

## ПІДВИЩЕННЯ МАНЕВРЕНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАСОСІВ-РЕГУЛЯТОРІВ У СКЛАДІ ТЕЦ

*Відзначено недостатність чинних заходів економічного стимулювання споживачів і виробників електричної енергії до вирівнювання і підтримки змінної частини графіків електричних навантажень (ГЕН) з огляду на постійне погіршення умов роботи регулюючих ТЕС об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) та зростання витрат, пов'язаних з регулюванням змінних навантажень. Запропоновано і обґрунтовано новий підхід до регулювання ГЕН, що передбачає створення спеціалізованої системи електротеплових споживачів-регуляторів під технологічним управлінням з боку ОЕС на основі потужних теплових насосів-регуляторів (ТНР), включених у технологічні схеми ТЕЦ. Встановлено, що інтеграція ТНР з ТЕЦ може призвести до кратно-го підсилення регулюючого ефекту ТНР за рахунок супутніх змін електричної і теплової потужності теплофікаційних турбоустановок, що зростає із збільшенням початкового тиску пари. Виконано кількісні оцінки коефіцієнта підсилення регулюючих впливів для турбоустановок різних типів, а також технічного потенціалу регулюючих потужностей ТЕЦ ОЕС з ТНР. Вони вказують на можливість суттєвого підвищення маневрених можливостей енергетичної системи із витратами, що кратно нижчі за відповідні витрати у разі відокремленого використання ТНР.*

*Ключові слова:* ОЕС України, графік електричних навантажень, оптовий ринок електричної енергії, електротеплові споживачі-регулятори, тепловий насос, ТЕС, ТЕЦ.

Останніми роками витратна частина електричного балансу України характеризується монотонним зростанням побутового і зниженням частки промислового секторів електроспоживання. За даними [1], у період з 1998 р. по 2013 р. споживання електричної енергії населенням зросло на 75,4% – з 22,95 до 40,27 млрд кВт·год, ЖКГ – на 34,8%, іншими непромисловими споживачами – на 125,9%, в той час як приріст електроспоживання промисловості становив у цей період 2,8% при загальному зростанні електроспоживання в Україні на 17,7%. Збільшення частки невиробничих секторів з нерівномірним графіком споживання електричної енергії у структурі витратної частини електричного балансу зумовило природне зростання змінних навантажень Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України.

У періоди осінньо-зимового максимуму електричних навантажень вони збільшились з © С.В. ДУБОВСЬКИЙ, А.П. ЛЕВЧУК, М.Я. КАДЕНСЬКИЙ, 2013

5500 МВт у 2000 р. до 8000 МВт у 2012 р., а у періоди літнього мінімуму навантажень – з 3000 МВт до 5100 МВт. Зазначені зміни ускладнили роботу станцій, що беруть участь у регулюванні графіка електричних навантажень енергетичної системи, спричиняючи їх прискорене зношення, зниження економічності і надійності експлуатації.

В умовах недостатньої маневреної потужності ГЕС основну роль у підтримці напівпікових, а іноді і пікових навантажень ОЕС України, відіграють теплові електричні станції. Починаючи з 2005 р., після введення у дію 2000 МВт базової електричної потужності на Хмельницькій та Рівненській АЕС, характерні значення фактичного діапазону змінних навантажень ТЕС та ТЕЦ зросли майже у два рази – з 17–20% від добового максимуму навантаження у 2000–2003 рр. до 30–34% останніми роками. Ці значення, загалом, відповідають проектним діапазонам припустимих

змін потужності, що оцінюються у 40% для вугільних і до 50% для газомазутних енергоблоків ТЕС і ТЕЦ [2]. Однак внаслідок фізичного старіння і обмежень на використання високо-реакційних палив для «підсвітки» пиловугільного факела наявний маневрений діапазон багатьох пиловугільних енергоблоків, за виключенням реконструйованих в останні роки, є нижчим за проектний. Крім того, у регулюванні навантажень здатне брати участь не все наявне маневрене обладнання теплової генерації. Через високі ціни на природний газ і мазут, що встановилися останніми роками, газомазутні енергоблоки конденсаційного типу не можуть конкурувати з вугільними і практично весь час знаходяться у простій або холодному резерві. Теплофікаційні турбоустановки газомазутних ТЕЦ хоча і знаходяться у роботі, але працюють поза межами конкурентного ринку електричної енергії у режимах підтримки теплових навантажень.

