

II. ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА

УДК 621.316

О. Г. Мирошниченко

Компенсация реактивной мощности в узлах энергосистемы с учетом фактических графиков нагрузок

Предложен способ компенсации реактивной мощности в узле энергосистемы (на шинах 6–10кВ питающих подстанций) посредством применения комбинированного компенсирующего устройства. Проведена количественная оценка экономии потерь электроэнергии и срока окупаемости компенсирующего устройства.

В результате реформирования энергетической отрасли в Украине (разделения на генерирующие, электропередающие и энергоснабжающие компании) и усовершенствования рыночных отношений между субъектами энергорынка особую актуальность приобрели задачи, связанные со снижением потерь электроэнергии (э/э) в сетях электропередающих компаний. Одним из эффективных мероприятий по снижению потерь э/э является компенсация реактивной мощности (КРМ). Как известно, наибольшего эффекта от КРМ в электрических сетях можно достичь при оптимальном выборе источников реактивной мощности и оптимальном размещении компенсирующих установок (КУ) [1–3].

Оптимальное размещение КУ выбирается на основании технико-экономического сравнения различных вариантов. Наиболее экономичным (с точки зрения снижения суммарных нагрузочных потерь) вариантом размещения КУ является размещение КУ непосредственно в сетях электропотребителя (ЭП), так как при этом обеспечивается максимальное снижение потерь электроэнергии в энергосистеме [1]. Другим, менее экономичным с точки зрения уменьшения потерь в энергосистеме, вариантом размещения КУ являются шины 6–10 кВ питающих подстанций электропередающих компаний (ЭПК) [1].

В качестве КУ могут применяться как нерегулируемые так и регулируемые КУ. К нерегулируемым КУ относятся батареи статических конденсаторов (БСК), достоинства которых являются низкая удельная стоимость (примерно 5–10 дол. США за 1 кВАр [3]), малая удельная величина потерь в самих БСК (по сравнению с другими КУ) и возможность их подключения практически в любой точке сети. При этом ступенчато подключаемые БСК не позволяют плавно регулировать генерируемую реактивную мощность (РМ). В этом случае в электрической сети при использовании БСК, из-за фактически неравномерного текущего потребления РМ электропотребителя в течение суток, будет либо избыток, либо – недостаток РМ. Соответственно в одни периоды времени будет осуществляться генерация РМ электропотребителя в сети ЭПК, а в другие периоды времени – потребление РМ из сети ЭПК.

К плавно регулируемым КУ относятся тиристорные компенсаторы реактивной мощности (ТКРМ) и активные фильтры (АФ) [4, 5]. Преимуществом плавно регулируемых КУ является возможность быстрого (в течение полупериода основной частоты) изменения генерируемой РМ, благодаря чему удается полностью скомпенсировать РМ у потребителей с резко переменной нагрузкой. К недостаткам плавно регулируемых КУ относятся: большая удельная стоимость (для ТКРМ составляющая 30–50 дол. США за 1 кВАр, для активного фильтра – примерно 100 дол. США за 1 кВАр) и увеличенные удельные потери мощности по сравнению с БСК [1–5].

На сегодняшний момент в Украине компенсирующие устройства, находящиеся в эксплуатации, имеют ряд особенностей. Во-первых, так как существующие в Украине сети электропередающих компаний и сети большинства электропотребителей были спроектированы и построены десятки лет назад, в качестве КУ в них в подавляющем большинстве случаев используются нерегулируемые БСК. Во-вторых, у большинства установленных КУ давно истек срок эксплуатации, и они, будучи в рабочем либо уже в нерабочем состоянии, подлежат замене на новые и более современные. В-третьих, плавно регулируемые КУ редко применяются в сетях ЭП (из-за их высокой стоимости) и фактически не используются в сетях электропередающих компаний, так как во время строительства существующих электрических сетей они еще не производились, а модернизация указанных сетей происходит в недостаточном объеме. В-четвертых, на практике медленно происходит обновление существующих КУ по целому ряду причин.

В частности, у одних ЭП отсутствуют финансовые средства на установку современных плавно регулируемых КУ. Другим ЭП – оказывается выгоднее заплатить за недокомпенсированную ими реактивную электроэнергию согласно действующей методике оплаты за перетоки реактивной электроэнергии [6], чем устанавливать дополнительные компенсирующие устройства. При этом существует большой ряд мелких электропотребителей с месячным потреблением до 5000 кВтч, которые вообще не осуществляют КРМ. Электропередающие компании также не устанавливают КУ в соб-

ственных сетях на шинах 6–10 кВ питающих подстанций, так как за потери э/э, привнесенные протеканием реактивных мощностей, заплатят (согласно установленному порядку формирования тарифа на э/э) в конечном счете, электропотребители.

Приведенная ситуация характеризуется довольно высокими потерями э/э в существующих электропередающих компаниях Украины, вызванными влиянием реактивных мощностей подключенных электропотребителей. Указанные потери достигают, как будет показано далее, до 26 % и более от суммарных нагрузочных потерь э/э в энергосистеме. Это свидетельствует о том, что существующий уровень компенсации реактивной мощности в электрических сетях Украины находится на очень низком уровне.

С учетом вышеизложенного и исходя из происходящего удорожания электроэнергии в Украине, становится актуальным и востребованным практикой уменьшение потерь в энергосистеме, вызванных протеканием реактивных мощностей электропотребителей, и совершенствование энергосберегающего управления с применением современных технических средств для КРМ, в том числе – плавно регулируемых КУ. В настоящее время одним из эффективных технических мероприятий по уменьшению потерь э/э, вызванных перетоками реактивной мощности, является осуществление компенсации на шинах 6–10 кВ питающих подстанций. Указанная КРМ осуществляется путем установки комбинированных КУ электропередающими компаниями и предназначена, во-первых, для снижения потерь э/э в сетях ЭПК. А, следовательно, – для увеличения прибыли ЭПК, так как на передачу э/э к потребителю для каждой ЭПК установлен фиксированный тариф (к примеру, коэффициент нормативных потерь для Запорожьеоблэнерго равен 8,87 %, для Днепроблэнерго – 5,68 % [7]). Во-вторых, при этом за потребленную ими реактивную мощность электропотребители будут продолжать оплату ЭПК согласно действующей Методики [6].

Данная статья посвящена исследованию эффективности предложенного способа компенсации реактивной мощности в узле (шины 6–10 кВ питающей подстанции) ЭПК посредством применения комбинированных компенсирующих устройств, состоящих из БСК (со ступенчатой регулировкой) и плавно регулируемых КУ (выполненных на основе ТКРМ или АФ).

При реализации предложенного способа КРМ в рассматриваемом узле энергосистемы, показанном на рис. 1, устанавливается компенсирующее устройство суммарной мощностью $Q_{ку}$, состоящее из БСК со ступенчатой регулировкой и плавно регулируемого КУ (ТКРМ или АФ).

В схеме на рис. 1 используются следующие обозначения: Q'_k – текущая реактивная мощность (РМ) в подходящем k -ом участке энергосистемы (УЭС); Q_n – текущая РМ отдельного n -го электропотребителя; $Q_{ку}$ – текущая реактивная мощность КУ; $1...K$ – количество подходящих участков энергосистемы; $1...N$ – количество потребителей, получающих питание от данного узла.

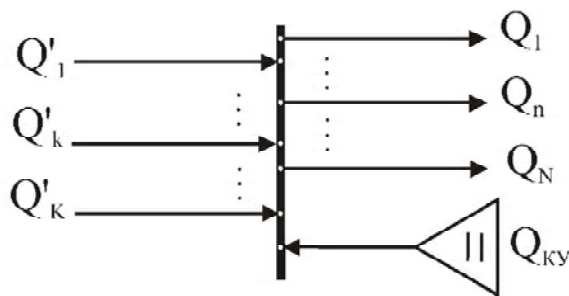


Рис. 1. Схема узла энергосистемы

Будем считать, что при осуществлении полной компенсации РМ всех ЭП, в любой момент времени для установленных в узле КУ значение $Q_{ку}$ их текущей РМ равно сумме текущих реактивных мощностей всех электропотребителей, получающих питание от данного узла энергосистемы:

$$Q_{ку} \approx \sum_1^N Q_n. \tag{1}$$

Очевидно, что при указанном способе КРМ в сетях ЭПК не будет возникать дополнительных потерь активной мощности, вызванных реактивными мощностями электропотребителей, подключенных к рассматриваемому узлу энергосистемы. При этом алгебраическая сумма РМ во всех подходящих УЭС будет равна нулю:

$$\sum_1^K Q'_k = 0. \tag{2}$$

С учетом (1) и (2) суммарные потери в энергосистеме (после осуществления КРМ в рассматриваемом узле) снизятся на значение потерь, привносимое всеми $1...N$ электропотребителями без установки КУ в узле, которое может быть найдено из следующих соотношений [8]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \mathcal{E} &= \int_0^{t_p} D \cdot \sum_{n=1}^N Q_n \cdot dt, \\ \sum_{n=1}^N Q_n &= \left[\sum_{n=1}^N \Delta(WQ_n^n) - \sum_{n=1}^N \Delta(WQ_n^c) \right] / \Delta t, \\ D &= \sum_{s=1}^S \sum_{m=1}^M 0,5 \cdot [(1 + \text{sign} Q_{(s)m}) - K_H (1 - \text{sign} Q_{(s)m})] \times \\ &\times \xi_{(s)m} \cdot \eta_{(s)} \cdot \lambda_m \cdot d_{m0}, \\ D(t_p) &= \frac{\int_0^{t_p} D \cdot \sum_{n=1}^N Q_n \cdot dt}{\int_0^{t_p} \sum_{n=1}^N Q_n \cdot dt}, \end{aligned} \right\} \tag{3}$$

где D – текущее (варьируемое) результирующее значение экономического эквивалента реактивной мощности (ЭЭРМ) для рассматриваемых $1...N$ ЭП; $D(t_p)$ – результирующее значение ЭЭРМ за расчетный период времени t_p ; Q_n – текущее значение РМ для отдельного ЭП; $Q_{(s)m}$ – текущее значение РМ в m -ом участке, подключенном к s -ому узлу энергосистемы; d_{m0} – нормированное значение ЭЭРМ для m -го участка энергосистемы; λ_m – коэффициент загрузки m -го участка энергосистемы; $\xi_{(s)m}$ – коэффициент распределения по РМ в m -ом участке, подключенном к s -ому узлу; $\eta_{(s)}$ – результирующий узловый коэффициент по РМ для s -ого узла энергосистемы.

При этом текущие значения всех реактивных мощностей в зависимостях (3) принимаются положительными при потреблении РМ или отрицательными – при генерации РМ и могут быть рассчитаны с помощью данных, поступающих от автоматизированной системы учета электроэнергии, из следующих соотношений [8]:

$$\left. \begin{aligned} Q^{\text{II}} &= \Delta(WQ^{\text{II}}) / \Delta t, \\ Q^{\text{I}} &= \Delta(WQ^{\text{I}}) / \Delta t \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

где $\Delta(WQ^{\text{II}})$, $\Delta(WQ^{\text{I}})$ – изменения показаний счетчиков реактивной электроэнергии по потребляемой и генерируемой реактивной электроэнергии соответственно; Δt – интервал времени дискретности автоматизированного контроля (съемы показаний счетчиков реактивной энергии в энергосистеме).

В качестве примера произведены расчеты снижения потерь электроэнергии в электрических сетях НЭК

«Укрэнерго» (НЭК), Запорожьеоблэнерго (ЗОЭ) и Днепроблэнерго (ДОЭ) при установке КУ в следующих узлах: шины 6–10 кВ подстанций Запорожьеоблэнерго – «Рабочая-150» (Р-150) и «Мелитопольская-150» (Мел-150); Днепроблэнерго – «Узловая-150» (У-150), «Днепродзержинская-150» (ДЗУ-150); НЭК «Укрэнерго» – «Днепрпетровская-330» (Дп-330), «Первомайская-330» (ПМ-330), «Мелитопольская-330» (Мел-330).

В расчетах учитывалось, что при установке КУ на шинах 6–10 кВ подстанций облэнерго потери мощности уменьшались как в сетях облэнерго, так и – в сетях НЭК «Укрэнерго». Также при расчетах было принято, что при установке КУ в рассматриваемых узлах компенсировалась РМ всех электропотребителей, получающих питание от указанных узлов.

Расчет производился за октябрь 2007 года с использованием данных автоматизированных систем учета электроэнергии (поступающих с интервалом дискретности $\Delta t=30$ минут). Результаты расчетов снижения потерь электроэнергии приведены в табл. 1, в которой используются следующие обозначения: $D^{\text{НЭК}}$, $D^{\text{ЭСК}}$, D^* – значения ЭЭРМ соответственно для сетей НЭК «Укрэнерго», для сетей энергоснабжающей компании (ЗОЭ или ДОЭ) и суммарное значение ЭЭРМ, вычисленные за месяц согласно (3); WQ^* – потребление реактивной электроэнергии в узле, полученное по данным автоматизированной системы учета электроэнергии; $\Delta \mathcal{E}^{\text{НЭК}}$, $\Delta \mathcal{E}^{\text{ЭСК}}$ и $\Delta \mathcal{E}^*$ – снижение потерь электроэнергии соответственно в сетях НЭК, облэнерго и во всей энергосистеме в целом, найденное согласно (3); $\Delta \mathcal{E}^{\text{КУ}}$ – потери в КУ, рассчитанные из условия того, что потери активной мощности в БСК составляют 0,2 % от его текущей РМ [1], а потери

Таблица 1. Рассчитанные значения снижения потерь в энергосистеме

	Подстанция						
	Р-150	Мел-150	У-150	ДЗУ-150	Мел-330	Дп-330	ПМ-330
$D^{\text{НЭК}}$, кВт/кВАр	0,011	0,011	0,0177	0,0162	0,011	0,015	0,013
$D^{\text{ЭПК}}$, кВт/кВАр	0,015	0,013	0,008	0,010	–	–	–
D^* , кВт/кВАр	0,026	0,024	0,098	0,0262	0,011	0,015	0,013
WQ^* , тыс.кВАрч	8916	11898	30640	18075	25842	90000	90000
$\Delta \mathcal{E}^{\text{НЭК}}$, тыс.кВт·ч	98	131	542	293	284	1350	1170
$\Delta \mathcal{E}^{\text{ЭПК}}$, тыс.кВт·ч	134	154	245	181	–	–	–
$\Delta \mathcal{E}^*$, тыс.кВт·ч	232	285	787	474	284	1350	1170
$\Delta \mathcal{E}^{\text{КУ}}$, тыс. кВтч	36	48	126	73	84	390	360
$\Delta \mathcal{E}^{\text{ЭПК}}$, тыс. кВтч	98	102	119	108	200	960	810
$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma \text{РМ}}^*$, тыс. кВтч	196	237	661	401	200	960	810

в ТКРМ и в активном фильтре – 2,0 % от текущей РМ [4, 5]; $\Delta \mathcal{E}^{\text{ЭПК}}$ – снижение потерь в сетях электропередающей компании, на шинах подстанции которой установлены КУ (рассчитано с учетом потерь в КУ); $\Delta \mathcal{E}_{\Sigma \text{РМ}}^*$ – снижение потерь во всей энергосистеме: сетях облэнерго и НЭК, – определенное с учетом потерь в КУ.

В табл. 2 приведены рассчитанные стоимости комбинированного КУ для каждой из подстанций и приняты следующие обозначения: Q_{max} и Q_{min} – максимальное и минимальное значение потребляемой РМ в узле; $Q^{\text{БСК}}$ – мощность применяемых БСК; $Q^{\text{ПРК}}$ – мощность применяемых плавно регулируемых КУ (ТКРМ или АФ); $\mathcal{C}_1^{\text{КУ}}$ – стоимость комбинированного КУ на основе БСК и ТКРМ; $\mathcal{C}_2^{\text{КУ}}$ – стоимость комбинированного КУ на основе БСК и АФ.

При этом была принята унифицированная схема построения комбинированного КУ, при которой, во-первых, для компенсации минимального значения потребляемой РМ в узле Q_{min} используются нерегулируемые БСК. Во-вторых, для компенсации оставшейся части РМ, равной $(Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}})$, служат шесть ступеней регулирования БСК (с мощностью одной ступени регулирования, равной 0,15 $(Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}})$) и плавно регулируемое КУ (выполненное на основе ТКРМ или АФ с установленной реактивной мощностью, равной 0,1 $(Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}})$). С учетом этого стоимости $\mathcal{C}_1^{\text{КУ}}$ и $\mathcal{C}_2^{\text{КУ}}$ КУ находились из следующих соотношений:

$$\left. \begin{aligned} \mathcal{C}_1^{\text{КУ}} &= Q_{\text{min}} \cdot Z^{\text{БСК}} + 0,9(Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}})Z^{\text{БСК}} + \\ &+ 0,1(Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}})Z^{\text{ТКРМ}}, \\ \mathcal{C}_2^{\text{КУ}} &= Q_{\text{min}} \cdot Z^{\text{БСК}} + 0,9(Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}})Z^{\text{БСК}} + \\ &+ 0,1(Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}})Z^{\text{АФ}} \end{aligned} \right\} (5)$$

где $Z^{\text{БСК}}$ – удельная стоимость 1 кВАр БСК (принята равной 10 дол. США/кВАр [3]); $Z^{\text{ТКРМ}}$ – удельная сто-

имость 1 кВАр ТКРМ (принята равной 50 дол.США/1кВАр [3]); $Z^{\text{АФ}}$ – удельная стоимость 1 кВАр АФ (принята равной 100 дол.США/1кВАр [3]).

