

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ В УСЛОВИЯХ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ

В.В.Прокопчик, А.В.Сычев, *Гомельский государственный технический университет им. П.О. Сухого*

Методология компенсации реактивной мощности (РМ) нагрузки потребителей в целом и отдельных электроприемников в частности разрабатывалась начиная с 30-х годов [1], и на всех этапах ее развития предусматривалось взаимодействие потребителей электроэнергии с энергоснабжающими организациями (продавцами электроэнергии). При этом экономическое стимулирование установки компенсирующих устройств (КУ) в системах электроснабжения предприятий осуществлялось посредством скидок и надбавок к тарифам на активную электроэнергию.

Основой режимного взаимодействия потребителей с энергосистемами в части реактивной мощности явились, в конечном счете, экономические значения реактивной мощности и энергии в узлах нагрузки, которые определяют расчетом [2] и указывают в договорах на пользование электроэнергией.

Однако, начиная с 90-х годов в России, Беларуси и других странах СНГ в связи со спадом производства произошло значительное снижение потребления активной и реактивной мощности (и энергии), которое привело к снижению загрузки основных сетей (330-750 кВ) энергосистем и повышению напряжения в этих сетях. Повышение напряжения происходит из-за избытка реактивной мощности в энергосистемах, так как воздушные линии 330-750 кВ являются ее мощными источниками. В условиях недостаточного оснащения этих ЛЭП шунтирующими реакторами энергосистемы стали искать пути увеличения потребления реактивной мощности потребителями. С этой целью в ряде энергосистем России (“Брянскэнерго”, “Кузбассэнерго” и др.) перестали взимать с потребителей плату за реактивную мощность и реактивную энергию. В Беларуси концерн “Белэнерго” директивным образом обязал потребителей отключить все КУ (высоковольтные и низковольтные) на период с 1 мая по 1 октября 2000г., что на некоторых узлах нагрузки 6-10 кВ привело к увеличению потребления реактивной мощности и энергии почти в 2 раза.

Параметры электропотребления подстанции 35/6 кВ “Юг-Сосновка”, питающей нефтедобывающий район НГДУ “Речицанефть”, за 1999г. отражают потребление реактивной энергии в условиях работы КУ в сетях 6 и 0,4 кВ потребителя. Данные за 2000г. представляют собой естественное потребление реактивной мощности, так как все КУ были отключены (табл. 1). Можно отметить хорошее оснащение потребителей нефтедобыва-

ющего района батареями конденсаторов 6 и 0,4 кВ, что позволяло поддерживать потребление W_Q на уровне 0,3-0,5 кВАрч на каждый кВтч на месячных интервалах. Однако при отключении КУ потребление реактивной энергии стало таким же, как и активной. Передача столь больших потоков реактивной мощности и энергии по сетям энергосистемы и распределительным сетям предприятия нефтедобычи приводит к значительным потерям активной энергии. В таких условиях компенсация реактивной мощности нагрузки становится взаимовыгодным средством снижения потерь электроэнергии [3].

В условиях избытка реактивной мощности в основных сетях энергосистем целесообразным является установка шунтирующих реакторов на ЛЭП 330-750 кВ, работа которых позволяет потреблять избытки реактивной мощности в месте их генерации без передачи по сетям.

Потери мощности в сетях энергосистемы увеличиваются за счет протекания зарядной мощности ЛЭП 330-750 кВ Q_c и реактивной нагрузки потребителей Q_n (Q_c частично покрывает Q_n).

Оценим эффективность разгрузки сетей энергосистемы и промышленных предприятий от реактивной мощности.

Стоимости реакторов различных предприятий-изготовителей значительно отличаются, например, стоимость трехфазного реактора напряжением 330 кВ при мощности 180 МВАр, произведенного фирмой АВВ, составляет 8,6 долл. США/кВАр, ОАО “ВИТ” (Запорожье) - 5 долл. США/кВАр.

