

0112-11

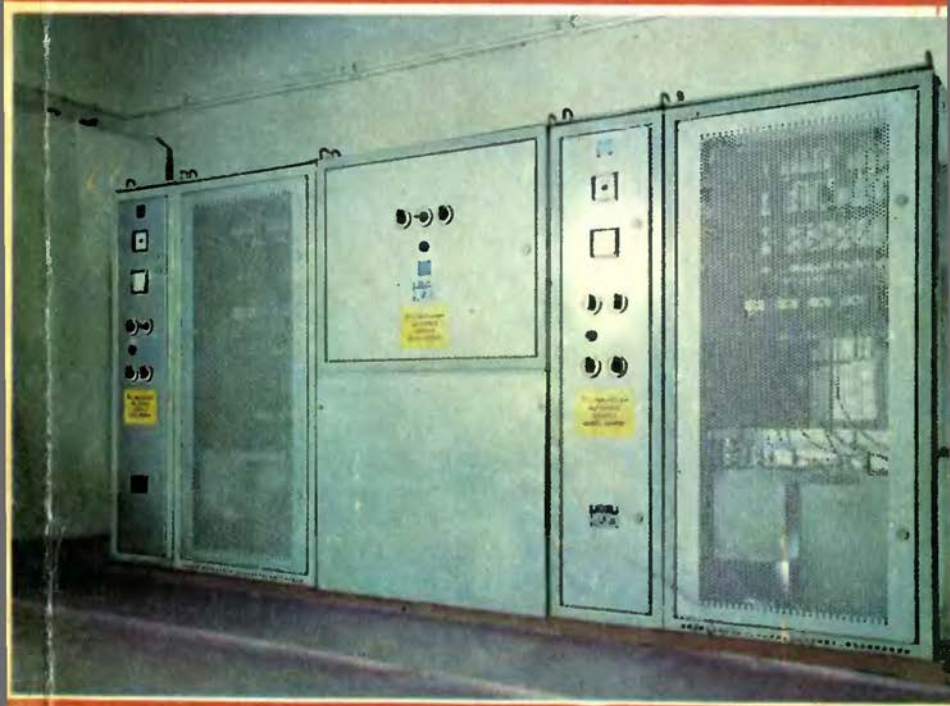
К 65

31.2

Библиотека
ЭЛЕКТРОМОНТЕРА

Б. А. КОНСТАНТИНОВ
Г. З. ЗАЙЦЕВ

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ



0122-1)
К65

БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОМОНТЕРА 31.2

Выпуск 445

Б. А. КОНСТАНТИНОВ
Г. З. ЗАЙЦЕВ
КОМПЕНСАЦИЯ
РЕАКТИВНОЙ
МОЩНОСТИ

из 82 *29594601* *Б. А.*

Библиотечка
им. С. Орджоникидзе



«ЭНЕРГИЯ» ЛЕНИНГРАД 1976

6П2.11
К 65
УДК 621.3.016.25

Редакционная коллегия:

Я. М. Большам, А. И. Зевакин, Е. А. Каминский,
С. А. Мандрыкин, С. П. Розанов, Ю. И. Рябцев,
В. А. Семенов, Ф. И. Синьчугов, А. Д. Смирнов,
Б. А. Соколов, П. И. Устинов

Рецензент Л. В. Лир

Константинов Б. А. и Зайцев Г. З.

К 65 Компенсация реактивной мощности. Л.,
"Энергия", 1976.

104 с. с ил. (Б-ка электромонтера. Вып. 445.)

В книге даются понятия о реактивной мощности, значении мероприятий по ее компенсации. Приводятся способы снижения реактивных нагрузок, указываются способы и средства компенсации реактивной мощности, рассматриваются вопросы регулирования, установки и эксплуатации компенсирующих устройств, а также вопросы контроля режима их работы. Кратко рассмотрены технико-экономические расчеты при проведении мероприятий по компенсации реактивной мощности.

Книга рассчитана на квалифицированных электромонтеров, мастеров и энергетиков, занимающихся эксплуатацией электроустановок промышленных предприятий.

К 30311-157 41-76
051(01)-76

6П2.11

© Издательство "Энергия", 1976

ПРЕДИСЛОВИЕ

Вопрос компенсации реактивной мощности представляет собой комплекс важных народнохозяйственных проблем, правильное решение которых означает в масштабах страны большую экономию денежных и материальных ресурсов. Эти проблемы всегда занимали важное место в общем комплексе вопросов, решаемых энергетиками промышленных предприятий. Ввод в действие "Указаний по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях" взамен действовавших ранее "Руководящих указаний по повышению коэффициента мощности в установках потребителей электрической энергии" означает для многих потребителей необходимость проведения ряда новых мероприятий, требующих установки дополнительных компенсирующих устройств и широкого внедрения их автоматизации.

Работая над книгой, авторы ставили перед собой задачу изложить в доступном для электромонтеров виде основные вопросы компенсации реактивной мощности на основе современных взглядов и с учетом новых технических решений в этой области. По ряду причин авторы решили не приводить в тексте ссылок на используемую литературу, список которой приведен в конце книги. Вместе с тем они считают необходимым дать некоторые пояснения к этому списку.

В процессе работы над книгой авторы прежде всего руководствовались действующими указаниями, правилами, методиками [3, 9, 10, 14, 15].

Книги И. М. Марковича [5] и Г. Е. Поспелова и В. Т. Феина [7] использовались авторами при написании второго раздела. Рассматривая в этом разделе вопросы о характере связи условия баланса реактивной мощности с величинами напряжения в сети, а также о регулировании напряжения трансформаторами с устройствами для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) при дефиците реактивной мощности, авторы за основу приняли простое и ясное изложение аналогичных вопросов в [7].

При написании третьего, четвертого и пятого разделов были использованы изданные в последние годы книги по электроснабжению промышленных предприятий [2, 6, 16 и 17] и справочные [11, 12 и 18]. Книга В. П. Ильяшова [3], в которой рассмотрен широкий круг вопросов, связанных с применением конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях, использовалась при работе над четвертым и пятым разделами, а книга А. В. Баева и др. [1] — при работе над четвертым разделом. В частности, для краткого разъяснения в этом разделе сущности физического процесса искусственной коммутации компенсаторных преобразователей за основу были взяты метод и форма изложения, принятые в [1]. Эта же книга использована и при работе над третьим разделом при рассмотрении вопроса о снижении реактивной мощности преобразовательных установок.

Основой для написания шестого раздела послужили [8 и 9], а седьмого и восьмого разделов — [15]. При этом в восьмом разделе изложение основ технико-экономических расчетов базируется на основных положениях [13].

Замечания и пожелания по книге просьба направлять по адресу: 192041, Ленинград, Марсово поле, д. 1, Ленинградское отделение издательства "Энергия".

Авторы

ПОНЯТИЕ О РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЕЕ КОМПЕНСАЦИИ

Как известно, переменный ток может рассматриваться состоящим из активной и реактивной составляющих.

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

Составляющая тока, перпендикулярная вектору напряжения, называется реактивной составляющей. Чаще всего наличие этой составляющей в электрических сетях обусловлено тем, что основные виды электроприемников (двигатели, трансформаторы, индукционные печи) для своей работы нуждаются в переменном магнитном поле. Для создания этого поля и необходим реактивный ток, который в этом случае называют индуктивным.

Векторная диаграмма напряжения и тока для цепи синусоидального тока, содержащей активное сопротивление и индуктивность, показана на рис. 1. На этом же рисунке показано разложение вектора тока I на две составляющие — активную I_a , совпадающую по фазе с напряжением U , приложенным к цепи, и реактивную I_p , отстающую от напряжения на 90° .

Активная составляющая тока, как это видно из рис. 1, равна полному току, умноженному на косинус угла φ между векторами напряжения и полного тока:

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

а реактивная составляющая равна полному току, умноженному на синус того же угла:

$$I_p = I \sin \varphi.$$

В целях переменного тока различают три вида мощности: активную, реактивную и полную.

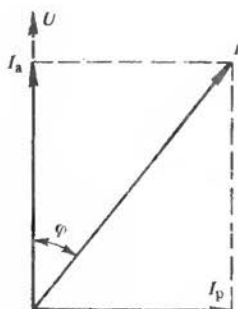


Рис. 1. Векторная диаграмма токов и напряжений в цепи с активно-индуктивной нагрузкой

Активная мощность P равна произведению напряжения на активную составляющую тока

$$P = UI_a = UI \cos \varphi. \quad (1)$$

Активная мощность расходуется на выполнение приемниками электрической энергии полезной работы. Эта мощность измеряется в ваттах (Вт), киловаттах (кВт) или мегаваттах (МВт).

Реактивная мощность Q равна произведению напряжения на реактивную составляющую тока

$$Q = UI_p = UI \sin \varphi. \quad (2)$$

Эта мощность измеряется в вольтамперах реактивных (вар), киловольтамперах реактивных (квар) или мегавольтамперах реактивных (Мвар).

Полная мощность S будет

$$S = UI. \quad (3)$$

Эта мощность измеряется в вольтамперах ($B \cdot A$), киловольтамперах ($kB \cdot A$) или мегавольтамперах ($MB \cdot A$).

Формулы (1) - (3) справедливы для цепей однофазного тока. Для цепей трехфазного тока активная, реактивная и полная мощность соответственно равна

$$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi; \quad Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi; \quad S = \sqrt{3} UI.$$

Из этих выражений следует, что

$$P = S \cos \varphi; \quad (4)$$

$$Q = S \sin \varphi. \quad (5)$$

Формулы (4) и (5) показывают, что не вся полная мощность, передаваемая по сети, используется полезно, а только часть ее, пропорциональная $\cos \varphi$ нагрузки.

Для выяснения сущности второй составляющей полной мощности, пропорциональной $\sin \varphi$ нагрузки, т. е. реактивной мощности, рассмотрим цепь переменного тока, содержащую только индуктивность (рис. 2, а). В таких цепях ток является чисто реактивным и по фазе на 90° отстает от напряжения (рис. 2, б). Мгновенная мощность цепи, содержащей только катушку индуктивности,

$$\begin{aligned} p_L &= ui_L = U_M \sin \left(\omega t + \frac{\pi}{2} \right) I_{LM} \sin \omega t = \\ &= U_M I_{LM} \cos \omega t \sin \omega t = \frac{U_M I_{LM}}{2} \sin 2\omega t. \end{aligned} \quad (6)$$

Этому выражению соответствуют графики i_L, u, p_L , представленные на рис. 3.

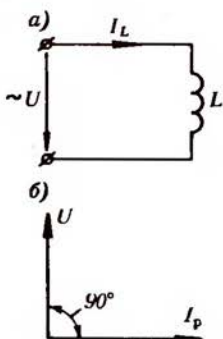


Рис. 2. Схема неразветвленной цепи, содержащей только индуктивность (а), и векторная диаграмма тока и напряжения в этой цепи (б)

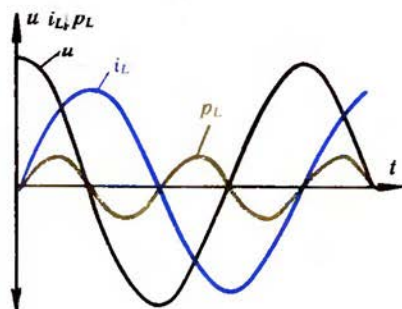


Рис. 3. Графики изменения напряжения, тока и мощности в цепи с индуктивной нагрузкой

Учитывая, что в цепях синусоидального тока действующие значения тока и напряжения равны соответственно

$$I = \frac{I_M}{\sqrt{2}}; \quad U = \frac{U_M}{\sqrt{2}},$$

можем записать

$$p_L = UI_L \sin 2\omega t. \quad (7)$$

В выражениях (6) и (7):

u ; i_L – мгновенные значения напряжения и тока;
 U_M ; I_{LM} – амплитудные значения напряжения и тока;
 U ; I_L – действующие значения напряжения и тока;
 ω – угловая частота, причем $\omega = 2\pi f$, где f – частота переменного тока; t – момент времени, для которого определяется величина p_L .

Из приведенных выражений и графика на рис. 3 следует, что мгновенная мощность p_L является знакопеременной функцией времени, изменяющейся по

синусоидальному закону, но с двойной частотой 2ω , от нуля до амплитуды, равной $\pm UI_L$.

Среднее значение мощности за период или активная мощность цепи, содержащей только индуктивность,

$$P_L = \frac{1}{T} \int_0^T p_L dt = \frac{1}{T} \int_0^T UI_L \sin 2\omega t dt = 0.$$

Равенство нулю средней за период мощности P_L в цепи, содержащей только индуктивность, хорошо иллюстрируется и рис. 3, из которого видно, что площадь положительной полуволны синусоиды p_L равна площади ее отрицательной полуволны.

Из того что средняя мощность цепи, содержащей только индуктивность, равна нулю, следует вывод о том, что эта цепь не потребляет от генератора активной мощности. Между генератором и магнитным полем катушки индуктивности происходит периодический обмен энергией без преобразования ее в другой вид (механическую или тепловую энергию). В течение первого положительного полупериода синусоиды p_L энергия поступает от генератора в катушку индуктивности и накапливается в ней в виде энергии магнитного поля, а в течение второго (отрицательного) полупериода возвращается от катушки обратно к генератору. Такой обмен энергией между генератором и катушкой индуктивности повторяется в течение каждого полупериода тока.

Амплитудное (максимальное) значение мощности цепи, содержащей только индуктивность,

$$P_{LM} = UI_L. \quad (8)$$

Сравнение выражений (8) и (2) показывает, что именно мощность P_{LM} и является реактивной и может, как это принято, обозначаться буквой Q .

Реактивная мощность Q может рассматриваться как характеристика скорости обмена энергией между генератором и магнитным полем приемника электроэнергии. В отличие от активной мощности, полезно используемой в работе, реактивная мощность не выполняет полезной работы, она служит лишь для создания магнитных полей в индуктивных приемниках (например, в электродвигателях, трансформаторах и т. п.), циркулируя все время между источником тока и приемниками.

Из сказанного очевидно, что традиционный термин "потребители реактивной мощности", широко используемый электриками как в повседневной практике, так и в технической литературе, является термином условным, не отражающим физической сущности реактивной мощности. Более правильным является термин "индукционные приемники электроэнергии", а в ряде случаев может быть применен термин "реактивные нагрузки".

Рассмотрим теперь цепь, состоящую только из емкости (рис. 4, а). Векторная диаграмма тока и напряжения этой цепи представлена на рис. 4, б. В такой цепи вектор тока будет на 90° опережать вектор напряжения. Мгновенная мощность цепи, содержащей только емкость,

$$\begin{aligned}
 p_C &= u i_C = U_M \sin \left(\omega t - \frac{\pi}{2} \right) I_{CM} \sin \omega t = \\
 &= U I_C \cos \left(-\frac{\pi}{2} \right) - U I_C \cos \left(2\omega t - \frac{\pi}{2} \right) = \\
 &= -U I_C \sin 2\omega t.
 \end{aligned} \tag{9}$$

Выражению (9) соответствуют графики i_C , u , p_C , изображенные на рис. 4, в.

Из выражения (9) и графика на рис. 4, в следует, что мгновенная мощность p_C , так же как и p_L , является знакопеременной функцией времени, изменяю-

шейся по синусоидальному закону с двойной частотой. При этом мгновенная мощность в цепи с емкостью отрицательна по отношению к мгновенной мощности в цепи с индуктивностью, об этом свидетельствует минус, стоящий перед правой частью уравнения (9).

Средняя или активная мощность в такой цепи, как и в цепи с индуктивностью, также равна нулю.

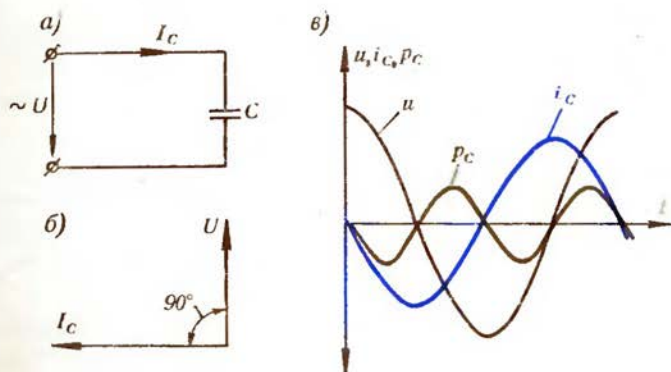


Рис. 4. Схема (а), векторная диаграмма тока и напряжения (б) и графики изменения напряжения, тока и мощности (в) неразветвленной цепи с емкостной нагрузкой

Из этого следует, что и при подключении емкости к источнику переменного тока (при $r = 0$) в цепи будет происходить периодический обмен энергией между источником и емкостью без преобразования ее в механическую или тепловую, причем полный обмен произойдет в течение полупериода тока. Амплитудное (максимальное) значение мощности в цепи, содержащей только емкость, называется реактивной мощностью конденсатора Q_k , которая равна:

$$Q_k = UI_C$$

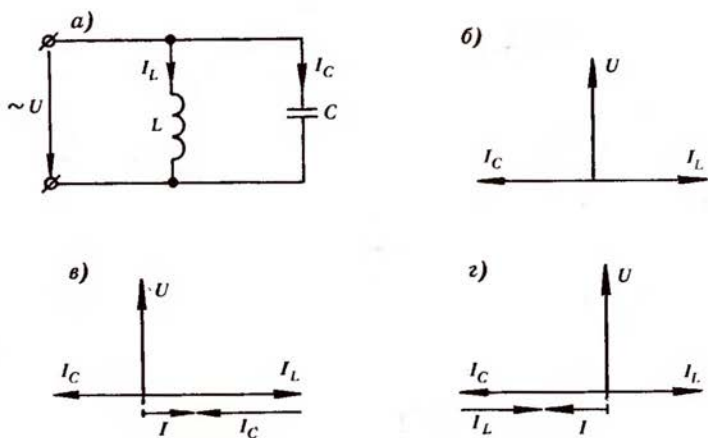


Рис. 5. Схема (а) и векторные диаграммы токов и напряжения (б, в, г) разветвленной цепи, содержащей индуктивность и емкость

Перейдем теперь к рассмотрению схемы, изображенной на рис. 5, а. Ток \dot{I} в неразветвленной части схемы равен геометрической сумме токов \dot{I}_L и \dot{I}_C в параллельных ветвях схемы. Если проводимость цепи с индуктивностью b_L , а в цепи с емкостью b_C , то

$$\begin{aligned} \dot{I} &= \dot{I}_L + \dot{I}_C = \dot{U}(b_L - b_C) = \dot{U} \left(\frac{1}{x_L} - \frac{1}{x_C} \right) = \\ &= \dot{U} \frac{x_C - x_L}{x_L x_C}. \end{aligned}$$

Очевидно, что в случае, когда $x_C = x_L$, ток \dot{I} в неразветвленной части схемы будет равен нулю. Такой режим принято называть резонансом токов. Векторная диаграмма токов и напряжения этого режима представлена на рис. 5, б. В случае, когда $x_L < x_C$, ток будет иметь индуктивный характер. Тогда же когда $x_C < x_L$, ток будет емкостным.

Векторные диаграммы для этих двух случаев показаны на рис. 5, в и 5, г.

Из диаграммы на рис. 5, в видно, что при $x_L < x_C$ ток \dot{I} в неразветвленной части схемы меньше тока \dot{I}_L , текущего в ветви, содержащей индуктивность. Очевидно, что в этом случае

$$\dot{I}_L = \dot{I} + \dot{I}_C,$$

т. е., включая в схеме на рис. 5, а емкость параллельно с индуктивностью, мы как бы компенсируем потребность индуктивности в реактивном токе, необходимым 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 тока будет происходить обмен только нескомпенсированной частью энергии.

Если рассматривать напряжение, приложенное к цепи, как падение напряжения на сопротивлении этой цепи, то для цепи, изображенной на рис. 2, а, реактивная мощность

$$Q_L = UI_L = \frac{U^2}{x_L}. \quad (10)$$

Реактивная же мощность в неразветвленной части схемы на рис. 5, а

$$\begin{aligned} Q &= UI = U(I_L - I_C) = U(Ub_L - Ub_C) = U^2(b_L - b_C) = \\ &= \frac{U^2}{x_L} - \frac{U^2}{x_C} = Q_L - Q_C. \end{aligned} \quad (11)$$

Полученная в выражении (11) реактивная мощность Q и представляет собой нескомпенсированную часть реактивной мощности Q_L . Мощность же Q_C

можно назвать компенсирующей мощностью или мощностью компенсирующей установки.

