

## ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМНИХ ХАРАКТЕРИСТИК КОНДЕНСАТОРА ЕНЕРГОБЛОКА АЕС

*В роботі показано, що технічний стан конденсаційних пристроїв паротурбінних установок значною мірою визначає величину втрат електричної енергії, надійну і економічну роботу енергоблоків АЕС, а модернізація конденсаторів парових турбін дозволить забезпечити суттєвий приріст генерації електричної енергії при відносно невисоких капітальних вкладеннях порівняно з витратами на будівництво нових енергоблоків АЕС. Аналіз досконалості процесу теплопередачі в конденсаторі згідно принципів термoeкономічної діагностики з метою виявлення причин аномальної роботи енергоперетворювальної системи показав, що основні причини зниження навантаження визначаються підвищенням температури охолоджуючої води і відхиленням тиску пари в конденсаторі від нормального значення, а серед діагностичних параметрів окрім величини присосів, повинна бути оцінка забруднень поверхні теплообміну, яка суттєво впливає на зниження виробітку електроенергії. Розглянуто основні моменти модернізації конденсатора енергоблоку № 3 Запорізької АЕС за принципом «блочно-модульної» конструкції розробки ПАТ «Турбоатом» та характеристики конденсатора К-38080, які забезпечує нова конструкція. Наведено методику теплового розрахунку конденсатора із застосуванням ітераційних методів, за якою враховано наявність присосів повітря в просторі конденсатора та появу забруднень поверхні теплообміну. Обчислено та проаналізовано приріст електричної потужності на затискачах генератора при зміні фактору парового навантаження та товщини забруднення. Визначено аналітичну залежність досліджуваних параметрів зниження приросту електричної потужності при модернізації конденсатора та зроблено інтерпретацію результатів. Робота підкреслює важливість обробки результатів діагностики та моніторингу технічного стану конденсаційних пристроїв паротурбінних установок та інформації про їх вплив на величину генерації електричної потужності.*

**Ключові слова:** *тепловий розрахунок конденсатора АЕС, присоси повітря, забруднення, приріст електричної потужності*

**1. Вступ.** Конденсаційна установка призначена для зниження параметрів пари за турбіною, що є одним з основних способів досягнення високого термічного ККД паротурбінної установки, оскільки відомо, що при зміні тиску за турбіною на 1 кПа економічність паротурбінних установок АЕС змінюється приблизно на 1,5-2% [1]. Враховуючи, що обладнання українських АЕС працює понад 30 років, а зниження виробітку електроенергії, спричинене лише технічним станом конденсаційних пристроїв паротурбінних установок значною мірою нівелює зазначений приріст ефективності, діагностика та моніторинг технічного стану конденсаційних пристроїв паротурбінних установок сприятимуть покращенню даної ситуації.

Із технічним станом теплообмінного обладнання пов'язують надійну і економічну роботу енергоблоків АЕС. Зниження виробітку електроенергії відбувається як внаслідок погіршення вакууму в конденсаторах, так і через розвантаження енергоблоків для пошуку присосів води. Модернізацією конденсаторів парових турбін можна досягти суттєвого приросту генерації електричної енергії при відносно невисоких капітальних вкладеннях порівняно з витратами на будівництво нових енергоблоків АЕС, а оцінка їх технічного стану дозволить вчасно вжити необхідні заходи.

Тиск в конденсаторі залежить від наступних основних параметрів: температури охолоджуючої води на вході, кратності охолодження, коефіцієнта теплопередачі і питомого парового навантаження. Тому в роботі розглядається зміна електричної потужності турбоустановки на затискачах генератора при зниженні витрати пари в конденсаторі та при появі забруднень поверхні теплообміну.

**2. Аналіз літературних даних та постановка проблеми.** Ядерна енергетика виробляє понад 50% електроенергії і є важливою ланкою в забезпеченні енергетичної незалежності України. Однак основне обладнання енергоблоків АЕС виробило ресурс до та понад 60% і потребує пошуку шляхів до підвищення надійності, працездатності, безпеки і подовження терміну служби.

Технічний стан конденсаційних пристроїв паротурбінних установок значною мірою визначає величину втрат електричної енергії. Порушення в роботі конденсаторів призводять до вимушеного зниження електричної потужності енергоблоку і погіршення надійності, а також до істотного недовиробітку електроенергії. За оцінками фахівців Південноукраїнської АЕС через забруднення конденсаторів на енергоблоці №1 в місяць в середньому втрачалось 20-30 млн кВт·год, на блоці №2 5-15 млн кВт·год, що відповідає виведенню з експлуатації енергоблоку протягом півдобы або doby [2].

В Україні діють 4 атомні електростанції з 15-ю енергоблоками, 12 з яких на 2020р. мають термін експлуатації понад 30 років, модернізація наявного обладнання необхідна для забезпечення енергобезпеки України, виконання Енергетичної стратегії країни, а також дає можливість роботи обладнання АЕС спільно з енергосистемами європейських країн. На двох енергоблоках з 15 останнім часом (№ 2 ВП «Південноукраїнська АЕС» та № 3 ВП «Запорізька АЕС») проведена модернізація конденсаторів паротурбінних установок за принципом «блочно-модульного» виконання, які можуть працювати при різних умовах експлуатації енергоблоків АЕС потужністю 1000 МВт. Унікальна конструкція конденсаторів забезпечила підвищення теплової потужності реакторної установки енергоблоків до 107 % [3].

