



#### **ЧЕРНЯВСЬКИЙ**

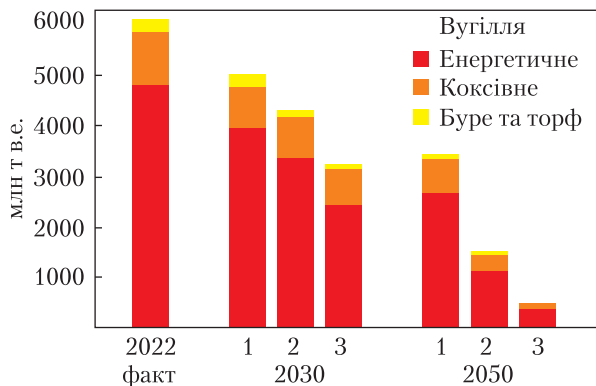
**Микола Володимирович** – доктор технічних наук, професор, завідувач лабораторії паливних проблем енергетики Інституту теплоенергетичних технологій НАН України

## **ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ЯК ЕЛЕМЕНТИ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ**

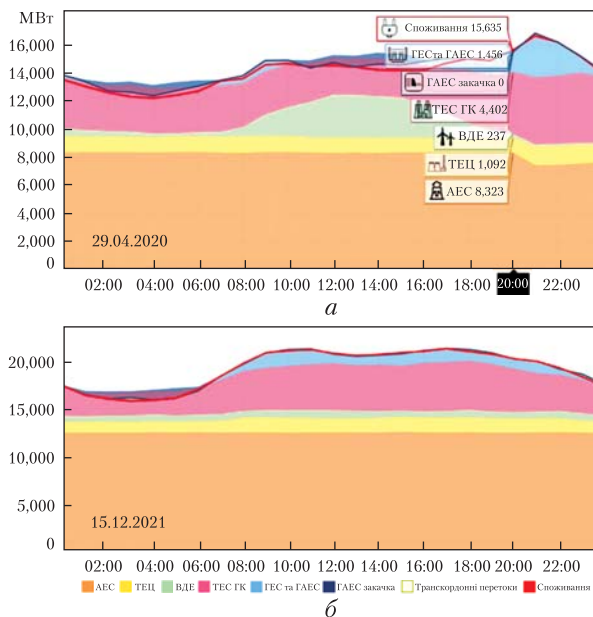
**За матеріалами доповіді на засіданні Президії  
НАН України 21 лютого 2024 року**

*У доповіді розглянуто деякі загальні та економічні проблеми енергетичної галузі з метою кращого розуміння ролі теплової енергетики, зокрема вугільної генерації, поряд з іншими джерелами вироблення електроенергії під час переходу до «безвуглецевої» енергетики. Показано, що для забезпечення прийнятних цін на електроенергію відновлювані джерела енергії та нові регулюючі потужності на природному газі слід впроваджувати поступово, використовуючи наявні твердопаливні ТЕС і ТЕЦ для балансування середньозваженої ціни і регулювання режимів навантаження енергосистеми. Наведено результати робіт Інституту теплоенергетичних технологій НАН України з науково-технічного супроводу забезпечення надійності та діапазону регулювання навантаження теплових електростанцій у воєнний час, розроблення та впровадження наукомістких технічних рішень з переведення котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ, котлів середньої та малої потужності промислових ТЕЦ на біомасу та газове вугілля.*

Не піддаючи сумніву необхідність руху до декарбонізації, експерти Міжнародного енергетичного агентства (ІЕА) у «Світовому енергетичному огляді» за 2023 р. (WEO-2023) [1] все ж наголошують на нереалістичності реалізації сценарію «чистих нульових викидів» з припиненням викидів CO<sub>2</sub> до 2050 р. та сценарію «оголошених обіцянок» з виконанням усіх узятих на себе країнами кліматичних зобов'язань, оскільки їх здійснення потребуватиме як мінімум потроєння витрат на чисту енергетику та значного збільшення інвестицій у країни з ринками, що розвиваються. Найбільш імовірним фахівці ІЕА вважають сценарій «заявленої політики», який враховує реалії кожної країни та роль теплової енергетики в перехідний період для забезпечення прийнятної ціни на електроенергію та регулювання споживання в енергосистемах доти, доки не буде створено належних обсягів акумулювальних потужностей. За цим сценарієм у 2050 р. світове використання вугілля в енергетичних ці-



**Рис. 1.** Сценарії майбутнього використання вугілля у світі (WEO-2023): 1 – сценарій «заявленої політики»; 2 – сценарій «оголошених обіцянок»; 3 – сценарій «чистих нульових викидів»



**Рис. 2.** Приклади добових графіків споживання та виробництва електроенергії (за різними типами генерації): а – у теплу пору 2020 р.; б – у холодну пору 2021 р. (за даними НЕК «Укренерго»)

лях зменшиться лише до 55 % від рівня 2022 р. (рис. 1), та й то переважно за рахунок країн з розвинутою економікою. З цього випливає, що впродовж найближчих як мінімум 10–20 років паралельно існуватимуть дві системи виробництва енергії: з відновлюваних джерел

та з викопних палив, що, зокрема, зумовлено необхідністю забезпечення регулювання потужності в енергосистемі [2].

Спробуємо оцінити, наскільки в умовах проголошеного курсу на декарбонізацію вугільна енергетика залишається важливою для України як елемент системи регулювання режимів енергосистеми та чинник забезпечення прийнятної ціни на електроенергію.

З огляду на закритість інформації в умовах воєнного стану розглянемо для прикладу добові графіки споживання електроенергії (за даними НЕК «Укренерго») для теплої та холодної пори 2020–2021 рр. (рис. 2). Суцільна лінія на графіках відображає споживання, різнокольорові смуги під нею – обсяги виробництва електроенергії з різних джерел. Денний максимум споживання пов'язаний переважно з промисловими споживачами, частка яких у 2021 р. становила 42 %, ранково-вечірні максимуми – з побутовим споживанням (31 %). Різниця між ранково-денно-вечірніми максимумами і нічним мінімумом споживання в середньому становила близько 4 ГВт, тобто 20–25 % навантаження енергосистеми. З рис. 2 також видно, що:

- АЕС дають найбільшу частку виробленої електроенергії, але здатні працювати лише в режимі базового навантаження;
- відновлювані джерела видають електроенергію не тоді, коли вона найбільш потрібна (взимку вранці та ввечері), а коли це дозволяють природні умови (влітку вдень), що лише посилює коливання навантаження в енергосистемі;
- потужностей ГЕС, ГАЕС і ТЕЦ, що працюють на газі, не вистачає для покриття добових коливань, коливань, пов'язаних з підключенням відновлюваних джерел, та компенсації в разі зупинки атомних блоків.

