

ЗАСТОСУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ В ЦЕНТРАЛІЗОВАНОМУ ТЕПЛОПОСТАЧАННІ

Останнім часом на установки комбінованого одержання теплової та електричної енергії невеликої потужності для децентралізованого енергопостачання промислових та житлових об'єктів розповсюджується термін «когенерація». Перехід на когенерацію стає більш вигідним, ніж вироблення електроенергії сучасними турбоустановками конденсаційного типу, а загальна витрата палива для потреб тепло- та електропостачання в середньому на 12...15% менша, ніж при роздільному їх виробленні [1]. Коефіцієнт використання палива при когенерації на 7...10% вищий, ніж в теплофікаційних системах. Крім економії палива когенерація забезпечує також зменшення викидів в навколишнє середовище та підвищення загальної економічної ефективності.

Різниця в коефіцієнтах використання палива станціями когенерації (85...90%) порівняно з традиційними теплоселектростанціями, які використовують 35...40% енергії палива, може забезпечити економію для промислових підприємств, які мають ці системи, бо скорочуються виробничі витрати й зменшується енергетична складова в собівартості продукції. У собівартості енергії паливо складає біля 80%, а у теплопостачанні в Україні частка газового палива складає майже 62%.

Виробництво електричної енергії за технологією когенерації дозволить суттєво зменшити пікові навантаження по тепловій та електричній енергії. Розрахунки показують, що при впровадженні когенераційних установок в Україні у електроенергетиці, на котельних установках та промислових печах, а також на установках перекачування газу можна додатково виробити до 65,0 млрд кВт. год. електричної енергії на рік.

У складі когенераційних установок можуть бути задіяні поршневі двигуни. У порівнянні з газовими турбінами ці системи мають кращий ККД, але вироблену теплову енергію використати складніше, бо вона має нижчу температуру. Перевага цих систем – у технологічній гнучкості, завдяки чому вони можуть реагувати на зміну навантаження, можуть діяти безперервно, окремо від енергосистеми – за наявності споживачів, потреби у електроенергії яких змінюються.

Когенерація у тепlopостачанні – це вироблення електричної енергії з газотурбінною установкою (ГТУ) з подальшою утилізацією у котлі теплоти викидних газів для отримання теплової енергії. ГТУ завжди працює на номінальній потужності.

Модернізацію опалювальних котельних можливо виконати двома способами (рис. 1). По-перше, за допомогою установлення модулів ГТУ і газового підігрівача мережної води (ГПМВ) та їх інтегрування у теплову схему котельні; фактично це розширення котельні, тому що тепла потужність при цьому збільшується. Режим експлуатації діючої частини котельні у цьому випадку змінюється з базового на піковий. Вибір сумарної потужності модулів повинен виконуватися за результатами визначення оптимального коефіцієнта теплофікації. По-друге, за допомогою надбудови діючих водогрійних котлів газотурбінними установками. При цьому необхідно погодження характеристик ГТУ та котлів. Це стосується у першу чергу витрат викидних газів ГТУ, витрат газів через водогрійні котли та продуктивності димососів. Можливі такі схеми узгодження ГТУ та водогрійного котла. Перша: усі викидні гази спрямовуються у пальники водогрійного котла. Додаткове паливо у водогрійному котлі спалюється за умови подачі повітря, що є у викидних газах ГТУ. При недостатчі повітря може бути додатково використаний дуттєвий вентилятор. При відключенні ГТУ зберігається можливість роботи котла за рахунок дії дуттєвих вентиляторів. Друга: скидна незбалансована схема, коли витрати викидних газів ГТУ більші допустимих витрат газу через котел. Тут можливі два варіанти підключення ГТУ. За ГТУ можна встановити газовий підігрівач мережної води, в якому викидні гази охолоджуються до температури викидних газів водогрійного котла. Необхідна для спалювання палива кількість газів спрямовується у пальники котла, а інша частина викидається у димову трубу. Мережна вода нагрівається у ГПМВ і водогрійному котлі. Теплове навантаження регулюється зміною витрат палива у пальнику водогрійного котла і необхідних для його спалювання витрат газів після ГПМВ. Згідно з іншим варіантом частина викидних газів після ГТУ спрямовується у ГПМВ, який підключений паралельно до водогрійного котла. Регулювання теплового навантаження здійснюється зміною витрат палива у котлі. Обидва варіанти потребують додаткових витрат на спорудження ГПМВ. Якщо не потребується збільшення теплової потужності котельні, то в першу чергу розглядається збалансована схема.

Утилізація теплоти з доспалюванням кисню, що є у викидних газах, забезпечує когенераційній установці максимальну теплову потужність з

коефіцієнтом використання теплоти палива (КВТП) не менш 90%. Без доспалювання кисню установка має мінімальну теплову потужність, а значення КВТП зменшується приблизно до 75%. Це дозволяє експлуатувати когенераційні установки у системах теплопостачання протягом року.

