

М.Ю. Швець, м.н.с. (Інститут відновлюваної енергетики НАН України, м. Київ),
Б.І. Басок, чл.-кор. НАН України, О.М. Недбайло, к.т.н., М.В. Ткаченко, н.с. (Інститут технічної
теплофізики НАН України, м. Київ)

Аналіз підвищення енергоефективності роботи ТЕЦ з використанням теплових насосів

Наведено технологічну, енергетичну та економічну оцінки доцільності використання скидної теплоти Київської ТЕЦ-6 на основі теплонасосних технологій.

Ключові слова: ТЕЦ, тепловий насос (ТН), тепла енергія, коефіцієнт трансформації.

Проведена технологическая, энергетическая и экономическая оценки целесообразности использования сбросной теплоты Киевской ТЭЦ-6 на основе теплонасосных технологий.

Ключевые слова: ТЭЦ, тепловой насос (ТН), тепловая энергия, коэффициент трансформации.

The technological, power and economic estimation of expediency of the use of upcast heat of Kyiv TEC-6 on the basis of heat-pumps technologies.

Keywords: CHP, heat pump, heat power, COP

С тосовно до питання впровадження теплових насосів великої потужності в централізованих системах теплопостачання, а саме - включення їх до схем теплових електростанцій [1, 2], були проаналізовані методи покращення техніко-економічних показників роботи теплових насосів і вплив цих заходів на зміну технологічних параметрів роботи ТЕЦ.

В роботі [1] на прикладі ТЕЦ-6 м. Києва нами була оцінена можливість використання скидної теплоти водозворотних циклів на основі теплонасосних технологій для підігріву мережної води. Також була розроблена схема підключення п'яти теплових насосів (ТН) Unitor 50FY з електроприводом 6,5 МВт тепловою потужністю біля 20 МВт в технологічну схему ТЕЦ-6 (рис. 1) та розраховані техніко-економічні показники.

Середній коефіцієнт трансформації теплового насоса Unitor 50FY було розраховано для умов, що температура скидного джерела теплоти на вході та виході з теплообмінного обладнання складає відповідно 18 та 12 °С, а витрати мережної води дорівнюють 1400 м³/годину. При цих умовах середній коефіцієнт трансформації дорівнюватиме 3,6.

Метою даної роботи було дослідження можливості збільшення середнього коефіцієнту трансформації теплових насосів за допомогою схемних або технологічних рішень.

Для оцінки коефіцієнту трансформації для теплового насоса використаємо формулу [2]

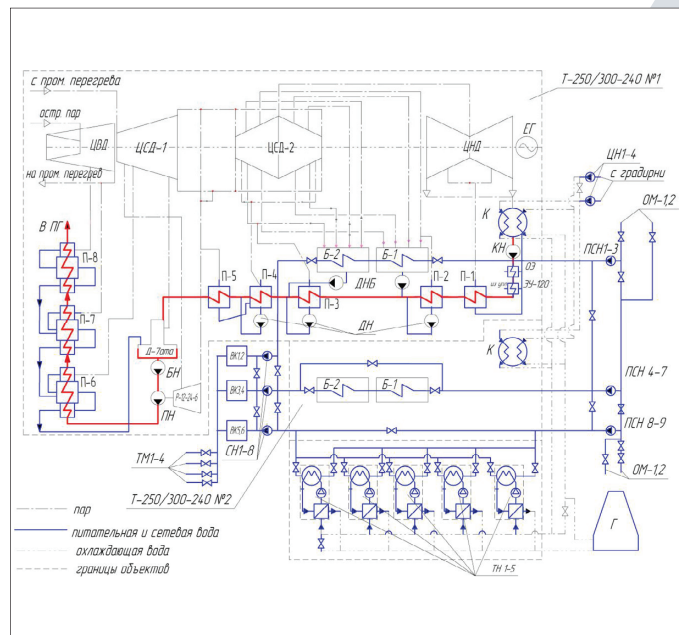


Рис. 1. Схема підключення теплових насосів в діючу схему ТЕЦ-6: ЦВД – циліндр високого тиску; ЦСД-1 – перший циліндр середнього тиску;

ЦСД-2 – другий циліндр середнього тиску; ЦНД – циліндр низького тиску; ЕГ – електричний генератор; К – конденсатор; ОЭ, ЭУ-120 – ежектори;

ПН-8 – підігрівачі; ДН – дренажний насос підігрівачів; Д – деаератор; Б-1,2 – бойлери блока №1,2;

ДНБ – дренажний насос бойлерів; КН – конденсатні насоси; БН – бустерний насос; ПН – живильний насос; ОМ1-4 – зворотна тепла магістраль №1-4;

ТМ1-4 – пряма тепла магістраль №1-4; ПСН1-9 – підкачуючі мережні насоси №1-9;

СН1-8 – мережні насоси другого підйому №1-8; ВК1-6 – водогрійні котли КВГМ-180 №1-6;

ТН1-5 – теплові насоси Unitor 50FY Friotherm AG №1-5; ЦН1-4 – циркуляційні насоси №1-4;

Г1,2 – градирня №1,2

$$\varphi = k \cdot \frac{T_1}{T_1 - T_2}, \quad (1)$$

де T_1, T_2 – температури в конденсаторі та випарнику теплового насосу, К; k – відношення реального коефіцієнту трансформації до ідеального у сучасних теплових насосах коливається в межах 0,45-0,6. Для теплових насосів Unitop 50FY Friotherm AG $k=0,5$ згідно [3].

$$T_1 = T_{3,B} + \frac{Q_T^{TH}}{c \cdot G_{M,B}} + \Delta T_K, \quad (2)$$

$$T_2 = T_{ЦВ} + \frac{Q_T^{TH} - W_T^{TH}}{c \cdot G_{ЦВ}} + \Delta T_B, \quad (3)$$

де $T_{3,B}, T_{ЦВ}$ – температура, відповідно, зворотної мережевої та циркуляційної води, К; Q_T^{TH}, W_T^{TH} – теплова потужність та потужність приводу компресора теплового насосу, Вт; $G_{M,B}, G_{ЦВ}$ – витрата, відповідно, мережевої та циркуляційної води через ТН, кг/с; c – теплоємність води, Дж/(кг·К); $\Delta T_K, \Delta T_B$ – температурний напір конденсатора та випарника ТН, К, (прийнятий рівним 4 К).

З рівняння (1) витікає, що збільшити коефіцієнт трансформації можливо двома способами:

1. Збільшенням витрати мережевої води через тепловий насос, в результаті чого знижується температура мережевої води на виході з теплового насосу, тобто зменшується різниця між температурою джерела скиданої теплоти та мережевою водою.

2. Збільшенням температури скидного джерела теплоти, тобто температури циркуляційної води.

Оцінимо вплив кожного способу на роботу основного енергетичного обладнання ТЕЦ-6.

Збільшити витрату мережевої води через ТН можливо при підключенні ТН для її підігріву перед бойлерами блоків (послідовне підключення).

Для оцінки впливу послідовного підключення ТН на роботу турбіни розглянемо принципову схему та тепловий процес в h,s -діаграмі турбінної установки з двоступеневим відбором пари (рис. 2) [4].

Внутрішня потужність турбіни с двома опалювальними відборами без врахування відборів пари на її регенерацію визначається

$$N_i = \frac{N_E}{\eta_T \cdot \eta_M} = G_0 \cdot H'_i + (G_0 - G_1) \cdot H''_i + (G_0 - G_1 - G_2) \cdot H'''_i, \quad (4)$$

де G_0, G_1, G_2 – витрати, відповідно, пари на турбіну, верхній та нижній опалювальні відбори, кг/с; H'_i, H''_i, H'''_i – використані теплоперепади ступенів турбіни до верхнього відбору, між відборами та ЦНТ (рис. 2 б), кДж/кг.

Теплова потужність турбіни визначається за формулою

$$Q_T = W_c \cdot c_w (t_{2c} - t_{1c}) = G_2 (h_2 - h'_2) + G_1 (h_1 - h'_1), \quad (5)$$

де W_c – витрата мережевої води, кг/с; c_w – теплоємність води, кДж/(кг·К); t_{2c}, t_{1c} – температура води на вході та виході в підігрівачі, °С; h_1, h_2 – ентальпії пари в верхньому та нижньому опалювальних відборах, кДж/кг; h'_1, h'_2 – ентальпії конденсату пари в підігрівачах, кДж/кг (рис. 2).

При режимах роботи турбіни за тепловим графіком витрата пари через ЦНТ мінімальна і визначається умовами надійності роботи турбіни.

При підключенні теплових насосів для підігріву мережевої води перед бойлерами енергоблоків температура мережевої води на вході до бойлера збільшиться приблизно на 5 °С. При цьому збільшиться тиск в відборах 3,4 (рис. 2 а) з p_1 до p'_1 та з p_2 до p'_2 , відповідно. Змінюється також тепловий процес в турбінній установці з 1 на 1' (рис. 2 б). Це приводить до зниження потужності турбіни, що виробляється за рахунок потоку пари у відбори.

На номінальному навантаженні енергоблоку при підвищенні температури мережевої води на вході до бойлера на 1 °С електрична потужність зменшиться на 1-1,5 МВт.

Середній коефіцієнт трансформації при максимальній витраті мережевої води через ТН 4000 м³/год. (загальна зимова витрата тепломережі 23000 м³/год.) складе 4,2, замість 3,6 при витраті мережевої води через ТН-1400 м³/год. Тобто при підключенні ТН перед бойлерами (послідовно) енергоблоків електрична потужність зменшиться на 12-15 МВт, а теплова потужність п'яти ТН в середньому зросте на 19,5 МВт. Так

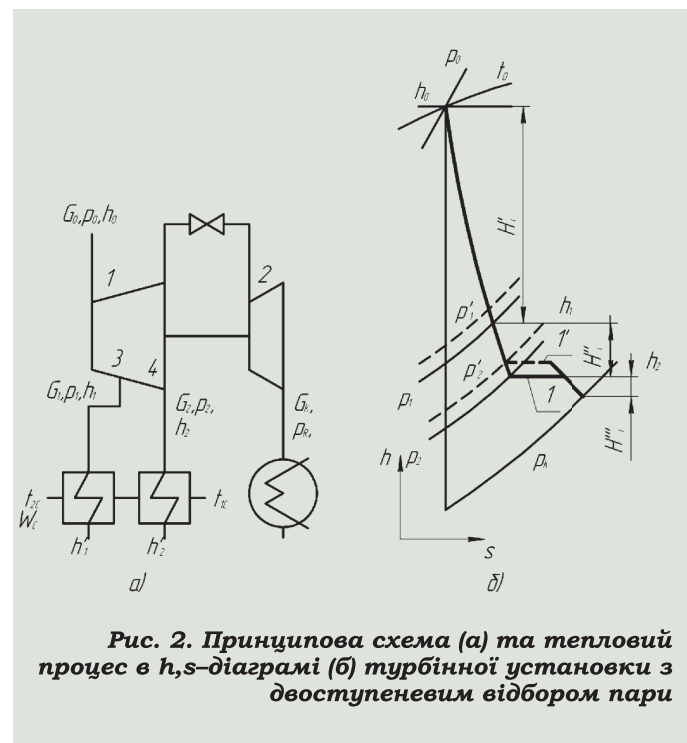


Рис. 2. Принципова схема (а) та тепловий процес в h,s -діаграмі (б) турбінної установки з двоступеневим відбором пари

як недоотримана електрична потужність практично дорівнює збільшенню виробітку теплової енергії, то нецільно вносити зміни в запропоновану схему підключення ТН (рис. 1).

Проаналізуємо можливість збільшення температури циркуляційної води і вплив на роботу обладнання ТЕЦ та роботу ТН. Енергоблоки ТЕЦ розраховані для роботи в нормальних кліматичних умовах, тобто при максимальній температурі циркуляційної води 33°C та максимальному тиску пари в конденсаторі 0,012 МПа. При роботі турбін в теплофікаційному режимі циркуляційна вода в конденсаторах підігрівається на 3 °С. Розрахунковий графік залежності коефіцієнту трансформації від зміни температури циркуляційної та мережної води при витраті мережної води через ТН 1400 м³/год. та охолодженні циркуляційної води на 6 °С приведено на рис. 3.

Визначимо вплив збільшення температури циркуляційної води на потужність енергоблоків, які працюють в теплофікаційному режимі (при мінімальній витраті пари через циліндр низького тиску, рівною 80 т/год.). Для цього використаємо формулу (4):

$$\Delta N_i = \frac{\Delta N_E}{\eta_T \cdot \eta_M} = N_i - N_i' = G_{\text{ЦНТ}} \cdot \Delta H_i''' \quad (6)$$

де $G_{\text{ЦНТ}}$ – витрати пари через ЦНТ, кг/с; $\Delta H_i'''$ – зміна використаних теплоперепадів ЦНТ при зміні тиску в конденсаторі турбіни, кДж/кг.