На сьогодні регулювання навантаження в енергосистемі, в тому числі при підключенні/відключенні ВДЕ та блоків АЕС, здійснюється переважно за допомогою саме вугільних електростанцій.

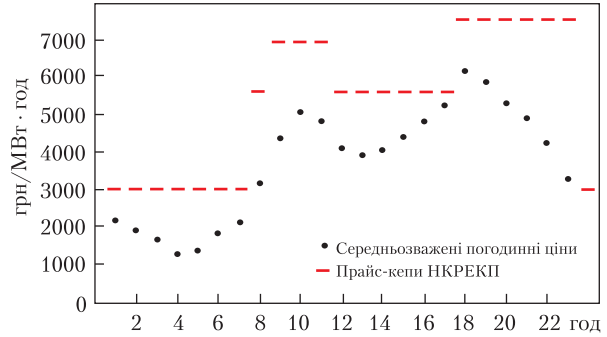
Оскільки собівартість відпуску електроенергії АЕС є однією з найнижчих, найменша

вартість електроенергії спостерігається тоді, коли частка ядерної генерації найбільша, тобто в години мінімального навантаження. На рис. 3 наведено узагальнені погодинні ціни електроенергії на ринку «на добу наперед» у грудні 2023 р. та встановлені НКРЕКП прайс-кепи — обмежувальні рівні цін для різних годин. Середньозважені ціни в грудні були такими:

- для періоду базового навантаження — 3564 грн/МВт·год;
- для періоду пікового навантаження — 4806 грн/МВт·год;
- для періоду мінімального навантаження — 2502 грн/МВт·год;
- в середньому — 4028 грн/МВт·год.

Однак середньодобова ринкова ціна зовсім не відповідає тій ціні, за якою електроенергію отримують споживачі.

На рис. 4 показано алгоритм формування ринкової ціни і тарифів для споживачів. За чинною системою покладання спеціальних обов'язків (PCO) АЕС і ГЕС повинні продавати енергію для побутових споживачів за символічною ціною — 150 і 10 грн/МВт·год відповідно. При цьому справжня собівартість відпуску електроенергії в цінах 2023 р. для АЕС і ГЕС становила близько 1400 і 1200 грн/МВт·год, тобто генерація окупається лише завдяки продажу надлишків виробленої енергії за ринковою ціною, яка відповідає собівартості сонячних та вітрових станцій. Компенсацію високої собівартості для ВДЕ враховано в по-

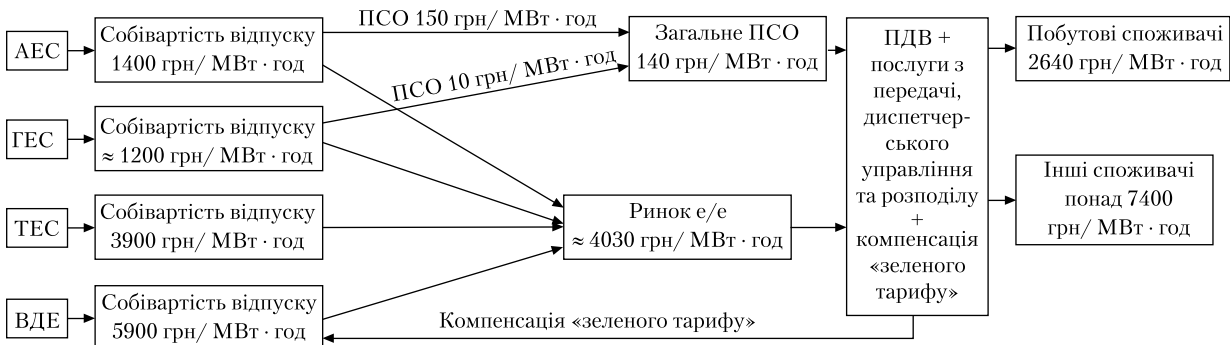


**Рис. 3.** Погодинні ціни купівлі-продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» у грудні 2023 р. (за даними оператора ринку)

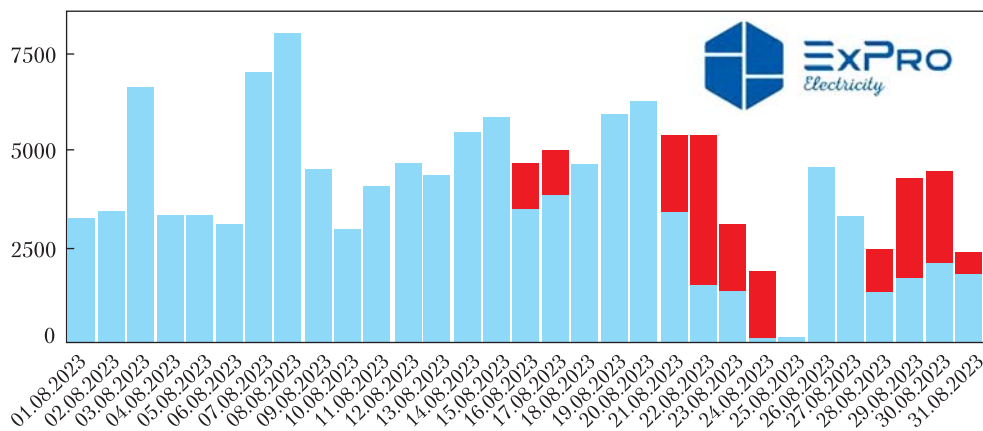
слугах з передачі та розподілу електроенергії, внаслідок чого вартість цих послуг перевищує 2500 грн/МВт·год [3].

Отже, побутові споживачі оплачують фактично лише послуги з передачі та розподілу і компенсацію «зеленим» виробникам, що становить 2,64 грн/кВт·год, а решта споживачів — те ж саме плюс ринкову ціну та ПДВ на неї, що разом становить понад 7,4 грн/кВт·год.

Оскільки Україна приєднана до європейської енергосистеми, вона може і купувати, і продавати електроенергію. У 2023 р. загальний експорт електричної енергії становив 366 тис. МВт·год, імпорт — 806 тис. МВт·год. Проте під час літньої спеки, коли масово працюють кондиціонери, і взимку, коли споживачі вмикають обігрівачі, в години пікового споживання електроенергії на всіх не вистачає, і ті, в кого є більш дорогі джерела, змушені їх вмикати.



**Рис. 4.** Співвідношення собівартості електроенергії з різних джерел та схема формування ринкової ціни і тарифів для споживачів у 2023 р.



**Рис. 5.** Імпорт електроенергії та «аварійна допомога» в серпні 2023 р. [4]

Звичайно, електроенергія при цьому дорожчає. Якщо комерційна ціна зарубіжної електроенергії перевищує прайс-кепи НКРЕКП, її переводять у розряд «аварійної допомоги» і змушені купувати в рази дорожче від встановлених прайс-кепів (рис. 5).

За попередніми приблизними оцінками, за таку односторонню «аварійну допомогу» минулого року Україна переплатила понад 3 млрд грн. Постає питання: чи можна було б зменшити витрати та обійтися власним виробництвом? Це, до речі, і становить суть енергетичної незалежності країни.

Для пошуку відповіді потрібно оцінити втрати, яких українська енергетика зазнала від російської агресії (табл. 1). Це насамперед окупація Запорізької АЕС, через яку атомна генерація втратила 44 % потужностей. Руїна-

ція Каховської ГЕС спричинила втрату 29 % гідрогенерації. Відновлювані джерела енергії постраждали менше, здебільшого це втрати вітрових станцій у південних областях, але минулого року було введено понад 500 МВт нової сонячної генерації. Найбільших втрат зазнала теплова генерація, передусім через те, що під окупацію потрапили Луганська, Запорізька і Вуглегірська ТЕС; внаслідок обстрілів були зруйновані Придніпровська, Зміївська та деякі інші ТЕС, а також багато ТЕЦ; у прифронтовій зоні значно ускладнилася робота Слов'янської і Курахівської ТЕС.

Проте спроможності потужностей, що залишилися, визначаються, крім іншого, ще й їх запасом перед війною. У 2021 р. обсяг встановлених потужностей теплових електростанцій був найбільшим в енергосистемі України – понад 17 ГВт, або більш як 37 % загальної потужності. Проте їх частка у виробництві електроенергії становила лише 30 % (рис. 6). Частина теплових блоків, насамперед антрацитові, взагалі не працювали, оскільки з 2017 р. залишилися без палива, так само простоювали й деякі газомазутні блоки; частину блоків тримали в резерві, а ті, що працювали, використовували для регулювання навантаження, зменшуючи їх потужність до мінімуму в години мінімального споживання або максимального виробництва сонячної та вітрової енергії і збільшуючи до максимуму в години пікового навантаження або для заміщення відключених блоків АЕС.

**Таблиця 1.** Втрати виробників електроенергії в Україні внаслідок російської агресії [5]

Виробники	Встановлена потужність, МВт	
	Січень 2022	Травень 2023
АЕС	13835	7680
ГЕС і ГАЕС	6628	4719
ВДЕ	8177	6255*
ТЕС і ТЕЦ	17144	6004**

\* До кінця року введено понад 500 МВт нової сонячної генерації.

\*\* До кінця року відновлено близько 700 МВт Зміївської і Трипільської ТЕС.

Частку завантаження потужностей добре відображує коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП), який для ТЕС у 2021 р. становив 0,32. АЕС експлуатували на базовому навантаженні (КВВП 0,71), а гідроелектростанції та ВДЕ виробляли енергії не стільки, скільки було потужностей, а стільки, скільки було води, сонця і вітру, тому їх КВВП був 0,18 і 0,17 відповідно.

У 2023 р. АЕС працювали на повну силу, забезпечуючи понад 50 % загального виробництва енергії (рис. 6), і їхній КВВП збільшився до 0,78. Незважаючи на втрати, вироблення електроенергії ГЕС зросло завдяки збільшенню кількості опадів, і їхній КВВП сягнув 0,32. Частка потужностей ТЕС і ТЕЦ в енергосистемі зменшилася до 26 %, але вони забезпечили 29 % генерації, у результаті їхній КВВП збільшився до 0,51. А от відновлювані джерела, попри найменші втрати і збільшення потужностей завдяки новому будівництву (їх частка перевищила частку ТЕС і ТЕЦ), виробили менш як 8 % електроенергії, тобто лише стільки, скільки дозволили сонце й вітер, що зменшило їх КВВП до 0,13.

Отже, зараз резерв для зменшення дефіциту електроенергії та регулювання навантаження є лише у теплової генерації. Збільшення КВВП ТЕС з 0,51 до 0,6 дозволило б додатково отримати понад 5 млн МВт·год регулювальної електроенергії. Це могло б повністю усунути дефіцит, який зараз покривається імпортом та «аварійною допомогою».

Щоб припинити спекуляції на тему «яка енергія дорожча», розглянемо складові собівартості її виробництва. Їх три: паливна, умовно-постійна (матеріали, ремонт, зарплата персоналу та ін.), а також повернення інвестицій у будівництво. Для оцінювання паливної складової вартість вугілля та газу перераховують у вартість умовного палива (у.п.) з калорійністю 7000 ккал/кг. ТЕС «Центренерго» зараз купують вугілля з калорійністю 5200 ккал/кг по 4200 грн/т, або 5654 грн/т у.п. Це відповідає ціні на європейських ринках у портах Амстердам-Роттердам-Антверпен (\$130/т при калорійності 6000 ккал/кг, або 5659 грн/т у.п.).

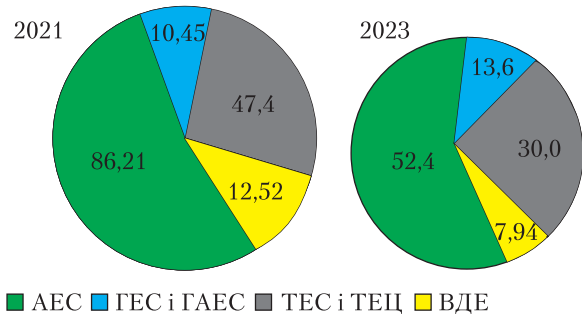


Рис. 6. Порівняння генерації електроенергії різними виробниками у 2021 і 2023 р., млн МВт·год [6–8]

Ціна газу для ТЕС становить зараз 10 950 грн за 1000 м<sup>3</sup> [9], що відповідає 9463 грн/т у.п. При роботі вугільних блоків ТЕС на частковому навантаженні питома витрата палива на відпуск електроенергії становить 420 г у.п./кВт·год, що дає паливну складову в розмірі 2375 грн/МВт·год, або 61 % собівартості відпуску. Ще 39 %, або 1525 грн/МВт·год, — умовно-постійна складова, повернення інвестицій відсутнє, і разом це становить 3900 грн/МВт·год. Якби на наявних блоках замість вугілля спалювали газ, питома витрата палива дещо б знизилася, але внаслідок більшої вартості газу собівартість відпуску сягнула б 4600 грн/МВт·год, що доцільно лише для годин пікового навантаження.

Для відновлюваних джерел, які живляться «дармовою» енергією сонця і вітру, паливна складова відсутня. Умовно-постійну складову в першому наближенні можна покласти не більшою ніж 15 % від собівартості відпуску. Основною складовою собівартості стає повернення інвестицій, величина цієї складової дорівнює питомій вартості установки, поділеній на заплановані роки окупності, кількість годин у році та КВВП. За даними українських виробників сонячної енергії, зараз вартість сонячних та вітрових енергоустановок з приєднанням до мережі становить близько \$600/кВт встановленої потужності. «Зелений тариф» виходить з умови повернення інвестицій за 4 роки. За КВВП 0,13 це дає собівартість відпуску електроенергії 5827 грн/МВт·год, що відповідає «зеленому тарифу» на 2024 р. —

5902 грн/МВт-год [10] і значно перевищує середньозважену ринкову ціну 4030 грн/кВт-год. Така висока собівартість зумовлена двома обставинами: це вимога виробників щодо швидкого повернення інвестицій та вкрай низький коефіцієнт використання встановленої потужності відновлюваних джерел, який залежить від погодних умов. Після завершення терміну окупності, навіть з урахуванням збільшення ремонтних та амортизаційних витрат, «зелена» енергія значно здешевшає, проте її основні недоліки — залежність від погодних умов і потреба в додаткових регулюючих потужностях — залишаться назавжди.

В Енергетичній стратегії України планується вирішити питання регулюючих потужностей завдяки будівництву 1,4 ГВт пікових енергоустановок на газі, що потребуватиме \$1,1 млрд інвестицій — майже \$800 на 1 кВт встановленої потужності. Газотурбінні (ГТУ) та газопоршневі установки (ГПУ) справді оцінюють зараз саме в таку суму, але більш економічні парогазові установки (ПГУ), які містять ще й котел-утилізатор вихлопних газів турбіни та парову турбіну, коштують у півтора раза дорожче. Інколи заради реклами наводять нереалістично високі показники ККД, які не

враховують його зниження на часткових навантаженнях та витрати на власні потреби, забувають про витрати мастила для ГПУ тощо.

У табл. 2 наведено реалістичні оцінки вартості будівництва і технічних показників [11] та розраховану собівартість відпуску електроенергії для терміну окупності навіть не 4, а 5 років. Для ГТУ та ГПУ розглянуто варіанти роботи в пікових режимах та постійної роботи в маневреному режимі. Попри спрощеність оцінок, вони наочно показують, що «виключно пікові» режими економічно недоцільні, в період повернення інвестицій собівартість відпуску електроенергії за всіма варіантами істотно перевищує нинішню ринкову ціну, в тому числі для годин пікового навантаження, а реальну конкуренцію вугільним енергоблокам у майбутньому можуть становити лише ПГУ та ГПУ при їх роботі в маневреному режимі. У табл. 2 наведено також оцінку для наявних вугільних енергоблоків за умови збільшення їх КВВП до 0,6. Завдяки оптимальній роботі турбіни за більшого середнього навантаження зросте ККД, а частка обслуговування знизиться, що зменшить собівартість відпуску електроенергії майже на 15%.

Отже, наявних потужностей вугільних електростанцій та їх розрахункового діапазону

**Таблиця 2. Порівняння собівартості відпуску електроенергії нових енергоустановок на газі та наявних пилувугільних енергоблоків в різних режимах експлуатації**

Енергоустановка	ГТУ пікова	ГТУ маневрена	ПГУ маневрена	ГПУ пікова	ГПУ маневрена	Вугільний енергоблок	
						факт	можливість
Вартість будівництва, дол./кВт	800	800	1200	800	800	—	—
Плановий термін окупності, роки	5	5	5	5	5	—	—
ККД нетто, %	35	32	50	45	45	29,2	32
КВВП	0,15	0,5	0,6	0,15	0,5	0,51	0,6
Обслуговування, %	10	10	15	15	15	39	35
Ціна палива, грн/т у.п.	9463	9463	9463	9463	9463	5654	5654
<i>Складові собівартості відпуску електроенергії, грн/МВт-год</i>							
Паливна	3320	3631	2324	2582	2582	2375	2170
Інвестиційна	4603	1381	1726	4603	1381	—	—
Обслуговування	880	557	715	1268	699	1525	1168
Разом	8803	5569	4765	8453	4663	3900	3338

регулювання достатньо як для покриття дефіциту електроенергії, зокрема в години пікових навантажень у найгірших для відновлюваних джерел погодних умовах, так і для стабілізації режимів енергосистеми при підключенні / відключенні ВДЕ та енергоблоків АЕС. Собівартість відпуску електроенергії вугільних ТЕС робить їх використання для регулювання енергосистеми економічно виправданим щонайменше до завершення періоду повернення інвестицій у будівництво об'єктів відновлюваної енергетики, а за умови збільшення КВВП ТЕС — і після повернення інвестицій у будівництво парогазових та газопоршневих установок. Слід також врахувати, що згідно з Указом Президента України [12] гранично допустимі викиди шкідливих речовин на воєнний час і на два роки потому скасовано, а терміни виконання Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок відтерміновано, що надовго усуває екологічні аргументи проти їх використання.

Чому ж регулюючі можливості вугільних електростанцій використовуються неповною мірою? На наш погляд, це пов'язано з такими обставинами:

- недостатній видобуток вугілля внаслідок багаторічного гальмування розвитку державних шахт та через обстріли шахт, розташованих у прифронтових зонах;
- наявність серед встановлених потужностей ТЕС і ТЕЦ антрацитових котлоагрегатів, для яких на сьогодні немає паливної бази;
- недостатньо надійна робота котлів, особливо на імпортованих паливах з характеристиками, що значно відрізняються від проєктних;
- вдвічі вужчий за розрахунковий фактичний діапазон регулювання навантаження блоків — не 60–100 %, а скоріше 60–80 %, тобто вони працюють за середнього навантаження не 80 %, а 70 %.

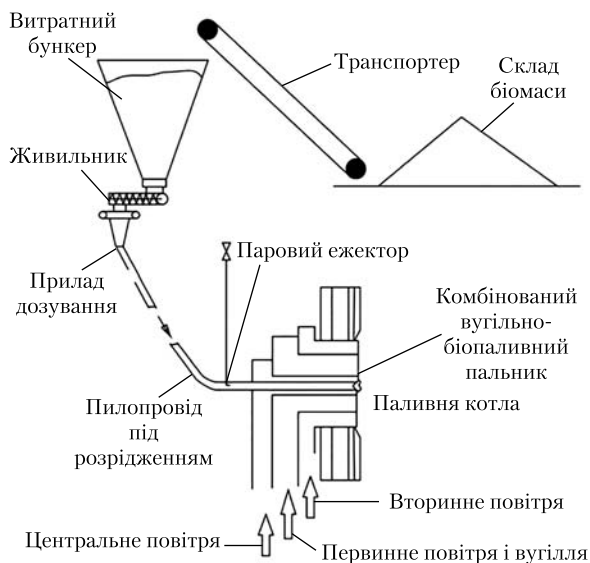
На вирішення саме цих питань і спрямовано науково-технічний супровід енергопідприємств, який Інститут теплоенергетичних технологій НАН України здійснює впродовж уже багатьох років, але найбільш інтенсивно — у

воєнний час. В умовах нестачі коштів на реалізацію стандартних рішень нам доводиться шукати більш наукомісткі, але й більш дешеві способи вирішення зазначених проблем.

Наведу близький для киян приклад — ТЕЦ ТОВ «Євро-Реконструкція», більш відому як Дарницька ТЕЦ. Чотири її основні піловугільні котли паропродуктивністю по 220 т/год були антрацитовими і від початку війни залишилися без палива. Переведення котлів на газове вугілля потребує зазвичай серйозної реконструкції із заміною обладнання з урахуванням при цьому схильності пилу до самозаймання та вибуху. На основі накопичених раніше знань про поведінку вугілля в процесах пилоприготування і спалювання нам вдалося розрахунково обґрунтувати оригінальні технічні рішення, які дозволили виконати таке переведення котлів з максимальним використанням наявного обладнання і в стислі терміни [13].

Перехід на газове вугілля, крім забезпечення паливної бази Дарницької ТЕЦ вітчизняним та імпортованим газовим вугіллям, повністю усуває потребу в стабілізуючому підсвічуванні факелу природним газом, а також дає змогу підвищити техніко-економічні показники внаслідок зниження недопалу більш реакційного порівняно з антрацитом газового вугілля. До того ж зменшення вмісту недопаленого вуглецю в леткій золі з 20–25 % до менш як 2 % дозволяє замість спрямування її на золівідвал, що досі викликало багато екологічних нарікань, використовувати золу як сировину для виробництва будматеріалів.

До початку опалювального сезону 2022 р. на газове вугілля було переведено три котли Дарницької ТЕЦ, минулого року — ще один, що значно сприяло забезпеченню стійкості й стабільності роботи інфраструктури тепло- та енергопостачання Києва, в тому числі в умовах ворожих обстрілів. Чому це важливо, впливає з такого порівняння. Нещодавно КП «Київтеплоенерго» звітувало про закупівлю 20 мобільних котельень на газі тепловою потужністю по 0,5 Гкал/год кожна, всього 10 Гкал/год. Чотири переведені нами на газове вугілля котли Дарницької ТЕЦ працюють на дві тур-



**Рис. 7.** Схема подачі подрібненої біомаси до паливної котла ТПП-210А через центральний канал наявного пилоугільного паливника

біни, які мають сукупну потужність відпуску тепла до 290 Гкал/год та видають електричну потужність до 110 МВт.

Інший приклад. На початку минулого року на пилоугільних котлах Черкаської ТЕЦ з циклонними передтопками паропродуктивністю по 220 т/год почали траплятися випадки обгорання сопел подачі пилу в передтопки, збільшилися втрати тепла з недопалом у легкій золі, теплова потужність котлів зменшилася до 70–80 % від номінальної. Місцеві фахівці були впевнені, що це спричинено характеристиками вугілля, яке в умовах паливного дефіциту постачалося на ТЕЦ. Хоча це вугілля належало до проектною газової групи, раніше його використовували лише для коксування. Ми ж довели, що першопричиною було зношення окремих елементів обладнання, яке проявлялося, зокрема, у збільшених присмоктах повітря до пилосистеми, що порушувало роботу млинових сепараторів та призводило до передрібнення і пересушування вугільного пилу, а також у збільшених перетоках повітря в димові гази в повітропідігрівнику, що обмежувало досягнути потужність за умовами роботи димосмоку та

зменшувало витрату, а відповідно, й швидкість первинного повітря в соплах. Особливості вугілля лише посилили вплив цих чинників. Встановлення місць присмоктів дозволило усунути недоліки впродовж двох тижнів весняного ремонту. Завдяки вжитим заходам і виготовленню сумішей оптимального складу з наявного вугілля різних постачальників випадки технологічних порушень припинилися, а діапазон регулювання навантаження і техніко-економічні показники котлів відновилися.

Минулого року в доповіді директора Інституту теплоенергетичних технологій НАН України Н.І. Дунаєвської [2] йшлося, зокрема, про те, як у складних воєнних умовах 2022 р. з використанням розроблених нами технічних рішень вдалося припинити випадки термічних розривів екранних труб топок котлів 300-мегаватних блоків Трипільської ТЕС, переведених раніше з антрациту на газове вугілля [14]. Щоправда, ціною цього вимушено швидкого рішення стало погіршення техніко-економічних показників блоків при постійній роботі на надкритичному тиску пари замість більш економічного ковзного тиску.