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

Существует два взаимодополняющие друг друга пути снижения реактивных нагрузок сетей и генераторов: а) установка специальных компенсирующих устройств; б) снижение реактивной мощности самих приемников электроэнергии.

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

- 1) организацию мероприятий для снижения реактивной мощности самих электроприемников;
- 2) Выбор видов и типов компенсирующих устройств;
- 3) размещение компенсирующих устройств в сетях;
- 4) оптимизацию режимов работы компенсирующих устройств;
- 5) создание компенсирующих устройств с улучшенными техническими и экономическими показателями.

2. ПРИЧИНЫ И ЗНАЧЕНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

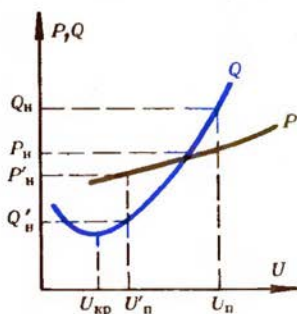
Для выяснения причин проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности прежде всего необходимо ответить на вопрос: от чего зависят величины напряжения, устанавливающиеся в узлах нагрузки энергосистемы и у электроприемников.

Известно, что активная и реактивная мощности в сети, питающей электроприемники, зависят от

частоты и напряжения на зажимах этих электроприемников.

Хотя в действительности между значениями частоты в энергосистеме и значениями напряжения в ее узлах существует некоторая связь, при дальнейшем изложении будем для упрощения считать, что значение частоты является постоянным (например, равным номинальной величине 50 Гц) и зави-

Рис. 6. Статические характеристики нагрузки по напряжению



симость между частотой и напряжением отсутствует.

На рис. 6 изображены зависимости $P=f(U)$ и $Q=f(U)$ для какой-то узловой точки системы. Зависимости такого рода принято называть статическими характеристиками нагрузки по напряжению. Характер этих зависимостей определяется видами электроприемников, подключенных к рассматриваемой точке системы, и режимом их работы. Зависимости, приведенные на рис. 6, соответствуют смешанной нагрузке, состоящей в основном из силовых (преимущественно асинхронных двигателей) и осветительных электроприемников. Из этого рисунка видно, что в области нормальных значений напряжения, лежащих вправо от $U_{кр}$, каждому значению напряжения соответствует только одна определенная величина нагрузки.

В связи с тем что процессы генерирования и потребления электроэнергии совпадают по времени, генерируемая в каждый момент времени мощность жестко определяется ее потреблением и наоборот. Из этого следует, во-первых, что в энергосистеме небаланс между суммарной генерируемой мощностью и суммарной потребляемой мощностью (с учетом потерь в сетях) в установившемся режиме не может существовать и, во-вторых, что в каждый момент времени активная и реактивная мощности, генерируемые в системе, определяются значениями частоты и напряжения на зажимах электроприемников (при постоянном значении частоты — только величиной напряжения).

Если на рис. 6 горизонтальная прямая P_n характеризует поступление мощности в рассматриваемый узел (подстанцию) от электростанций системы, то пересечение ее с характеристикой нагрузки $P=f(U)$ определяет уровень напряжения U_n , которое может установиться при наличии источников, способных выдать в тот же узел реактивную мощность Q_n . При отсутствии таких источников напряжение U_n в рассматриваемом узле сети установлено быть не может.

Таким образом, на вопрос, поставленный в начале данного раздела, может быть дан следующий ответ:

величина напряжения в узле нагрузки зависит от наличия в сети необходимых источников реактивной мощности.

В случае если мощность этих источников недостаточна для покрытия нагрузки при заданном напряжении, произойдет снижение напряжения. При этом в соответствии со статическими характеристиками нагрузки понизятся и величины нагрузки до тех значений, которые может обеспечить источник.

Соответствие между реактивной мощностью, потребной для поддержания той или иной величины напряжения, и мощностью имеющихся источников

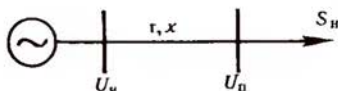
может быть выявлено путем составления баланса реактивной мощности.

Уравнение баланса реактивной мощности может быть представлено в виде:

$$Q_{г\Sigma} = Q_{п} + \Delta Q_{л} + \Delta Q_{т}, \quad (12)$$

где $Q_{г\Sigma}$ – суммарное поступление реактивной мощности от ее источников; $Q_{п}$ – суммарная реактивная нагрузка потребителей, включая и реактивные нагрузки собственных нужд электростанций; $\Delta Q_{л}$ – суммарные потери реактивной мощности в линиях сети; $\Delta Q_{т}$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах сети.

Рис. 7. Схема сети



Каждому конкретному значению величин этого уравнения соответствует свое значение напряжения (в пределах значений, близких к номинальному). Поясним это следующим образом. Пусть имеется сеть, изображенная на рис. 7. В каком-то установившемся режиме имел место баланс реактивной мощности, которому соответствовало напряжение в месте присоединения нагрузки $U_{п}$. Этому напряжению по статическим характеристикам (см. рис. 6) соответствовала нагрузка $S_{п} = \sqrt{P_{п}^2 + Q_{п}^2}$. Напряжение источника при этом было $U_{н}$, причем между $U_{н}$ и $U_{п}$ существовала связь:

$$U_{п} = U_{н} - \Delta U = U_{н} - \frac{P_{п}r + Q_{п}x}{U_{п}}, \quad (13)$$

где ΔU – потеря напряжения в сети при нагрузках $P_{п}$ и $Q_{п}$ и напряжении $U_{п}$; r и x – активное и реактивное сопротивления сети.

Понизим теперь уставку регулятора возбуждения генератора. Напряжение источника при этом понизится до U'_n , а напряжение в месте присоединения нагрузки — до U'_n . При этом мощность потребителя уменьшится до $S' = \sqrt{(P'_n)^2 + (Q'_n)^2}$. Напряжения на источнике и в месте присоединения нагрузки будут связаны уравнением:

$$U'_n = U_n - \Delta U' = U_n - \frac{P'_n r + Q'_n x}{U'_n}, \quad (13a)$$

где $\Delta U'$ — потеря напряжения в сети при нагрузках P'_n и Q'_n и напряжении U'_n .

Изменение напряжения на нагрузке произойдет под влиянием двух факторов: снижения напряжения на источнике, изменения потери напряжения в сети.

Изменение напряжения в месте присоединения потребителя будет несколько меньше, чем у источника, т. е.

$$U_n - U'_n < U_n - U'_n,$$

так как зависимости $P = f(U)$ и $Q = f(U)$ нелинейны. Иначе говоря, в связи с изменением нагрузки происходит саморегулирование напряжения U_n в соответствии со статическими характеристиками потребителей. Это явление называется регулирующим эффектом нагрузки по напряжению. В результате этого эффекта новым значениям напряжений U'_n и U'_n будут соответствовать новые численные значения в уравнении баланса реактивной мощности (12).

Из рис. 6 видно, что наибольшим регулирующим эффектом по напряжению обладает реактивная нагрузка, так как зависимость $Q = f(U)$ значительно круче зависимости $P = f(U)$. Для энергосистемы в целом на 1% изменения напряжения активная нагрузка изменяется на величину от 0,6 (при малой доле бытовой нагрузки) до 2% (при большой доле бытовой нагрузки), а реактивная — на 2–5%.

Из рис. 6 видно также, что регулирующий эффект нагрузки будет проявляться только до некоторого значения напряжения, называемого критическим ($U_{кр}$). Для промышленных энергосистем $U_{кр}$ составляет около 75–85% номинального. При $U_n < U_{кр}$ снижение напряжения вызовет рост реактивной нагрузки потребителя и как следствие этого рост потерь напряжения в сети ΔU . Рост ΔU , в свою очередь, приведет к дальнейшему снижению U_n . В этом случае возникает непрерывный переходный (неустановившийся) процесс снижения напряжения, длящийся всего несколько секунд и называемый лавиной напряжения, при котором баланс реактивной мощности нарушается. В результате этого процесса происходит нарушение устойчивости нагрузки.

Нарушение устойчивости заключается в остановке и отключении электродвигателей (саморазгрузка потребителя).

Остановка электродвигателя происходит тогда, когда вращающий момент на его валу становится меньше момента сопротивления приводимого им в действие механизма. Вращающий же момент асинхронного двигателя имеет квадратичную зависимость от напряжения;

$$M = M_{ном} \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2,$$

где $M_{ном}$ — номинальный вращающий момент при номинальном напряжении $U_{ном}$; M — вращающий момент при напряжении $U \neq U_{ном}$. Поэтому значительное снижение напряжения приводит к еще более значительному уменьшению вращающего момента. Так, например, снижение напряжения на 20% приводит к уменьшению вращающего момента на 36%.

При остановке электродвигателей их реактивный ток возрастает, что приводит к их отключению

защитными устройствами. После этого напряжение в сети восстанавливается.

Лавина напряжения может возникнуть как во всей энергосистеме, так и в отдельных ее узлах при авариях, вызывающих резкий общий или местный дефицит реактивной мощности. Для предотвращения лавины напряжения принимаются специальные меры: создание резерва реактивной мощности в генераторах электростанций, форсировка возбуждения генераторов, разгрузка их по напряжению и т. п.

В 1968 г. в Советском Союзе был введен ГОСТ 13109-67 "Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения". В соответствии с этим ГОСТ в нормальных режимах допускаются следующие значения отклонения напряжения:

на зажимах приборов рабочего освещения, установленных в производственных помещениях и общественных зданиях, где требуется значительное напряжение зрения, а также в прожекторных установках наружного освещения от $-2,5\%$ до $+5\%$ номинального;

на зажимах электрических двигателей и аппаратов для их пуска и управления от -5% до $+10\%$ номинального;

на зажимах остальных электроприемников в пределах $\pm 5\%$ номинального.

В послеаварийных режимах допускается дополнительное понижение напряжения на 5% .

При правильно спроектированной распределительной сети в условиях отсутствия дефицита реактивной мощности отклонения напряжения в допустимых пределах могут поддерживаться сравнительно легко в первую очередь за счет изменения коэффициентов трансформации трансформаторов (иногда и благодаря применению других средств регулирования напряжения).

Рассмотрим теперь возможность регулирования напряжения изменением коэффициента трансформации трансформаторов в условиях дефицита реактивной мощности.

Пусть имеется узел нагрузки, удаленный от шин питающей энергосистемы C , причем питание его осуществляется по весьма нагруженной линии L (рис. 8). Напряжение U_3 на шинах подстанции П1

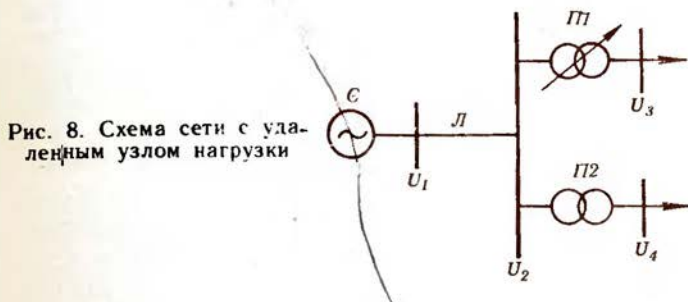


Рис. 8. Схема сети с удаленным узлом нагрузки

таково, что отклонения напряжения у электроприемников выходят за низшие допустимые пределы. Уставка регулятора напряжения трансформатора на подстанции П1 такова, что он при этом срабатывает и повышает напряжение U_3 . Тогда в соответствии со статической характеристикой нагрузки $Q=f(U)$ происходит существенное увеличение реактивной нагрузки подстанции П1. Это приводит к увеличению потерь напряжения в линии L , так как прирост реактивной нагрузки подстанции П1 в процентном отношении больше, чем прирост напряжения U_3 . Очевидно, что при этом напряжение U_2 на шинах рассматриваемого удаленного узла уменьшается. Это уменьшение произойдет даже в том случае, если U_1 останется неизменным. При уменьшении U_2 несколько уменьшится и U_3 . В результате такого процесса произойдет только незначительное увеличение напряжения U_3 , но понизится напряжение U_2 ,

а как следствие этого и напряжение U_4 на вторичной стороне подстанции П2, на которой установлен трансформатор без РПН. При определенных условиях на шинах подстанции П2 может даже возникнуть лавина напряжения. Таким образом, в условиях дефицита реактивной мощности при повышении напряжения за счет регулирования под нагрузкой на одном или нескольких трансформаторах напряжение у других потребителей, питающихся от этого же узла, будет снижаться. В таких условиях нельзя стремиться к большому повышению напряжения на шинах вторичного напряжения путем изменения коэффициента трансформации трансформаторов. А это ограничение может привести к тому, что при дефиците реактивной мощности даже в сети, питающейся от трансформатора с РПН, возникнут недопустимые по ГОСТ 13109-67 отклонения напряжения.

Следовательно, с точки зрения поддержания необходимого режима напряжения у электроприемников дефицит реактивной мощности является недопустимым.

Остановимся теперь на вопросе, из чего должна складываться величина $Q_{г.с}$, входящая в уравнение баланса реактивной мощности, т. е. его приходная часть.

Одним из источников реактивной мощности в энергосистемах являются генераторы электростанций. Реактивная мощность генератора при номинальных условиях его работы

$$Q_{г. ном} = P_{г. ном} \operatorname{tg} \varphi_{г. ном}, \quad (14)$$

где $P_{г. ном}$ — номинальная активная мощность генератора, а $\operatorname{tg} \varphi_{г. ном}$ соответствует номинальному значению коэффициента мощности генератора.

С ростом реактивной мощности генератора сверх номинальной увеличивается размагничивающая реакция якоря. Для компенсации этого увеличения необ-

ходимо увеличить ток возбуждения. Но увеличить его сверх номинального значения нельзя, так как это может привести к перегрузке и перегреву ротора и возбuditеля. При номинальном же токе ротора и возросшей реакции якоря полная мощность генератора S_r будет меньше номинальной, равной

$$S_{r, \text{ном}} = \frac{P_{r, \text{ном}}}{\cos \varphi_{r, \text{ном}}}$$

В связи с этим активная нагрузка генератора уменьшается не пропорционально уменьшению его $\cos \varphi$, а несколько быстрее и при снижении активной нагрузки генератора от него нельзя получить номинальную полную мощность $S_{r, \text{ном}}$. Зависимости S , $\cos \varphi$ и Q генератора от его активной нагрузки P показаны на рис. 9.

Другими источниками реактивной мощности в энергосистемах являются линии электропередачи. Каждая пара проводов линии электропередачи (воздушной или кабельной), а также каждый ее провод и земля представляют собой конденсатор с частичной емкостью. Шесть частичных емкостей (три фаза — фаза и три фаза — земля) образуют полную рабочую емкость линии. Под действием напряжения, приложенного к линии, через эту емкость течет ток, называемый зарядным током линии. Этот ток является током опережающим (см. рис. 4, б). Зарядный ток I_B и напряжение линии U определяют величину зарядной мощности линии Q_B , которая может рассматриваться как реактивная мощность, генерируемая линией. Величина Q_B зависит от напряжения линии, ее длины и конструкции.

Линии электропередачи являются в то же время и потребителями реактивной мощности, что связано с их индуктивным сопротивлением. Это сопротивление и напряжение линии U определяют величину реактивной мощности ΔQ_L , называемой потерями

реактивной мощности в линии. Очевидно, что знаки Q_B и ΔQ_L будут противоположными. При определенных условиях может иметь место случай, когда эти мощности равны между собой по величине и полностью компенсируют друг друга.

Если предположить, что кроме генераторов и линий никаких других источников реактивной мощности в системе нет, причем зарядная мощность

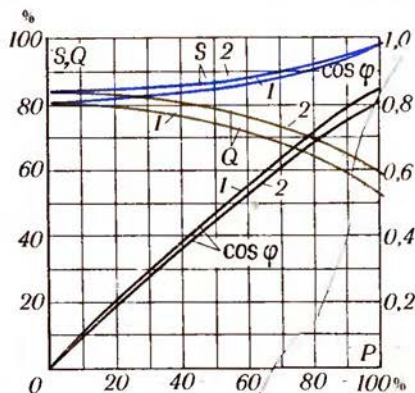


Рис. 9. Графики изменения $\cos \varphi$, полной и реактивной мощностей генераторов в зависимости от их активной нагрузки 1 — для генератора с $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,85$, 2 — для генераторов с $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$

линий компенсирует реактивные потери в них, то в соответствии с (12) генераторы электростанций должны будут обеспечить полное покрытие всех реактивных нагрузок потребителей электроэнергии и реактивных потерь в трансформаторах.

Потери реактивной мощности в трансформаторах подстанции ΔQ_T , численно равны примерно 10% нагрузки этой подстанции $S_{\text{нагр}}$, а в сетях с несколькими ступенями трансформации потери увеличиваются в n раз (n — число ступеней трансформации):

$$\Delta Q_{T\Sigma} \approx 0,1nS_{\text{нагр}} \quad (15)$$

Если потребитель не питается непосредственно от шин генераторного напряжения электростанций (а

таких потребителей большинство), то при передаче от районной электростанции электроэнергия претерпевает во многих случаях самое меньшее три трансформации напряжения и поэтому суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах становятся численно не меньшими 30% $S_{\text{нагр}}$.

Возможность полного покрытия всех реактивных нагрузок и реактивных потерь в трансформаторах за счет генераторов электростанций рассмотрим на следующем примере.

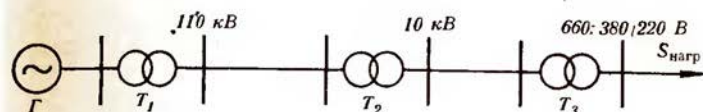


Рис. 10. Схема сети с тремя ступенями трансформации

Допустим, что мы имеем простейшую сеть (рис. 10) с тремя ступенями трансформации, от которой питается нагрузка $S_{\text{нагр}} = \sqrt{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}$ причем $\cos \varphi_{\text{нагр}} = \frac{P_{\text{нагр}}}{S_{\text{нагр}}} = 0,8$. Учитывая (15), можем для этого случая выразить $\Delta Q_{T\Sigma}$ через $Q_{\text{нагр}}$:

$$\Delta Q_{T\Sigma} \approx 0,1nS_{\text{нагр}} = 0,1n \frac{Q_{\text{нагр}}}{\sin \varphi_{\text{нагр}}} = \frac{0,1 \cdot 3}{0,6} Q_{\text{нагр}} = 0,5Q_{\text{нагр}}.$$

Если реактивные потери в линиях полностью компенсируются зарядной мощностью последних, то полная реактивная нагрузка на генератор составляет:

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{нагр}} + \Delta Q_{T\Sigma} \approx 1,5Q_{\text{нагр}} = 1,5P_{\text{нагр}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{нагр}} = 1,5 \cdot 0,75P_{\text{нагр}} = 1,125P_{\text{нагр}}.$$

Генератор выбран из расчета обеспечения баланса активной мощности и ориентировочно можно считать (пренебрегая активными потерями в сети), что

$P_{г. ном} \approx P_{нагр}$. Пусть номинальный коэффициент мощности этого генератора $\cos \varphi_{г. ном}$ равен 0,8. Тогда в соответствии с (14) номинальная реактивная мощность генератора

$$Q_{г. ном} = P_{г. ном} \operatorname{tg} \varphi_{г. ном} = 0,75 P_{нагр}$$

т. е. меньше, чем Q_{Σ} .

Дефицит реактивной мощности в рассматриваемом примере при номинальном режиме работы генератора составит:

$$\begin{aligned} \delta Q &= Q_{\Sigma} - Q_{г. ном} = (1,125 - 0,75) P_{нагр} = 0,375 P_{нагр} = \\ &= 0,375 \frac{Q_{нагр}}{\operatorname{tg} \varphi_{нагр}} = \frac{0,375}{0,75} Q_{нагр} = 0,5 Q_{нагр}. \end{aligned}$$

Из приведенного примера видно, что если генераторы электростанций выбраны по условию баланса активной мощности и работают в номинальном режиме, в системе будет существовать дефицит реактивной мощности. Этот дефицит будет тем больше, чем больше число ступеней трансформации между генераторами и электроприемниками, чем выше номинальный коэффициент мощности генераторов и чем больше реактивная нагрузка потребителей.

Принципиально возможны два пути снижения и полного устранения дефицита: а) установка в системе дополнительных генераторов активной мощности; б) снижение реактивной нагрузки генераторов электростанций.

