

ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2018, 2(53): 60–64
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2018.02.060>

УД 621.165

Л.О. КЕСОВА^{1,2}, д-р техн. наук, проф., **В.В. ГОРСЬКИЙ**¹,

¹ НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського»,
пр-т. Перемоги, 37, м. Київ, 03056, Україна

² Інститут загальної енергетики НАН України,
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ТЕЦ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ МАЛОВИТРАТНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Наведено порівняльний аналіз стану теплової енергетики у світі по відношенню до України, важливість та частку централізованого тепlopостачання у розвинених країнах, та приклади маловитратних технологій для підвищення ефективності роботи Українських теплоелектроцентралей.

Ключові слова: теплоенергетика, теплоелектроцентраль, теплогенерація, централізація, маловитратні технології.

Формування систем тепlopостачання пов'язано з рішенням проблем щодо зміни структури теплогенеруючих джерел з виходом на більш високі техніко-економічні показники їх роботи за умов повного і якісного покриття теплових навантажень споживачів. При розробці таких систем вирішуються питання методичного підходу до розрахунку теплових навантажень за напрямками споживання та вибору теплогенеруючих джерел на перспективний період, тобто рішення задачі по синтезу побудови систем тепlopостачання по всьому ланцюгу – від виробництва теплової енергії до його споживання.

Частка теплоелектроцентралей (ТЕЦ) у світовому виробництві складає всього 9% [1], проте можливості їх використання значно більші. В Європі, за прогнозами до 2025 р., частка ТЕЦ може досягти понад 17% [2]. Відповідно до Директиви Європейського союзу [3], країни ЄС ретельно вивчили можливості своїх ТЕЦ. Наприклад, канадська влада оцінила можливу потужність ТЕЦ у 15,5 ГВт, що складає 12% від загальної встановленої потужності всіх електростанцій; у США у 2015 р. частка ТЕЦ досягла 21% [1]; Німеччина

прогнозує до 2020 р. збільшення використання теплоелектроцентралей до 25% (вдвічі порівняно із сучасним рівнем), а економічну доцільність їх оцінено в 50%; в Японії потужність ТЕЦ в 2030 р. може досягнути 29,4 ГВт, що становитиме приблизно 11% від загальної встановленої потужності електростанцій країни [4].

На рис. 1 наведено стан і потенціал розвитку ТЕЦ у 13-ти розвинених країнах світу. Їх частка у виробництві електроенергії в цих країнах може досягти з 11% (2015 р.) до 24% (2030 р.). Різні перспективи розвитку ТЕЦ пояснюється національними особливостями країн. Наприклад, у Китаї в найближчий час перспективні ТЕЦ будуть працювати, в основному, на вугіллі, у Франції основним паливом ТЕЦ є газ, але збільшується використання відновлювальних джерел енергії [4].

Для аналізу переваг розвитку ТЕЦ в розглянутих країнах використовували модель, розроблену Всесвітнім альянсом децентралізації енергетики (WADE) [5]. Вона дозволяє розраховувати структуру нової генеруючої потужності, відповідно до вимог споживачів в електроенергії і заміни застарілих електростанцій у майбутньому. Крім цього, дана модель дає можливість порівняти різні сценарії з економічної і екологічної точок зору [3].

