

Висоцький С.П.¹, д.т.н., Вахтангішвілі Н.Н.², Єгорова К.А.¹

1 – АДІ ДВНЗ «ДонНТУ» м. Горлівка, 2 – ДонНУ м. Донецьк

ВПЛИВ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГРАФІКА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ НА ЕКОНОМІЧНІ ТА ЕКОЛОГІЧНІ ПОКАЗНИКИ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Виконано аналіз впливу нерівномірності електричних навантажень енергетичного обладнання на економічні та екологічні показники генерації. Розглянуто методи поліпшення маневрених характеристик енергосистем. Наведено дані з економії палива при регулюванні навантаження енергетичного обладнання за рахунок прямоточних та барабанних парогенераторів. Для згладжування електричного навантаження доцільно більш широко застосувати установки когенерації. Розглянуто основні експлуатаційні показники.

Існуючий стан

Енергосистема будь-якої держави об'єднує в єдиному технологічному процесі безліч електростанцій, що здійснюють у реальному часі вироблення електроенергії, і безліч споживачів, які отримують цю енергію від електростанцій через передавальні розподільні електромережі. Електроенергія є таким товаром, який за існуючими технологіями неможливо у великих кількостях і довго зберігати на складах, – цей товар необхідно споживати в темпі його виробництва або виробляти, чи генерувати, в темпі його масового споживання. Невиконання цього тимчасового балансу, вкращому випадку, призводить до погіршення якості електроенергії, наприклад, зміни її частоти або напруги в мережах змінного струму, а в гіршому – до аварій і катастроф в енергосистемі.

Роль енергетики в сучасній Україні надзвичайно велика. Для успішного втілення в життя плану розвитку країни, перш за все, необхідно забезпечити зростання енергозабезпеченості. При цьому, особливу увагу слід приділяти енергозбереженню, екологічності, маневреності та надійності роботи енергетичного обладнання. Підвищення ефективності, поліпшення якості роботи для електростанцій означає досягнення кращих техніко-економічних показників, доведення їх до рівня передових електростанцій. Для цього необхідно впроваджувати природоохоронні технології, перш за все, по очищенню димових газів від оксидів сірки, азоту та ртуті, застосовувати оптимальні режими роботи обладнання, автоматичні системи управління, підвищувати маневреність обладнання, одночасно забезпечуючи його високу надійність.

Енергетична стратегія України на період до 2030 року

Енергетична стратегія України до 2030 року має [1] наступні цілі:

- створення умов для постійного та якісного задоволення попиту на енергетичні продукти;
- визначення шляхів і створення умов для безпечного, надійного та сталого функціонування енергетики та її максимально ефективного розвитку;
- забезпечення енергетичної безпеки держави;
- зменшення техногенного навантаження на довкілля;
- зниження питомих витрат у виробництві та використанні енергопродуктів за рахунок раціонального їх споживання, впровадження енергозберігаючих технологій та обладнання.

Для забезпечення попиту споживання електричної енергії та її експорту згідно з базовим сценарієм розвитку економіки країни до 2030 р., необхідно збільшити потужність генеруючих електростанцій до рівня 88,5 млн кВт.

До 2030 р. основою електроенергетичної системи України залишатимуться атомні та теплові електростанції. Відповідно до стратегії намічені чіткі пріоритети та динамічний розвиток вітчизняного атомнопромислового комплексу. Намічено будівництво до 2030 р. додатково 20, окрім існуючих, атомних енергоблоків. Разом з тим Україна не має власного ядерно-топливного циклу, що, відповідно, вимагає значних інвестицій та суттєво ускладнює можливість виконання намічених завдань.

Головним недоліком Енергостратегії-2030 є концентрація не на оптимізації споживання, а на збільшенні виробництва енергії. У той час як розвинені країни світу намагаються підвищити ефективність використання існуючих генеруючих потужностей, в Україні планується збільшення їх кількості. Так, до 2030 року планується підвищити частку встановленої потужності на АЕС з нинішніх 13,8 *ГВт* до 29,5 *ГВт*. Якщо врахувати, що до 2030 року шість енергоблоків АЕС вичерпають проектний і понадпроектний (15 років) терміни експлуатації, то стає очевидним, що до цього терміну Україна повинна побудувати 20–21 *ГВт* нових потужностей на АЕС, тобто 20–22 нових атомних енергоблоків.

На рисунку 1 наведено співвідношення між встановленою потужністю й часткою виробництва електроенергії за джерелами енергії [2].

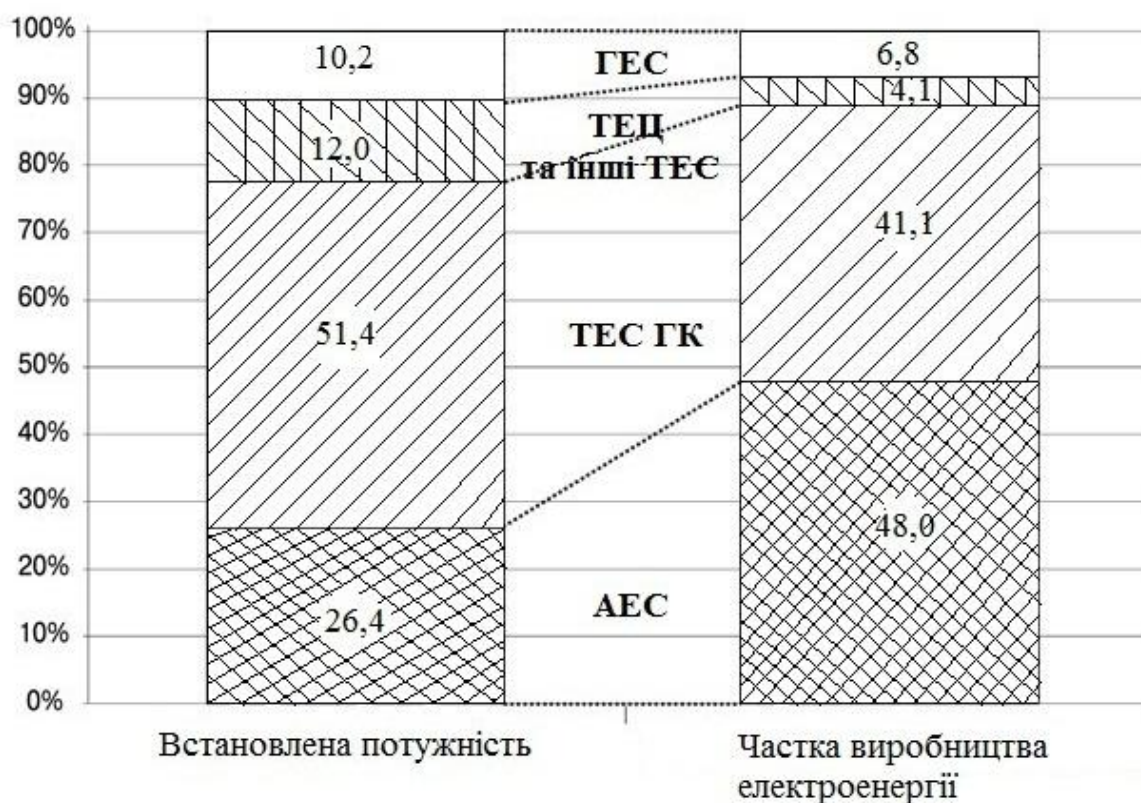


Рисунок 1 – Співвідношення між встановленою потужністю й часткою виробництва електроенергії за джерелами енергії

Україні потрібно не тільки нарощувати нові потужності, а й підвищувати енергоефективність. Не тільки будувати нові енергоблоки, а й ефективніше використовувати існуючі потужності, зменшувати втрати при транспортуванні й споживанні електроенергії. А також впроваджувати системні енергозберігаючі заходи та створити умови, за яких інвестиції в енергозбереженні будуть економічно привабливими як для промисловості, так і для населення.

Отже, проект Енергостратегії передбачає розвиток атомної енергетики як одного з основних джерел енергії. При цьому не враховується, що значне нарощування генерації на АЕС

може призвести до розбалансування всієї електроенергетичної системи країни. Структура встановлених потужностей з часу здобуття Україною незалежності майже не змінилася, однак зазнала змін структура виробництва електроенергії. Якщо в 1990 році атомні електростанції виробили близько 26 % всієї електроенергії, то в 2010-му частка виробництва електроенергії на АЕС збільшилася майже до 50 %.

Пріоритетність АЕС полягає в значному адміністративному стримуванні занижених тарифів на вироблену АЕС електроенергію у порівнянні з тарифами для теплових електростанцій. Штучно створені умови, коли майже 50 % всієї електроенергії виробляється 26 % встановленої потужності, призвели до різкого погіршення економічних, а з часом і технічних показників теплових електростанцій. Неefективне використання наявних потужностей ТЕС призводить до значних перевитрат палива, зносу устаткування, посиленних навантажень на навколишнє природне середовище.

Дисбаланс в Об'єднаній енергосистемі України також пояснюється тим, що за період незалежності не був введений в експлуатацію жоден блок на ТЕС, проте були добудовані три блоки на АЕС (шостий блок Запорізької, другий Хмельницької та четвертий Рівненської АЕС). Це призвело також до того, що на українські АЕС були покладені невластиві їм завдання. Збільшення потужностей на АЕС внаслідок введення в експлуатацію нових блоків з одночасним зменшенням виробництва електроенергії на ТЕС призвело до вичерпання регулюючих потужностей енергосистеми. Внаслідок цього диспетчерська служба почала з допомогою атомних блоків регулювати частоту в електромережі, а АЕС використовувати не на повну потужність. Таким чином, забезпечення регулюючих потужностей в енергосистемі України стає важливим фактором безпечної експлуатації АЕС.

Баланс генерації та споживання електроенергії

Споживання електроенергії відбувається в людському суспільстві відповідно до його життєвих ритмів, які безпосередньо залежать як від природних і біологічних ритмів людини, так і від його виробничої побутової діяльності.

Як відомо, енергосистема виробляє стільки електроенергії, скільки вимагають у даний момент споживачі (плюс витрати на власні потреби та втрати). Цим визначається й характер роботи електростанцій, графік електричного навантаження яких визначається умовами роботи енергосистеми та розподілом навантаження. Добові графіки навантаження електростанцій видозмінюються в залежності від пори року, днів тижня (робочий і неробочий день), постачання різних видів палива, від метеорологічних факторів. Все це визначає різноманіття режимів роботи обладнання теплових електростанцій.

Стрімке зростання цін на паливо й знос більшої частини енергоблоків на фоні нестачі коштів на реконструкцію існуючих та будівництво нових маневрених генеруючих потужностей ОЕС Україна визначає актуальність пошуку нових ефективних рішень, що спрямовані на збалансування вітчизняної енергосистеми. Практика багатьох зарубіжних країн показує, що одним із шляхів вирішення даного питання може бути використання комплексу заходів, які спрямовані на управління попитом і використання більш економічного та маневренного обладнання.

Метою дослідження є оцінка впливу нерівномірностей електричного навантаження енергетичного обладнання на його економічні та екологічні показники, а також розгляд пріоритетних шляхів використання різного обладнання для оптимізації графіків електричних навантажень.

Викладення основного матеріалу досліджень

Основна особливість електроенергетики – збіг у часі процесів виробництва та споживання енергії – визначає залежність режиму виробництва енергії від режиму її споживання. Це означає, що попит на енергію в кожен момент часу повинен покриватися в суворій відпо-

відності до графіка навантаження конкретного споживача.

Добовий графік навантаження в ОЕС України характеризується різким зростанням навантаження у години вечірнього піку й значним зниженням у години нічного провалу. Так, наприклад, в найбільш несприятливий робочий день зимового періоду коефіцієнт нерівномірності графіка – відношення мінімального навантаження в нічні години до максимального навантаження в години вечірнього піку складає 0,74 [3].

При покритті добового графіка електричного навантаження електростанції основні труднощі пов'язані з забезпеченням максимуму навантаження й необхідної швидкості набору навантаження в години ранкового максимуму, а також необхідного розвантаження в години провалу електричного навантаження. Виконання графіка електричного навантаження повинно поєднуватися з забезпеченням достатньо високих техніко-економічних показників, найважливішим з яких є питома витрата палива на одну відпущену кіловат-годину електроенергії. Для того, щоб удосконалювати показники ТЕС, зокрема, питому витрату палива, в процесі експлуатації необхідно, перш за все, розраховувати їх, використовуючи показання численних приладів, потім порівняти з нормативними, аналізувати результати, знаходити джерела й причини витрат палива або зносу та пошкоджуваності устаткування, і здійснювати заходи з їх усунення.

При наявності нерівномірностей протягом доби, тижня й року в графіку електроспоживання однією з основних умов надійного та сталого постачання енергією є наявність достатньої кількості спеціальних високоманеврових електростанцій, що забезпечують у разі «провалу» графіка (помітного зниження рівня споживання) різке зниження навантаження або швидке введення резервної потужності (у разі збільшення споживання енергії). Потім, звичайно, необхідно відновити нормальний режим роботи енергооб'єднання. Таким чином, на графіку споживання і, відповідно, на графіку навантаження можна виділити дві частини, які називають базовою й змінною частинами. Остання може бути розділена на так звані пікову й напівпікову зони (напівпікова зона має половинний коефіцієнт нерівномірності в порівнянні з піковою зоною). Практика показує, що найбільш ефективно проблема покриття пікового попиту на електроенергію вирішується при використанні енергоустановок різного типу. Загальне навантаження графіка споживання в базовій частині повинна покриватися, тобто забезпечуватися, високоекономічними базовими генеруючими установками, а в піковій – спеціальними піковими установками.

В Україні в якості генеруючи джерел переважають АЕС, ТЕС і ТЕЦ. Проблеми адаптації таких джерел під графіки навантаження енергосистем пов'язані, по-перше, з необхідністю наявності на ТЕС і ТЕЦ пікових потужностей, по-друге, з додатковими витратами палива на зміни режимів їх роботи, по-третє, з підвищеним зносом пікового теплового обладнання в результаті багаторазових його пусків і зупинок і, по-четверте, з його недостатньою маневреністю.

Одна з особливостей експлуатації ТЕС – безперервність роботи. Ця особливість визначається безперервністю споживання електроенергії. Відповідно до графіка споживання електроенергії можлива зупинка окремих електростанцій на неробочі дні, проте на ТЕС обмежують кількість зупинок, оскільки наступний пуск електростанцій пов'язаний з рядом труднощів: підвищенням зносу обладнання, зменшенням надійності його роботи та перевитратами палива.

Витрати палива на пускові операції суттєво залежать від тривалості зупинки, типу зупинки (холодний чи гарячий стан обладнання) та типу обладнання. Оскільки на пускові операції витрачається відповідна маса палива, це зумовлює додаткові викиди забруднень у навколишнє середовище. По даним витрат палива на пускові операції [4] розрахована кількість пускових операцій та викиди одного із найсуттєвіших забруднювачів довкілля – діоксиду сірки. Вказані дані наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Додаткові річні викиди діоксиду сірки при вмістові сірки в паливі 2,5 %

№	Тривалість простою, год	Блок		Блок	
		300 МВт	800 МВт	300 МВт	800 МВт
		Витрати палива на пуск, <i>t</i>	Витрати палива на пуск, <i>t</i>	Додаткова емісія SO ₂ , <i>t/рік</i>	Додаткова емісія SO ₂ , <i>t/рік</i>
1	Холодний стан	173,7	437,7	599,3	1510,2
2	Зупинка на 2 доби (50–60 год.)	158,7	799,8	448,1	2258,4
3	Зупинка на добу (12–20 год.)	136,4	343,7	430,0	1083,6
4	Нічна зупинка (6–10 год.)	100,3	1783,3	276,1	4909,1

В сучасних умовах найефективнішим методом підвищення маневренності енергетичного обладнання для забезпечення виробництва «пікової енергії» є використання газових турбін. За останні 20 років у світовій енергетиці почали широко використовуватися газові турбіни. Це зумовлено тим, що коефіцієнт корисної дії (ККД) генерації енергії в установках в комбінованому циклові з попередньо включеними газовими турбінами перед котлами-утилізаторами та паровими турбінами сягає 59 % [5].

Найпередовіші теплові електростанції з надкритичними параметрами генерації мають ККД до 47 %. Більшість вітчизняних ТЕС працюють з ККД до 33 %. При цьому слід відзначити такі переваги комбінованих циклів, як швидкість спорудження та введення в експлуатацію енергетичних блоків з комбінованою генерацією, меншу витрату води на заохолодження пару та значне підвищення маневрових характеристик роботи енергоустановок. При інвестуванні спорудження обладнання на рівні 10 % річних дозволяє скоротити термін будівництва в 2 рази (з 2-х до 1 року).

При впровадженні комбінованих циклів генерації необхідні обсяги фінансування будівництва зменшуються на 10 %, що при його високій вартості має важливе значення.

Окрім вказаних переваг в останні роки приділяють значну увагу зменшенню викидів парникових газів, передусім карбонового газу. Проте карбоновий газ впливає на потепління приблизно на 25–30 %, а пари води десь приблизно на 40–70 % [6].

Неможливо стверджувати, що певний газ відповідає за той чи інший відсоток парникового ефекту, тому що дія окремих газів не підсумовується. Верхня межа дії відповідає впливу тільки одного певного газу, а нижня – частковій дії в суміші парникових газів.

При комбінованих циклах генерації на кожну *кВт·год* виробленої енергії зменшуються викиди як карбонового газу, так і парів води, що дуже важливо для попередження «перегріву» доквілля та забезпечення сталого розвитку цивілізації.

Більш широке використання генерації енергії на АЕС не знижує викиди парникових газів, а суттєво підвищує. Це зумовлено тим, що термічний ККД атомних енергоблоках значно менший порівняно з тепловими, отже емісія парів води внаслідок розсіювання тепла при випарюванні води в градирнях значно більша.

За останні 10 років ключовим питанням для виробників газових турбін було саме підвищення ефективності генерації енергії до 60 %. Деякі виробники вже досягли цієї межі. Ефективність генерації є дуже важливим параметром, оскільки вона впливає як на експлуатаційні витрати, так і на величину емісії карбонового газу. Для досягнення високої ефективності генерації необхідно оптимізувати параметри роботи всього обладнання: газової турбі-

ни, котла – утилізатора та парової турбіни. Проте основним фактором в цьому переліку є показники роботи газової турбіни.

Газова турбіна складається з трьох головних частин: компресора, камери згоряння й розширювальної турбіни (власне – газової турбіни), що об'єднані в одне ціле. Компанія «Дженерал Електрик» (GE) для одержання ККД на рівні 60 % збільшила ступінь стискання в компресорі до 23. Температура спалювання складає 1500 °С. Лопатки турбіни виконано із нікельових сплавів, які мають захисне покриття з цирконія та інших елементів. Зважаючи на те, що навіть нікельові сплави починають розм'ягчуватись при температурах 1200–1400 °С, термостійке покриття забезпечує зниження температури на 300 °С для захисту розташованого під ним металу. В Японії в стадії виконання проект газової турбіни із температурою на вході до 1700 °С.

Загальна ефективність використання генерації тільки в газовій турбіні складає 38–42 %. Найбільш економічні газові турбіни компанії GE LMS-100 забезпечують можливість одержання ККД навіть 46 %. Проте, при цьому знижується температура газу на вихлопі турбіни, що погіршує умови використання цих турбін в комбінованих циклах генерації енергії. На рисунку 2 показаний загальний вигляд газової турбіни класу H компанії Siemens.

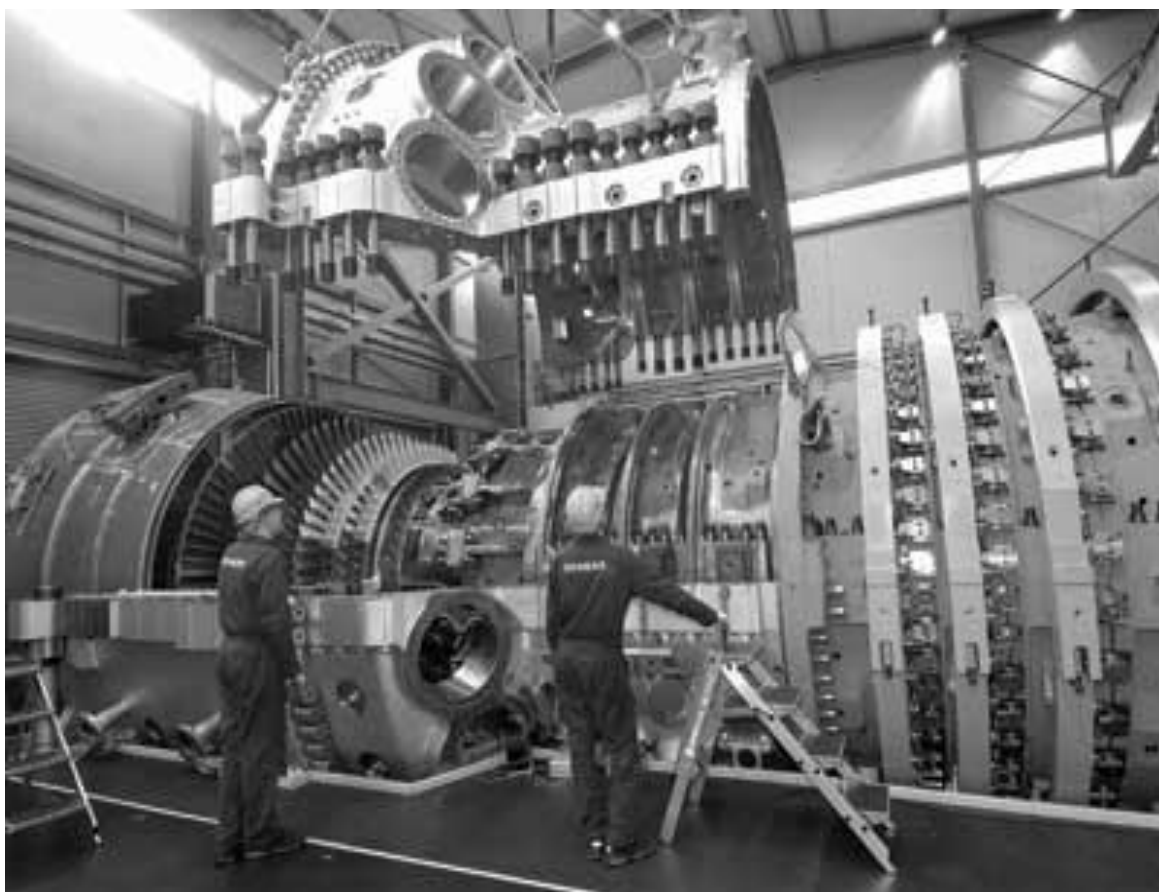


Рисунок 2 – Загальний вигляд газової турбіни класу H компанії Siemens

В останні роки лідерами в будівництві газових турбін великої потужності (200–400 МВт) є Дженерал Електрик (GE), Алстом (Alstom), Сіменс Ансалдо Енергія (Ansaldo Energia) та Мітсубіші Хеві Індастріс (МНІ).

Збільшення необхідного рівня генерації пікової енергії призвело до того, що в світовій практиці обладнання з комбінованим циклом генерації розглядається як джерело вироблення напівпікової енергії. Це зумовлено тим, що швидкість набору потужності складає 75 % від загальної потужності блоку за 10 хв., а після пуску з гарячого стану, коли блок зупиняють на

ніч, швидкість набору навантаження складе 30 MВт/хв . [7,8].

Важливим показником, який впливає на ефективність роботи установок з комбінованим циклом генерації електричної енергії в газовій та паровій турбіні є тип парогенераторів-утилізаторів тепла (прямоточні чи барабанні). Це стосується, в першу чергу, до роботи обладнання в маневровому режимі (регулювання графіка електричного навантаження).

В тому випадку, коли енергетичний блок працює в режимі базового навантаження, невелика кількість пусків та зупинок (наприклад до 30 раз/рік) несуттєво впливає на загальну ефективність (ККД або питому втрату палива) порівняно з безперервною роботою без зупинок. Перехід в маневровий режим при кількості пусків та зупинок 250 разів на рік призводить до суттєвого зниження ККД генерації. При цьому ККД генерації блоків з прямоточними парогенераторами, порівняно з барабанними, неухильно зростає при збільшенні кількості пусків.

На рисунку 3 показано збільшення ККД генерації для блоків з прямоточними парогенераторами порівняно з барабанними.

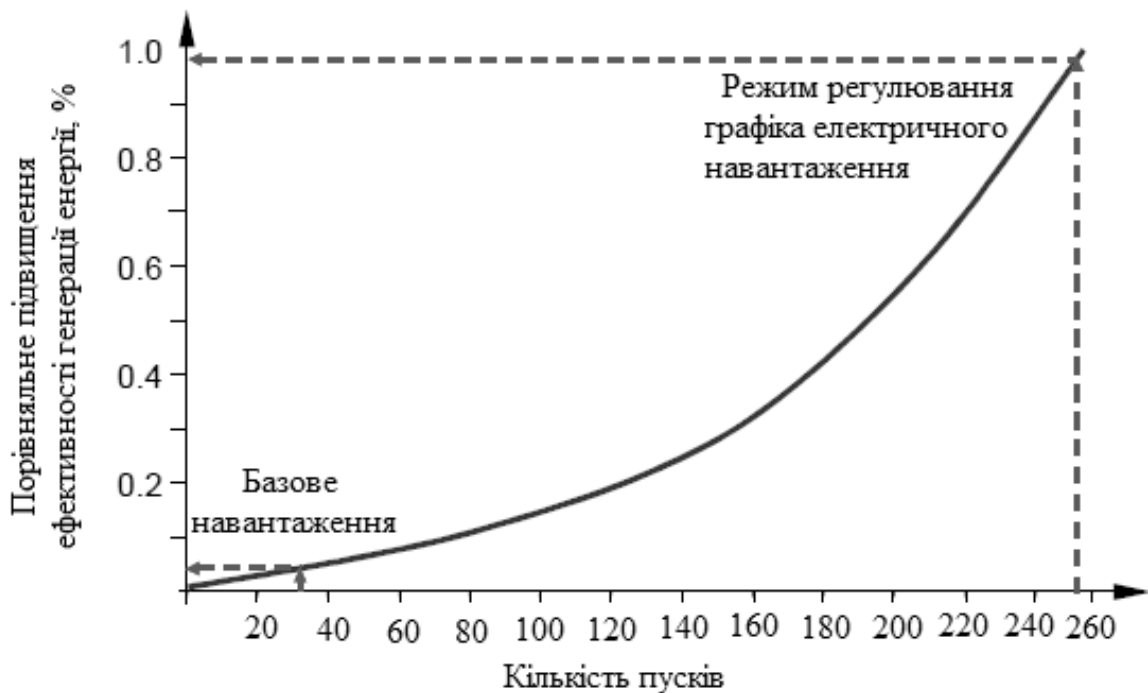


Рисунок 3 – Вплив кількості пусків та режиму навантаження на загальну ефективність

Збільшення швидкості навантаження енергоблоків призводить також до суттєвого зменшення емісії як по оксиду вуглецю, так і по оксидам азоту (рисунку 4).

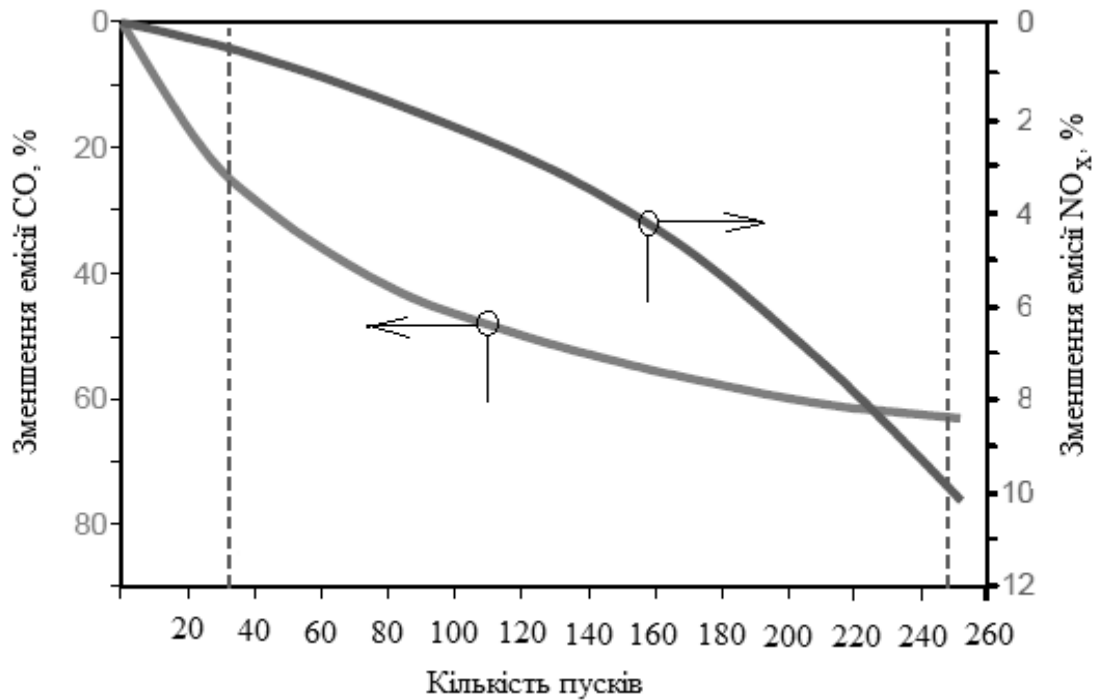


Рисунок 4 – Порівняльне зменшення емісії газів при збільшенні кількості пусків

Робота енергетичного обладнання в маневровому режимі призводить до зниження ККД генерації енергії порівняно із базовим (проектним) режимом експлуатації. При порівнянні ККД генерації енергоблоків з прямиоточним та барабанними парогенераторами (рисунок 5) видно, що виробництво енергії та ККД генерації для перших суттєво більші.

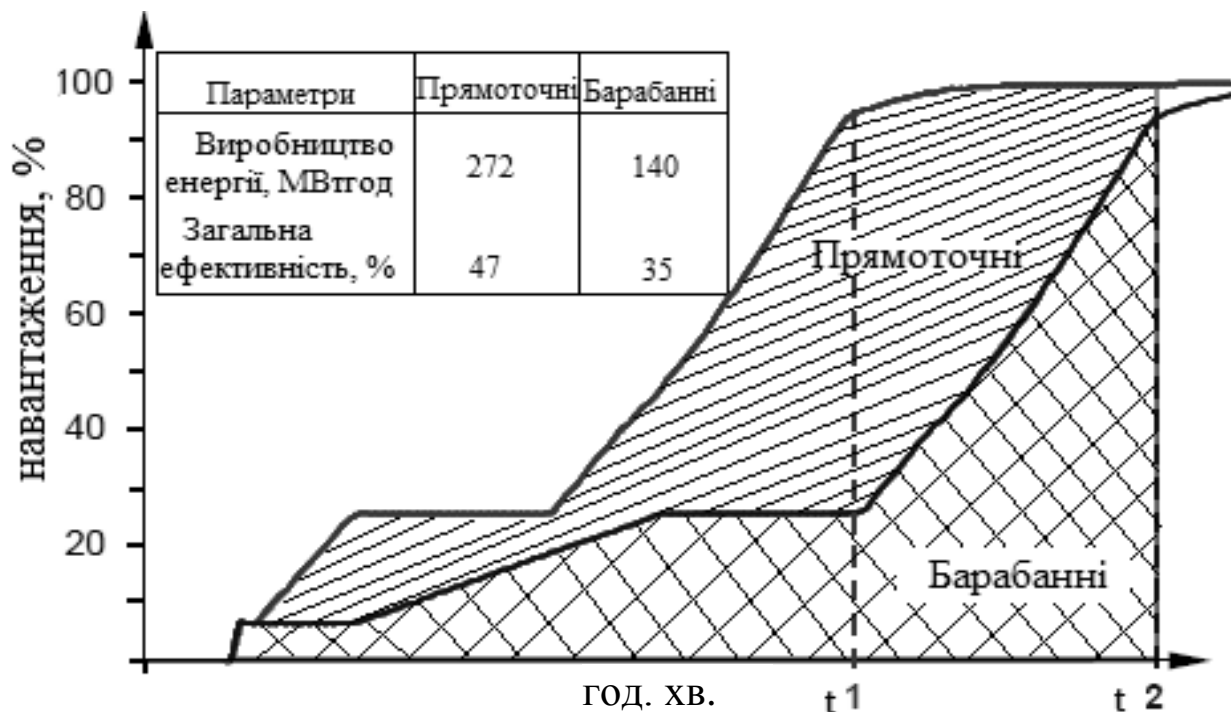


Рисунок 5 – Криві пусків після нічної зупинки

Впровадження комбінованих циклів генерації енергії вимагає використання в якості

енергоносія природного газу. При високій вартості газу позитивні сторони різко зменшуються. Доцільно розглядати економічні показники генерації з урахуванням паливної складової вартості електричної енергії. ККД генерації електричної енергії « η » складає

$$\eta = \frac{E}{B \cdot Q_{n(yн)}^p} = \frac{3,6}{B \cdot 29,26} = \frac{0,123}{B}, \quad (1)$$

де E – виробництво електричної енергії (1 кВт·год = 3,6 МДж);

B – питома витрата умовного палива на виробництво електричної енергії (кг/кВт·год);

$Q_{n(yн)}^p$ – теплотворна здатність (калорійність) умовного палива (29,26 МДж/кг).

Таким чином, вартість паливної складової генерації електричної енергії C_{nc} :

$$C_{nc} = \frac{Q_{n(yн)}^p \cdot 0,123}{Q_{n(pн)}^p \cdot \eta}, \text{ грн / кВт}\cdot\text{год}, \quad (2)$$

де $Q_{n(pн)}^p$ – калорійність реального палива, МДж/кг.

При сучасній вартості реального твердого палива (вугілля) 600 грн/т (0,6 грн/кг), та його калорійності 20,9 МДж/кг (5000 ккал/кг), паливна складова вартості 1 кВт·год електричної енергії та $\eta = 0,35$

$$C_{nc} = \frac{29,26 \cdot 0,123}{20,9 \cdot 0,35} \cdot 0,6 = 0,29 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год}.$$

При використанні природного газу з калорійністю 33,49 МДж/м³, ККД генерації 0,58 та вартості газу \$ 400/1000 м³ (3,2 грн/м³) паливна складова вартості 1 кВт·год електричної енергії буде:

$$C_{nc} = \frac{29,26 \cdot 0,123}{33,44 \cdot 0,58} \cdot 3,2 = 0,59 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год}.$$

Таким чином, унаслідок суттєвого подорожчання природного газу його використання навіть на установках із комбінованим циклом генерації енергії призводить до збільшення паливної складової вартості енергії в 2,03 рази.

В Україні для регулювання електричного навантаження, виробництва «пікової» енергії на р. Дністр споруджена перша черга гідроакумуючої електричної станції (ГАЕС) потужністю 324 МВт, яка введена в дію в січні 2010 р. [9]. Загальна потужність ГАЕС буде складати 2268 МВт після спорудження додатково ще 6 аналогічних енергетичних блоків. Загальна вартість будівництва оцінюється в 5,3 млрд. грн (720 млн. \$). При залученні регуляторів пікового навантаження для покриття виробництва енергії можуть не залучатись 200–500 МВт потужностей теплових електростанцій з питомими витратами від 373 г.у.п./кВтгод (середній показник по ТЕС Мінпаливенерго) до 390–420 г/кВтгод (показники Придніпровської, Луганської, Старобешівської, Добротвірської ТЕС). Це дасть можливість заощаджувати щомісяця 17–19 тис. т. у. п.

Одним із методів оптимізації графіка електричних навантажень є більш широке застосування когенераційних установок.

При правильному виборі продуктивності установок когенерації забезпечуються дві переваги. По-перше, відсутня необхідність введення в експлуатацію теплофікаційних котлів для забезпечення гарячого водопостачання в літні місяці при відсутності опалення й робота котлів з низькими навантаженнями та низькою ефективністю використання палива. По-друге, відсутня необхідність роботи енергетичного обладнання ТЕС у нічний час при низьких цінах на електроенергію.