Проанализируем первый из этих путей. Для этого продолжим рассмотрение примера.

Для того чтобы генератор смог покрыть всю реактивную нагрузку $Q_{\Sigma} = 1,125 P_{нагр}$, необходимо, чтобы его $\operatorname{tg} \varphi$ был равен 1,125, чему соответствует $\cos \varphi_r = 0,644$. Из рис. 9 видно, что при таком $\cos \varphi_r$ активная мощность генератора снизится до $0,75 P_{г. ном}$. Это означает, что для покрытия активной нагрузки

при таком $\cos \varphi$ необходимо будет увеличить активную генераторную мощность на 25%.

Возможно и другое решение, а именно установка дополнительного генератора, не несущего активной нагрузки и предназначенного только для покрытия дефицита реактивной мощности. Определим, какой мощности генератор необходимо установить в этом случае.

При активной нагрузке генератора, равной нулю, отдаваемая им реактивная мощность $Q_r = 0,825 S_{г. ном}$ (рис. 9). При $\cos \varphi_{г. ном} = 0,8$

$$\begin{aligned} Q_r &= 0,825 S_{г. ном} = 0,825 \frac{P_{г. ном}}{\cos \varphi_{г. ном}} = \frac{0,825}{0,8} P_{г. ном} = \\ &= 1,03 P_{г. ном} \end{aligned}$$

Дефицит

$$\delta Q = 0,5 Q_{нагр} = 0,375 P_{нагр}$$

Из условия $Q_r = \delta Q$ определим необходимую номинальную мощность дополнительного генератора

$$P_{г. ном. д} = \frac{0,375}{1,03} P_{нагр} = 0,364 P_{нагр} \approx 0,364 P_{г. ном}$$

Таким образом, в этом случае необходимо увеличить установленную мощность генераторов примерно на 36–37%.

Следовательно, попытка ликвидировать дефицит реактивной мощности указанным способом влечет за собой необходимость значительного увеличения установленной мощности генераторов в системе.

Второй путь – снижение реактивной нагрузки генераторов электростанций или компенсация реактивной мощности – предусматривает проведение двух взаимно дополняющих групп мероприятий: снижение потребления реактивной мощности электроприемни-

ками и установку непосредственно у потребителей и в узлах сетей специальных источников реактивной мощности — компенсирующих устройств. Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками, проводимые на предприятиях, снижают суммарную реактивную нагрузку обычно не более чем на 10%. Поэтому основным при проведении мероприятий по компенсации является установка специальных компенсирующих устройств.

Применение второго пути является предпочтительным с экономической точки зрения, так как специальные компенсирующие устройства, как правило, требуют при том же техническом эффекте меньших капитальных вложений и затрат на эксплуатацию, чем генераторы электростанций.

Поэтому практически установленная активная мощность генераторов в энергосистемах определяется из условия поддержания баланса активных мощностей. Это приводит к тому, что в режимах больших нагрузок баланс реактивных мощностей не может быть обеспечен за счет генераторов электростанций при соблюдении необходимых величин напряжения у электроприемников. Опыт показывает, что отсутствие источников реактивной мощности в узлах нагрузки электрических сетей, и в том числе у потребителей, приводит к невозможности обеспечения нужного режима напряжения в сетях и у электроприемников и может вызвать нарушения устойчивости узлов нагрузки.

Исходя из всего вышеизложенного, можно считать, что основной причиной проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности является необходимость обеспечения наиболее экономичным образом баланса реактивной мощности в узле сети при напряжении у приемников, соответствующем требованиям ГОСТ 13109-67, и сохранения устойчивости работы электроприемников в нормальных и аварийных режимах.

Помимо решения этой основной задачи проведение мероприятий по компенсации реактивной мощности дает также значительный технико-экономический эффект, заключающийся в действующих сетях в снижении потерь активной мощности и потерь напряжения и в лучшем использовании основного оборудования, а во вновь проектируемых сетях в возможности снижения числа или мощности силовых трансформаторов, сечения линий и габаритов аппаратов распределительных устройств подстанций.

Для иллюстрации технико-экономического эффекта от снижения потерь активной мощности в сети еще раз вернемся к рассмотренному выше примеру.

При передаче всей потребной реактивной мощности от генераторов электростанций активные потери в сети

$$\Delta P = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U^2} r.$$

Установка компенсирующих устройств у потребителя в рассматриваемом примере снизит реактивную нагрузку сети на 50%. Если пренебречь регулирующим эффектом нагрузки по напряжению, то потери в этом случае

$$\Delta P_1 = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + (0,5Q_{\text{нагр}})^2}{U^2} r.$$

Относительное снижение потерь при этом

$$\begin{aligned} \delta P &= \frac{\Delta P - \Delta P_1}{\Delta P} = 1 - \frac{\Delta P_1}{\Delta P} = 1 - \frac{1 + 0,25 \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{нагр}}}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{нагр}}} = \\ &= 1 - \frac{1,14}{1,56} = 0,27, \end{aligned}$$

т. е. 27%, что означает снижение на 27% генераторной мощности, необходимой для покрытия этих по-

терь, а также уменьшение расхода топлива для покрытия потерь электроэнергии.

Лучшее использование основного оборудования в результате проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности заключается в разгрузке оборудования от реактивного тока, что приводит либо к возможности его работы в более экономичном режиме, либо к возможности дополнительной загрузки его активной мощностью. В первом случае эффект заключается в снижении активных потерь, а во втором — в отказе от установки дополнительного оборудования.

Поясним это положение на примере. Имеется полностью загруженный трансформатор 1600 кВ·А, причем активная его нагрузка составляет 1000 кВт, а реактивная — 1250 квар. После проведения мероприятий по компенсации реактивная нагрузка снижается до 500 квар. Полная нагрузка на трансформатор в этом случае составит 1200 кВ·А, т. е. он будет загружен на 70%. Эксплуатация трансформатора с такой загрузкой соответствует более экономичному режиму его работы, так как при этом активные и реактивные потери в нем будут меньше, чем при загрузке на 100%. В случае же необходимости при сохранении той же реактивной нагрузки трансформатор может быть дополнительно нагружен активной мощностью, причем эта дополнительная нагрузка может составлять 540 кВт. Если бы мероприятия по компенсации реактивной нагрузки не были проведены, то для присоединения такой дополнительной нагрузки был бы необходим дополнительный трансформатор мощностью 630 кВт.

Снижение потери напряжения в сети также достигается при применении компенсирующих устройств. Если до проведения мероприятий по компенсации потеря напряжения

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U},$$

то после проведения таких мероприятий (без учета регулирующего эффекта нагрузки, который в этом случае незначителен)

$$\Delta U' = \frac{Pr + (Q - Q_k)x}{U}.$$

Снижение потери напряжения

$$\delta U = \Delta U - \Delta U' = \frac{Q_k x}{U}.$$

В этих выражениях: P и Q – активная и реактивная нагрузки сети; r и x – активное и индуктивное сопротивления сети от рассматриваемой точки до пункта, в котором осуществляется центрированное регулирование напряжения (например, до трансформатора с РПН); U – напряжение сети; Q_k – мощность компенсирующих устройств.

Эффект от компенсации, заключающийся в снижении потери напряжения в сети, а следовательно, и в повышении напряжения у электроприемников, весьма важен, особенно в очень загруженных и перегруженных сетях, где даже при хорошем режиме напряжения в центре питания напряжения у электроприемников могут быть недопустимо низки. Если же напряжение у электроприемников на промышленных предприятиях снижается сверх допустимых пределов, то это может приводить к снижению производительности, ухудшению качества продукции и к другим нежелательным последствиям.

Наличие у потребителя компенсирующих устройств с регулируемой реактивной мощностью позволяет ему осуществлять с их помощью не только компенсацию реактивной мощности, но и в случае необходимости местное регулирование напряжения за счет изменения потери напряжения в распределительной сети от трансформаторов с РПН до электроприемников.

Таким образом, компенсация реактивной мощности имеет большое народнохозяйственное значение, так как позволяет получить большой экономический эффект. При проведении всех необходимых мероприятий по компенсации в масштабах страны этот эффект выразится в экономии сотен миллионов рублей в год.

Мощность компенсирующих устройств должна определяться исходя из условия наибольшей экономичности при одновременном выполнении следующих условий: а) должен соблюдаться баланс реактивной мощности во всех узлах сети; б) величина напряжения во всех пунктах сети не должна выходить за допустимые пределы; в) токовая нагрузка любого элемента сети не должна превышать допустимую токовую нагрузку для этого элемента; г) величины генерирующих источников реактивных мощностей не должны выходить за допустимые нижний и верхний пределы.

Во многих случаях может оказаться целесообразной полная компенсация реактивных нагрузок напряжением до 1000 В в сетях потребителей.

3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКАМИ

Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками не требуют применения специальных компенсирующих устройств. Как правило, эти мероприятия не нуждаются для своего осуществления в значительных капитальных затратах и должны рассматриваться в первую очередь.

Долевое участие отдельных электроприемников в общем балансе реактивной мощности, потребляемой

промышленными предприятиями от энергосистем, примерно таково:

Асинхронные двигатели	60%
Трансформаторы	20%
Преобразователи, реакторы, электрические сети и прочие электроустановки	20%

В связи с этим наиболее важным является снижение реактивной мощности, потребляемой асинхронными электродвигателями.

На достижение этой цели может быть направлена целая группа мероприятий, к числу которых относятся: правильный выбор электродвигателей по мощности и по типу; замена недогруженных асинхронных двигателей двигателями меньшей номинальной мощности; понижение напряжения в обмотках асинхронных двигателей, систематически работающих с малой нагрузкой; ограничение холостых ходов асинхронных двигателей; повышение качества ремонта электродвигателей.

Рассмотрим кратко эти мероприятия.

Правильный выбор электродвигателей по мощности и по типу. Мощность электродвигателей следует выбирать в соответствии с режимом производственного оборудования, не допуская излишних запасов мощности.

Асинхронный двигатель работает с наилучшими энергетическими показателями при нагрузке от 75 до 100% своей номинальной мощности. При равных условиях в смысле мощности, частоты вращения и типа исполнения (закрытый или открытый) асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором имеют лучшие энергетические характеристики, чем двигатели с фазным ротором. В связи с этим, когда применение двигателей с фазным ротором не обусловлено условиями пуска и работы, целесообразно применять асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором.

Электродвигатели закрытого типа имеют худшие энергетические показатели, чем двигатели открытого или защищенного типа той же мощности и частоты вращения. Поэтому не следует устанавливать их в тех помещениях, в которых по условиям окружающей среды и безопасности допускается установка двигателей открытого или защищенного типа.

Учитывая, что из общей реактивной нагрузки предприятия около 60–70% приходится на долю асинхронных двигателей, необходимо обратить особое внимание на правильный выбор их по мощности и типу еще на стадии проектирования, с тем чтобы избежать в процессе эксплуатации снятия избыточной мощности.

Для новых установок в ряде случаев наиболее рациональным может оказаться применение синхронных двигателей, если они допускаются условиями производства. Однако в этом случае решение должно быть принято на основании сравнения затрат по вариантам: при установке синхронного двигателя и при установке асинхронного двигателя той же мощности в совокупности с компенсирующим устройством.

Замена недогруженных асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности (снятие избыточной мощности). При систематической недогрузке асинхронных двигателей в первую очередь должны быть приняты меры к увеличению нагрузки электродвигателей путем рационализации технологического процесса и увеличения загрузки производственного оборудования.

При замене электродвигателей особое внимание следует обращать на то, чтобы новый электродвигатель (менее мощный) не явился через некоторое время препятствием для рационального использования и повышения загрузки рабочей машины.

Замене подлежат асинхронные двигатели, загружаемые менее чем на 60%, при условии технико-

экономического обоснования и при наличии практической возможности такой замены.

Вообще же рассматривать вопрос о замене двигателей меньшими по мощности целесообразно только в случае двигателей, не встроенных в механизм. Замена малозагруженных двигателей, встроенных в механизм, обычно настолько сложна и дорога, что практически не является целесообразной.

Понижение напряжения у малозагруженных двигателей. В случае невозможности замены малозагруженного асинхронного двигателя целесообразным может оказаться снижение напряжения на его зажимах. Снижение напряжения, подводимого к обмоткам асинхронного двигателя, до определенного минимального допустимого значения $U_{\text{мин}}$ приводит к уменьшению потребления им реактивной мощности за счет уменьшения тока намагничивания. Одновременно при этом увеличивается к. п. д. двигателя. Известны следующие способы снижения напряжения у недогруженных асинхронных двигателей: переключение статорной обмотки с треугольника на звезду; секционирование статорных обмоток; понижение напряжения в сетях, питающих асинхронные двигатели, путем переключения ответвлений цехового трансформатора.

Переключение статорной обмотки с треугольника на звезду применимо только для тех электродвигателей, у которых выведены все шесть концов обмотки статора, причем обмотка статора нормально включена в треугольник. Способ целесообразно применять при загрузке двигателей, не превосходящей 35–40% их номинальной мощности. При этом ввиду уменьшения максимального вращающего момента в 3 раза необходимо производить проверку по предельному коэффициенту загрузки двигателя, определяемому условиями устойчивости.

Опытные данные показывают, что для электродвигателей, загруженных на 25%, при переключении

обмотки статора с треугольника на звезду коэффициент мощности двигателя становится приблизительно равным номинальному.

Указанный способ имеет то преимущество, что не вызывает никаких затруднений для возвращения к нормальной схеме при улучшении использования приводного механизма.

В связи с применением на промышленных предприятиях напряжения 660 В и выпуском электродвигателей на 660/380 В (при 660 В обмотка статора включается в звезду, а при 380 В — в треугольник) этот способ может получить большое распространение.

Когда обмотка статора асинхронного двигателя состоит из нескольких секций, соединенных так, что они образуют несколько параллельных ветвей, можно понизить напряжение, подводимое к каждой из секций; такое понижение напряжения должно быть одинаковым для всех переключаемых секций. Секционирование в этом случае осуществляется исключительно просто — путем перепайки лобовых соединений обмотки. Если статорная обмотка двигателя выполнена одиночным проводом, то переключение секций возможно лишь при капитальных ремонтах двигателей. Рекомендовать секционирование статорных обмоток асинхронных двигателей можно в тех случаях, когда невозможно осуществить переключение обмотки статора с треугольника на звезду.

Снижение напряжения на зажимах малозагруженных асинхронных двигателей путем переключения ответвлений понижающего цехового трансформатора также приводит к понижению реактивной мощности двигателей. Однако оно осуществимо только в тех случаях, когда данный трансформатор не питает одновременно и другие электроприемники, не допускающие снижения напряжения. Допустимая степень понижения напряжения будет при этом определяться нагрузкой двигателей.

Отметим, что все три перечисленных выше способа понижения напряжения в обмотках мало-загруженных двигателей приводят не только к снижению реактивной мощности последних, но и к уменьшению потерь мощности (за счет уменьшения тока холостого хода), а следовательно, к увеличению к. п. д. двигателей.

Установка ограничителей холостого хода станков.

Работа асинхронных двигателей большинства станков характеризуется тем, что в перерывах между нагрузками (в межоперационные периоды) они вращаются на холостом ходу. При этом в ряде случаев продолжительность работы двигателей на холостом ходу может достигать 50–60% всего времени работы. Установка ограничителей холостого хода производится в целях сокращения непроизводительного расхода электроэнергии и снятия реактивных нагрузок путем отключения двигателей на межоперационный период*. Обычно установка ограничителей холостого хода на станках является экономически целесообразной уже в тех случаях, когда длительность межоперационного периода превышает 10 с. Однако при этом должна быть учтена технологическая периодичность пусков и остановок двигателя в час (по данным завода) с точки зрения его перегрева пусковыми токами. Аналогично следует считаться и с допустимым числом включений, гарантированным заводом для данного типа пусковой аппаратуры. Не следует допускать очень быстрых повторных включений электродвигателя.

Ограничитель холостого хода, применяемый в схеме управления электродвигателем с помощью

* Под межоперационным периодом подразумевают ту часть станочного времени, которая затрачивается на отвод инструмента в его исходное положение, снятие обработанной детали со станка, установку на станке новой детали, подвод инструмента в рабочее положение.

магнитного пускателя, выполняет роль отключающего и включающего устройства, подвижная часть которого в определенный момент производственного процесса приходит в соприкосновение с одной из деталей станка или перестает касаться ее. В результате этого производится размыкание или замыкание цепи катушки магнитного пускателя, что вызывает отключение или включение электродвигателя. Таким образом, ограничитель холостого хода представляет собой выключатель типа концевого.

В зависимости от типа станка и характера выполняемой на нем обработки изделия ограничитель холостого хода может быть, например, смонтирован на линии движения суппорта станка или шпинделя станка с таким расчетом, чтобы отключение электродвигателя осуществлялось благодаря непосредственному механическому воздействию на ограничитель со стороны суппорта стола или шпинделя в их конечном или исходном рабочем положении. В других случаях ограничитель механически соединяется с рычагами предельного управления станком или с рычагами управления фрикционной муфтой станка.

Повышение качества ремонта электродвигателей.

При проведении ремонта электродвигателей недопустимо снижать их энергетические показатели. Надлежащее качество ремонта является залогом исправной работы электродвигателей при высоких энергетических показателях.

Совершенно недопустимы обточка ротора, уменьшение числа проводников в пазу, расточка пазов, выжигание обмотки.

Обточкой ротора иногда ограничиваются вместо проведения тщательного ремонта при сработанных подшипниках. Однако при этом увеличивается воздушный зазор (междужелезное пространство), в связи с чем увеличивается и реактивный ток двигателя, так как увеличение воздушного зазора

хотя бы на несколько десятых миллиметра влечет за собой весьма значительное повышение реактивного тока.

При перемотке электродвигателя часто в пазы помещают не прежнее число проводников (или не число проводников, соответствующее измененному напряжению), а меньшее. В результате уменьшается $\cos \varphi$ двигателя; в результате же увеличения потерь в стали электродвигателя уменьшается также и к. п. д. электродвигателя.

Для того чтобы при перемотке двигателя удобнее было уложить провод, пазы иногда распилывают. Это приводит к увеличению воздушного зазора, а следовательно, и к увеличению реактивного тока двигателя.

Для контроля над качеством ремонта электродвигателей следует производить испытание их после ремонта, особое внимание уделяя тому, чтобы ток холостого хода после ремонта был не больше номинального.

Несмотря на то, что реактивная мощность, расходуемая на намагничивание каждого отдельного трансформатора, сравнительно невелика, с ней приходится считаться ввиду значительного количества трансформаторов, установленных на предприятиях, а также ввиду того, что большинство этих трансформаторов работают круглосуточно.

К мероприятиям, направленным на снижение реактивной мощности в трансформаторах, можно отнести: поддержание экономичного режима их работы, замену и перестановку незагруженных трансформаторов, улучшение качества их ремонта.

Потери реактивной мощности трансформатора зависят от его нагрузки гораздо меньше, чем у асинхронного двигателя, и в диапазоне нагрузок примерно от 30 до 100% доля реактивных потерь в полных потерях мощности в трансформаторе меняется не очень значительно. В диапазоне же нагрузок

от 30% до 0 она существенно увеличивается. Поэтому с точки зрения снижения реактивного тока в питающих сетях отключение трансформатора всегда целесообразно производить при снижении его нагрузки примерно до 30%.

Рационализация работы трансформаторов заключается в отключении их на время работы на холостом ходу, переводе (если имеется возможность) нагрузки временно загруженных менее чем на 30% трансформаторов на другие трансформаторы, а также в замене трансформаторов, систематически загруженных менее чем на 30%, и перегруппировке их.

Все более широкое распространение на промышленных предприятиях получают преобразовательные установки, как групповые, так и индивидуальные, причем наблюдается постоянная тенденция к росту единичных мощностей этих установок. Переход от машинных преобразователей с синхронными двигателями к статическим ртутным и полупроводниковым привел к тому, что преобразователи из генераторов реактивной мощности превратились в ее потребителей. Доля реактивной нагрузки преобразователей в общем балансе реактивных нагрузок в промышленности все время возрастает и имеет, по-видимому, тенденцию к дальнейшему еще большему росту.