Проте в літературних джерелах не достатньо відображено характеристики приросту електричної потужності на затискачах генератора з новими конденсаторами «блочно-модульного» виконання. Метою роботи є дослідити зв'язок між зміною витрати пари в конденсаторі, появою забруднень поверхні теплообміну та приростом електричної потужності турбоустановки при модернізації конденсаторів за рахунок поглиблення розрахункового тиску пари.

В сучасних умовах управління ресурсом обладнання енергоблоків АЕС здійснюється за допомогою комплексної системи діагностики, яка є водночас інструментом визначення технічного стану і способом комплексного інженерного обстеження устаткування та оцінки його залишкового ресурсу. Згідно принципів термoeкономічної діагностики [4-6], метою якої є виявлення причин аномальної роботи енергоперетворювальної системи, порівнюються два режими роботи установки: проектний (еталонний) і реальний, в якому мають місце аномалії в роботі елементів, викликані появою в процесі їх експлуатації додаткових незворотностей. Основу термoeкономічної діагностики становить декомпозиційний вартісний аналіз деструкції ексергії в елементах системи, за яким аналіз досконалості процесу теплопередачі в конденсаторі здійснюють за допомогою коефіцієнта втрат ексергії продукту [7], числа одиниць деструкції ексергії [8] та потенціалу покращення термодинамічної ефективності елемента (показник Ван Гула) [9].

Питання реновації енергетичних блоків АЕС шляхом впровадження автоматичного діагностування низькопотенціальних комплексів (НПК) турбінних устаткувань розглядається в [10]. Автор підкреслює, що основні причини зниження навантаження визначаються умовами роботи НПК – підвищенням температури охолоджуючої води і відхиленням тиску пари в конденсаторі від нормального значення, та наводить перелік діагностичних параметрів, серед яких є величина присосів, проте немає оцінки забруднень поверхні теплообміну.

**3. Мета дослідження.** Метою роботи є аналітичний опис залежності електричної потужності турбоустановки на затискачах генератора від зміни витрати пари в конденсаторі та появи забруднень поверхні теплообміну шляхом побудови множинної лінійної регресійної залежності на основі статистичних даних та інтерпретація отриманих результатів.

**4. Методика теплового розрахунку модернізованого конденсатора блочно-модульного виконання.** Після тривалої експлуатації в конденсаторах турбін починають проявлятися дефекти, що призводять до присосів охолоджуючої води. Вони починають проявлятися через певний час і мають тенденцію до поступового зростання. Найбільш ймовірними причинами виникнення даного виду дефектів є: корозійне розтріскування металу в місцях локального механічного впливу; розвиток пітингово-виразкового дефекту або прикладання навантажень в місцях вальцювальних з'єднань; механічні пошкодження труб. Оперативному виявленню цих присосів може служити організація в корпусі конденсатора сольових відсіків. Ефективним способом зменшення присосів є, наприклад, виконання подвійних трубних дошок з подачею в порожнину між ними конденсату з тиском, що перевищує тиск охолоджувальної води.

Енергоблок № 3 Запорізької АЕС був пущений в 1986 році. У його складі – турбіна К-1000-60/1500-2, яка до продовження терміну експлуатації блоку і проведеної модернізації була укомплектована трьома конденсаторами типу К-33160 і 12-ю приймально-скидними пристроями. Запропонована «блочно-модульна» конструкція конденсатора нового покоління забезпечує підвищення надійності, працездатності та безпеки і збільшує термін служби всього блоку. У створеній конструкції конденсатора К-38080 використані авторські розробки ПАТ «Турбоатом» [3].

Конструкція конденсатора, виконана з «модульним» компонованням трубного пучка, запобігає переохолодженню конденсату і насичення його газами, що не конденсуються. Вона герметична і виключає присоси повітря, а також потрапляння охолоджувальної води в паровий простір. Максимальна величина можливого присоса охолоджуючої води в паровий простір конденсатора становить не більше 0,00001% від витрати пари в конденсатор протягом усього терміну служби конденсатора. У конструкції нижніх модулів передбачені додаткові елементи (деаераційні щити і деаераційні пристрої), що дозволяють знизити кисневу складову в конденсаті.

Таким чином, нова конструкція конденсатора забезпечує [3]:

- установку корпусів на існуючі опори фундаменту без зміни конструкції фундаменту і його розрахунку;

- щільність кріплення труб охолоджуючих в дошках зовнішніх за рахунок вальцювання і зварювання за технологією підприємства-виготовлювача;
  - поглиблення розрахункового тиску пари в конденсаторі (вакууму) з відповідним приростом електричної потужності турбоустановки на затискачах генератора;
  - установку на входних, вихідних і проміжних камерах люків, які забезпечують доступ до охолоджуючих труб для визначення можливих дефектів труб і контролю щільності з'єднання труб охолоджуючих з дошками зовнішніми;
  - покриття внутрішніх поверхонь камер водяних, кришок і з'єднань анкерних антикорозійним матеріалом;
  - відведення з трубного пучка пароповітряної суміші, що не зконденсувалася;
  - повну конденсацію пари, що надходить з циліндрів низького тиску турбіни;
  - працездатність при форсуванні теплової потужності реакторної установки до 3210 МВт (107%).
- Характеристики конденсатора після модернізації представлені в табл. 1.

Таблиця 1 – Конструктивні характеристики конденсатора К-38080

Показник	Після модернізації
Тип	поверхневий
Поверхня охолодження, м <sup>2</sup>	38080
Тип труби	зварна
Сортамент труб, мм	Ø23x0,5x14060 Ø23x1,0x14060
Кількість труб	37644
Кріплення труб в дошках зовнішніх	вальцювання і зварювання
Кількість ходів/потоків	2/2
Витрата пари в конденсатор, т/год	1114,22
Тиск пари в конденсаторі, кПа	3,57
Витрата води охолоджуючої в конденсатор, т/год	56000
Розрахункова температура охолоджуючої води, °С	15
Швидкість води в трубах, м/с	2,0

Основною характеристикою роботи конденсатора є величина створюваного ним розрідження або абсолютного тиску в конденсаторі. Крім того, при обчисленні коефіцієнта теплопередачі в конденсаторі згідно різних методик необхідно знати середню температуру охолоджуючої води, за якою обчислюється коефіцієнт тепловіддачі з водяного боку, а також різницю температур між парою й водою для визначення коефіцієнта тепловіддачі з парового боку. Всі ці температури також повинні визначатися в результаті теплового розрахунку, тому повний тепловий розрахунок конденсатора вимагає застосування ітераційних методів, коли попередньо задаються, а потім уточнюються деякі необхідні для розрахунку величини (наприклад, кінцева температура охолоджуючої води). В роботі розрахунок виконувався за методикою, викладеною в [1].

Коефіцієнт теплопередачі визначається за формулою:

$$K = 4070 \cdot a \cdot \left( \frac{1,1 \cdot w_B}{d_{вн}^{0,25}} \right)^{0,12 \cdot a(1+0,15t_{1B})} \times$$

$$\times \left[ 1 - \frac{(0,52 - 0,0072 \cdot d_k) \cdot \sqrt{a}}{1000} \cdot (35 - t_{1B})^2 \right] \cdot \left[ 1 + \frac{z-2}{10} \cdot \left( 1 - \frac{t_{1B}}{35} \right) \right] \cdot \Phi_d; \quad (1)$$

де  $a$  – коефіцієнт стану поверхні теплообміну конденсатора (враховує забруднення трубок, а також опосередковано відображає щільність вакуумної системи);  $w_B$  – швидкість охолоджуючої води в трубах, м/с;  $d_{вн}$  – внутрішній діаметр трубок, мм;  $t_{1B}$  – температура охолоджуючої води на вході в конденсатор, °С;  $z$  – число ходів води в конденсаторі;  $d_k = D_k / F$  – питома парове навантаження конденсатора, г/(м<sup>2</sup>·с);  $F$  – поверхня охолодження конденсатора, м<sup>2</sup>;  $\Phi_d$  – коефіцієнт, що враховує вплив парового навантаження конденсатора ( $d_k$ ).

У першому наближенні температуру води на виході визначали при прихованій теплоті фазового переходу  $r = \Delta h_k = 2435,94$  кДж/кг :

$$t_{2в} = t_{1в} + \frac{D_k \cdot \Delta h_k}{G_в \cdot c_{pв}} \quad (2)$$

Недогрів води до температури насичення:

$$\delta_t = \frac{t_{2в} - t_{1в}}{\frac{k \cdot F}{G_в \cdot c_{pв}} - 1} \quad (3)$$

Температура насичення пари в конденсаторі:

$$t_n = t_{1в} + \Delta t + \delta_t \quad (4)$$

За значенням останньої визначається прихована теплота фазового переходу і уточнюється значення температури води на виході з конденсатора.

Згідно методики розрахунку визначається розбіжність між прийнятими і отриманими значеннями нагріву води. Далі при необхідності продовження розрахунку у другому наближенні аналогічним чином обчислюються недогрів води до температури насичення, температура насичення пари в конденсаторі.

Тиск в конденсаторі, який відповідає температурі насичення  $t_n$ , знаходиться за таблицями властивостей водяної пари як функція температури насиченої пари. Далі за типовою енергетичною характеристикою турбіни або за універсальною залежністю  $\Delta N / D_k = f(p_k / D_k)$  визначається приріст електричної потужності на затискачах генератора.

Наявність присосів повітря в просторі конденсатора у розрахунку вносилась зміною витрати пари в конденсаторі.

Питоме парове навантаження визначалося за формулою:

$$d_k = D_k / F \quad (5)$$

при номінальному значенні питомого парового навантаження  $d_{номк} = 40,30 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$ .

Граничне парове навантаження:

$$d_{зрк} = (0,9 - 0,012 \cdot t_{1в}) \cdot d_{номк}; \quad (6)$$

фактор парового навантаження в діапазоні  $d_k < d_{зрк}$ :

$$\Phi_d = d_k / d_{зрк} (2 - d_k / d_{зрк}). \quad (7)$$

Повний термічний опір передачі теплоти в конденсаторі з чистою поверхнею теплообміну дорівнює сумі термічних опорів з боку охолоджуючої води (перший доданок в знаменнику виразу), стінки трубок поверхні теплообміну (другий доданок в знаменнику виразу) і з боку пари, що конденсується (третій доданок в знаменнику виразу).

$$K = \frac{1}{R_B + R_{СТ} + R_{II}}, \quad (8)$$

де

$$R_B = \frac{1}{\alpha_B} \cdot \frac{d_3}{d_{вн}}, \quad (9)$$

$$R_{СТ} = 1,15 \cdot \frac{d_3}{\lambda_{СТ}} \cdot \lg \frac{d_3}{d_{вн}}, \quad (10)$$

$$R_{II} = \frac{1}{\alpha_{II}}. \quad (11)$$

При наявності забруднень поверхні теплообміну їх термічний опір увійде додатковим доданком в знаменник виразу, тобто

$$K_3 = \frac{1}{\frac{1}{K} + R_3}. \quad (12)$$

*Розрахунок* проводиться за умов появи в трубках поверхні теплообміну забруднення, що має коефіцієнт теплопровідності  $2 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$  при товщині  $0-0,2 \text{ мм}$ .

### 5. Режимні характеристики модернізованого конденсатора К-38080

Згідно режимних характеристик конденсатора, які приведені в таблиці 2, обчислено та наведено на рис. 1-2 приріст електричної потужності на затискачах генератора при зміні фактору парового навантаження (рис.1) та товщини забруднення (рис.2).

Аналіз побудованих залежностей показав, що при зниженні фактору парового навантаження відбувається зниження приросту електричної потужності на затискачах генератора. Поява забруднень на поверхні теплообміну також негативно впливає на приріст електричної потужності на затискачах генератора, при цьому на зміну досліджуваного параметру також має вплив температура охолоджуючої води: чим вона вище, тим менший ефект модернізації конденсатора.

Проте доцільно дослідити залежність електричної потужності турбоустановки на затискачах генератора від зміни витрати пари в конденсаторі та появи забруднень поверхні теплообміну шляхом побудови множинної лінійної регресійної залежності на основі статистичних даних та зробити інтерпретацію отриманих результатів.

Таблиця 2 – Режимні характеристики конденсатора до та після модернізації

Розрахункова температура охолоджуючої води на вході в перший корпус конденсатора, °С	Середнє значення тиску пари конденсатора, кПа		Приріст електричної потужності турбоустановки на затискачах генератора після модернізації конденсатора, МВт
	існуючого К-33160	модернізованого К-38080	
15	3,825	3,57	0,9
20	4,923	4,668	2,1
25	6,414	6,1	3,1
30	8,345	7,963	4,1
35	10,846	10,356	5,2

Для спрощення подальшого представлення матеріалів введемо позначення:

$Y$  – прогнозований приріст електричної потужності на затискачах генератора, МВт,  $X_1$  – температура води на вході, °С,  $X_2$  – фактор парового навантаження, в.о.,  $X_3$  – товщина забруднення, мм.

Враховуючи умови побудови багатфакторної моделі щодо відсутності мультиколінеарності факторів оцінимо характер взаємозв'язків залежної змінної  $Y$  від незалежних змінних  $X_{1i}$ ,  $X_{2i}$ ,  $X_{3i}$ . Для цього побудуємо матрицю парних коефіцієнтів кореляції (табл. 3).

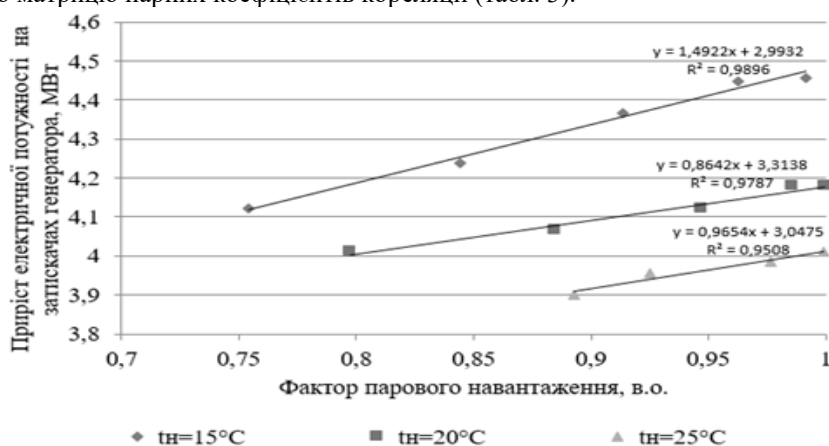


Рисунок 1 – Приріст електричної потужності на затискачах генератора при зміні фактору парового навантаження

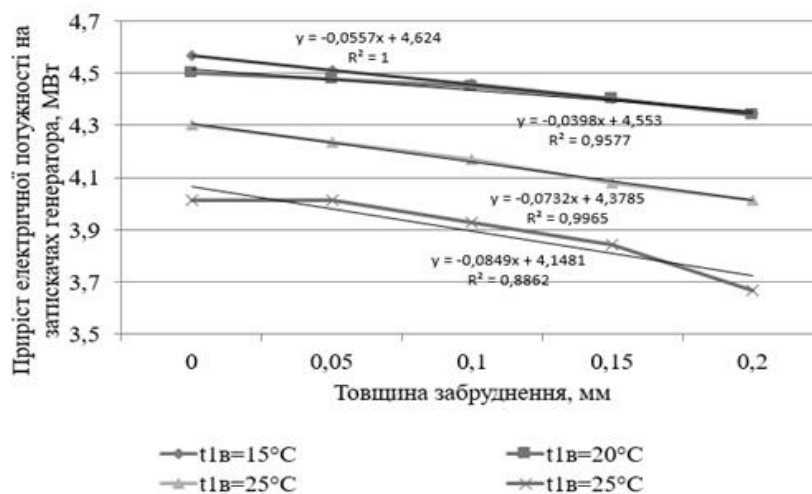


Рисунок 2 – Приріст електричної потужності на затискачах генератора при зміні товщини забруднення

Таблиця 3 – Матриця парних коефіцієнтів кореляції

	Y	X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>3</sub>
Y	1	-0,772534862	0,205126	-0,09474
X <sub>1</sub>		1	0,2905	0,182112
X <sub>2</sub>			1	0,429806
X <sub>3</sub>				1

Парні коефіцієнти кореляції між незалежними змінними моделі незначні. Це свідчить про відсутність мультиколінеарності. Отже, в даному випадку доцільно будувати модель множинної лінійної регресії за допомогою методу найменших квадратів. В Excel можна скористатися Пакетом аналізу, опцією Регресія. В таблицях 4-5 наведено результати роботи Пакету аналізу, звідки:

$$b_0 = 3,20628, b_1 = -0,03906, b_2 = 1,918999, b_3 = -0,49651.$$

Відповідно,

$$\hat{Y}_i = 3,20628 - 0,03906 X_{1i} + 1,918999 X_{2i} - 0,49651 X_{3i}, \quad (13)$$

де  $\hat{Y}_i$  – прогнозований приріст електричної потужності на затискачах генератора, МВт,  $X_{1i}$  – температура води на вході, °C,  $X_{2i}$  – фактор парового навантаження, в.о.,  $X_{3i}$  – товщина забруднення, мм.

Таблиця 4 – Регресійна статистика

Множинний R	0,905222
R-квадрат	0,819427
Нормований R-квадрат	0,80137
Стандартна похибка	0,102024
Спостереження	34

Таблиця 5 – Результати роботи Пакету аналізу

	Коефіцієнти	Стандартна помилка	t-статистика	P-Значення
Y-перетин	3,20628	0,291717	10,99108	4,84E-12
$X_{1i} = t_{1e}$	-0,03906	0,003532	-11,0603	4,16E-12
$X_{2i} = \Phi_d$	1,918988	0,317102	6,051634	1,21E-06
$X_{3i} = \sigma$	-0,49651	0,265186	-1,87229	0,070943

Оцінка параметра  $b_0$  дорівнює 3,20628 і є оцінкою середнього приросту електричної потужності на затискачах генератора, МВт, при відсутності впливу температури води на вході, фактору парового навантаження, товщини забруднення. Тобто ця величина характеризує приріст за рахунок модернізації конденсатора.

Оцінка параметра  $b_1$  дорівнює -0,03906. Це означає, що при заданих факторі парового навантаження та товщині забруднення зростання температури на вході призведе до зниження очікуваного приросту електричної потужності на затискачах генератора на 40 кВт. Аналогічно оцінка параметра  $b_2$ , що дорівнює 1,918988, означає, що при фіксованих температурі води на вході та товщині забруднення зростання фактору парового навантаження супроводжується зростанням очікуваного приросту електричної потужності на затискачах генератора на 1,92 МВт. Отже, оцінка параметра  $b_3$ , що дорівнює -0,49651, означає, що при фіксованих температурі води на вході та факторі парового навантаження зростання товщині забруднення супроводжується зниженням очікуваного приросту електричної потужності на затискачах генератора на 0,5 МВт. Ці оцінки дозволяють краще розуміти вплив досліджуваних факторів на зміну електричної потужності на затискачах генератора.

Оскільки в моделі множинної регресії існують принаймні три пояснюючі змінні, коефіцієнт множинної змішаної кореляції являє собою частку варіації змінної Y, що пояснюється заданим набором пояснюючих змінних:  $r^2 = 0,8194$ .

Це означає, що 81,94% приросту електричної потужності на затискачах генератора пояснюється змінами показників температури води на вході, фактору парового навантаження та товщини забруднення.

Аналіз розподілу залишків в залежності від передбачених значень показує, що оскільки їх величина не залежить від передбачених значень і приймає як позитивні так і негативні значення (рис.4), умова лінійної залежності змінної Y від пояснюючих змінних виконується.

Переконавшись за допомогою аналізу залишків, що модель лінійної множинної регресії є адекватною, можна визначити, чи існує статистично значуща взаємозв'язок між залежною змінною і набором пояснюючих змінних. Оскільки в модель входить кілька пояснюючих змінних, нульова і

альтернативна гіпотези формулюються наступним чином:  $H_0: \beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_k = 0$ ,  $H_1$ : існує принаймні одне значення  $\beta_j \neq 0$  (між відгуком і хоча б однією пояснюючою змінною існує лінійна залежність).

Для перевірки нульової гіпотези про відсутність лінійної залежності застосовується  $F$ -критерій: при рівні значущості  $\alpha$  нульова гіпотеза  $H_0$  відхиляється, якщо  $F > F_{U(k, n-k-1)}$ , в іншому випадку гіпотеза  $H_0$  не відхиляється.

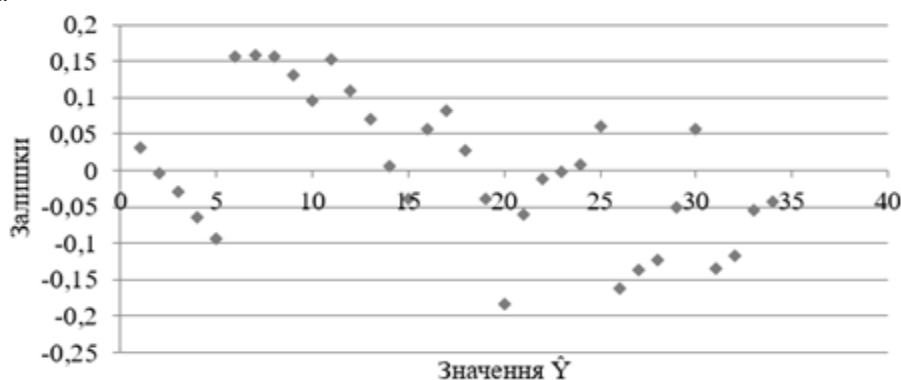


Рисунок 4 – Залежність залишків від передбачених значень  $\hat{Y}_i$

Таблиця 6 – Зведена таблиця дисперсійного аналізу для перевірки гіпотези про статистичну значущість коефіцієнтів регресії

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	Значимість <i>F</i>
Регресія	3	1,417036	0,472345	45,37929	2,89E-11
Залишок	30	0,312265	0,010409		
Всього	33	1,729301			

Якщо рівень значущості дорівнює 0,05, критичне значення  $F$ -розподілу з 3 і 30 ступенями свободи  $F_{U(2,31)} = F_{OBR}(1-0,05; 3; 30) = 0,11606$ .

Згідно таблиці 6,  $F$ -статистика дорівнює  $45,3793 > F_{U(2,31)} = 0,11606$ , а  $p$ -значення близьке до 0,000  $< 0,05$ . Отже, нульова гіпотеза  $H_0$  відхиляється, і приріст електричної потужності на затискачах генератора лінійно пов'язаний хоча б з однією з пояснюючих змінних (температурою води на вході, фактором парового навантаження, товщиною забруднення).

Результати застосування  $t$ -критерію отримані за допомогою Пакету аналізу для кожної з незалежних змінних, включених в регресійну модель. Таким чином, вплив температури води на вході:

$$t_1 = 11,0603,$$

вплив парового навантаження:

$$t_2 = 6,05163,$$

вплив товщини забруднення:

$$t_3 = 1,87229.$$

Якщо рівень значущості дорівнює 0,05, критичними значеннями  $t$ -розподілу з 30 ступенями свободи є  $t_L = -2,3595$  і  $t_U = 2,3595$ .  $p$ -значення = 0. На підставі однієї з нерівностей  $t = 6,05163 > 2,3595$  або  $p = 0,0000 < 0,05$  нульова гіпотеза  $H_0$  відхиляється. Отже, при фіксованій температурі і товщині забруднення між змінною  $X_2$  (фактор парового навантаження) і приростом потужності існує статистично значуща залежність. Таким чином, існує надзвичайно мала ймовірність відкинути нульову гіпотезу, якщо між фактором парового навантаження і приростом потужності немає лінійної залежності.

Аналогічним чином визначено, що при фіксованому факторі парового навантаження і товщині забруднення між змінною  $X_1$  (температура на вході) і приростом потужності існує статистично значуща залежність.

Для третього фактору  $t = 1,87229 < 2,3595$ , проте  $p$ -значення =  $0,035 < 0,05$ . Отже, при фіксованій температурі і факторі парового навантаження між змінною  $X_3$  (товщина забруднення) і приростом потужності лінійної залежності не спостерігається, але це не означає відсутності залежності взагалі, адже вона може бути нелінійна.

Замість перевірки гіпотези про нахил генеральної сукупності можна оцінити значення цього нахилу. У моделі множинної регресії для побудови довірчого інтервалу використовується формула:

$$b_j \pm t_{n-k-1} S_{b_j}. \quad (14)$$

Скористаємося цією формулою для того, щоб побудувати 95%-ий довірчий інтервал, що містить нахил генеральної сукупності  $\beta_1$  (вплив температури  $X_1$  на приріст потужності  $Y$  при фіксуванні товщини забруднення  $X_3$  та факторі парового навантаження  $X_2$ ). Оскільки  $b_1 = -0,03906$ ,  $S_{b_1} = 0,00353$ , критичне значення  $t$ -статистики при 95% -му довірчому рівні і 30 ступенях свободи  $t_{n-k-1} = 2,3595$ , отримуємо:  
$$-0,04739 \leq \beta_1 \leq -0,03073.$$

Таким чином, з огляду на ефект забруднення та парового навантаження, можна стверджувати, що при збільшенні температури води на вході на один градус приріст зменшується на величину, яка коливається від 30 до 47 кВт. Існує 95% -ва ймовірність, що цей інтервал правильно оцінює залежність між двома змінними. Оскільки даний довірчий інтервал не містить нуля, можна стверджувати, що регресійний коефіцієнт  $\beta_1$  має статистично значимий вплив на приріст потужності.

Аналогічно розглянемо вплив парового навантаження  $X_2$  на приріст потужності  $Y$  при фіксуванні товщини забруднення  $X_3$  та температури  $X_1$ ). Оскільки  $b_2 = -1,91899$ ,  $S_{b_2} = 0,3171$ , отримуємо:  
$$1,17078 \leq \beta_2 \leq 2,66719.$$

Отже, з огляду на ефект забруднення та температури, можна стверджувати, що при збільшенні парового навантаження приріст збільшується на величину, яка коливається від 1,17 до 2,66 МВт. Існує 95% -ва ймовірність, що цей інтервал правильно оцінює залежність між двома змінними.

## 7. Висновки

Незважаючи на різні конструктивні заходи щодо ущільнення вузла кріплення трубок в трубних дошках, присоси охолоджуючої води в паровий простір конденсатора все ж з'являються. Також в процесі експлуатації неминуча поява забруднень на поверхні теплообміну конденсатора.

Отримана аналітична залежність зміни електричної потужності на затискачах генератора дозволила визначити межі її зміни, зокрема: з огляду на ефект забруднення та парового навантаження при збільшенні температури води на вході на один градус приріст зменшується на величину, яка коливається від 30 до 47 кВт, а при врахуванні забруднення та зміни температури, при збільшенні парового навантаження приріст збільшується на величину, яка коливається від 1,17 до 2,66 МВт.

Це підкреслює важливість результатів діагностики та моніторингу технічного стану конденсаційних пристроїв паротурбінних установок для отримання інформації про їх вплив на величину генерації електричної потужності, що дозволить як своєчасно вживати необхідні заходи для запобігання розвантаження енергоблоків для пошуку присосів води, так і більш точно прогнозувати виробіток електричної енергії для продажу на енергоринок.

## Список використаної літератури

1. Теплообменники энергетических установок. Учебное электронное издание / К.Э. Аронсон, С.Н. Блинков, В.И. Брезгин, Ю.М. Бродов, В.К. Купцов, И.Д. Ларионов, М.А. Ниренштейн, П.Н. Плотников, А.Ю. Рябчиков, С.И. Хаэт. Екатеринбург : УрФУ. 2015. [Електронний ресурс].
2. Заміна конденсаторів турбін на ЮУАЕС: заплановане вдалося Дата публікації: 12.2019. Ю. Дікусар, О. Резник [Електронний ресурс]. URL: <https://www.sunpp.mk.ua/ru/publications/8318/>. (Дата звернення 30.09.2021).
3. Конденсатор нового поколения «блочно-модульной» конструкции для турбоустановки К-1000-60/1500-2 Запорожской атомной электростанции / А.Н. Усс, С.Т. Пацюк, А.В. Панченко, А.В. Шавлаков, Д.Х. Харлампиди // *Проблеми машинобудування*. Харків, 2018. Т. 21. № 1. С. 4-10.
4. Torres C. On the Cost Formation Process of the Residues // In Proceedings of the 19th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems. Crete, Greece, July 12-14, 2006. p. 415-424.
5. Torres C. Structural Theory and Thermoeconomic Diagnosis Part 1. On Malfunction and Dysfunction Analysis /C. Torres, A. Valero, L. Serra, J. Royo // *Energy Conversion and Management*. 2002. Vol. 43. № 9. p. 1503-1518.
6. On the Thermoeconomic Approach to the Diagnosis of Energy System Malfunctions. Part 2. Malfunction Definitions and Assessment / A. Valero, L. Correas, A. Zaleta, A. Lazzaretto, V. Verda, M. Reini, V. Rangel // *Energy International Journal*. 2004. № 29. P. 1889 -1907.
7. Piacentino A. Scope-Oriented Thermoeconomical Analysis of Energy Systems. P. I. Looking for a Non-Postulated Cost Accounting for the Dissipative Devices of a Vapour Compression Chiller. Is it Feasible?/ A. Piacentino, F. Cardona // *Applied Energy*. 2010. Vol. 87. P. 943 – 956.
8. Tapia C. F. Computer-Aided Design and Optimization of Heat Exchangers / C. F. Tapia, M. J. Moran // *Computer-Aided Engineering of Energy Systems. Optimization ASME*, 1986. Vol. 1. P. 99 – 103.
9. Hepbasli A. A Key Review on Exergetic Analysis and Assessment of Renewable Energy Resources for a Sustainable Future/ A. Hepbasli // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2008. №12 P. 593 – 661.
10. Быкова Т.И. Реновация энергоблоков ТЭС и АЭС путем диагностирования их низкопотенциальных комплексов // *Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит*, 2011. №7(89). С.53-58.



**K. Bratkovska**, Cand. Sc. (Econ.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-2091-9623

**Yu. Liush**, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-7907-8374

**A. Shram**, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-4206-7716

**National University Zaporizhzhia Polytechnic**

### STUDY OF THE CONDENSER'S OPERATING CHARACTERISTICS OF THE NPP UNIT

*The paper shows that the technical condition of condensing devices of steam turbines largely determines the amount of electricity losses, reliable and economical operation of NPP units, and the modernization of steam turbine capacitors will provide a significant increase in electricity generation with relatively low capital investment compared to construction of new NPP power units. Analysis of the perfection of the heat transfer process in the condenser according to the principles of thermoeconomic diagnostics to identify the causes of abnormal operation of the power conversion system showed that the main causes of load reduction are determined by rising cooling water temperature and deviation of steam pressure from normal assessment of contamination of the heat transfer surface, which significantly affects the reduction of electricity generation. The modernization main points of the capacitor of the Zaporizhzhia NPP power unit № 3 on the principle of "block-modular" design developed by PJSC "Turboatom" and the characteristics of the capacitor provided by the new design are considered. The method of thermal calculation of the condenser with the use of iterative methods, which takes into account the presence of air leakage in the space of the condenser and the appearance of contamination of the heat exchange surface, is given. The increase of electric power at the generator terminals at change of steam load factor and pollution thickness is calculated and analyzed. An analytical dependence of the investigated parameters of reducing the increase in electric power during the modernization of the capacitor is obtained and the interpretation of the results is carried out. The work emphasizes the importance of processing the results of diagnostics and monitoring of the technical condition of steam turbines condensing devices and information about their impact on the amount of electric power generation.*

**Keywords:** thermal calculation of NPP condenser, air leakage, pollution, electric power gain

### References

1. Aronson, K.E., Blinkov, S.N., Brezgin, V.I., Brodov, Yu.M., Kuptsov, V.K., Larionov, I. D., Nirenstein, M.A., Plotnikov, P.N., Ryabchikov, A. Yu. & Hayot, S.I. (2015). Heat exchangers of power plants. Educational electronic edition. Retrieved from <https://openedu.urfu.ru/files/book/> (in Russ.)
2. Dikusar, Y., Reznik, O. (2019). Replacement of turbine condensers at SUNPP: planned succeeded. Retrieved from <https://www.sunpp.mk.ua/ru/publications/8318/> (in Ukr.)
3. Uss, A.N., Patsyuk, S.T., Panchenko, A.V., Shavlakov, A.V. & Harlampidi, D.Kh. (2018) Condenser of a new generation of "block-modular" design for the K-1000-60 / 1500-2 turbine unit of the Zaporozhye nuclear power plant. *Problemy mashynobuduvannya (Problems of mechanical engineering)*, 21,1, 4-10. (in Ukr.)
4. Torres, C. (2006). On the Cost Formation Process of the Residues. In Proceedings of the 19th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems. Crete, Greece, July 12-14, 2006, 415-424.
5. Torres, C., Valero, A., Serra, L. & Royo, J. (2002). Structural Theory and Thermoeconomic Diagnosis Part 1. On Malfunction and Dysfunction Analysis. *Energy Conversion and Management*, 43, 9, 1503-1518.
6. Valero, A., Correas, L., Zaleta, A., Lazzaretto, A., Verda, V., Reini, M. & Rangel, V. (2004) On the Thermoeconomic Approach to the Diagnosis of Energy System Malfunctions. Part 2. Malfunction Definitions and Assessment. *Energy International Journal*. 29, 1889 -1907.
7. Piacentino, A. & Cardona, F. (2010) Scope-Oriented Thermoeconomical Analysis of Energy Systems. P. I. Looking for a Non-Postulated Cost Accounting for the Dissipative Devices of a Vapour Compression Chiller. Is it Feasible? *Applied Energy*. 87, 943 – 956.
8. Tapia, C. F. & Moran, M. J. (1986) Computer-Aided Design and Optimization of Heat Exchangers. *Optimization ASME*, 1, 99 – 103.
9. Hepbasli, A. (2008) A Key Review on Exergetic Analysis and Assessment of Renewable Energy Resources for a Sustainable Future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, 593 – 661.
10. Bykova, T.I. (2011). Renovation of TPP and NPP power units by diagnosing their low-potential complexes. *Energoberezhnie. Energetika. Energoaudit (Energy saving. Energy. Energy audit)*, 7 (89), 53-58.

Надійшла 10.01.2022

Received 10.01.2022