Представляет также практический интерес определение увеличения пропускной способности участков электропередающих компаний в режиме максимальных нагрузок при использовании предложенной КРМ в рассмотренных ранее узлах. Для оценки увеличения пропускной способности участков электропередающих компаний в режиме максимальных нагрузок примем ряд допущений. Во-первых, увеличение пропускной способности будем рассчитывать только для УЭС, подходящих к рассматриваемым узлам. Во-вторых, применение предложенной КРМ в узле позволит дополнительно передавать через подходящие участки мощность, равную максимальной мощности КУ $Q_{\text{max}}^{\text{КУ}}$. В-третьих, при максимальном значении полной мощности, которую возможно передать через подходящие УЭС, отношение активных и реактивных мощностей равно отношению средних активных и реактивных мощностей в этих УЭС в рассматриваемых примерах. С учетом этого найдем дополнительное увеличение мощности $\Delta S_{\text{доп}}$, которое окажется возможным передать через подходящие УЭС к рассматриваемому узлу:

$$\left. \begin{aligned} \Delta S_{\text{доп}} &= S_{\text{пр}} - \sqrt{P_{\text{пр}}^2 + (Q_{\text{пр}} - Q_{\text{max}}^{\text{КУ}})^2}, \\ S_{\text{пр}} &= \sqrt{P_{\text{пр}}^2 + Q_{\text{пр}}^2}, \\ \text{tg} &= \frac{Q_{\text{ср}}}{P_{\text{ср}}} = \frac{Q_{\text{пр}}}{P_{\text{пр}}}, \\ P_{\text{пр}} &= \frac{S_{\text{пр}}}{\sqrt{1 + \text{tg}^2}}, \quad Q_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}} \cdot \text{tg}}{\sqrt{1 + \text{tg}^2}} \end{aligned} \right\} (6)$$

где $S_{\text{пр}}$, $P_{\text{пр}}$, $Q_{\text{пр}}$ – соответственно максимальная полная, активная и реактивная мощности, которые возможно передать через подходящие УЭС к рассмат-

Таблица 2. Рассчитанные стоимости КУ

Подстанция	Q_{max} , МВАр	Q_{min} , МВАр	$Q^{\text{БСК}}$, МВА	$Q^{\text{ПРК}}$, МВА	$\mathcal{C}_1^{\text{КУ}}$	$\mathcal{C}_2^{\text{КУ}}$
					тыс. дол. США	
Р-150	15	11	14,6	0,4	166	186
Мел-150	21	8	19,7	1,3	262	327
У-150	60	25	56,5	3,5	740	915
ДЗУ-150	32	12	30	2	400	500
Мел-330	49	19	46	3,0	610	760
Дп-330	140	107	136,7	3,3	1532	1697
ПМ-330	135	118	133,3	1,7	1418	1503

риваемому узлу; $P_{\text{ср}}$, $Q_{\text{ср}}$ – средние значения за месяц потребляемых активной и реактивной мощности соответственно в рассматриваемом узле.

Найдем с учетом (6) увеличение пропускной способности (χ) в узле энергосистемы при применении предложенного способа КРМ:

$$\chi = \frac{\Delta S_{\text{доп}}}{S_{\text{ном}}} 100\%. \quad (7)$$

Рассчитанные согласно (6) и (7) значения увеличения пропускной способности УЭС, подходящих к ранее рассмотренным подстанциям, приведены в табл. 3.

Таблица 3. Рассчитанные значения увеличения пропускной способности

Подстанция	$S_{\text{пр}}$, МВА	tg	$Q_{\text{max}}^{\text{ку}}$, МВАр	$\Delta S_{\text{доп}}$, МВА	χ , %
Р-150	300	0,76	15	8,83	2,94
Мел-150	300	0,75	21	12,1	4,03
У-150	500	0,75	60	33,52	6,7
ДЗУ-150	500	0,7	32	17,63	3,53
Мел-330	500	0,82	49	29,54	5,9
Дп-330	500	0,72	140	66,64	13,3
ПМ-330	500	0,7	135	63,18	12,6

Анализ данных из табл. 1 и табл. 3 свидетельствует о том, что практическое использование предложенного способа КРМ в узле энергосистемы позволит не только снизить суммарные нагрузочные потери в энергосистеме (как будет показано далее от 8,6 % до 26,5 % для рассмотренных подстанций), но и значительно повысить пропускную способность участков ЭПК (от 3 % до 13 %). Для того, чтобы оценить насколько экономически оправдано применение предложенного способа КРМ, рассчитаем ориентировочные сроки окупаемости КУ, которые предлагается установить на шинах 6–10кВ ранее рассмотренных подстанций.

