

О. М. Головченко
О. М. Нанака
К. Р. Нагорна

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ ТЕЦ МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

Вінницький національний технічний університет

Анотація

Розглянуті дослідження теплової схеми теплоелектроцентралі (ТЕЦ) в напрямку підвищення її ефективності. Наведені результати розрахунків варіантів теплової схеми ТЕЦ та обґрунтований вибір найкращого варіанта.

Ключові слова: теплоелектроцентраль (ТЕЦ), тепла схема, парогенератор, турбіна, енергетичні показники, викиди, термін окупності.

Abstract

The research of thermal scheme of combined heat and power plant (CHP) in the direction of increasing its efficiency is considered. The results of calculation of variants of thermal scheme of CHP are presented and the choice of the best variant is justified.

Keywords: combined heat and power plant (CHP); thermal circuit; steam generator; turbine; energy displays; emissions; payback period.

Вступ

В умовах наближення цін на газ до світових рівнів, задача підвищення ефективності ТЕЦ є актуальною. Метою дослідження є вибір варіанта реконструкції теплової схеми ТЕЦ для підвищення її ефективності. Часто порівняння варіантів схем ТЕЦ виконуються за енергетичними показниками, які розраховуються за типовими методиками. Похибка типових методик невелика, менша 10%. Однак з теорії систем відомо, що складні технічні системи, якими є ТЕЦ, характеризуються не лише енергетичними, а й економічними, біологічними, медичними, екологічними, соціологічними та іншими показниками. Розрахунки цих показників потребують початкових даних, частина яких, через невизначеність, прогнозується. Типова методика прогнозування невизначених даних з похибкою прогнозу на рівні похибки розрахунків енергетичних показників ТЕЦ відсутня. Також поки що відсутня і типова методика багатокритеріальної оцінки ТЕЦ. Проте, є роботи, як з прогнозування невизначених початкових даних так і з багатокритеріальної оцінки енергетичних об'єктів. Використавши ці роботи, можна порівняти результати розрахунків ТЕЦ за однокритеріальними та багатокритеріальними показниками. В цій частині досліджень показники варіантів теплової схеми ТЕЦ визначалися за однокритеріальними оцінками ефективності.

Основна частина

Об'єктом досліджень є міська ТЕЦ з максимальною тепловою потужністю 64 МВт. Теплова схема ТЕЦ наведена на рис 1.