В розрахунках температурний напір на виході з конденсатора брався $\delta t=8^\circ\text{C}$. Результати розрахунків зменшення кількості електричної енергії, що виробляється турбіною в теплофікаційному режимі, і збільшення середнього за опалювальний сезон коефіцієнту трансформації ТН при зміні температури циркуляційної води на вході в конденсатори турбін, приведено на рис. 4

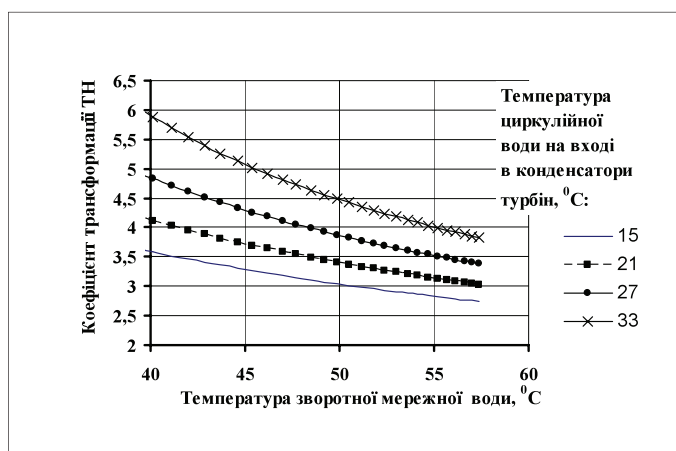


Рис. 3. Розрахунковий коефіцієнту трансформації ТН при зміні температури циркуляційної та мережної води

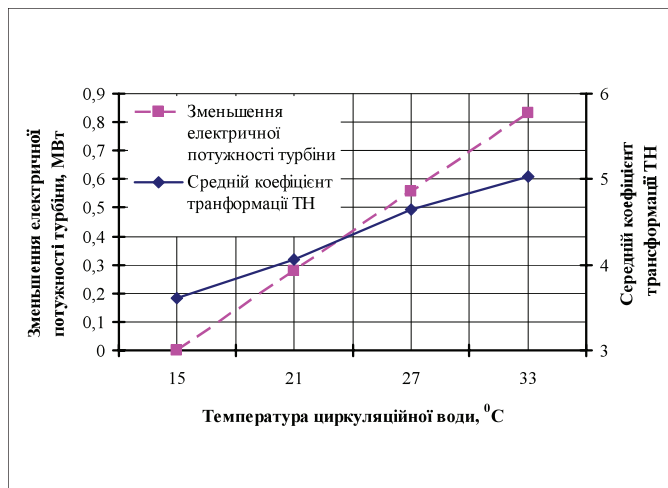


Рис. 4. Співвідношення недовиробітку електричної енергії турбіною та збільшення середнього за опалювальний сезон коефіцієнту трансформації ТН при зміні температури циркуляційної води

Якщо використовувати для теплових насосів циркуляційну воду з максимальною температурою (33 °С), тепла потужність кожного ТН збільшиться на 9 МВт, а електрична потужність енергоблоку зменшиться на 1 МВт. Але авторами рекомендується підтримувати температуру циркуляційної води на вході в конденсатори біля 30 °С. Це надасть можливість оперативному персоналу ТЕЦ-6, в разі аварійного відключення бойлерів блоків або скидання пари в конденсатор, організувати нормальне охолодження циркуляційної води, до температури 33 0С на вході в конденсатор без зміни електричного навантаження блоків.

При температурі циркуляційної води на вході в конденсатори біля 30°C середній, за опалювальний період, коефіцієнт трансформації складе 4,8. В результаті можливо включити до роботи ТЕЦ-6 чотири

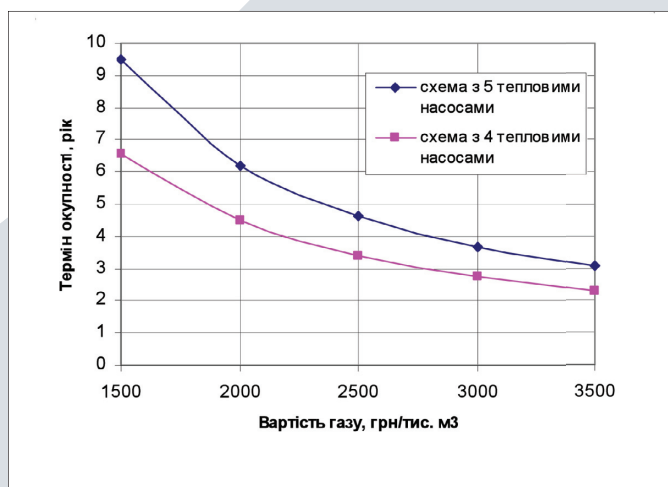


Рис. 5. Графік зміни терміну окупності в залежності від вартості газу

Таблиця 1. Техніко-економічні показники включення чотирьох ТН Unitop 50FY в технологічну схему ТЕЦ-6 при температурі циркуляційної води 30 °С