Для последующей оценки ориентировочного срока окупаемости КУ при предложенном способе КРМ предварительно выполним анализ существующего рынка электроэнергии в Украине. Электрические станции производят как активную, так и реактивную электроэнергию. От электростанций вырабатываемая электроэнергия по магистральным сетям 220–750 кВ НЭК «Укрэнерго» передается в сети 6–150 кВ облэнерго, а затем – через сети облэнерго электроэнергия попадает непосредственно к электропотребителям.

За выработанную электроэнергию электростанции получают оплату по тарифу, устанавливаемому для каждой электростанции Национальной комиссией

регулирования энергетики. За генерируемую реактивную мощность электростанции не получают оплату, так как одним из условий продажи ими активной электроэнергии является поддержание на собственных шинах напряжения в заданных диапазонах, что возможно лишь путем изменения значения генерируемой электростанцией реактивной мощности. При этом электрические станции косвенно не заинтересованы в снижении потерь в сетях электропередающих компаний, потому что при этом они вынуждены будут производить меньше электроэнергии и, следовательно, снижать свой доход. Это обусловлено тем, что, согласно действующей Методики [6], в настоящее время не существует финансовых взаимоотношений между генерирующими компаниями и потребителями реактивной мощности. НЭК «Укрэнерго», в свою очередь, получает оплату за транспортировку только активной электрической энергии с фиксированным тарифом 1,3 коп. за 1 кВтч [9].

Снижение потерь э/э в сетях облэнерго приводит к прямому увеличению прибыли указанной энергоснабжающей компании, так как уменьшится значение фактических потерь в сетях указанных ЭСК при неизменном коэффициенте нормативных потерь. При этом стоимость 1кВтч сэкономленной электроэнергии в сетях ЭСК будет соответствовать текущему тарифу на э/э (в рассматриваемом примере – за октябрь 2007 года этот тариф составлял $T^{\text{ЭСК}}=35,6$ коп./кВтч для электропотребителей 2 класса). Разница между тарифом $T^{\text{ГП}}$ на э/э на Оптовом рынке э/э и тарифом $T^{\text{ЭСК}}$ облэнерго обусловлена потерями на транспортировку э/э и эксплуатационными расходами ЭСК [7].

Снижение потерь э/э в сетях облэнерго посредством установки дополнительных КУ приведет также к снижению потерь э/э в сетях НЭК «Укрэнерго». И, следовательно, уменьшатся потери во всей энергосистеме в целом. Оценим на основании данных табл. 4 снижение общих потерь э/э (вызванных транспортировкой как активной, так и реактивной мощности к электропотребителям) во всей энергосистеме при предложенной КРМ в узле энергосистемы. Данные о снижении общих потерь в энергосистеме приведены в табл. 4, где: $\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}$ – суммарные потери в энергосистеме, вызванные транспортировкой активной и реактивной мощности к электропотребителям, получающих питание от ранее рассмотренных узлов энергосистемы; $\Delta \Pi^{\text{ЭПК}}$, $\Delta \Pi_{\Sigma}$ – денежные эквиваленты снижения потерь соответственно в сети электропередающей компании и во всей энергосистеме (с учетом общих потерь как в сетях облэнерго, так и в сетях НЭК «Укрэнерго»):

$$\left. \begin{aligned} \Delta \Pi^{\text{ЭПК}} &= \Delta \mathcal{E}^{\text{ЭПК}} T^{\text{ЭПК}}, \\ \Delta \Pi_{\Sigma} &= \Delta \mathcal{E}^{\text{ЭПК}} T^{\text{ЭПК}} + \Delta \mathcal{E}^{\text{НЭК}} T^{\text{НЭК}} \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

где $T^{\text{ЭПК}}=35,6$ коп./кВтч – стоимость 1кВтч для для электропередающей компании (облэнерго), в сетях которой установлены КУ; $T^{\text{НЭК}}=20,6$ коп./кВтч – стоимость 1кВтч в сетях НЭК «Укрэнерго».

