

## Совершенствование оплаты электропотребителя за реактивную энергию

*Проведен анализ путей совершенствования оплаты электропотребителя за реактивную электроэнергию, предложены усовершенствованная и уточненная методики данной оплаты, для которых выполнено количественное сравнение с действующей в Украине методикой.*

*Проведено аналіз шляхів вдосконалення оплати електроспоживача за реактивну електроенергію, запропоновано вдосконалення та уточнена методики даної оплати, для яких виконане якісне порівняння з чинною в Україні методикою.*

В последние годы в Украине наблюдается стремительный и последовательный рост тарифов на электроэнергию, от которых, в свою очередь, напрямую зависят конкурентоспособность и рентабельность продукции, производимой отечественными товаропроизводителями. Все чаще (и не без оснований) в научно-технической литературе поднимаются вопросы о существующей необъективности оплаты в Украине за реактивную электрическую энергию (РЭЭ) [3] и предлагаются варианты совершенствования оплаты электропотребителя (ЭП) за РЭЭ [4] или находятся новые расчетные зависимости для определения активных потерь в энергосистеме (ЭС), вызванных РЭЭ отдельного ЭП [1, 2].

Украинский потребитель электрической энергии обязан платить (если его суммарное среднеемесячное потребление активной энергии превышает 5000 кВтч) не только за потребленную активную электроэнергию, но и за потребленную реактивную электроэнергию согласно действующей методике [5]. Смысл Методики сводится к определению расчетным путем потерь активной ЭЭ, вызываемых в энергосистеме протеканием собственной реактивной мощности данного отдельного ЭП, и в последующей оплате электропотребителя за рассчитанные потери согласно существующему тарифу на активную ЭЭ. Указанная Методика базируется на двух основных принципах. Во-первых, на отдельном определении активных потерь в энергосистеме от действия потребляемой и генерируемой реактивной мощности (РМ). Во-вторых — на применении нормированных экономических эквивалентов реактивной мощности (ЭЭРМ), остающихся неизменными на протяжении продолжительного (обычно 2 года) интервала времени. Данные эквиваленты, напомним, находятся расчетным путем по результатам экспериментальных (контрольных) замеров изменения РМ отдельного ЭП и соответствующего этому изменению активных потерь энергии в энергосистеме.

Заложенные в Методику принципы, с одной

стороны, позволяют значительно упростить расчеты активных потерь в энергосистеме, вызванных влиянием РЭЭ, но, с другой стороны, вносят существенные погрешности в определение упомянутых активных потерь. Последнее обусловлено тем, что базирующаяся на данных принципах Методика не учитывает текущую загрузку реактивной мощностью участков энергосистемы, распределение РМ отдельного ЭП в узлах и участках энергосистемы, возможные изменения схемной конфигурации энергосистемы во время ее функционирования, вызванные переключениями коммутационной аппаратуры, а также возможную взаимную компенсацию потребляемой и генерируемой РМ в узлах энергосистемы. Кроме того, применение нормированных (неизменных) значений ЭЭРМ при расчете активных потерь в энергосистеме, по существу, означает, что на протяжении указанных двухлетних интервалов времени между соответствующими контрольными измерениями и расчетами данных экономических эквивалентов определение потерь в ЭС фактически производится по неким усредненным (в какой-то мере среднестатистическим) их значениям, вызывая у электропотребителей справедливое сомнение в объективности таких расчетов.

В работе [1] предложен усовершенствованный расчет потерь в энергосистеме, вызванных РМ отдельного ЭП, выполненный с учетом текущей загрузки участков энергосистемы (УЭС) реактивной мощностью отдельного и соседних электропотребителей. Данный усовершенствованный расчет, хотя и базируется на одном из перечисленных ранее принципов — отдельном определении активных потерь в энергосистеме, вызванных влиянием потребляемой и генерируемой РМ, в отличие от Методики, использует варьируемые значения ЭЭРМ, находящиеся с учетом текущей загрузки участков энергосистемы реактивной мощностью, справедливого распределения РМ отдельного ЭП в узлах и участках энергосистемы, возможного изменения текущей схемной конфигурации энер-

госистемы. Недостатком этого расчета, по-прежнему, как и в Методике, остается определение указанных активных потерь в ЭС без учета реальной возможной взаимокompенсации потребляемой и генерируемой РМ соседними ЭП, что приводит, в свою очередь, к необоснованному завышенному взиманию платы со стороны энергоснабжающей организации за РЭЭ от ЭП (по сравнению с фактическим ущербом, наносимым отдельным ЭП энергосистеме этой реактивной электроэнергией).