У теплових акумуляторах забезпечується якісна теплоізоляція баків. Температура води у верхній частині бака підтримується на рівні 98 °С. Таким чином, забезпечується заповнення верхньої частини баків паром (підтримується парова «подушка»), що практично виключає насичення води киснем і, відповідно, знижує інтенсивність кисневої корозії. Верхня частина бака обладнана гідрозатвором для захисту від надмірного тиску. На великій частині теплофікаційних систем в Європі оптимальний час роботи теплових акумуляторів складає 7 годин в нічний час.

В умовах, коли електричне навантаження обладнання суттєво знижується, що призводить до падіння тиску у відборах турбін і зниження теплового навантаження основного обладнання, використання когенерації забезпечує вироблення тепла з високим ККД у нічний час. Прикладом може бути установка в Кореї (Cheong Soo Project). Когенераційна установка складається з двох двигунів Wartsila 20V34 SG, обладнаних теплообмінниками для рекуперації тепла та його використання в системі теплофікації [10]. Установка забезпечує теплопостачання придатної зони площею приблизно 3 км². Основні показники роботи установки:

- електрична потужність – 16,9 МВт;
- ККД генерації електроенергії – 43,4 %;
- продуктивність установки по виробленню теплової енергії: влітку – 14,2 МВт, взимку – 3,6 МВт;
- загальна ефективність влітку – 80 %;
- обсяг бака акумулятора – 3000 м³.

При різниці температур води між гарячою водою в акумуляторі й повернутою водою з тепломережі питома щільність акумулювання тепла складає 53 кВтч/м³ бака акумулятора. Слід зазначити, що при збільшенні обсягу баків-акумуляторів більше 1000 м³ ростуть питомі витрати на металеві баки, оскільки збільшується обсяг капіталовкладень на обладнання баків, що знаходяться під тиском.

Висновки

1. Виконаний критичний аналіз стратегії розвитку вітчизняної енергетики до 2030 р.
2. Показано суттєве зменшення економічності енергоблоків на вітчизняних теплових електростанціях при їх роботі в маневрових режимах регулювання графіків електричного навантаження.
3. При оцінці зменшення викидів парникових газів на атомних електростанціях слід враховувати суттєве зменшення термічного коефіцієнта корисної дії обладнання атомних енергоблоків та відповідне збільшення емісії парів води в 1,71 рази в градирнях порівняно із традиційними енергоблоками, що працюють за рахунок спалювання вугілля.
4. Установки з комбінованим циклом генерації в газових та парових турбінах мають значні переваги перед традиційними циклами (з використанням парогенераторів та парових турбін) як по економічності, так і по маневровим характеристикам.
5. При використанні установок з комбінованими циклами генерації в якості маневрового обладнання доцільно використовувати прямоточні котли-утилізатори тепла після газових турбін.
6. Використання прямоточних парогенераторів в комбінованих циклах генерації суттєво скорочує пускові операції, витрати палива й емісію оксидів сірки та азоту.
7. Для розщільнення графіків електричного навантаження доцільно застосовувати когенераційне обладнання та акумулювання енергії з використанням ГАЕС та акумуляторів тепла.

Список літератури

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. N 145-р.
2. Денисенко А. Энергетическое будущее Украины / А. Денисенко, И. Гонга // Зеркало недели. – № 42. – С. 9.
3. Гуртовцев А.Л. Об опыте Украины по выравниванию графика электрической нагрузки энергосистем / А.Л. Гуртовцев // Электрические станции. / А.Л. Гуртовцев. – 2007. – № 10. – С. 51–55.
4. Дрьомін В.П. Аналіз витрат палива блоками ТЕС і можливості їх економії при регулюванні електроспоживання / В.П. Дрьомін, Г.П. Костенко, О.В. Згуровець. Проблеми загальної енергетики. – 2008. – № 17 – С. 73–77.
5. Murau P. Low emission water / Steam cycle – A contribution to environment and economics. Siemens Power / P. Murau, M Shottler // Generation. – 2005. – p.17
6. Jerry Bauer. Conducting a greenhouse gas emission. Inventory / J. Bauer // Power Engineering. – 2007. – Vol. 11.
7. Breeze P. Efficiency versus flexibility: Advances in gasturbine technology / P. Breeze. // Power Engineering. – 2011. – Vol. 19, Iss. 3.
8. George N. Stamatelopoulos. Modernization plays vital role for coal tired power plants. / N. George // Power Engineering. – 2011. – Vol. 19, Iss. 8.
9. Ingram Elizabeth Balancing renewable with pumped storage. /Elizabeth Ingram. // Power Engineering international. – 2011. – Vol. 19, Issue. 8. <http://www.powerengineeringint.com/articles/>.
10. Frejman Micael, AdamRajewski. Cogeneration-combining flexibility and high levels of efficiency / Micael Frejman // Power Engineering. – 2009. – Vol. 17, Iss. 9.

Рецензент: к.т.н., проф. Є.О. Воробйов, АДІ ДВНЗ «ДонНТУ».

Стаття надійшла до редакції 06.12.11

© Висоцький С.П., Вахтангішвілі Н.Н., Єгорова К.А., 2011