Для оценки стоимости передачи реактивной мощности от источников энергосистемы к узлу нагрузки можно воспользоваться хорошо известным понятием экономического эквивалента реактивной мощности k_r (кВт/кВАр), который характеризует дополнительные потери активной мощности в электрической сети на единицу дополнительной реактивной нагрузки [4]. Значения k_r зависят от конкретной схемы внешнего электроснабжения предприятия с учетом числа ступеней трансформации и находятся в пределах 0,01—0,15. Используя k_r и характеристики годового графика нагрузки, можно найти удельное снижение потерь электроэнергии от компенсации РМ, которое при установке КУ в промышленных и городских сетях 0,4 кВ составляет в среднем 300 кВтч/кВАр в год [3].

Эффект от компенсации реактивной мощности потребителей Q_n в сетях (долл. США/кВАр) можно определить из следующего выражения:

Таблица 1. Потребление активной W_P (тыс. кВтч) и реактивной W_Q (тыс. кВАрч) энергии нефтедобывающим районом

Год	W_P	W_Q	W_P	W_Q	W_P	W_Q	W_P	W_Q	W_P	W_Q
	Май		Июнь		Июль		Август		Сентябрь	
1999	733	$\frac{216,2}{-1,3}$	705	$\frac{233}{-54}$	706	$\frac{226}{-55}$	972	$\frac{463}{-4,7}$	1003,4	$\frac{496}{0}$
2000	600	594	576	568	620,2	609	473,6	460,4	836,8	842

Примечание. В числителе — потребление реактивной энергии, в знаменателе - генерация ее в сеть энергосистемы.

$$\mathcal{E} = C_{уд} C_a Q_{п}, \quad (1)$$

где C_a — ставка тарифа на активную электроэнергию, долл. США/кВтч; $C_{уд}$ — удельное снижение потерь электроэнергии, кВтч/кВАр в год.

Чтобы получить данный эффект, необходимо зашунтировать реактором зарядные мощности ЛЭП и скомпенсировать реактивную нагрузку потребителей с помощью КУ. Суммарные затраты (долл. США) на установку шунтирующего реактора и КУ на предприятиях можно определить по следующему выражению:

$$Z = Z_{уд}^P Q_c + Z_{уд}^{ку} Q_{п}, \quad (2)$$

где $Z_{уд}^P$ — удельные затраты на установку шунтирующего реактора, долл. США/кВАр; $Z_{уд}^{ку}$ — удельные затраты на установку КУ на предприятии, долл. США/кВАр.

По выражениям (1) и (2) можно определить срок окупаемости затрат Z на снижение потерь в сетях энергосистемы $T_{ок}$, лет:

$$T_{ок} = \frac{Z}{\mathcal{E}} = \frac{Z_{уд}^P Q_c + Z_{уд}^{ку} Q_{п}}{C_{уд} C_a}. \quad (3)$$

Подставив числовые значения: $Z_{уд}^P = 8$ долл. США/кВАр; $Z_{уд}^{ку} = 20$ долл. США/кВАр; $C_{уд} = 300$ кВтч/кВАр в год [3]; $C_a = 0,034$ долл. США/кВтч (для Беларуси), определим срок окупаемости

$$T_{ок} = \frac{Q_c}{Q_{п}} 0,78 + 1,96.$$

Таким образом, срок окупаемости затрат на установку шунтирующего реактора и КУ на предприятиях при существующих ценах на оборудование и электроэнергию не превысит трех лет ($Q_c/Q_{п} \leq 1$).

Полученный эффект ($\mathcal{E}_{уд} = C_{уд} C_a = 300 \cdot 0,034 = 10,2$ долл. США/кВАр в год) имеет место, как в сетях энергосистемы, так и в распределительных сетях потребителей. Для энергосистемы эффект от компенсации РМ можно рассматривать как дополнительную электроэнергию, полученную за счет экономии, которую можно продать потребителям. При установке КУ потребители также получают эффект от снижения потерь мощности в распределительной сети и экономии электроэнергии. При средней общей экономии 300 кВтч/год на 1 кВАр установленного потребителем КУ, потери в сетях 6-10 кВ потребителей снижаются на 150 кВтч/квар в год. Но удельные затраты энергосистемы и потребителей разные, причем у последних они больше, так как