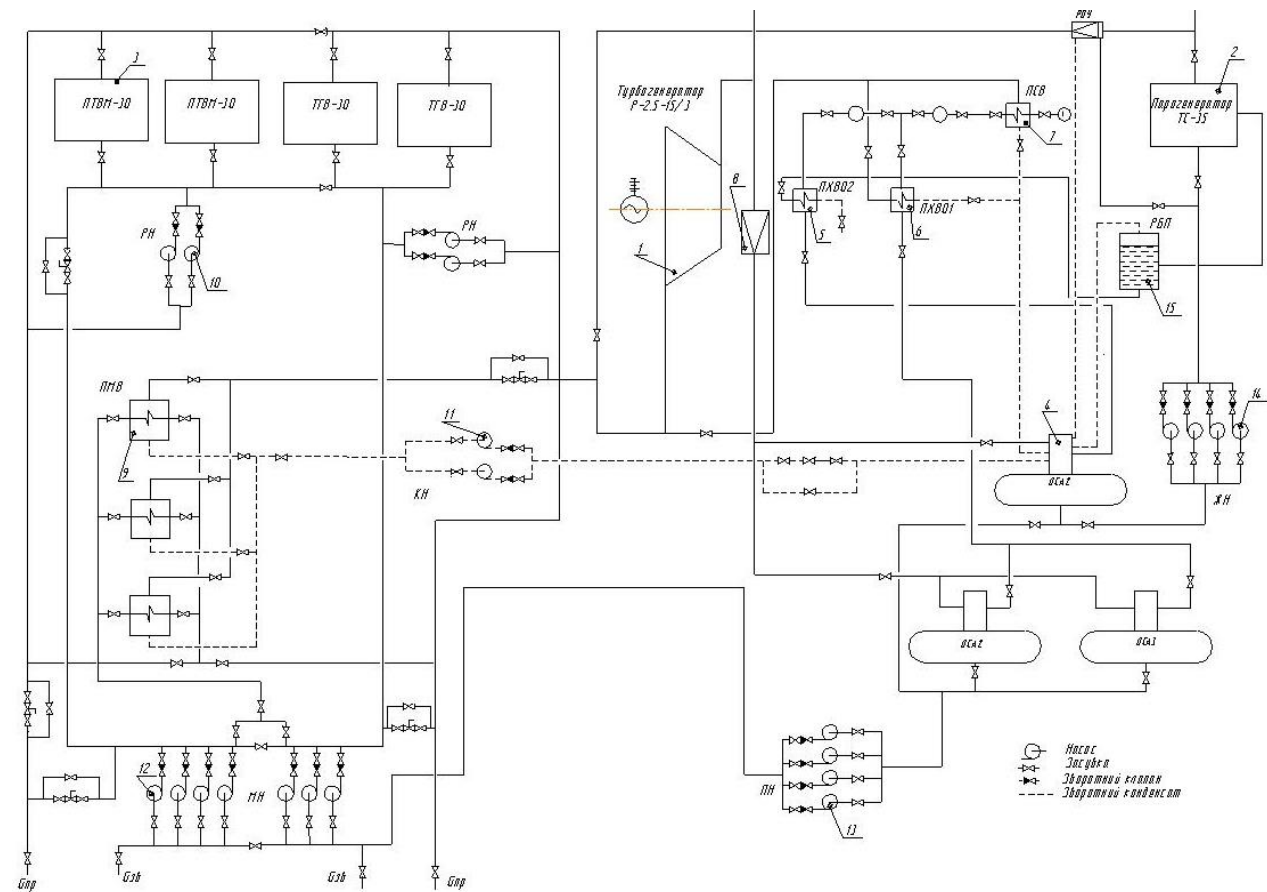


Рис. 1. Теплова схема міської ТЕЦ

1 – Протитискова парова турбіна – P-2,5-15/3; 2 – паровий котел TC-35; 3 – водогрійний котел – ПТВМ-30; 4 – деаератор ДСА-75/25; 5, 6 – підігрівники хімоочищеної води I-ого та II-ого ступеню; 7 – підігрівник сирі води (PCB); 8 – редукційно-охолоджувальна установка РОУ 17/7; 9 – підігрівник мережної води (ПМВ); 10 – рециркуляційний насос (РН); 11 – конденсатний насос (КН); 12 – мережний насос (МН); 13 – насос підживлення (ПН) теплових мереж; 14 – живильний насос (ЖН); 15 – розширник безперервної продувки (РБП)

На ТЕЦ встановлено один паровий котел TC-35 з параметрами пари $t_0=375$ °C та $P_0=1,5$ МПа, парова протитискова турбіна P-2,5-1,5/3, чотири водогрійних котли ПТВМ-30, один з яких знаходиться в резерві.

В середньоопалювальний період працює парогенератор та один водогрійний котел. При низьких температурах навколишнього середовища в максимально опалювальний період працює два водогрійних котла. В міжопалювальний період працює паровий котел і турбогенератор, який протитиском 0,3 МПа забезпечує гаряче водопостачання (ГВП). Теплофікаційна потужність забезпечується двома водогрійними котлами ПТВМ-30 з максимальним навантаженням 70% кожний. В середньозимовий період працює один водогрійний котел з аналогічним навантаженням, що призводить до зменшення ККД та перевитрати палива.

З метою вибору найкращого, розглянуті наступні варіанти теплової схеми ТЕЦ.

1 – Заміна водогрійного котла ПТВМ-30 на паровий котел TC-35, який працює на параметрах пари $t_0=375$ °C, $P_0=1,5$ МПа та встановлення додаткової парової протитискової турбіни P-2,5-15/3. Передбачається робота в середньоопалювальний період, а в максимально опалювальний планується робота пікового водогрійного котла.

2 – Заміна водогрійного котла ПТВМ-30 на паровий котел БМ-35М, який працює з параметрами пари $t_0=435$ °C, $P_0=3,5$ МПа та встановлення додаткової парової протитискової турбіни P-4-35/3. Навантаження в середньоопалювальний період забезпечується протитиском турбін P-2,5-15/3 та P-4-35/3, а в максимально опалювальний планується робота пікового водогрійного котла.

3 – Встановлення парового котла БМ-35М, який працює на параметрах пари $t_0=435$ °С, $P_0=3,5$ МПа та парової протитискової турбіни Р-6-35/1. Передбачається робота турбіни Р-6-35/1 для забезпечення річного теплового навантаження ГВП, оскільки протитиск турбіни складає 1 бар, що дорівнює 97 °С, що достатньо для ГВП. Існуюча турбіна Р-2,5-15/3 буде працювати в середньопалювальний та максимально опалювальний період.

4 – Встановлення парового котла БМ-35М, який працює на параметрах пари $t_0=435$ °С, $P_0=3,5$ МПа та парової протитискової турбіни Р-2,5-35/2. Оскільки теплоперепад турбіни Р-2,5-35/2 більший, ніж існуючої Р-2,5-15/3, планується цілорічна робота нової турбіни для забезпечення потужності ГВП.

5 – Встановлення парового котла БМ-35М, який працює на параметрах пари $t_0=435$ °С, $P_0=3,5$ МПа та парової конденсаційної турбіни ПТ 6-35/1 з одним відбором пари. Витрата пари через конденсатор складає не менше 20% при максимальному навантаженні відбору турбіни. Планується робота турбіни для покриття теплофікаційного навантаження ГВП.

6 – Пропонується встановлення парового котла ДКВР-20-23, який працює на параметрах пари $t_0=370$ °С, $P_0=2,3$ МПа та парової протитискової турбіни Р-2,5-2,1/2. Водогрійний котел ПТВМ планується замінити на паровий котел ДКВР-20-23 з турбіною Р-2,5-2.1/2 з роботою в середньопалювальний період, а в максимально опалювальний планується робота пікового водогрійного котла.

Для розрахунків були вибрані три періоди роботи ТЕЦ, таблиця 1.

Таблиця 1 – Теплове та електричне навантаження ТЕЦ в розрахункові періоди

| | Максимально-зимовий період | Середньозимовий період | Міжопалювальний період |
|---------------------------------------|----------------------------|------------------------|------------------------|
| Тривалість опалювального періоду, діб | 20 | 168 | 177 |
| Теплове навантаження, МВт·год | 64 | 32,16 | 15,1 |
| Електричне навантаження, МВт·год | 1,46 | 1,26 | 1,2 |

Формули розрахунків енергетичних, екологічних та економічних показників варіантів ТЕЦ наведені в таблиці 2.

Таблиця 2 – Енергетичні, екологічні та економічні показники варіантів ТЕЦ

| Показники | Розрахункова формула |
|---|--|
| Енергетичні та екологічні показники: | |
| Коефіцієнт використання теплоти палива | $\varphi = (Q_e + N_e) / Q_n^p \cdot B_p$, де N_e, Q_e – електрична и тепла потужність, яка відпущена споживачам, відповідно; Q_n^p і B_p – теплота згоряння і витрата палива, відповідно. |
| Питома витрата палива на одиницю потужності м ³ /МВт·год | $\alpha = B_r / (Q_r + N_r)$, де N_r, Q_r – річне виробництво електричної і теплової енергії відповідно; B_r – річна витрата палива. |
| Собівартість теплової енергії тис. грн/МВт·год | $Se = (CE + CB) / Q_r$, де Q_r – річне виробництво теплової енергії; CE – річні експлуатаційні витрати; CB – річні витрати на паливо. |
| Кількість шкідливих викидів, млрд. м ³ /рік | $V_z = B_r \cdot V_o \cdot \alpha$, де V_o – теоретична витрата необхідного повітря для його спалювання; α – коефіцієнт зайвини повітря (об'ємна витрата відхідних газів); B_r – річна витрата палива. |
| Економічні показники: | |
| Прибуток млн. грн/рік | $B_Y = B_P^{MaxOP} \cdot 24 \cdot 3600 \cdot \tau_{MaxOP} + B_P^{OP} \cdot 24 \cdot 3600 \cdot \tau_{OP} + B_P^{MOP} \cdot 24 \cdot 3600 \cdot \tau_{MOP}$, де $B_P^{MaxOP}, B_P^{OP}, B_P^{MOP}$ – витрати робочого палива за максимально-опалювальний, середньозимовий та міжопалювальний період відповідно; $\tau_{MaxOP}, \tau_{OP}, \tau_{MOP}$ – тривалість максимально опалювального, середньозимового та міжопалювального періодів відповідно. |

| | |
|---------------------------------|--|
| Затрати на паливо, млн. грн/рік | $ZP = B_r \cdot C$, де B_r – річна витрата палива; C – вартість палива |
| Капітальні вкладення млн. грн. | $K = K1 + K2 + K3$, де $K1$ – вартість основного обладнання; $K2$ – вартість додаткового обладнання; $K3$ – вартість доставки, встановлення та наладки. |

Результати розрахунків існуючого (базового) та призначених варіантів ТЕЦ наведені в таблиці 3.

Таблиця 3 – Характеристики варіантів ТЕЦ

| | Базовий варіант. Котел ТС-35 та турбіна Р-2,5-15/3 | Встановленн я додаткового котла ТС-35 та турбіни Р-2,5-15/3 | Встановлення додаткового котла БМ-35М та турбіни Р-4-3,5/3 | Встановленн я додаткового котла БМ-35М та турбіни Р-6-35/1 | Встановленн я додаткового котла БМ-35М та турбіни Р-2,5-35/2 | Встановлення додаткового котла БМ-35М та конденсаційно і турбіни ПТ-6-35/1 | Встановлення додаткового котла ДКВР-20-23 та турбіни Р-2,5-21/2 |
|---|--|---|--|--|--|--|---|
| Номер варіанта | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Температура пари - перед °С | 375 | 375 | 435 | 435 | 435 | 435 | 370 |
| - після °С | 190 | 190 | 193 | 156/91,9 | 156 | 91,9/156 | 152 |
| Електрична потужність турбін, МВт | 2,5 | 2,5 | 4 | 6 | 2,5 | 6 | 2,5 |
| Виробництво електроенергії, млн. кВт·год/рік | 10,99 | 19,8 | 31,1 | 39,99 | 22,01 | 35,23 | 22,01 |
| Відносні річні затрати на паливо, % | 100 | 99,84 | 104 | 105,7 | 100,7 | 114,7 | 99,97 |
| Відносні річні капітальні вкладення, % | - | 100 | 119,5 | 114,3 | 100 | 169 | 93 |
| Коефіцієнт використання палива | 0,701 | 0,729 | 0,731 | 0,745 | 0,729 | 0,675 | 0,735 |
| Питома витрата палива на одиницю потужності м ³ /МВт·год | 3,239 | 1,811 | 1,207 | 0,955 | 1,646 | 1,175 | 1,632 |
| Відносна собівартість теплової енергії, % | 100 | 101,5 | 106,3 | 108,1 | 102,5 | 117,6 | 101,7 |
| Відносна собівартість енергії (теплова та електрична), % | 100 | 97,8 | 98 | 96,4 | 98 | 106,7 | 97,2 |
| Кількість шкідливих викидів, млн. м ³ /рік | 432,186 | 431,549 | 449,907 | 457,111 | 435,509 | 495,78 | 432,096 |
| Відносний річний прибуток, % | 100 | 120,1 | 131,5 | 150,7 | 122,3 | 82,7 | 127,1 |
| Термін окупності, місяців | 0,00 | 16,18 | 17,66 | 16,45 | 15,89 | 39,66 | 14,27 |

Як видно з таблиці варіанти з протитисковими турбінами мають невеликий термін окупності – від 1,3 до 1,5 року. Термін окупності варіанта з конденсаційною турбіною (варіант 6) більше трьох років через додаткове обладнання, зокрема, конденсатора. Найбільший прибуток та найменший термін окупності має варіант 4, що пояснюється цілорічним покриттям потужності гарячого водопостачання та підвищеним теплоперепадом турбіни. Питома витрата палива на одиницю потужності та собівартість теплоти є найменшим також у варіанті 4, а коефіцієнт використання палива цього варіанта – найвищий. Недоліком варіанта 4 є підвищена витрата палива, та, як наслідок, більша кількість викидів.

Четвертий варіант принципової схеми ТЕЦ з додатковою протитисловою турбіною зображений на рис. 2.