№ п/п	Найменування показників	Од. вим.	Показники
1.	Середня сумарна потужність теплових насосів	МВт	125
2.	Кількість теплових насосів у технологічній схемі	од.	4
3.	Число годин роботи ТН	год.	5600
4.	Економія природного газу - за годину - в рік	тис. м ³ н млн. м ³ н	9,1 51
5.	Вартість обладнання та монтажних робіт	млн. грн.	360
6.	Амортизація	%	6

Таблиця 2. Економія у вартісному вираженні при варіантних затратах на газ і відповідно зміна термінів окупності

№ п/п	Найменування показників	Вартість газу, грн/тис. м ³ н		
		1500	2000	2500
1.	Економія, млн. грн.	76,5	102	127,5
2.	Затрати на амортизацію та інші витрати, млн. грн.	21,6	21,6	21,6
3.	Чиста економія, млн. грн.	54,9	80,4	105,9
4.	Термін окупності, років	6,56	4,48	3,40

ТН Unitop 50FY з електроприводом 6,5 МВт, що будуть виробляти в середньому 125 МВт теплоти і споживати 100 МВт низькопотенційної енергії охолоджуючого циклу. В разі використання запропонованих в роботі [1] п'яти ТН Unitop 50FY з електроприводом 6,5 МВт при температурі циркуляційної води на вході в конденсатори 15 °С, буде вироблятися в середньому 117 МВт теплоти та споживатись 85 МВт низькопотенційної енергії.

Для оцінки економічної ефективності використовуємо методику запроповану в [1]. Тоді середня економія газу складає 9,1 тис. м³/год, час напрацювання чотирьох ТН – 5600 годин на рік. А річна економія газу буде дорівнювати 51 млн. м³. В табл. 1 і 2 наведено техніко-економічні показники включення чотирьох ТН Unitop 50FY в технологічну схему ТЕЦ-6 при температурі циркуляційної води 30 °С.

Експлуатаційні витрати при включенні чотирьох ТН при температурі циркуляційної води 30 °С в технологічну схему складає:

1. Амортизація обладнання – 21,6 млн. грн.
2. Інші витрати прийняті – 500 тис. грн., додатковий обслуговуючий персонал не вводиться.

Сумарні витрати – 22100 тис. грн.

На рис. 5 представлений графік зміни терміну окупності в залежності від вартості газу.

Висновки

В результаті впровадження в технологічну схему роботи ТЕЦ штучного підвищення температури води в циркуляційному контурі охолодження ТЕЦ було досягнуто збільшення коефіцієнту трансформації теплових насосів, що в свою чергу призводить до можливості

зменшення встановлення кількості теплонасосних агрегатів на одну одиницю при збереженні загальної теплопродуктивності теплонасосних установок. Таким чином досягнута зменшення терміну окупності даного проекту за рахунок зменшення капітальних та експлуатаційних затрат. При діючих тарифах на природній газ термін окупності включення чотирьох ТН Unitop 50FY в технологічну схему ТЕЦ-6 при температурі циркуляційної води 30 °С складає не більше чотирьох років.

Список літератури:

1. Басок Б.И., Швець М.Ю. и др. Оценка возможности использования сбросной теплоты водооборотных конденсационных циклов на основе теплонаносных технологий (на примере ТЭЦ-6 г. Киева) // Пром. Теплотехника, 2010. – Т. 35.– №6. – С. 76 – 83.
2. Швець М.Ю. Доцільність застосування теплових насосів для теплопостачання споживачів у схемах теплових електричних станцій // Відновлювана енергетика, 2010.– № 2.– С. 71-75.
3. http://www.friotherm.com/downloads/katri_vala_e012_uk.pdf
4. Турбины тепловых и атомных электрических станций: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп./ Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. – М.: МЭИ, 2001. – 488 с.
5. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети, М.: Энергоиздат, 1982. – 360 с.
6. Славина Н.А., Косматов Э.М., Барыкин Е.Е. О методах распределения затрат на ТЭЦ // Электрические станции, 2001.– № 11. – С. 11-14.