У зв'язку з цим, основні функції регулювання навантажень виконують сьогодні вугільні енергоблоки, сумарний регулюючий діапазон яких у межах технологічного мінімуму і максимуму навантажень все частіше виявляється недостатнім для підтримки ГЕН. У таких випадках виникає необхідність глибокого розвантаження певної кількості енергоблоків у години нічного спаду електроспоживання нижче технологічного мінімуму потужності із виведенням їх у роботу на холодному ході, у моторному режимі (режимі синхронного компенсатора) або у гарячий і холодний резерви [2]. Означені режими вибираються шляхом оптимізації в умовах кожної станції. При цьому всі вони пов'язані не тільки із певними надлишковими витратами палива та коштів, а й з прискореним зношенням обладнання внаслідок температурних стресів під час повторних пусків. На сьогодні, згідно з даними НЕК Укренерго, у циклічному режимі використовується, у середньому, 10 енергетичних блоків. Фактичні економічні втрати енергоблоків при роботі у циклічних режимах з нічними зупинками у десятки разів вищі за відповідні витрати при роботі у межах технологічного діапазону регулювання [3]. У зв'язку з цим, найважливішим аспектом загалом багатопланової проблеми змінних навантажень є ущільнення ГЕН ОЕС до рівня, що забезпечив би роботу енергетичного обладнання у межах технологічних допусків, а також залучення до регулювання

навантажень якомога більшої кількості регулюючих енергоблоків.

В енергетичній системі України вже більше 10 років приймаються заходи щодо економічного стимулювання виробників і споживачів електричної енергії, до зниження нерівномірності добових ГЕН, підвищення маневрених можливостей генеруючого обладнання.

Починаючи з 2002 р., з метою сприяння залученню енергоблоків ТЕС, працюючих на конкурентному ринку електричної енергії, до участі у регулюванні змінних навантажень енергетичної системи Правилами Оптового ринку електричної енергії (ОРЕ) передбачаються стимулюючі оплати за потужність і маневреність енергоблоків у додаток до оплати за відпуск електричної енергії за граничною ціною системи. Зазначені заходи були передбачливо введені НКРЕ України постановами від 30.04.2002 № 445, 29.03.2002 № 324 та від 30.05.2002 № 545, з огляду на можливе погіршення умов регулювання навантажень внаслідок введення базових потужностей АЕС, які планувались у той час.

По мірі зростання нерівномірності ГЕН з роками стимулюючі витрати, пов'язані з його регулюванням, також зростали як у абсолютному вимірі, так і у структурі утворення товарної продукції ТЕС. За даними НКРЕ України питома вага зазначених статей у структурі оптової ціни продажу електричної енергії ТЕС на Оптовому ринку електричної енергії зросла з 15% у 2003 р. до 35,6 % у 2011 р., а абсолютний розмір оплати за потужність і маневреність зріс у 2011 р. до 13,3 млрд грн.

Задля економічного стимулювання споживачів до вирівнювання ГЕН НКРЕ України (Постанова НКРЕ від 06.12.02 № 1358) введено тарифи, диференційовані за часовими зонами доби, які передбачають пільгові понижуючі коефіцієнти до середнього тарифу на електричну енергію, що діють у години нічного провалу електричних навантажень. Збитки енергопостачальних компаній від реалізації електричної енергії за пільговими цінами компенсуються за рахунок відповідного збільшення середнього оптового тарифу у межах ОРЕ. За даними НКРЕ України абсолютний розмір фонду компенсації відповідних втрат поступово зростав, досягнувши у 2011 р. 1,53 млрд грн для промислових споживачів і 0,04 млрд грн для населення. При цьому сумарний обсяг стимулюючих платежів на вирівнювання та підтримку графі-

ків електричних навантажень ОЕС України у секторах генерації і споживання електричної енергії становив у 2011 р. 14,85 млрд грн.

Необхідно зазначити, що фактичні витрати на регулювання змінних навантажень, крім наведених прямих витрат ОРЕ, повинні враховувати і втрати від зниження теплової економічності енергоблоків внаслідок їх роботи на часткових навантаженнях, як і зовні приховані (відтерміновані) витрати, пов'язані із зниженням робочого ресурсу і зростанням аварійності енергоблоків внаслідок постійної експлуатації у циклічних режимах, які так чи інакше впливають на рівень граничної ціни електричної енергії.