Таблица 4. Данные о снижении общих потерь в энергосистеме (при транспортировке активной и реактивной мощности к электропотребителям)

Подстанция	$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}$, тыс. кВтч	$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma PP}^*$, тыс. кВтч	δ , %	$\Delta \Pi_{ЭПК}$, тыс. грн.	$\Delta \Pi_{\Sigma}$, тыс. грн.
Р-150	945	196	20,74	31,9	52,1
Мел-150	1781	237	13,3	36,3	63,3
У-150	3095	661	21,35	42,3	154,0
ДЗУ-150	3667	401	10,9	38,4	60,4
Мел-330	2333	200	8,6	–	41,2
Дп-330	3620	960	26,5	–	197,8
ПМ-330	4560	810	17,7	–	166,9

Следует отметить, что при установке КУ на шинах подстанций НЭК «Укрэнерго»: «Мелитопольская-330», «Днепропетровская-330», «Первомайская-330», – значение $\Delta \Pi_{ЭПК}$.

Относительное снижение потерь в энергосистеме δ при предложенной компенсации РМ в конкретном узле энергосистемы находилось из следующего соотношения:

$$\delta = \frac{\Delta \mathcal{E}}{\Delta \mathcal{E}_{\Sigma PP}^*} - 100 [\%]. \tag{9}$$

Так как в настоящее время не существует финансовых взаиморасчетов между облэнерго и НЭК «Укрэнерго» за перетоки реактивной мощности, то для расчета ориентировочного срока окупаемости компенсирующих устройств (при установке их на шинах 6–10 кВ подстанции облэнерго) будем использовать данные о снижении потерь э/э только в сетях облэнерго.

С учетом данных из табл. 4 рассчитаем ориентировочный срок окупаемости T^{OK} компенсирующих

устройств при предложенном способе КРМ в узле энергосистемы из следующего соотношения:

$$T^{OK} = \frac{C^{КУ} \cdot K_{\mathcal{E}}}{\Delta \Pi_{ЭПК} \cdot 12}, \tag{10}$$

где $K_{\mathcal{E}}=5,08$ – отношение 1грн./1дол. США по данным Национального банка Украины.

Для сравнения определим для этого же способа КРМ ориентировочный срок окупаемости компенсирующих устройств T_{Σ}^{OK} , в котором учитываются общие сэкономленные потери э/э во всей энергосистеме в целом (в сетях НЭК и облэнерго):

$$T_{\Sigma}^{OK} = \frac{C^{КУ} \cdot K_{\mathcal{E}}}{\Delta \Pi_{\Sigma} \cdot 12}. \tag{11}$$

Результаты выполненных расчетов ориентировочных сроков окупаемости T^{OK} и T_{Σ}^{OK} компенсирующих устройств (при размещении КУ на шинах 6–10 кВ питающих подстанций электропередающих компаний) приведены в табл. 5. Для сравнения приведем нормированное значение коэффициента экономической эффективности капиталовложений для предприятий Минтопэнерго: $T_{норм}^{OK}=6,6$ лет.

Из анализа табл. 5 следует, что при осуществлении предложенного способа КРМ (на шинах 6–10 кВ рассматриваемых подстанций электропередающих компаний), ориентировочный срок окупаемости компенсирующих устройств будет составлять от 2,2 до 7,4 лет (при использовании комбинированного КУ на основе БСК и ТРКМ) и от 2,5 до 9,1 лет (при использовании комбинированного КУ на основе БСК и АФ). Для всех рассмотренных подстанций (кроме подстанции «Узловая-150») рассчитанный ориентировочный срок окупаемости для КУ на основе БСК и ТКРМ меньше нормативного срока окупаемости.

Также практически для всех подстанций (кроме «Узловая-150» и «Мелитопольская-330») рассчитанный ориентировочный срок окупаемости для КУ на

Таблица 5. Данные о сроках окупаемости КУ

Подстанция	$C^{КУ}$, тыс. дол. США		T^{OK} , год		T_{Σ}^{OK} , год	
	БСК+ ТКРМ	БСК+ АФ	БСК+ ТКРМ	БСК+ АФ	БСК+ ТКРМ	БСК+ АФ
Р-150	166	186	2,2	2,5	1,4	1,5
Мел-150	262	327	3,1	3,8	1,7	2,2
У-150	740	915	7,4	9,1	2,0	2,5
ДЗУ-150	400	500	4,4	5,5	2,8	3,5
Мел-330	610	760	–	–	6,3	7,8
Дп-330	1532	1697	–	–	3,3	3,6
ПМ-330	1418	1503	–	–	3,6	3,8

основе БСК и ТКРМ меньше нормативного срока окупаемости. Большой срок окупаемости для подстанции «Узловая-150» вызван малой протяженностью сетей облэнерго (от подстанции Узловая-150 до сетей НЭК Укрэнерго), а для подстанции «Мелитопольская-330» – как небольшой удаленностью подстанции от электрических станций, так и большой разницей между максимальным и минимальным значением реактивной мощности, потребляемой от шин подстанции в течение месяца.