У 2023 р. з'явилася можливість для реалізації більш ефективного рішення, але при цьому додалися інші проблеми, зокрема зниження верхньої межі навантаження котлів та продуктивності пилосистем, збільшення теплових втрат з механічним недопалом та з відхідними газами тощо. Проблеми посилювалися нестабільністю характеристик вугілля, яке в умовах дефіциту надходило не лише проектною якістю, а й коксівне зі зниженим вмістом вологи, а також імпордне з аномально високою вологістю. Тому паралельно з виготовленням вугільних сумішей оптимального складу наші фахівці провели діагностику та налагодження систем котлів. Так само, як і на Черкаській ТЕЦ, нам вдалося встановити не лише загальні причини порушень і відхилень, такі як нерівномірність розподілу пилу та повітря між паливниками, збільшені присмокоти та перетоки повітря, а й конкретні елементи котлів та допоміжних систем, відповідальні за ці порушення [15]. В результаті на основі раніше накопичених знань



про особливості процесів пилويدного спалювання вугілля нам вдалося без високовартісного капітального ремонту усунути порушення, в тому числі й ті, які виникали при роботі на ковзному тиску. Всі роботи було проведено в рамках «точкового» ремонту критичних елементів з налагодженням режимів роботи пило-систем та пальників.

Виконуючи ці та інші роботи на ТЕС і ТЕЦ, ми постійно стикалися з дефіцитом вугілля. Між тим в Енергетичній стратегії до 2050 року планується будівництво понад 1 ГВт нових генеруючих потужностей на біомасі вартістю \$1100 на встановлений кіловат потужності. І як тут не згадати розроблений у нашому інституті ще у 2018 р. ескізний проєкт спільного спалювання вугілля з біомасою в наявних на Трипільській ТЕС котлах (рис. 7) [16]. Його реалізація, що потребує невеликих капіталовкладень, дозволила б додавати до паливної бази ТЕС 10–12 % біомаси по теплу і знизити при цьому викиди шкідливих речовин та парникових газів.

Ніби 10–12 % і небагато, але це якраз ті самі 3,0–3,6 млн МВт год на рік, яких не вистачає нашій енергосистемі, особливо в пікових режимах. На жаль, впровадження подібних проєктів і досі гальмується нашим законодавством, яке не передбачає пільгового «зеленого» тарифу на частку чистої енергії, виробленої з біомаси при спільному спалюванні її з вугіллям, а отже, залишає їх реалізацію без можливості окупності. На наш погляд, це один із суттєвих недоліків державного регулювання в енергетиці.

Проте в енергетиці є галузі, в яких державне регулювання відіграє значно меншу роль. Це промислова теплоенергетика, зокрема ТЕЦ цукрових заводів, значна частина яких мають газомазутні чи антрацитові зі щільним шаром котли, які давно переведено на природний газ. Актуальність їх переведення на біомасу посилилася з подорожчанням газу, ціна якого для промисловості є значно більшою, ніж пільгова ціна для ТЕС, та з виникненням дефіциту газового вугілля, обмежені обсяги якого доцільно використовувати лише як резервне паливо. Це завдання нетривіальне, по-перше, через змен-



**Рис. 8.** Котли Хоростківського цукрового заводу, реконструйовані з переведенням на спалювання пелет з біомаси та/або газового вугілля

шення теплосприйняття топки та збільшення виносу теплоти до конвективної шахти котла. Традиційні рішення – збільшення об'єму топки або оснащення великим передтопком були б для підприємств занадто дорогими, до того ж їх неможливо реалізувати в короткий проміжок часу між виробничими сезонами. По-друге, як відомо, внаслідок наявності легкоплавких оксидів лужних металів у золі біомаси шлакування поверхонь нагріву котлів відбувається настільки інтенсивно, що потребує зупинки раз на 2–3 тижні для їх очищення.

Наведу два приклади, як наші фахівці вирішили ці питання. Перший стосується встановлених на Хоростківському та Козівському цукрових заводах колишніх антрацитових котлів зі щільним шаром паропродуктивністю по 20 т/год. Проведена в 2018 р. реконструкція ланцюгової решітки забезпечила збільшення випромінюючої поверхні шару в топці, збільшений економайзер прийняв на себе посилений винос теплоти з топки, а одночасну чи почергову подачу біомаси та вугілля було організовано з двох бункерів за допомогою незалежних живильників (рис. 8). В результаті теплову потужність котлів вдалося збільшити на 20 % при роботі на пелетах з лущиння соняшнику чи на підсушеному жомі цукрових буряків, а також на газовому вугіллі та на сумішах з них [17].

Другий приклад недавній, 2023 р., і технічно складніший. Газомазутні котли Радеківського й Чортківського цукрових заводів паропродуктивністю по 75 т/год при переведенні на тверде паливо потребували реконструкції нижньої частини топки зі встановленням механічної решітки щільного шару. При цьому вдалося зберегти лише 76 % теплової потужності котлів, але практично не погіршити їхні техніко-економічні характеристики порівняно зі спалюванням газу, а за емісією оксидів азоту навіть поліпшити [17].

В обох прикладах пелети вигорали на решітці настільки повно, що зола виносу не містила залишкового вуглецю, а її відкладення на поверхнях нагріву були пухкими і самоочищувалися абразивною леткою золою вугілля при спільному або почерговому спалюванні. Розрахункові дослідження та випробування дозволили також отримати нові наукові результати, зокрема щодо перерозподілу теплообміну в разі переведення енергоустановок на інші види палива.

Загалом з 2018 по 2023 р. за участю фахівців Інституту теплоенергетичних технологій НАН України на біомасу та газове вугілля було переведено 20 колишніх газомазутних та антрацитових котлів цукрових заводів паропродуктивністю від 20 до 55 т/год. У цих котлах біомасою та вугіллям заміщено понад

500 млн м<sup>3</sup> газу. Виграш за рахунок різниці комерційних цін газу і твердого палива сягнув 8 млрд грн, а з урахуванням інфляції — майже 10 млрд грн (табл. 3). Звісно, в досягненні цього економічного ефекту свою роль відіграли і постачальники обладнання, і конструкторські та монтажні організації, але й внесок науковців НАН України, які розробили та розрахунково обґрунтували технічні рішення і супроводжували роботи з пусконаладження котлів, досить значний. Крім економічного є ще й екологічний ефект: зниження викидів SO<sub>2</sub> внаслідок низького вмісту сірки в біомасі, оксидів азоту — завдяки зменшенню топкової температури, парникового діоксиду вуглецю — за рахунок «вуглецевої нейтральності» біомаси. Важливо, що цей досвід надалі можна тиражувати і на ТЕЦ інших підприємств, що сприятиме зниженню собівартості їх продукції та зменшенню паливного дефіциту.