Загалом, існуючі сьогодні заходи щодо економічного стимулювання споживачів і виробників до вирівнювання і більш активної підтримки ГЕН ОЕС позитивно впливають на роботу ТЕС, однак, за оцінкою [4], з багатьох причин є недостатніми.

Новим Законом України від 24.10.2013 р. «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» регламентується введення спеціального ринку допоміжних послуг, у межах якого передбачається, зокрема, введення додаткових платежів за первинне і вторинне регулювання частоти і потужності енергетичними блоками у межах ринку допоміжних послуг. За пропозицією [5] зазначені платежі мають компенсувати витрати енергоблоків на утримання обортового резерву на розвантаження і завантаження.

Забезпечення можливості виконання нових, більш жорстких нормативів щодо основних параметрів регулювання частоти в ОЕС України, прийнятих у межах Енергетичної асоціації країн СНД і Балтії, згідно з Концепцією Державної цільової програми інтеграції Об'єднаної енергетичної системи України до об'єднання енергосистем європейських держав, потребує, крім того, певних витрат на реконструкцію систем автоматичного регулювання енергетичних блоків, що оцінюється Концепцією у обсязі 2,56 млрд грн [6].

Таким чином, регулювання змінних навантажень, незважаючи на вже прийняті заходи щодо його полегшення, відвертає на себе усе більш значні кошти і пошук нових, менш витратних шляхів вирішення цієї проблеми залишається актуальним.

Одним із перспективних напрямів вирішення зазначеної проблеми, поряд з існуючими, може виявитись масштабне впровадження на об'єктах електроенергетичного комплексу спеціалізованої системи споживачів-регуляторів, у задачу якої входило б вирівнювання ГЕН енергетичної системи, компенсація раптових небалансів генерації і споживання, підтримка роботи відновлюваних джерел електричної енергії із стихійною видачею потужності під оперативним керівництвом з боку електроенергетичної системи.

Електроенергетичний комплекс є, по суті, двопродуктовою системою, що поряд з виробленням електричної енергії здійснює у великих обсягах централізоване постачання теплової енергії. У зв'язку з цим, згадані споживачі-регулятори доцільно виконувати на базі установок електротеплового перетворення із включенням їх у існуючі системи тепlopостачання від електричних станцій і котельних.

Впровадження електротеплових споживачів-регуляторів (ЕТСР) у рамках електроенергетичної системи дозволить організувати більш надійне технологічне управління таким процесом з використанням добре засвоєних методів і засобів керування роботою ОЕС, ніж у разі використання по суті безконтрольних ЕТСР у секторах електроспоживання, режими яких встановлюються на розсуд власників.

Розміщення ЕТСР на об'єктах ОЕС дозволяє також забезпечити значно більшу енергетичну і економічну ефективності їх використання, ніж на розпоршених об'єктах секторів побутового та промислового споживання електричної енергії.

На сьогодні найбільш ефективним типом споживачів-регуляторів на основі електротеплового перетворення є теплові насоси змінної потужності, у подальшому – теплові насоси-регулятори ТНР. Включення ТНР у схеми електричних станцій, котельних і інших об'єктів електроенергетичної системи, що здійснюють зовнішній відпуск теплової енергії, забезпечує такі переваги.

