

Электрические сети предприятий и их выбор

1) Местные электрические сети рассчитывают по упрощенным схемам с сосредоточенными индуктивными и активными сопротивлениями: проводимостями пренебрегают.

2) В кабельных сетях с малым сечением жил пренебрегают индуктивным сопротивлением и расчеты выполняют только с учетом активных сопротивлений.

3) Нагрузку в местных сетях задают в виде расчетного тока $I_{расч}$ и расчетной мощности $S_{расч}$ считают, что напряжение в сети неизменно - это равнозначно условию

$$\Delta P_{сети} = 0$$

4) При расчетах не учитывают поперечную составляющую потери напряжения.

Активное сопротивление линий

Различают сопротивление проводников омическое постоянному току и активное переменному току.

Активное сопротивление проводников $R = r_o l$

$$r_o = \frac{\rho}{S}, \text{ Ом/км} \quad \text{или} \quad r_o = \frac{1000}{\gamma S}, \text{ Ом/км.}$$

$$\gamma = \frac{1000}{S} \quad - \text{ проводимость} \quad \left[\frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2} \right]$$

Медный провод

$$\rho = 18,8 \left[\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}} \right] \quad \gamma = 53 \left[\frac{\text{м}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2} \right]$$

•
Алюминиевый провод

$$\rho = 31,5 \left[\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}} \right] \quad \gamma = 31,7 \left[\frac{\text{м}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2} \right]$$

У стальных проводников активное сопротивление больше омического.

Индуктивное сопротивление линий

Индуктивное сопротивление линии зависит от расстояния между проводниками D_{cp} и диаметра проводников:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{1-2}D_{2-3}D_{1-3}} \text{ , м.}$$

$$x_o = \omega \left(4,6 \lg \frac{2D_{cp}}{d} + 0,5\mu \right) \text{ , Ом/км.}$$

При равностороннем
треугольнике $D_{cp} = D$

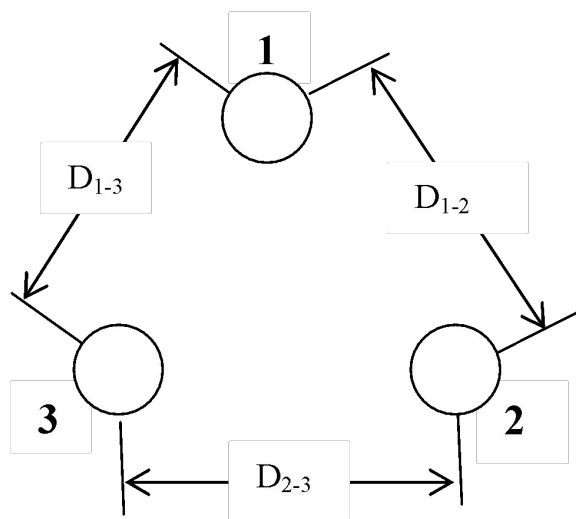


Рис. 4.1. Расположение проводников
трехфазной сети

При расположении проводников на одинаковом расстоянии в линию

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{DD2D} = D\sqrt[3]{2} = 1,26D$$

Для линий из цветных металлов при $\mu = 1$

$$x_o = 0,144 \lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d} + 0,16 \quad , \text{ Ом/км.}$$

Для стальных проводников

$$x_o = 0,144 \lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d} + 0,16 = x_o' + x_o''$$

В упрощенных расчетах принимают для ЛЭП напряжением более 1000 В:

воздушные линии $x_o = 0,4 \text{ Ом/км};$

кабельные линии $x_o = 0,08 \text{ Ом/км.}$

Выбор сечений проводников и жил кабелей по нагреву током нагрузки

При прохождении тока по проводнику он нагревается. Количество теплоты, выделяющееся в проводнике согласно закону Джоуля-Ленца

$$Q = I^2 rt$$

Допустимая температура нагрева жил кабелей зависит от типа изоляции и величины напряжения:

Кабели с бумажной изоляцией для напряжения, кВ:	
до 3	80
6	65
10	60
20-35	50
Кабели с поливинил-хлоридной изоляцией для напряжения, кВ:	
6	65
10	65
Кабели с полиэтиленовой изоляцией для напряжения, кВ	
6	65
10	65