При дальнейшем уточнении расчета [2] одновременно используются варьируемые значения ЭЭРМ, учитывающие текущую загрузку участков энергосистемы реактивной мощностью, справедливое распределение РМ отдельного ЭП в узлах и участках энергосистемы, и принимается во внимание возможное явление взаимокompенсации потребляемой и генерируемой РМ соседними ЭП.

Предложенная статья посвящена, во-первых, количественному сравнению между собой оплаты отдельного ЭП за свою реактивную электроэнергию, определенной по следующим трем вариантам: а) согласно действующей Методике; б) с использованием усовершенствованного расчета из [1]; в) с применением уточненного расчета из [2]. Во-вторых, в статье рассмотрен анализ дополнительных путей совершенствования оплаты отдельного ЭП за свою реактивную электрическую энергию. Здесь и далее под совершенствованием оплаты будем понимать приведение последней в более объективное соответствие ущербу в виде активных потерь, наносимому энергосистеме реактивной электроэнергией отдельного ЭП.

Для всех вариантов вычисление размера основной платы  $\Pi$  электропотребителя за свою РЭЭ осуществляется из общей зависимости [5]

$$\Pi = T \cdot \Delta \mathcal{E}, \quad (1)$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  — активные потери в ЭС, вносимые общей (потребляемой и генерируемой) РЭЭ отдельного ЭП за расчетный период времени;  $T$  — фактическая средняя закупочная цена за электроэнергию, сложившаяся за расчетный период времени.

Согласно действующей Методике потери  $\Delta \mathcal{E}$  определяются в виде суммы их соответствующих составляющих  $\Delta \mathcal{E}^{\Pi}$  и  $\Delta \mathcal{E}^{\Gamma}$  из соотношений [5]

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E} &= \Delta \mathcal{E}^{\Pi} + \Delta \mathcal{E}^{\Gamma}, \\ \Delta \mathcal{E}^{\Pi} &= D_0 \cdot (WQ^{\Pi}), \\ \Delta \mathcal{E}^{\Gamma} &= K_{\Pi} \cdot D_0 \cdot (WQ^{\Gamma}), \end{aligned} \quad (2)$$

где  $WQ^{\Pi}$  и  $WQ^{\Gamma}$  — соответственно потребленная и генерированная реактивная электроэнергия ЭП за расчетный период времени;  $D_0$  — нормированное (установленное на два года) значение ЭЭРМ рас-

сматриваемого ЭП;  $K_{\Pi}$  — нормативный коэффициент увеличения ущерба энергосистеме в результате генерации реактивной мощности из сети потребителя (согласно действующей Методике установлено значение  $K_{\Pi} = 3$ ).

При использовании усовершенствованного расчета [1] активные потери  $\Delta \mathcal{E}$  в энергосистеме, вызванные РЭЭ отдельного ЭП, определяются из зависимостей

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_1 &= \Delta \mathcal{E}_1^{\Pi} + \Delta \mathcal{E}_1^{\Gamma}, \\ \Delta \mathcal{E}_1^{\Pi} &= \int_0^{t_p} D^{\Pi} \cdot Q^{\Pi} dt, \\ \Delta \mathcal{E}_1^{\Gamma} &= K_{\Pi} \int_0^{t_p} D^{\Gamma} \cdot |Q^{\Gamma}| dt, \end{aligned} \quad (3)$$

где  $\Delta \mathcal{E}_1^{\Pi}$  и  $\Delta \mathcal{E}_1^{\Gamma}$  — активные потери в энергосистеме, вызванные соответственно потребленной и генерированной РЭЭ отдельного ЭП;  $t_p$  — длительность расчетного периода времени;  $Q^{\Pi}$  и  $Q^{\Gamma}$  — текущие значения соответственно потребляемой и генерируемой РМ отдельного ЭП, находящиеся в виде

$$\begin{aligned} Q^{\Gamma} &= \Delta (WQ^{\Gamma}) / \Delta t, \\ Q^{\Pi} &= \Delta (WQ^{\Pi}) / \Delta t, \end{aligned} \quad (4)$$

через изменения соответственно потребляемой  $\Delta (WQ^{\Pi})$  и генерируемой  $\Delta (WQ^{\Gamma})$  РЭЭ отдельного ЭП за интервал времени  $\Delta t$  дискретности автоматизированного контроля (съема) показаний счетчиков реактивной электроэнергии в ЭС.