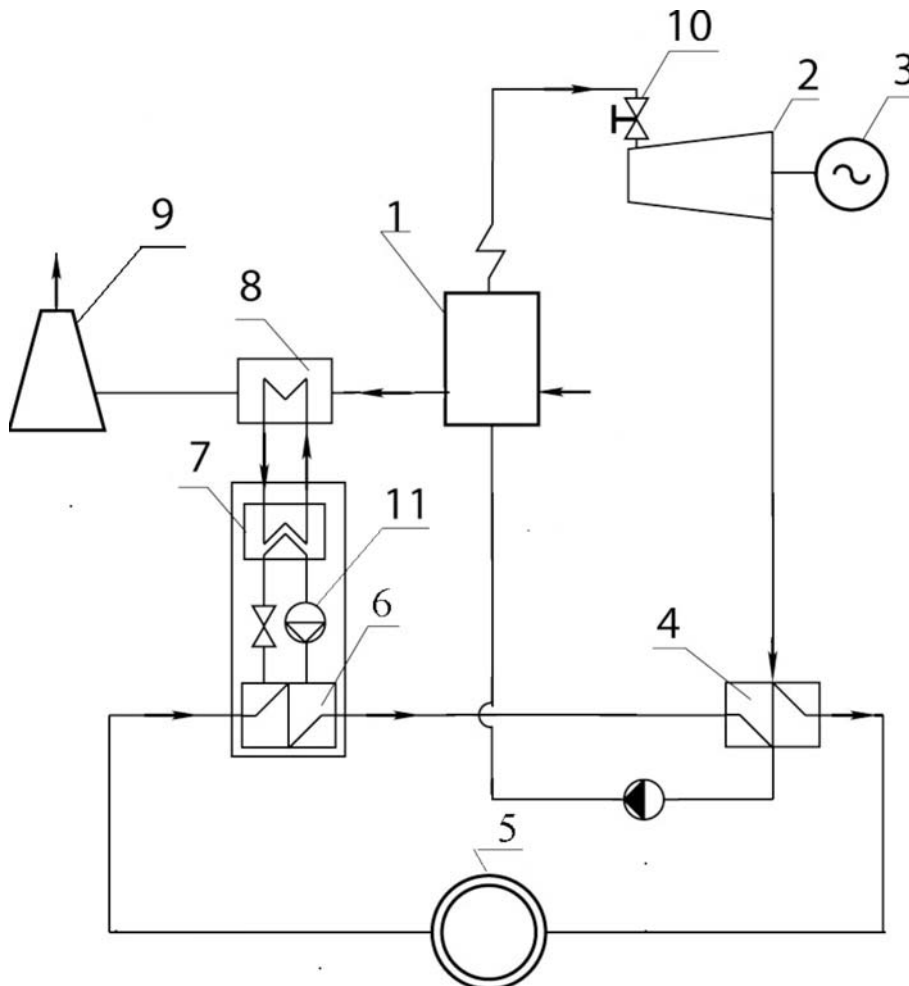
1. Регулювання електричних навантажень шляхом зміни споживаної електричної потужності ТНР супроводжується відповідними змінами обсягів або тимчасовим припиненням відпуску теплової енергії. Вони можуть бути компенсовані шляхом відповідної зміни теплової потужності існуючих теплогенераторів, що доз-

волиять підтримувати незмінними вихідні графіки відпуску теплової енергії.

2. Встановлення ТНР у межах існуючого обладнання електричних станцій, котельних та ін. дозволить ефективно використовувати для генерації теплової енергії теплові втрати існуючого обладнання (техногенні викиди). Як відомо, практично всі наявні втрати енергетичних об'єктів мають значно більш високий термодинамічний потенціал, ніж природні джерела теплоти низького потенціалу (ДТНП), що можуть використовуватися у теплових насосах. При цьому, на відміну від природних ДТНП, термодинамічний потенціал техногенних викидів взимку не знижується, а навпаки зростає услід за збільшенням теплової потужності систем тепlopостачання по мірі зниження тем-

ператури оточуючого середовища. Це, у свою чергу, сприяє зростанню теплопродуктивності і ефективності перетворення електричної енергії у теплову за допомогою ТНР саме у період осіннього-зимового максимуму електричних навантажень, коли відчувається найбільша потреба у зниженні нерівномірності ГЕН ОЕС.

3. Генерація теплової енергії ТНР приводить до відповідного зниження обсягів її виробництва існуючим обладнанням із відповідним зниженням обсягів споживання природного газу та мазуту, що є дуже важливим саме по собі з точки зору економії природного газу та зниження шкідливих викидів з продуктами його згоряння. Але крім того, це дозволить згідно з [7] полегшити напружені умови роботи територіальних систем газопостачання населених



**Рис. 1.** Спрощена схема включення теплового насоса-регулятора у теплову схему ТЕЦ:  
 1 – парогенератор, 2 – теплофікаційна парова турбіна, 3 – електричний генератор, 4 – мережевий підігрівник (бойлер), 5 – споживач теплової енергії, 6 – конденсатор ТНР, 7 – випарник ТНР, 8 – теплообмінник утилізатор, 9 – димова труба, 10 – регулюючий клапан парової турбіни, 11 – електропривідний компресор ТНР змінної потужності

пунктів, сполучених з ТЕЦ, які створюються у періоди максимальної потреби у тепловій енергії.

4. Інтеграція ТНР у існуючі об'єкти теплопостачання не потребує створення додаткової інфраструктури електроживлення (у разі котельних може знадобиться певне укріплення електромережі), магістральних і розподільних теплопроводів, резервних та аварійних джерел теплової енергії, теплових акумуляторів великої ємкості, які б були необхідні у разі створення самостійно працюючих електротеплових регулюючих станцій накопичувального типу. Для погодження режимів виробництва теплової енергії ТНР і існуючим джерелом теплової енергії в окремих випадках будуть потрібні теплові накопичувачі. Але їх ємність буде порівняно невеликою.

5. Оскільки практично всі потужні об'єкти електроенергетичної системи включені або підлягають включенню до галузевих систем технологічного зв'язку і управління, створення системи моніторингу і управління ТНР, сполучених із ними, не явить технічних складнощів і обійдеться мінімальними коштами.

#### **Сутність пропозиції**

З точки зору забезпечення мінімальних витрат на спорудження згаданої системи регулювання ГЕН ОЕС на базі електротеплових споживачів-регуляторів із досягненням максимального регулюючого ефекту, особливої уваги заслуговує розгляд можливостей інтеграції ТНР у теплові схеми електричних станцій, що здійснюють комбіноване виробництво електричної і теплової енергії. Такий спосіб виробництва застосовується на всіх теплових і атомних електричних станціях ОЕС України, однак у найбільших обсягах він використовується на теплоелектроцентралях ТЕЦ.

#### **Організація процесу регулювання навантажень**

Одна з можливих схем включення ТНР у технологічному циклі ТЕЦ, що здійснює відпуск теплової енергії з гарячою водою (рис.1), передбачає використання ТНР для попереднього нагрівання зворотної мережевої води, яка надходить до ТЕЦ з використанням у ролі ДТНП теплоти охолодження і конденсації водяної пари вихідних газів парогенератора 1 у теплообміннику-утилізаторі 8. Цей контур може включати також теплообмінники відбирання теплоти систем охолодження генератора, маслосистеми турбоагрегату, машин і меха-

нізмів електричної станції та ін.

Конденсатори ТНР 6 включаються у основний контур нагрівання мережевої води перед мережевими підігрівниками (бойлерами) 4 теплофікаційної парової турбіни 2 з електричним генератором 3 (у подальшому – турбоагрегат), а його випарники 7 включаються у контур відбирання теплоти теплових втрат ТЕЦ. Електрична потужність компресора ТНР 11 змінюється за сигналами диспетчерського центру (ДЦ) енергетичної системи.

Працює система таким чином. Якщо в енергетичній системі виникає негативний небаланс потужності генерації і споживання (брак генерації), то ТНР знизить споживану електричну потужність за командою ДЦ. Його теплова потужність при цьому теж знизиться, що приведе до відповідного зниження температури мережевої води на вході у бойлер ТЕЦ і відповідно до зниження тиску пари у регульованому відборі паротурбінного агрегата. Система автоматичного регулювання тиску пари у відборі паротурбінного агрегата (або вихідної температури нагрітої мережевої води після бойлера) компенсує зниження тиску пари у бойлері шляхом збільшення пропуску пари у турбоагрегат ТЕЦ, що приведе до зростання його електричної потужності. Процес регулювання продовжиться доти, доки виниклий небаланс генерації і споживання в ОЕС не буде компенсований. Теплова продуктивність системи ТЕЦ і ТНР, як і температура нагрітої мережевої води після бойлера у процесі регулювання електричних навантажень залишаються сталими.

У випадку виникнення позитивного небалансу потужності ОЕС (надлишок генерації), процес регулювання буде здійснений у зворотному напрямі – зростання споживаної потужності ТНР, збільшення його теплової потужності, відповідне зниження теплової потужності бойлера за рахунок зниження витрати пари на турбоагрегат, супутнє зниження електричної потужності турбоагрегату до ліквідації виниклого небалансу потужності ОЕС.