Реактивная мощность неуправляемого преобразователя зависит от угла коммутации вентилей, а управляемого — от угла коммутации и угла открывания вентилей. Коммутация тока с одного вентиля на другой происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени. Этот промежуток времени определяется углом коммутации γ , величина которого зависит от индуктивности сети, питающей преобразователя. При $\gamma \neq 0$ первичный ток основной частоты преобразователя отстает от напряжения на угол $(1/2 \div 2/3)\gamma$. Угол управления (открывания вентилей) α также влияет на величину реактивной

мощности преобразователя, причем его влияние значительно больше, чем влияние угла γ , и особенно там, где угол необходимо регулировать в широком диапазоне (в схемах электроприводов с широким диапазоном регулирования, в возбужденных установках с форсировкой возбуждения и т. п.).

В первом приближении величина реактивной мощности неуправляемого преобразователя может быть определена из выражения:

$$Q_n = P_n \operatorname{tg} \varphi_n = P_n \operatorname{tg} \frac{\gamma}{2},$$

а управляемого:

$$Q_n = P_n \operatorname{tg} \varphi_n = P_n \operatorname{tg} \left(\alpha + \frac{\gamma}{2} \right),$$

где P_n — активная мощность преобразователя; φ_n — угол сдвига между током и напряжением основной частоты на первичной стороне преобразователя.

Снижение реактивной мощности преобразователей, необходимость которого должна учитываться при проектировании и модернизации выпрямительных и преобразовательных подстанций и систем управления электроприводами, может быть достигнуто, например, следующими путями: уменьшением угла открывания вентилей и пределов его регулирования; несимметричным управлением вентилей; применением схем с искусственной коммутацией.

Первые два из перечисленных путей приводят к снижению реактивной мощности преобразователей, а схемы с искусственной коммутацией обладают свойством, позволяющим не только снизить потребление, но и генерировать реактивную мощность. Впервые в СССР идея схемы с искусственной коммутацией была высказана во второй половине тридцатых годов проф. Г. И. Бабатом. Для осуществления искусственной коммутации в схему преобразователя вводится дополнительный элемент —

устройство коммутации. В качестве устройства коммутации в промышленных установках с искусственной коммутацией используются конденсаторы. Коммутация в таких схемах происходит не только за счет действия э.д.с. анодного трансформатора, но и под влиянием разности потенциалов обкладок конденсаторов, т. е. под воздействием результирующего напряжения, приводящего к сдвигу тока основной частоты на некоторый угол в сторону опережения, а следовательно, и к уменьшению потребления реактивной мощности или к ее генерированию.

Целесообразность применения схем с искусственной коммутацией объясняется следующим: а) как правило, конденсаторы в этих схемах используются более эффективно, чем при обычном включении их в сеть; б) компенсация с помощью конденсаторных батарей, подключенных к сети, питающей преобразователя, требует применения специальных реакторов, устраняющих опасные для конденсаторов резонансные явления, что усложняет компенсирующую установку.

Практически реализация идеи схемы преобразователя с искусственной коммутацией была выполнена группой ученых Киевского политехнического института. Эта работа, получившая название "Схемы КПИ", в 1962 г. была удостоена Ленинской премии.

Преобразователи, выполненные по схеме с искусственной коммутацией, могут рассматриваться как специализированные компенсирующие устройства, наряду со своими активными функциями выполняющие задачу компенсации реактивной мощности в сети. В связи с этим более подробное описание этих устройств дается в следующем разделе книги.

Мероприятия по снижению реактивных нагрузок могут быть проведены и у электроприемников других видов. Так, например, снижение реактивной мощности дуговых сталеплавильных печей может быть

достигнуто за счет реконструкции "короткой сети" с целью уменьшения ее реактивного сопротивления.

Кроме того, снижение реактивных нагрузок электроприемников, как правило, достигается при проведении мероприятий по упорядочению технологического процесса. Хотя основной целью этих мероприятий и является увеличение выпуска продукции, повышение ее качества и снижение себестоимости, результатом их бывает обычно и улучшение энергетического режима оборудования за счет снижения потерь энергии; уменьшения продолжительности холостых ходов и простоев оборудования и т. п. Все это и приводит к снижению реактивной мощности электроприемников, используемых в усовершенствованных технологических процессах.

4. СРЕДСТВА И СПОСОБЫ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Основными техническими средствами, с помощью которых осуществляется компенсация реактивной мощности на промышленных предприятиях, являются: статические конденсаторы; синхронные двигатели; синхронные компенсаторы; компенсационные преобразователи.

Статические конденсаторы получили на промышленных предприятиях наибольшее распространение как средство компенсации реактивной мощности. Основными их достоинствами являются:

- 1) незначительные потери активной мощности, лежащие в пределах 0,3–0,45 кВт на 100 квар;
- 2) отсутствие вращающихся частей и сравнительно малая масса установки с конденсаторами, а в связи с этим отсутствие необходимости в фундаменте;
- 3) более простая и дешевая эксплуатация, чем других компенсирующих устройств; 4) возможность увели-

чения или уменьшения установленной мощности в зависимости от потребности; 5) возможность установки в любой точке сети: у отдельных электроприемников, группами в цехах или крупными батареями. Кроме того, выход из строя отдельного конденсатора, при надлежащей его защите, не отражается обычно на работе всей конденсаторной установки.

Статические конденсаторы классифицируются по следующим признакам: номинальному напряжению, числу фаз, роду установки, виду пропитки, габаритным размерам.

Для компенсации реактивной мощности электроустановок переменного тока частотой 50 Гц отечественной промышленностью выпускаются конденсаторы на следующие номинальные напряжения: 220, 380, 500, 660, 1050, $3150/\sqrt{3}$, 3150, $6300/\sqrt{3}$, 6300, $10500/\sqrt{3}$, 10500 В. Конденсаторы напряжением 220–660 В выпускаются как в однофазном, так и в трехфазном (соединение секций треугольником) исполнении, а конденсаторы напряжением 1050 В и выше – только в однофазном. Конденсаторы напряжением $3150/\sqrt{3}$, $6300/\sqrt{3}$ и $10500/\sqrt{3}$ дают возможность выполнения трехфазных конденсаторных установок напряжением 3,6 и 10 кВ со схемой соединения в звезду. Конденсаторы напряжением 1050, 3150, 6300 и 10500 В применяются для выполнения трехфазных конденсаторных установок напряжением 1, 3, 6 и 10 кВ со схемой соединения в треугольник. Эти же конденсаторы используются и в конденсаторных установках более высоких напряжений.

По роду установки конденсаторы всех номинальных напряжений могут изготавливаться как для наружных, так и для внутренних установок. Конденсаторы для наружных установок изготавливаются с внешней изоляцией (изоляторы выводов) на напряжение не ниже 3150 В.

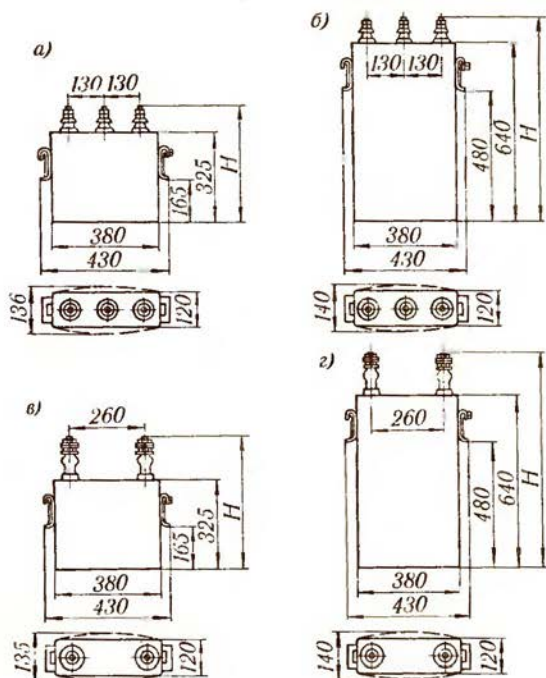


Рис. 11. Конденсаторы КМ и КС: а и б — трехфазные конденсаторы соответственно 1-го и 2-го габаритов напряжением 0,22 и 0,66кВ; в и г — однофазные конденсаторы соответственно 1-го и 2-го габаритов

По виду пропитки конденсаторы разделяются на конденсаторы с пропиткой минеральным (нефтяным) маслом и конденсаторы с пропиткой синтетическим жидким диэлектриком (соволом или трихлордифенилом).

По размерам конденсаторы разделяются на два габарита: первый с размерами 380x120x325 мм, второй с размерами 380x120x640 мм (рис. 11 и табл. 1).

Статические конденсаторы изготавливаются следующих типов: КМ, КМ2, КМА, КМ2А, КС, КС2,

Таблица 1

Напряжение, кВ	H, мм			
	Внутренняя установка		Наружная установка	
	Первый габарит	Второй габарит	Первый габарит	Второй габарит
0,22 - 0,5	408	725	475	790
0,66 - 1,05	422	740	475	790
3,15	445	760	475	790
6,3	475	790	520	825
10,5	530	845	555	870

КСА, КС2А, причем в буквенно-цифровом обозначении типа отражаются классификационные признаки. Буквы и цифры означают: К - "косинусный", М и С - с пропиткой минеральным маслом или синтетическим жидким диэлектриком, А - исполнение для наружной установки (без буквы А - для внутренней), 2 - исполнение в корпусе второго габарита (без цифры 2 - в корпусе первого габарита). После обозначения типа конденсаторов указываются цифрами номинальное напряжение конденсатора (кВ) и номинальная мощность (квар). Так, например: КМ-0,38-26 расшифровывается как конденсатор "косинусный" (для компенсации реактивной мощности в сети переменного тока частотой 50 Гц) с пропиткой минеральным маслом, для внутренней установки, первого габарита, на напряжение 380 В, мощностью 26 квар; КС2-6,3-50 - "косинусный", с пропиткой синтетической жидкостью, второго габарита, для внутренней установки, на напряжение 6,3 кВ, мощностью 50 квар.

Основными элементами конструкции конденсаторов являются бак с изоляторами и выемная часть, состоящая из батареи секций простейших конденсаторов. Каждая секция состоит из двух металлических

обкладок с выводами и изоляционных прокладок. Обкладки секций конденсаторов выполняются из алюминиевой фольги, а изолирующие прослойки из специальной конденсаторной бумаги, пропитанной жидким диэлектриком (минеральным или синтетическим). Появление высококачественных материалов и совершенствование технологии изготовления конденсаторов позволили разработать единые серии (I, II, III и IV) конденсаторов с улучшенными удельными характеристиками. Шкала напряжений и мощностей конденсаторов серий I, II и III приведена в табл. 2.

Таблица 2

Номинальное напряжение конденсатора, В	Номинальная мощность конденсатора, квар					
	Серия I		Серия II		Серия III	
	КМ КМА	КМ2 КМ2А	КС КСА	КС2 КС2А	КС КСА	КС2 КС2А
220	4,5	9,0	6,0	12,0	8,0	16,0
380	13,0	26,0	18,0	36,0	25,0	50,0
500	13,0	26,0	18,0	36,0	-	-
660	13,0	26,0	20,0	40,0	25,0	50,0
1050	-	-	25,0	50,0	37,5	75,0
3150/ $\sqrt{3}$	13,0	26,0	25,0	50,0	37,5	75,0
3150; 6300/ $\sqrt{3}$	13,0	26,0	25,0	50,0	37,5	75,0
6300; 10500/ $\sqrt{3}$	13,0	26,0	25,0	50,0	37,5	75,0
10500	13,0	26,0	25,0	50,0	37,5	75,0

Как видно из табл. 2, в конденсаторах I серии в качестве жидкого диэлектрика применяется минеральное масло, в конденсаторах II и III серий — синтетический диэлектрик — совол или трихлордифенил, причем в III серии только трихлордифенил, обеспечивающий повышение надежности и срока службы конденсатора.

В IV серии конденсаторы мощностью 37,5 и 75 квар заменяются конденсаторами мощностью 50 и 100 квар при тех же габаритных размерах.

Конденсаторы единой серии напряжением до 1050 В включительно изготавливают со встроенными плавкими предохранителями, последовательно соединенными с каждой секцией. Конденсаторы более высокого напряжения не имеют встроенных плавких предохранителей и требуют отдельной их установки. В этом случае осуществляется групповая защита конденсаторов плавкими предохранителями. При выполнении групповой защиты в виде плавких предохранителей один предохранитель защищает каждые 5–10 конденсаторов, причем номинальный ток группы не превышает 100 А. Кроме того, устанавливаются общие предохранители для всей батареи.

Для конденсаторов напряжением 1050 В и ниже, имеющих встроенные предохранители, устанавливаются также общие предохранители для батареи в целом, а при значительной мощности батареи — и для отдельных секций.

В зависимости от напряжения сети трехфазные батареи конденсаторов могут комплектоваться из однофазных конденсаторов с последовательным или параллельно-последовательным соединением конденсаторов в каждой фазе батареи.

Батареи конденсаторов любых напряжений могут присоединяться к сети или через отдельный аппарат, предназначенный для включения или отключения только конденсаторов, или через общий аппарат управления с силовым трансформатором, асинхронным двигателем или другим приемником электроэнергии.

Статические конденсаторы в установках напряжением до 1000 В включаются в сеть и отключаются от сети с помощью автоматов или рубильников. Конденсаторы, применяемые в установках напряжением выше 1000 В, включаются в сеть и отключаются

ются от сети только посредством выключателей или разъединителей мощности (выключателей нагрузки). Для того чтобы затраты на отключающую аппаратуру не были очень велики, не рекомендуется принимать мощности конденсаторных батарей менее: а) 400 квар при напряжении 6–10 кВ и присоединении батарей к отдельному выключателю; б) 100 квар при напряжении 6–10 кВ и присоединении батареи к общему с силовым трансформатором или другим электроприемником выключателю; в) 30 квар при напряжении до 1000 В.

Для безопасности обслуживания отключенных конденсаторов при снятии электрического заряда требуется применение разрядных сопротивлений, присоединенных параллельно к конденсаторам. В целях надежного разряда присоединение разрядных сопротивлений к конденсаторам следует производить без промежуточных разъединителей, рубильников или предохранителей. Разрядные сопротивления должны обеспечивать быстрое автоматическое снижение напряжения на зажимах конденсатора.

По желанию заказчика конденсаторы могут изготовляться со встроенными внутрь разрядными сопротивлениями, расположенными под крышкой на изоляционной прокладке. Эти сопротивления снижают напряжение с максимального рабочего до 50 В не более чем за 1 мин для конденсаторов напряжением 660 В и ниже и не более чем за 5 мин для конденсаторов напряжением 1050 В и выше.

Большинство уже установленных на промышленных предприятиях конденсаторов не имеют встроенных разрядных сопротивлений. В таком случае в качестве разрядного сопротивления при напряжении до 1 кВ для батарей конденсаторов обычно применяют лампы накаливания на напряжение 220 В. Соединение ламп, включенных по несколько штук последовательно в каждой фазе, производится по схеме треугольника. При напряжении выше 1 кВ

в качестве разрядного сопротивления устанавливаются трансформаторы напряжения, включаемые по схеме треугольника или открытого треугольника.

Постоянное присоединение ламп накаливания, применяемых обычно в качестве разрядных сопротивлений для батарей конденсаторов напряжением

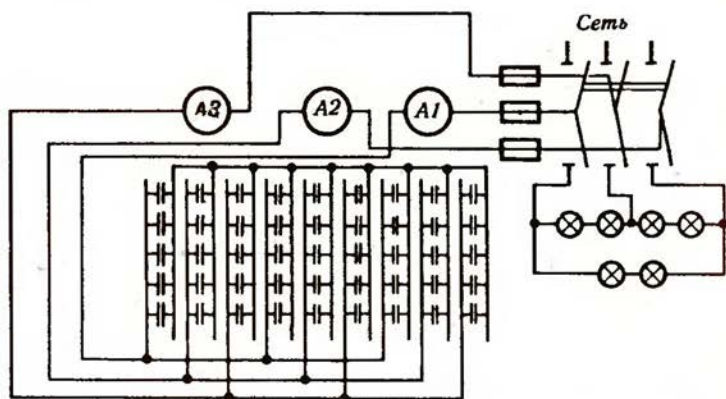


Рис. 12. Схема включения ламп накаливания для разряда батарей конденсаторов (до 1000 В) с помощью рубильника с двойными ножами

до 660 В, вызывает непроизводительные потери энергии и расход ламп.

Чем меньше мощность батареи, тем большая мощность ламп приходится на 1 квар установленных конденсаторов. Более целесообразным является не постоянное присоединение ламп, а их автоматическое включение при отключении конденсаторной установки. Для этой цели может быть использована схема, изображенная на рис. 12, в которой применяются рубильники с двойными ножами. Добавочные ножи располагаются таким образом, чтобы включение ламп происходило до отключения батареи от сети, а их отключение — после включения батареи. Это может быть достигнуто путем подбора соответ-

ствующего угла между главными и дополнительными ножами рубильника.

При непосредственном присоединении конденсаторов и приемника электроэнергии к сети под общий выключатель специальных разрядных сопротивлений не требуется. В этом случае разряд конденсаторов происходит на обмотки электроприемника.

При выполнении систем электроснабжения промышленных предприятий все более широкое применение находят комплектные, изготавливаемые полностью на заводах элементы. Это относится и к цеховым трансформаторным подстанциям, к ячейкам распределительных устройств и к другим элементам систем электроснабжения, в том числе и к конденсаторным установкам. Применение комплектных устройств значительно сокращает объем строительных и электромонтажных работ, повышает их качество, снижает сроки ввода в эксплуатацию, повышает надежность работы и безопасность при эксплуатации.

Комплектные конденсаторные установки общепромышленного исполнения на напряжения 380 В и 6–10 кВ выпускаются Усть-Каменогорским конденсаторным заводом.

Комплектные конденсаторные установки на напряжение 380 В изготавливаются для внутренней установки, а на напряжение 6–10 кВ – как для внутренней, так и для наружной. Диапазон мощностей этих установок достаточно широк, причем большинство типов современных комплектных конденсаторных установок оборудовано устройствами для одно- или многоступенчатого автоматического регулирования их мощности.

Комплектные конденсаторные установки на напряжение 380 В выполняются из трехфазных конденсаторов, а на напряжение 6–10 кВ – из однофазных конденсаторов мощностью 25–75 квар, соединенных в треугольник.

Комплектная конденсаторная установка состоит из вводного шкафа и шкафов с конденсаторами. В установках на напряжение 380 В в вводном шкафу устанавливаются: устройство автоматического регулирования, трансформаторы тока, разъединители, измерительные приборы (три амперметра и вольтметр), аппаратура управления и сигнализации, а также ошиновка. На рис. 13 изображена конструкция комплектной установки напряжением 380 В. Во вводном шкафу установки напряжением 6-10 кВ расположены предохранители для групповой защиты, два однофазных трансформатора типа НОМ-6 или НОМ-10, используемые как разрядные сопротивления, и ошиновка для включения конденсаторов по схеме треугольника. В случае применения конденсаторов со встроенными разрядными сопротивлениями трансформаторы напряжения не устанавливаются. Ячейка ввода питается кабелем от ячейки распределительного устройства (РУ) 6-10 кВ, в которой устанавливается аппаратура управления, измерения и защиты. Конструкция комплектной конденсаторной установки напряжением 6-10 кВ приведена на рис. 14.

