

**Ю.Т. Разумний, д-р техн. наук, А.В. Рухлов, канд. техн. наук**

*(Україна, Дніпропетровськ, Національний гірничий університет)*

## **ПРО ПРОБЛЕМУ ВИКОРИСТАННЯ МАНЕВРЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

Тривала експлуатація теплових електростанцій (ТЕС) у маневреному режимі загрожує виходом з ладу енергосистеми України. Щоб уникнути цього, необхідно забезпечити роботу ТЕС в умовах, близьких до постійного навантаження, тобто використовувати для покриття дефіциту пікових генеруючих потужностей інші джерела енергії [1].

Нерівномірність графіка електроспоживання призводить до значних додаткових витрат палива на ТЕС. Наприклад, питома витрата палива на вироблення 1 кВт·год електроенергії в енергосистемі в години максимуму становить 600 г, а в години нічного провалу – 300. Приріст питомої витрати палива через пускові втрати досягає 21 г/кВт·год, а при збільшенні кількості пусків і зменшенні часу використання до 2000 год. – зростає до 41 г/кВт·год [2]. При навантаженнях, що становлять 50 % від номінальних, витрати палива збільшуються на 16–26 г/кВт·год [3]. Усі ці дані підтверджують недоцільність використання ТЕС у маневреному режимі.

Динаміка використання потужностей ТЕС України свідчить про їх фізичний та моральний знос. Так, у 1990 р. показник використання встановленої потужності теплових електростанцій складав 68,4 %, а у наступні роки поступово знижувався й у 2005 р. склав 27,6 %. У той же час питомі витрати умовного палива на ТЕС України підвищилися за ті самі роки з 346,1 до 373,4 г/кВт·год [4]. За останні роки цей показник ще зріс до 396 г/кВт·год.

Режими нерівномірного навантаження вкрай не вигідні як у енергетичному, так і в економічному відношенні, до того ж призводять до додаткових екологічно шкідливих викидів. Загалом структура генеруючих потужностей ОЕС України протягом тривалого періоду часу визначається як несприятливою для регулювання графіка навантаження, оскільки не відповідає тим співвідношенням базових та пікових потужностей, які необхідні для забезпечення регулювання частоти та графіків зовнішніх перетоків.

До теперішнього часу не вирішена проблема ефективно вигідного поєднання централізованих та децентралізованих систем генерації енергії великих та малих за потужністю джерел, що працюють на різних видах палива та відповідають закономірностям формування графіків електричного навантаження (ГЕН) на регіональному рівні. Під регіональним рівнем слід розуміти формування нерівномірного ГЕН ОЕС України за рахунок узагальнення регіональних режимів електроспоживання.

Проблема вирівнювання добового графіка споживання в Україні вирішується, фактично, лише введенням так званих зонних (диференційованих за зонами доби) тарифів, які до того ж не є вигідними всім суб'єктам енергоринку,

що створює спротив їхньому впровадженню на місцях. Слід зазначити, що графік добового споживання за глибиною провалу нічного навантаження відрізняється від тих, що використовуються для аналітичних оцінок і одержані в так звані режимні дні [4]. Не дають сподівань на очікування істотного зниження питомих витрат палива в системі Мінпаливенерго обсяги проведених ремонтів на теплової генерації. Так, 91,7 % енергоблоків уже відпрацювали свій розрахунковий ресурс (100 тис. год), зокрема 65,9 % енергоблоків перетнули визнану в світовій енергетичній практиці межу граничного ресурсу, а 38,6 % енергоблоків – навіть межу фізичного і морального зносу.

Використовуючи ідею застосування промислових споживачів-регуляторів для цілей вирівнювання добового ГЕН в енергосистемі Національним гірничим університетом розроблені рішення, що дозволяють частково розв'язати зазначену проблему. Тому з метою підвищення енергоефективності використання палива шляхом його економії на діючих ТЕС централізованої енергосистеми і створення умов ефективної роботи АЕС необхідно передбачати спорудження електричної станції на підприємстві з одночасним переходом на диференційований за зонами діб тариф.

Характерно, що при рівномірному споживанні електроенергії протягом доби і за відсутності можливості регулювання режимів електроспоживання за рахунок споживачів-регуляторів підприємству не вигідно переходити на систему оплати за електроенергію за зонами діб. Це пояснюється тим, що в цьому випадку при переході з одноставкового тарифу на диференційований сумарна оплата за електроенергію майже не змінюється. Такий висновок підтверджується розрахунками оплати за електроенергію от централізованої системи:

$$C_W^u = C_{0W}^u (K_n W_n + K_{nn} W_{nn} + K_n W_n), \quad (1)$$

де  $C_{0W}^u$  – тариф на електроенергію, грн/кВт·год.;  $K_n$ ,  $K_{nn}$  та  $K_n$  – коефіцієнт до тарифу відповідно у години піку, напівпіку та нічного провалу навантаження;  $W_n$ ,  $W_{nn}$  та  $W_n$  – споживана електроенергія відповідно у ті самі години.

Таке положення стримує підприємство переходити на прогресивний тариф, що викликає в енергосистемі труднощі покриття пікових навантажень і, головне, збільшує витрату палива на теплових електростанціях. Важливу роль у цьому процесі відіграють підприємства, що працюють цілодобово з великим споживанням електроенергії.

Разом з тим, аналіз вартісних показників на електроенергію з урахуванням собівартості її вироблення в умовах ринкових відносин виявив, що для гірничорудних і гірничо-металургійних виробництв з рівномірним і цілодобовим споживанням електроенергії вигідно переходити на електропостачання від власного джерела енергії, віднесеного до децентралізованих систем. Тоді вартість електроенергії

$$C_W^d = C_{0W}^d W_c,$$

де  $C_{0W}^{\partial}$  – собівартість виробленої електроенергії за рахунок власного джерела;  $W_c$  – спожита електроенергія підприємством.

Такий підхід має економічні переваги для підприємства, тому що  $C_{0W}^{\partial} < C_{0W}^u$ , але не доцільний для централізованої системи.

Дослідженнями встановлено, існують економічні взаємовигідні умови для роботи централізованої та децентралізованої систем, про що свідчать нерівності

$$\left. \begin{aligned} C_{0W}^u K_n W_n &> C_{0W}^{\partial} W_n; \\ C_{0W}^u K_{nn} W_{nn} &> C_{0W}^{\partial} W_{nn}; \\ C_{0W}^u K_H W_H &< C_{0W}^{\partial} W_H. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Передбачається, що в піковій та напівпіковій зонах доби електроенергія має споживатися підприємством від власного джерела, а вночі – від енергосистеми [5]. Така сутність комбінованого режиму роботи двох систем електропостачання дозволяє поступово вирішувати проблему, що розглядається.

У першу чергу споруджувати електричні станції необхідно на великих підприємствах, наприклад, гірничо-металургійного комплексу, де споживана електрична потужність складає 100 МВт і більше. При цьому необхідно передбачати спорудження сучасних станцій, ефективно працюючих у маневреному режимі з високим значенням ККД (не менше 45 %), і віднести їх до децентралізованих систем. Тут слід врахувати, що підприємство має споживати електроенергію у комбінованому режимі з диференційованим тарифом.

Як електричні станції, що будуть споруджуватися для вказаних умов, можуть бути парогазові установки (ПГУ) на природному газі або газі, отриманому шляхом внутрішньоциклової газифікації вугілля, що пропонується різними компаніями (наприклад, Siemens). Внутрішньоциклова газифікація для виробництва електроенергії отримала розвиток для умов, коли горючий газ утилізується в газовій турбіні, а продукти згоряння використовуються при генерації пари для парової турбіни. У різних країнах уведено в експлуатацію 18 електростанцій з внутрішньоцикловою газифікацією твердого палива потужністю від 60 до 300 МВт. Такі ПГУ мають використовуватися і в Україні, причому питомі капіталовитрати на них нині оцінюються у 1500–1600 дол./кВт і мають тенденцію до зниження. Тому сьогодні застосування цієї технології є одним з самих перспективних напрямів в енергетиці, особливо для умов, що розглядаються.

Наявність великих запасів вугілля в Україні та курс на збільшення обсягу його використання для вироблення електроенергії зажадають у найближчий час організації робіт зі створення парогазових установок з газифікацією вугілля. Крім того, основними напрямками розвитку генеруючих потужностей в енергетиці країни на найближчу перспективу є технічне переоснащення і реконструкція електростанцій, а також введення нових потужностей. Насамперед – це будівництво парогазових установок з ККД 55–60 %, що дозволить підвищити ефективність існуючих ТЕС на 25–40 %.

Одна із основних проблем теплової енергетики полягає в підвищенні ефективності використання палива, яку оцінюють ККД:  $\eta_{en} = Q_{om} / Q_{of}$ , де  $Q_{om}$  –

теоретичний вміст теплоти в одиниці електроенергії (1 кВт·год = 3,6 МДж),  $Q_{0\phi}$  – фактичний вміст теплоти, необхідної для вироблення 1 кВт·год електроенергії, що визначається фактичною питомою витратою палива. Теоретично для вироблення 1 кВт·год електроенергії необхідно витратити умовного палива  $q_m = 3,6/29,3 = 0,12287$  кг у.п., а фактичні витрати залежать від ККД.

При відомій питомій витраті умовного палива  $g_{0W}$  на вироблення 1 кВт·год електроенергії можна визначити ККД його використання  $\eta_{en}$  та навпаки. Наприклад, для централізованої енергосистеми при  $g_{0W}^y = 0,396$  кг у.п./кВт·год  $h_{en}^y = 0,12287/0,396 = 0,31$ , а для пропонуємих ПГУ (з попередньою оцінкою їх коефіцієнта використання палива

$$h_{en}^{ПГУ} = 42 \% ) - g_{0W}^{ПГУ} = 0,12287/0,42 = 0,292 \text{ кг у.п./кВт·год.}$$

Тоді економія палива на вироблення 1 кВт·год енергії

$$\Delta g_{0W} = g_{0W}^y - g_{0W}^{ПГУ} = 0,396 - 0,292 \approx 0,1 \text{ кг у.п./кВт·год.}$$

При достатньому забезпеченні децентралізованими джерелами енергії в регіональних центрах електричного навантаження мають зменшуватися перепади енергії в години пікового навантаження в енергосистемі та, відповідно, вирівнюватися графік електроспоживання і збільшуватися величина коефіцієнту його нерівномірності  $a_n = P_{\min} / P_{\max}$ .

Нині електропостачання, наприклад, вугільних шахт, здійснюється від централізованої енергосистеми, а теплопостачання – від власної котельні. Витрата палива на котельні в середньому складає 165 кг у.п./Гкал, що в перерахунку є 0,142 кг у.п./кВт·год. Таким чином, загальна питома витрата палива на енергозабезпечення  $g_0 = 0,396 + 0,142 = 0,538$  кг у.п./кВт·год. З урахуванням того, що ПГУ забезпечує й теплопостачання підприємства, загальна економія умовного палива  $\Delta g_0 = 0,538 - 0,292 = 0,246$  кг/кВт·год.

Для умовно прийнятих собівартості (для децентралізованого джерела) та ціни (для енергосистеми) на вугільне паливо відповідно 500 і 600 грн/т визначимо економічний ефект. Вартість паливної складової в собівартості вироблення електроенергії складе: для централізованої системи –  $C_{0n}^y = 0,396 \cdot 0,6 = 0,238$  грн/кВт·год, для децентралізованої –  $C_{0n}^d = 0,292 \cdot 0,5 = 0,146$  грн/кВт·год. Відповідно повна вартість за тарифом  $C_{0W}^y = 0,4$  грн/кВт·год, а собівартість для власного джерела  $C_{0W}^d = 0,204$  грн/кВт·год.

ПГУ потужністю  $P_{ПГУ} = 100$  МВт при річному часі роботи  $t_p = 7000$  год виробляє електроенергії  $W = P_{ПГУ} \cdot t_p = 700$  млн кВт·год на рік. Тоді її вартість від централізованої системи  $C_W^y = C_{0W}^y W = 0,4 \cdot 700 \cdot 10^6 = 280$  млн грн, а від децентралізованої –  $C_W^d = C_{0W}^d W = 0,204 \cdot 700 \cdot 10^6 = 142,8$  млн грн. З урахуванням нерівностей (2) та умов комбінованого режиму роботи із застосуванням дифе-

