

*Ю.Т. Разумный, д-р техн. наук, А.В. Рухлов, канд. техн. наук, Е.С. Родная*  
(Украина, Днепрпетровск, Национальный горный университет)

## **ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ЭНЕРГИИ**

Электромагнитная (электрическая) энергия относится к процессам, подчиняющимся законам термодинамики, на основе которых ее выработка возможна только при ее потреблении. Следовательно, и понятие "экономия" энергии, а с ним и "энергосбережение" являются весьма условными, виртуальными. Практически экономия топливно-энергетических ресурсов осуществляется за счет эффективного использования электромагнитной энергии. Такое толкование определило понятие энергоэффективности, которое имеет прямое отношение к энергоемкости получения конечного продукта. Повышение уровня экономического развития прогрессивных стран мира сопровождается снижением энергоемкости конечного продукта. В экономике, обобщающей характеристикой энергозатрат, выступает энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП). Этот показатель для Украины в 2002 г. составил 0,86 кг условного топлива на гривну, что в 2 – 5 раз выше, чем в развитых странах мира. Что касается доли ВВП на душу населения, то этот показатель в Украине в 1,5 раза ниже, чем в Белоруссии, в 2,6 раза ниже показателей России и в 45 раз – чем в Японии.

Завышенные сравнительные показатели энергоэффективности в Украине объясняются многими факторами. К ним относятся: значительная изношенность оборудования тепловых электростанций (ТЭС); большая доля мощности атомных электростанций (АЭС), работающих в базовой части графика электрической нагрузки (ГЭН), относительно мощности всех электростанций; использование неудовлетворительного по теплоте сгорания и наличию повышенного процента золы и серы твердого топлива; недостаточное количество электростанций, работающих в пиковом и маневренном режимах и др.

В осенне-зимний период увеличивается разница между максимумом и минимумом суточного потребления и, как следствие, увеличивается использование маневренных возможностей энергоблоков ТЭС. Соответственно возрастает количество энергоблоков, которые останавливаются на ночь. Существующие мощности ТЭС находятся на границе полного исчерпания возможностей регулирования суточного графика электропотребления. Тем более, что к началу XXI столетия около 95% энергоблоков ТЭС отработали свой расчетный ресурс, и поэтому выработка электроэнергии не отвечает современным техническим требованиям. Такое положение в тепловой энергетике отразилось на энергетических показателях, которые свидетельствуют, что при практически одинаковой годовой выработке электроэнергии на АЭС и ТЭС, установленная мощность последних в 2,7 раза больше [1].

Гидроэнергетика играет исключительно важную роль в функционировании энергосистемы Украины, так как гидроэлектростанции (ГЭС) и гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) суммарной мощностью 4,7 млн кВт представляют собой единственный источник покрытия пиковых нагрузок. Однако установленной мощности ГЭС и ГАЭС недостаточно для регулирования режимов суточного графика электропотребления. Для увеличения высокоманевренных мощностей, которые регулируют частоту сети и обеспечивают безопасную работу АЭС, продолжается строительство Днестровской ГАЭС мощностью 2268 МВт и первой очереди Ташлыкской ГАЭС. После завершения их строительства потребность в маневренных мощностях ТЭС будет снижена [1].

Неравномерность ГЭН энергосистемы характеризуется коэффициентом неравномерности  $\alpha_n = P_{min} / P_{max}$ , где  $P_{min}$  и  $P_{max}$  – соответственно минимальная и максимальная нагрузка. Коэффициент неравномерности суточного графика нагрузки изменяется в зависимости от времени года, дня недели и других факторов. Так, например, в 2002 г в рабочий день он составлял 0,791, в субботу – 0,816, воскресенье – 0,797, а в понедельник – 0,763. Разница между вечерним максимумом потребления мощности 28354 МВт и ночным минимумом 22439 МВт в декабре в рабочий день составила 5915 МВт, что соответствует  $\alpha_n = 0,791$ . Наибольшая разница в 7200 МВт была зафиксирована в понедельник при  $\alpha_n = 0,763$ . Зимой разница между максимумом и минимумом потребления мощности в среднем составляет 5900-6200 МВт, и в некоторые дни достигает 6800-7200 МВт. Регулировочный диапазон ГЭС и ГАЭС составляет только 2500-2800 МВт. Остальная часть маневренных мощностей в 3200-3700 МВт обеспечивается энергоблоками ТЭС, регулирование режимов работы которых осуществляется путем их остановки на ночь с последующим включением. В таком режиме работают энергоблоки мощностью 150-800 МВт, а их диапазон регулирования достигает от 21 до 29% [1]. Некоторые энергоблоки 800 МВт разгружаются до 500 МВт.

Неравномерность графика электропотребления приводит к значительным дополнительным затратам и расходам топлива на ТЭС. Так, например, удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии в энергосистеме в часы максимума составляет 600 г, а в часы ночного провала – 300 г. Расход условного топлива на пуск блока К-300-240 составляет 70 т, а при работе в режиме холостого хода – 10-15 т/ч [2]. При работе паротурбинного блока в режиме полупика при числе часов использования 3500 ч/год приращение удельного расхода топлива из-за пусковых потерь достигает 21 г/кВт·ч, а при увеличении количества пусков и уменьшении числа часов использования до 2000 ч возрастает до 41 г/кВт·ч [3]. При нагрузках, составляющих 50% от номинальных, расход топлива увеличивается на 16-26 г/кВт·ч [4]. Все эти данные подтверждают нецелесообразность использования ТЭС в маневренном режиме.

Анализ статистических данных удельных расходов условного топлива за 2002 г показывает увеличение их значений, составляющих 360,5-492,8 г.у.т/кВт·ч. Среднее значение расхода условного топлива, г.у.т/кВт·ч, по годам колеблется от 376 в 1999 г. до 399,7 в 2003 г. Приведенные данные относятся к усредненным по результатам работы отдельных ТЭС в течение года. Главное,

что текущие удельные расходы топлива на ТЭС, энергоблоки которой работают в маневренном режиме, значительно превышают соответствующие показатели для энергоблоков, работающих в базовом режиме на постоянной номинальной нагрузке.

Экономические взаимоотношения между энергосистемой и потребителями регулируются тарифами на электрическую энергию. От совершенства этих связей по существу зависит экономика Украины. Действующий одноставочный тариф не является совершенным и не позволяет учитывать решение задачи повышения энергоэффективности. Дифференцированный по зонам суток и периодам года тариф является прогрессивным и учитывает экономические интересы энергосистемы и потребителя. Здесь примечательно то, что конфигурация графика электропотребления адекватно описывается графиком расхода топлива в энергосистеме. Поэтому дифференцированный по зонам суток и периодам года тариф на электроэнергию адаптирован ступенчатой функцией к расходу топлива на ТЭС по этим же зонам.

Расход топлива в энергосистеме определяется энергетическими характеристиками оборудования электростанций, представленными зависимостями расхода топлива от активной нагрузки, и ГЭН энергосистемы. При изменении нагрузки на  $\Delta P(t)$  в течение времени  $t_1-t_2$  расход топлива в общем случае

$$\Delta G = \int_{t_1}^{t_2} q_{ii} \Delta P(t) dt, \quad (1)$$

где  $q_{ii}$  – текущее значение удельного расхода топлива в интервале времени  $t_1-t_2$ .

Реализация зависимости (1) потребует установления текущих значений  $q_{ii}$  и  $\Delta P(t)$ , которые изменяются во времени, что затрудняет ее практическое использование.

Для оценки эффективности использования топлива применяют соотношение

$$\eta_{um} = Q_{om} / Q_{of}, \quad (2)$$

где  $Q_{om}$  – теоретическое содержание теплоты в единице электроэнергии (1 кВт·ч = 3,6 МДж);  $Q_{of}$  – фактическое содержание теплоты, необходимой для производства 1 кВт·ч электроэнергии, определяется по фактическому удельному расходу топлива на выработку.

Для общей оценки коэффициента эффективности использования топлива (2) можно воспользоваться зависимостью

$$\eta_{um} = \eta_{к.а} - vA^d, \%, \quad (3)$$

где  $\eta_{к.а}$  – КПД котлоагрегата;  $v$  – коэффициент технического состояния котла;  $A^d$  – зольность угля, %.

Коэффициент  $\nu$  изменяется от 0,1 до 0,3 и более, а значение зольности от 20 до 40-45%.

Для современных ТЭС с  $\eta_{к.а} = 45\%$ , хорошим техническим состоянием котла  $\nu = 0,1$  и небольшой зольностью угля  $A^d = 15\%$  эффективность использования топлива используя выражение (3) составит  $\eta_{ум} = 45 - 0,1 \cdot 15 = 43,5\%$ , что практически соответствует значению тепловой энергетики передовых стран. Применительно к ТЭС Украины с фактическими значениями  $\eta_{к.а} = 36\%$ ,  $\nu = 0,2$  и  $A^d = 30\%$  аналогичный показатель составит  $\eta_{ум} = 36 - 0,2 \cdot 30 = 30\%$ . Если воспользоваться соотношением (2) и статистическими данными [1] по фактическому удельному расходу условного топлива, равному 399,7 г.у.т/кВт·ч и содержащему 11,71 МДж энергии, тогда величина общей оценки коэффициента эффективности использования топлива составит  $\eta_{ум} = 3,6/11,71 = 0,307$  или 30,7%, что подтверждает результат предыдущего расчета.

Обобщая приведенные здесь данные по приращению мощности в период максимальных и минимальных электрических нагрузок 3200-3700 МВт, удельным расходам топлива на один пуск энергоблока, составляющим  $q_n = 70000/300000 = 0,233$  кг/кВт, количеству пусков энергоблоков, эффективности использования топлива по тарифным зонам, удельным расходам топлива на холостом ходу, получены (по осторожным оценкам) необходимые удельные расходы условного топлива для оценки энергоэффективности (см. табл.). При этом использована следующая зависимость для определения удельного расхода топлива на ТЭС [2]

$$q_o = q_{ow} + \frac{q_{op}}{T_m}, \quad (4)$$

где  $q_{ow}$  – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии при равномерном графике электрической нагрузки, кг/кВт·ч;  $q_{op}/T_m$  – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии для покрытия неравномерной части графика электрической нагрузки, кг/кВт·ч;  $q_{op}$  – удельный расход условного топлива на поддержание в “горячем резерве” отдельных энергоблоков, участвующих в маневренных режимах, и увеличение мощности ТЭС на один кВт для покрытия неравномерной части графика электрических нагрузок, кг/кВт;  $T_m$  – число часов использования максимальной нагрузки, ч.

Удельные расходы условного топлива, г.у.т/кВт·ч

Период года	Тарифные зоны		
	Пик	Полупик	Ночь
Осенне-зимний	538	382	369
Весенне-летний	423	371	365
Средневзвешенные за год	504,5	380,2	367,6

Приведенные в таблице значения удельных расходов условного топлива являются средними по периодам года и тарифным зонам. Безусловно, они могут подвергаться критике, так как в разные годы в зависимости от различных

условий и режимов работы энергоблоков ТЭС, а также изменяющегося качества топлива значения указанных расходов также подвергаются изменениям. Однако для оценки энергоэффективности приведенные удельные расходы условного топлива на ТЭС вполне удовлетворяют поставленным целям исследования.

Для коррекции неравномерного ГЭН энергосистемы, необходимо осуществлять его выравнивание на суточном интервале, которое можно выполнить за счет потребления и регулирования энергии путем технологических регламентов для отдельных электроприемников. Такие электроприемники, без ущерба производству, могут работать в другой период времени, например, вместо пиковой зоны в ночную. Указанным свойством обладают некоторые энергоемкие потребители угольной шахты, например, насосные агрегаты главного водоотлива, конвейерный транспорт, подъемы главного ствола и др.

Повышение энергоэффективности заключается в получении двух составляющих эффекта  $\mathcal{E} = \mathcal{E}_W + \mathcal{E}_G$ , где  $\mathcal{E}_W$  – эффект от снижения оплаты за электроэнергию у потребителя,  $\mathcal{E}_G$  – эффект от снижения расхода топлива в энергосистеме, которые определяются как

$$\mathcal{E}_W = W_{n-n} (C_{w_n} - C_{w_n}) + W_{nn-n} (C_{w_{nn}} - C_{w_n}) + W_{n-nn} (C_{w_n} - C_{w_{nn}}), \quad (5)$$

$$\mathcal{E}_G = C_m [W_{n-n} (q_n - q_n) + W_{nn-n} (q_{nn} - q_n) + W_{n-nn} (q_n - q_{nn})]. \quad (6)$$

где  $W_{n-n}$ ,  $W_{nn-n}$ ,  $W_{n-nn}$  – энергия, использование которой перенесено из зоны высших тарифных ставок в низшие, соответственно из пиковой зоны в ночную, из полупиковой в ночную и из пиковой в полупиковую, кВт·ч;  $C_{w_n}$ ,  $C_{w_{nn}}$ ,  $C_{w_n}$  – стоимость энергии, соответственно в зонах пика, полупика и ночной нагрузки, определяемая умножением тарифного коэффициента на базовую стоимость энергии  $C_w$ ;  $q_n$ ,  $q_{nn}$ ,  $q_n$  – удельный расход условного топлива на выработку кВт·ч энергии, соответственно в зонах пиковой, полупиковой и ночной нагрузки суточного графика электропотребления, кг/кВт·ч;  $C_m$  – стоимость топлива, грн/кг.

Выражения (5) и (6) не учитывают эффект от снижения потерь электроэнергии в энергосистеме и дополнительных затрат на ТЭС, связанных с выполнением маневренного режима. В расчетах повышения энергоэффективности следует учитывать возможные дополнительные капитальные затраты для тех случаев, когда в результате выполнения технологических регламентов по перераспределению во времени работы электроприемников возникает необходимость усиления отдельных элементов системы электроснабжения потребителя.

На примере только главного водоотлива угольной шахты выполнен расчет энергоэффективности с использованием выражений (5) и (6) и данных, приведенных в таблице. В результате анализа технических характеристик водоотливных установок угольных шахт обобщенно принята возможность смещения работы насосных агрегатов мощностью от 0,6 до 1 МВт на период прохождения максимума в энергосистеме. При этом потребление электроэнергии насосами в зоне максимальных нагрузок составит от 1300 до 2200 тыс. кВт·ч в год. С учетом принятой базовой стоимости электроэнергии 0,2 грн/кВт·ч возможное сни-

жение ее оплаты на шахту составляет от 400 до 650 тыс. грн в год, а экономия топлива на ТЭС – от 180 до 300 т.у.т. При стоимости 1 т.у.т. 300 грн экономия затрат на топливо будет от 50 до 90 тыс. грн.

Затраты на реализацию предложенных решений не будут превышать 250 тыс. грн на шахту. Если сравнить их с затратами на создание адекватной генерирующей пиковой мощности в энергосистеме, составляющими при минимальной удельной стоимости 1 кВт 600 \$ 1,8-3,0 млн. грн, то получится большее в 7 раз. Таким образом, даже дополнительный расход электроэнергии при откачке воды в зоне минимальных нагрузок повышает энергоэффективность, при этом, срок окупаемости составляет менее года. Поэтому использование регулирующей способности потребителей угольных шахт для выравнивания ГЭН энергосистемы реально и эффективно.

#### **Выводы:**

1. Участие электроприемников угольных шахт в выравнивании ГЭН энергосистемы позволит снизить пиковую нагрузку только за счет изменения режимов работы главных водоотливных установок на 50-80 МВт, уменьшить расход топлива на ТЭС на 14-25 тыс. т.у.т., стоимость которого составит 4-7 млн грн в год, а снижение оплаты за потребленную электроэнергию можно оценить от 30 до 50 млн грн в год. Экономия денежных средств позволит создать фонд для дальнейшего повышения энергоэффективности.

2. Для повышения энергоэффективности следует все угольные шахты Украины оборудовать системами учета электроэнергии применительно к ее оплате по дифференцированному по зонам суток тарифу. Введение такого порядка должно быть директивным после соответствующего технико-экономического обоснования для конкретной шахты. Затраты на оснащение такой системой всех шахт составят около 20 млн грн.

3. Предлагаемая работа насосных агрегатов в зоне минимальных нагрузок в энергосистеме за счет включения части или всех резервных насосов повышает удельный расход на откачку 1 м<sup>3</sup> воды и, следовательно, общий расход электроэнергии по сравнению с рекомендуемыми ИГМ им. М.М. Федорова режимами работы главного водоотлива. Вместе с тем энергоэффективность в этом случае повышается. Такое положение требует разработки новых нормативных документов или соответствующей корректировки действующих.

#### **Список литературы**

1. Енергетичні ресурси та потоки. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2003. – 472 с.
2. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.
3. Безлепкин В.П., Михайлов С.Я. Регулировочный диапазон тепловых электростанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 168 с.
4. Астахов Ю.Н. и др. Накопители энергии в электрических системах. – М.: Высш. шк., 1989. – 159 с.