Реактивная мощность Q (квар) однофазного конденсатора и трехфазного конденсатора, в котором фазы соединены треугольником, определяется выражением:

$$Q = 2\pi fCU^2 10^{-9}. \quad (16)$$

Для трехфазного конденсатора с соединением фаз звездой

$$Q = \frac{2}{3} \pi fCU^2 10^{-9}. \quad (17)$$

В этих выражениях: f - частота тока, Гц; C - емкость конденсатора; для трехфазного конденсатора представляет собой сумму емкостей всех трех фаз,

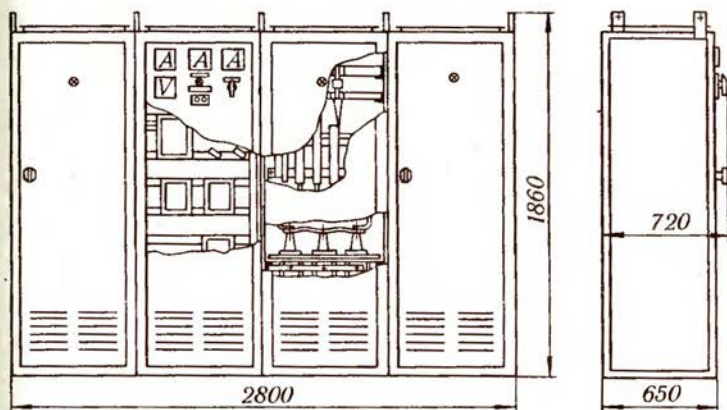


Рис. 13. Конструкция конденсаторной установки
типа УК-0,38-320 НУЗ

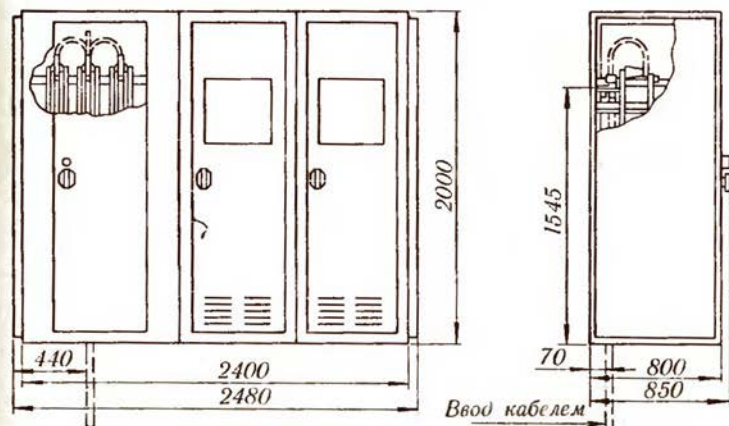


Рис. 14. Конструкция конденсаторных установок
типов УК-6-450 ЛУЗ и УК-10-450 ЛУЗ

мкФ; U – напряжение сети в месте присоединения конденсатора, В.

Из формул (16) – (17) видно, что величина напряжения оказывает весьма значительное влияние на мощность конденсатора. Так, например, конденсатор КС2-038-50 номинальной мощностью 50 квар при присоединении его в точке сети, где напряжение равно 360 В, будет иметь мощность около 45 квар. Из этого следует, что при расчетах мощности конденсаторных установок следует учитывать фактическую величину напряжения сети в месте их установки.

Кроме того, необходимо учитывать, что зависимость мощности конденсатора от квадрата напряжения снижает устойчивость нагрузки, а при особо неблагоприятных условиях может привести к лавине напряжения. Особенностью узлов нагрузки, в которых это возможно, является преобладание в них нагруженных асинхронных двигателей и преобразовательных агрегатов, потребность которых в реактивной мощности покрывается в основном статическими конденсаторами. Для предотвращения этого явления может быть применена форсировка мощности конденсаторных установок. Форсировка производится путем автоматического изменения схемы соединения конденсаторов в установке, в результате которого на некоторое время обеспечивается поддержание неизменной реактивной мощности установки или даже повышение ее при понижении напряжения до определенного значения. При форсировке изменяются напряжение, приходящееся на каждый отдельный конденсатор, и емкость фазы батареи.

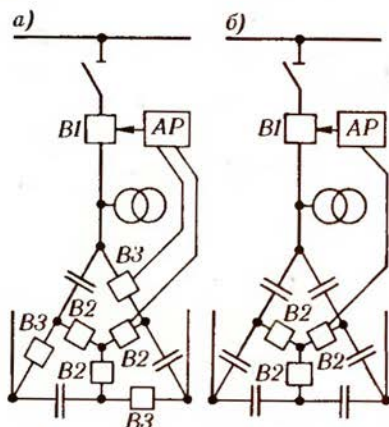
По назначению форсировка разделяется на кратковременную и длительную.

Кратковременная форсировка применяется для поддержания устойчивости нагрузки при резком снижении напряжения. Трехкратное кратковременное форсирование мощности установки может быть до-

стигнуто путем переключения схемы соединения конденсаторов со звезды на треугольник (рис. 15, а). При резком понижении напряжения выключатель В3 отключается и включается выключатель В2; при восстановлении напряжения схема звезды восстанавливается. Возможны и более высокие степени форсировки. Так, например, четырехкратное форси-

Рис. 15. Принципиальные схемы форсировки мощности конденсаторных установок

В1 — главный выключатель; В2 и В3 — выключатели форсировки; АР — автоматическое регулирование



рование мощности может быть получено при переключении схемы соединения установки с треугольника на двойной треугольник путем соединения вершин с серединой треугольника.

Длительная форсировка применяется для уменьшения дефицита реактивной мощности в нормальных режимах в связи с увеличением реактивных нагрузок или для резервирования при выходе из строя или выводе в ремонт других компенсирующих устройств. Для длительной форсировки конденсаторных установок в сетях с изолированной нейтралью (например, в сетях 6–10 кВ), может быть применена схема с переключением треугольника в двойную звезду (рис. 15, б). Форсировка по мощности при этом достигает 1,33 номинальной мощности.

Синхронные двигатели имеют целый ряд преимуществ по сравнению с асинхронными, а именно:

а) более высокий к. п. д., чем у аналогичных асинхронных двигателей;

б) возможность выполнения синхронных двигателей с низкой частотой вращения (тихоходных), что позволяет отказаться от промежуточных передач между двигателем и технологическим механизмом; при этом стоимость тихоходных синхронных двигателей равна или не на много выше стоимости аналогичных по мощности асинхронных двигателей того же исполнения (с учетом стоимости редукторов);

в) меньшую зависимость вращающего момента синхронного двигателя от подводимого к нему напряжения (у асинхронного двигателя, как уже отмечалось, момент пропорционален квадрату напряжения, а у синхронного — первой степени), что приводит к повышению устойчивости узлов нагрузки;

г) независимость частоты вращения двигателя от нагрузки на его валу, что приводит к повышению производительности технологического механизма;

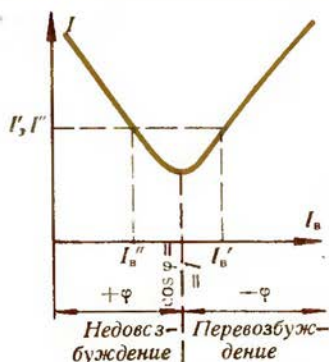
д) возможность использования синхронных двигателей в качестве компенсирующих устройств.

Характер и значение реактивной мощности синхронного двигателя определяются величиной тока возбуждения в обмотке его ротора. На рис. 16 приведена так называемая U -образная характеристика синхронного двигателя, представляющая собой зависимость тока статора I от тока возбуждения $I_{\text{в}}$ при $P = \text{const}$. Левая ветвь кривой соответствует недовозбуждению двигателя; в этом режиме он, как и асинхронный, представляет собой активную и индуктивную нагрузки сети. Правая ветвь кривой соответствует режиму перевозбуждения; в этом режиме двигатель представляет собой активную и емкостную нагрузки, т. е. работает не только как двигатель, но и как компенсатор реактивной мощности.

Минимальное значение тока статора имеет место при значении $\cos \varphi = 1$.

Из этих кривых следует, что работа синхронного двигателя с точки зрения теплового режима с $\cos \varphi = 1$ возможна всегда, даже при 100%-ной активной нагрузке на его валу. При этом двигатель не потребляет из сети реактивной мощности. Именно

Рис. 16. U-образные характеристики синхронного двигателя



этим и объясняется целесообразность использования синхронных двигателей вместо асинхронных той же мощности во всех случаях, когда это допускается технологией (см. раздел 3). В случае если двигатель предназначен для нормальной работы в режиме перевозбуждения, т. е. с так называемым опережающим коэффициентом мощности, то он даже при 100%-ной загрузке активным током может компенсировать реактивную нагрузку сети. Номинальный ток возбуждения при данной нагрузке на валу двигателя и данном напряжении на его зажимах обеспечивает наибольшую компенсирующую способность двигателя.

Компенсирующая способность синхронного двигателя характеризуется отношением реактивной мощности, "отдаваемой" двигателем в сеть (квар), к полной мощности двигателя (кВ·А). Ее не следует

повышать на длительное время путем увеличения тока возбуждения сверх номинального значения во избежание перегрева ротора. (Кратковременное увеличение тока возбуждения сверх номинального — форсировка возбуждения — применяется для повышения устойчивости, снижения колебаний реактивной мощности и напряжения в сети, питающей электроприемники с резкопеременным графиком нагрузки и для ряда других целей.) Единственным возможным путем увеличения компенсирующей способности на длительный период является снижение активной нагрузки двигателя при неизменном токе возбуждения, равном номинальному. При этом в случае необходимости (при снижении реактивной нагрузки в сети) компенсирующая способность может быть уменьшена путем уменьшения тока возбуждения.

Необходимость неполной загрузки двигателя для повышения его компенсирующей способности сверх номинальной приводит к использованию более мощных, а следовательно, и более дорогих двигателей, чем это необходимо с точки зрения обеспечения технологического процесса. В связи с этим целесообразность такого способа компенсации реактивной мощности должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

Целесообразная величина реактивной мощности синхронного двигателя определяется из условия минимума затрат на компенсацию; она существенно зависит от удельного расхода активной мощности на компенсацию (кВт/квар), называемого удельными потерями активной мощности. С уменьшением номинальной мощности и частоты вращения синхронных двигателей величины удельных потерь значительно возрастают. Поэтому использование в целях компенсации тихоходных двигателей менее целесообразно, чем быстроходных.

Использование синхронных двигателей только для компенсации допускается лишь как исключение

по специальному разрешению энергосистемы, так как при этом удельные потери активной мощности на 1 квар получаются весьма высокими – в несколько раз большими, чем при использовании двигателя для привода рабочих механизмов. Это объясняется двумя обстоятельствами. Во-первых, в таком режиме все потери в двигателе, равные потерям холостого хода, могут рассматриваться как расход активной мощности на выработку реактивной. Во-вторых, синхронные двигатели, не несущие активной нагрузки, как и генераторы (см. раздел 2), не могут в связи с размагничивающей реакцией якоря выдать реактивную мощность, равную их полной номинальной мощности; при этом предельная реактивная мощность ненагруженного синхронного двигателя составляет в зависимости от его конструкции только 60–80% его полной номинальной мощности.

Синхронные компенсаторы представляют собой специальные синхронные машины, предназначенные только для выработки или потребления реактивной мощности. Так как они предназначены лишь для работы на холостом ходу (т. е. без нагрузки на валу), то их конструкция является облегченной по сравнению с другими синхронными машинами.

Режим работы синхронного компенсатора определяется величиной подаваемого в его ротор постоянного тока возбуждения. При перевозбуждении синхронный компенсатор является "источником" отдаваемого в сеть опережающего тока. В зависимости от потребности в реактивной мощности степень перевозбуждения синхронного компенсатора может регулироваться. Работа с недовозбуждением ("потребление" отстающего тока) допускается с целью снижения напряжения на шинах подстанции, если напряжение превышает допустимые пределы. При отстающем токе синхронные компенсаторы работают с пониженной против номинальной мощностью.

Активные потери в синхронных компенсаторах в зависимости от их типа составляют около 1–3 кВт на 100 квар реактивной мощности. Помимо высоких удельных потерь активной мощности к недостаткам синхронных компенсаторов следует отнести усложнение и удорожание эксплуатации по сравнению со статическими конденсаторами.

На промышленных предприятиях применение синхронных компенсаторов допускается лишь с разрешения энергосистемы, когда необходимая мощность компенсирующего устройства превышает 10000 квар. Техническая целесообразность установки синхронных компенсаторов определяется их техническими возможностями, позволяющими автоматически плавно или практически мгновенно регулировать их реактивную мощность и напряжение в сети. Последняя возможность достигается применением быстродействующих тиристорных возбуждателей, дающих наибольший эффект при резко переменном характере нагрузок (прокатные станы, дуговые электропечи).

Компенсационные преобразователи (преобразователи с искусственной коммутацией) начали использоваться сравнительно недавно. Первая опытно-промышленная установка по схеме "звезда – прямая и обратная звезды с коммутирующими конденсаторами и уравнительными катушками" мощностью 1750 кВ·А была введена в эксплуатацию в 1954 году на одной из тяговых подстанций.

Рассмотрим кратко сущность физического процесса искусственной коммутации и основные принципы устройства коммутационных преобразователей. В целях упрощения изложения вопроса рассмотрение целесообразно вести на примере однофазных схем.

Возможны два основных способа включения конденсаторов в схему – со стороны системы переменного тока (рис. 17, а) и на вторичной стороне через вспомогательный трансформатор

(рис. 17, б и в). В схеме, показанной на рис. 17, а, устройство искусственной коммутации состоит только из конденсаторов, в схемах рис. 17, б и в — из конденсаторов и вспомогательного трансформатора, вместо которого могут быть использованы либо автотрансформатор, либо двухобмоточный реактор, либо два магнитно не связанных реактора. Для

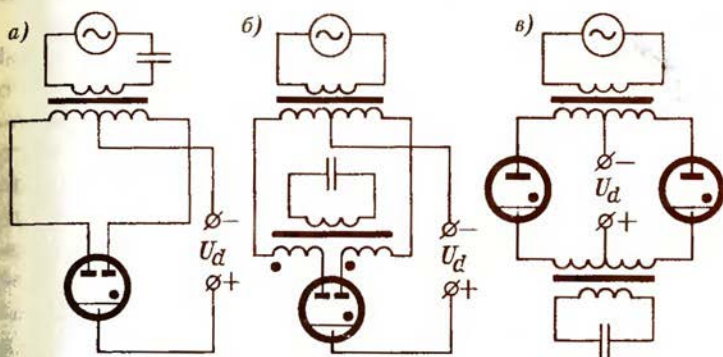


Рис. 17. Схемы однофазных преобразователей с искусственной коммутацией: а — с включением конденсаторов с первичной стороны согласующего трансформатора; б и в — с включением конденсаторов с вторичной стороны согласующего трансформатора через вспомогательный трансформатор (б — анодный вариант включения, в — катодный вариант)

практического применения используются принципы включения конденсаторов по схемам на рис. 17, б и в, однако характер электромагнитных процессов не зависит от того, с какой стороны — первичной или вторичной — главного (согласующего) трансформатора включены конденсаторы. Не влияет также на характер этих процессов и то, включены ли они в электрическую цепь непосредственно или с помощью трансформатора, автотрансформатора или реактора. Поэтому для большей простоты принцип работы компенсационных преобразователей целесообразно пояснить с помощью схемы на рис. 17, а.

Особенности работы этой схемы могут быть выявлены путем сопоставления с работой аналогичной схемы без конденсаторов. Сопоставляемые схемы приведены на рис. 18, а и г. На этих схемах индуктивные сопротивления рассеяния обмоток трансформатора (x_1 и x_2) показаны вынесенными в первичную и вторичную электрические цепи. Положим, что $x_1 = x_2 = 0$, а мощность питающей системы неограниченно велика.

Ток может перейти с одного вентиля на другой только тогда, когда потенциал анода работающего вентиля станет меньше, чем потенциал анода очередного вентиля. Момент вступления очередного вентиля в работу наступает, когда потенциал анода предыдущего вентиля, снижаясь, а потенциал анода очередного вентиля, повышаясь, становятся равными. Потенциалы анода по отношению к общей точке трансформаторов и токи вентиля для схемы на рис. 18, а показаны на рис. 18, б. На рис. 18, в показаны э. д. с. источника неограниченной мощности и ток в первичной обмотке согласующего трансформатора. Как видно из рис. 18, в, угол φ в этом случае равен нулю, а $\cos \varphi$ преобразователя — единице.

В схеме на рис. 18, г, когда ток проводит вентиль В1, верхние обкладки конденсаторов заряжаются положительно. Вследствие большой индуктивности в цепи выпрямленного напряжения ток заряда имеет постоянную величину; заряд q и напряжение $u_c = q/C$ на обкладках конденсатора нарастает линейно. С течением времени напряжение на обкладках конденсаторов достигает величины, равной э. д. с. сети. В этот момент создаются условия для вступления в работу вентиля В2. Если вентиль не заперт сеткой, то он начинает проводить ток. Таким образом, вентиль В2 может вступить в работу раньше точки естественного зажигания. В течение следующего полупериода ток через кон-

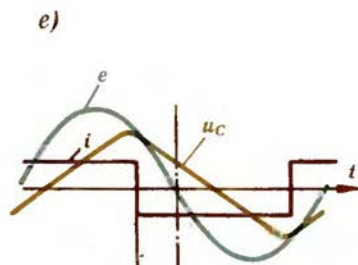
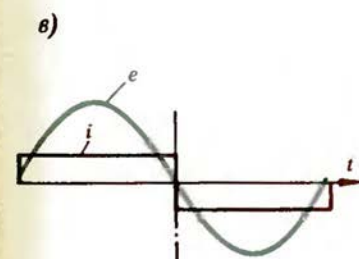
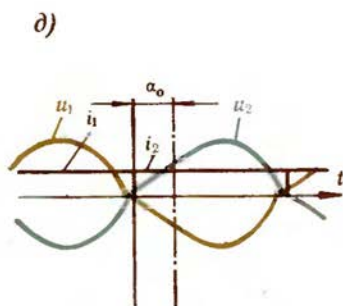
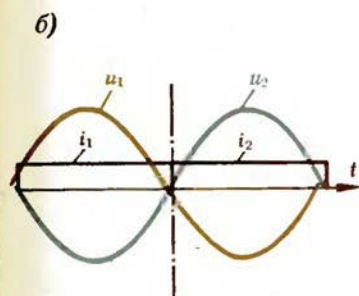
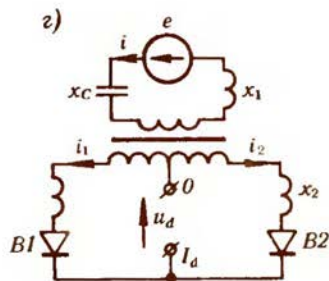
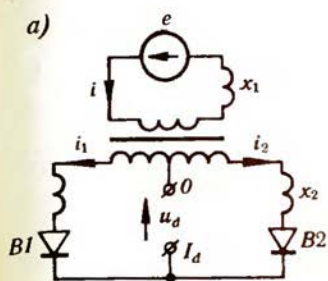


Рис. 18. Схемы и временные диаграммы работы однофазного преобразователя (а—в — естественная коммутация; г—е — искусственная коммутация)

денсаторы меняет направление и положительный заряд будет накапливаться на нижних обкладках конденсаторов. Потенциалы анодов по отношению к общей точке обмоток трансформатора $u_1 = e - u_C$ и $u_2 = e - u_C$, а также анодные токи i_1 и i_2 показаны на рис. 18, д. На рис. 18, е показаны э. д. с. e источника, напряжение на обкладках конденсаторов u_C и ток i в первичной обмотке трансформатора. Из этого рисунка видно, что по отношению к э. д. с. источника ток i стал опережающим. Следовательно, выпрямитель может рассматриваться как компенсатор реактивной мощности.

В связи с тем, что в действительности x_1 и x_2 не равны нулю, переход тока с одного анода на другой не происходит мгновенно, а, как уже указывалось в разделе 3, продолжается в течение некоторого времени, угловое значение которого выражается углом коммутации. Это время характеризуется одновременной работой вентиля, которая продолжается до тех пор, пока ток погасающего вентиля не уменьшится до нулевого значения. Угол γ несколько ухудшает $\cos \varphi$, сдвигая кривую тока i вправо. Еще больше ухудшает $\cos \varphi$ сеточное управление. Однако и с учетом этих факторов можно подобрать такие параметры схемы, чтобы ток преобразователя был опережающим.

Как уже указывалось (см. раздел 3), включение конденсаторов в схему преобразователя более эффективно, чем использование их для компенсации путем параллельного включения с преобразователем. Показателем эффективности служит коэффициент эффективности

$$k_{\varphi} = \frac{Q_{к.п}}{Q_k} > 1,$$

где $Q_{к.п}$ — компенсирующая мощность компенсационного преобразователя, квар; Q_k — мощность конденсаторов, включенных в схему преобразователя, квар.

На рис. 19 изображена принципиальная схема компенсационного преобразователя. Ток конденсаторов имеет здесь двойную частоту, вследствие чего эта схема носит название "схема двойной частоты". Конденсаторы в этой схеме во избежание перегрева должны работать при напряжении, пониженном в $\sqrt{2}$ раз. Коэффициент эффективности такой схемы равен примерно 2,5-3,1.

Разработаны также и схемы преобразователей с тройной (рис. 20), четырехкратной и шестикратной частотой напряжения конденсаторов.