В зависимостях (3) результирующие значения  $D^{\Pi}$  и  $D^{\Gamma}$  находятся из соотношений [1]

$$\begin{aligned} D^{\Pi} &= \sum_{s=1}^S \sum_{m=1}^M \xi_{(s)m}^{\Pi} \eta_{(s)}^{\Pi} \lambda_m^{\Pi} d_{m0}^{\Pi}, \\ D^{\Gamma} &= \sum_{s=1}^S \sum_{m=1}^M \xi_{(s)m}^{\Gamma} \eta_{(s)}^{\Gamma} \lambda_m^{\Gamma} d_{m0}^{\Gamma}, \end{aligned} \quad (5)$$

где  $d_{m0}$  — нормированное значение ЭЭРМ, соответствующее отдельному  $m$ -ому участку энергосистемы;  $\lambda_m$  — коэффициент загрузки реактивной мощностью  $m$ -го УЭС;  $\xi_{(s)m}$  и  $\eta_{(s)}$  — соответственно коэффициент распределения РМ в  $s$ -ом узле для  $m$ -го УЭС и результирующий узловый передаточный коэффициент по РМ в  $s$ -ом узле;  $M$  и  $S$  — общее количество соответственно участков и узлов в энергосистеме; здесь и далее индексы сверху соответствуют: "П" — потребляемой, а "Г" — генерируемой РМ.

При уточненном расчете из [2], учитывающем

дополнительно возможную взаимокompенсацию в узлах ЭС потребляемой и генерируемой РМ соседних ЭП, общие активные потери, вызванные в энергосистеме РЭЭ отдельного ЭП, находятся из зависимостей

$$\Delta \mathcal{E}_2 = \int_0^t D \cdot Q dt, \quad (6)$$

$$Q = \left[ \Delta (WQ^{\text{II}}) - \Delta (WQ^{\text{I}}) \right] / \Delta t,$$

$$D = \sum_{s=1}^S \sum_{m=1}^M 0,5 \left[ \left( 1 + \text{sign} Q_{(s)m} \right) - K_{\text{н}} \left( 1 - \text{sign} Q_{(s)m} \right) \right] \xi_{(s)m} \eta_{(s)} \lambda_m d_{m0},$$

где  $D$  — текущее (варьируемое) результирующее значение ЭЭРМ для рассматриваемого отдельного ЭП;  $Q$  — 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;  $\lambda_m, \xi_{(s)m}, \eta_{(s)}$  — соответственно коэффициент загрузки  $m$ -го участка энергосистемы, коэффициент распределения по РМ в  $m$ -ом участке, подключенном к  $s$ -му узлу, и результирующий узловый коэффициент по РМ для  $s$ -го узла энергосистемы, рассчитываемые из соотношений, приведенных в [2]. При этом текущие значения всех реактивных мощностей принимаются положительными при потреблении РМ или отрицательными — при генерации РМ [2].

В таблице показаны результаты сравнения трех вариантов расчета основной платы за РЭЭ, выполненные согласно соответствующих зависимостей из (1)—(6) для следующих разных электропотребителей: Никопольского завода ферросплавов (НЗФ), получающего питание по линиям 150 кВ подстанции "Никопольская-330 кВ"; Криворожского горно-металлургического комбината (КМК), получающего питание по линиям 150–35 кВ подстанции "Горная-330 кВ"; Молочанской хлебной базы № 70 (МХБ), получающей питание по линиям 6 кВ подстанции "Молочанская-330 кВ".

| Потребитель | Период  | $\delta_1, \%$ | $k_1$ | $\delta_2, \%$ | $k_2$ | ЭЭРМ $D_{\text{н0}}^n$ |
|-------------|---------|----------------|-------|----------------|-------|------------------------|
| НЗФ         | 09.2005 | 70,5           | 0,295 | 75,4           | 0,246 | 0,0152                 |
|             | 11.2005 | 80,5           | 0,195 | 88,8           | 0,112 |                        |
|             | 12.2005 | 77,8           | 0,222 | 82             | 0,180 |                        |
| КМК         | 09.2005 | 60,4           | 0,396 | 63,4           | 0,366 | 0,0137                 |
|             | 11.2005 | 61,0           | 0,390 | 66,2           | 0,338 |                        |
|             | 12.2005 | 68,2           | 0,318 | 72,4           | 0,276 |                        |
| МХБ         | 09.2005 | 45,5           | 0,545 | 45,5           | 0,545 | 0,0345                 |
|             | 11.2005 | 42,9           | 0,571 | 42,9           | 0,571 |                        |
|             | 12.2005 | 44,5           | 0,555 | 44,5           | 0,555 |                        |

Расчеты проводились за месячные расчетные периоды (сентябрь, ноябрь и декабрь 2005 года) на основании текущих данных о распределении реактивной энергии в узлах и участках энергосистемы, получаемых с помощью автоматизированных систем учета электроэнергии, характеризующихся временной дискретностью съема показаний  $\Delta t = 30$  мин.