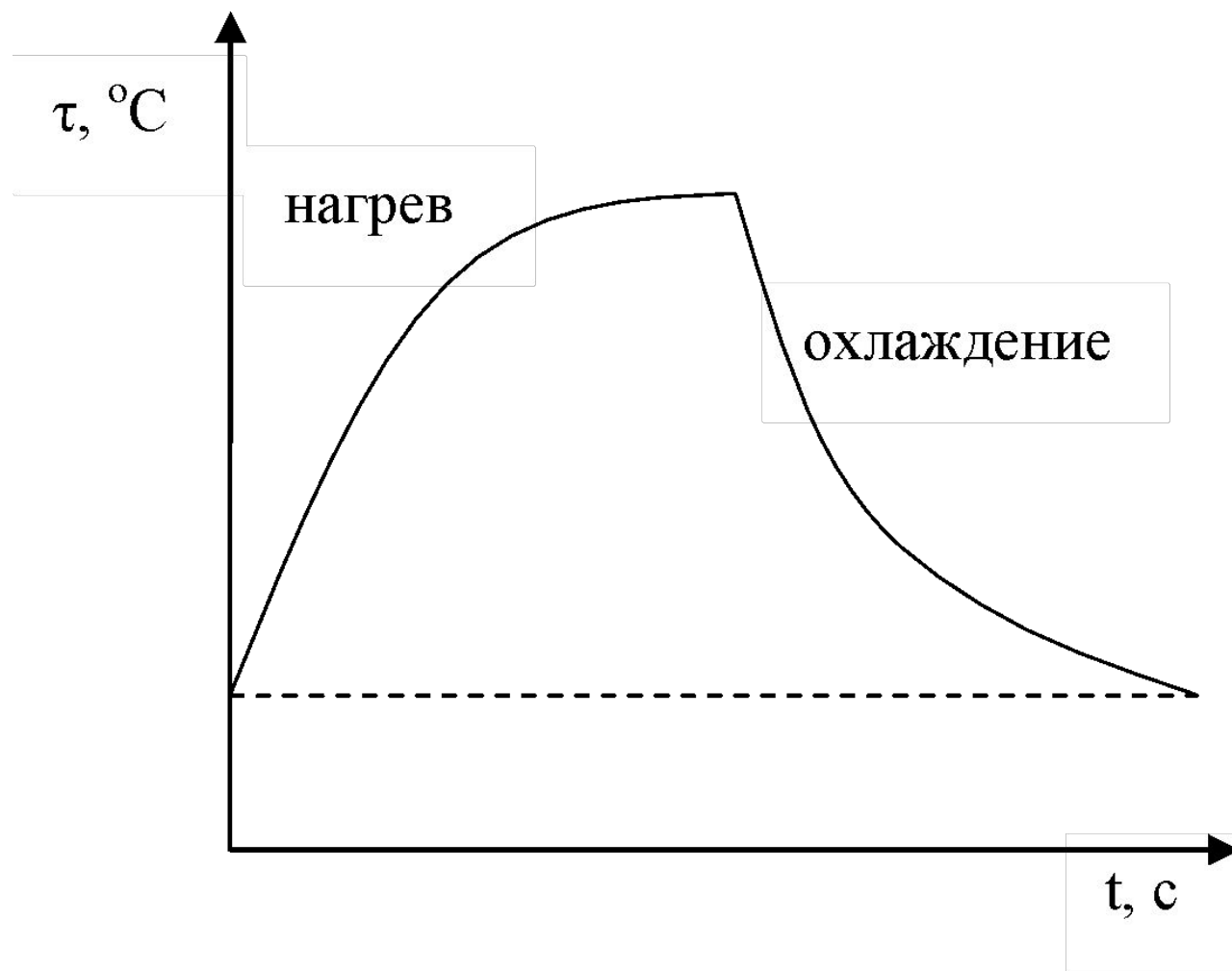


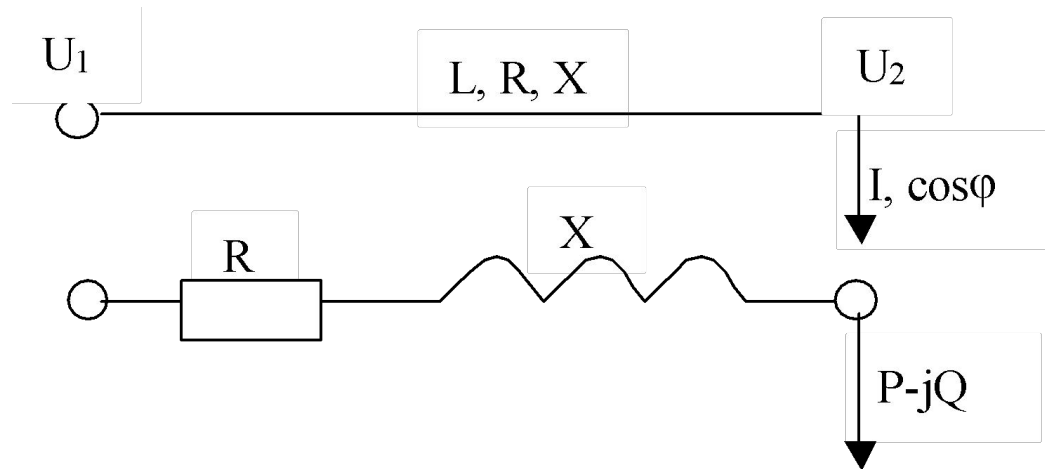
Рис. 4.2. Нагрев и охлаждение проводников

В справочной температуре приводятся данные для допустимых токов в проводниках для температуры окружающей среды:

$$\tau_{\text{ос.воздуха}} = +25^{\circ}\text{C}$$

$$\tau_{\text{ос.почвы}} = +25^{\circ}\text{C}$$

Расчет линий (разомкнутых сетей) трехфазного тока по потере напряжения



По трехфазной линии передается нагрузка:

$$S = P - jQ$$

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi$$

$$Q = \sqrt{3}UI \sin \varphi$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(\sqrt{3}UI \cos \varphi)^2 + (\sqrt{3}UI \sin \varphi)^2} = \sqrt{3}UI$$

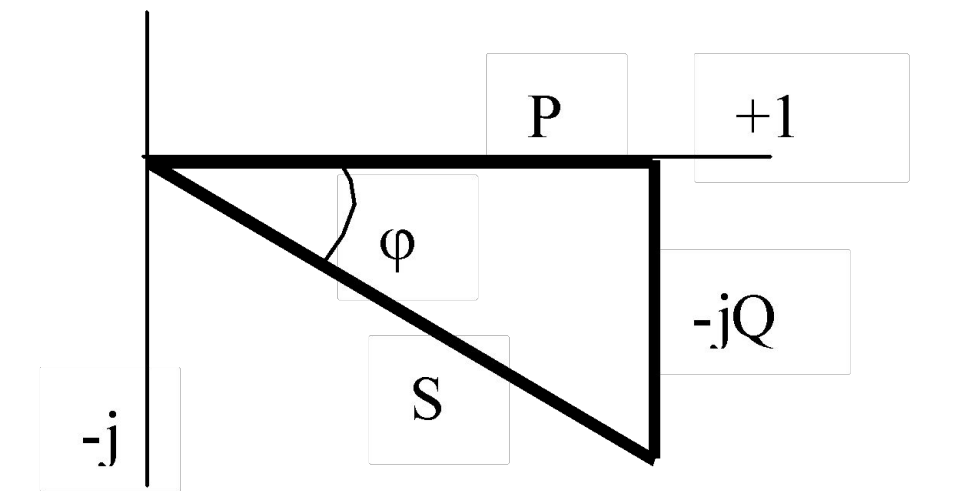


Рис. * Треугольник мощностей



АМ – потеря напряжения в линии.

$\Theta \rightarrow 0$. В местных сетях этот угол мал и DM мал.

$$AM \approx AD = \Delta U_{\phi} - \text{продольная составляющая потери напряжения.}$$
$$DC = \delta U_{\phi}^{\tau} - \text{поперечная составляющая потери напряжения.}$$
$$U_2 = U_{\phi} - \text{напряжение в конце линии.}$$

Полное падение напряжения составляет:

$$\vec{IZ} = \Delta \vec{U}_\phi + j\delta \vec{U}_\phi$$

Продольная составляющая потери напряжения:

$$\Delta U_\phi = AD = AE + ED = IR\cos\varphi + IX\sin\varphi = I_a R + I_p X.$$

Поперечная составляющая потери напряжения:

$$\delta U_\phi = DC = CF - FD = IX\cos\varphi - IR\sin\varphi = I_a X - I_p R.$$

Напряжение в начале линии:

$$U_1 = U_\phi + \Delta U_\phi - j\delta U_\phi = U_\phi + I_a R + I_p X - j(I_a X - I_p R)$$

или абсолютная величина

$$U_1 = \sqrt{(U_\phi + I_a R + I_p X)^2 + (I_a X - I_p R)^2}$$

Потеря напряжения в линии:

$$U_1 - U_\phi = AM = OM - OA.$$

$$AD \approx AM = \Delta U_\phi = IR \cos \varphi + IX \sin \varphi.$$

Для трехфазных электрических сетей

$$\Delta U_\lambda = \sqrt{3} \Delta U_\phi = \sqrt{3} I (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

$$U_\lambda = U_H$$

При пользовании мощностями:

$$S = P - jQ$$

$$I_a = I \cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3} U_H}$$

$$I_p = I \sin \varphi = \frac{Q}{\sqrt{3} U_H}$$

Тогда

$$\Delta U_H = \sqrt{3}(IR \cos\varphi + IX \sin\varphi) = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3}U_L} R + \frac{Q}{\sqrt{3}U_L} X \right) = \frac{PR + QX}{U_L}$$

Так как $R = r_0 l$, $X = x_0 l$, то $\Delta U_H = \frac{Pr_0 + Qx_0}{U_H} l$

где r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления линии, Ом/км.

Потеря напряжения в процентах:

$$\Delta U_H \% = \frac{\Delta U_H}{U_H} \cdot 100\% = \frac{PR + QX}{U_H^2} 100\%$$

Потеря напряжения в магистральной линии от её начала до самого удаленного электроприемника

$$\Delta U_{\text{н}} = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n (I_i R_i \cos \varphi + I_i X_i \sin \varphi)$$

или

$$\Delta U_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_{\text{н}}} = \sum_{i=1}^n \frac{P_i r_0 + Q_i x_0}{U_{\text{н}}} I_i$$

Выбор высоковольтных кабелей

Передача электроэнергии высокого напряжения от распределительных цеховых подстанций к высоковольтным электроприемникам и трансформаторным цеховым подстанциям в основном осуществляется по кабельным линиям.

Выбор сечений по нагреву осуществляется по расчетному току, определяемому по полной расчетной мощности, передаваемой по кабелю. За расчетную мощность S_p одиночного электроприемника принимается его полная номинальная мощность. Расчетная мощность группы высоковольтных электроприемников определяется по суммарной средней мощности группы электроприемников и коэффициенту расчетной нагрузки K_p .

На первом этапе сечения кабелей s_n выбираются по допустимому нагреву расчетным током по условию $I_{\text{дл}} \leq I_{\text{доп}}$

В таблицах справочной литературы допустимые длительные токовые нагрузки указываются для определенной температуры окружающей среды, конкретных условий и способа прокладки. Длительно допустимые токовые нагрузки пересчитываются по формуле:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_1 K_2 K_3, \text{ А}$$

где $I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток одиночного кабеля, А; K_1 - коэффициент, учитывающий температуру среды, отличную от расчетной; K_2 - коэффициент, учитывающий количество кабелей в траншее, в параллельно проложенных трубах или коробах; K_3 - коэффициент, учитывающий особенности выбора кабелей, прокладываемых в блоках.

Длительные допустимые токи для кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией приняты для температур: жил +65, окружающего воздуха +25 и земли +15 °С. Допустимые длительные токи для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах, лотках и кабельных каналах принимаются как для одиночных кабелей, проложенных в воздухе, с учетом коэффициентов K_2 .

Нормированных значений для потери напряжения в цеховых сетях высокого напряжения не устанавливается. Однако, зная напряжение на шинах источника питания и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. При необходимости поддержания напряжения у потребителей в узких пределах решается вопрос о способах регулирования напряжения.

Выбор низковольтных кабелей

Определяется $I_{\text{расч}}$, А:

- при одном электроприемнике $n=1$

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}} \eta_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{н}}}$$

;

- при числе электроприемников $n \leq 3$

$$I_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{Hi}})^2 + (Q_{\text{Hi}})^2}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}}$$

;

- при числе электроприемников $n > 3$

$$I_{\text{расч}} = \frac{k_{\text{с}} \sqrt{(P_{\text{Hi}})^2 + (Q_{\text{Hi}})^2}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}}$$

1) Выбираются коммутационные аппараты и ток срабатывания защиты.

Плавкий предохранитель:

$$I_{н.в} \geq I_{расч} ; \quad I_{с.з.} = I_{н.в} .$$

Автоматический выключатель:

$$I_{н.расч} \geq I_{расч} \quad I_{расч} \leq I_{с.з} \leq 1,25I_{с.з}$$

2) Вычисляется расчетный ток проводника по условию срабатывания защиты:

$$I_{пр.защ} = K_3 I_{с.з}$$

где K_3 – коэффициент защиты.