Роботи Інституту теплоенергетичних технологій НАН України з науково-технічного супроводу надійного функціонування та розвитку твердопаливної енергетики в перехідний період продовжуються, в тому числі завдяки грантовій підтримці Національного фонду досліджень України в рамках проекту 2022.01/0058 «Модернізація вугільних котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ з урахуванням диверсифікації їх паливної бази для забезпечення ста-

Таблиця 3. Економічна вигода для реконструйованих котлів ТЕЦ цукрових заводів, досягнута завдяки різниці комерційних цін газу і твердого палива

Рік	Кількість переведених котлів, т/год	Було б витрачено газу, т у.п.	Витрачено твердо-го палива, т у.п.	Комерційна ціна, грн/т у.п.		Вартість, млн грн		Різниця вартості газу і твердого палива, млн грн	Індекс інфляції відносно 2023 р.	Різниця вартості газу і твердого палива за курсом 2023 р., млн грн
				газу	твердого палива	газу	твердого палива			
2019	4×25	31680	33347	5037	2221	159,56	74,07	85,49	1,52	130,13
2020	4×25+4×35	76032	80034	6232	2221	473,81	177,77	296,04	1,46	432,88
2021	4×25+4×35+ +3×55	128304	135057	16732	3635	2146,74	490,88	1655,87	1,39	2305,96
2022	7×25+4×35+ +4×55	169488	178408	38415	13462	6510,82	2401,65	4109,17	1,27	5202,21
2023	11×25+4×35+ +5×55	218592	230097	19634	10769	4291,87	2477,97	1813,90	1,00	1813,90
Всього		624096						7960,47		9885,08

більшого тепло- та енергопостачання і регулювання навантаження в енергосистемі».

**Висновки.** Вугільні електростанції забезпечують в Україні 30 % виробництва електроенергії, значну частку тепlopостачання та більшу частину регулювання навантаження, що сприяє стабільності функціонування енергосистеми у воєнний час та буде важливим і в післявоєнний період. Собівартість електроенергії з відновлюваних джерел та з нових пікових і маневрених потужностей протягом терміну повернення інвестицій значно перевищує собівартість електроенергії з ТЕС. Для забезпечення прийнятних цін на електроенергію ВДЕ та нові регулюючі потужності слід впроваджувати поступово, використовуючи наявні ТЕС і ТЕЦ як для балансування середньозваженої ціни, так і для регулювання режимів навантаження енергосистеми. Збільшення коефіцієнта використання встановленої потужності ТЕС могло б покрити енергодефіцит, зокрема в години пікового споживання, але

через низку технічних проблем їхні виробничі та регулюючі можливості використовуються неповною мірою. Для вирішення цих проблем вугільна енергетика потребує ефективної підтримки з боку академічної науки, що є особливо актуальним для забезпечення роботи критичної інфраструктури в умовах воєнного часу. Досвід Інституту теплоенергетичних технологій НАН України щодо розроблення та впровадження наукомістких технічних рішень з переведення котлів ТЕС і ТЕЦ на біомасу та газове вугілля, а також щодо науково-технічного супроводу ефективного функціонування енергопідприємств є наочним позитивним прикладом такої підтримки.

*Примітка:* За час підготовки матеріалу до публікації відбулося ще кілька ракетних обстрілів, які призвели до пошкодження значної частини обладнання ТЕС і ГЕС. Їх наслідки наочно показали важливість регулювання для нормального функціонування енергосистеми.

## REFERENCES

### [СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ]

1. World Energy Outlook. Chapt. 3: Pathways for the energy mix. International Energy Agency, 2023. P. 101–153. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/42b23c45-78bc-4482-b0f9-eb826ae2da3d/WorldEnergyOutlook2023.pdf>
2. Dunayevska N.I. Problems and technologies of thermal processing of fuels in energy installations of thermal power plants (according to the materials of scientific report at the meeting of the Presidium of NAS of Ukraine, February 22, 2023). *Visn. Nac. Akad. Nauk Ukr.* 2023. (4): 72–84. <https://doi.org/10.15407/visn2023.04.072>  
[Дунаєвська Н.І. Проблеми й технології термічної переробки палив в енергетичних установках теплових електростанцій. *Вісник НАН України*. 2023. № 4. С. 72–84.]
3. Cherniavskiy M. State and prospects of thermal power generation in the conditions of Ukraine's course on carbon-free energy. *Energy Technologies & Resource Saving*. 2021. (4): 4–16. <https://doi.org/10.33070/etars.4.2021.01>  
[Чернявський М.В. Стан та перспективи теплової генерації в умовах курсу України на безвуглецеву енергетику. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2021. № 4. С. 4–16.]
4. Emergency assistance and commercial imports: August results. *Exploration & Production Consulting*. 04.09.2023. <https://expro.com.ua/en/articles/emergency-assistance-and-commercial-imports-august-results>
5. Towards a green transition of the energy sector in Ukraine. Update on the Energy Damage Assessment, June 2023. United Nations Development Programme, 2023. <https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2023-06/undp-ua-energy-damage-assessment.pdf>
6. Vyrobnystvo elektroenerhii v Ukraini za rik zroslo na 5%. *Ekonomichna pravda*. 11.01.2022 (in Ukrainian). <https://www.epravda.com.ua/news/2022/01/11/681292/>  
[Виробництво електроенергії в Україні за рік зросло на 5%. *Економічна правда*. 11.01.2022.]
7. «Energoatom» took about 50% of the total electricity production in Ukraine in 2023. *Exploration & Production Consulting*. 15.01.2024. <https://expro.com.ua/en/tidings/energoatom-took-about-50-of-the-total-electricity-production-in-ukraine-in-2023>
8. «HarPok» u 2023 rotsi splatyv vyrobnykam «zelenoi» enerhii ponad 30 mlrd hrn. *Ukrainska Enerhetyka*. 24.01.2024 (in Ukrainian). <https://ua-energy.org/uk/posts/harpok-u-2023-rotsi-splatyv-vyrobnykam-zelenoi-enerhii-ponad-30-mlrd-hrn>