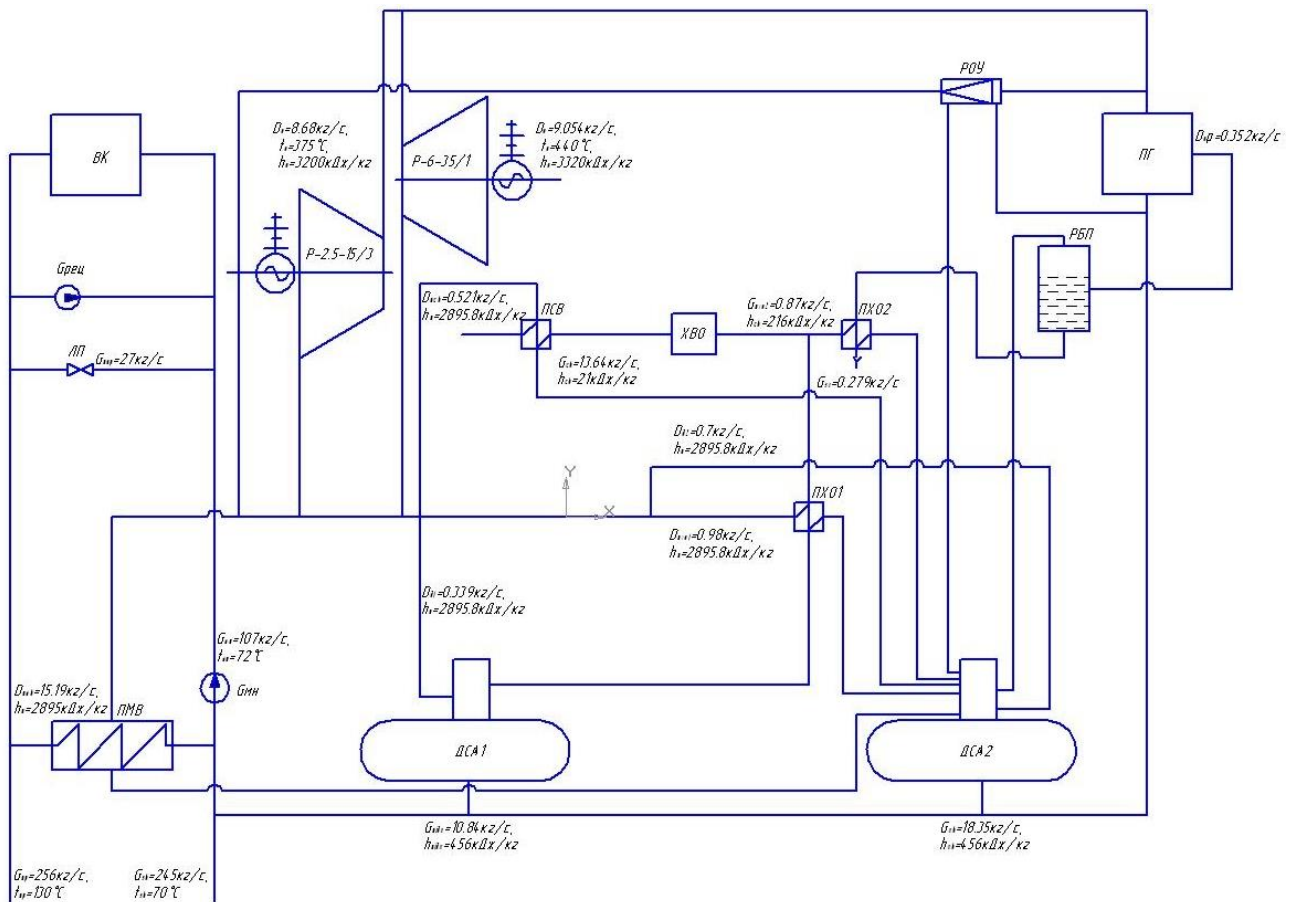


Рис. 2. Четвертий варіант принципової схеми ТЕЦ з додатковою турбіною P-6-35/1

Висновки

1. Поставлена задача підвищення ефективності міської ТЕЦ.
2. Призначені до розгляду 6 можливих варіантів теплової схеми ТЕЦ, які досліджені методом математичного моделювання.
3. Визначений найкращий серед розглянутих варіант теплової схеми. Його термін окупності менше двох років, а реалізація збільшить прибуток ТЕЦ в півтори рази.

Головченко Олексій Михайлович – к. т. н., доцент кафедри відновлювальної енергетики та транспортних електричних систем і комплексів, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця, e-mail: aleksey.golovch@gmail.com;

Нанак Олена Миколаївна – к. т. н., доцент кафедри відновлювальної енергетики та транспортних електричних систем і комплексів, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця, e-mail: e_nanaka@ukr.net;

Нагорна Карина Русланівна – студентка групи ЕМ-17м, факультет електроенергетики та електромеханіки, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця.

Golovchenko Oleksiy M. – PhD, assistant professor at the department of renewable energy and electrical transportation systems, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, e-mail: aleksey.golovch@gmail.com;

Nanaka Olena M. – PhD, assistant professor at the department of renewable energy and electrical transportation systems, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, e-mail: e_nanaka@ukr.net;

Nagorna Karina R. – student of the group EM-17m, Faculty of Electricity and Electromechanics, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia;