенной мощностью менее 750 кВА скидка или надбавка определялась по шкале (табл. П.4) в зависимости от соотношения фактической мощности компенсирующих устройств, установленных у потребителя $Q_{\text{КУ, ф}}$, и экономической мощности Q_{ε} , задаваемой энергоснабжающей организацией:

$$K = \frac{Q_{\text{КУ, ф}}}{Q_{\varepsilon}} \cdot 100. \quad (\text{П.5})$$

Таблица П.4

Скидки и надбавки к тарифам за компенсацию реактивной мощности в сетях потребителей с присоединенной мощностью менее 750 кВА

К, %	до 30	30–50	50–70	70–90	90–110	110–130	130 и более
Н, %	+50	+30	+10	0	–5	+10	+50

Примечание: положительное значение H означает надбавку, отрицательное – скидку.

Энергоснабжающей организацией задавался также режим работы компенсирующих устройств в виде их включения и отключения по времени суток в соответствии с временем работы предприятия. Мощность компенсирующих устройств и режим их работы в течение суток фиксировались в договоре на пользование электроэнергией.

Однозначное сравнение систем скидок и надбавок к тарифам, существовавших до 1982 года и в период с 1982 года по 2001 год, затруднено тем, что параметры, по которым определялись скидки и надбавки в этих системах, совпадают не полностью. В системе 1982 года добавлены параметры, относящиеся к режимам минимальных нагрузок, что ужесточило требования к регулированию компенсирующих устройств, а заявленная мощность P_{\max} в максимуме нагрузки энергосистемы заменена на фактическую мощность P_{ϕ} . Еще в большей степени изменились параметры системы скидок и надбавок для потребителей с присоединенной мощностью менее 750 кВА.

На рис. П.1 для сравнения приведены зоны значений скидок и надбавок к тарифам в зависимости от параметра

$$\Delta K_1 = \frac{Q_{\phi 1} - Q_{\phi 1}}{P_{\phi}} = \operatorname{tg} \varphi_{\phi 1} - \operatorname{tg} \varphi_{\phi 1}$$

при условии $P_{\phi} = P_{\max}$. Зоны значений скидок (со знаком минус) и надбавок (со знаком плюс) определены: для «старой» системы (зона обозначена C) – в диапазоне реально использовавшихся значений $\operatorname{tg} \varphi = Q_{\phi} / P_{\max} = 0 \div 0,4$; для «новой» системы (для потребителей с $S_{\text{пр}} \geq 750$ кВА обозначена цифрой 1) – в диапазоне реально возможных значений коэффициента

$$\Delta K_2 = \frac{Q_{\phi 2} - Q_{\phi 2}}{P_{\phi}} = 0 \div 0,5.$$

Для потребителей с $S_{\text{пр}} < 750$ кВА коэффициент K (выражение (П.5)) выражен через ΔK_1 . Эта зависимость неоднозначна, так как включает в

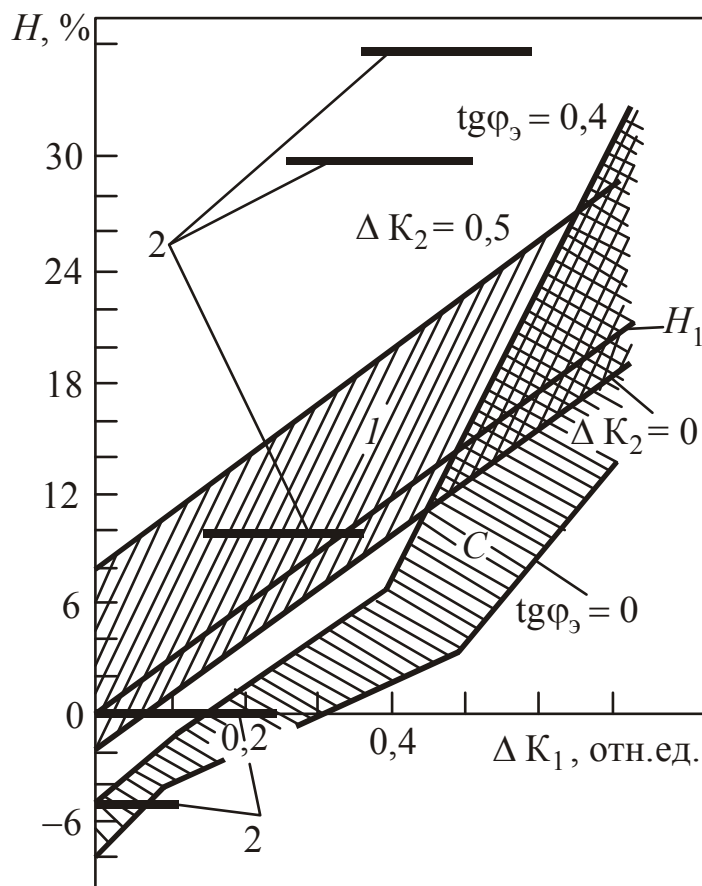


Рис. П.1. Сравнительные характеристики скидок и надбавок: С – действовавшие до 1982 года; 1 – действовавшие после 1982 года для предприятий с $S_{\text{пр}} \geq 750 \text{ кВА}$; 2 – то же с $S_{\text{пр}} < 750 \text{ кВА}$

себя значения исходного и оптимального $\text{tg}\varphi$. Однако при реальных значениях последних и в связи с большим шагом шкалы надбавка или скидка может принять лишь одно из двух смежных значений. На рис. П.1 эти значения отмечены горизонтальными ступенями.

Из рис. П.1 следует, что в диапазоне значений $\Delta K_1 \geq 0,5$ зоны численных значений надбавок «старой» и «новой» систем фактически совпадают. В диапазоне $\Delta K_1 = 0 \div 0,5$ «новая» система приводит к надбавке в среднем на 6–7% больше, чем «старая». Так, при $\Delta K_1 = 0,3$ надбавка по прежнему тарифу составляла в среднем 2,5%, а по новому – 8,5%.

Приблизительно такое же соотношение надбавок и для потребителей с $S_{\text{пр}} < 750 \text{ кВА}$ (ступенчатые прямые 2) при ΔK_1 , находящемся в диапазоне $0 \div 0,3$. При более значительном отличии фактической мощности компенсирующих устройств от ее оптимального значения ($\Delta K_1 > 0,3$) надбавка резко возрастает, превышая прежнее ее значение в еще большей степени, чем в диапазоне $\Delta K_1 = 0 \div 0,3$.

Установку на предприятиях компенсирующего оборудования производили только с разрешения энергосистемы. Если она запрещала установку на предприятиях компенсирующего оборудования (что определялось режимом работы узла нагрузки), а коэффициент мощности электроустановок предприятия не достигал требуемого значения, то предприятие освобождалось от надбавки. Существовала нормируемая льгота, если предприятие с разрешения энергосистемы повышало средневзвешенный коэффициент мощности посредством синхронных компенсаторов (используя генераторы промышленных электростанций или синхронизацию асинхронных двигателей).

Отдача в сеть энергосистемы потребителем излишней реактивной энергии производилась также только с согласия энергосистемы с обязательным отдельным учетом получаемой и отдаваемой в сеть реактивной энергии. Отпуск в сеть оплачивала энергосистема по плановой себестоимости потребителя, калькуляция согласовывалась с Минэнерго.

Существовали утвержденные расчеты экономического эквивалента реактивной мощности, способы повышения $\cos\varphi$ за счет рационализации работы токоприемников, рекомендации по повышению коэффициента мощности с помощью компенсирующих устройств, области их применения с техническими характеристиками, достоинствами и недостатками. По установкам для компенсации реактивной мощности директивно рекомендовалась методика определения рентабельности, включающая необходимые расчетные формулы и численные значения капитальных и амортизационных затрат, удельных потерь, минимальных значений экономического эквивалента мощности.

При решении вопросов определения величины коэффициента мощности на БУР следует учитывать, что двухполюсные отечественные турбогенераторы при номинальном напряжении имеют номинальный коэффициент мощности 0,8–0,9 (табл. П.5 и П.6).

Широко распространенные на промышленных ТЭЦ генераторы серии ТВ и ТВФ номинальной мощности от 30 до 60 МВт могут работать с $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,8$; генераторы 100–500 МВт могут работать с $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,85$, более мощные – с $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,9$. Допустимая загрузка генераторов по активной и реактивной мощности лимитируется их нормированной диаграммой мощности, определяемой по данным типовых испытаний конкретных типов генераторов в условиях энергосистемы (рис. П.2).

Работа синхронных генераторов на потребителя с коэффициентом мощности 0,8–0,9 не является чрезвычайной. Если речь идет о возможности большей выдачи активной мощности генератором за счет меньшего объема реактивной, то потребитель за это платить не должен. То же относится и к потерям в сетях энергосистем, которые (несмотря на

Технические характеристики турбогенераторов
 мощностью более 60 МВт [9]

Тип	P , МВт	$\cos\varphi$	Q , МВАр	$U_{\text{ном}}$, кВ	КПД, %
ТВФ–60–2	60	0,8	45	10,5; 6,3	98,5
ТВФ–63–2	63	0,8	47	10,5 (6,3)	98,3
ТВФ–100–2	100	0,8	75	10,5	98,4
ТВВ–160–2	160	0,85	102	18	98,5
ТГВ–200М	200	0,85	124	15,75	98,0
ТВВ–200–2а	200	0,85	124	15,75	98,6
ТВВ–220–2	220	0,85	137	15,75	98,6
ТГВ–300	300	0,85	186	20	98,7
ТВВ–320–2	320	0,85	198	20	98,7
ТГВ–500	500	0,85	310	20	98,7
ТГВ–500–4	500	0,85	310	20	98,6
ТВМ–500	500	0,85	310	36,75	98,8
ТВВ–500–2Е	500	0,85	310	20	98,75
ТВВ–800–2	800	0,9	384	24	98,75
ТВВ–1000–2	1000	0,9	475	24	98,75
ТВВ–1000–4	1000	0,9	475	24	98,7
ТВВ–1200–2	1200	0,9	570	24	98,8

жесткий диктат энергосистем по отношению к потребителю и в части компенсации) остаются выше, чем в энергосистемах развитых стран.

В условиях всеобщего государственного управления действовал термин «народнохозяйственная эффективность». Было понятно и объяснимо требование энергосистем к потребителю обеспечить величину оптимальной реактивной нагрузки. Система государственного управления реактивной мощностью получила логическое завершение с выходом «Указаний по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях» и «Методики определения оптимального значения реактивной мощности, передаваемой в сеть потребителя».

Таблица П.6

Технические характеристики асинхронизированных генераторов [9]

Наименование параметра, характеристики	Ед. измер.	Тип генератора			
		АСТГ–200	ТЗВА–110	ТЗВА–220*	ТЗВА–320*
Мощность	МВт	200	110	220	320
Номинальное напряжение статора	кВ	15,75	10,5	15,75	20,0
Коэффициент мощности: при выдаче реактивной мощности при потреблении реактивной мощности	—	0,85	0,85	0,85	0,85
	—	0,85	0,85	0,85	0,85
Ток статора	А	9470	7560	9490	10870
Частота вращения	об/мин	3000	3000	3000	3000
Максимальная потребляемая реактивная мощность: при $P = P_{\text{ном}}$ при $P = 0$	МВАр	124	68	136	186
		235	129	259	353
Максимальная длительная нагрузка в длительном асинхронном режиме (при потребляемой реактивной мощности)	МВт	150	84	174	228
	(МВАр)	(180)	(98)	(192)	(269)

* Разрабатываются.

По нормативу, утвержденному в 1987 году Минэнерго СССР и согласованному с Госпланом и ГКНТ, планировалось в 80–90-е годы прошлого века довести оснащенность энергосистем до 0,6 кВАр/кВт в том числе:

- Минэнерго СССР – 0,2 кВАр/кВт;
- другие министерства (ведомства) в целом – 0,4 кВАр/кВт.

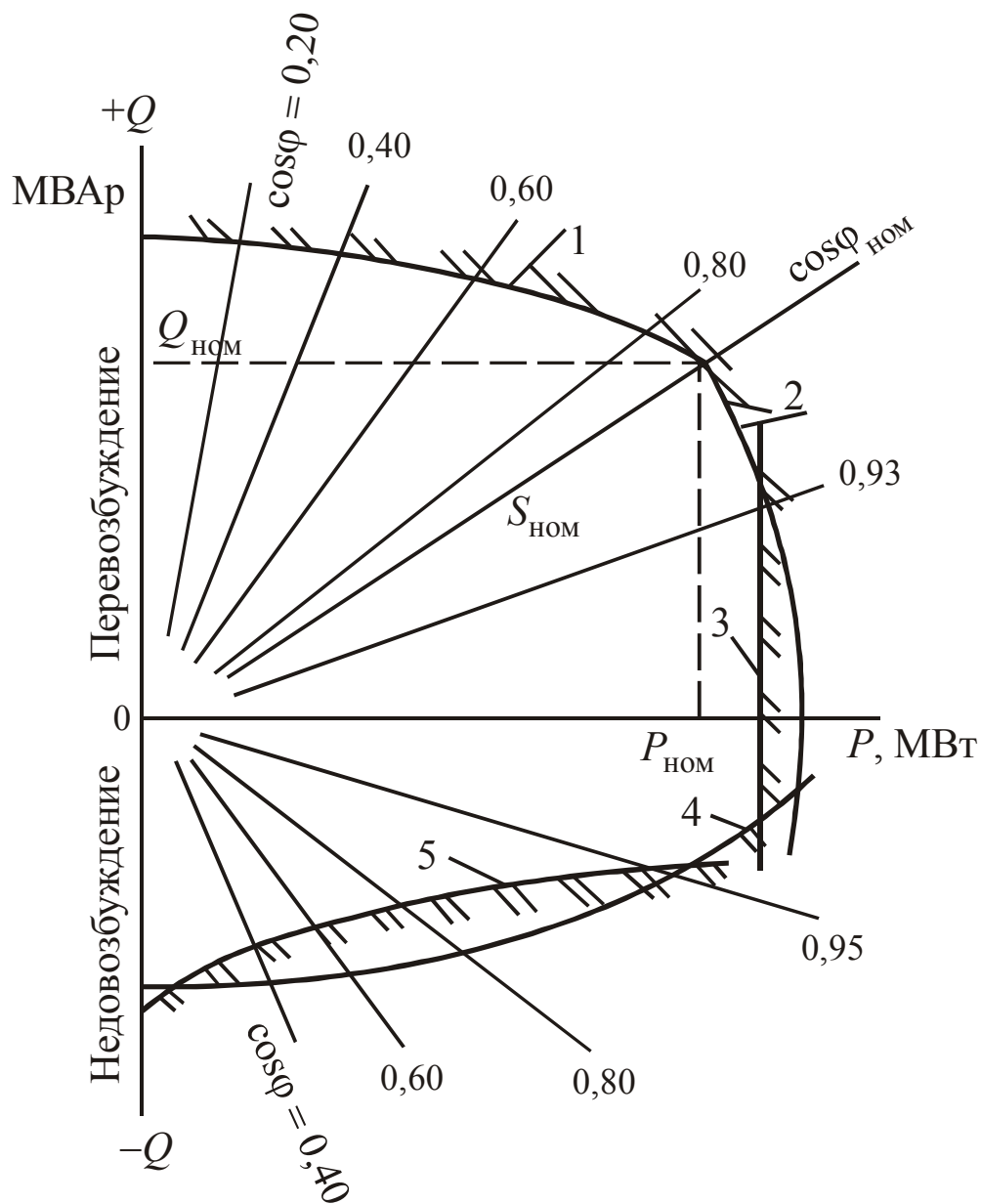


Рис. П.2. Диаграмма мощности генератора:
 1 – зона, определяемая нагревом обмотки ротора;
 2 – зона, определяемая нагревом обмотки статора;
 3 – зона, определяемая наибольшей мощностью турбины;
 4 – зона, определяемая нагревом элементов в концевых частях статора;
 5 – зона, определяемая устойчивостью

Считалось, что исходное на тот момент состояние характеризуется невысокой оснащённостью (0,2–0,3 кВАр/кВт) и неравномерным хаотичным размещением компенсирующих устройств. Эффект «первого шага» виделся не столько в установке новых компенсирующих устройств в энергосистеме, сколько в рациональном их использовании у потребителя (включая выдачу технических условий потребителю, обязывающих его «предусматривать установку компенсации реактивной мощности», «предусмотреть установку измерителей параметров», «организовать автоматическую систему контроля» с выводом информации в энергосистему, «предусмотрев организацию основного и резервного канала связи»).

В балансах мощностей должны выполняться технические условия компенсации реактивной мощности как система уравнений:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\text{н}} + \sum \Delta P + P_{\text{рез}},$$

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum Q_{\text{КУ}} + \sum Q_{\text{ВЛ}} = \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q + Q_{\text{рез}},$$

где $\sum P_{\Gamma}$, $\sum Q_{\Gamma}$ – суммарные активная и реактивная нагрузки генераторов электростанций;

$\sum P_{\text{н}}$, $\sum Q_{\text{н}}$ – суммарные потребляемые активная и реактивная нагрузки (включая собственные нужды объектов энергетики);

$\sum \Delta P$, $\sum \Delta Q$ – суммарные потери активной и реактивной мощности;

$\sum Q_{\text{КУ}}$ – суммарная мощность компенсирующих устройств;

$\sum Q_{\text{ВЛ}}$ – реактивная мощность, генерируемая воздушными линиями напряжением 110 кВ и выше;

$P_{\text{рез}}$; $Q_{\text{рез}}$ – резерв активной и реактивной мощности.

В 2001 году «Правила применения скидок и надбавок к тарифам на электрическую энергию за потребление и генерацию реактивной энергии» были отменены как несоответствующие действующему законодательству. В письме [10] Минюст России отметил, что скидки (надбавки) за реактивную энергию противоречат Федеральному закону «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», не предусматривающему каких-либо скидок и надбавок, а скидки (надбавки) за качество электроэнергии противоречат статьям 542 и 547 Гражданского кодекса РФ.

Экономических рычагов воздействия на потребителей в части компенсации реактивной мощности не стало, административные оказались неэффективными. Процесс КРМ стал неуправляемым. Потребители перестали заниматься компенсацией реактивной мощности с точки зрения

решения задач субъектов электроэнергетики (см. приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.12.2006 г. №893 «О повышении устойчивости и технико-экономической эффективности распределительных электрических сетей и систем электроснабжения потребителей за счет управления потоками реактивной мощности и нормализации уровней напряжения»).

С точки зрения технико-экономических показателей решение о снижении перетоков реактивной мощности непосредственно у потребителя должно приниматься, *исходя из его собственных интересов*. Компенсация экономически оправдывается:

- уменьшением тока в передающих элементах сети, приводящим к уменьшению сечения сетей (хотя для предприятия проще, и такое мнение существовало и существует, завязать сечение проводника, что в какой-то степени повышает *эксплуатационную надежность* и создает возможный *резерв* на перспективу при увеличении нагрузки);

- уменьшением полной мощности, ведущим к уменьшению мощности трансформаторов и их числа (практикой проектирования и эксплуатации оспаривается, в частности, из-за нередко случающегося отключения компенсирующих устройств при продолжающемся технологическом процессе);

- уменьшением потерь активной и реактивной мощности, снижением потерь электроэнергии.

В современных условиях функционирования электроэнергетики вновь обострился вопрос о необходимости компенсации реактивной мощности, и появился ряд нормативно-правовых документов. Правительством РФ 31.08.2006 г. была утверждена новая редакция Постановления от 27.12.2004 г. №861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг». В частности, в п.14.1 определена обязанность потребителей услуг – покупателей электрической энергии – соблюдать значения соотношения потребления активной и реактивной мощности. Но расчет значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения), выполняется сетевой организацией единолично.

С технической точки зрения следует учитывать, что основными потребителями электроэнергии в Российской Федерации являются (не считая населения и приравненных к нему потребителей) различные промышленные предприятия и организации. Характеристика нагрузки промышленных предприятий определяется эксплуатируемым оборудо-

ванием, 90–95% которого составляют асинхронные двигатели и различные преобразователи. Конструктивно коэффициент мощности асинхронных двигателей в среднем не выше 0,85. Не выше он и у части термического оборудования и преобразователей рода тока и частоты. Режим работы электроприемников при номинальных параметрах обеспечивается именно соотношением потребления активной и реактивной мощности с $\cos\varphi = 0,8 \div 0,9$. Это соотношение справедливо для подавляющего большинства всех эксплуатируемых асинхронных двигателей вне зависимости от их номинальной мощности, изготовителя и прочих параметров, поэтому его следует считать нормой и не рассматривать как чрезвычайное.