Як можна бачити з наведеного опису, сумарний регулюючий ефект системи ТЕЦ з ТНР визначається сумою абсолютних значень змін електричних потужностей паротурбінного турбоагрегату ТЕЦ і ТНР:

$$\Delta E = \Delta E_T + e, \quad (1)$$

де  $\Delta E$  – сумарна зміна потужності ТЕЦ з ТНР,  $\Delta E_T$  – супутня зміна генеруючої потужності паротурбінних агрегатів ТЕЦ,  $e$  – ініціююча

зміна споживаної потужності ТНР за командою ДЦ.

Зміна генеруючої потужності паротурбінних агрегатів ТЕЦ  $\Delta E_T$  пов'язана зі зміною його теплової потужності  $q_T$  рівнянням

$$\Delta E_T = k_T q_T, \quad (2)$$

де  $k_T$  – кутовий коефіцієнт енергетичної характеристики паротурбінного агрегата, що відповідає теплофікаційному режиму його роботи.

З іншого боку, зміна теплової потужності ТНР, ініційована відповідною зміною його споживаної електричної потужності, визначається за формулою

$$q = e \cdot \mu, \quad (3)$$

де  $\mu$  – опалюваний коефіцієнт, або коефіцієнт перетворення (COP) ТНР на нагрівання.

Оскільки сумарна тепла потужність системи ТЕЦ з ТНР у процесі регулювання залишається сталою, зміни теплової потужності ТНР і бойлера ТЕЦ мають протилежний знак і є однаковими за абсолютним значенням:

$$q = q_T. \quad (4)$$

Враховуючи (4) у (3), а потім у (2) та (1), можна одержати рівняння зв'язку сумарної регулюючої зміни потужності системи ТЕЦ з ТНР з ініціюючою зміною потужності ТНР у вигляді

$$\Delta E = k^* \cdot e, \quad (5)$$

де  $k^*$  – коефіцієнт підсилення регулюючого впливу, що визначається за формулою

$$k^* = 1 + k_T \cdot \mu. \quad (6)$$

Наведені вище викладки стосуються ТЕЦ, але вони справедливі і для конденсаційних турбоагрегатів ТЕС і АЕС, що здійснюють регульований відпуск теплової енергії з частково відпрацьованою парою.

В ОЕС України існує значна встановлена потужність ТЕЦ, що може використовуватися у режимах змінних електричних навантажень. Найбільший досвід успішної експлуатації сучасної ТЕЦ у режимах підтримки добових ГЕН ОЕС з діапазоном зміни навантажень до 50% від номінальної теплофікаційної потужності накопичений, зокрема, на Харківській ТЕЦ-5 [7,8]. Використання ТНР дозволяє додатково розширити регулюючий діапазон навантажень ТЕЦ.

Згідно з (2)–(5), зв'язок між регулюючим діапазоном системи ТЕЦ з ТНР та ТЕЦ може бути одержано у вигляді

$$\Delta E = \Delta E_T \cdot \frac{k^*}{k^* - 1}. \quad (7)$$

Якщо виразити регулюючий діапазон ТЕЦ

як частку від максимальної теплофікаційної потужності, то останнє співвідношення набуде вигляду

$$\Delta E = E_{ТЕЦ} \cdot k_{\text{пер}}^{ТЕЦ} \frac{k^*}{k^* - 1}, \quad (8)$$

де  $E_{ТЕЦ}$  – номінальна електрична теплофікаційна потужність ТЕЦ,  $k_{\text{пер}}^{ТЕЦ}$  – максимальний діапазон розвантажень ТЕЦ до технологічного мінімуму як частка номінальної потужності.

Виходячи з того, що максимум навантаження ТНР відповідає технологічному мінімуму навантаження ТЕЦ, а мінімум – номінальному (максимальному) навантаженню ТЕЦ у теплофікаційному режимі, неважко визначити встановлену потужність ТНР, що забезпечить відповідне регулювання навантажень ОЕС:

$$E_{ТНР} = \frac{\Delta E}{k^*} = \frac{k_{\text{пер}}^{ТЕЦ}}{k_{\text{пер}}^{ТНР}} \cdot \frac{E_{ТЕЦ}}{k^* - 1}, \quad (9)$$

де  $k_{\text{пер}}^{ТНР}$  – регулюючий діапазон навантажень ТНР як частка від номінальної (встановленої) споживаної потужності.

Характерні значення коефіцієнтів перетворення ТНР, що використовують термодинамічно значимі теплові втрати ТЕЦ, згідно з даними [9], одержаними на прикладі багаторічної експлуатації ТЕЦ Dava, (Umeå, Sweden), оснащеною тепловим насосом потужністю 14 МВт на теплоті глибокого охолодження вихідних газів парогенератора для попереднього підігрівання мережевої води, становлять 4,5 – 5.

Типові значення кутових коефіцієнтів енергетичних характеристик серійних теплофікаційних парових турбін наведено у табл. 1 залежно від рівня початкового тиску пари за даними [10,11]. У цій же таблиці наведено результати оціночних розрахунків коефіцієнтів підсилення регулюючих впливів згідно з (6) за мінімального значення COP ТНР  $\mu = 4,5$ .

Одержані значення  $k^*$  дозволяють оцінити технічно досяжний потенціал регулювання навантажень в енергетичній системі за допомогою ТЕЦ з інтегрованим ТНР на підставі існуючих даних щодо встановленого обладнання ТЕЦ за ступенями початкового тиску пари. Відповідні оцінки, виконані за формулою (6) стосовно існуючого парку ТЕЦ загального користування і промислових ТЕЦ ОЕС України, що можуть здійснювати відпуск теплової енергії з гарячою водою у припущенні, що регулюючий діапазон кожної з них дорівнює 50% від встановленої теплофікаційної

**Таблиця 1 – Коефіцієнт підсилення регулюючих впливів залежно від початкового тиску пари теплофікаційної турбоустановки за умови використання ТНР на відхідних газах ТЕЦ**

Початковий тиск пари, МПа	Кутовий коефіцієнт енергетичної характеристики $k_T$ , МВт(е)/МВт(т)	Коефіцієнт підсилення регулюючих впливів $k^*$ , МВт(е)/МВт(е)
23,5	0,71	4,55
12,88	0,55	3,74
8,82	0,47	3,37
3,43	0,27	2,37

потужності, наведено у табл. 2. У цій же таблиці наведено результати розрахунків необхідної встановленої потужності ТНР за формулою (9) виходячи із значення  $k_{\text{рег}}^{\text{ТНР}} = 1$ .

Одержані оцінки є орієнтовними, вони підлягають уточненню з огляду на фактичний стан і режимні обмеження обладнання електричних станцій і теплових мереж. Однак у цілому вони показують, що ТЕЦ енергосистеми, у разі їх оснащення ТНР, технічно спроможні якщо не звести до мінімуму наявний на сьогодні дефіцит регулюючих потужностей енергетичної системи, то значно спростити проходження нічних мінімумів електричних навантажень без вимушених зупинок і глибоких розвантажень вугільних енергоблоків, що потребує додатко-

вого ущільнення ГЕН ТЕС на 1400–1500 МВт.

Результат оцінок показує також, що найбільший технічний потенціал регулювання навантажень зосереджений на потужних і відносно сучасних ТЕЦ на тиски пари 12,8 МПа і 23,5 МПа з теплофікаційними турбоагрегатами типу Т-250-240, Т-100-130, Т-100/120-130. Реалізація цього резерву потребує розміщення найменшої встановленої потужності ТНР на одиницю одержуваного регулюючого діапазону, а отже, й найменших капітальних витрат порівняно з ТЕЦ більш низького тиску.

Робота теплових мереж, приєднаних до потужних ТЕЦ, характеризується невеликою добовою нерівномірністю, а отже, для таких ТЕЦ витрати на теплоаккумуляційні установки

**Таблиця 2 – Оцінка технічного потенціалу регулювання навантажень в енергетичній системі за допомогою ТЕЦ з інтегрованими тепловими насосами-регуляторами**