Относительные отклонения  $\delta_1$  или  $\delta_2$  в оплате за реактивную энергию между действующей Методикой и усовершенствованной [1] или действующей Методикой и усовершенствованной [1], или действующей Методикой и уточненной [2], определялись из следующих соотношений:

$$\delta_1 = \frac{(\Pi - \Pi_1)}{\Pi} \cdot 100\%, \quad (7)$$

$$\delta_2 = \frac{(\Pi - \Pi_2)}{\Pi} \cdot 100\%,$$

где  $\Pi_1$  — плата за реактивную энергию за расчетный период, рассчитанная по усовершенствованной методике (из (1) в виде платы за значение активных потерь  $\Delta \mathcal{E}_1$ , определенных из (3) согласно [1]);  $\Pi_2$  — плата за реактивную энергию за расчетный период, рассчитанная по уточненной методике (из (1) в виде платы за значение активных потерь  $\Delta \mathcal{E}_2$ , определенных из (6) согласно [2]);  $\Pi$  — плата за реактивную энергию за расчетный период, определенная по действующей Методике (исходя из основной платы  $\Pi$ , определенной согласно действующей Методике [5]).

Введем в дальнейшем пользование определенным образом рассчитанные коэффициенты эквивалентирования:

— для усовершенствованной методики

$$k_1 = \Delta \mathcal{E}_1 / \Delta \mathcal{E} \quad (8)$$

и уточненной

$$k_2 = \Delta \mathcal{E}_2 / \Delta \mathcal{E}. \quad (9)$$

Применяя коэффициенты  $k_1$  или  $k_2$ , определяемые за каждый прошедший расчетный период времени, вычислим, исходя из основной платы  $\Pi$ , определенной согласно действующей Методике [5], размеры основной платы  $\Pi_1$  или  $\Pi_2$  за активные потери в энергосистеме, вносимые РЭЭ отдельного ЭП: при усовершенствованном расчете

$$\Pi_1 = k_1 \cdot \Pi = k_1 \cdot T \cdot D_0 \cdot \left[ (WQ^{\text{II}}) + K_{\text{н}} (WQ^{\text{I}}) \right] \quad (10)$$

или уточненным [2]

$$\Pi_2 = k_2 \cdot \Pi = k_2 \cdot T \cdot D_0 \cdot \left[ (WQ^{\text{II}}) + K_{\text{н}} (WQ^{\text{I}}) \right]. \quad (11)$$

Характерная особенность полученных расчетных зависимостей (10) и (11) состоит в том, что их

внешний вид максимально приближен к соотношениям (1) и (2), присущим для действующей Методики, отличаясь от последних лишь дополнительным присутствием коэффициентов эквивалентирования. Данные зависимости точнее и объективнее, чем соотношения (2) в действующей Методике, определяют плату ЭП за свою реактивную электроэнергию, требуя, однако, при этом дополнительного вычисления коэффициентов  $k_1$  и  $k_2$ . Принимая во внимание существующие современные вычислительные средства (компьютеры) и автоматизированные системы учета электроэнергии в участках и узлах энергосистемы, на практике расчет коэффициентов эквивалентирования из зависимостей (3)–(6), (8)–(9) не представляет никаких технических трудностей.

При этом заметим, что зависимости (10) и (11) позволяют осуществлять расчет основной платы за РЭЭ при питании ЭП в энергосистеме с любой ее схемной конфигурацией, а не только при последовательном или последовательно-параллельном соединении в ней участков [1, 2]. В частности, указанные зависимости можно использовать также и для энергосистем с кольцевым соединением участков, поскольку такое соединение, по-существу, равноценно рассмотренному в [1, 2] последовательно-параллельному соединению участков с ответвлениями. Покажем это на примере одного из наиболее часто применяющихся на практике вариантов кольцевой схемы энергосистемы, от которой питается интересующий нас, например,  $n$ -ый электропотребитель (рис. 1, а). Она содержит в своем составе участки энергосистемы  $У1...У5$ , узлы энергосистемы  $1...5$ , от последних осуществляются ответвления  $1...p...P$ ,  $1...r...R$ ,  $1...f...F$ ,  $1...л...N$ ,  $1...е...Е$  соответственно. Эта схема, очевидно, полностью эквивалентна показанной на рис. 1, б схеме энергосистемы (с идентичными обозначениями участков, узлов и ответвлений), соответствующей последовательно-параллельному соединению в ней участков энергосистемы (с ответвлениями), которая рассмотрена в общем виде в работах [1, 2] и положена в основу расчетных зависимостей (3)–(5) и (6).