Выводы. 1. Срок окупаемости КУ, устанавливаемых при предложенном способе КРМ в узлах энергосистемы (на шинах 6–10 кВ питающих подстанций), составляет: с учетом экономии потерь только в сетях электропередающих компаний – от 2,2 до 7,4 лет для КУ на основе БСК и ТКРМ или от 2,5 до 9,1 лет для КУ на основе БСК и АФ. С учетом же совместной экономии потерь электроэнергии в сетях облэнерго и НЭК «Укрэнерго» срок окупаемости составляет от 1,4 до 2,8 лет для КУ на основе БСК и ТКРМ или от 1,5 до 3,5 лет на основе БСК и АФ.

2. Полученные относительно небольшие ориентировочные сроки окупаемости (почти в 2 раза меньшие их нормативного значения) позволяют рекомендовать предложенный способ компенсации реактивной мощности к практическому применению в сетях электропередающих компаний. Применение предложенного способа компенсации реактивной мощности позволяет повысить пропускную способность участков электропередающих компаний на (2,94–13,3)% и снизить потери активной электроэнергии во всей энергосистеме (вызванные транспортировкой активной и реактивной мощности к электропотребителям) на (8,6–26,5%), что в денежном эквиваленте обеспечивает экономию от 494 до 2373 тыс. грн. в год для одной питающей подстанции. При использовании данного способа КРМ на большинстве питающих подстанций Украины (число которых превышает 1000) ожидаемая экономия будет значительной.

3. С учетом упомянутого снижения потерь во всей энергосистеме при внедрении предложенного спосо-

ба КРМ следует ожидать возможного снижения тарифа на электроэнергию для всех электропотребителей.

Перечень ссылок

1. Карлов Ф. Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. – М: Энергия. – 1975. – 182 с.
2. Ильяшов В. П. Автоматическое регулирование мощности КУ. – М: Энергия. – 1977. – 247 с.
3. Волков А. В., Мирошниченко О. Г. Об эффективности применения автоматизированных регулируемых компенсаторов реактивной мощности // Проблемы повышения эффективности электромеханических преобразователей в электроэнергетических системах. Материалы международной научно-технической конференции, г. Севастополь. – 2004 – С. 15–16.
4. Статические компенсаторы для регулирования реактивной мощности / Под ред. Р. М. Матура: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 160 с.
5. Пивняк Г. Г., Волков А. В. Современные частотно-регулируемые асинхронные электроприводы с широтно-импульсной модуляцией. – Днепропетровск: НГУ, 2006. – 470 с.
6. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами // Офіційний вісник України. – 2002. – № 6.
7. Волков А. В., Мирошниченко О. Г., Волкова Т. А. Анализ и пути совершенствования тарифа на электроэнергию в Украине // Електротехніка та електроенергетика. – №2. – 2006. – С. 77–83.
8. Волков А. В., Мирошниченко О. Г. Математическая модель потерь электроэнергии в энергосистеме при транспортировке электроэнергии отдельного электропотребителя // Техн. електродинаміка. Тем. вип.: Проблеми сучасної електроенергетики. – Ч. 3 – 2006. – С. 29–35.
9. Официальный сайт ГП «Энергорынок». – Режим доступа: <http://www.er.gov.ua>, свободный. – Загл. с экрана.

Поступила в редакцию 10.12.07 г.

Запропонований спосіб компенсації реактивної потужності у вузлі енергосистеми (на шинах 6–10кВ живлячих підстанцій) за рахунок використання комбінованого компенсуючого пристрою. Виконана кількісна оцінка економії втрат електроенергії та строку окупності компенсуючого пристрою.

Method of reactive power compensation in energy system node (in 6–10kV buses of supply substation) using the combined compensating device is offered. Quantitative evaluation of savings of electric energy losses and term of compensating device recoupment are made.