Статья 159 «Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» (утвержденных Постановлением Правительства РФ от 31.08.2006 г. №530, с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 16.01. 2008г.) указывает: «сетевая организация обеспечивает сбор данных коммерческого учета электрической энергии на границах балансовой принадлежности своих электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей, производителей электрической энергии и смежных сетевых организаций, а также на границах зоны деятельности гарантирующего поставщика и в соответствии с договорами оказания услуг по передаче электрической энергии представляет данные об учетных величинах переданной электрической энергии и потерях электрической энергии лицам, электрические сети (энергопринимающие устройства, энергетические установки) которых присоединены к электрическим сетям указанной сетевой организации, и (или) обслуживающим их гарантирующим поставщикам (энергосбытовым организациям)», что, по сути, означает контроль потребления реактивной мощности на границе балансовой принадлежности. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности утвержден приказом Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 г. №49.

Принципиально важно, что компенсирующие устройства, подключенные к шинам потребительских подстанций (по всей границе 6УР «предприятие – энергоснабжающая организация»), не снижают потери от протекания реактивного тока в отходящих кабелях или линиях электрической сети потребителя. Позволяют разгрузить линии (в том числе и электроснабжающей организации) от протекания реактивного тока только устройства компенсации, установленные непосредственно у потребителя, на 2УР системы электроснабжения (щит 0,4 кВ); 3УР – КТП; 4УР–РП6/10 кВ. При этом значение $\cos\varphi$ на границе разграничения балансовой принадлежности 6УР может сколь угодно отличаться от значения в

конце линии потребителя. Очевидно, что установка компенсирующих устройств на шинах подстанций потребителя 6УР позволит уменьшить потери в сетях за счет уменьшения передаваемой полной мощности по линиям энергоснабжающей организации. Тогда должен уменьшиться тариф на электроэнергию, так как его существенной составляющей является именно значение потерь на передачу электроэнергии.

Необходимо осознавать, что сегодня сетевая организация не является заинтересованным лицом в проблеме уменьшения значения потерь и не имеет никаких экономических стимулов к их снижению вследствие того, что величина потерь учитывается при утверждении тарифов на передачу. Единственным сдерживающим фактором для сетевой организации является значение потерь электрической энергии, определяемых в соответствии с Приказом Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 04.10.2005 г. №267 «Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».

Таким образом, потребитель должен нести дополнительные капитальные и эксплуатационные затраты на компенсирующие устройства, которые не являются необходимыми для технологической цепочки производства продукции (что противоречит ст. 543 Гражданского кодекса РФ «Обязанности покупателя по содержанию и эксплуатации сетей, приборов и оборудования», которая требует от абонента только обеспечения надлежащего технического состояния и безопасности эксплуатируемых энергетических сетей, приборов и оборудования, но не улучшения условий работы сети электроснабжающей организации) или оплаты сетевой организации неизбежных санкций, что приведет к росту себестоимости выпускаемой продукции.

Таким образом, задачей сетевых организаций становится принятие за норму такого значения $\cos\varphi$, который однозначно не может быть соблюден потребителем без существенных затрат. За потери активной мощности при протекании реактивной мощности в сетях энергоснабжающей организации потребитель всегда платил и платит. Выделение платы за $\text{tg}\varphi$, кроме необоснованных доходов естественных монополий (и без того мало заинтересованных в снижении издержек), не даст положительного результата не только для потребителей электроэнергии, но и, как показала практика технологических присоединений, в целом сдержит рост экономики Российской Федерации.

Учебное издание

КАБЫШЕВ Александр Васильевич

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие

Издано в авторской редакции

Научный редактор доктор физико-математических наук,
профессор *А.В. Кабышев*
Компьютерная верстка *М.С. Зайцева*
Дизайн обложки


**Отпечатано в Издательстве ТПУ в полном соответствии
с качеством предоставленного оригинал-макета**

Подписано к печати 20.03.2011. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл.печ.л. . Уч.-изд.л. .
Заказ . Тираж 40 экз.



Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru