

УДК 621.311.25

**ОЦІНКА ОСНОВНИХ ПОКАЗНИКІВ КОМБІНОВАНОГО ВИРОБНИЦТВА
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА ТЕПЛОТИ НА ПАРОТУРБІННИХ УСТАНОВКАХ
АТОМНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ**

Дубовський С.В., докт. техн. наук, **Хоргова О.О.**

Інститут технічної теплофізики НАН України, вул. Желябова, 2а, Київ, 03680, Україна

Наведено теоретичні особливості розрахунку питомих витрат палива на відпуск електричної та теплової енергії від паротурбінних установок атомних електричних станцій термодинамічним методом. Представлено емпіричну залежність основних показників енергетичної ефективності таких установок від початкових та кінцевих параметрів робочого процесу.

Приведены теоретические особенности расчета удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии от паротурбинных установок атомных электростанций термодинамическим методом. Представлена эмпирическая зависимость основных показателей энергетической эффективности таких установок от начальных и конечных параметров рабочего процесса.

The theoretical features of calculation of the specific expenses of fuel on electric and heat energy supply by thermodynamic method are adduced for the steam turbines of nuclear power plants. The empirical dependence of the main indicators of the energy efficiency of such plants on the initial and final parameters of the working process is presented.

Библ. 17, табл. 3, рис. 2.

Ключові слова: атомна електрична станція, розподіл витрат палива, питомі витрати палива на електростанціях, методи розподілу, термодинамічний метод.

b_e – питома витрата умовного палива на відпущену електроенергію, г у.п./кВт·год;
 b_T – питома витрата умовного палива на відпущену теплову енергію, кг у.п./ГДж (кг у.п./Гкал);
 $E_{відн}$ – фактичний відпуск електроенергії від енергоблоку, ГДж (Гкал);
 $N_{ном}$ – номінальна потужність турбоустановки у конденсаційному режимі, МВт;
 Q – фактичні витрати теплоти на паротурбінну установку АЕС, ГДж (Гкал);
 $Q_{відн}$ – фактичний відпуск теплової енергії, ГДж (Гкал);
 Q_e – витрата теплоти на відпущену електроенергію, ГДж (Гкал);
 Q_p – виробіток первинної теплоти активною зоною реактора за відповідний проміжок часу, тис.ГДж;

Q_T – витрата теплоти на відпущену теплову енергію, ГДж (Гкал);
 q_e – питома витрата теплоти на відпущену електроенергію, кДж/кВт·год (ккал/кВт·год);
 q_T – питома витрата теплоти на відпущену теплову енергію, кДж/ГДж (ккал/ккал);
 t_a – температура оточення, °С;
 ω – усереднений коефіцієнт термодинамічної цінності теплоти;
 АЕС – атомна електрична станція;
 ККД – коефіцієнт корисної дії;
 КТЦ – усереднений коефіцієнт термодинамічної цінності теплоти;
 ТЕС – тепла електрична станція;
 ТЕЦ – теплоелектроцентральною;
 ЦВТ – циліндр високого тиску;
 ЦНТ – циліндр низького тиску;
 ЦСТ – циліндр середнього тиску.

Атомні електричні станції є одним з основних генеруючих джерел електроенергії України, частка яких від загального виробітку за останнє

десятиріччя складає близько 48 %. Поряд з виробництвом електричної енергії АЕС відпускають також теплоту з відборів турбін для потреб

міст-супутників у кількості до 2 % від відпуску електричної енергії. На сьогодні в Україні діє 4 атомні електростанції з 15 енергоблоками загальною встановленою потужністю 13800 МВт, на яких встановлені енергоблоки з реакторами типів ВВЕР-1000 і ВВЕР-440 та паротурбінними установками на насиченій парі. Згідно проектних характеристик найпоширеніших серійних парових турбін для АЕС, що наведені в [1], вони здатні відпускати у кілька разів більшу кількість теплоти для потреб зовнішнього теплопостачання.