© Л.О. КЕСОВА, В.В. ГОРСЬКИЙ, 2018

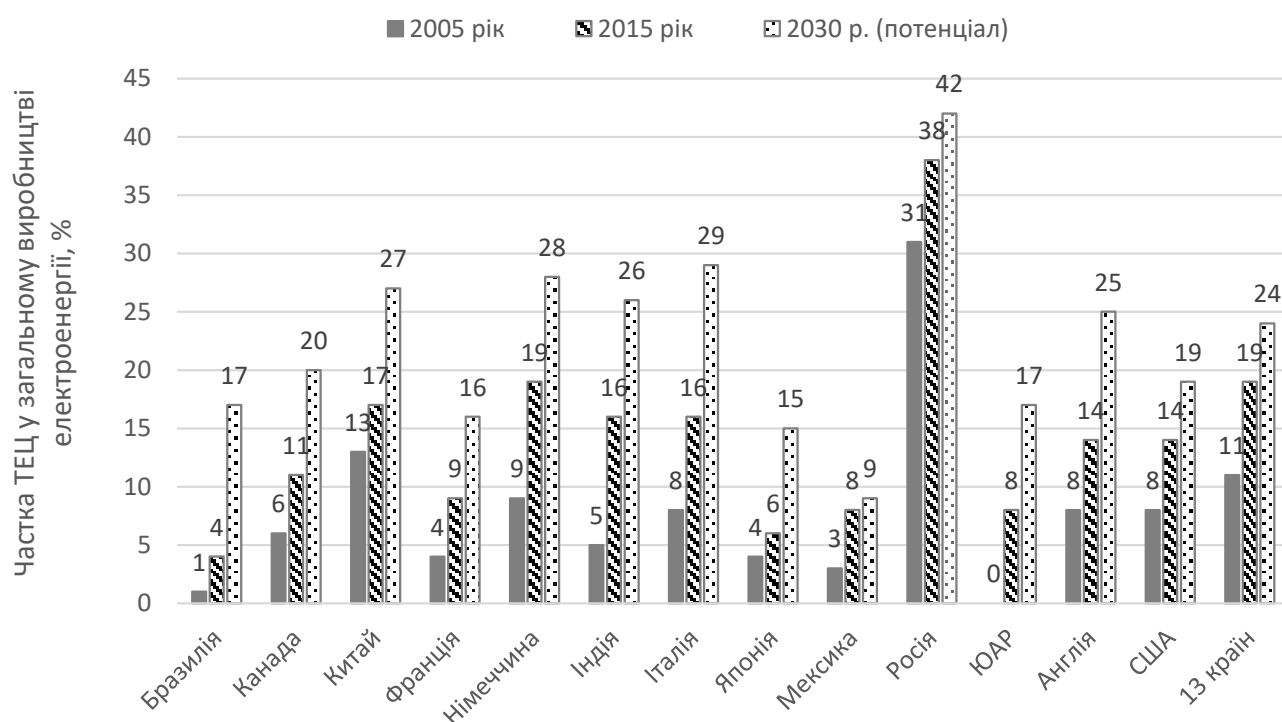


Рисунок 1. Стан і потенціал розвитку ТЕЦ у 13-ти розвинених країнах світу

Для поточного аналізу модель була запрограмована на співставлення двох варіантів: прискороного розвитку ТЕЦ та альтернативної енергетичної політики. Основні розрахункові дані, що характеризують переваги ТЕЦ, приведено на рис. 2, 3.

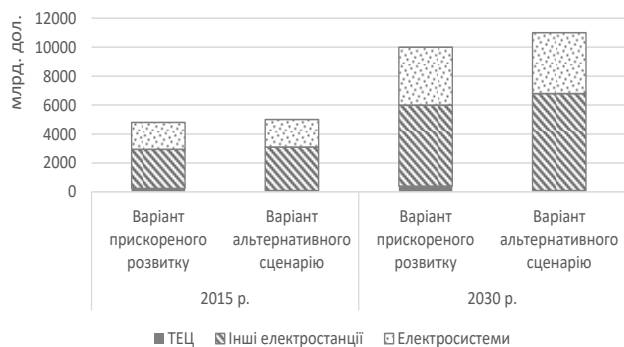


Рисунок 2. Кумулятивні інвестиції в електроенергетику у 2015 і 2030 рр. [4]

За сценарієм прискороного розвитку ТЕЦ в світі у 2017 р. економія капіталовкладень складає 3% (150 млрд дол.), завдяки зменшенню інвестицій у некомбіновані генеруючі потужності, а в 2030 р. може досягнути 7% (795 млрд дол.) [5]. Така економія капіталовкладень пояснюється тим, що ТЕЦ будуються в центрах енергетичного навантаження і необхідність спорудження нових передавальних ліній електропередач виключається; будівництво нових ТЕЦ дешевше,

ніж будівництво великих ТЕС; при розширеному використанні ТЕЦ зменшуються втрати електроенергії в мережах (у зв'язку з відсутністю транспортування на далекі відстані); за прискороного розвитку вартість електроенергії для споживачів може значно знизитися.

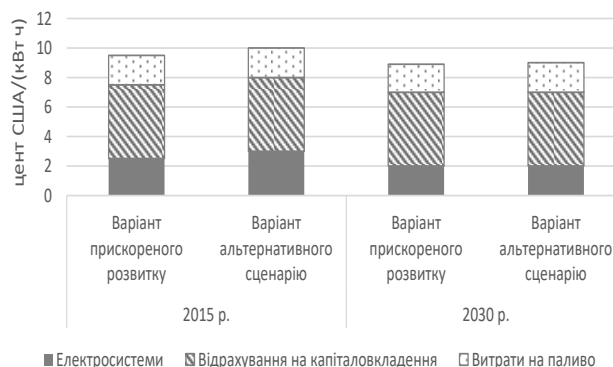


Рисунок 3. Вартість електроенергії для споживачів у 2015 та 2030 рр. [4]

Однак в Україні ТЕЦ розвиваються повільно. Причинами цього є те, що проектування здійснюється без урахування існуючих ринкових та законодавчих умов. За останні 25 – 30 років в Україні не було побудовано жодної станції. До основних факторів, що ускладнюють розвиток ТЕЦ належать відсутність комплексного міського проектування холодо- і тепlopостачання та методики оцінки їх енергетичних і екологічних переваг.

На сьогодні в Україні працює близько 250 ТЕЦ; понад 200 з них – дрібні відомчі промислові установки, які забезпечують 23% від загального виробництва тепла. Основним паливом для теплоелектроцентралей є: природний газ (76 – 80%), мазут (15 – 18%), вугілля (5 – 6%). Обладнання ТЕЦ застаріле, не відповідає сучасним екологічним та економічним вимогам і потребує реконструкції, модернізації або повної заміни [6].

Значної модернізації та зміни режиму роботи потребують також і промислові ТЕЦ України (блок-станції), оскільки зниження виробництва енергоємних підприємств призвело до зменшення споживання технологічної пари з промислових відборів турбін, тобто до недовиробітку електричної та теплової енергії. Однак багато енергосистем, що включають ТЕЦ, відчувають дефіцит електричної потужності, тому змушені збільшувати виробіток електроенергії в неекономічному конденсаційному режимі.

В Україні поки що не розглядаються варіанти роботи енергосистеми з активною участю ТЕЦ у регулюванні навантаження. Саме тому, враховуючи зношеність механізмів і відсутність засобів переустаткування енергетичного обладнання, потрібні маловитратні технології підвищення потужності та економічності опалювальних і промислових ТЕЦ. До таких технологій модернізації належать варіанти з мінімальними капіталовкладеннями, позитивним економічним ефектом та поверненням коштів менш ніж за рік, наприклад, такими варіантами [7]:

1. Перерозподіл пари промислового відбору між турбінами ТЕЦ. Метод ґрунтується на тому, що пікове навантаження теплової енергії покривається встановленням додаткового пікового мережного підігрівника (ПМП). За рахунок цього зменшується подача палива на піковий водогрійний котел (ПВК), а його залишок направляється в енергетичні котли (ЕК), в яких спалюється більш дешеве паливо, ніж у ПВК. Вироблена у ЕК додаткова пара подається на турбіну і виробіток електроенергії на тепловому споживанні збільшується. Для додаткового збільшення виробітку електроенергії зменшують витрату пари на мережний підігрівник з опалювального відбору турбіни, яка має запас за пропуском пари в конденсатор. Для підтримки відпуску тепла споживачу в ПМП подається пара з промислового відбору турбіни. Це дає економію питомої витрати палива на ТЕЦ та зменшення шкідливих викидів в енергетичних котлах, що мають кращі економічні показники ніж пікові водогрійні. Збільшується також і відпуск електроенергії у мережу, оскільки додатково вироблена пара в ЕК, перш ніж потрапити до ПМП, виконує роботу у турбіні по виробітку електроенергії.

2. Використання пари промислових відборів турбін для вироблення пікової конденсаційної електроенергії на ТЕЦ.

У зимових режимах циліндри низького тиску турбін (ЦНТ) промислових ТЕЦ працюють з малим пропуском пари в конденсатор, низьким ККД та вентиляцією останніх ступенів [8]. У цих режимах довантаження ЦНТ редукованою парою промислового відбору турбін типу ПТ може привести не тільки до збільшення їх ККД, а і потужності турбін типу Т з одержанням пікової електроенергії. З огляду на неекономічність конденсаційного виробітку електроенергії на ТЕЦ, порівняно з КЕС, такі режими припустимі лише для короткочасного покриття піків електричного навантаження. Так у [8] при відсутності попиту технологічної пари від промислового відбору турбіни ПТ-135-130/15 практикується спосіб використання даної пари для конденсаційного виробітку електроенергії в ЦНТ турбіни Т-100-130. Даний варіант підходить для промислових ТЕЦ та блок-станцій, що повністю або частково втрапили споживача пари із промислового відбору. Таким чином, є можливість підключати такі ТЕЦ до регулювання електричного навантаження в енергосистемі, що набагато економічніше, ніж пускати на малий проміжок часу блок або турбіну малої потужності [8].

3. Застосування виносних циклонів котла на маневрених ТЕЦ.

Одержання додаткової електричної потужності блоку можливо за рахунок подачі живильної води по трубопроводу після економайзера котла у виносний циклон, де з води виділяється вторинна суха насичена пара, яка має тиск третього (виробничого) відбору турбіни. Вторинна пара направляється по паропроводу у деаератор для деаерації і підігріву живильної води. Основний і додатковий потоки живильної води змішуються перед економайзером і нагріваються димовими газами котла. Після економайзера основний потік направляється в барабан котла, а додатковий – у циклон для одержання, відповідно, свіжої та вторинної пари і цикл повторюється. Для нагрівання мережної води до необхідної температури живильну воду з економайзера подають по трубопроводу у циклон, а пару вторинного скипання направляють у додатковий мережний підігрівник, де вона нагрівається до необхідних параметрів [9].

4. Застосування турбоприводу живильного насоса на ТЕЦ

У роботі [10] розглянуто можливість застосування турбоприводу живильного насоса (ЖТН) в якості додаткового споживача пари промислового відбору турбін. Відомо, що заміна електроприводу насоса на турбопривод підвищує ефективність ТЕЦ, однак на промислових ТЕЦ живильні турбонасоси не використовуються, хоча їх установка замість живильних електронасосів може бути ефективною, оскільки:

- включення ЖТН на промисловому відборі не вимагає зміни конструкції головної турбіни типу ПТ і дозволяє збільшити електричну та теплову потужність ТЕЦ;

- застосування ЖТН дає можливість скоротити кількість живильних електронасосів (ЖЕН);

- внутрішній відносний ККД турбоприводу дорівнює і навіть може бути вище ККД головної турбіни з урахуванням її втрат від дроселювання пари в регулюючих пристроях;

- установка ЖТН замість ЖЕН розширює діапазон економічного регулювання шляхом зміни частоти обертання роторів живильних насосів.

5. Застосування випарників, пароперетворювачів.

Відомі наступні варіанти застосування випарників на ТЕЦ [11]: термічний метод підготовки додаткової води енергетичних котлів; виробництво технологічної вторинної пари без збільшення зовнішніх втрат пари і конденсату; термохімічний метод знесолення стічних вод. Включення випарникової установки (ВУ) на промисловому відборі без зміни конструкції турбіни дозволяє збільшити її електричну потужність і компенсувати внутрішньостанційні втрати робочого тіла. Таким чином, діючі ТЕЦ можуть бути модернізовані для роботи з ВУ при мінімальних витратах і зі збільшенням електричної потужності станції та зменшенням забруднення середовища.

6. Застосування сепараторів живильної води на ТЕЦ.

Мета застосування сепараторів живильної води – одержання пари і підвищення електричної потужності ТЕЦ [14].

На ТЕЦ з поперечними зв'язками по парі і живильній воді при зниженні витрати пари на котлах завжди є надлишок живильної води з високою температурою. У пропонованій схемі одержання додаткової електричної потужності на ТЕЦ можливо за рахунок подачі частини живильної води по байпасній лінії у сепаратор першого ступеня, де з води виділяється вторинна пара при тиску 0,6 МПа, яка направляється

в деаератор для підігріву і деаерації живильної води. Випар із другого ступеня сепаратора використовується в атмосферному деаераторі і підігрівачі низького тиску. При цьому, пара третього відбору турбіни, яка витиснута в кількості, рівній витраті пари на деаератор, а також пара шостого відбору в кількості, рівній витраті пари на атмосферний деаератор і ПНТ, направляється в частини середнього і низького тиску турбіни для додаткового виробітку електричної потужності в генераторі.

7. Застосування детандер-генераторних агрегатів.

Зниження тиску газу, як правило, здійснюється дроселюванням у два ступеня: на газорозподільних станціях (ГРС) – від тиску в магістральному трубопроводі (1,0 – 1,5 МПа) і в газорегуляторних пунктах (ГРП) – до 0,1 – 0,3 МПа. Підвищення ефективності процесу дроселювання газу можливе за рахунок використання детандер-генераторних агрегатів (ДГА) замість редуційних пристроїв ГРС і ГРП. У ДГА енергія природного газу перетворюється в механічну енергію в детандері (зі зниженням температури і тиску), а в електричну – у генераторі. При зниженні тиску за допомогою ДГА ентальпія газового потоку знижується за рахунок перетворення частини його енергії в механічну роботу. До відомих варіантів організації цього процесу відносяться [10]:

- розширення газу в детандері без попереднього підігріву (є обмеження по температурі);

- розширення газу в детандері з попереднім підігрівом (газ підігривається перед детандером за рахунок теплоти високого потенціалу і його ентальпія після детандера дорівнює ентальпії після дроселювання (або вище, ніж при дроселюванні). У цьому випадку одна частина підведеної до газу теплоти витрачається на виробіток механічної роботи, друга – (при установці ДГА в ГРП) корисно використовується в паливній котла.

Економічні показники, які можуть бути отримані за рахунок впровадження варіантів маловитратної модернізації ТЕЦ, наведено у таблиці.

Таблиця – Показники впровадження варіантів модернізації ТЕЦ [7 – 9]

Варіанти модернізації ТЕЦ з застосуванням:	Збільшення потужності, МВт	Додаткові капітальні вкладення, тис. грн.	Річний економічний ефект, тис. грн
виносних циклонів котла	8,11	84,89	731,82
економайзера для проміжного перегріву пари	8,375	87,27	869,82
ПНТ для нагрівання мережної води	6,22	99,82	831,45
промислового відбору пари для вироблення конденсаційної електроенергії	59,72	172,44	3592,36
повітряного проміжного перегріву пари	8,37	227,64	734,55
турбоприводу живильних насосів	7,4	457,09	1455,82
сепараторів води	3,94	29,78	292,6
випарників	3,31	62,65	120,73

З аналізу таблиці видно, що маловитратні технології є економічно вигідними. Комплекс таких заходів дозволить значно підвищити енергоефективність роботи діючих ТЕС [7 – 9].

ВИСНОВОКИ

1. Зношуваність обладнання ТЕС та недостатнє фінансування галузі потребують нових шляхів для розвитку теплової енергетики України.

2. Методи підвищення ефективності, рекомендовані для впровадження на ТЕЦ різних потужностей, дозволяють підвищити електричну потужність від 3,31 до 59,72 МВт при річному економічному ефекті від 120,73 до 3592,36 тис. грн., з ефектом окупності протягом одного року.

3. Використання розглянутих технологій забезпечує покращення не тільки економічних, а й екологічних показників електростанцій.

1. Журнал «Екологічний вісник» 2017 № 3—4
2. Новини Енергетики України. URL: <https://energynews.com.ua/>
3. A power generation system by low-temperature waste heat recovery. Caddet energy efficiency. Caddet Centre. September 2002, 42 p.
4. ORMAT ENERGI CONVERTER. Technical bulletin, ORMAT INK, 1990. 11 p.
5. Arnette, A., & Zobel, C.W. (2012). An optimization model for regional renewable energy development. *Arnette Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 16, Issue. 7. P. 4606—4615.

6. Паливно-енергетичний комплекс України: загальноукраїнський проект. Вип. 2. К.: Новий світ, 2008, 103 с.

7. Хлебалин Ю.М. Повышение маневренности ТЭЦ с использованием малозатратных технологий. *Промышленная энергетика*. 2000. № 1. С. 9—13.

8. Хлебалин Ю.М., Захаров В.В. Использование пара промышленных отборов турбин для выработки пиковой конденсационной электроэнергии на ТЭЦ. *Промышленная энергетика*. 1998. № 10. С. 29—34

9. Хлебалин Ю.М., Захаров В.В.. Пути повышения эффективности использования промышленных отборов турбин ТЭЦ. *Промышленная энергетика*. 1997. № 8. С. 32—35.

10. Хлебалин Ю.М., Захаров В.В. Применение турбопривода питательных насосов на промышленных ТЭЦ. *Промышленная энергетика*. 1999. № 1. С. 4—45.

11. Lescoeur J. B. Calland Tariffs and load management: the French experience. *Electricite de France. IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. PWRS-2. No. 2. May 1987. С. 458—464.

12. Рижкин В.Я. Тепловые электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 1987.

13. Хлебалин Ю.М., Захаров В.В. Применение испарителей на промышленных ТЭЦ. *Промышленная энергетика*. 1999. № 12. С. 2—6.

14. Хлебалин Ю.М., Захаров В.В. Применение сепараторов питательной воды на ТЭЦ. *Промышленная энергетика*. 1999. № 10. С. 37—39.

Надійшла до редколегії 24.05.2018