Остановимся подробнее на определении нормированного значения  $D_0$  ЭЭРМ отдельного ЭП, который в соответствии со смыслом действующей Методики находится из соотношений [5]:

$$\begin{aligned} D_0 &= \Delta P_{\Sigma} / \Delta Q, \\ \Delta P_{\Sigma} &= P_{\Sigma 2} - P_{\Sigma 1}, \\ \Delta Q &= Q_2 - Q_1, \end{aligned} \quad (12)$$

где  $\Delta Q$  — изменение РМ указанного отдельного ЭП при контрольных замерах;  $Q_1$  и  $Q_2$  — значения РМ рассматриваемого отдельного ЭП до и после контрольного изменения (на  $\Delta Q$ ) его реактивной мощ-

ности соответственно;  $P_{\Sigma 1}$  и  $P_{\Sigma 2}$  — общие потери активной мощности в энергосистеме до и после контрольного изменения (на  $\Delta Q$ ) РМ данного ЭП соответственно;  $\Delta P_{\Sigma}$  — изменение активных потерь мощности в ЭС, вызванные изменением (на  $\Delta Q$ ) РМ отдельного ЭП (при этом активные и реактивные мощности всех остальных ЭП полагаются во время проведения контрольных замеров остающимися неизменными).

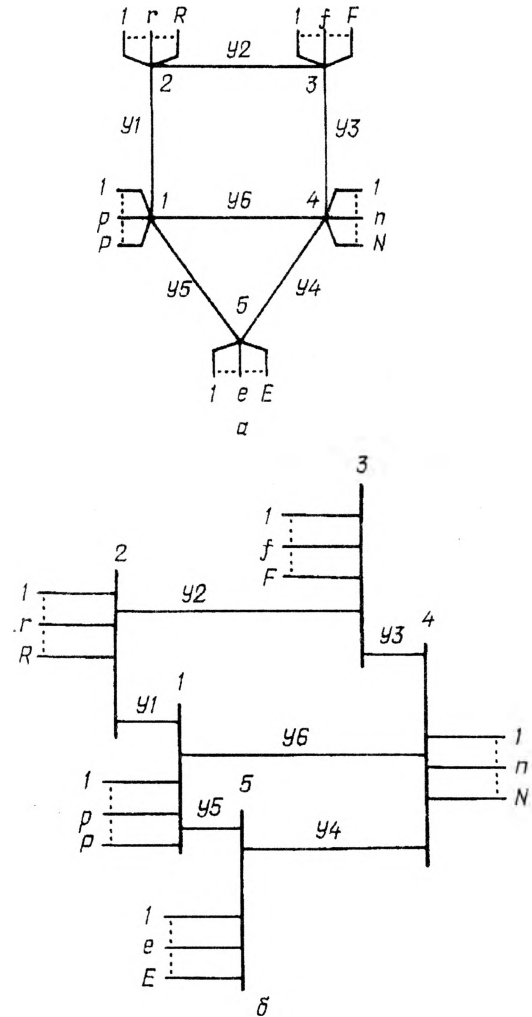


Рис. 1

Для сравнения рассмотрим расчет ЭЭРМ, основанный на известных уточненных соотношениях для вычисления активных потерь мощности, вызванных протеканием РМ [1]. Данный расчет проведем на простейшем примере выполнения энергосистемы с количеством участков и электропотребителей, равным единице. Для указанного случая вычислим активные потери мощности  $P_{\Sigma 1}$  и  $P_{\Sigma 2}$  соответственно до и после контрольного изменения (на  $\Delta Q$ ) РМ отдельного ЭП, а также определим изменение  $\Delta P_{\Sigma}$  активных потерь мощности

$$P_{\Sigma 1} = C [P^2 + Q^2], \quad (13)$$

$$P_{\Sigma 2} = C [P^2 + (Q + \Delta Q)^2],$$

$$\Delta P_{\Sigma} = P_{\Sigma 2} - P_{\Sigma 1} = C(2Q \cdot \Delta Q + \Delta Q^2),$$

где  $P$  и  $Q$  — соответственно значения активной и реактивной мощности рассматриваемого ЭП, предшествующие изменению реактивной мощности на  $\Delta Q$  при  $P = \text{const}$ ;  $C$  — постоянная величина, характеризующая анализируемую ЭС и учитывающая уровень напряжения на участке и активное сопротивление указанного участка [1].

Подставив известное из [1] соотношение

$$C = \frac{P_{\Sigma 1}}{Q^2} = \left( \frac{P_{\Sigma 1}}{Q} \right) \cdot \frac{1}{Q} = \frac{D_0}{Q} \quad (14)$$

в уравнение системы (13), находим:

$$D_0 = \frac{\Delta P_{\Sigma} \cdot Q}{2Q \cdot \Delta Q + \Delta Q^2} = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{2\Delta Q + (\Delta Q^2/Q)}. \quad (15)$$

В том случае, если при контрольных замерах выполнялось условие

$$\Delta Q \ll Q, \quad (16)$$

то значение  $D_0$  ЭЭРМ следует определять из соотношения

$$D_0 \approx \Delta P_{\Sigma} / 2 \cdot \Delta Q. \quad (17)$$

Если же значение  $PM$   $Q$  при контрольных замерах было соизмеримо с изменением  $\Delta Q$  реактивной мощности, например,

$$\Delta Q = Q, \quad (18)$$

то значение  $D_0$  ЭЭРМ требуется находить уже из другого соотношения

$$D_0 = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{2\Delta Q + (\Delta Q^2/\Delta Q)} \approx \frac{\Delta P_{\Sigma}}{3\Delta Q}. \quad (19)$$

Из сравнения первой зависимости из (12) и соотношений (17) или (19) следует, что наблюдается значительное (в 2–3 раза) расхождение между указанными выражениями для расчета ЭЭРМ. Причем, в действующей Методике значение ЭЭРМ неправомерно завышено по сравнению с уточненными расчетами из (17) или (19), вследствие чего необоснованно прямо пропорционально завышается оплата ЭП за РЭЭ. Это дополнительно подтверждает сомнения относительно объективности определения нормированного ЭЭРМ и рассчитываемой оплаты ЭП за РЭЭ в действующей Методике.

Другая заметная погрешность, вносимая в действующей Методике при определении платы

ЭП за реактивную энергию, связана с тем, что при использовании нормированными (неизменными) значениями ЭЭРМ фактически не учитываются для каждого участка энергосистемы в процессе функционирования изменения подаваемого напряжения на данный участок и активного сопротивления последнего. Как известно, изменение подаваемого на УЭС напряжения обусловлено изменением токовых нагрузок в других участках ЭС, через которые подается электроэнергия к данному УЭС, а варьирование активного сопротивления вызвано изменением температуры используемого в УЭС токопроводящего материала, происходящим вследствие изменения текущей токовой загрузки данного участка энергосистемы и из-за сезонного варьирования температуры окружающей среды.

В частности, общие активные потери мощности  $\Delta P_m$  в каждом отдельном  $m$ -ом УЭС, вызванные протеканием по нему общих активной  $P_m$  и реактивной  $Q_m$  мощностей, определяется из известной зависимости

$$\Delta P_m = I_m^2 \cdot R_m = \frac{(P_m^2 + Q_m^2)}{U_m^2} \cdot R_m = C_m \cdot (P_m^2 + Q_m^2), \quad (20)$$

а активные потери мощности  $\Delta P_{mQ}$ , обусловленные протеканием по этому УЭС только реактивной мощности  $Q_m$ , находятся из соотношения

$$\Delta P_{mQ} = C_m \cdot Q_m^2 = R_m \cdot Q_m^2 / U_m^2, \quad (21)$$

где  $R_m$  — активное сопротивление рассматриваемого УЭС;  $U_m$  — действующее напряжение, подаваемое на указанный УЭС, измеряемое в месте подключения измерительных приборов для контроля активной и реактивной мощностей или электроэнергии в упомянутом УЭС.

Как следует из выражений (20) и (21), ранее принимаемый согласно (13) за постоянную величину параметр  $C_m$  становится уже варьируемой величиной

$$C_m = R_m / U_m^2. \quad (22)$$

Заметим, что обычно на практике варьирование напряжения на участках ЭС не превышает  $\pm 5\%$  от номинального значения указанного напряжения, а изменение активного сопротивления УЭС происходит в пределах не более  $\pm (15–20)\%$  от значения его активного сопротивления, соответствующего температуре  $15^\circ\text{C}$  окружающей среды. Данным отклонениям напряжения и активного сопротивления участков энергосистемы соответствует изменение параметра  $C_m$  в пределах не более  $\pm (25–30)\%$  от его значения, соответствующего температуре  $15^\circ\text{C}$  окружающей среды. Указанное варьирование параметра  $C_m$  вносит пропорцио-

нальную ошибку при определении платы ЭП за РЭЭ.

