

В. П. Кравченко, А. О. Оверченко, М. М. Хищенко, М. П. Галацан, Б. А. Леус

Національний університет «Одеська політехніка», просп. Шевченка, 1, Одеса, 65044, Україна

Аналіз можливості використання АЕС із ВВЕР-1000 для розширеного теплопостачання

Ключові слова:

теплофікація від АЕС,
термодинамічна та економічна
ефективність

Враховуючи перспективність широкого використання АЕС для теплопостачання, проаналізовано максимально можливу продуктивність енергоблоку АЕС із турбіною К-1000-5,8/25-1 за відпуском теплоти. Обмеження кількості пари у відборі на теплофікацію визначається мінімально можливою витратою пари в конденсатор для уникнення вентиляційного режиму циліндра низького тиску. Мінімальна витрата пари в конденсатор для цього визначається на рівні 10 % від витрати пари на турбіну. У роботі визначено, що за цих умов потужність теплофікаційної установки турбіни К-1000-5,8/25-1 дорівнює 900 МВт при електричній потужності 684 МВт. Проаналізовано вплив кількості теплоти від АЕС, що відпускається, на економічні показники. Визначено, що з підвищенням кількості теплоти, що відпускається, загальний дохід АЕС зростає.

Вступ

Невід'ємною частиною АЕС є теплофікаційна установка (ТФУ), що забезпечує теплопостачання міста-супутника, самої станції та промислової зони. Як вказується в класичному підручнику Соколова Є. Я. з теплофікації [1], витрата палива на теплопостачання (опалення, вентиляцію, кондиціювання повітря та гаряче водопостачання) становить біля третини загальної кількості паливно-енергетичних ресурсів, що витрачаються в країні, і ця величина в два рази більша за кількість палива, що витрачається для виробництва електроенергії.

Незважаючи на те, що частка електроенергії, яку виробляють АЕС у світі, близька до 10 % [2] і перспективним є нарощування потужності АЕС, як ефективне розглядається розширене використання АЕС і для теплопостачання.

Шляхом до скорочення витрат на опалення є використання теплофікації. Як показує досвід вико-

ристання теплоелектроцентралей (ТЕЦ), економія палива за рахунок комбінованого виробітку електричної та теплової енергії становить 13 % від витрати палива на виробіток електроенергії [1].

Аналіз літературних даних та постановка проблеми

У роботі [3] пропонується широке використання великих теплових та атомних електростанцій для теплопостачання споживачів на площі радіусом 100 км від електростанцій. Це потребує достатньо великих капіталовкладень, але забезпечує можливість, як стверджує В. Ф. Гершкович, відмовитися від метанової залежності з покращенням екології. Тут треба зауважити, що тільки АЕС дозволяють практично відмовитися від метанової залежності. За оцінками транспортування теплоти на 30 км супроводжується втратами 1 % від потужності, що передається [4].

© В. П. Кравченко, А. О. Оверченко, М. М. Хищенко,
М. П. Галацан, Б. А. Леус. Ліцензія CC BY 4.0.

Тепер розглянемо можливості електростанцій для постачання теплоти в умовах комбінованого виробництва електричної та теплової енергії. Проектна потужність ТФУ енергоблоків із реактором ВВЕР-1000 коливається від 116 (для тихохідної турбоустановки (ТУ) К-1000-5,8/25-1) до 200 МВт (для швидкохідної ТУ К-1000-5,8/50). Враховуючи, що теплова потужність одного району великого міста (наприклад, Одеси) знаходиться на рівні 300 МВт [5], можна зробити висновок про недостатню потужність ТФУ діючих в Україні енергоблоків. Обмеження витрати пари у відборах на теплофікацію визначається мінімальною витратою пари в конденсатор для уникнення вентиляційного режиму циліндра низького тиску (ЦНТ). В іншому випадку ЦНТ буде споживати потужність на своє обертання. Повністю відключити подачу пари на ЦНТ теж не є економічно доцільним та технічно припустимим. З одного боку, буде витрачатися енергія під час обертання ЦНТ, з іншого боку — нерухоме середовище (повітря), що знаходиться в циліндрі, через обертання ротора буде нагріватися, що може призвести до неприпустимої температури корпусу.

Максимальна кількість теплоти може бути відведена в режимі атомної станції теплопостачання (АСТ) без виробництва електроенергії. Передбачається, що в умовах АСТ протягом півроку собівартість теплоти буде високою. Тому ефективним джерелом теплопостачання залишається тільки ТЕЦ із комбінованим виробітком електричної та теплової енергії.

На діючих АЕС піковий бойлер (ПБ) може бути заживлений від колектора власних потреб. Для підвищення можливостей подачі пари на ТФУ швидкодіюча редуційна установка має бути замінена на аналог більшої продуктивності. Але треба відзначити, що такий режим є економічно не вигідним, тому що саме в комбінованому режимі відбувається економія палива.

Одним із можливих варіантів вирішення завдання розширеного використання теплових та атомних електростанцій для теплофікації є застосування теплонасосних технологій для рекуперації енергетичного потенціалу скидних низькотемпературних потоків [6].

На сьогодні теплота, вироблена на АЕС, є однією з найбільш привабливих з точки зору вартості. Тому великі споживачі теплоти, наприклад агропромислові комплекси, мають бути розташовані поблизу АЕС, а безпечні ядерні установки мають наближатися до великих теплоспоживачів.

Мета роботи — визначення максимально можливої теплової потужності, яка може бути відведена від енергоблоку з турбоустановкою К-1000-60/1500-1 (1-й та 2-й енергоблоки Південноукраїнської АЕС).

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання.

1. Розробити математичну модель розрахунку теплової схеми турбоустановки з турбіною К-1000-60/1500-1 та теплофікаційною установкою.

2. Провести варіантні розрахунки теплової схеми залежно від теплової потужності споживача тепла з визначенням термодинамічної та економічної ефективності АЕС. Як критерій термодинамічної ефективності прийнято ексергетичний коефіцієнт корисної дії (ККД).

3. Визначити максимально можливу теплову потужність ТФУ АЕС, яка може бути отримана за мінімально допустимого пропуску пари в конденсатор 10 % від витрати пари, що подається на турбіну [7].

Розрахунок теплової схеми турбоустановки К-1000-5,8/25-1

Принципова теплова схема турбоустановки К-1000-5,8/25-1, вихідні дані та методика розрахунку теплових схем АЕС наведені в [8]: тиск свіжої пари перед стопорним клапаном 5,89 МПа; температура свіжої пари 274,3 °С; тиск та вологість пари на виході циліндра високого тиску (ЦВТ) 1,109 МПа та 11,65 %; степінь сухості пари за сепаратором сепаратора-пароперегрівача (СПП) 0,999; тиск пари після СПП 1,075 МПа; температура пари після СПП 250 °С; тиск гріючої пари на вході ПП2 5,75 МПа; тиск гріючої пари на ПП1 2,678 МПа; температура живильної води 221,6 °С; абсолютний тиск пари в конденсаторах у першому, по ходу води, корпусі 0,004 МПа; тиск у деаераторі 0,7 МПа; внутрішній відносний ККД циліндрів високого, середнього (ЦСТ) та низького тиску, відповідно, $\eta_{\text{ЦВТ}} = 0,83$; $\eta_{\text{ЦСТ}} = 0,86$; $\eta_{\text{ЦНТ}} = 0,826$; внутрішній відносний ККД турбоприводу живильного насоса (ТПЖН) $\eta_{\text{ТП}} = 0,75$.

Результати розрахунку параметрів у відборах турбіни та в системі регенерації наведено в табл. 1 та 2.

На рисунку наведено схему ТФУ.

Розрахунок ТФУ проводився за таких вихідних даних: максимальна витрата мережної води 347,5 кг/с; температура води на вході 70 °С, тиск $P_{\text{вх}} = 1,4$ МПа; температура води на виході 150 °С.

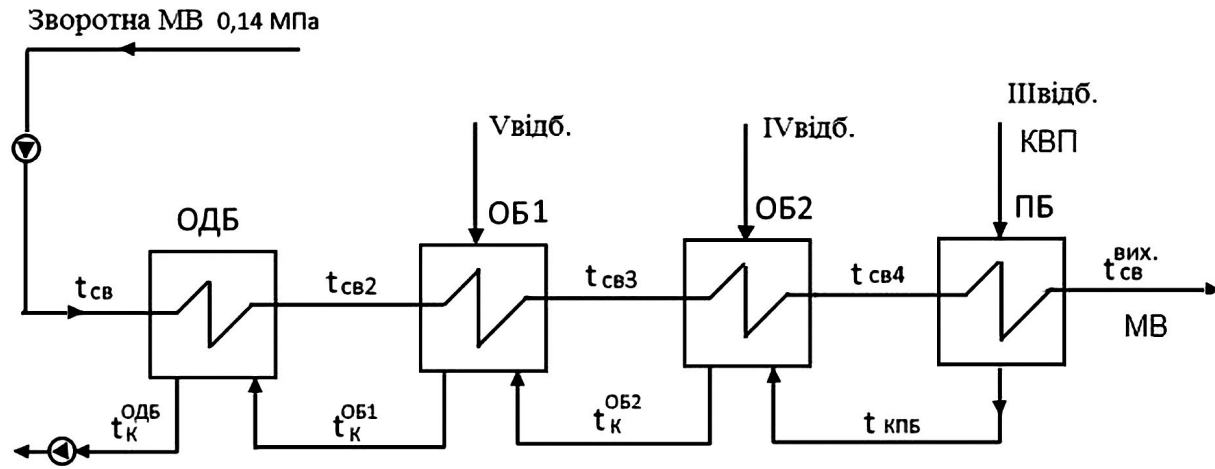
Таблиця 1. Параметри пари у відборах турбіни

Номер відбору	Тиск, P , МПа	Ентальпія, h , кДж/кг	Степінь сухості, X , %	Температура, t , °С
1	2,79	2668,5	92,7	229,9
2	1,808	2613,7	90,0	207,3
3 (розділове)	1,13	2531	87,7	185,3
Вхід в ЦСТ	1,075	2941	100	250
4	0,5984	2833	100	–
5	0,3283	2737	100	–
6	0,0868	2552	93,1	95,7
7	0,02318	2395	91,2	63,3
Вихлоп	0,0038	2217	86,2	29,0
Вхід у ТПЖН	1,034	2960	100	250
Вихід із ТПЖН	0,004	2312	–	29

Таблиця 2. Параметри основного конденсату (ОК), живильної води (ЖВ) та конденсату пари, що гріє (КГП)

За обладнанням	Тиск, P , МПа	Температура, t , °С	Ентальпія, h , кДж/кг
Конденсатор	0,004	29	121,4
КН1	1,02	29	122,6
КН2	1,48	32	125,48
ПНТ1: ГП	0,021	61,1	2395
КГП	0,021	61,1	255,8
ОК	1,377	58,1	244,3
ПНТ2: ГП	–	93,1	2552
КГП	–	63,5	264,2
ОК	1,227	89,6	376,1
ПНТ3: ГП	–	133,5	2737
КГП	–	133,5	561,5
ОК	1,127	126,9	533,7
ПНТ4: ГП	–	155,4	2833
КГП	–	131,9	554,7
ОК	1,077	150,9	636,4
Деаератор: ГП	–	–	2531
ЖВ	0,7	165	697,2
Випар	–	165	2763
ТЖН	9,052	167,4	712,4
ПВТ6: ГП	–	204,9	2613,7
КГП	–	188,4	800,7
ЖВ	8,755	199,3	852,3
ПВТ7: ГП	–	227,3	2668,5
КГП	–	209,3	894,8
ЖВ	8,452	221,7	953,7

Примітка. КН — конденсатний насос, ГП — гріюча пара, ПНТ — підігрівач низького тиску, ПВТ — підігрівач високого тиску, ТЖН — турбоживильний насос.



Принципова схема ТФУ. КВП — колектор власних потреб, МВ — мережна вода

Витрати пари на ПБ та основні бойлери (ОБ1 і ОБ2), а також ентальпія мережної води після охолоджувача дренажу бойлерів (ОДБ) визначаються з вирішення системи рівнянь:

$$\begin{aligned} \text{ПБ} \quad & D_{\text{ПБ}} \cdot (h_{3\text{відб}} - h_{\text{кПБ}}) = G_{\text{МВ}} \cdot (h_{\text{МВ вих}} - h_{\text{МВ4}}); \\ \text{ОБ2} \quad & D_{\text{ОБ2}} \cdot (h_{4\text{відб}} - h_{\text{кОБ2}}) + D_{\text{ПБ}} \cdot (h_{\text{кПБ}} - h_{\text{кОБ2}}) = \\ & = G_{\text{МВ}} \cdot (h_{\text{МВ4}} - h_{\text{МВ3}}); \\ \text{ОБ1} \quad & D_{\text{ОБ1}} \cdot (h_{5\text{відб}} - h_{\text{кОБ1}}) + (D_{\text{ПБ}} + D_{\text{ОБ2}}) \times \\ & \times (h_{\text{кОБ2}} - h_{\text{кОБ1}}) = G_{\text{МВ}} \cdot (h_{\text{МВ3}} - h_{\text{МВ2}}); \\ \text{ОДБ} \quad & (D_{\text{ОБ1}} + D_{\text{ОБ2}} + D_{\text{ПБ}}) \times \\ & \times (h_{\text{кОБ1}} - h_{\text{кОДБ}}) = G_{\text{МВ}} \cdot (h_{\text{МВ2}} - h_{\text{МВ}}), \end{aligned}$$

де $G_{\text{МВ}}$ — витрата мережної води; $D_{\text{ПБ}}$, $D_{\text{ОБ1}}$, $D_{\text{ОБ2}}$ — витрати пари на ПБ, ОБ1 та ОБ2; $h_{\text{МВ вих}}$, $h_{\text{МВ4}}$, $h_{\text{МВ3}}$, $h_{\text{МВ2}}$, $h_{\text{МВ}}$ — ентальпія мережної води на виході ПБ, ОБ2, ОБ1, ОДБ та вході в ОДБ відповідно; $h_{3\text{відб}}$, $h_{4\text{відб}}$, $h_{5\text{відб}}$ — ентальпія пари у третьому, четвертому та п'ятому відборах відповідно; $h_{\text{кПБ}}$, $h_{\text{кОБ2}}$, $h_{\text{кОБ1}}$, $h_{\text{кОДБ}}$ — ентальпія конденсату з ПБ, ОБ2, ОБ1 та ОДБ.

У результаті розв'язання системи рівнянь матеріально-енергетичного балансу теплообмінників було отримано: $D_{\text{ПБ}} = 25,53$ кг/с, $D_{\text{ОБ2}} = 15,3$ кг/с, $D_{\text{ОБ1}} = 10,165$ кг/с, $h_{\text{св2}} = h_{\text{в}} = 324,2$ кДж/кг (відповідна температура 77,17 °С).

Витрати пари у відборах турбіни були визначені з рішення системи шести рівнянь матеріально-енергетичного балансу: сепаратора, промперегрівача 1, промперегрівача 2, двох підігрівачів високого тиску (ПВТ) та деаератора.

Витрата пари на турбоустановку: $D_0 = 6033,5$ т/год = 1675,97 кг/с. Витрата ЖВ становитиме $D_{\text{ЖВ}} = D_0 + D_{\text{УТ}} + D_{\text{ПРОД}} = 1,025 \cdot D_0 = 1717,8$ кг/с.

Витрати середовища в елементах схеми турбоустановки

Відбір пари на:	Витрата, кг/с
ПП-1	53,66
ПП-2	56,12
ПВТ2	89,05
ПВТ1	120,68
Деаератор	27,36
Сепарат	185,14
Вихід із ЦВТ	1303,57
Основний конденсат	1371,0
ТЖН	50,25
ПНТ4	31,85
ПНТ3	75,14
ПНТ2	58,62
ПНТ1	46,73

Розрахунок потужності турбіни наведено в табл. 3.

Електрична потужність турбоустановки без ТФУ:

$$N_{\text{ел}} = N_i \cdot \text{ККД}_{\text{мех}} \cdot \text{ККД}_{\text{ел}} = 1048,1 \cdot 0,98 \cdot 0,99 = 1032 \text{ МВт.}$$

Сумарна витрата електроенергії на привід насосів:

$$N_{\text{Н}} = N_{\text{КН1}} + N_{\text{КН2}} = 1,79 + 2,4 = 4,19 \text{ МВт.}$$

Повна витрата теплоти на турбоустановку:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ТУ}} &= G_0 \cdot h_0 + D_{\text{ПР}} \cdot h_{\text{ПР}} - G_{\text{ЖВ}} \cdot h_{\text{ЖВ}} = G_0 \cdot (h_0 + \alpha_{\text{ПР}} \times \\ &\times h_{\text{ПР}} - \alpha_{\text{ЖВ}} \cdot h_{\text{ЖВ}}) = 1675 \cdot (1,02 \cdot 2778 + 0,005 \times \\ &\times 1286 - 1,025 \cdot 960,5) = 3\,027\,900 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Таблиця 3. Визначення сумарної потужності всіх відсіків

Витрата пари через відповідний відсік, $D_{\text{відс}}$, кг/с	Температурний перепад відсіку $h_{\text{відсік}}$, кДж/кг	Внутрішня потужність відсіку, $N_{\text{відсік}}$, МВт
$D_{\text{ВІДС1}} = D_0 - D_{\text{пп2}} = 1618,88$	$h_0 - h_1 = 2778 - 2664,6 = 133,3$	183,5
$D_{\text{ВІДС2}} = D_{\text{ВІДС1}} - D_1 - D_{\text{пп1}} = 1475,37$	$h_1 - h_2 = 2664,6 - 2613,7 = 50,9$	96,78
$D_{\text{ВІДС3}} = D_{\text{ВІДС2}} - D_2 = 1354,69$	$h_2 - h_3 = 2613,7 - 2531 = 82,7$	91,154
$D_{\text{ВІДС4}} = D_{\text{ВІДС3}} - D_3 - D_{\text{пп}} - D_{\text{сеп}} - D_{\text{тжн}} = 1066,41$	$h_{0, \text{ЦНТ}} - h_4 = 2960 - 2833 = 127$	115,55
$D_{\text{ВІДС5}} = D_{\text{ВІДС4}} - D_4 - D_{\text{об1}} = 1025$	$h_4 - h_5 = 2833 - 2737 = 96$	98,99
$D_{\text{ВІДС6}} = D_{\text{ВІДС5}} - D_5 - D_{\text{об2}} = 934,56$	$h_5 - h_6 = 2737 - 2552 = 185$	174,022
$D_{\text{ВІДС7}} = D_{\text{ВІДС6}} - D_6 = 883,8$	$h_6 - h_7 = 2552 - 2393 = 159$	139,15
$D_{\text{ВІДС8}} = D_{\text{ВІДС7}} - D_7 = 837,1$	$h_7 - h_8 = 2393 - 2217 = 122$	148,95
Сумарна потужність турбіни		$N_i = 1048,1$

Витрата теплоти на виробництво електроенергії:

$$Q_{\text{ТУ}} = Q_{\text{ТУ}} - Q_{\text{ТФУ}} = 3027,9 - 116,5 = 2911,4 \text{ МВт.}$$

Електричний ККД бруто:

$$\eta_{\text{бр}} = N_{\text{ел}} / Q_{\text{ТУ}} = 1/q = 35,44 \text{ \%}.$$

Електричний ККД нетто:

$$\eta_{\text{н}} = (N_{\text{ел}} - N_{\text{н}}) / Q_{\text{ТУ}} = (1032 - 4,19) / 3027,9 = 34,06 \text{ \%}.$$

Ексергетичний ККД визначається під час виробництва двох видів продукції: електричної та теплової енергії. Ексергія теплової енергії визначається за формулою [9]

$$Eq = G [h_{\text{вих}} - h_{\text{вх}} - T_0 (s_{\text{вих}} - s_{\text{вх}})],$$

де G – витрата мережної води; $h_{\text{вих}}$, $h_{\text{вх}}$, $s_{\text{вих}}$, $s_{\text{вх}}$ – ентальпія та ентропія прямої та зворотної мережної води; T_0 – температура довкілля.

Ексергетичний ККД:

$$\eta_{\text{ex}} = (N_{\text{ел}} + Eq) / Q_{\text{ПГ}}.$$

Визначення термодинамічної та техніко-економічної ефективності роботи енергоблоку залежно від кількості теплової енергії, що відпускається

Використовуючи розроблену програму розрахунку теплової схеми, було проведено варіант-

ні розрахунки щодо залежності термодинамічної ефективності роботи турбоустановки від теплової потужності теплоспоживача. Згідно з отриманими результатами, зі збільшенням теплової потужності ТФУ електрична потужність енергоблоку лінійно знижується. За номінальної теплової потужності ТФУ 116 МВт електрична потужність енергоблоку дорівнює 1008 МВт. Тобто за максимальної потужності ТФУ електрична потужність знижується на 24 МВт.

Щодо термодинамічної ефективності слід зазначити, що зі зростанням потужності ТФУ ексергетичний ККД незначно зростає. З цього можна зробити висновок, що відпуск теплоти для електростанції є вигідним із термодинамічної точки зору.

Залежність ексергетичного ККД енергоблоку від теплової потужності ТФУ

$Q_{\text{ТФУ}}$, МВт	η_{ex} , %
0.....	34,01
33,52	34,05
67,04.....	34,098
100	34,14
116,5.....	34,16

З погляду економічної доцільності проведемо розрахунок доходу АЕС від продажу електричної та теплової енергії.

Для порівняння візьмемо опалювальний період, що триває, наприклад, шість місяців ($6 \cdot 30 \cdot 24 = 4320$ год). Кількість відпущеної електроенергії з урахуванням 6 % на власні потреби за цей період дорівнює

$$E_{\text{ел}} = 4320 \cdot N_{\text{ел}} \cdot 0,94 \cdot 1000, \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Для аналізу економічної доцільності виробництва електроенергії чи теплової енергії було використано тарифи на ці види енергетичної продукції для населення. Більш коректне співставлення треба проводити з використанням тарифів, які отримують АЕС за свою продукцію. Але цих даних у відкритому доступі немає.

Отже, з урахуванням тарифу на електроенергію $c_{\text{тар.е}} = 2,64 \text{ грн}/(\text{кВт} \cdot \text{год})$ [10] отриманий дохід від продажу електроенергії становитиме

$$Z_{\text{ел}} = E_{\text{ел}} \cdot c_{\text{тар.е}}, \text{ грн.}$$

Кількість відпущеної теплоти за півроку $[Q_{\text{ТФУ}}] = \text{МВт}$:

$$Q_{\text{Т}} = Q_{\text{ТФУ}} \cdot 4320 \cdot 3600 \cdot 10^{-3}/4,19, \text{ Гкал.}$$

З урахуванням тарифу на теплоту, що відпускається, $c_{\text{тар.т}} = 1654,41 \text{ грн}/\text{Гкал}$ [11], дохід від продажу теплоти становитиме

$$Z_{\text{q}} = Q_{\text{т}} \cdot c_{\text{тар.т}}, \text{ грн.}$$

Сумарний дохід від продажу електроенергії та теплоти становитиме

$$Z_{\text{заг}} = Z_{\text{ел}} + Z_{\text{q}}.$$

У табл. 4 наводиться відповідний розрахунок залежності доходу АЕС від продажу електричної та те-

плової енергії від потужності ТФУ (витрати мережної води). Як видно з наведених даних, сумарний дохід АЕС із зростанням потужності ТФУ підвищується.

Тобто в умовах роботи в теплофікаційному режимі АЕС заробляє більше на 4,12 %.

Визначення максимально можливої теплової потужності, що відпускається теплоспоживачу

Враховуючи екологічну та економічну привабливість теплопостачання від АЕС, доцільно з'ясувати максимально можливу теплову потужність, яку можна відібрати від АЕС із реконструкцією ТФУ, що існує.

Зі збільшенням відборів пари на теплофікацію зменшується витрата через останні ступені турбіни. При цьому може настати такий режим, у якому ЦНТ буде обертатися не за рахунок тиску пари, а обертатися циліндром високого тиску. Тобто настане вентильний режим. При цьому температура пари зростатиме і можлива ситуація, за якої температура корпусу перевищить допустиму і відбудеться розрив корпусу. Таким чином, граничним фактором збільшення теплофікаційних відборів є зниження витрати пари через останні ступені. Це конкретизується регламентацією витрати пари у конденсатор. У літературі наводиться граничне значення витрати пари на конденсатор 5–10 % від витрати гострої пари [6]. Для проведення подальших розрахунків прийнято обмеження витрати пари в конденсатор 10 % від D_0 .

Використовуючи створену математичну модель ТУ К-1000-60/1500-1, було проведено варіантні розрахунки збільшення теплової потужності ТФУ

Таблиця 4. Залежність доходу АЕС від продажу електричної та теплової енергії за півроку залежно від потужності ТФУ (витрати мережної води)

Параметр	Числові значення параметрів залежно від витрати мережної води $G_{\text{мв}}$				
$G_{\text{мв}}$, кг/с	0	100	200	300	347,5
$Q_{\text{ТФУ}}$, МВт	0	33,52	67,04	100	116,5
$Q_{\text{т}}$, Гкал	0	124 416	248 832	371 169	432 412
Z_{q} , \$	0	$5,15 \cdot 10^6$	$10,3 \cdot 10^6$	$15,4 \cdot 10^6$	$17,9 \cdot 10^6$
$N_{\text{ел}}$, МВт	1 032	1 025,6	1 019,2	1 012,8	1 008
$E_{\text{ел}}$, МВт · год	$4,191 \cdot 10^9$	$4,165 \cdot 10^9$	$4,139 \cdot 10^9$	$4,113 \cdot 10^9$	$4,093 \cdot 10^9$
$Z_{\text{ел}}$, \$	$2,766 \cdot 10^8$	$2,749 \cdot 10^8$	$2,732 \cdot 10^8$	$2,714 \cdot 10^8$	$2,702 \cdot 10^8$
$Z_{\text{заг}}$, \$	$2,766 \cdot 10^8$	$2,800 \cdot 10^8$	$2,834 \cdot 10^8$	$2,868 \cdot 10^8$	$2,880 \cdot 10^8$

для досягнення граничної витрати пари в конденсатор. У результаті розрахунку було отримано, що відношення $D_{\text{конд}}/D_0 = 0,1$ досягається за теплової потужності ТФУ 900 МВт. При цьому електрична потужність дорівнюватиме 684,8 МВт. Результати розрахунку наводяться в табл. 5.

Таблиця 5. Залежність електричної потужності та витрати пари в конденсатор від потужності ТФУ

$Q_{\text{тфу}}$, МВт	$N_{\text{ел}}$, МВт	$D_{\text{конд}}$, кг/с	$t_{\text{конд}}$, С
200	964	255	27,4
250	944	238	27,2
300	924	224	27,1
400	885	196	28,8
500	845,7	168	26,6
700	765,7	113	26,1
900	684,8	57,5	25,8

У табл. 5 витрата пари в конденсатор відповідає одному конденсатору. Враховуючи, що наявні три конденсатори для трьох ЦНТ, сумарна витрата пари в конденсатор буде дорівнювати представлений у таблиці і помножений на 3. Таким чином, можна констатувати, що мінімальний пропуск пари в конденсатор у розмірі 10 % від початкової витрати, відповідає теплової потужності 900 МВт. Це достатньо велика потужність для забезпечення великих теплоспоживачів.

При зменшенні витрати в конденсатор зменшується температура конденсації, що підвищує термічний ККД енергоблоку. З наведених у табл. 5 даних видно, що при збільшенні теплової потужності ТФУ до 900 МВт кінцева температура зменшується на 2 °С, що суттєво впливає на ККД енергоблоку.

Висновки

Розроблено математичну модель модернізованої турбоустановки К-1000-60/1500-1 (без одного ПВТ). Математична модель дозволяє розраховувати показники теплової схеми турбоустановки з урахуванням зміни потужності установки теплофікації. Особливістю математичної моделі є можливість змінювати температуру циркуляційної води на вході в конденсатор та визначати температуру конденсації залежно від початкової температури циркуляційної води та парового навантаження конденсатора. Відповідно до розрахунку за розробленою програмою за відсутності теплофікаційного навантаження отримано такі ре-

зультати: електрична потужність при витраті пари 1675,9 кг/с дорівнює 1032 МВт, що відповідає паспорту турбіни. Електричний ККД брутто турбоустановки дорівнює 34 %.

Проведено розрахунок зміни ексергетичного ККД енергоблоку залежно від потужності теплофікаційної установки. Отримано, що зі зростанням потужності ТФУ ексергетичний ККД зростає. Це пояснюється більшими втратами під час виробництва електроенергії, ніж під час виробництва теплоти.

Розрахунок економічного доходу АЕС із зростанням потужності, що відпускається теплоспоживачеві, показав, що зі зростанням теплової потужності ТФУ дохід АЕС збільшується. Визначено, що за умов збільшення теплової потужності від нуля до 116 МВт дохід АЕС збільшується на 4,12 %. Тобто доведено, що використання теплофікації від АЕС економічно вигідно.

Зростання теплової потужності ТФУ обмежене ймовірністю виникнення вентиляційного режиму в останніх щаблях турбіни. Для його уникнення є обмеження на мінімальний пропуск пари в конденсатор. Прийнято, що гранична частка пари в конденсатор дорівнює 10 %. Таке граничне значення витрати пари в конденсатор досягається за теплової потужності ТФУ 900 МВт (номінальне значення 116 МВт). При цьому електрична потужність дорівнюватиме 684,8 МВт.

Регенеративні підігрівачі (ПВТ, а також ПНТ4 і ПНТ2) мають охолоджувачі конденсату пари, що гріє. У результаті розрахунку отримано, що наявність охолоджувачів конденсату в чотирьох регенеративних підігрівачах дає приріст електричної потужності 2,3 МВт.

Відмічається, що в умовах роботи в теплофікаційному режимі зменшується парове навантаження конденсатора, що веде до зменшення температури конденсації. Це у свою чергу приводить до підвищення термічного ККД й ефективності роботи енергоблоку. Визначено, що зі збільшенням теплової потужності від 116 до 900 МВт температура конденсації зменшується на 2 градуси.

Список використаної літератури

1. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети / Е. Я. Соколов. – Москва : Изд-во МЭИ, 2001. – 472 с.
2. Ядерна енергетика: яку частку у виробництві електроенергії займає у країнах світу // Слово і діло: аналітичний портал. – Режим доступу: [https://www.slovoidilo.ua/2022/12/12/infografika/svit/yaderna-enerhetyka-yaku-](https://www.slovoidilo.ua/2022/12/12/infografika/svit/yaderna-enerhetyka-yaku)

chastku-vyrobnyctvi-elektroenerhiyi-zajmaie-krayinax-svitu.

3. Гершкович В. Ф. Путь избавления коммунальной энергетики Украины от метановой зависимости / В. Ф. Гершкович. – Режим доступа: <https://www.c-o-k.com.ua/content/view/2640>.
4. Белозьоров О. М., Оверченко А. О. Розробка стратегії розвитку інфраструктури теплопостачання міста Одеси з використанням технології SMR-160 / Матеріали Всеукр. наук.-техн. конф. молодих учених та студентів «Еколого-енергетичні проблеми сучасності» (Одеський національний технологічний університет, 29–30 вересня 2023 р.). – Одеса, 2023. – С. 59–60.
5. Перспективи використання атомної генерації в системах теплопостачання / В. П. Кравченко, А. О. Оверченко, І. Л. Козлов [та ін.] // Збірник праць XXXII Міжнар. конф. «Проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики» (Київ, Інститут технічної теплофізики, 20–21 вересня 2022 р.). – Київ: ІВЦ АЛКОН НАН України, 2023. – С. 84–89.
6. Increasing the efficiency of NPP by using the heat pump for heat supply / V. Kravchenko, M. Kolykhanov, E. Muromsky [et al.] // Proceedings of the 13th International Conference of the Croatian Nuclear Society (Zadar, Croatia, June 5–8, 2022). – P. 120-1–120-10. – Available at: <https://nuclear-option.org/wp-content/uploads/2022/11/S3-120.pdf>.
7. Паровые и газовые турбины для электростанций / А. Г. Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин [та ін.]; под ред. А. Г. Костюка. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2016. – 556 с.
8. Кіров В. С. Теплові схеми турбоустановок АЕС та їх розрахунки: навч. посібн. / В. С. Кіров. – Одеса: Одеський політехнічний ун-т; АО БАХВА, 2002. – 202 с.
9. Дубковський В. О. Термодинамічний аналіз та оптимізація АЕС / В. О. Дубковський. – Одеса: Наука і техніка, 2004. – 48 с.
10. Вартість електроенергії у 2023 р. – Режим доступу: <https://index.minfin.com.ua/ua/tariff/electric>.
11. Вартість теплової енергії // Офіційний портал Києва. – Режим доступу: https://kyivcity.gov.ua/news/tarifi_kivteploenergo_na_teplo_dlya_naselennya_v_opalyvalnomu_sezoni_20212022_zalishatsya_nezminnimi.

**V. P. Kravchenko, A. O. Overchenko,
M. M. Khyschenko, M. P. Galatsan, B. A. Leus**

*Odesa Polytechnic National University, 1, Shevchenko Ave,
Odesa, 65044, Ukraine*

Analysis of the Possibility of Using Nuclear Power Plants with VVER-1000 for Extended Heat Supply

Taking into account the prospect of wide use of nuclear power plants for heat supply, the maximum possible productivity of the nuclear power unit with the K-1000-5.8/25-1 turbine in terms of heat release in heating mode was analyzed. The limitation of the amount of steam diverted for heating is determined by the minimum possible flow of steam into the condenser to ensure the ventilation mode of the low-pressure cylinder (LPC). Otherwise, the CNT will consume power for its rotation. The minimum flow of steam to the condenser for the ventilation mode is determined at the level of 10% of the flow of steam to the turbine. The paper determined that under these conditions the power of the heating unit of a turbine K-1000-5.8/25-1 is 900 MW. At the same time, the electric power of the turbo plant decreases from 1032 MW to 684 MW. It is shown that the exergetic efficiency of the nuclear power plant increases with the increase of the released thermal power. The increase of heat release from the NPP on economic indicators is analyzed. It was determined that with an increase in the amount of released heat, the total revenue of the NPP increases.

Keywords: heating from nuclear power plants, thermodynamic and economic efficiency.

References

1. Sokolov Ie. Ia. (2001) *Teplofikatsiya i teplovyye seti* [District heating and heating networks]. Moscow: Publishing house of the Moscow Energy Institute, 472 p. (in Rus.)
2. [Nuclear energy: how much of the world's electricity generation is borrowing from countries around the world]. *Slovo i dilo: analytical portal*. Available at: <https://www.slovoidilo.ua/2022/12/12/infografika/svit/yaderna-enerhetyka-yaku-chastku-vyrobnyctvi-elektroenerhiyi-zajmaie-krayinax-svitu> (in Ukr.)
3. Hershkovich V. F. (2012). [The way to get rid of the utility power of Ukraine from methane dependence]. Available at: <https://www.c-o-k.com.ua/content/view/2640> (accessed 05.08.2024) (in Rus.)
4. Belozyorov O. M., Overchenko A. O. (2023). [Development of a strategy for the development of infrastructure for the heat supply of Odesa using the latest technology SMR-160]. *Proceedings of the All-Ukrainian Scientific and Technical Conference of Young Scientists and Students "Environmental and Energy Problems of Modernity"* (Odesa

- National Technological University, September 29–30, 2023), pp. 59–60. (in Ukr.)*
5. Kravchenko V. P., Overchenko A. O., Kozlov I. L., Kovalchuk V. I., Golovin M. O., Kozlov O. I. (2023). [Prospects for the use of atomic generation in heat supply systems]. *Proceedings of the XXXII International Conference “Problems of Ecology and Operation of Energy Facilities” (Kyiv, Institute of Technical Thermal Physics, September 20–21, 2022)*. Kyiv: IVC ALKON, NAS of Ukraine, pp. 84–89. (in Ukr.)
6. Kravchenko V., Kolykhanov V., Muromsky E., Vysotsky Yu., Galatsan M., Overchenko A. (2022). Increasing the efficiency of NPP by using the heat pump for heat supply. *Proceedings of the 13th International Conference of the Croatian Nuclear Society (Zadar, Croatia, June 5–8, 2022)*, pp. 120-1–120-10. Available at: <https://nuclear-option.org/wp-content/uploads/2022/11/S3-120.pdf>.
7. Kostyuk A. G., Frolov V. V., Bulkin A. E., Trukhniy A. D. (2016). [Steam and gas turbines for power plants]. Moscow: Publishing house of the Moscow Energy Institute, 556 p. (in Rus.)
8. Kirov V. S. (2002). *Teplovi skhemy turbostanovok AES ta yikh rozrakhunky* [Thermal schemes of NPP turbines and their calculations]. Odesa: Odesa Polytechnic University; JSC BAHVA, 202 p. (in Ukr.)
9. Dubkovsky V. O. (2004). *Termodynamichnyy analiz ta optymizatsiya AES* [Thermodynamic analysis and optimization of nuclear power plants]. Odesa: Science and technology. 48 p. (in Ukr.)
10. [The cost of electricity in 2023]. Available at: <https://index.minfin.com.ua/ua/tariff/electric>. (accessed 05.08.2023) (in Ukr.)
11. [The cost of thermal energy]. Official portal of Kyiv. Available at: https://kyivcity.gov.ua/news/tarifi_kivteplo-energo_na_teplo_dlya_naselennya_v_opalyuvalnomu_sezoni_20212022_zalishatsya_nezminnimi. (accessed 05.08.2023). (in Ukr.)

Надійшла / Received 06.10.2024

Рекомендована до друку / Accepted 04.11.2024