В настоящее время уже имеется значительный опыт по монтажу и эксплуатации установок с искусственной коммутацией на подстанциях промышленных предприятий и на тяговых преобразовательных подстанциях. Самыми распространенными являются схемы с двойной и тройной частотой. Наиболее целесообразными вариантами этих схем являются схемы, показанные на рис. 19 и 20. Основное их достоинство заключается в возможности подключения компенсирующего устройства к любому из двух преобразовательных агрегатов, что позволяет использовать его более полно, а следовательно, и повышает эффективность дополнительных затрат на его изготовление.

В установках компенсационных преобразователей целесообразно использовать конденсаторы для продолжной компенсации типа КПМ-0,6-50-1, более устойчивые к перенапряжению, чем обычные конденсаторы, включаемые в сеть параллельно с нагрузкой. Следует отметить также, что при переводе полупроводниковых агрегатов в режим искусственной коммутации повышается напряжение на вентилях. Это явление должно быть учтено при выборе числа последовательно включенных вентилях.

В отдельных случаях, как например при остром дефиците реактивной мощности и невозможности

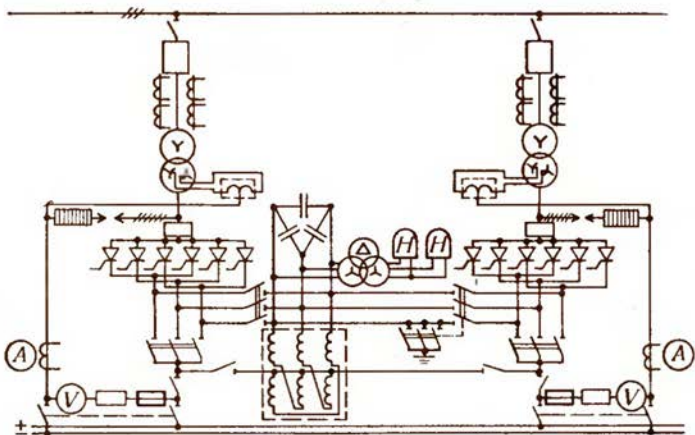


Рис. 19. Принципиальная схема компенсационного преобразователя с двойной частотой

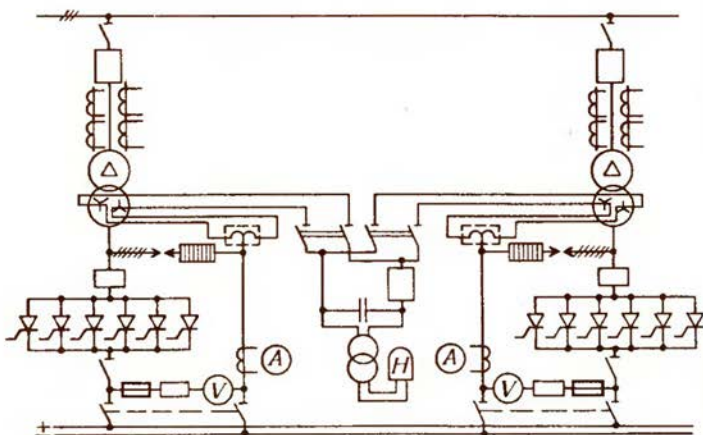


Рис. 20. Принципиальная схема компенсационного преобразователя с тройной частотой

применения более рациональных средств, допускается в виде исключения использование синхронных генераторов и синхронных двигателей, имеющих на предприятиях, в качестве синхронных компенсаторов, а также синхронизация асинхронных двигателей с фазным ротором (путем подачи в ротор постоянного тока).

В дальнейшем, наряду с описанными техническими средствами, для компенсации реактивной мощности найдут широкое практическое применение и так называемые статические (тиристорные) источники реактивной мощности (ИРМ), основным преимуществом которых является возможность плавного регулирования реактивной мощности со скоростью, значительно большей, чем та, которая достижима при регулировании возбуждения синхронных компенсаторов.

В зависимости от того, как включены в сеть компенсирующие устройства, компенсация разделяется на поперечную и продольную. При поперечной компенсации компенсирующие устройства включаются в сеть параллельно электроприемникам, а при продольной включаются в цепь последовательно. Для поперечной компенсации могут использоваться все описанные выше устройства, а для продольной — только конденсаторы.

Наиболее широко на промышленных предприятиях применяется поперечная компенсация. В зависимости от места подключения компенсирующего устройства поперечная компенсация может быть разделена на индивидуальную, групповую и централизованную.

Индивидуальная компенсация осуществляется с помощью статических конденсаторов, наглухо подключаемых к зажимам электроприемника. При индивидуальной компенсации вся цепь от генератора до приемника разгружается от реактивного тока данного электроприемника. Недостаток этого

способа заключается в том, что конденсаторы при этом используются только в период работы того электроприемника, к зажимам которого они подключены. В связи с этим индивидуальная компенсация находит применение для электроприемников большой мощности, работающих в длительном режиме.

При централизованной компенсации компенсирующее устройство присоединяется к шинам подстанции на стороне до 1000 В (статические конденсаторы и синхронные двигатели) или к шинам распределительного пункта напряжением 6–10 кВ (синхронные двигатели). При централизованной компенсации компенсирующее устройство используется наиболее полно, однако при этом от реактивных токов не разгружаются все элементы распределительной сети, питающейся от подстанции.

Наиболее целесообразным способом компенсации является групповая компенсация, при которой компенсирующее устройство (конденсаторы) присоединяется к групповым сборкам (силовым шкафам). Групповая компенсация широко применяется в цехах, среда которых не агрессивна и не опасна с точки зрения пожара и взрыва. В противном случае компенсирующее устройство устанавливается в электропомещении и осуществляется централизованная компенсация.

При продольной компенсации происходит компенсация реактивных потерь в линии, обусловленных ее реактивным сопротивлением x_L

$$\Delta Q_{\text{л}} = I^2 x_L,$$

так как последовательное включение конденсаторов с емкостным сопротивлением x_C приводит к созданию в линии компенсирующей мощности

$$Q_C = I^2 x_C.$$

Реактивные потери в линии после включения конденсаторов

$$\Delta Q_n' = \Delta Q_n - Q_c = I^2(x_L - x_c).$$

При последовательном включении конденсаторов снижается также и величина потери напряжения в сети. Если до включения конденсаторов она равна

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx_L}{U},$$

то после включения

$$\Delta U' = \frac{Pr + Q(x_L - x_c)}{U}.$$

Таким образом, снижение потери напряжения в сети составит

$$\Delta U - \Delta U' = \frac{Qx_c}{U}.$$

Для потребителей с резко меняющейся нагрузкой (например, для цехов с мощными сварочными агрегатами) продольная компенсация является действенным средством снижения колебаний напряжения, хотя при ее применении реактивная мощность, потребляемая из сети, снижается в меньшей степени, чем при параллельной компенсации.

Конденсаторы, последовательно включаемые в линию, подвергаются перенапряжениям. Кроме того, через них проходит полный рабочий ток линии. В связи с этими причинами для продольной компенсации применяются специальные конденсаторы, более устойчивые к перенапряжениям и броскам тока, чем конденсаторы, предназначенные для поперечной компенсации.

5. РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

В соответствии с "Указаниями по компенсации реактивной мощности" выбор средств компенсации должен производиться для режима наибольших реактивных нагрузок. Если все выбранные с учетом этого требования компенсирующие устройства будут постоянно, независимо от режима реактивных нагрузок, подключены к сети, то в периоды понижения нагрузок вырабатываемая избыточная реактивная мощность компенсирующих устройств будет передаваться от потребителя в энергосистему. При этом токовая нагрузка в сети возрастет, увеличатся потери мощности в сети, напряжение в сетях также увеличится и может достигнуть недопустимых значений. Для того, чтобы избежать этих явлений, необходимо оборудовать компенсирующие установки устройствами регулирования их реактивной мощности.

В первую очередь должны снабжаться устройствами автоматического регулирования возбуждения синхронные двигатели. При отсутствии синхронных двигателей или недостаточной мощности их устройствами регулирования должны снабжаться и конденсаторные батареи.

Число секций регулируемой конденсаторной батареи должно выбираться в зависимости от характера графика потребления реактивной мощности. Во многих случаях оказывается достаточным ограничиться тремя-четырьмя секциями. При значительной неравномерности графика электрических нагрузок по часам суток число секций может быть увеличено до пяти-шести. Дальнейшее увеличение числа секций не рекомендуется, так как это усложняет и удорожает установку. Необходимость применения батарей с числом секций, большим шести, должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

Для того чтобы при резко неравномерном графике реактивной нагрузки добиться наилучшего эффекта с наименьшим числом секций, а следовательно, и с наименьшими затратами на коммутационную аппаратуру, целесообразно выполнить конденсаторные установки из секций, значения мощности которых составляют геометрическую прогрессию. Так, например, при установке, состоящей из трех секций мощностью 100, 200 и 400 квар, можно получить семь ступеней регулирования от 100 до 700 квар включительно. При трех секциях, значения мощности которых составляют арифметическую прогрессию (100, 200 и 300 квар), можно получить только шесть ступеней регулирования – от 100 до 600 квар, а при трех секциях равной мощности (по 100 квар) получаются только три ступени – от 100 до 300 квар. Суммарная мощность нерегулируемых компенсирующих устройств, как правило, не должна превышать величину наименьшей реактивной нагрузки.

Регулирование мощности конденсаторных установок может производиться вручную или автоматически. Регулирование вручную нельзя считать достаточно надежным способом регулирования, так как оно существенно зависит от различных субъективных факторов. Ручное регулирование является приемлемым на тех предприятиях, где осуществляется диспетчерское управление режимами работы энергетического оборудования.

Автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок может осуществляться по следующим параметрам: времени суток, напряжению, току нагрузки, значению и направлению реактивной мощности. Выбор параметра регулирования определяется конкретными условиями – характером графиков активной и реактивной нагрузок, характеристиками сети, режимом напряжения в сети и т. п.

Регулирование по времени суток является наиболее простым видом автоматического регулирования.

Такое регулирование целесообразно применять в тех случаях, когда режим реактивной нагрузки и напряжения в сетях предприятия является достаточно стабильным. Время, в течение которого должна быть включена та или иная мощность конденсаторных установок, определяется на основании исследований этого режима и соответствующих расчетов. Чаще всего регулирование по времени суток применяется при одноступенчатых конденсаторных установках малой и средней мощности. В этом случае все конденсаторные установки могут управляться с помощью одних электрических часов. Однако такой путь может быть экономичным только при незначительных расстояниях между конденсаторными установками и при наличии свободных жил контрольных кабелей, используемых для передачи импульсов на включение и отключение конденсаторных установок. Кроме того, применение одноступенчатого регулирования допустимо лишь в тех случаях, когда реактивная нагрузка в рабочие периоды суток остается примерно постоянной или изменяется на короткий промежуток времени.

При реактивной нагрузке, меняющейся во времени, а также при больших расстояниях (300 м и более) между конденсаторными установками и отсутствии свободных жил контрольных кабелей следует установить на каждой подстанции индивидуальные электрические часы. В этом случае появляется возможность осуществить многоступенчатое регулирование путем включения и отключения отдельных конденсаторных установок в разное время. При этом необходимо проверить, не приведет ли полное отключение тех или иных конденсаторных установок напряжением до 1000 В к перегрузке по току трансформаторов цеховой подстанции и кабелей.

На предприятиях, на которых электрические часы отсутствуют, для регулирования мощности конденсаторных установок по времени суток может

быть применен командный электропневматический прибор типа КЭП-12У с программным включением и отключением электрических или пневматических цепей, число которых может достигать до двенадцати.

Достоинством регулирования по времени суток является не только простая схема, но и возможность получения эффекта при минимальном количестве включений и отключений выключателя каждой конденсаторной установки. Это обстоятельство является весьма важным при выборе параметров регулирования установок напряжением выше 1000 В, так как число операций выключателями напряжением 6-10 кВ и выше ограничено.

Регулирование мощности конденсаторных установок по напряжению целесообразно в тех случаях, когда режим напряжения определяется в основном только режимом реактивных нагрузок. В большинстве случаев это возможно тогда, когда конденсаторные установки подключаются к сети, питающейся от нерегулируемого трансформатора. В этом случае требования к регулированию напряжения и реактивной мощности полностью совпадают, так как рост реактивной нагрузки приводит к понижению напряжения и, наоборот, понижение реактивной нагрузки вызывает повышение напряжения.

Если же конденсаторная установка подключена к сети, питающейся от трансформатора с РПН или от генераторных шин электростанции, на которых осуществляется встречное регулирование напряжения*, то при максимальных нагрузках напряжение в месте

*) Встречным называется такое регулирование напряжения, при котором при повышении нагрузки напряжение на шинах центра питания также повышается, а при снижении нагрузки — понижается. Обычно при максимальных нагрузках напряжение при встречном регулировании поддерживается на уровне 105% (иногда 110%) номинального, а при снижении нагрузки до 30% максимальной — на номинальном уровне.

присоединения конденсаторной установки будет повышенным, а при минимальных – пониженным. Повышение напряжения явится сигналом к отключению конденсаторов, а понижение – к их включению, хотя режим нагрузки требует как раз обратных действий (если напряжение в месте присоединения конденсаторов не выходит при этом за допустимые пределы).

Регулирование по току нагрузки целесообразно в том случае, когда по своему характеру графики активных и реактивных нагрузок совпадают.

Регулирование по величине и направлению реактивной мощности следует применять тогда, когда характеры этих графиков друг от друга отличаются, а выдачу реактивной мощности в сеть энергосистемы необходимо ограничить. Применение этих параметров регулирования допустимо в тех случаях, когда режимы полной или реактивной нагрузок отражают режим напряжения в сети.

Так как регулирование источников реактивной мощности должно обеспечивать одновременно и наиболее экономичный режим работы сети и поддержание необходимого режима напряжения в сети, то очень часто наиболее целесообразным является регулирование по нескольким параметрам. Схемы, с помощью которых осуществляется такое регулирование, могут быть выполнены как для одноступенчатого, так и для многоступенчатого регулирования.

Для одноступенчатого регулирования наиболее приемлемыми являются схемы регулирования по времени суток с коррекцией: по напряжению; по напряжению и направлению реактивной мощности; по току нагрузки; по режиму работы технологического оборудования. Выбор корректирующего параметра в каждом отдельном случае производится исходя из конкретных условий.

Одним из наиболее распространенных устройств для многоступенчатого регулирования мощности конденсаторных батарей по одному или нескольким

параметрам является устройство типа АРКОН, выпускаемое Рижским опытным заводом Главлатвэнерго. В этом устройстве предусмотрена возможность регулирования либо только по напряжению, либо по напряжению с коррекцией по току нагрузки и углу между ними. В первом случае контроль осуществляется по одному из фазных или линейных

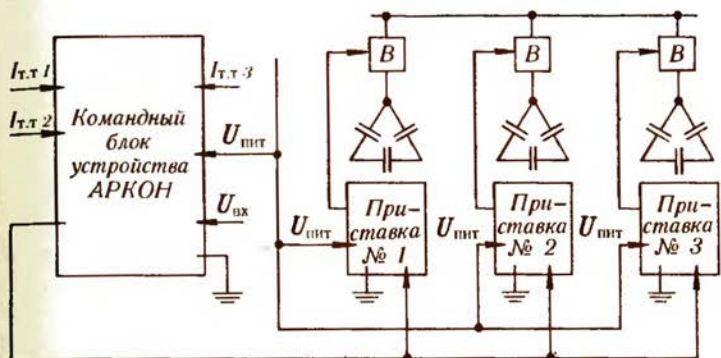


Рис. 21. Структурная схема подключения регулятора АРКОН

напряжений, а во втором – по одному из фазных или линейных напряжений и току свободной фазы.

Номинальные входные напряжения регулятора типа АРКОН – 100, 220 и 380 В, что позволяет применять его для регулирования мощности батарей напряжением до и выше 1000 В. (При напряжениях 220 и 380 В цепи напряжения регулятора присоединяются непосредственно к сети, при напряжениях выше 1000 В – через трансформатор напряжения.)

Регулятор, структурная схема которого приведена на рис. 21, состоит из двух частей: командного блока и программного блока, представляющего собой набор приставок.

Командный блок представляет собой электронное устройство, на вход которого подаются напряжение

сети и ток нагрузки. В этом блоке имеется два измерительных органа напряжения с различными уставками: уставка одного органа соответствует наибольшей допустимой величине напряжения в сети, а другого — наименьшей. От первого измерительного органа поступает команда на отключение секций конденсаторной установки, а от второго — на включение. Выполнение команд осуществляется с выдержкой времени от 1 до 3 мин. Разность между уставками первого и второго измерительных органов называется зоной нечувствительности регулятора. Если напряжение в сети изменяется в пределах зоны нечувствительности регулятора, то никаких команд от измерительных органов напряжения не поступает.

Для осуществления коррекции по току между измерительными органами и зажимами, к которым подводится напряжение сети, включено сопротивление токовой коррекции. На это сопротивление подается ток от промежуточного трансформатора тока, подключаемого к вторичной обмотке другого трансформатора тока, первичная обмотка которого включена непосредственно в сеть. Номинальный ток коррекции — 2,5; 3,75 и 5 А. На измерительные органы подается уже не просто напряжение сети, а геометрическая сумма напряжения сети и падения напряжения на сопротивлении токовой коррекции, причем схема выполнена так, что увеличение тока нагрузки приводит к снижению напряжения, подводимого к измерительным органам, и наоборот. В этом случае регулятор типа АРКОН реагирует как на изменение напряжения в сети, так и на изменение тока нагрузки, причем чем больше величина сопротивления токовой коррекции, тем в большей степени на работу регуляторов влияет ток нагрузки. В зависимости от конкретных условий регулятор может быть настроен таким образом, чтобы определяющим был любой из параметров — либо напряжение, либо ток нагрузки. В случае если напряжение в сети

выходит за допустимые пределы, применение токовой коррекции является нецелесообразным.

От командного блока команды на отключение и включение поступают на программный блок (приставка), подающий сигнал непосредственно на коммутирующую аппаратуру. Путем соответствующего соединения приставок возможен выбор программы многоступенчатого регулирования в зависимости от соотношения между мощностями каждой секции. Максимальное число ступеней регулирования устройством АРКОН – пятнадцать. Поэтому при равенстве мощностей отдельных секций возможно присоединение не более 15 приставок, а при их соотношении 1:2:4:8 – не более четырех.

Устройство АРКОН может применяться и для форсированного включения секций конденсаторной установки при уменьшении напряжения ниже заданного уровня. Уставка на форсированное включение регулируется в пределах 70–90% напряжения уставки на отключение. Уставка на отключение регулируется ступенями через 1% в пределах от 0,9 до 1,1 номинального напряжения, а уставка на включение – в пределах 0,94–0,995 напряжения уставки на отключение, что означает регулировку ширины зоны нечувствительности в пределах от 0,5 до 6% напряжения уставки на отключение. Коэффициент возврата на каждой уставке равен 1. Максимальное напряжение на сопротивлении токовой коррекции при токе 5 А – не менее 25% номинального напряжения. Устройство надежно работает при изменении напряжения питания в пределах от 85 до 120% номинального напряжения. Измерительные органы реагируют на амплитудные значения напряжения. В сетях с несинусоидальным напряжением подключение измерительных цепей АРКОН должно производиться через фильтры.

Устройство АРКОН выполнено как щитовой прибор и устанавливается непосредственно на кон-

струкции конденсаторной установки. Масса командного блока 10 кг, приставки – 4 кг. Габаритные размеры командного блока и приставки приведены на рис. 22.

На промышленных предприятиях установлено значительное количество конденсаторных батарей, мощность которых регулируется в зависимости от

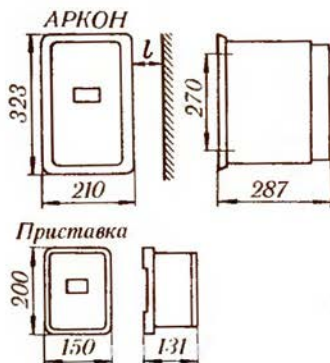


Рис. 22. Габариты командного блока и приставки устройства АРКОН
 $l_{\text{min}} = 80 \text{ мм}$

величины $\cos \varphi$. При этом среди энергетиков распространено мнение, что регулирование мощности конденсаторных установок по этому параметру является наиболее эффективным. Такое мнение следует считать глубоко ошибочным. Регулирование по такому параметру в ряде случаев может приводить не к улучшению, а к ухудшению режима реактивной мощности и напряжения в сети.