Для исключения возникающей в результате этого погрешности при нахождении ущерба от действия РЭЭ и при определении соответствующей оплаты за этот ущерб следует полностью отказаться от нормированных (неизменных) значений ЭЭРМ, применяемых в действующей Методике, и перейти к варьируемым значениям последних, рассчитываемых, в отличие от рассмотренного в [1, 2], также и в функции изменения текущих значений напряжений на УЭС и температуры токопроводящего материала участков энергосистемы. Это возможно осуществить, рассчитывая на каждом  $i$ -ом временном интервале дискретности автоматизированного съема показаний со счетчиков активной и реактивной электроэнергии в энергосистеме текущих значений  $d_m$  ЭЭРМ для каждого  $m$ -го участка энергосистемы из следующих соотношений:

$$\begin{aligned} d_m &= C_{m(i)} \cdot Q_m, \\ \Delta P_m &= P_m - P_m', \\ C_{m(i)} &= \Delta P_m / [P_m^2 + Q_m^2], \end{aligned} \quad (23)$$

где  $\Delta P_m$  — текущие активные потери мощности в рассматриваемом  $m$ -ом участке;  $P_m$  и  $P_m'$  — передаваемая активная мощность в начале и в конце  $m$ -го участка соответственно;  $Q_m$  — реактивная мощность, передаваемая через  $m$ -й участок энергосистемы;  $C_{m(i)}$  — варьируемое значение параметра  $C_m$ . При этом соотношения (23) получены, исходя из зависимостей (14) и (20).

Используя рассчитанные из (23) текущие значения  $d_m$  ЭЭРМ отдельных участков энергосистемы, становится возможным вычислить уточненные значения текущих результирующих ЭЭРМ  $D^H$ ,  $D^F$  или  $D$  отдельных электропотребителей из выражений (5) и (6) без предварительного определения нормированных значений  $d_{m0}^H$ ,  $d_{m0}^F$  или  $d_{m0}$  ЭЭРМ и текущих коэффициентов загрузки  $\lambda_m^H$ ,  $\lambda_m^F$  или  $\lambda_m$  РМ отдельных участков энергосистемы. В частности, для этого при усовершенствованном расчете из [1] требуется в зависимостях (5) выполнить подстановку

$$\begin{aligned} \lambda_m^H \cdot d_{m0}^H &= d_m^H = C_{m(i)} \cdot Q_m^H, \\ \lambda_m^F \cdot d_{m0}^F &= d_m^F = C_{m(i)} \cdot Q_m^F, \end{aligned} \quad (24)$$

а при уточненном расчете из [2] осуществить в соотношении (6) следующую подстановку:

$$\lambda_m \cdot d_{m0} = d_m = C_{m(i)} \cdot |Q_m|. \quad (25)$$

Обратим внимание, что идентифицированные

из (23) значения  $d_{m0}^H$ ,  $d_{m0}^F$  или  $d_{m0}$  ЭЭРМ учитывают не только текущую загрузку реактивной мощностью данного  $m$ -го участка энергосистемы, но и происходящее фактическое варьирование активного сопротивления этого участка, связанное с изменением температуры или конструктивными переделками ЭС, и напряжения на этом участке, обусловленного изменением токовых нагрузок в энергосистеме. Осуществление согласно (23) идентификации текущих значений  $d_m$  ЭЭРМ требует повышения класса точности (по ориентированным прикидкам авторов допустима погрешность не более 0,1%) применяемых измерительных комплексов, контролирующих активные мощности  $P_m$  и  $P_m'$  соответственно в начале и конце  $m$ -го УЭС. В заключение заметим, что при усовершенствованном из (10) или уточненном из (11) расчетах размера оплаты ЭП за свою реактивную энергию, базирующихся на идентифицируемых из (23) текущих значениях ЭЭРМ, последние в данных расчетах учитываются в вычисленных из (8) или (9) значениях соответствующих коэффициентов  $k_1$  или  $k_2$  эквивалентирования, определяемых за расчетный период времени.

**Выводы.** 1. Действующая в Украине Методика определения основной платы ЭП за реактивную энергию объективно не соответствует ущербу, наносимому электропотребителем в виде активных потерь энергосистеме. Эта плата явно завышена и при неблагоприятных условиях функционирования энергосистемы может в 2 и более раза превышать фактически обоснованную плату, базирующуюся на уточненном определении указанных активных потерь.