$$Z_{уд}^{ку} > Z_{уд}^P.$$

Заинтересовать потребителей в установке КУ можно, установив скидку к тарифу на активную электроэнергию при одновременном повышении стоимости реактивной. Величина скидки (и надбавки) к тарифам должна учитывать величину эффекта от снижения потерь мощности и капитальные затраты на установку КУ в сети потребителей. В условиях рыночных отношений решение задачи компенсации РМ потребителем будет осуществляться при сопоставлении стоимости покупаемых у энергоснабжающей организации реактивной мощности и электроэнергии со стоимостью устройств компенса-

ции РМ, которые он может установить в своей системе электроснабжения.

Приведенный пример показывает нецелесообразность передачи по электрическим сетям энергосистемы реактивной мощности нагрузки потребителей и подтверждает эффективность управления режимами реактивной мощности в сетях 330-750 кВ энергосистем с помощью шунтирующих реакторов.

Для более точной оценки влияния режимов реактивной мощности на эффективность работы систем электроснабжения предприятий необходимо учитывать их индивидуальные особенности: напряжение внешнего электроснабжения, графики нагрузки, тарифную систему при оплате электроэнергии. Влияние этих факторов рассмотрим на следующем примере.

Затраты предприятия на оплату потребления РМ можно представить как сумму трех составляющих:

$$Z = Z_c + Z_n + Z_{и}, \quad (4)$$

где Z_c — стоимость РМ, потребленной из энергосистемы, руб.; Z_n — стоимость потерь активной мощности в распределительной сети предприятия от протекания по ней реактивной мощности, руб.; $Z_{и}$ — стоимость потерь активной мощности в источнике РМ, руб.

Рассмотрим электрическую сеть (рис. 1): на шины РУ 10 кВ подается питание от энергосистемы (ЭС). По кабельной линии КЛ1 электроэнергия передается на шины РП с реактивной нагрузкой Q_{a1} . От шин РП по кабельной линии КЛ2 питается трансформатор, на стороне низкого напряжения которого имеется реактивная нагрузка Q_{a2} и источник реактивной мощности $Q_{и}$.

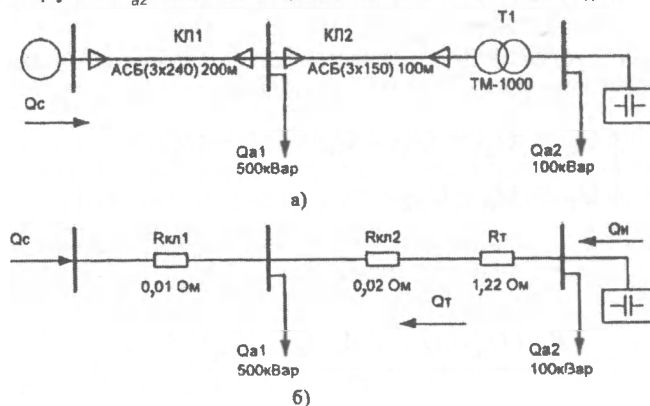


Рис. 1 Электрическая сеть (а) и схема замещения (б)

Исследуем зависимость затрат предприятия от мощности источника РМ.

Стоимость потребления реактивной энергии из ЭС за единицу времени (1ч) определяется величиной реактивной мощности от энергосистемы Q_c и тарифом на реактивную энергию C_p :

$$Z_c = Q_c C_p. \quad (5)$$

Стоимость потерь активной мощности в системе электроснабжения можно представить в следующем виде:

$$Z_n = \left(\frac{R_{кЛ1}}{U_c^2} Q_c^2 + \frac{R_t + R_{кЛ2}}{U_c^2} Q_t^2 \right) 10^{-3} C_a, \quad (6)$$

где $R_{кЛ1}$, $R_{кЛ2}$ — активные сопротивления линии от РУ до шин РП (см. рис. 1), Ом; R_t — активное сопротивление трансформатора, Ом; Q_c — реактивная мощность, потребляемая из ЭС, кВАр; Q_t — мощность, протекаю-

щая через трансформатор, кВАр; U_c — номинальное напряжение распределительной сети, кВ; C_a — тариф на активную энергию, руб/кВтч.

