

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Сычев А.В., инженер

Требования энергосистем к компенсации реактивной мощности в распределительных сетях промышленных предприятий

Одной из причин возникновения дополнительных потерь электроэнергии является вынужденная передача реактивной мощности по электрическим сетям, которая потребляется практически всеми приемниками электрической энергии. Электропотребление современных энергосистем в целом характеризуется высоким значением потребляемой реактивной мощности. В среднем можно считать, что на каждый киловатт активной мощности нагрузки в энергосистеме вырабатывается и передается по сетям 0.7-0.9 квар реактивной мощности. С целью снижения потерь электроэнергии энергосистема регламентирует уровень реактивной мощности в распределительной сети промышленного предприятия. Потребитель электрической энергии обязан поддерживать уровень реактивной мощности в распределительной сети в соответствии со значением экономически оптимальной реактивной мощности, которая может быть передана предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активной нагрузки энергосистемы, соответственно $Q_{\text{э}1}$ и $Q_{\text{э}2}$.

Значения $Q_{\text{э}1}$ (30-минутный максимум реактивной нагрузки) и $Q_{\text{э}2}$ (среднее значение реактивной мощности, потребляемой в часы наименьших нагрузок) определяют за периоды времени, устанавливаемые энергоснабжающей организацией в договоре на пользование электроэнергией наряду с заявленным максимумом активной нагрузки P_m . При превышении значения $Q_{\text{э}1}$ потребитель оплачивает разность между фактом экономическим значением по повышенному тарифу. Если же фактическое потребление $Q_{m\phi 1}$ равно или меньше заданного ($Q_{\text{э}1} \geq Q_{m\phi 1}$), то потребитель оплачивает фиксированное значение $Q_{\text{э}1}$ по действующему тарифу. Скидка за уменьшение потребления ниже заданного значения не предусмотрена. Значения $Q_{\text{э}2}$, рассчитываемые энергоснабжающей организацией, должны обеспечивать минимальные потери в сетях и допустимые уровни напряжения в узлах в часы малых нагрузок энергосистемы. В зависимости от конкретных условий электроснабжения потребителя может потребоваться или полная компенсация нагрузки потребителя ($Q_{\text{э}2}=0$), или полное отключение КУ, что соответствует режиму, при котором фактическое потребление $Q_{m\phi 2}$ в эти часы равно заданному ($Q_{m\phi 2}=Q_{\text{э}2}$). В настоящее время $Q_{\text{э}2}$ факти-

чески не задается энергосистемой.

В договоре на пользование электрической энергией (ДПЭ) энерго-снабжающая организация указывает:

$Q_{\text{э}}$ - экономическое значение РМ, потребляемой из сети энерго-системы в часы больших нагрузок;

$W_{Q_{\text{э}}}$ - экономическое значение реактивной энергии;

Q_n, W_n - технические пределы потребления реактивной мощно-сти и энергии;

Q_g, W_g - технические пределы генерации реактивной мощности и энергии в сеть энергосистемы.

Оплата за реактивную энергию предприятием производится по двухставочному тарифу:

основная ставка $Cq1$ - плата за 1 квар потребляемой РМ за рас-четный период;

дополнительная ставка Cq - плата за 1 квар.ч. потребляемой реак-тивной энергии.

При превышении экономических значений $Q_{\text{э}}$ и $W_{Q_{\text{э}}}$ разность между фактическими значениями и экономическими оплачивается по повышенным тарифам с применением штрафного коэффициента $K_{ш}$. Таким образом, затраты потребителя Zq на оплату реактивной мощно-сти и энергии рассчитываются по следующему выражению:

$$\begin{cases} Zq = Cq \cdot Wq + Cq1 \cdot Q_{\text{э}} + K_{ш1} \cdot Cq \cdot (Wq_{\text{ф}} - Wq_{\text{э}}) + K_{ш2} \cdot Cq1 \cdot (Q_{\text{ф}} - Q_{\text{э}}) \\ K_{ш1} = 0 \quad \text{при } Wq_{\text{ф}} < Wq_{\text{э}} \\ K_{ш2} = 0 \quad \text{при } Q_{\text{ф}} < Q_{\text{э}} \end{cases} \quad (1)$$

Технические средства компенсации реактивной мощности, режи-мы их работы и управление ими

Обеспечение предприятием заданного энергосистемой режима компенсации реактивной мощности невозможно без применения ком-пенсирующих устройств. В качестве источников реактивной мощности применяются: синхронные двигатели (СД), компенсаторы в виде ком-плектных конденсаторных установок (ККУ) и фильтрокомпенсирую-щие устройства.