- [«ГарПок» у 2023 році сплатив виробникам «зеленої» енергії понад 30 млрд грн. *Українська енергетика*. 24.01.2024.]
9. «Naftohaz Treidynh» postachatyme trom TES haz za pilhovouiu tsinouiu. *Ekonomichna pravda*. 10.01.2023 (in Ukrainian). <https://www.epravda.com.ua/news/2023/01/10/695833/>  
[«Нафтогаз Трейдінг» постачатиме трьом ТЕС газ за пільговою ціною. *Економічна правда*. 10.01.2023.]
  10. Onovlennia tsiny zelenoho taryfu v 2024 rotsi. *Pravylne Elektrozhivlennia*. 10.01.2024 (in Ukrainian). <https://sun-energy.com.ua/news/zmina-tsiny-zelenogog-tarifu-2024-rik>  
[Оновлення ціни зеленого тарифу в 2024 році. *Правильне електроживлення*. 10.01.2024.]
  11. Maliarenko V.A., Shubenko O.L., Andrieiev S.Iu., Babak M.Iu., Senetskyi O.V. *Koheneratsiini tekhnologii v malii enerhetytsi*. Kharkiv, 2018 (in Ukrainian).  
[Маляренко В.А., Шубенко О.Л., Андреев С.Ю., Бабак М.Ю., Сенецкий О.В. *Когенераційні технології в малій енергетиці*. Харків, 2018.]
  12. Decree of the President of Ukraine No. 737/2023 of 07.11.2023 (in Ukrainian). <https://www.president.gov.ua/documents/7372023-48809>  
[Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 7 листопада 2023 року «Щодо додаткових заходів із посилення стійкості функціонування енергетичної системи та підготовки національної економіки до роботи в осінньо-зимовий період 2023/24 року»: Указ Президента України від 07.11.2023 № 737/2023.]
  13. Chernyavskyy M., Miroshnychenko Ye., Provalov O., Kosyachkov O. Conversion of anthracite boiler units of CHP plants for combustion of sub-bituminous coal in the war conditions. *Energy Technologies & Resource Saving*. 2023. **76**(3): 3–20. <https://doi.org/10.33070/etars.3.2023.01>  
[Чернявський М.В., Мірошніченко Є.С., Провалов О.Ю. Переведення антрацитових котлоагрегатів ТЕЦ на спалювання газового вугілля в умовах воєнного стану. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2023. № 3. С. 3–20.]
  14. Chernyavskii N.V., Miroshnichenko E.S., Provalov A.Y. Experience in Converting TPP-210A Boilers with 300 MW Power Units to Burning Gas Coal at the Tripillya Thermal Power Plant. *Power Technol. Eng.* 2021. **54**(5): 699–706. <https://doi.org/10.1007/s10749-020-01273-0>
  15. Cherniavskyy M., Provalov O., Kosiachkov O. Rezultaty kompleksnykh vyprobuvan kotloahrehativ Trypilskoï TES z vyivlenniam osnovnykh chynnykiv zmenshennia yikh efektyvnosti ta nadiinoshti. In: *Teplova enerhetyka: shliakhy renovatsii ta rozvytku*. Proc. 19<sup>th</sup> Int. Sci. Conf. Kyiv, 2023. P. 29–35. <https://doi.org/10.48126/conf2023>  
[Чернявський М.В., Провалов О.Ю., Косячков О.В. Результати комплексних випробувань котлоагрегатів Трипільської ТЕС з виявленням основних чинників зменшення їх ефективності та надійності. В кн.: *Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку*: матер. XIX Міжнар. наук.-практ. конф. Київ, 2023. С. 29–35.]
  16. Dunayevska N.I., Bondzyk D.L., Nekhamin M.M., Miroshnichenko Ye.S., Bestsennyi I.V., Yevtukhov V.Ya., Shudlo T.S. Technology of Anthracite and Solid Biofuels Co-Firing in Pulverized Coal Boilers of TPP and CHP. *Sciences and Innovation*. 2020. **16**(5): 86–96. <https://doi.org/10.15407/scine16.05.079>
  17. Cherniavskyy M., Miroshnychenko Y., Provalov O. Conversion of low and medium power boilers for combustion of solid fuel biomass. *Energy Technologies & Resource Saving*. 2021. (1): 71–80. <https://doi.org/10.33070/etars.1.2021.08>  
[Чернявський М.В., Мірошніченко Є.С., Провалов О.Ю. Переведення котлів малої та середньої потужності зі щільним шаром на спалювання твердої паливної біомаси. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2021. № 1. С. 71–80.]
  18. Miroshnychenko Ye.S., Frantsyshko A.P. Tekhnichni rishennia ta dosvid rekonstruktsii hazomazutnykh kotloahrehativ BKZ-75HMA z perevedenniam na spaliuvannia hazovoho vuhillia ta pelet z palyvnoi biomasy na lantsiuhovii kolosnykovii reshittsi. In: *Teplova enerhetyka: shliakhy renovatsii ta rozvytku*. Proc. 19<sup>th</sup> Int. Sci. Conf. Kyiv, 2023. P. 222–225. <https://doi.org/10.48126/conf2023>  
[Мірошніченко Є.С., Францишко А.П. Технічні рішення та досвід реконструкції газомазутних котлоагрегатів БКЗ-75ГМА з переведенням на спалювання газового вугілля та пелет з паливної біомаси на ланцюговій колосниковій решітці. В кн.: *Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку*: матер. XIX Міжнар. наук.-практ. конф. Київ, 2023. С. 222–225.]

Mykola V. Chernyavskyy

*Thermal Energy Technology Institute of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine*

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4225-4984>

#### THERMAL POWER PLANTS AS ELEMENTS OF THE REGULATION SYSTEM OF THE ENERGY SYSTEM OF UKRAINE

According to the materials of scientific report at the meeting of the Presidium of NAS of Ukraine, February 21, 2024

The report examines some of the general and economic issues of power industry in order to better understand the role of thermal energy, in particular coal-fired generation, along with other sources of electricity generation during the transition to “carbon-free” energy. It is shown that in order to ensure acceptable electricity prices, renewable energy sources and new natural gas based regulating capacities should be introduced gradually, using existing solid-fuel thermal power plants and combined heat-power plants to balance the weighted average prices and to regulate power system load modes. The results of the work of the Thermal Energy Technology Institute of the National Academy of Sciences of Ukraine on the scientific and technical support of ensuring the reliability and range of load regulation of thermal power plants in wartime, the development and implementation of science-intensive technical solutions for the conversion of boiler units of TPPs and CHPPs, of medium- and small-scale boilers of industrial thermal CHPPs to biomass and sub-bituminous coal are presented.

**Cite this article:** Chernyavskyy M.V. Thermal power plants as elements of the regulation system of the energy system of Ukraine. *Visn. Nac. Akad. Nauk Ukr.* 2024. (4): 45–57. <https://doi.org/10.15407/visn2024.04.045>