Стоимость потерь активной мощности в самом источнике реактивной мощности можно определить из соотношения

$$Z_{\text{и}} = (A_{\text{и}} Q_{\text{и}}^2 + B_{\text{и}} Q_{\text{и}}) C_a, \quad (7)$$

где $Q_{\text{и}}$ — реактивная мощность компенсирующего устройства, кВАр; $A_{\text{и}}$ — удельные квадратичные потери мощности, кВт/(кВАр)²; $B_{\text{и}}$ — удельные потери активной мощности кВт/кВАр; C_a — тариф на активную энергию, руб/кВтч.

Введем обозначения:

$$A_c = \frac{R_{\text{кл1}}}{U_c^2} 10^{-3} \text{ и } A_T = \frac{R_T + R_{\text{кл2}}}{U_c^2} 10^{-3},$$

где A_c, A_T — удельные квадратичные потери мощности в линии и трансформаторе соответственно, кВт/(кВАр)².

Тогда выражение (4) можно переписать в следующем виде:

$$\begin{aligned} Z &= C_p Q_c + C_a A_c Q_c^2 + C_a A_T Q_T^2 + \\ &+ C_a A_{\text{и}} Q_{\text{и}}^2 + C_a B_{\text{и}} Q_{\text{и}} = \\ &= \frac{1}{C_a} (B_{\text{эс}} Q_c + A_c Q_c^2 + A_T Q_T^2 + A_{\text{и}} Q_{\text{и}}^2 + B_{\text{и}} Q_{\text{и}}), \end{aligned} \quad (8)$$

где $B_{\text{эс}} = C_p / C_a$ — удельные потери активной мощности в ЭС, кВт/кВАр.

Из условия баланса мощностей имеем (потери реактивной мощности пренебрегаем):

$$\begin{cases} Q_c = Q_{a1} + Q_{a2} - Q_{\text{и}} = Q_a - Q_{\text{и}}, \\ Q_T = Q_{\text{и}} - Q_{a2}. \end{cases}$$

Перепишем выражение (8) в виде функции реактивной мощности источника $Q_{\text{и}}$:

$$\begin{aligned} Z &= \frac{B_{\text{эс}}(Q_a - Q_{\text{и}}) + A_c(Q_a - Q_{\text{и}})^2 +}{C_a} \rightarrow \\ &\rightarrow \frac{+ A_T(Q_{\text{и}} - Q_{a2})^2 + A_{\text{и}} Q_{\text{и}}^2 + B_{\text{и}} Q_{\text{и}}}{C_a} \end{aligned}$$

или

$$Z = A Q_{\text{и}}^2 + B Q_{\text{и}} + Z_0, \quad (9)$$

где A — удельные квадратичные затраты, обусловленные потерями активной мощности в элементах системы электроснабжения при протекании РМ от источника, руб/(кВАр)²; B — удельные затраты на генерацию источником РМ, руб/кВАр; Z_0 — затраты предприятия при отсутствии источника РМ, руб.;

$$A = \frac{A_c + A_T + A_{\text{и}}}{C_a};$$

$$B = \frac{B_{\text{и}} - B_{\text{эс}} - 2A_c Q_a - 2A_T Q_{a2}}{C_a};$$

$$Z_0 = \frac{B_{\text{эс}} Q_a + A_c Q_a^2 + A_T Q_{a2}^2}{C_a}.$$

Знак коэффициента B определяет — выгоден или убыточен источник РМ и зависит:

- от удельных потерь активной мощности в источнике РМ и энергосистеме;
- удельных квадратичных потерь в элементах системы электроснабжения предприятия;
- величины суммарной реактивной нагрузки предприятия и реактивной нагрузки в его узлах, а также от их потокораспределения в элементах системы электроснабжения.

В соответствии с (9) для схемы, приведенной на рис. 1, построены зависимости затрат и их составляющих (при $Z_0 = 1$) от величины реактивной мощности БСК (рис. 2). Анализируя их, можно отметить, что уменьшение затрат предприятия при компенсации РМ нагрузки по сравнению с ее отсутствием, имеет место до определенного значения $Q_{\text{и. опт}}$, при котором стоимость скомпенсированной реактивной мощности равна стоимости потерь активной мощности в элементах системы электроснабжения. Применение источника большей мощности, чем $Q_{\text{и. опт}}$, приводит к убыткам от компенсации РМ для предприятия.

Функция затрат имеет минимум при значении мощности источника $Q_{\text{и. опт}}$, которое определяется дифференцированием

$$\begin{aligned} \text{ренцированием } \frac{dZ(Q_{\text{и}})}{dQ_{\text{и}}} = \\ Q_{\text{и. опт}} = \frac{B_{\text{эс}} + 2A_c Q_a + 2A_T Q_{a2} - B_{\text{и}}}{2(A_c + A_T + A_{\text{и}})} = \frac{-B}{2A}. \end{aligned}$$

Зависимости, представленные на рис. 2, носят общий характер и отражают влияние различных факторов на эффективность компенсации РМ нагрузки в системе электроснабжения предприятия. При решении задач компенсации РМ для реального предприятия необходимо учитывать, что в течение суток меняются как реактивные нагрузки в узлах его распределительной сети, так и суммарная нагрузка. При расчетах по зонному тарифу меняется также и стоимость активной энергии, а в случае превышения экономических значений реактивной мощности $Q_{\text{э}}$ и энергии $W_{\text{эс}}$ — меняются и их стоимости. В связи с этим поддержание оптимального режима реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия может обеспечить только автоматизированная система, управляющая работой источника РМ.

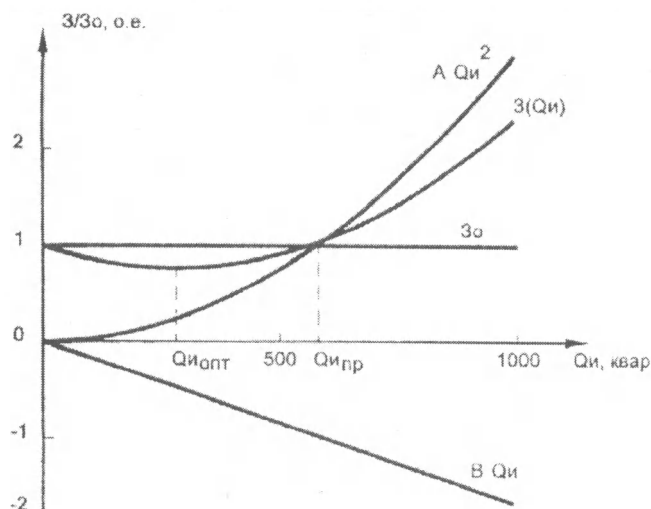


Рис. 2. Зависимость затрат от степени компенсации реактивной мощности нагрузки

В условиях либерализации рынка электроэнергетики основной отношений между потребителями реактивной мощности (и энергии) и ее продавцами являются тарифы, определяющие как стоимость потребленной реактивной мощности (и энергии), так и экономическую эффективность работы имеющихся на предприятии источников РМ, а также целесообразность приобретения и установки дополнительных устройств.

В Беларуси на 1 января 2000 г. тарифы на активную и реактивную энергию составили $C_a = 9$ руб/кВтч, $C_r = 0,15$ руб/кВАрч; на реактивную мощность — $C_q = 19,38$ руб/кВАр, штрафной коэффициент для оплаты реактивной мощности и энергии свыше экономических значений $K_w = 3$. Структура стоимости реактивной мощности и энергии за январь 2000г. на участке нефтепровода “Дружба”, включающем четыре насосные станции магистрального нефтепровода, питающиеся от сетей 110 кВ РУП “Гомельэнерго” через подстанции 110/6 кВ, приведена в табл.2.

Стоимость реактивной мощности и энергии за месяц составила 3351 долл. США, за год она составит около 40 000 долл. США. Поскольку основными потребителями реактивной мощности на насосной станции являются асинхронные электродвигатели мощностью 2500 и 3150 кВт напряжением 6 кВ, то для компенсации реактивной мощности их нагрузки необходимо применить высоковольтные батареи статических конденсаторов (БСК), удельная стоимость которых достигает 20 долл. США за 1 квар установленной мощности. На сумму, равную годовой плате за реактивную мощность и энергию, можно приобрести БСК общей мощностью 2000 квар, тогда как на участке нефтепровода необходимо компенсировать около 11 000 квар.

Расчеты показывают, что затраты на установку дополнительных БСК при существующих тарифах (без учета стоимости потерь активной энергии в силовых трансформаторах 110/6 кВ и сети 6 кВ) окупятся через 5—6 лет. В этих условиях потребитель сам должен решить: платить за потребление реактивной мощности и энергии или приобретать и устанавливать дополнительные БСК.

Проведенный анализ эффективности компенсации РМ нагрузки показывает, что в условиях рыночных отношений основное значение для потребителя имеют

тарифы на реактивную мощность и энергию. На нефтепроводе “Дружба” в стоимости реактивной мощности и энергии штрафные санкции составляют 82 %, но даже это не стимулирует потребителя устанавливать дополнительные БСК.

Таблица 3.

Напряжение	Тариф на	
	мощность, евро/кВА	электроэнергию, цент/кВтч
Сверхвысокое	3,11	0,74
Высокое	5,10	1,25
Среднее	8,21	1,99
Низкое	12,61	3,23

В Германии и других странах ЕЭС плата за реактивную мощность и энергию не взимается отдельно, а оплачивается полная мощность (каждый кВА максимальной мощности). При этом потери электрической энергии в сетях учитываются в тарифах путем их дифференцирования по уровню напряжения внешнего электроснабжения потребителей (табл. 3). При потреблении 500 кВт и 500 кВАр ($\tan \varphi = 1$) Потребитель оплачивает $S = 500 + j500 = 707$ кВА. Отсюда следует, что плата за мощность в связи с потреблением реактивной мощности увеличится в $707/500 = 1,4$ раза. Плату за реактивную мощность потребитель может существенно уменьшить, компенсируя РМ нагрузки в своей системе электроснабжения и снижая, таким образом, потребляемую полную мощность из энергосистемы.

Энергетика и тарифы на электроэнергию каждой страны имеют свои особенности, связанные со стоимостью топлива, структурой производства электроэнергии на электростанциях различных типов и их территориальным размещением по отношению к потребителям. Однако большую разницу в оплате реактивной мощности потребителями Беларуси по сравнению с Германией нельзя объяснить особенностями энергетики — необходимо пересмотреть политику энергосбережения в области компенсации реактивной мощности нагрузки. В первую очередь необходимо оснастить ЛЭП 330-750 кВ шунтирующими реакторами и исключить передачу

Таблица 2. Стоимость реактивной мощности и энергии на участке нефтепровода “Дружба” в январе 2001г.

Параметры электропотребления	Фактическое значение	Составляющие оплаты								Общая стоимость, долл. США	% общей стоимости
		"экономическая"				"сверхэкономическая"					
		значение	тариф*	Стоимость, долл. США	% общей стоимости	значение	тариф*	стоимость, долл. США	% общей стоимости		
Реактивная мощность, кВАр	11695	5790	0,019	109	3	5905	0,05628	332	10	441	13
Реактивная энергия, тыс. кВАрч	9030	3524,2	0,00015	512	15	5505,8	0,00044	2398	72	2910	87
Генерация реактивной энергии, кВАрч	100	—	—	—	—	100	0,00145	0,145	0,004	0,145	0,004
									Итого	3351	100

* На реактивную мощность, долл. США/кВАр; на реактивную энергию, долл. США/кВАрч.

столь больших потоков реактивной мощности по сетям энергосистемы. Важно понимать, что это мероприятие является экономически выгодным и для России, и для других стран СНГ.

Дифференцирование тарифов на электроэнергию по уровню питающего напряжения должно основываться на распределении общих плановых затрат и плановой прибыли энергосистемы между принадлежащими ей сетями различного номинального напряжения, что позволит учесть разный уровень потерь в них и различие в затратах на передачу электроэнергии. Решение вопросов дифференцирования тарифов по напряжению необходимо при реструктуризации энергетики.

Примером того, как энергосистема решает свои проблемы с избытком реактивной мощности без учета интересов потребителя, является отключение источников РМ на всех промышленных предприятиях Беларуси согласно указаниям Энергонадзора на период с 1 мая по 1 октября 2000г. Оплату реактивной энергии в этот период производили по значениям коэффициента мощности $\text{tg}\varphi = 1$ за соответствующий расчетный период прошлого года, т.е. по значениям реактивной энергии, которые могли иметь место при включенных БСК. При этом ущерб от увеличения потерь мощности и электроэнергии в системе электроснабжения предприятия никак не учитывали, а стоимость возросших потерь платили потребители.

Параметры, характеризующие работу четырех трансформаторов ТМ-1000 напряжением 10/0,4 кВ ОАО “Спартак” (Гомель) в мае-сентябре 1999 и 2000гг. (Q - среднее значение реактивной мощности; β - средний коэффициент загрузки трансформатора реактивной мощностью; K_ϕ — коэффициент формы графика реактивной нагрузки; стоимость 1 кВтч принята равной 0,034 долл. США/кВтч), дают представление об ущербе, нанесенном отключением БСК:

Как видно, наибольшая стоимость потерь в трансформаторе из-за некомпенсированной реактивной мощности нагрузки на самом загруженном трансформаторе Тр2 - за 5 месяцев 2000г. она составила 215 долл.

США. Отрицательные значения эффекта на трансформаторах Тр3, Тр4 можно объяснить их низкой загрузкой реактивной мощностью ($\beta < \beta_{\text{опт}}$), при которой компенсация РМ убыточна. Для трансформатора 1000кВА оптимальная нагрузка, которую целесообразно поддерживать, компенсируя РМ, составляет $\beta_{\text{опт}} = 0,12$.

	Тр1	Тр2	Тр3	Тр4
Реактивная нагрузка при включенных БСК, 1999г.:				
Q , кВАр	128	471	61	97
β	0,13	0,47	0,06	0,10
K_ϕ	1,07	1,02	1,31	1,33
Реактивная нагрузка при отключенных БСК, 2000г.:				
Q , кВАр	301	632	88	111
β	0,30	0,63	0,09	0,11
K_ϕ	1,057	1,015	1,250	1,222
Ущерб, долл. США	60	215	-1,4	-2,4

Выводы

1. В условиях рыночной экономики компенсация реактивной мощности нагрузки должна осуществляться потребителями путем сопоставления стоимостей покупаемых у энергоснабжающей организации реактивной мощности и реактивной энергии с затратами на приобретение дополнительных источников реактивной мощности.

2. Регулирование отношений между потребителями и продавцами реактивной энергии и мощности должно осуществляться только через систему тарифов, которые в существующем виде не отражают реальных затрат на транспорт реактивной мощности (и энергии) от ее источников к потребителям.

3. Директивное управление режимом работы источников реактивной мощности потребителей со стороны энергосистемы в Беларуси производится без учета интересов потребителя и приводит к снижению эффективности работы системы электроснабжения: увеличению потерь активной мощности и простоя установленных компенсирующих устройств.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Либерман А.С., Поляков Б.А. Снабжение промышленных предприятий реактивной энергией. Ростов н/Д.: Азчерхозиздат, 1937, 169 с.
2. Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора России. М.: АОЗТ “Энергосервис”, 1998. 359 с.
3. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1989. 173 с.
4. Зельцбург А.М. Экономика электроснабжения промышленных предприятий. М.: Высшая школа, 1973. 272с.