Синхронные двигатели при работе в режиме перевозбуждения являются источниками реактивной мощности и их надо использовать для компенсации в первую очередь, так как для этого не требуется дополнительных капитальных затрат. Увеличение тока возбуждения и переход СД на работу с опережающим (емкостным) $tg\varphi$ вызывают увеличение мощности потерь в двигателе, но при этом позволяет снизить потребление реактивной мощности. Подробно проблема целесообразности использования СД в качестве компенсаторов будет рассматриваться ниже.

Комплектные конденсаторные установки - наиболее распространенные источники реактивной мощности, применяемые в промышленных электрических сетях до и выше 1 кВ. Они имеют преимущества перед СД: малые потери активной мощности (0.0025-0.004 кВт/квар), просты в монтаже и эксплуатации, возможность установки в любом сухом помещении и в любом месте схемы электрической сети.

К основным недостаткам их можно отнести зависимость генерируемой мощности конденсаторов от напряжения и частоты.

Батарея конденсаторов в комплектной конденсаторной установке разделена на секции и включение-отключение каждой из них производится контакторами. Более совершенной является схема с тиристорными выключателями, позволяющая при соответствующем подключении тиристоров ограничить броски токов и с большим быстродействием включать и отключать секции комплектной конденсаторной установки и компенсировать резко меняющуюся реактивную мощность.

Статические источники реактивной мощности представляют собой сочетание конденсаторных батарей с регулирующим звеном на основе управляемого подмагничивания реактора. Применение управляемых статических компенсаторов оправдано только в сетях с резко переменной нагрузкой.

Оценка экономической эффективности применения батарей статических конденсаторов для компенсации реактивной мощности

Рассмотрим компенсацию реактивной мощности (КРМ) как мероприятие, позволяющее отказаться от потребления РМ из энергосистемы за счет собственного производства при включении в распределительную сеть БСК. Экономический эффект при использовании собственного источника реактивной энергии будет определяться разностью между затратами на покупку этой реактивной энергии Z_c в энергосистеме, и затратами на ее выработку (генерацию) Z_g .

$$\Delta = 3c(Q) - 3z(Q) \quad (2)$$

Стоимость реактивной энергии в энергосистеме определяется выражением (1).

Затраты на генерацию реактивной мощности БСК определяются ее неидеальной емкостью, которая характеризуется тангенсом угла электрических потерь $tg\delta$, численно равному удельным потерям активной мощности на генерацию ($tg\delta=0,0025-0,004$ кВт/квар). При стоимости активной электроэнергии Ca затраты на генерацию реактивной энергии Wq :

$$3z = Wq \cdot tg\delta \cdot Ca \cdot T \quad (3)$$

Экономический эффект за период T при компенсации средней реактивной нагрузки Q_{cp} с учетом выражений (1)-(3) будет определяться следующим выражением:

$$\Delta = Q_{cp} \cdot T \cdot Cq + (Q_m - Q_{\Delta}) \cdot K_{ш} \cdot Cq - Q_{cp} \cdot T \cdot tg\delta \cdot Ca \quad (4)$$

где Q_m - максимальная реактивная мощность за период T , квар;

Удельный эффект, т.е. эффект приходящийся на единицу выработанной реактивной мощности в единицу времени:

$$\Delta_{уд} = \frac{\Delta}{Q_{cp} \cdot T} = Cq + \frac{(Q_m - Q_{\Delta})}{Q_{cp} \cdot T} \cdot K_{ш} \cdot Cq - Ca \cdot tg\delta \quad (5)$$

Максимальную реактивную мощность Q_m и ее экономическое значение Q_{Δ} можно выразить через Q_{cp} :

$$Q_m = K_m \cdot Q_{cp}$$

$$Q_{\Delta} \approx 0.2 \cdot Q_m = 0,2 \cdot K_m \cdot Q_{cp}$$

Тогда получим более простое выражение для удельного эффекта:

$$\Delta_{уд} = Cq + \frac{0.8 \cdot K_m}{T} \cdot K_{ш} \cdot Cq - Ca \cdot tg\delta \quad (6)$$

Примем продолжительность расчетного периода 1 месяц ($T=730$ час). коэффициент максимума $K_m=1,6$ и тарифы на активную и реактивную энергии в ценах на 1.01.2000г. $Ca=9$ руб/кВт.ч, $Cq=0.15$ руб/квар.ч, $Cq1=19.38$ руб/квар, $K_{ш}=3$.

Если принять коэффициент максимума для предприятия $K_m=1,6$ (фактическое значение должно определяться для каждого конкретного случая) то удельный эффект КРМ:

$$\mathcal{E}_{уд} = 0,15 + \frac{0,8 \cdot 16}{730} \cdot 3 \cdot 19,38 - 9 \cdot 0,004 = 0,15 + 0,13 - 0,036 = 0,244 \text{ руб/квар.ч}$$

Для предприятий, рассчитывающихся за активную электроэнергию по зонам суток, потери в БСК будут обходиться дороже, т.к. время работы БСК приходится в основном на тарифные зоны ПИК и ПОЛУПИК. Стоимость 1 кВт.ч в этот период увеличивается в среднем в 1,2-1,6 раза. В этом случае

$$\mathcal{E}_{уд} = 0,15 + 0,13 - 1,6 \cdot 0,036 = 0,186 \text{ руб/квар.ч}$$

Т.о. при позонных расчетах за электроэнергию эффективность КРМ уменьшается приблизительно на 30% ($0,244/0,186=1,3$).

Данный эффект предприятия получают при эксплуатации БСК. Если в сети предприятия БСК отсутствуют, то необходимо выполнить оценку срока окупаемости установки компенсирующих мощностей.

За год ($T=8760$ час) при курсе доллара 325 руб/\$ (на 1.01.2000г) компенсация 1 квара реактивной нагрузки позволяет сэкономить:

$$\mathcal{E}_{год} = \frac{\mathcal{E}_{уд}}{325} \cdot T = \frac{0,244}{325} \cdot 8760 = 6,6 \text{ \$/квар}$$

Зная годовой эффект, можно выполнить приблизительную оценку срока окупаемости 1 квара установленной мощности БСК. При удельной стоимости 10\$/квар обычной БСК и 20\$/квар автоматически регулируемой БСК сроки окупаемости составят соответственно:

$$T_{ок} = 10/6,6 = 1,5 \text{ года}$$

$$T_{ок} = 20/6,6 = 3 \text{ года}$$

Выше был рассмотрен эффект от КРМ как установка альтернативного энергосистеме источника одного из энергоресурсов.

На большинстве предприятий для компенсации реактивной мощности (КРМ) используются низковольтные батареи статических конденсаторов, подключенные к шинам 0,4кВ цеховых трансформаторных подстанций. Рассмотрим влияние режимов реактивной мощности на экономичность работы силового трансформатора.

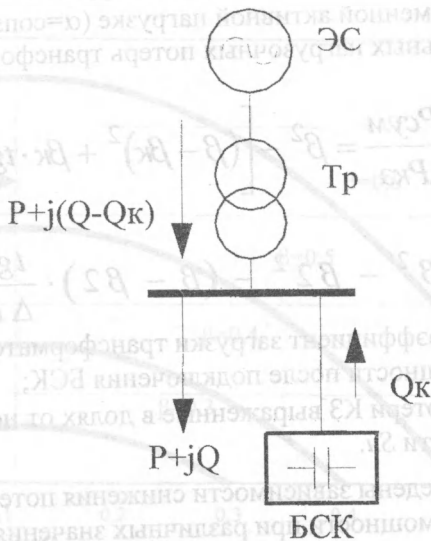


Рис. 1 Схема узла нагрузки

Как известно, нагрузочные потери активной мощности в трансформаторе определяются выражением:

$$\Delta P = (\alpha^2 + \beta^2) \cdot \Delta P_{кз} \quad (7)$$

где $\alpha = P/S_n$ - коэффициент загрузки по активной мощности P трансформатора с номинальной мощностью S_n ;

$\beta = Q/S_n$ - коэффициент загрузки по реактивной мощности Q трансформатора с номинальной мощностью S_n ;

$\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт.

Подключение к трансформатору батарей статических конденсаторов, снижает его нагрузочные потери, но приводит к возникновению дополнительных потерь в самих конденсаторах. Суммарные потери в системе ТРАНСФОРМАТОР-БСК будут определяться следующим выражением:

$$\Delta P_{сум} = [\alpha^2 + (\beta - \beta_k)^2] \cdot \Delta P_{кз} + \beta_k \cdot S_n \cdot \operatorname{tg} \delta \quad (8)$$

где $\operatorname{tg} \delta$ - тангенс угла диэлектрических потерь в конденсаторах;

$\beta_k = Q_k/S_n$ - реактивная мощность БСК, выраженная в долях от S_n .

Снижение потерь мощности в узле нагрузки δP за счет подключения БСК при неизменной активной нагрузке ($\alpha = \text{const}$), выраженное в долях от номинальных нагрузочных потерь трансформатора, можно записать:

$$\delta P = \frac{\Delta P_{\text{сум}}}{\Delta P_{\text{кз}}} = \beta^2 - \left[(\beta - \beta_{\text{к}})^2 + \beta_{\text{к}} \cdot \text{tg} \delta \cdot \frac{S_{\text{н}}}{\Delta P_{\text{кз}}} \right]$$

или

$$\delta P = \beta^2 - \beta^2 - (\beta - \beta_2) \cdot \frac{\text{tg} \delta}{\Delta P_{\text{к}}} \quad (9)$$

где β_2 - коэффициент загрузки трансформатора по реактивной мощности после подключения БСК;

$\Delta P_{\text{к}}$ - потери КЗ выраженные в долях от номинальной мощности $S_{\text{н}}$.

На рис.2 приведены зависимости снижения потерь δP при компенсации реактивной мощности при различных значениях коэффициента загрузки трансформатора $\beta = 0,3-0,6$ (что соответствует коэффициенту загрузки по полной мощности $S/S_{\text{ном}} = 0,3-0,85$ при $\text{tg} \square_{\text{нагр}} = 1$). Анализ выполнен для трансформатора ТМ-1000 ($\Delta P_{\text{кз}} = 12,2 \text{ кВт}$) при подключении конденсаторных батарей с $\text{tg} \delta = 0,003$.

Как следует из (9) и рис.2, эффект от компенсации зависит от реактивной нагрузки на шинах ТП и степени компенсации, а снижение потерь в хорошо нагруженных трансформаторах может достигать 23%. Причем максимум эффекта будет достигаться при поддержании реактивной нагрузки трансформатора с помощью БСК на уровне:

$$\beta_{2\text{опт}} = \frac{\text{tg} \delta}{2 \cdot \Delta P_{\text{к}}} \quad (10)$$

В табл.1 приведены справочные данные и расчетные значения оптимальных реактивных нагрузок различных трансформаторов.

Если в трансформаторе постоянно поддерживается реактивная нагрузка на уровне $\beta_{\text{опт}}$ при асинхронной нагрузке на шинах НН β , то оценить величину максимально возможных сэкономленных потерь можно по следующему выражению, которое получается при подстановке (10) в (9):

$$\delta P_{\text{max}} = \beta^2 + \frac{\text{tg} \delta}{4 \cdot \Delta P_{\text{к}}^2} - \beta \cdot \frac{\text{tg} \delta}{\Delta P_{\text{к}}} \quad (11)$$

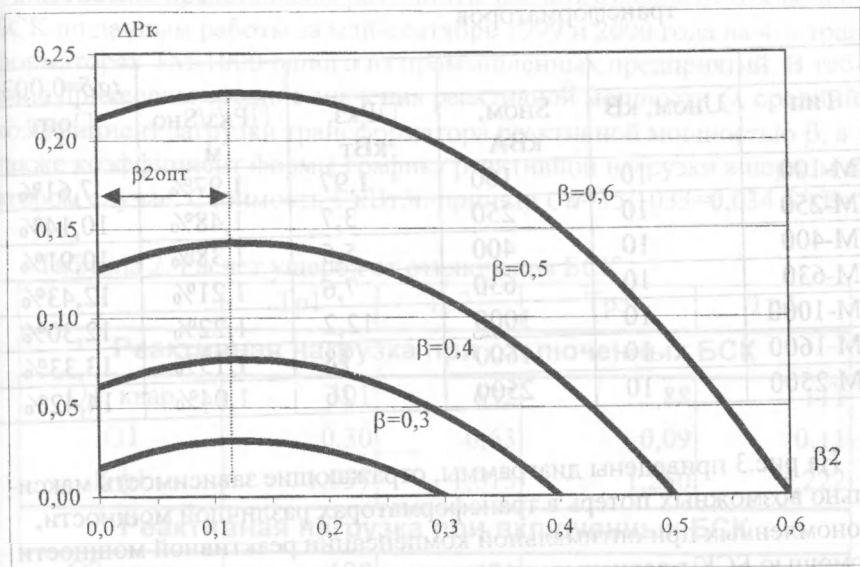


Рис. 2 Снижение потерь в трансформаторе при компенсации реактивной мощности

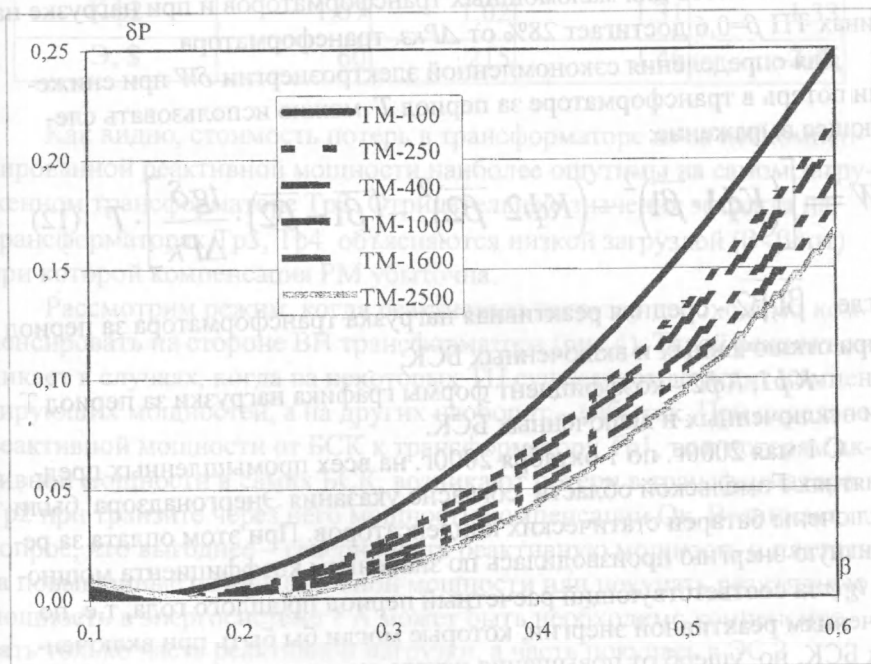


Рис. 3 Снижение потерь в трансформаторе при оптимальной компенсации

Таблица 1. Расчетные значения оптимальных нагрузок $\square_{\text{опт}}$ для трансформаторов

Тип	U _{ном} , кВ	S _{ном} , кВА	$\square_{\text{Ркз}}$, кВт	$\square_{\text{Ркз}}/S_{\text{но}}$ м	$tg\delta=0,003$
					$\square_{\text{опт}}$
ТМ-100	10	100	1,97	1,97%	7,61%
ТМ-250	10	250	3,7	1,48%	10,14%
ТМ-400	10	400	5,5	1,38%	10,91%
ТМ-630	10	630	7,6	1,21%	12,43%
ТМ-1000	10	1000	12,2	1,22%	12,30%
ТМ-1600	10	1600	18	1,13%	13,33%
ТМ-2500	10	2500	26	1,04%	14,42%

На рис.3 приведены диаграммы, отражающие зависимость максимально возможных потерь в трансформаторах различной мощности, сэкономленных при оптимальной компенсации реактивной мощности с помощью БСК в зависимости от реактивной нагрузки на шинах ТП. Из рис.3 следует, что наибольшее снижение относительных потерь при КРМ имеет место для маломощных трансформаторов и при нагрузке на шинах ТП $\beta=0,6$ достигает 28% от $\Delta P_{\text{кз}}$ трансформатора.

Для определения сэкономленной электроэнергии δW при снижении потерь в трансформаторе за период T можно использовать следующее выражение:

$$\delta W = \left[(K\phi 1 \cdot \overline{\beta 1})^2 - (K\phi 2 \cdot \overline{\beta 2})^2 - (\overline{\beta 1} - \overline{\beta 2}) \cdot \frac{tg\delta}{\Delta P_{\text{к}}} \right] \cdot T \quad (12)$$

где $\overline{\beta 1}, \overline{\beta 2}$ - средняя реактивная нагрузка трансформатора за период T при отключенных и включенных БСК;

$K\phi 1, K\phi 2$ - коэффициент формы графика нагрузки за период T при отключенных и включенных БСК.

С 1 мая 2000г. по 1 октября 2000г. на всех промышленных предприятиях Гомельской области согласно указания Энергонадзора были отключены батареи статических конденсаторов. При этом оплата за реактивную энергию производилась по значениям коэффициента мощности $tg\phi$ за соответствующий расчетный период прошлого года, т.е. по значениям реактивной энергии, которые могли бы быть при включенных БСК, но ущерб от повышения потерь мощности в системе электроснабжения предприятия здесь не учитывался.

В табл.2 представлены результаты расчета ущерба от отключения БСК по данным работы за май-сентябрь 1999 и 2000 года на 4-х трансформаторах ТМ-1000 одного из промышленных предприятий. В таблице приведены средние значения реактивной мощности Q , средний коэффициент загрузки трансформатора реактивной мощностью β , а также коэффициент формы графика реактивной нагрузки в первом и во втором случае. Стоимость 1 кВт.ч. принята $C_a=35/1033=0,034$ \$/кВт.

Таблица 2. Расчет ущерба от отключения БСК

	Тр1	Тр2	Тр3	Тр4
Реактивная нагрузка при отключенных БСК				
Q1, квар	301	632	88	111
$\square 1$	0,30	0,63	0,09	0,11
Кф1	1,057	1,015	1,250	1,222
Реактивная нагрузка при включенных БСК				
Q2, квар	128	471	61	97
$\square 2$	0,13	0,47	0,06	0,10
Кф2	1,07	1,02	1,31	1,33
Э, \$	60	215	-1,46	-2,46

Как видно, стоимость потерь в трансформаторе из-за некомпенсированной реактивной мощности наиболее ощутимы на самом загруженном трансформаторе Тр2. Отрицательные значения эффекта на трансформаторах Тр3, Тр4 объясняются низкой загрузкой ($\beta < \beta_{opt}$) при которой компенсация РМ убыточна.

Рассмотрим режим, когда реактивную нагрузку необходимо компенсировать на стороне ВН трансформатора (рис.4). Такой режим возникает в случаях, когда на некоторых ТП существует дефицит компенсирующих мощностей, а на других наоборот – избыток. При передаче реактивной мощности от БСК к трансформатору Тр1, то к потерям активной мощности в самих БСК, возникают потери в трансформаторе Тр2 при транзите через него мощности компенсации Q_k . Возникает вопрос, что выгоднее – генерировать реактивную мощность и платить за повышенные потери активной мощности или покупать реактивную мощность в энергосистеме? А может быть необходимо компенсировать только часть реактивной нагрузки, а часть покупать в ЭС?

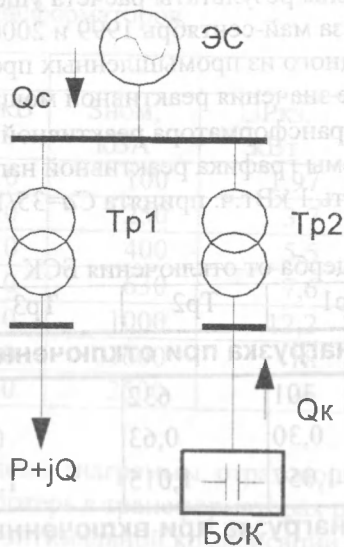


Рис. 4. Схема узла нагрузки

Чтобы найти ответ на этот вопрос, воспользуемся методом удельных приростов, из которого вытекает: если затраты на потребление РМ от разных источников (ЭС и БСК) являются дифференцируемыми функциями, то минимум суммарных затрат можно определить из условия:

$$\frac{d Z_c}{d Q} = \frac{d Z_k}{d Q} \quad (13)$$

где Z_c , Z_k – затраты на реактивную мощность из энергосистемы и от БСК.

Затраты на покупку РМ из энергосистемы в конкретный момент времени:

$$Z_c = C_q \cdot Q \quad (14)$$

Затраты на генерацию РМ и передачу ее через трансформатор номинальной мощностью S_H с номинальными нагрузочными потерями $\Delta P_{кз}$:

$$Z_k = Q \cdot \operatorname{tg} \delta + \left(\frac{Q}{S_H} \right)^2 \cdot \Delta P_{кз} \quad (15)$$

Подставив (14) и (15) в (13) получим следующее уравнение:

$$Cq = Ca \cdot \operatorname{tg} \delta + 2 \cdot Ca \cdot \frac{Q}{S_H} \cdot \frac{\Delta P_{K3}}{S_H},$$

решение которого даст предельное значение реактивной мощности БСК, для передачи в сеть 6-10 кВ через трансформатор Тр2:

$$\beta_{K_{max}} = \frac{Q}{S_H} = \frac{Cq}{Ca} - \operatorname{tg} \delta \quad (16)$$

В табл.3 приведены результаты расчета допустимых транзитных нагрузок реактивной мощности через различные трансформаторы при различных значениях тарифов на активную и реактивную энергию.

Таблица 3. Результаты расчета допустимых транзитов реактивной мощности от низковольтных БСК в сеть 6-10 кВ.

Тарифы энергосистемы							
Базовые		2-х ставочный		3-х зонный			
		Пик	Полупик	Пик	Полупик	Ночь	
Ca, руб/кВт.ч	9	9	9	27	9	4,5	
Cr, руб/кВар.ч	0,15	0,300	0,150	0,375	0,150	0,150	
Параметры трансформатора			Допустимая загрузка реактивной мощностью				
Тип	Sном, кВА	□Pкз, кВт	□Kmax				
ТМ-100	100	1,97	0,74	0,32	0,25	0,32	0,74
ТМ-250	250	3,7	0,99	0,43	0,33	0,43	0,99
ТМ-400	400	5,5	1,07	0,46	0,36	0,46	1,07
ТМ-630	630	7,6	1,22	0,53	0,41	0,53	1,22
ТМ-1000	1000	12,2	1,20	0,52	0,41	0,52	1,20
ТМ-1600	1600	18	1,30	0,56	0,44	0,56	1,30
ТМ-2500	2500	26	1,41	0,61	0,48	0,61	1,41

Как следует из расчета, в часы ПИК при двухставочном тарифе предел экономически оправданной реактивной мощности, передаваемой через трансформатор в сеть 6-10 кВ, близок или превышает номинальную мощность трансформатора. В часы непииковой зоны нагрузка трансформатора транзит РМ ограничен.

При позонных расчетах за активную электроэнергию транзит реактивной мощности от низковольтных БСК в сеть 6-10кВ целесообразен только частично (в ночные часы диапазон нагрузки близок к номинальной мощности, хотя потребности в этом, как правило, в это время нет).

Оценка экономической эффективности применения синхронных двигателей для компенсации реактивной мощности

Синхронные двигатели используются в технологических процессах и являются источниками реактивной мощности, которые не требуют капитальных затрат на приобретение. Однако технико-экономические показатели их как источников РМ хуже чем у БСК из-за повышенных удельных потерь на генерацию.

Потери в СД обусловленные реактивной мощностью определяются следующим выражением:

$$\Delta P = A \cdot \beta^2 + B \cdot \beta \quad (17)$$

где $\beta = Q/Q_n$ - коэффициент загрузки по реактивная мощность СД;
 A, B - константы, сумма которых определяет потери в двигателе при номинальной реактивной нагрузке, кВт.

Из (17) вытекает, что синхронный двигатель с можно рассматривать как БСК с $tg\delta = B/Q_n$, подключенную к сети через трансформатор с $\square P_{кз} = A$ и номинальной мощностью $S_n = Q_n$. Следовательно, предел экономически оправданной генерации РМ от СД можно определить по выражению (16).

В табл.4 приведены результаты расчета экономического предела реактивной нагрузки синхронных двигателей серии СТД 6кВ в различных тарифных зонах.

Как видно из результатов расчета при использовании двухставочного тарифа высоковольтные синхронные двигатели серии СТД целесообразно использовать в качестве компенсаторов в режимные часы во всем диапазоне располагаемой мощности. В полупиковой зоне использование наименее мощных двигателей мощностью 630-1250 ограничено коэффициентом нагрузки 0,5- 0,87.