Чтобы пояснить это, рассмотрим несколько возможных случаев. Пусть активная нагрузка в сети возрастает, а реактивная остается неизменной; $\cos \varphi$ также будет возрастать и на каком-то этапе превзойдет уставку регулятора на отключение. С ростом активной нагрузки уменьшится напряжение (в связи с ростом потери напряжения в сети), однако регулятор сработает, в результате чего реактивная мощность, выдаваемая компенсирующими

устройствами, уменьшится и напряжение понизится еще больше. Может быть также случай, когда активная и реактивная нагрузки снижаются почти одинаково и величина $\cos \varphi$ остается в пределах зоны нечувствительности регулятора. Если при этом реактивная нагрузка станет меньше, чем реактивная мощность, генерируемая конденсаторами, то потери мощности в сетях возрастут, а напряжение повысится и может достигнуть недопустимых значений. Возможен и третий случай, когда активная нагрузка снижается, а реактивная остается неизменной. Величина $\cos \varphi$ при этом также будет снижаться. Если она выйдет за нижний предел зоны нечувствительности регулятора, то произойдет включение дополнительной компенсирующей мощности. При этом опять-таки возможна перекompенсация.

Как параметр регулирования $\cos \varphi$ может быть использован главным образом для установок напряжением до 1000 В, когда требуется полная компенсация реактивных нагрузок на этом напряжении, т. е. при уставке $\cos \varphi = 1$. Так как при этом все же не будет непосредственно учтен режим напряжения в сети, то в этом случае целесообразно сочетать регулирование по $\cos \varphi$ с регулированием по напряжению.

Для всех систем регулирования мощности конденсаторных установок независимо от того, по каким параметрам это регулирование производится, существует одно общее требование: необходимо, чтобы включение конденсаторной установки после ее отключения происходило с обязательной выдержкой времени не менее 2-3 мин для разрядки конденсаторов.

Параметры, по которым осуществляется регулирование реактивной мощности синхронных двигателей, аналогичны параметрам, по которым регулируется мощность конденсаторных установок. Изменение этих параметров воспринимается автоматическими

регуляторами возбуждения синхронных двигателей. При регулировании тока возбуждения синхронных двигателей на его величину накладывается два ограничения: а) ток возбуждения не должен длительно превосходить верхний допустимый предел во избежание нарушения теплового режима двигателя; б) ток возбуждения не должен быть меньше нижнего предельного значения с целью сохранения устойчивости работы двигателя (во избежание выпадения его из синхронизма).

Важной особенностью автоматического регулирования возбуждения синхронных двигателей является то, что общее быстродействие регулирования определяется в основном постоянной времени обмотки возбуждения двигателя, так как постоянные времени возбудителя современного регулятора весьма малы. При быстродействующих тиристорных регуляторах возбуждения изменение реактивной мощности синхронных двигателей осуществляется почти мгновенно, в связи с чем могут применяться регуляторы как при плавном—постепенном изменении реактивных нагрузок в сети, так и при резком, скачкообразном их изменении. Последняя особенность весьма важна для сетей, от которых питается резкопеременная нагрузка.

6. УСТАНОВКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Включение в эксплуатацию конденсаторных батарей допускается только с разрешения энергоснабжающей организации. При получении конденсаторных установок заказчик должен проверить их внешнее состояние. Особое внимание при этом следует уделить конденсаторам. Необходимо проверить исправность их корпусов, изоляторов контактных стержней, болтов для заземления, отсутствие течи пропиточной жидкости и соответствие комплектности полученного оборудования опси.

Размещение и защита конденсаторных установок должны соответствовать "Правилам устройства электроустановок" (ПУЭ).

Конденсаторные установки*) с общим количеством масла в одной установке более 600 кг должны быть расположены в отдельном помещении с выходом наружу или в общее помещение. При этом помещения, в которых располагаются конденсаторные установки, должны быть I и II степени огнестойкости по противопожарным требованиям.

Конденсаторные установки с общим количеством масла до 600 кг в каждой могут размещаться в помещениях для щитов управления и распределительных устройств напряжением до и выше 1000 В, а также в основных и вспомогательных производственных помещениях, относящихся к категориям Г и Д согласно противопожарным нормам и правилам.

Следует обратить особое внимание на то, что установка конденсаторов не допускается в помещениях сырых, пыльных, пожароопасных, взрывоопасных, подверженных длительному сотрясению, в помещениях с едкими парами и газами, а также в горячих цехах.

При расположении конденсаторной установки напряжением выше 1000 В с общим количеством масла более 600 кг внутри помещений под ней должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на 20% общего количества масла во всех конденсаторах, с отводом масла в дренажную систему. При наружной установке устройство маслоприемников под конденсаторами не требуется.

Определение общей массы масла производится по каталожным данным на конденсаторы или конденсаторные установки, в которых указывается общая масса масла, и в том числе масса так называемого свободного масла, т. е. масла, которое не впиталось в изоляционный материал конденсаторов и находится в свободном состоянии в баках конденсаторов. При отсутствии каталожных данных общую массу масла можно определить из расчета 0,7 кг на 1 квар установленной мощности конденсаторов, а массу свободного масла — из расчета 0,4 кг на 1 квар.

*) Конденсаторной установкой называется электроустановка, состоящая из конденсаторов и относящегося к ней вспомогательного электрооборудования (выключатели, разъединители, разрядные сопротивления и т. п.). Конденсаторная установка может состоять из одной или нескольких конденсаторных батарей или одного или нескольких отдельно установленных конденсаторов, присоединенных к сборным шинам через отдельные коммутационные аппараты.

Конденсаторы, предназначенные для внутренней установки, могут быть использованы для наружной установки в стационарных или передвижных металлических шкафах.

Температура воздуха, окружающего конденсатор, должна находиться в пределах допустимого диапазона температур, установленного ГОСТ или ТУ для конденсаторов соответствующего типа. Чтобы следить за температурой в помещении для батареи, следует устанавливать термометр.

Помещение для конденсаторной батареи или шкафы должны иметь отдельную систему естественной вентиляции. Устройство вентиляционных отверстий, закрытых жалюзи, является в связи с этим обязательным во всех случаях. Размеры живых сечений этих отверстий приведены в табл. 3. Строительные сечения отверстий, закрываемых жалюзи, следует брать больше живых сечений и в зависимости от толщины полос жалюзи (обычно вдвое больше). Если естественная вентиляция уже не обеспечивает снижения температуры воздуха в помещении до наибольшего допустимого значения, необходимо применять искусственную вентиляцию, включаемую по мере необходимости.

Таблица 3

Отверстие	Живое сечение отверстия, м ² при мощности батареи, квар							
	100	200	300	400	500	600	700	800
Нижнее	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
Верхнее	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6

Помещение для батареи конденсаторов по возможности располагается с северной стороны. Устройство отопления для этого помещения не нужно. Естественное освещение для него также не требуется. Искусственное освещение помещений для батарей осуществляется при помощи нормальных светильников, применяемых для закрытых помещений; для ремонтного освещения необходимо иметь штепсельные розетки, питающиеся от трансформаторов напряжением 12 В.

В помещении для конденсаторов напряжением более 1 кВ устанавливают сетчатые ограждения, обеспечивающие невозможность прикосновения ко всем элементам оборудования, находящимся под напряжением. Одним из важных средств безопасности является блокировка, которую устраивают между выключателем и разъединителем, а также на выключателе или

разъединителе между выключателем и кабельной перемычкой к батарее с действием на замок двери в сетчатом ограждении в помещении для батарей. Блокировка должна быть устроена таким образом, чтобы двери сетчатых ограждений нельзя было открыть при включенном выключателе и нельзя было включить выключатель при открытых дверях.

У входа в помещение для конденсаторов напряжением выше 1 кВ устанавливается лампа безопасности, включающаяся во всех случаях при отключенном выключателе. Кожухи конденсаторов, металлические конструкции, на которых они стоят, сетчатые ограждения, неотоковедущие части аппаратов и приборов, расположенные в помещении для батарей, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением при повреждениях установки, должны быть присоединены к сети защитного заземления. Присоединение сети заземления помещения для батарей к общему контуру защитного заземления подстанции или цеха производится не менее чем в двух точках. В этом же помещении устанавливаются зажимы для присоединения переносных заземляющих устройств.

Общий порядок сдачи и приемки в эксплуатацию конденсаторной установки должен соответствовать ПУЭ, "Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" и "Инструкции по эксплуатации конденсаторов для повышения коэффициента мощности электроустановок переменного тока частоты 50 Гц". При сдаче конденсаторной установки в эксплуатацию должны быть предъявлены акт о наружном осмотре конденсаторов, принципиальная однолинейная схема установки, список конденсаторов с указанием порядкового номера в установке, заводского номера, года изготовления, числа фаз, номинальной мощности и емкости каждого конденсатора и батареи в целом, протоколы испытаний релейной защиты и пусковых испытаний установок.

Новые конденсаторы перед вводом их в эксплуатацию на месте установки должны испытываться в течение 1 мин повышенным напряжением. Перед испытанием производится проверка мегомметром на напряжение 2500 В отсутствия замыкания между выводами и корпусом каждого конденсатора.

Ниже указаны величины испытательных напряжений промышленной частоты для испытания конденсаторов:

Номинальное напряжение конденса-

торов, кВ 0,22 0,38 1,05 3,15 6,3 10,5

Испытательное на- пряжение между обкладками, кВ	0,42	0,72	2,0	5,9	11,8	20
Испытательное на- пряжение при испытаниях на корпус, кВ	2,1	2,1	4,3	15,8	22,3	30

При отсутствии источников тока достаточной мощности испытания переменным током могут быть заменены испытанием выпрямленным напряжением удвоенной величины.

Перед первым включением батареи производится внешний осмотр всех контактных соединений; проверяется мегомметром исправность цепи разряда батареи, а также целостность плавких вставок предохранителей. Кроме того, измеряется емкость каждого конденсатора с целью выявления конденсаторов с пробитыми или отключенными секциями. При этом конденсаторы напряжением выше 1000 В, у которых отклонения емкости от номинального значения превышают +33% при напряжении 3150 В, +16% при напряжении 6300 В и +9% при 10500 В, не должны допускаться к эксплуатации.

Отклонения от паспортных данных измеренной емкости однофазного конденсатора или каждой фазы трехфазного конденсатора при напряжении до 1000 В должно быть не более $\pm 10\%$. При этом для трехфазных конденсаторов паспортные данные вычисляются для одной фазы.

Перед вводом батареи конденсаторов в эксплуатацию производится проверка равномерности распределения нагрузки всех трех фаз. Равномерность нагрузки определяется показанием трех амперметров. Токи в различных фазах батареи не должны отличаться друг от друга более чем на 5%.

После проверки готовности конденсаторной установки к включению производится ее проверка в следующей последовательности. Батарея кратковременно включается на полное рабочее напряжение. Включение производится три раза толчком, причем всякий раз батарея остается под напряжением в течение нескольких минут.

Для обеспечения полного разряда повторное включение производится не ранее чем через 3 мин после отключения. Если к батарее и на ее питающей линии не наблюдается никаких ненормальных явлений, ее оставляют под напряжением на 24 ч. За это время также не должно быть никаких нарушений нормального режима (шума в конденсаторах, вспучивания конденсаторных блоков, недопустимого повышения температуры окружающей среды и пр.).

Затем после отключения батареи конденсаторов производится контрольный разряд каждого конденсатора с помощью специального разрядного устройства, проверяется целостность плавких вставок предохранителей, повторно измеряется емкость конденсаторов.

В помещении для конденсаторной батареи должны находиться: а) принципиальная однолинейная схема установки конденсаторов с указанием номинального тока плавких вставок предохранителей, защищающих отдельные конденсаторы, часть или всю конденсаторную установку, а также тока уставок реле максимального тока в случае применения защитного реле; б) термометр для измерения температуры окружающего воздуха; в) разрядная штанга для контрольного разряда конденсаторов; г) противопожарные средства — огнетушитель, ящик с песком и совком.

В процессе эксплуатации надзор за работой конденсаторной батареи в основном сводится к наблюдению за приборами в цепи батареи (амперметры, вольтметры), периодическому наружному осмотру конденсаторов через сетчатое ограждение, контролю за температурой помещения.

При обнаружении в конденсаторах ненормальных явлений (шум, вытекание масла, вспучивание бака), перегорании плавких вставок, повышении напряжения свыше 110% номинального, а также при неравномерности показаний амперметров или при температуре воздуха помещения выше допустимой для данного типа конденсаторы должны немедленно отключаться от сети.

При внеочередной проверке батареи конденсаторов, находящейся в эксплуатации, производятся все операции, перечисленные для случая ввода в эксплуатацию (кроме испытания повышенным напряжением). Такая проверка необходима: а) перед включением батареи в эксплуатацию после аварийного отключения выключателя батареи, если внешним осмотром не обнаружено поврежденных конденсаторов и не выяснена причина отключения при осмотре и измерении параметров изоляции остальных элементов, имеющих общую с батареей защиту (разрядное сопротивление, кабельная перемычка и др.); б) перед включением батареи после длительного перерыва.

Испытание отдельных конденсаторов батареи производится в следующих случаях: при обнаружении во время осмотра конденсаторов, ремонта или чистки батареи дефектов в виде следов прохождения тока замыкания на землю, признаков нагрева и т. д.; перед установкой резервного конденсатора взамен вышедшего.

При периодических проверках конденсаторов, находящихся в эксплуатации, необходимо немедленно после отключения

батареи от сети и разряда конденсаторов проверить у наиболее нагретых конденсаторов при помощи термометра температуру широкой стенки конденсатора. Если эта температура превышает наивысшую допустимую температуру для данного типа, конденсатор должен быть снят с эксплуатации. В этом случае после проверки температуры необходимо измерить емкость конденсаторов и проверить отсутствие подтеков масла.

Целость плавких вставок предохранителей, а также целостность цепи разрядных сопротивлений и исправность их должны проверяться не реже одного раза в месяц. Все обнаруженные при осмотре неисправности и самый факт осмотра должны быть записаны в журнале эксплуатации.

Измерение электрической емкости может производиться микрофарадометром, который непосредственно указывает величину емкости, или при помощи прецизионного вольтметра на напряжение 220 или 120 В и миллиамперметра.

7. КОНТРОЛЬ РЕЖИМА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТЯХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

"Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях" предусматривают контроль следующих показателей режима реактивной мощности: а) наибольшей реактивной мощности, потребляемой за получасовой период в режиме наибольшей активной нагрузки электросистемы; б) "реактивной энергии", выданной в сеть энергосистемы за период ночного провала графика активной нагрузки энергосистемы.

Периоды наибольшей активной нагрузки энергосистемы и ночного провала графика ее нагрузок должны указываться энергоснабжающей организацией в договоре на отпуск электроэнергии потребителю.

Контроль осуществляется энергоснабжающими организациями и Госэнергонадзором.

Для контроля наибольшей получасовой реактивной нагрузки потребителя в периоды максимальной

активной нагрузки энергосистемы используются реактивные счетчики с указателями 30-минутного максимума, включаемые с помощью реле времени. В случае отсутствия таких счетчиков и реле времени для их включения контроль осуществляется с помощью обычных реактивных счетчиков, показания которых записываются через каждые 30 мин в часы наибольшей нагрузки энергосистемы.

Для контроля "реактивной энергии", выдаваемой потребителем в сеть энергосистемы, используются реактивные счетчики со стопором, реагирующие на направление потока реактивной мощности. Эти счетчики работают только в часы суточного ночного провала активной нагрузки энергосистемы, притом только тогда, когда поток реактивной мощности направлен от потребителя в энергосистему. В случае отсутствия таких счетчиков контроль может осуществляться с помощью обычных счетчиков — путем записи их показаний в начале и конце суточного ночного провала.

Для контроля используются реактивные счетчики коммерческого (расчетного) учета* электроэнергии. Счетчики коммерческого учета должны устанавливаться, как правило, на границе раздела сетей энергоснабжающей организации и предприятия, указанной в договоре на отпуск электроэнергии. В случае отсутствия у потребителя измерительных трансформаторов необходимого класса точности на стороне высшего напряжения допускается установка счетчиков коммерческого учета на вторичной стороне трансформаторов подстанции потребителя. Необходимый класс точности измерительных трансформаторов зависит от мощности трансформаторов главной понизительной подстанции и должен соответствовать

* Коммерческим или расчетным называют учет электроэнергии, служащий для денежных расчетов потребителя с энергоснабжающей организацией.

tg φ _н	Скидки и на						
	tg φ _с						
	0	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30
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
0,25	-1	-1	-2	-3	-4	-6	-3
0,30	0	0	-1	-1	-2	-4	-5
0,35	1	1	0	0	-1	-2	-3
0,40	2	2	1	1	0	0	-1
0,45	3	3	2	2	1	1	0
0,50	4	4	3	3	2	2	1
0,55	6	6	4	4	4	3	2
0,60	8	8	6	6	5	5	3
0,65	10	10	8	8	7	7	5
0,70	13	13	11	11	10	9	7
0,75	16	16	14	14	13	12	10
0,80	20	20	17	17	16	14	12
0,85	23	23	21	21	20	18	15
0,90	26	26	25	25	24	22	19
0,95	30	30	30	30	30	25	24
1,00	34	34	34	34	34	32	30

требованиям действующих правил технической эксплуатации энергоустановок потребителей.

Для экономического стимулирования потребителей к проведению мероприятий по компенсации реактивной мощности применяются скидки с тарифа

Таблица 4

дбавки, %									
0,35	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80
-1									
-2									
-3	-1								
-5	-3	-1							
-3	-5	-3	-1						
-1	-3	-5	-2	-1					
0	-1	-3	-4	-2					
1	0	-1	-2	-4	-1				
2	1	0	0	-2	-3	-1			
4	2	1	1	0	-1	-3	-1		
6	4	3	2	1	0	-1	-2	-1	
8	7	5	3	2	1	0	-1	-2	
11	9	7	5	3	2	1	0	-1	-1
14	13	9	8	5	3	2	1	0	0
17	16	12	11	8	5	4	2	1	1
21	20	16	14	11	8	6	4	3	2
25	23	21	20	14	13	12	7	5	4

на электрическую энергию и надбавки к нему. Шкала скидок и надбавок (в %) за компенсацию реактивной мощности в электроустановках потребителей, действующая с 1 января 1975 г., приведена в табл. 4. Значения скидок указаны со знаком минус.

Скидки и надбавки определяются по этой таблице в зависимости от того, насколько точно предприятие выполняет требования энергосистемы к величине реактивной нагрузки в часы максимума активной нагрузки энергосистемы. Непосредственными показателями этого являются коэффициенты реактивной мощности: оптимальный $\operatorname{tg} \varphi_0$ и фактический $\operatorname{tg} \varphi_m$

$$\operatorname{tg} \varphi_0 = Q_0/P_m \text{ и } \operatorname{tg} \varphi_m = Q_m/P_m,$$

где P_m — заявленная потребителем мощность в часы максимума энергосистемы и зафиксированная в договоре на пользование электроэнергией, кВт; Q_0 — оптимальная реактивная нагрузка потребителя в часы максимума энергосистемы, обусловленная договором на пользование электроэнергией, квар; Q_m — фактическая наибольшая получасовая реактивная нагрузка потребителя в часы максимума энергосистемы, квар.

Шкала скидок и надбавок применяется к промышленным и приравненным к ним потребителям, а также к железнодорожному и городскому электрифицированному транспорту, рассчитывающимся за электроэнергию как по двухставочному, так и по одноставочному тарифу. При оплате электроэнергии по двухставочному тарифу скидки и надбавки вычисляются исходя из основной и дополнительной ставок.

8. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Критерием экономичности при проведении мероприятий по компенсации реактивной мощности является минимум приведенных затрат.

Величина приведенных затрат при единовременных капитальных вложениях и постоянных ежегодных издержках определяется суммой:

$$Z = E_n K + I, \quad (18)$$

где K - капитальные вложения в сооружение объекта, руб;
 E_n - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год; I - ежегодные издержки на эксплуатацию объекта, руб/год.

Ежегодные издержки I состоят из отчислений на амортизацию, расходов на обслуживание и текущий ремонт, а также затрат на оплату потерь электроэнергии.

Отчисления на амортизацию и расходы на обслуживание и текущий ремонт могут быть выражены в виде долей от капитальных вложений. Тогда общие ежегодные отчисления от капитальных вложений E могут быть представлены суммой:

$$E = E_n + E_a + E_o, \quad (19)$$

где E_a - нормированный коэффициент отчислений на амортизацию; E_o - коэффициент отчислений на обслуживание и текущий ремонт.

С учетом этого выражение приведенных затрат приобретает вид:

$$Z = EK + C. \quad (20)$$

где C - затраты на покрытие потерь электроэнергии и активной мощности в элементах электрической сети и источниках реактивной мощности, руб/год.

В тех случаях, когда величины отчислений от капитальных вложений в отдельные элементы сооружаемого объекта различны, приведенные затраты

$$Z = \sum_{l=1}^n E_l K_l + C, \quad (21)$$

где n — число элементов, имеющих различную величину отчислений от капитальных вложений.

На практике во многих случаях сооружение объектов (в том числе и систем электроснабжения крупных промышленных предприятий) осуществляется по этапам. При этом величина затрат из года в год будет меняться до тех пор, пока объект не будет полностью введен в эксплуатацию. Для таких объектов необходимо вычислять затраты за весь период сооружения (развития), приводя их к какому-то одному году. Чаще всего затраты приводятся либо к году окончания строительства, либо к году начала его. При приведении затрат к начальному году строительства приведенные затраты за весь период сооружения (развития) T лет

$$Z = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^n E_i K_{i,t} + C_t \right) V^t, \quad (22)$$

где $t = 0, \dots, T$ — промежуток времени в годах от начала строительства; $V = \frac{1}{1+0,08} = 0,962$ — коэффициент приведения разновременных затрат.

При определении величины приведенных затрат на компенсацию учитывают: а) затраты на установку компенсирующих устройств и дополнительного оборудования (коммутационные аппараты, регулирующие устройства и т. п.); б) снижение стоимости оборудования трансформаторных подстанций и стоимости сооружения питающей и распределительной сетей, вызванное уменьшением токовых нагрузок; в) снижение потерь электроэнергии в питающей и распределительной сетях; г) снижение установленной мощности электростанций, вызываемое уменьшением потерь активной мощности.

В тех случаях, когда возможно оценить экономический эффект от улучшения режима напряжения в сетях после проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности, он также должен быть учтен в выражении приведенных затрат.

Затраты на компенсацию реактивной мощности (установку компенсирующих устройств) в общем случае определяются по формуле:

$$Z = Z_0 + Z_1 Q_k + Z_2 Q_k^2, \quad (23)$$

где Q_k — реактивная мощность компенсирующей установки, Мвар; Z_0 — постоянная составляющая затрат, не зависящая от реактивной мощности установки, руб/год; Z_1 — удель-

ные затраты на 1 Мвар реактивной мощности установки, руб/(Мвар·год); Z_2 - удельные затраты на 1 Мвар² реактивной мощности установки, руб/(Мвар²·год).

Расчетные выражения для определения Z_0 , Z_1 и Z_2 для различных источников реактивной мощности приведены в табл. 5. В этих выражениях: K_p - стоимость регулятора возбуждения СД или регулятора мощности БК, руб; E_p - величина суммарных отчислений от K_p ; C_0 - стоимость потерь, руб/кВт; формула и методика определения C_0 приведены в "Указаниях по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях"; D_1, D_2 - постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя (генератора),

Таблица 5

Источник реактивной мощности	Z_0	Z_1	Z_2
Воздушные и кабельные линии	0	0	0
Синхронные двигатели (СД)	$E_p N K_p$ (для практических расчетов можно принимать равным нулю)	$C_0 \left(\frac{D_1}{Q_{ном}} + \frac{2D_2 Q_{пр}}{Q_{ном}^2 N} \right)$	$C_0 \frac{D^2}{Q_{ном}^2 N}$
Генераторы электростанций (СГ)	0	$C_0 \left(\frac{D_1}{Q_{ном}} + \frac{2D_2 Q_{пр}}{Q_{ном}^2 N} \right)$	$C_0 \frac{D_2}{Q_{ном}^2 N}$
Батареи конденсаторов поперечного включения (БК)	$E K_0 + E_p K_p$	$E K_y \left(\frac{\dot{U}_{б.к}}{\dot{U}} \right)^2 + C_0 p_{б.к}$	0
Синхронные компенсаторы (СК)	0	$\frac{E K_{с.к}}{Q_{ном}} + C_{00} \frac{\Delta P_0}{Q_{ном}} + 2C_{ом} \frac{\Delta P_M Q_{пр}}{Q_{ном}^2}$	$C_{ом} = \frac{\Delta P_M}{Q_{ном}^2}$

кВт; значения D_1 и D_2 для двигателей и генераторов различных типов, мощностей и частот вращения приведены в "Указаниях по компенсации реактивной мощности"; $Q_{ном}$ - номинальная реактивная мощность одного СД, СК или СГ, Мвар; N - количество однотипных двигателей (генераторов); $Q_{гр}$ - реактивная мощность, генерируемая группой однотипных двигателей, генераторов или синхронных компенсаторов для всех потребителей, кроме рассматриваемого, Мвар; K_0 - стоимость вводного устройства для присоединения к сети БК, руб; K_y - удельная стоимость БК, руб/Мвар; $K_{с.к}$ - полная стоимость установки синхронного компенсатора; руб; E - величина суммарных отчислений от K_0 , K_y и $K_{с.к}$; $\hat{U}_{в.к}$ - отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети, равное 1 для БК напряжением до 1000 В и 1,05 для БК напряжением 6-10 кВ; \hat{U} - относительная величина напряжения сети в пункте присоединения БК; $P_{0.к}$ - удельные потери активной мощности в конденсаторах, кВт/Мвар; ΔP_0 - номинальные потери холостого хода синхронного компенсатора, кВт; $\Delta P_{к}$ - номинальные потери короткого замыкания синхронного компенсатора, кВт; C_{00} - стоимость потерь холостого хода СК, руб/кВт, определяемая аналогично C_0 , но для числа часов потерь, равного числу часов работы СК в году; $C_{0м}$ - стоимость потерь короткого замыкания СК, руб/кВт, определяемая аналогично C_0 .

Затраты на передачу по сети реактивной мощности Q также определяются по формуле, аналогичной (23), в которой

$$\left. \begin{aligned} 3_0 &= 3_{0п} = 3_E; \\ 3_1 &= 3_{1п} = 2C_0 a M; \\ 3_2 &= 3_{2п} = C_0 a R. \end{aligned} \right\} \quad (24)$$

Входящая в выражение (24) величина 3_E представляет собой сумму затрат на реконструкцию сети, обусловленную передачей по ней реактивной мощности Q (увеличение числа или мощности трансформаторов, числа или сечений линии и т.п.), а параметры a , M и R определяются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} a &= \frac{1000}{U_{ном}^2} \quad (\text{кВ}^{-2}); \\ M &= \sum_{i=1}^n Q_{гр i} r_i \quad (\text{Мвар} \cdot \text{Ом}); \\ R &= \sum_{i=1}^n r_i \quad (\text{Ом}), \end{aligned} \right\} \quad (25)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение сети в месте присоединений реактивной нагрузки Q ; n - количество прочих потребителей реактивной мощности, присоединенных ответвлениями к рассматриваемой сети от узла нагрузки до точки присоединения нагрузки Q ; $Q_{пр i}$ - реактивная нагрузка i -го присоединения, Мвар; r_i - сопротивление i -го участка сети (между $i = 1$ и i -м присоединениями), приведенное к напряжению $U_{ном}$, Ом; R - сопротивление сети от узла нагрузки до места присоединения нагрузки Q , приведенное к напряжению $U_{ном}$, Ом.

Если передача реактивной мощности Q осуществляется по линии без ответвлений, то $M = 0$ и

$$Z_n = Z_{он} + Z_{зн} = Z_E + C_0 a. \quad (26)$$

Затраты на выработку в энергосистеме и передачу реактивной мощности в рассматриваемый узел нагрузки, к которому присоединяется распределительная сеть, определяются выражением:

$$Z_s = C_0 \left(\sigma_0 Q + \frac{\delta}{2} Q^2 \right), \quad (27)$$

причем энергосистема, от которой будет питаться проектируемая электроустановка, должна задавать значения коэффициентов σ_0 и δ проектной организации.

Приведенные выше выражения являются исходными при решении задач выбора типа, места установки и режима работы компенсирующих устройств.

В эксплуатационной практике часто возникает необходимость в присоединении к действующим сетям дополнительных электрических нагрузок. Иногда эта задача может быть решена только двумя путями: либо путем увеличения трансформаторной мощности (числа или мощности трансформаторов); либо путем разгрузки трансформаторов за счет дополнительной компенсации реактивной мощности на стороне вторичного напряжения трансформаторов. Предпочтение при решении этой задачи следует отдать тому пути, который требует наименьших приведенных затрат.

Рассмотрим решение этой задачи на следующем примере. Пусть имеется цех, питающийся от шести трансформаторов по 1000 кВ·А каждый, загруженных на 70%. Активная нагрузка составляет 3600 кВт, реактивная - 2160 квар. Реактивная нагрузка цеха питается от четырех синхронных двигателей типа СДН, присоединенных к шинам 10 кВ распределительного пункта (РП), к которым присоединены и цеховые трансформаторы. Мощность каждого двигателя

4000 кВт, частота вращения 1000 об/мин, коэффициент загрузки 0,8. Суммарное потребление реактивной мощности от этих синхронных двигателей прочими нагрузками 3000 квар. Необходимо присоединить дополнительную нагрузку 1400 кВ·А (600 кВт, 1260 квар). Из соображений надежности электро-снабжения нагрузка установленных трансформаторов не может быть повышена. Заменить установленные трансформаторы более мощными также не представляется возможным.

Задача может быть решена путем установки двух дополнительных трансформаторов мощностью 1000 кВ·А каждый или установки статических конденсаторов суммарной мощностью $2160 + 1260 = 3420$ квар.

Стоимость установки БК на напряжении 380 В $K_y = 12$ руб/квар, стоимость установки двух однотрансформаторных подстанций 1000 кВ·А $K_1 = 34000$ руб, стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 50$ руб/кВт, суммарный коэффициент отчислений от капитальных вложений $E = 0,223$.

Затраты при варианте установки дополнительных трансформаторов составят

$$Z_1 = Z_T + Z_{к.с.д.}$$

где Z_T - затраты на установку и эксплуатацию двух дополнительных трансформаторов, руб; $Z_{к.с.д.}$ - затраты на выработку реактивной мощности синхронными двигателями.

Величина Z_T определяется по формуле:

$$Z_T = EK_T + C_0 \Delta P_T,$$

в которой потери активной мощности в трансформаторах могут быть приближенно определены как

$$\Delta P_T \approx 0,02 S_{нагр},$$

где $S_{нагр}$ - нагрузка сети напряжением 380/220 В.

Тогда $Z_T = EK_T + 0,02 C_0 S_{нагр} = 0,223 \cdot 34000 + 0,02 \cdot 50 \cdot 1400 = 9000$ руб/год. Затраты на выработку реактивной мощности синхронными двигателями

$$Z_{к.с.д.} = C_0 \left(\frac{D_1}{Q_{ном}} + \frac{2D_2 Q_{пр}}{Q_{ном}^2} \right) Q_k + C_0 \frac{D_2}{Q_{ном}^2} Q_k^2.$$

Для двигателей, используемых в примере, $Q_{ном} = 2,01$ Мвар, $D_1 = 10,6$ кВт; $D_2 = 11,8$ кВт.

$$Z_{к.с.д.} = 50 \cdot \frac{10,6}{2,01} + \frac{2 \cdot 11,8 \cdot 3}{2,01^2 \cdot 4} \cdot 3,42 + 50 \cdot \frac{1 \cdot 1,8}{2,01^2 \cdot 4} \cdot 3,42^2 = \\ = 2100 \text{ руб/год.}$$

Суммарные затраты для данного варианта

$$З = 9000 + 2100 = 11\,100 \text{ руб/год.}$$

При варианте с установкой конденсаторов затраты составляют (при $З_0 = 0$)

$$З = \left[EK_y \left(\frac{\dot{U}_{\text{с.к}}}{U} \right)^2 + C_{\text{ср.к}} P_{\text{с.к}} \right] Q_{\text{к.}}$$

При $\frac{\dot{U}_{\text{с.к}}}{U} = 1$ и $P_{\text{с.к}} = 4,5$ кВт/Мвар

$$З = (0,223 \cdot 12000 + 50 \cdot 4,5) \cdot 3,42 = 10000 \text{ руб/год.}$$

Таким образом, установка конденсаторов на стороне 380 В по сравнению с установкой трансформаторов дает ежегодную экономию 1100 руб и вариант с установкой конденсаторов является в рассматриваемом примере оптимальным. В действительности вариант с установкой трансформаторов будет еще дороже, в связи с необходимостью прокладки кабельных или воздушных линий для их питания. К достоинствам варианта с установкой конденсаторов следует отнести также и то, что снятие с СД реактивной нагрузки 3,42 Мвар означает увеличение на эту величину резерва реактивной мощности в рассматриваемом узле нагрузки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Важность компенсации реактивной мощности не вызывает сомнений. Устойчивость работы энергетической системы и величина напряжения у потребителей связаны с режимом реактивной мощности и с решением проблемы ее компенсации. Использование мощности генераторов и трансформаторов, сечений кабелей и проводов находится в зависимости от решения проблемы компенсации. Величина потерь электроэнергии в элементах электрических сетей (трансформаторы, линии, реакторы) также зависит от режима реактивных нагрузок и их компенсации.

Основную реактивную нагрузку в энергосистемах создают промышленные предприятия. Отсюда ясно, какое большое значение имеет проведение мероприятий по компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях.

Как указывалось выше, в первую очередь при всех условиях на предприятиях должны проводиться мероприятия по снижению реактивной мощности самих приемников электроэнергии. Однако проведение одних только этих мероприятий является недостаточным.

Непрерывное развитие энергетического хозяйства, и в частности рост мощностей энергетических систем в нашей стране, вызывает наряду с вводом в действие новых генераторных мощностей повышение мощностей компенсирующих устройств как на электростанциях и подстанциях энергетических систем, так и на промышленных предприятиях.

Компенсирующие устройства служат, с одной стороны, для компенсации реактивной мощности, а с другой стороны, для регулирования величины напряжения. Эти вопросы неразрывно связаны между собой.

Наиболее распространенными компенсирующими устройствами в настоящее время являются: на подстанциях энергетических систем синхронные компенсаторы, а на промышленных предприятиях статические конденсаторы и синхронные двигатели.

На промышленных предприятиях получили распространение три вида компенсации реактивной мощности: централизованная (установка компенсирующих устройств на подстанциях предприятий), групповая (установка компенсирующих устройств в цехах у распределительных и групповых щитов) и индивидуальная (установка компенсирующих устройств непосредственно у приемников).

Индивидуальные компенсирующие устройства включаются и отключаются совместно с приемниками

электроэнергии, а централизованные и групповые устройства, не зависящие от приемников, в ряде случаев (особенно это относится к конденсаторам) остаются включенными непрерывно, т. е. круглосуточно, и сравнительно редко отключаются в периоды малых нагрузок.

Когда конденсаторы на промышленных предприятиях остаются включенными и при понижении реактивных нагрузок до значений, меньших, чем реактивная мощность конденсаторов, это приводит к опережающему (емкостному) сдвигу фаз, нагрузке линий, питающих промышленные предприятия, реактивными токами, а следовательно, и излишним потерям электроэнергии и, наконец, к повышению напряжения в сети.

Последнее обстоятельство вызывает в ряде случаев необходимость в целях регулирования напряжения на подстанциях энергетических систем пускать синхронные компенсаторы с отстающим (индуктивным) сдвигом фаз, что опять-таки приводит к потерям электроэнергии.

Эти обстоятельства учтены в введенной с 1 января 1975 г. шкале скидок и надбавок, которая не стимулирует поддержания на предприятиях неизменной реактивной мощности компенсирующих устройств. "Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях", введенные взамен ранее действовавших "Руководящих указаний по повышению коэффициента мощности в установках потребителей электрической энергии", предусматривают широкое внедрение автоматического регулирования мощности компенсирующих устройств и контроль над режимом их работы со стороны энергоснабжающей организации.

"Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях", в отличие от ранее действовавших "Руководящих указаний", предусматривают установку компенсирующих устройств исходя

из условия баланса реактивной мощности в узле нагрузки в режиме наибольших нагрузок, а не по средневзвешенным за год нормированному и фактическому значениям коэффициента мощности. Это означает необходимость установки большого количества дополнительных компенсирующих устройств. Расчеты показывают, что их суммарная реактивная мощность должна быть не ниже суммарной активной мощности генераторов электростанций.

Таким образом, перед энергетиками промышленных предприятий стоит серьезная задача дальнейшего увеличения мощности компенсирующих устройств и широкого внедрения автоматики для регулирования режимов их работы в целях повышения устойчивости работы энергосистем, улучшения режима напряжения в сетях, снижения потерь электроэнергии и улучшения использования основного электрооборудования как в энергосистеме, так и в сетях промышленных предприятий. Все эти вопросы должны решаться комплексно.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вентильные преобразователи с конденсаторами в силовых цепях. М., "Энергия", 1969. 256 с. с ил. Авт.: А. В. Баев, Ю. К. Волков, В. П. Долинин, В. Я. Корнеев.
2. Ермилов А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., "Энергия", 1969. 304 с. с ил.
3. Ильяшов В. П. Конденсаторные установки промышленных предприятий. М., "Энергия", 1972. 248 с. с ил.
4. Константинов Б. А., Соколова К. И., Шулятьева Г. Н. Коэффициент мощности и способы его улучшения на промышленных предприятиях. Л., "Энергия", 1965. 64 с. с ил.
5. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. М., "Энергия", 1969. 352 с. с ил.
6. Мукосеев Ю. Л. Электроснабжение промышленных предприятий. М., "Энергия", 1973. 584 с. с ил.
7. Поспелов Г. Е., Федин В. Т. Энергетические системы. Минск, "Высшая школа", 1974. 272 с. с ил.
8. Правила устройства электроустановок. М., "Энергия", 1966. 456 с. с ил.
9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. М., "Энергия", 1970. 352 с.
10. Сборник информационных материалов по коэффициенту мощности. Под ред. Б. А. Константинова. М.-Л., Госэнергоиздат, 1959. 144 с. с ил.
11. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Кн. 1, 2. Под ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. М., "Энергия", 1973. 520, 528 с. с ил.
12. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей. Под ред. Я. М. Большама, В. И. Круповича, М. Л. Самовера. М., "Энергия", 1974. 696 с. с ил.
13. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. М., "Экономика", 1969. 16 с.

14. Указания по проектированию электроснабжения промышленных предприятий (СН 174-67). М., Стройиздат, 1968. 80 с. с ил.

15. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. М., "Энергия", 1974. 72 с. с ил.

16. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М., "Энергия", 1972. 416 с. с ил.

17. Электроснабжение промышленных предприятий. Киев, "Вища школа", 1974. 280 с. с ил. Авт.: В. С. Дирацу, П. И. Коновалов, Л. И. Петренко и др.

18. Электротехнический справочник. Т. 1, 2. Под ред. М. Г. Чиликина. М., "Энергия", 1971, 1972. 880, 816 с. с ил.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
1. Понятие о реактивной мощности и ее компенсации	5
2. Причины и значение проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности	14
3. Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками	32
4. Средства и способы компенсации реактивной мощности	43
5. Регулирование реактивной мощности компенсирующих устройств	70
6. Установка и эксплуатация конденсаторных батарей	80
7. Контроль режима реактивной мощности в сетях потребителей электроэнергии	86
8. Техничко-экономические расчеты при проведении мероприятий по компенсации реактивной мощности	91
Заключение	97
Список литературы	101

**Борис Алексеевич Константинов,
Герман Залманович Зайцев**

**КОМПЕНСАЦИЯ
РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

Редактор В. В. Лебедева
Художественный редактор Г. А. Гудков
Технический редактор В. И. Ботикова
Корректор З. В. Лобова
Обложка художника Ю. И. Прошлецова

Сдано в набор 29/VIII 1975 г. Подписано
к печати 3/VIII 1976 г. М-23122.
Формат 84x108/32. Бумага офсетная № 1.
Усл. печ. л. 5,46. Уч.-изд. л. 4,5.
Тираж 30000 экз. Заказ № 2677. Цена 21 к.

Ленинградское отделение издательства "Энергия". 192041,
Ленинград, Марсово поле, 1.

Ленинградская фабрика офсетной печати № 1 Союзполиграф-
прома при Государственном комитете Совета Министров СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
197101, Ленинград, П-101, Кронверкская, 7.

21 коп.