Початковий тиск пари, МПа	3,43	8,88	12,70	23,5	Разом
<b>ТЕЦ загального користування</b>					
Встановлена потужність, МВт	195	642	1390	1250	3477
Діапазон регулювання ТЕЦ без ТНР, МВт	78	257	556	500	1391
Діапазон регулювання ТЕЦ з ТНР, МВт	135	365	759	641	1900
Необхідна електрична потужність ТНР, МВт	57	108	203	141	509
<b>Промислові ТЕЦ</b>					
Встановлена потужність, МВт	600	624	490	0	1714
Діапазон регулювання ТЕЦ без ТНР, МВт	240	250	196	0	686
Діапазон регулювання ТЕЦ з ТНР, МВт	415	355	268	0	1038
Необхідна електрична потужність ТНР	175	105	72	0	352
<b>ТЕЦ ОЕС, разом</b>					
Встановлена потужність, МВт	795	1266	1880	1250	5191
Діапазон регулювання ТЕЦ без ТНР, МВт	318	506	752	500	2076
Діапазон регулювання ТЕЦ з ТНР, МВт	550	720	1026	641	2937
Необхідна електрична потужність ТНР, МВт	232	214	274	141	861

будуть найменшими. Мінімальними будуть також і витрати на створення інфраструктури технологічного моніторингу, зв'язку і управління роботою ТНР.

Наявність значного технічного потенціалу регулюючих потужностей ТЕЦ з ТНР є необхідним, однак не достатнім аргументом доцільності його реалізації. Тому важливим і необхідним являється проведення подальших досліджень, спрямованих на оцінку економічно доцільних обсягів впровадження ТЕЦ з ТНР у складі об'єднаної енергетичної системи.

## ВИСНОВКИ

1. Використання теплових насосів-регуляторів, інтегрованих у схеми ТЕЦ, дозволяє створити у межах енергетичної системи суттєвий резерв регулюючої потужності.

2. Впровадження теплових насосів-регуляторів навантажень енергетичної системи у складі ТЕЦ забезпечує 2,5-5 кратне підсилення їх регулюючих можливостей за рахунок супутніх змін генеруючої потужності турбоагрегатів ТЕЦ.

3. Ефект підсилення регулюючих впливів ТНР зростає по мірі збільшення початкового тиску пари ТЕЦ і є найбільшим для сучасних потужних ТЕЦ.

4. Сумарний технічний потенціал регулюючої потужності систем ТЕЦ з ТНР у об'єднаній енергетичній системі України у зимові місяці року оцінюється у 3000 МВт.

5. Оцінки економічного потенціалу та доцільних напрямів впровадження таких систем потребують додаткових досліджень.

1. Чернышов В.М., Плачинда В.Д., Безнос А.В., Медведев В.А. Анализ динамики и структуры потребления электрической энергии в Украине за 2012 год и за период с 1998 по 2012 года // Электрические сети и системы. – 2013. – №1. – С. 13–16.

2. Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.

3. Lefton Steve, Grimsrud Paul and Besuner Phil. Cycling fossil-fired units proves costly business. – Electric light & power. – July 1997.

4. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В.

Оцінка роботи електростанцій при наданні послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України // Технічна електродинаміка. – 2013. – №5. – С. 55–60.

5. Дерзский В.Г., Мозенков О.В. Анализ эффективности функционирования Оптового рынка электроэнергии // Энергетика та електрифікація. – 2008. – №7. – С. 7–13.

6. Лучніков В.А., Борисов М.А., Вовк І.Є. Проект Концепції Державної цільової програми інтеграції Об'єднаної енергетичної системи України до об'єднання енергосистем європейських держав // Энергетика та електрифікація. – 2010. – №7. – С.21–23.

7. Вороновский Г., Орловский И., Сергеев С. Преимущества работы по ценовым заявкам для крупных отопительных ТЭЦ // Энергетическая политика Украины. – 2003. – №2. – С.74–77.

8. Шаповалов О.В., Сергеев С.А. Анализ конкурентных позиций ОАО «Харьковская ТЭЦ-5» // БизнесИнформ. – 2009. – №4 (3). – С. 37–45.

9. Large-scale Heat Pumps for Swedish Municipal Incineration Plant/European Heat Pump News. The Newsletter of the European Heat Pump Concerted Action. – Issue 2, August 1999. – P. 6–7. (Umea, Sweden).

10. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 440 с.

11. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины / Под ред. Д.П. Бузина. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 271 с.

Надійшла до редколегії 16.11.2013

Рецензент

Заступник директора з наукової роботи ІЗЕ НАН України,

канд. техн. наук, ст. наук. співр.

В.Д. Білодід