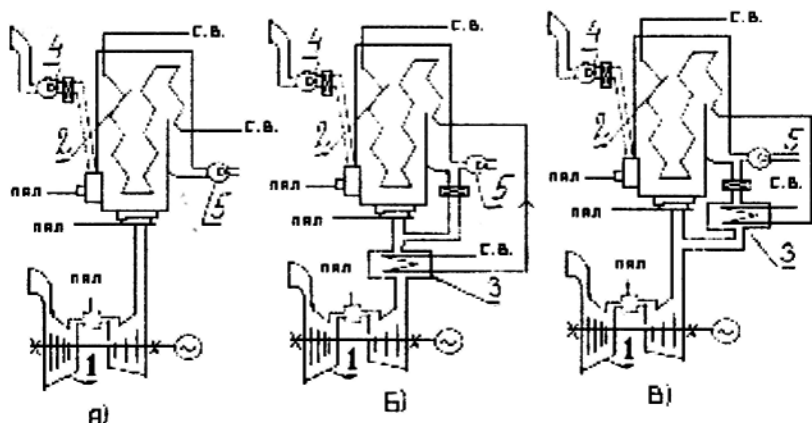


Рис. 1. Принципові схеми когенераційних установок
(а – збалансована схема; б, в – незбалансовані схеми):

1 – газотурбінна установка; 2 – водогрійний котел; 3 – газовий підігрівач сітрової води; 4 – дуттсвий вентиллятор; 5 – димосос

На станціях теплопостачання широко розповсюджений водогрійний котел серії ПТВМ з такими характеристиками: теплова потужність – 40 МВт, КВТП – 92%, витрати викидних газів – 19 кг/с, температура викидних газів – 176°C. Цей котел можна дообладнати газотурбінною установкою ГТУ-2500 потужністю 2,5 МВт на загальній рамі з електрогенератором і розташувати у діючій котельні без значних змін конструкції і компановки штатного обладнання (рис. 2). В разі необхідності котел може експлуатуватись при відключеній ГТУ. Конструкція системи спалювання палива у потоці викидних газів ГТУ забезпечує стійку та економічну роботу когенераційної установки на різних теплових навантаженнях котла. Когенераційна установка у повній мірі задовольняє вимогам всесезонного економічного виробництва теплової енергії в умовах, коли максимальне теплове навантаження (зимовий період) відрізняється від мінімальної (літній) у п'ять-сім разів. Часткове теплове навантаження забезпечується частковим спалюванням палива у викидних газах ГТУ, які утримують в собі до 15% кисню. Сумарна кі-

лькість продуктів згорання співвідноситься з пропускнуою можливістю водогрійного котла. По мірі збільшення кількості палива, що спалюється у котлі, коефіцієнт надлишку повітря у викидних газах знижується від 5,2 при мінімальному тепловому навантаженні 4,5 МВт (котел тільки утилізує теплоту викидних газів турбіни) до 1,1 при максимальному тепловому навантаженні 36,5 МВт. Це супроводжується збільшенням адиабатної температури газів у топочному об'ємі від 440 °С до 1790 °С та температури викидних газів з котла від 95 °С до 180 °С. В результаті будуть одержані такі параметри когенераційної установки: теплова потужність: максимальна – 36,5 МВт, мінімальна – 4,5 МВт. Електрична потужність – 2,5 МВт. КВТП при максимальному навантаженні – 90%, при мінімальному навантаженні – 74%.

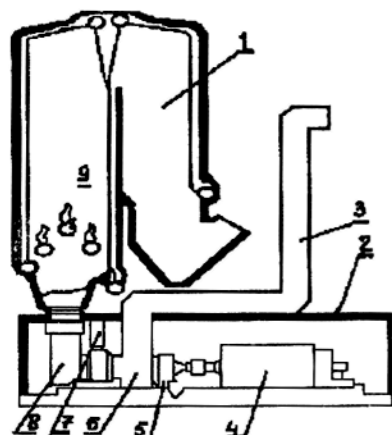


Рис. 2. Схема когенераційної установки на базі котла ПТВМ - 30:
1 – котел; 2 – контейнер турбогенератора; 3 – вхід повітря у ГТУ;
4 – електрогенератор; 5 – редуктор;
6 – компресор; 7 – камера згорання;
8 – газова турбіна; 9 – система спалювання палива у викидних газах ГТУ

Найбільшу термодинамічну ефективність серед теплових установок мають бінарні парогазові установки з паротурбінним теплоутилізаційним контуром (БПГУ), теплова схема та цикл котрих наведені на рис. 3. Можливість подальшого удосконалення теплових схем сьогодні вичерпана через існуючі недоліки БПГУ: по-перше це низький потенціал теплоти, що утилізується, внаслідок чого її працездатність – низька і по-друге незворотність процесу перетворення теплоти в роботу. Усунення першого недоліку досягається змішуванням пари, що генерується у теплоутилізаційному контурі, з продуктами горіння у камері згорання газового контура, тобто при контакті робочих тіл газового та теплоутилізаційного контурів. Такі ПГУ мають назву монарні (МПГУ).

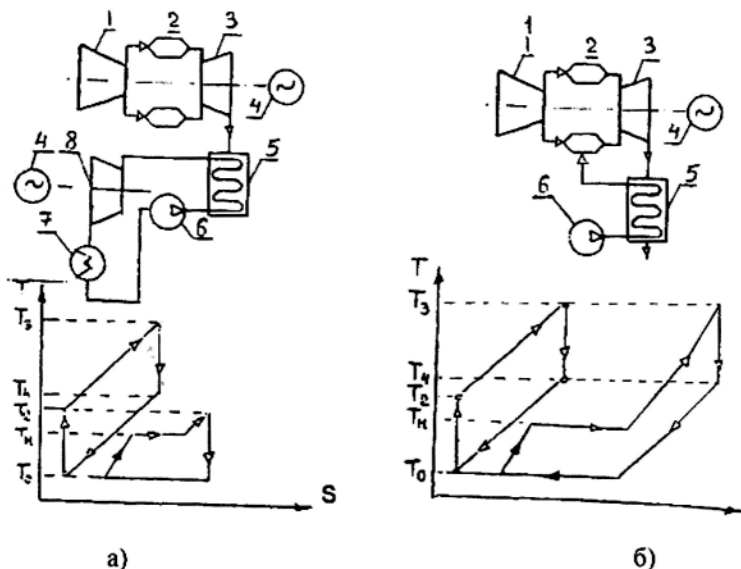


Рис. 3. Теплова схема та цикл бінарної (а) та монарної (б) ПГУ:
1 – повітряний компресор; 2 – камера згорання; 3 – газова турбіна; 4 – електрогенератор; 5 – котел-утилізатор; 6 – насос; 7 – конденсатор; 8 – парова турбіна

Перевагами МПГУ є: порівняно малі капвкладення, по відношенню до БПГУ – (80÷90)%; швидка окупність капвкладень (для енергоблоку потужністю 50 МВт – 2 роки); поставка обладнання блоками; малі строки будівництва і вводу в експлуатацію; відносно малі викиди в атмосферу оксидів азоту; можливість повної автоматизації. Недоліки: великі витрати хімічно очищеної води, на отримання котрої витрачається теплова енергія; висока температура газопарового потоку, що відводиться в атмосферу (внаслідок чого ексергія теплоти, що відводиться з паром у газопаровому циклі приблизно у 10÷12 разів більша, ніж у паровому).

Аналіз свідчить, що діючі технології отримання придатної для використання у циклі ПГУ води досить дорогі і їх використання зменшує рентабельність енергоустановки. У той же час вироблена парогазова суміш ПГУ утримує води навіть більше, ніж це потрібно для роботи утилізаційного контуру. Якщо її сконденсувати, то можна отримати необхідну кількість прісної води. Технологія отримання цієї води розроблена. У результаті створені в Україні вперше у світовій практиці і науці

парогазові установки типу “Водолій” потужністю 16 і 25 МВт із ККД 43% [2]. Крім високої ефективності монарні ПГУ типу “Водолій” є єдиними тепловими двигунами, котрі не споживають, а виробляють воду для власних потреб теплоутилізаційного контуру.

Таким чином, в Україні перспективним можна вважати розвиток таких когенераційних напрямків:

1. Проектування і будівництво когенераційних установок, що сьогодні в Україні є найбільш доцільним засобом збільшення виробництва електроенергії. Газові турбіни різної потужності випускаються машинобудівними заводами України.
2. Модернізація котелень, діючих у системі теплопостачання, з допомогою ГТУ. Включення енергетичної надбудови котельні у години “пік” дає можливість виробити електроенергію при менших витратах палива, ніж на базових електростанціях.
3. Використання створеної в Україні технології “Водолій”, що дасть можливість забезпечити прісною водою не тільки власні потреби енергетичного обладнання, але і сторонніх споживачів.

Література

1. *Малофеев В. А.* Теплофикация – эффективный способ энергосбережения и защиты окружающей среды // Промышленная энергетика. – 1999. – № 10 – С. 2–7.
2. *Дикий Н. А., Колоскова Н. Ю.* Экологически чистая парогазотурбинная установка с генерацией воды в цикле // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1998, – № 6. – С. 45–49.