Компенсация реактивной мощности

Большая часть приемников электроэнергии в процессе работы потребляет из сети помимо активной мощности P реактивную мощность Q . Основными потребителями реактивной мощности являются: асинхронные двигатели (60-65% общего потребления реактивной мощности), трансформаторы (20-25%), воздушные ЛЭП, реакторы, преобразователи и другие установки(10%).

Передача значительного количества реактивной мощности по линиям и через трансформаторы системы электроснабжения невыгодна по следующим причинам.

Увеличивается полная установленная мощность генераторов на электростанциях и трансформаторов на подстанциях.

Возникают дополнительные потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью. Так, при передаче активной P и реактивной Q мощностей через элемент с сопротивлением R потери активной мощности составят

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_r.$$

Таким образом, дополнительные потери активной мощности ΔP_r , вызванные протеканием реактивной мощности Q пропорциональны квадрату ее величины.

Появляются дополнительные потери напряжения, которые особенно существенны в сетях, питающих системы электроснабжения промышленных предприятий. При передаче мощностей P и Q через элемент сети с активным сопротивлением R и индуктивным X потери напряжения составят

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p,$$

где ΔU_a и ΔU_p – потери напряжения, обусловленные, соответственно, активной и реактивной мощностью.

Дополнительные потери напряжения ΔU_p увеличивают отклонение напряжения на зажимах приемников от номинального значения при изменениях нагрузок и режимов электрической сети. Это требует увеличения мощности и стоимости средств регулирования напряжения.

Совокупность мероприятий, направленных на снижение потребления реактивной мощности, называется **компенсацией реактивной мощности** в сетях промышленных предприятий.

Согласно действующим в настоящее время «Указаниям по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях» мощность компенсирующего устройства Q_k должна определяться как разность между реактивной мощностью предприятия Q_p и предельной реактивной мощностью $Q_э$, предоставляемой предприятию энергосистемой по условиям режима ее работы:

$$Q_k = Q_p - Q_э = P_p(\operatorname{tg}\phi_p - \operatorname{tg}\phi_э),$$

где $Q_p = P_p \operatorname{tg} \phi_p$ – расчетная мощность реактивной нагрузки предприятия в пункте присоединения к питающей энергосистеме; $Q_{\text{э}}$ – мощность, соответствующая установленным предприятию условиям получения электроэнергии от энергосистемы (оптимальная реактивная мощность); P_p – расчетная мощность активной нагрузки предприятия в том же пункте; $\operatorname{tg} \phi_p = Q_p / P_p$ – тангенс угла, соответствующий расчетному коэффициенту мощности нагрузки предприятия; $\operatorname{tg} \phi_{\text{э}} = Q_{\text{э}} / P_{\text{э}}$ – тангенс угла, отвечающий установленным предприятию условиям получения мощности $Q_{\text{э}}$, который указывается в технических условиях на присоединение и соответствует оптимальному коэффициенту мощности.

Мероприятия по снижению потребления (компенсации) реактивной мощности можно разделить на три группы:

- не требующие применения компенсирующих устройств;
- связанные с применением компенсирующих устройств;
- допускаемые в виде исключения.

Мероприятия, не требующие применения компенсирующих устройств (естественные), включают:

упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования, а следовательно, и к повышению коэффициента мощности;

переключение статорных обмоток асинхронных двигателей напряжением до 1000 В с треугольника на звезду, если их загрузка составляет менее 40%;

устранение режима работы асинхронных двигателей без нагрузки (холостого хода) путем установки ограничителей холостого хода, когда продолжительность межоперационного периода превышает 10 мин;

замену, перестановку и отключение трансформаторов, загружаемых в среднем менее чем на 30% от их номинальной мощности;

замену малонагруженных двигателей двигателями меньшей мощности при условии, что изъятие избыточной мощности влечет за собой уменьшение суммарных потерь активной энергии в двигателе и электросистеме;

замену асинхронных двигателей синхронными той же мощности, где это возможно по технико-экономическим соображениям;

регулирование напряжения, подводимого к электродвигателю при тиристорном управлении;

повышение качества ремонта двигателей с сохранением их номинальных данных.

Мероприятия, связанные с применением компенсирующих устройств (искусственные), содержат:

установку компенсирующих устройств – батарей статических конденсаторов, синхронных компенсаторов, тиристорных компенсаторов реактивной мощности;

использование синхронных двигателей в качестве синхронных компенсаторов.

Мероприятия, допускаемые в виде исключения, включают:

использование имеющихся на предприятиях синхронных компенсаторов;

синхронизацию асинхронных двигателей с фазным ротором.

Рассмотрим характеристики основных компенсирующих устройств.

Синхронные двигатели. Компенсирующая способность синхронного двигателя (СД) определяется нагрузкой на его валу, напряжением, подведенным к зажимам двигателя, и током возбуждения. С уменьшением тока возбуждения ниже номинального компенсирующая способность двигателя снижается.

Обычно в практических условиях нагрузка СД на валу составляет 50-100% от номинальной. При такой нагрузке, а также при регулировании напряжения, подводимого к электродвигателю, можно использовать электроприводы с синхронными двигателями в качестве компенсаторов реактивной мощности при работе их с опережающим коэффициентом мощности.

Синхронные компенсаторы. Синхронный компенсатор – это синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода, т.е. без нагрузки на валу. Это позволяет специально изготавливать СК с меньшим воздушным зазором и облегченным валом по сравнению с обычным СД. При перевозбуждении СК генерирует опережающую реактивную мощность, а при недовозбуждении потребляет отстающую реактивную мощность. Это свойство СК используют как для повышения коэффициента мощности, так и для регулирования напряжения в электрических сетях. Преимуществом СК является возможность автоматического плавного регулирования отдаваемой реактивной мощности в широком диапазоне.

Недостатками СК являются:

относительно высокая стоимость, высокие удельные капитальные затраты на компенсацию;

значительно большие потери активной мощности при компенсации (0,027 кВт/кВАр) по сравнению со статическими конденсаторами (0,003 кВт/кВАр);

большая занимаемая производственная площадь и шум при работе.

Указанные особенности СК, а также возможность их пуска только от источников питания большой мощности ограничивают их применение подстанциями энергосистемы.

Батареи статических конденсаторов. Конденсаторные батареи (БСК) изготавливают из определенного числа секций, которые в зависимости от рабочего напряжения и расчетной величины реактивной мощности соединяют между собой параллельно, последовательно или параллельно-последовательно.

Компенсацию реактивной мощности осуществляют с помощью БСК, включаемых обычно параллельно электроприемникам (поперечная компенсация).

Конденсаторы БСК соединяют обычно в треугольник, поскольку при одной и той же емкости конденсаторов на фазу отдаваемая в сеть реактивная мощность в этом случае в три раза больше, чем при соединении их звездой.

Размещение БСК в сетях должно удовлетворять условию наибольшего снижения потерь активной мощности от реактивных нагрузок.

При этом возможны следующие виды компенсации:

и н д и в и д у а л ь н а я - с размещением конденсаторов непосредственно у приемников. В этом случае от реактивных токов разгружается вся сеть системы электроснабжения (сети внешнего и внутреннего электроснабжения и распределительные сети до приемников);

г р у п о в а я - с размещением конденсаторов на распределительных пунктах. В этом случае распределительная сеть до приемников не разгружается от реактивных токов, но значительно увеличивается время использования БСК по сравнению с индивидуальной компенсацией;

ц е н т р а л и з о в а н н а я - с подключением БСК на шины 6-10 кВ ГПП или ЦРП. В этом случае от реактивных токов разгружаются трансформаторы ГПП и СЕТИ энергосистемы, но не питающая и распределительная сети 6-10 кВ.

При установке конденсаторов 6-10 кВ мощность БСК не должна быть менее 400 квар при присоединении конденсаторов через отдельный выключатель и не менее 100 квар при присоединении конденсаторов через общий с приемниками выключатель. Мощность БСК при групповой компенсации принимать не менее 30 квар.

Конденсаторы на напряжение 6-10 кВ изготавливают только однофазными. БСК напряжением 6-10 кВ подключают к шинам обычно через отдельный выключатель. Для защиты конденсаторов от коротких замыканий в каждой фазе БСК устанавливают высоковольтные предохранители.

Наибольшее применение находят комплектные конденсаторные установки (ККУ). В ККУ используют конденсаторы из бумаги, пропитанной минеральным маслом, соволом или другим жидким диэлектриком. Эти конденсаторы различаются по напряжению, числу фаз, роду установки и виду пропитки.

На напряжение 380 В выпускают конденсаторные установки серии ККУ-0,38 мощностью 80-280 квар, а также серии УК-0,38 мощностью 110-900 квар.

На напряжение 6-10 кВ выпускают ККУ серии УК-6/10 мощностью 450-1800 квар для внутренней и наружной установки с устройством для автоматического регулирования мощности батарей по напряжению (УК-6/10Н).