Але в силу багатьох причин, однією з яких є віддаленість АЕС від крупних міст – потенційних споживачів теплової енергії, системи теплофікаційного теплопостачання на базі ядерного палива розвитку на Україні не одержали, незважаючи на існування подібних проектів ще у 70-ті роки минулого століття. Разом з тим, можливість значної економії газомазутного палива, що зазвичай використовується теплоджерелами систем централізованого теплопостачання міст, зниження викидів продуктів їх згоряння в місцях концентрації населення, зниження тарифів на теплоту внаслідок заміщення природного газу на значно більш дешеве ядерне паливо робить задачу суттєво більшого привернення атомних електростанцій для подальшого розвитку теплофікації дедалі актуальнішою.

Позитивний досвід теплофікації міст від АЕС існує, зокрема, у Швейцарії і Словаччині. Швейцарська АЕС «Безнау» ще з 1985 року здійснює централізоване теплопостачання 11 населених пунктів тепловою мережею протяжністю 137 км у двотрубному обчисленні, з них магістральних теплопроводів – понад 35 км. Діюча АЕС «Богуніце» у Словаччині з 1985 і 1997 рр. постачає теплову енергію для декількох міст, розташованих на відстані 10...15 км один від одного [2]. Проекти дальнього транспорту теплоти від АЕС на відстань 55...75 км розглядаються у Фінляндії (АЕС «Ловіза», 2009 р.), в Україні (Запорізька АЕС, 2006 р.), в Росії [2].

Поряд із цим, альтернативу таким проектам можуть скласти місцеві джерела теплоти на органічному паливі, системи електричного опалення від АЕС, особливо, на основі використання теплових насосів з електроприводом, здійснення яких позбавляє необхідності використання про-

тяжних теплових мереж і забезпечує можливість регулювання електричної потужності АЕС. Зрозуміло, що поряд із технічними і практичними чинниками, притаманними відповідним концептуальним рішенням, кінцевим критерієм їх зіставлення є вартість відпуску теплоти кінцевим споживачам. Для місцевих джерел теплоти на органічному паливі та/або електричній енергії цей показник визначається, головним чином, умовно змінною складовою виробничої вартості, що майже цілком обумовлюється витратами на паливо, а для АЕС більш важливою є умовно постійна (непаливна) складова. До того ж, у разі дальнього транспорту, слід враховувати значні капітальні витрати на спорудження магістральної теплотраси, додаткові витрати електричної енергії на транспорт теплоти та її транспортні втрати. Тому навіть в умовах відносно дешевого ядерного палива, тариф на відпуск теплоти від АЕС може бути більшим, ніж місцевих теплоджерел. Так, за даними [2], відпускний тариф для споживачів теплоти від згаданої вище АЕС швейцарської «Безнау», становить у середньому, 0,08 франків/кВт·год, від місцевих котельень на органічному паливі – 0,05 до 0,09 франків/кВт·год, а від теплових насосів – 0,05 франків/кВт·год. З цього випливає, що для забезпечення конкурентних переваг теплопостачання від ядерних джерел, рівень питомої витрати палива на відпуск теплоти від АЕС повинен бути якомога нижчим порівняно з місцевими джерелами теплоти. Згідно даних [3], розрахункові значення питомої витрати умовного палива на відпуск теплоти від АЕС України у місцеві мережі є зіставними з відповідними показниками котельних на природному газі і вищими за відповідні показники сучасних ТЕЦ. Однак є підстави вважати, що таке положення визначається насправді завищенням витрат АЕС на відпуск теплоти, обумовленим методичними недоліками їх обчислення.

Звітні показники питомих витрат первинної теплоти на відпуск електричної та теплової енергії АЕС визначають згідно статистичної звітності за формою 3-ТЕК (АЕС), чинної з 1987 року, використовуючи так званий фізичний метод. Для забезпечення наочного співставлення АЕС з іншими енергетичними установками з виробництва електричної енергії та теплоти, у [3]

пропонується виражати теплоту, що виділяється у реакторі енергоблоку АЕС у одиницях умовного палива (1 т у.п. = 7 Гкал = 8,147 МВт·год = 29,3076 ГДж). Фізичний метод був прийнятий у якості галузевого стандарту електроенергетики у 50-ті роки, незважаючи на справедливі зауваження щодо порушення ним законів термодинаміки з метою зниження звітних значень питомої витрати палива на відпуск електричної енергії від електричних станцій енергетичної системи за рахунок віднесення економії палива внаслідок комбінованого виробництва тільки на електричну енергію [4]. Зворотнім боком цього виявилось згодом штучне збільшення витрат палива на відпуск теплоти, яке поставило більшість ТЕЦ і ТЕС комбінованого виробництва в невигідні умови. Тому, галузевий стандарт України [5], що продовжив дію «фізичного» методу у 1996 році, невдовзі був доповнений новим стандартом [6] чинним з 1998 року, який декларував принцип рівного поділу економії палива між обома видами продукції ТЕЦ. Крім того, у 2003 році у галузі був прийнятий новий стандарт, який дозволяв електричним станціям визначати коефіцієнти поділу економії палива між видами продукції на власний розсуд [7]. Поряд з цим зазначеним документом регламентуються термодинамічно обумовлені значення коефіцієнту поділу, розроблені авторами цієї роботи. Вони використовуються у якості граничних значень цього коефіцієнту.

На сьогодні в Україні використовуються всі три зазначені стандарти. Стандарт [5] прийнятий більшістю ТЕС генеруючих компаній і локальних (блокових) ТЕС. Більшість ТЕЦ загального користування використовує стандарт [6]. Стандарт [7] з термодинамічними коефіцієнтами поділу використовують окремі ТЕС генеруючих компаній. Таким чином, єдиний підхід щодо визначення і зіставлення між собою джерел виробництва теплоти на органічному паливі, електричній та ядерній енергії фактично не встановлений, хоча насправді він існує і визначається загальними фізичними законами. Основні положення єдиного термодинамічного підходу до визначення показників теплової економичності виробництва електричної енергії та теплоти комбінованим методом докладно описані в літературі [8 - 9]. Його основу становить закон збереження і пере-

творення механічної енергії, згідно якого максимально можлива робота (ексергія) робочого тіла силової установки перетворюється у електричну енергію та теплоту втрат роботи в еквівалентних кількостях. Поряд з законом збереження теплоти процесу комбінованого виробництва цей принцип дає загальне рішення задачі поділу витрат між продуктами комбінованого виробництва, яке повністю узгоджується з обома законами термодинаміки.

В даній роботі розглянуті загальні особливості розрахунку показників енергетичної ефективності паротурбінних установок АЕС термодинамічним методом, підтверджуючи на прикладі перевагу його використання як базису для оцінювання основних показників таких установок.

Згідно з термодинамічним методом [8 - 9] витрати теплоти на відпуск електричної та теплової енергії від паротурбінної установки АЕС визначаються за формулами:

$$Q_e = Q \cdot \frac{E_{\text{eio}}}{E_{\text{eio}} + \omega \cdot Q_{\text{eio}}}, \quad (1)$$

$$Q_T = Q \cdot \frac{\omega \cdot Q_{\text{eio}}}{E_{\text{eio}} + \omega \cdot Q_{\text{eio}}}. \quad (2)$$

Відповідні питомі витрати теплоти на відпуск електричної та теплової енергії визначені відношеннями:

$$q_e = \frac{Q_e}{E_{\text{eio}}}, \quad (3)$$

$$q_T = \frac{Q_T}{Q_{\text{eio}}}. \quad (4)$$

Загальна витрата теплоти Q та фактичні відпуски електричної енергії E_{eio} та теплової енергії Q_{eio} (у формулах (1), (2) вони надаються у однакових фізичних одиницях виміру) відносяться до параметрів зовнішнього або комерційного обліку і припускаються відомими.

Усереднений коефіцієнт термодинамічної цінності теплоти представляє собою відношення питомих витрат первинної теплоти:

$$\omega = \frac{q_T}{q_e}. \quad (5)$$

За своєю фізичною сутністю КТЦ враховує як температурний потенціал теплоти, що відпус-

кається, так і невідновні втрати, що супроводжують процес перетворення енергії у її корисні види. В ідеальному випадку (відсутність втрат) КТЦ збігається з ексергетичною температурною функцією теплоти.

Для аналізу існуючих електростанцій, щодо яких відомі основні звітні показники за чинними формами статистичної звітності, існує можливість спрощеного визначення КТЦ електростанції у цілому за формулою:

$$\omega = \frac{\eta_0 - \eta_e}{1 - \eta_e}, \quad (6)$$

де $\eta_e = \frac{E_{el}}{Q_p}$ – фактичний електричний ККД

нетто; η_0 – теоретичний коефіцієнт корисної дії, що визначає граничну ефективність виробництва електричної енергії за умови ідеального ізентропійного розширення робочого тіла до температури оточуючого середовища та відсутності втрат теплоти.

Формула (6) носить універсальний характер, але визначення її правої частини потребує врахування термодинамічних особливостей роботи конкретних установок. ККД теоретичного циклу Ренкіна η_0 , знання якого необхідне для обчислення КТЦ, визначається типом і параметрами теоретичного циклу паротурбінної установки.

В основі роботи паротурбінних установок на насиченій парі, які використовуються на всіх АЕС з реакторами типу ВВЕР, лежить термодинамічний цикл Ренкіна з проміжною сепарацією та перегрівом пари у сепараторі-пароперегрівнику [10-11]. Схематичне зображен-

ня зазначеного термодинамічного циклу в [h-s]-діаграмі наведено на рис. 1.

Для турбін насиченої пари атомних електростанцій, [h-s]-діаграма якого представлено на рис. 1, ККД теоретичного циклу можна визначити за відомими початковими та кінцевими параметрами робочого тіла за формулою:

$$\eta_0 = \frac{(h_0 - h_{oca}) + X_{oc} \cdot (h_{nn} - h_{ka})}{h_0 - h_{жс}}. \quad (7)$$

Залежність ККД теоретичного циклу Ренкіна від зміни температури оточення для найпоширеніших діючих турбоустановок АЕС [1], яку одержано за формулою (7), наведено на рис. 2.

Як видно з рис. 2, залежності ККД теоретичного циклу від температури оточення для паротурбінних установок АЕС підпорядковуються лінійному закону:

$$\eta_0 = \frac{\eta_0^0 - a \cdot t_a}{100}. \quad (8)$$

Постійні коефіцієнти у цій формулі розраховані за даними типових установок АЕС і наведені в табл. 1.

Слід зазначити, що значення температури оточення, внаслідок фактичного температурного розшарування природних масивів ґрунту, атмосферного та водного басейнів тощо, саме по собі є певною мірою непевним. Єдиною умовою для її визначення є нульова корисність теплоти для прямого теплоспоживання. За такий рівень, як це прийнято у теплотехніці, логічно прийняти у якості базової температуру 0 °С, яка визначає нульовий рівень ентальпії та ексергії

Табл. 1. Коефіцієнти залежності ККД теоретичного циклу від температури оточення для типових турбоустановок АЕС з реакторами типу ВВЕР

Найменування, розмірність	Тип турбоустановки				
	К-220-4-1	К-220-4-4	К-500-60/1500	К-1000-60/1500-1	К-1000-60/1500-2
Завод-виготовлювач	ХТЗ	ХТЗ	ХТЗ	ХТЗ	ХТЗ
Граничний ККД турбоустановки, η_0^0 , %	41,762	41,769	43,048	43,048	43,048
Коефіцієнт температурної залежності, a , %/°С	0,1636	0,1608	0,1541	0,1541	0,1541

теплоти. Якщо виникає необхідність уточнення показників ефективності, наприклад, з метою їх порівняння у різні періоди роботи однієї ж

тієї установки з різними температурами оточення, це можна зробити за формулою (8) з урахуванням даних табл. 1.

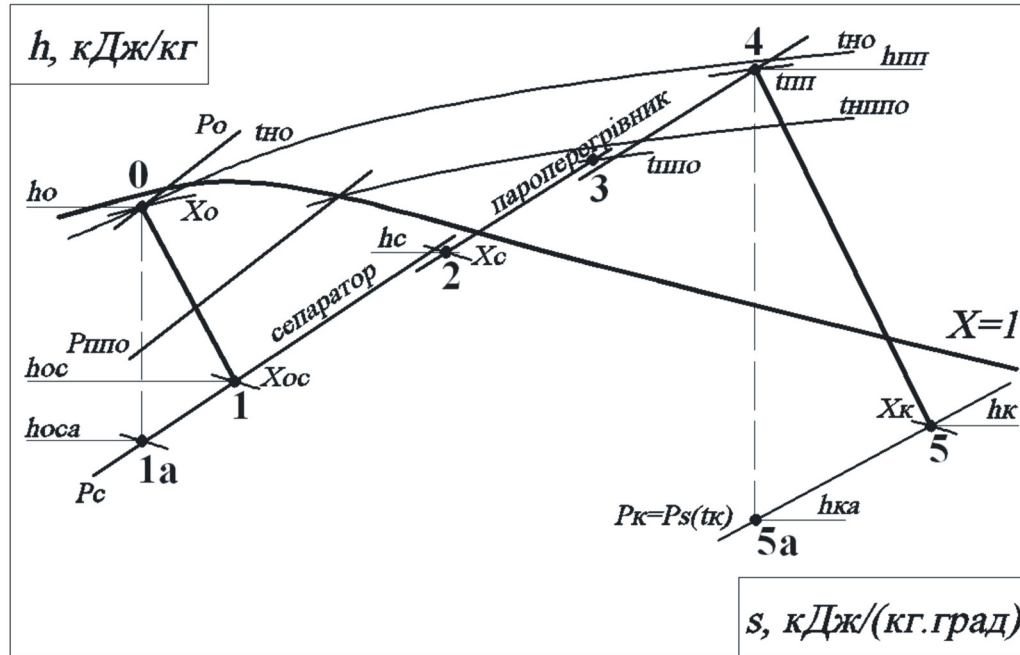


Рис. 1. Тепловий процес турбіни на насиченій водяній парі з використанням сепарації вологи та проміжного перегріву відбірною та свіжою парою в $[h-s]$ -діаграмі:

- 0 – теоретична точка початку адіабатичного процесу розширення пари в турбіні;
- 1a – теоретична точка кінця адіабатичного процесу розширення пари в ЦВТ турбіні;
- 1 – фактична точка кінця процесу розширення пари в ЦВТ турбіні (точка початку процесу підсушки вологої пари в сепараторі);
- 2 – фактична точка кінця процесу підсушки пари в сепараторі;
- 3 – фактична точка початку процесу проміжного перегріву пари в пароперегрівнику відбірною і свіжою парою;
- 4 – теоретична точка початку адіабатичного процесу розширення пари в ЦСТ+ЦНТ турбіні;
- 5a – теоретична точка кінця адіабатичного процесу розширення пари в ЦНТ турбіні;
- 5 – фактична точка кінця процесу розширення пари в ЦНТ турбіні;
- $P_\phi, t_{\phi}, X_\phi, h_\phi$ – тиск, температура насичення, вологість та ентальпія свіжої пари;
- P_c – тиск пари в сепараторі;
- X_{oc}, h_{oc} – вологість та ентальпія відпрацьованої в ЦВТ турбіні вологої пари, що поступає в сепаратор;
- X_c, h_c – вологість та ентальпія підсушеної пари на виході з сепаратору;
- P_{nno} – тиск пари, яка відбирається на живлення проміжного пароперегрівника відбірною парою;
- t_{nno} – температура пари на виході з проміжного пароперегрівника, що живиться відбірною парою;
- t_{nn}, h_{nn} – температура та ентальпія пари на виході з проміжного пароперегрівника, що живиться свіжою парою;
- P_k – тиск пари в кінці процесу розширення турбіни;
- h_{ka}, h_k – ентальпія пари в кінці ізентропійного та фактичного процесів розширення.

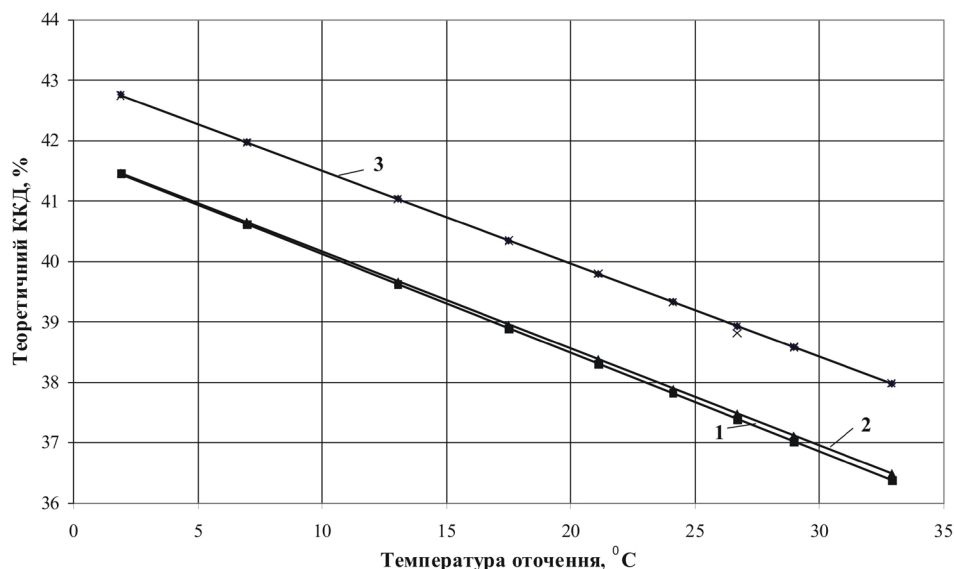


Рис. 2. Залежність ККД теоретичного циклу паротурбінних установок АЕС від температури оточення:
 1 – турбоустановка типу К-220-4-1; 2 – турбоустановка типу К-220-4-4;
 3 – турбоустановки типу К-500-60/1500, К-1000-60/1500-1, К-1000-60/1500-2.

Табл. 2. Питомі показники роботи АЕС з реактором ВВЕР-1000 за 2006 рік

Період 2006 року		Питомі витрати умовного палива за даними [4]		Середній коефіцієнт термодинамічної цінності ω	Питомі витрати умовного палива за термодинамічним методом		Виробництво первинної теплоти	
		г ул./кВт·год	кг ул./Гкал		г ул./кВт·год	кг ул./Гкал	на відпуск електроенергії, %	на відпуск тепла, %
1	січень	508,9	0	0,2493	508,9	0	100,0	0,0
2	лютий	423,6	163,1	0,2015	427,3	100,1	98,9	1,1
3	березень	415,0	148,9	0,1958	419,5	95,5	98,6	1,4
4	квітень	391,7	154,4	0,1769	397,3	81,8	98,2	1,8
5	травень	395,1	167,6	0,1760	397,1	81,3	99,3	0,7
6	червень	404,0	155,4	0,1837	405,7	86,7	99,4	0,6
7	липень	450,0	158,0	0,2216	455,2	117,3	98,3	1,7
8	серпень	459,1	148,3	0,2249	461,7	120,8	99,1	0,9
9	вересень	432,6	0	0,2046	432,6	0	100,0	0,0
10	жовтень	450,4	164,4	0,2189	452,6	115,2	99,3	0,7
11	листопад	467,7	157,4	0,2322	473,4	127,8	98,3	1,7
12	грудень	432,3	163,4	0,2089	437,1	106,2	98,6	1,4

Табл. 3. Питомі показники роботи АЕС з реактором ВВЕР-440 за 2006 рік

Період 2006 року		Питомі витрати умовного палива за даними [4]		Середній коефіцієнт термодинамічної цінності ω	Питомі витрати умовного палива за термодинамічним методом		Виробництво первинної теплоти	
		г у.п./кВт·год	кг у.п./Гкал		г у.п./кВт·год	кг у.п./Гкал	на відпуск електроенергії, %	на відпуск тепла, %
1	січень	426,0	158,0	0,1907	430,8	95,5	97,2	2,8
2	лютий	434,0	160,7	0,1946	437,7	99,0	97,8	2,2
3	березень	427,1	153,6	0,1896	430,7	95,0	97,8	2,2
4	квітень	460,0	163,7	0,2077	461,1	111,4	99,2	0,8
5	травень	468,6	160,7	0,2115	468,9	115,3	99,7	0,3
6	червень	467,0	229,4	0,2100	467,2	114,1	99,9	0,1
7	липень	476,9	0	0,2156	476,9	0	100,0	0,0
8	серпень	516,1	0	0,2357	516,1	0	100,0	0,0
9	вересень	570,6	0	0,2579	570,6	0	100,0	0,0
10	жовтень	444,1	159,7	0,1958	444,5	101,2	99,7	0,3
11	листопад	421,1	157,1	0,1790	421,8	87,8	99,6	0,4
12	грудень	431,6	159,9	0,1880	432,7	94,6	99,4	0,6

Порівняльні оцінки значень питомої витрати умовного палива на відпуск теплової та електричної енергії від АЕС за термодинамічним методом виконувалися з використанням даних роботи [3], де представлені основні середньомісячні звітні показники роботи енергоблоків АЕС з реактором типу ВВЕР-1000 та ВВЕР-440 за календарний рік. Результати розрахунків порівняно із відповідними звітними даними енергоблоків по місяцях 2006 року наведено у табл. 1 та табл. 2 (температура оточуючого середовища приймалась 0 °С).

З наведених даних можна бачити, що питомі витрати умовного палива на відпуск електричної енергії від АЕС з реактором ВВЕР-1000 та ВВЕР-440, що розраховані за термодинамічним методом, незначно збільшені порівняно з даними за методикою [3], що пояснюється незначним обсягом відпуску теплоти з частково відпрацьованою парою, порівняно з загальним

відпуском електричної енергії.

Одержані дані показують, що звітні показники АЕС з відпуску теплоти є зіставними з відповідними показниками газових котельних систем централізованого теплопостачання великої потужності, які складають на сьогодні близько 154 кг/Гкал. Судячи з цього, розглянуті АЕС практично не мають необхідного запасу ефективності перед котельними, який зміг би компенсувати втрати на дальній транспорт теплоти.

В той же час, термодинамічно обумовлені значення питомої витрати палива на відпуск теплової енергії є значно нижчими, що обумовлює значну перевагу теплопостачання від АЕС порівняно з газовими котельнями, дозволяє вести мову не тільки про економічну, але й про енергетичну доцільність дальніх систем теплопостачання від АЕС із заміщенням існуючих теплових джерел на базі газифікованих котельнь.

Висновки

1. Розглянуто особливості розрахунку показників теплової економічності комбінованого виробництва електричної енергії та теплоти енергоблоком АЕС на насиченій парі термодинамічним методом, що відображає фізичну сутність процесів перетворення енергії в її паротурбінних установках.

2. Визначено залежність теоретичного ККД термодинамічного циклу АЕС насиченої пари від початкових і кінцевих параметрів пари, що дозволяє виконувати розрахунки показників теплової економічності енергоблоків АЕС за стандартними формами статистичної звітності.

3. Проведені порівняльні розрахунки середньомісячних значень питомої витрати умовного палива на відпуск електричної енергії та теплоти за чинним «фізичним» методом і за термодинамічним методом.

4. Обґрунтовано необхідність і доцільність впровадження нової методики для визначення витрат палива (теплоти) на відпуск електричної та теплової енергії на атомних електростанціях на базі термодинамічного методу. Встановлено, що питома витрата палива на відпуск теплоти енергоблоками АЕС є значно нижчою за відповідні показники найбільш ефективних газових котелень, що обумовлює енергетичну доцільність дальнього транспорту теплоти від АЕС.

5. Коректне визначення та аналіз показників енергетичної ефективності з використанням розробленого термодинамічного підходу дозволяє надалі вирішувати задачі щодо найвигідніших схем реалізації теплопостачання.

ЛІТЕРАТУРА

1. Трояновский Б. М., Филиппов Г. А., Булкин А. Е. Паровые и газовые турбины атомных электрических станций. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 256 с.

2. Пузаков В. С. Европейский опыт организации теплоснабжения от АЭС // Новости теплоснабжения. – 2011. – № 2. – С. 49–56.

3. Ватагин М. Ю. Способ эквивалентного сравнения первичной теплоты и полезной энергии при производстве на АЭС (СЭСТЭ-АЭС) // Энергетика та електрифікація. – 2009. – №8. – С. 3-20.

4. Вопросы оценки эффективности ТЭЦ / Под ред. Винтера А. В. – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1956.

5. ГКД 34.09.103-96. Расчет отчетных технико-экономических показателей электростанции о тепловой экономичности оборудования. Методические указания. – К.: УНИО Энергопрогресс, 1996. – 137 с.

6. ГКД 34.09.108-98. Розподіл витрат палива на теплових електростанціях на відпущену електричну і теплову енергію при їх комбінованому виробництві. Методика. – К.: НДІ Енергетики, 1998. – 17 с.

7. ГКД 34.09.100-2003. Витрати палива на відпущену електричну та теплову енергію при їх комбінованому виробництві на теплових електростанціях. Методика визначення. – К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2003. – 25 с.

8. Дубовской С. В. Термодинамический метод разделения затрат в комбинированных энергетических процессах // Промышленная теплотехника. – 1995. – Т. 17, № 1–3. – С. 85–92.

9. Дубовской С. В. Достоверность методов оценки показателей тепловой экономичности ТЭС с комбинированным производством электрической и тепловой энергии // Проблемы загалльної енергетики. – 2001. – № 5. – С. 33–41.

10. Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции: Учебник для вузов. – М.: Высш. школа, 1978. – 360 с.

11. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов / Под ред. В.Я. Гиршвельда. –М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.

**ASSESSMENT OF BASIC INDICATORS OF
THE COMBINED HEAT AND ELECTRIC
ENERGY GENERATION ON THE STEAM
TURBINES OF THE NUCLEAR
POWER STATIONS**

Dubovskoy S.V., Khortova O.A.

Institute of Engineering Thermophysics National
Academy of Sciences of Ukraine, vul. Zhelyabova,
2a, Kyiv, 03680, Ukraine

The theoretical features of calculation of the specific fuel expenditures on heat and electric energy supply by thermodynamic method are adduced for the steam turbines of the nuclear power station. The empirical dependence of the main indicators of the energy efficiency of such plants on the initial and final parameters of the working process is presented.

References 17, tables 3, figures 2.

Key words: nuclear power station, distribution of fuel expenditures, specific fuel expenditures at power plants, distribution methods, thermodynamic method.

1. *Troyanovskyy B.M., Fylyppov G.A., Bulkin A.E.* Steam and gas turbines nuclear power stations. – M.: Energoatomizdat, 1985. – 256 p. (Rus.)

2. *Puzakov V.S.* Europe experience of the heat supply organization from nuclear power plant // News teplosnabzhenyya. – 2011. – № 2. – P. 49–56. (Rus.)

3. *Vatahyn M.* Method of the equivalent compared of the primary heat and usable energy in

production at the nuclear power plant // Energy and Electrification. – 2009. – №8. – P. 3–20. (Rus.)

4. *The questions* to assess the effectiveness of CHP / pod. red. Winter A.V. - M.- L.: Gosenergoizdat 1956. (Rus.)

5. *GKD 34.09.103-96.* Calculation of reporting technical and economic indicators of the power plant thermal efficiency of the equipment. Methodical specified. – K.: UNYO Energoprogress, 1996. – 137 p. (Rus.)

6. *GKD 34.09.108-98.* Distribution of fuel consumption for thermal power supplied to the electric and thermal energy in their combined production. Methods. – K.: NDI Enerhetyky, 1998. – 17 p. (Rus.)

7. *GKD 34.09.100-2003.* The fuel expenditures for supplied to the electric and thermal energy in their combined production by thermal power station. The methods of evaluation. – K.: OEP “GRIFRE”, 2003 – 25 p. (Ukr.)

8. *Dubovskoy S. V.* Thermodynamic method of the distribution fuel expenditures in combined energy process. // Industrial Heat Engineering. – 1995. – Vol 17, № 1–3. – P. 85–92. (Rus.)

9. *Dubovskoy S. V.* Reliability of estimation methods of thermal profitability for power station with the combined heat and power generation // The Problems of General Energy. – 2001. – № 5. – P. 33–41. (Rus.)

10. *Marhulova T. H.* Nuclear power stations: Textbook for Universities. – M.: Vyshaya shkola, 1978. – 360 p. (Rus.)

11. *Ryzhkyn V. Y.* Thermal power stations: Textbook for Universities / pod. red. V.J. Hyrshvelda. – M.: Energoatomizdat, 1987. – 328 p. (Rus.)

Получено 23.06.2015

Received 23.06.2015