ренційованого тарифу рівномірного електроспоживання вартість електроенергії підприємству (або регіональним споживачам) складе:

$$C_{W(n+nn)}^{\partial} = C_{0W}^{\partial} (W_n + W_{nn}) = 0,204(175 + 320,8) \cdot 10^6 = 101,1 \text{ млн грн};$$

$$C_{Wn}^u = C_{0W}^u W_n K_n = 0,4 \cdot 204,2 \cdot 10^6 \cdot 0,25 = 20,4 \text{ млн грн};$$

$$C_W^{\Sigma} = 101,1 + 20,4 = 121,5 \text{ млн грн.}$$

Тоді різниця в оплаті за електроенергію

$$\Delta C_W = C_W^u - C_W^{\Sigma} = 280 - 121,5 = 158,5 \text{ млн грн.}$$

При питомій вартості спорудження ПГУ  $C_{0ПГУ} = 1500$  дол./кВт її загальна вартість

$$C_{ПГУ} = C_{0ПГУ} P_{ПГУ} = 1500 \cdot 100 \cdot 10^3 = 150 \text{ млн дол.},$$

або  $C_{ПГУ} \approx 1200$  млн грн.

Тоді простий строк окупності

$$t_{ок} = C_{ПГУ} / \Delta C_W = 1200 / 158,5 = 7,6 \text{ рока.}$$

Навіть при питомій вартості  $C_{0ПГУ} = 1900$  дол./кВт строк окупності не перевищує 10 років, що є задовільним результатом. При цьому економія умовного палива на вироблення 700 млн кВт-год електроенергії складе близько 70 тис. т., а на виробництво теплової енергії – додатково майже 20 тис. т у.п.

Керування комбінованим режимом здійснюється на протязі добового інтервалу часу, коли відомі періоди пікових, напівпікових навантажень та нічного провалу в централізованій енергосистемі. В періоди пікових (напівпікових) електричних навантажень електропостачання підприємства (регіону) здійснюється від ПГУ. При настанні періоду нічного провалу навантаження в енергосистемі джерела живлення перемикаються з ПГУ на централізоване за рахунок відповідних перемикачів у схемі електропостачання.

Для цього встановлюють систему синхронізації систем електропостачання з метою виключення перерв у подачі електроенергії працюючим електроприймачам підприємства. При замкнутих вимикачах з боку власного джерела живлення замикаються вимикачі енергосистеми, що призводить до паралельної роботи двох джерел електропостачання. Тривалість паралельної роботи на час автоматичної синхронізації систем електропостачання – не більше 1,5-2 с, після чого розмикаються вимикачі децентралізованого джерела і підприємство переходить на режим отримання електроенергії від енергосистеми. При синхронізації підприємство має два джерела електропостачання, тому АВР секційного вимикача блокується. Аналогічно виконують зворотне перемикання джерел електропостачання з централізованого на децентралізоване при настанні періодів пікових (напівпікових) навантажень в енергосистемі.

## **Висновки**

1. Для умов стану теплової енергетики України з метою вирішення проблеми нерівномірності добового графіку електричних навантажень та сталого функціонування енергосистеми пропонується широке впровадження децентралізованих джерел енергії (ПГУ та інших), що працюють у комбінованому режимі. Технологічно такі джерела доцільно споруджувати окремими установками в регіональних центрах нерівномірного електричного навантаження, що буде сприяти зменшенню втрат електроенергії у магістральних та розподільних лініях живлення.

2. Поступове впровадження внутрішньоциклової газифікації твердого палива (вугілля) в теплову енергетику дозволить до 2030 р. знизити витрати умовного палива на величину приблизно 20 млн т.

3. Сприяння до фінансової привабливості споживача дає можливість за рахунок промислових бізнес-структур упроваджувати сучасні джерела енергії.

## **Список літератури**

1. Патон Б., Харламов А. Помогут ли газовые турбины преодолеть проблемы энергосистемы Украины // Зеркало недели. – 2008. – № 47. – С.3.
2. Безлепкин В.П., Михайлов С.Я. Регулировочный диапазон тепловых электростанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 168 с.
3. Астахов Ю.Н., Веников В.А., Тер-Газорян А.Г. Накопители энергии в электрических системах. – М.: Высш. шк., 1989. – 159 с.
4. Стратегія енергозбереження в Україні: Аналітично-довідкові матеріали в 2-х томах: Загальні засади енергозбереження / За ред. В.А. Жовтянського, М.М. Кулика, Б.С. Стогнія. – К.: Академперіодика, 2006. – Т1. – 510 с.
5. Пат. 38783 України, МПК H02J 13/00. Спосіб електропостачання підприємства / Г.Г. Півняк, Ю.Т. Разумний, А.В. Рухлов. // Открытия. Изобретения. – 2008. – № 2. – С.28.