При использовании тарифа по зонам суток значения предельной реактивной нагрузки СД ниже номинальной имеет место при работе в

часы ПИК для двигателей мощностью 630-2500 ($\cos\varphi=0,34-0,9$). В зоне ПОЛУПИК диапазон двигателей с ограниченным использованием располагаемой реактивной мощностью несколько сужается и составляет 630-2000 ($\cos\varphi_{\max}=0,48-0,9$). В зоне НОЧЬ использование СД в качестве ИРМ целесообразно на всем диапазоне располагаемой реактивной мощности.

Таблица 4. Предельная нагрузка по реактивной мощности синхронных двигателей серии СТД Уном=6кВ, $\cos\varphi=0,9$.

Тариф					2-х ставочный		Зонный		
Режимная зона					Пик	Полу-пик	Пик	Полу-пик	Ночь
Марка	Rн, кВт	Qн, кВар	A, кВт	B, кВт	$\cos\varphi_{\max}$				
СТД-630	630	305	2,95	2,22	1,34	0,48	0,34	0,48	1,34
СТД-800	800	387	3,52	2,91	1,41	0,50	0,35	0,50	1,41
СТД-1000	1000	484	3,99	3,39	1,59	0,58	0,42	0,58	1,59
СТД-1250	1250	605	3,54	3,93	2,29	0,87	0,63	0,87	2,29
СТД-1600	1600	775	4,13	4,93	2,52	0,96	0,70	0,96	2,52
СТД-2000	2000	969	5,94	5,48	2,25	0,89	0,67	0,89	2,25
СТД-2500	2500	1211	5,53	6,74	3,03	1,21	0,91	1,21	3,03
СТД-3200	3200	1550	6,94	7,87	3,14	1,29	0,98	1,29	3,14
СТД-4000	4000	1937	10	8,99	2,77	1,16	0,89	1,16	2,77
СТД-5000	5000	2422	11,9	10,5	2,94	1,25	0,97	1,25	2,94
СТД-6300	6300	3051	11,6	10,3	3,92	1,74	1,38	1,74	3,92
СТД-8000	8000	3875	15	12,5	3,87	1,73	1,37	1,73	3,87
СТД-10000	10000	4843	16,3	16,8	4,42	1,95	1,54	1,95	4,42
СТД-12500	12500	6054	20,4	20,6	4,42	1,96	1,55	1,96	4,42

Выводы

4. Компенсация реактивной мощности на промышленных предприятиях при установке батарей статических конденсаторов 0,4кВ позволяет снизить потери мощности в цеховых трансформаторах. Уровень снижения потерь зависит от реактивной нагрузки, удельных потерь мощности в самих БСК и может достигать 25% $\Delta P_{\text{кз}}$ трансформаторов.

1. Оптимальный уровень реактивной нагрузки, который обеспечивает минимум потерь в системе ТРАНСФОРМАТОР-БСК для трансформаторов мощностью 100-2500 кВА составляет 7-15% от номинальной мощности трансформатора.

2. При необходимости компенсации реактивной нагрузки в сетях 6-10кВ допустимый уровень транзита реактивной мощности БСК из сети 0,4кВ через трансформатор зависит от стоимости активной и реактивной электроэнергии, которые в свою очередь, зависят от применяемой тарифной системы:

– *при двухставочном тарифе* предел экономически оправданной реактивной мощности, передаваемой через трансформатор в сеть 6-10 кВ, близок или превышает номинальную мощность трансформатора. В часы непииковой зоны транзит реактивной мощности ограничен значениями 50-60% от номинальной мощности трансформатора;

– *при позонных расчетах за активную электроэнергию* транзит реактивной мощности от низковольтных БСК в сеть 6-10кВ целесообразен только частично и для трансформаторов мощностью 100-2500 кВА составляет: в зоне ПИК – 25-48%; в зоне ПОЛУПИК – 32-61%; в зоне НОЧЬ – 74-141% от номинальной мощности трансформатора.

3. Высоковольтные синхронные двигатели серии целесообразно использовать в качестве источников реактивной мощности. Значение предельной экономически целесообразной реактивной нагрузки зависит от двигателя, стоимости активной и реактивной электроэнергии, которые в свою очередь, зависят от применяемой тарифной системы.

Литература

1. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию:

в 2 т./ Под ред. А.А.Федерова. Т2. Электрооборудование. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

2. Карпов Ф.Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. М.: Энергоатомиздат, 1986.

3. Ковалев И.Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 1990.

4. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1989.