2. Предложенные в статье зависимости (10) и (11) представляют собой, по существу, новые методики расчета основной платы ЭП за реактивную электроэнергию, базирующиеся на усовершенствованном из [1] или уточненном из [2] расчетах активных потерь в энергосистеме, вызванных реактивной электроэнергией отдельного ЭП. Данные методики учитывают текущую загрузку участков ЭС реактивной мощностью, справедливое распределение РМ отдельного ЭП в участках и узлах энергосистемы, изменение схемной конфигурации ЭС в процессе ее функционирования, происходящее вследствие переключений коммутационной аппаратуры, а также при необходимости варьирование напряжения на участках ЭС и изменение активного сопротивления токопроводящего материала участков энергосистемы во время эксплуатации.

3. При отсутствии генерируемой РМ за расчетный период плата ЭП (например, для МХБ из таблицы) за реактивную энергию, вычисленная согласно усовершенствованной и уточненной методики, идентична между собой. При наличии указанной генерируемой РМ (для НЗФ или КМК в таблице), плата за реактивную электроэнергию

при расчетах по уточненной методике становится ниже, чем при использовании усовершенствованной методики, так как в уточненной методике, во-первых, учитывается возможная взаимокompенсация РМ соседними электропотребителями, приводящая к снижению общих активных потерь в ЭС, и, во-вторых, производится дополнительно оплата электропотребителю его услуг по выполнению им данной компенсации.

4. Дальнейшим путем совершенствования оплаты за реактивную электроэнергию, безусловно, является определение объективного значения нормативного коэффициента  $K_n$  увеличения ущерба энергосистеме в результате генерации РМ, так как сейчас он носит, по сути, характер штрафного коэффициента.

5. С уменьшением интервала времени дискретности автоматизированного контроля (съемы) показаний счетчиков электроэнергии повышается

точность рассмотренных усовершенствованной и уточненной методик оплаты ЭП за РЭЭ.

1. Волков А.В., Мирошниченко О.Г. Расчет потерь в энергосистеме, вызванных реактивной мощностью отдельного электропотребителя // Техн. электродинамика. — 2005. — № 5. — С. 62—69.

2. Волков А.В., Мирошниченко О.Г. Уточненный расчет потерь в энергосистеме, вызванных реактивной мощностью отдельного электропотребителя // Техн. электродинамика. — 2007. — № 5. — С. 53—58.

3. Зорин В.В. К вопросу об оплате за электрическую энергию // Техн. электродинамика. — 2004. — № 1. — С. 68—72.

4. Зорин В.В. Об оплате за перетоки реактивной мощности в условиях рыночных отношений // Техн. электродинамика. — 2004. — № 2. — С. 58—69.

5. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами // Офіційний вісник України. — 2002. — № 6.

Надійшла 15.03.2006

УДК 621.314.222.8

Б.С.Стогний, академик НАН Украины, В.В.Масляник, канд.техн.наук (Ин-т электродинамики НАН Украины, Киев)

## О составляющих тока намагничивания трансформаторов тока с магнитопроводом из нанокристаллического сплава

*На основе теоретических и экспериментальных исследований определены периодическая и аperiodическая составляющие тока намагничивания новых трансформаторов тока с магнитопроводом из нанокристаллического сплава.*

*На основі теоретичних та експериментальних досліджень знайдено періодичну та аперіодичну складові струму намагнічування трансформаторів струму з осердям із нанокристалічного сплаву.*

Трансформаторы тока (ТТ), в которых используются в качестве магнитопроводов аморфные или нанокристаллические сплавы с высокой магнитной проницаемостью, имеют несколько иные характеристики по сравнению с ТТ из электротехнической стали. Прежде всего они отличаются сопротивлением намагничивания ТТ. Это сопротивление является индуктивно-активным, хотя многие авторы считают его чисто индуктивным, пренебрегая потерями на вихревые токи и перемагничивание. В схеме замещения ТТ оно включено параллельно ветви вторичного тока и геометрическая сумма токов, проходящих по обеим ветвям, приведенная к одинаковому числу витков, равна

первичному току, приведенному к тому же числу витков.

Сопротивление  $Z_{\text{нам}}$  равно отношению действующего значения ЭДС, индуцируемой во вторичной обмотке ТТ, к действующему значению тока по той же обмотке в случае ее присоединения к питающему источнику напряжения [2]

$$Z_{\text{нам}} = E / I_{\text{нам}}$$

Из-за малого значения тока намагничивания можно пренебречь весьма небольшим падением напряжения в сопротивлении рассеивания и активном сопротивлении обмотки. Тогда сопротивление намагничивания будет равно сопротивле-