

УДК 621.3:622.232

Микола Чернявський^{1,2*}, д-р техн. наук, проф., <https://orcid.org/0000-0003-4225-4984>

Наталія Дунаєвська¹, д-р техн. наук, проф., <https://orcid.org/0000-0003-3271-8204>

Олександр Новосельцев², д-р техн. наук, ст. наук. співр., <https://orcid.org/0000-0001-9272-6789>

Тетяна Євтухова², канд. техн. наук, доцент, <https://orcid.org/0000-0003-4778-2479>

¹Інститут теплоенергетичних технологій НАН України, вул. Андріївська, 19, Київ, 04070, Україна;

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

*Автор-кореспондент: mchernyavski@gmail.com

ПОРІВНЯЛЬНА ОЦІНКА СОБІВАРТОСТІ ВІДПУСКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З РІЗНИХ ДЖЕРЕЛ В БАЗОВОМУ ТА РЕГУЛЮВАЛЬНОМУ РЕЖИМАХ

Анотація. В роботі проаналізовано роль і техніко-економічні показники різних джерел вироблення електроенергії під час переходу до «безвуглецевої» енергетики. Запропоновано спрощений метод оцінки мінімально виправданої ціни відпуску електроенергії з теплових електростанцій (ТЕС), відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та нових маневрених потужностей на природному газі. Показано, що на ціну відпуску електроенергії ВДЕ та нових маневрених потужностей визначальний вплив мають величина і встановлений термін повернення інвестицій в будівництво, а також коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП), який залежить від режиму експлуатації енергоустановок. Наведено порівняльні оцінки КВВП різних джерел вироблення електроенергії. Доведено, що собівартість електроенергії з ВДЕ, з нових пікових та маневрених потужностей протягом терміну повернення інвестицій суттєво перевищує собівартість електроенергії з ТЕС. Обґрунтовано, що на цей час резерв зменшення дефіциту електроенергії та регулювання навантаження наявний лише у теплової генерації, а умовами можливості його ефективного використання є підтримання належного технічного стану пилувугільних котлоагрегатів та достатня паливна база. Для забезпечення прийнятних цін на електроенергію, ВДЕ та нові регулюючі потужності слід впроваджувати поступово, використовуючи існуючі ТЕС і ТЕЦ для балансу як середньозваженої ціни, так і регулювання режимів навантаження енергосистеми.

Ключові слова: теплові електростанції, вугілля, природний газ, газотурбінні, парогазові, газопоршневі енергоустановки, відновлювані джерела енергії, собівартість відпуску електроенергії.

1. Вступ

Проголошений розвиненими країнами рух у напрямку «безвуглецевої енергетики» зустрічається в Україні з низкою проблем як інженерного, так і економічного характеру. До інженерних проблем відносяться сильна залежність генерації ВДЕ від часу доби, погодних умов та потреба у додаткових регулювальних генеруючих, акумулюючих або споживчих потужностях [1]. В якості потенційних засобів балансуючого регулювання в енергосистемах розглядають виробництво енергетичного водню [2], малі модульні ядерні реактори [3], теплові акумулятори [4] та інші перспективні технології, які, втім, поки що знаходяться на стадії випробування. Враховуючи обмеження регулювального діапазону ГЕС та ГАЕС фактичним дебетом річок, єдиними реальними засобами балансуючого регулювання на цей час та на досягнути перспективу слід визнати газову [5] та вугільну генерацію [6, 7].

Проблеми економічні включають два основні аспекти. Перший полягає в тому, що хоча генерація ВДЕ постулюється як найдешевша, зі збільшенням проникнення ВДЕ в енергосистему необхідно утримувати все більший обсяг оперативних резервів (і для збільшення, і для зменшення навантаження), щоб зрівноважувати коливання в обсягах виробництва електроенергії об'єктами ВДЕ та споживання в

енергосистемі. Якщо вітру і сонячного випромінювання менше, ніж потрібно для наявного рівня споживання, резервним блокам наказують збільшити виробництво, щоб уникнути падіння частоти. І навпаки, якщо обсяг виробництва електроенергії з ВДЕ перевищує необхідний, активізуються резерви, що дозволяють зменшити відпуск у мережу. Враховуючи, що на цей час такими резервами є в основному енергоблоки вугільних ТЕС, таку ситуацію назвали «зелено-вугільним парадоксом» (М. Бно-Айріян, 2018), який полягає в тому, що збільшення потужностей і, відповідно, коливань вироблення електроенергії ВДЕ викликає не зменшення, а збільшення необхідної регулюючої потужності вугільної генерації [5].

На рис. 1 наведено приклади добових графіків споживання та вироблення електроенергії з різних джерел у квітні 2020 та у грудні 2021 року. На першому графіку можна виділити три характерні періоди. Період з 00:00 по 08:00 відповідає нічному мінімуму споживання, характеризується роботою АЕС і ТЕЦ на базовому навантаженні (8,3 ГВт і 1,1 ГВт, відповідно) та вкрай низьким (менше 0,2 ГВт) внеском ВДЕ за відсутності сонячного світла. В цьому періоді ТЕС видають близько 3,5–3,7 ГВт, близько 0,5 з яких витрачається на закачку ГАЕС. Період з 08:00 до 20:00 відповідає денному максимуму споживання. Навантаження АЕС не змінюється, але наявність сонячного світла обумовлює внесок ВДЕ до 3 ГВт, що змушує ТЕС обмежити навантаження до 2,4 ГВт, навіть з урахуванням продовження закачки ГАЕС. Початок третього періоду (20:00–24:00) являє собою вечірній абсолютний максимум споживання, який супроводжується зменшенням внеску ВДЕ до нічного рівня 0,2 ГВт та плановим або позаплановим зупином одного з блоків АЕС, що зменшує внесок АЕС до 7,2 ГВт. За цих умов для покриття споживання вмикається повна потужність ГЕС та раніше закачаних ГАЕС (всього близько 3,5 ГВт, що можливо лише в період весняного паводку), але її не вистачає, тому ТЕС доводиться збільшувати потужність майже до 5 ГВт. Таким чином, протягом доби потужність ТЕС змінюють від мінімуму 2,4 ГВт, обумовленого денним відпуском ВДЕ, до максимуму майже 5 ГВт для покриття вечірнього абсолютного максимуму споживання та компенсації зупину одного з блоків АЕС.

Другий, грудневий графік, відрізняється більш високим середнім рівнем споживання, який обумовлює збільшення базового навантаження АЕС до 12,5 ГВт, і постійно низьким рівнем генерації ВДЕ (менше 0,4 ГВт) внаслідок нестачі сонячного випромінювання. Слід зазначити, що наприкінці 2021 року встановлені потужності ВДЕ перевищили 8 ГВт і досягли 18 % від сукупної встановленої потужності ОЕС України, але це майже не вплинуло на їх вироблення електроенергії в зимовий період, коли вона найбільше потрібна. За таких умов добове коливання потужності ТЕС становило від 2,6 ГВт (нічний мінімум із закачкою ГАЕС) до 5,1 ГВт (денно-вечірній максимум, частину якого покривали ГЕС та раніше закачані ГАЕС).

Отже, в передвоєнному періоді збільшення частки потужностей ВДЕ вже не супроводжувалось зменшенням частки вироблення електроенергії вугільними ТЕС. Станом на 2021 рік в роботі [6] було обґрунтовано, що при проєктному діапазоні регулювання навантаження вугільних енергоблоків 60–100 % частка регулюючої вугільної генерації в загальному виробленні електроенергії не повинна бути менше 30 %. При збільшенні частки потужностей і, відповідно, коливань вироблення електроенергії ВДЕ повинна збільшитись і частка регулюючої генерації за рахунок зменшення більш дешевої, але здатної працювати лише в базовому режимі атомної генерації; в протилежному разі вугільні енергоблоки доведеться експлуатувати в режимі пусків-зупинів, що економічно не вигідно та призводить до їх прискореного зношення. Саме з урахуванням цього «зелено-вугільного парадоксу» в роботах Інституту загальної енергетики НАН України [1, 4] були одержані оцінки, за якими вже у 2021 році впровадження ВДЕ збільшило середньозважену вартість електроенергії у 2,17 разів, а збереження темпів зростання потужностей ВДЕ до 2030 року призведе до збільшення вартості електроенергії у 12 разів порівняно з її вартістю в енергосистемі без ВДЕ. З цим погоджуються висновки роботи [2] про те, що в Україні, як і в світі, ще як мінімум 10–20 років будуть паралельно існувати виробництво енергії з відновлюваних джерел та з викопних палив, у тому числі для забезпечення регулювання потужності. Експерти Міжнародної енергетичної агенції у «Світовому енергетичному огляді» за 2023 рік (WEO-2023) [8] також вказують, що реалізація сценаріїв «чистих

нульових викидів» з припиненням викидів CO₂ до 2050 року та «оголошених обіцянок» з виконанням всіх прийнятих кліматичних зобов'язань потребуватиме як мінімум потроєння витрат на чисту енергетику та значного збільшення інвестицій в країни з ринком, що розвивається, що нереалістично. Найбільш вірогідним вважають сценарій «заявленої політики», який враховує реалії кожної країни та роль теплової енергетики в перехідному періоді для забезпечення прийнятної ціни електроенергії та регулювання споживання в енергосистемах. За цим сценарієм, у 2050 році енергетичне використання вугілля у світі зменшиться лише до 55 % від рівня 2022 року, і те в основному за рахунок країн з розвинутою економікою. Але не всіх: за даними [7], в умовах санкцій на постачання російського газу такі вуглевидобувні країни, як Німеччина, Польща, Чехія, зберігають свою вугільну генерацію. Так, Німеччина у 2022 році продовжила роботу 11 та відновила 16 вугільних енергоблоків із загальною додатковою потужністю 1,9 ГВт. Зазначимо, що до європейських вуглевидобувних держав відноситься і Україна.

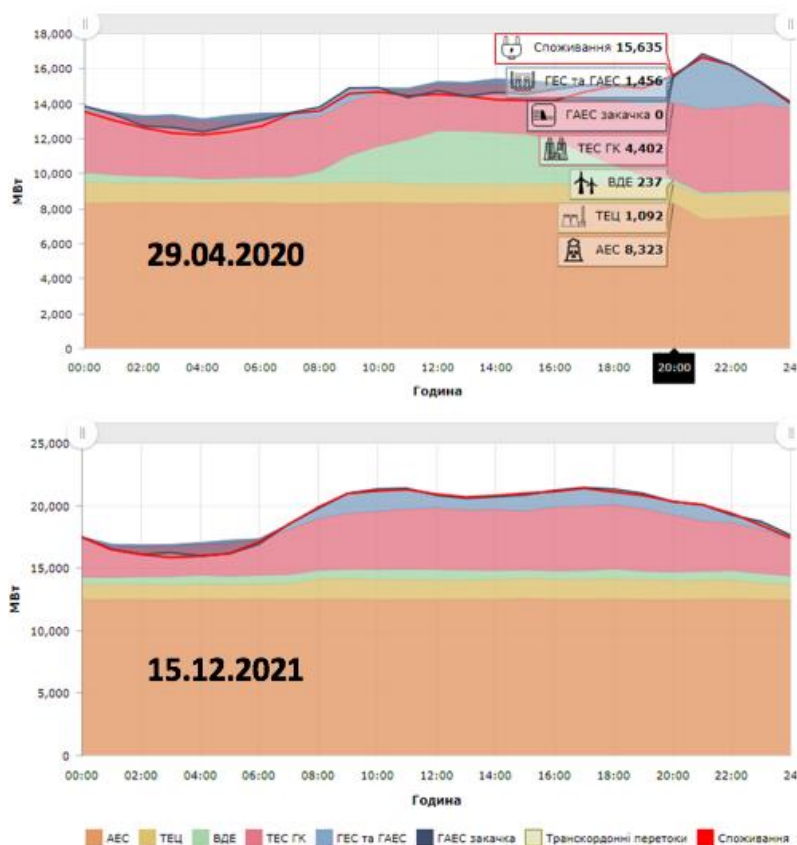


Рисунок 1. Приклади добових графіків споживання та вироблення електроенергії (за даними НЕК «Укренерго»)

Ситуація в Україні в умовах воєнного стану відрізняється від передвоєнної зменшенням як споживання, так і вироблення електроенергії внаслідок тимчасової окупації одних і руйнування інших промислових та енергетичних підприємств. Позитивним чинником є відокремлення вітчизняної енергосистеми від російської та білоруської і приєднання до європейської, що дає можливість як купувати, так і продавати електроенергію. На жаль, негативний баланс попереднього року (експорт 366 тис. МВт·год, імпорт 806 тис. МВт·год) [9] свідчить про дефіцит саме регулюючих потужностей. Найбільші обсяги імпорту припадають на години пікового споживання в літню спеку, коли працюють кондиціонери, та в зимові холоди, коли працюють обігрівачі.

Хоча, з огляду на умови воєнного стану, кількісні добові графіки енергоспоживання зараз не публікуються, попит на електроенергію можна оцінити за динамікою ринкових цін. На рис. 2 представлені узагальнені погодинні ціни електроенергії на ринку «на добу наперед» (РДН) та наведені встановлені НКРЕКП прайс-кепи – обмежувальні рівні цін для різних годин. Середньозважені ціни в

грудні попереднього року становили: для годин базового навантаження – 3564 грн/(МВт·год), пікового навантаження – 4806, мінімального навантаження – 2502, загалом 4028 грн/(МВт·год). Якщо в години абсолютних максимумів енергоспоживання, коли енергії не вистачає на всіх та включаються додаткові, більш дорогі потужності у тих, у кого вони є, комерційна ціна зарубіжної електроенергії перевищує прайс-кепи НКРЕКП, її переводять в розряд «аварійної допомоги» та купують вже в рази дорожче встановлених прайс-кепів. За обережними оцінками, за таку односторонню «аварійну допомогу» в минулому році ми переплатили понад 3 млрд грн.

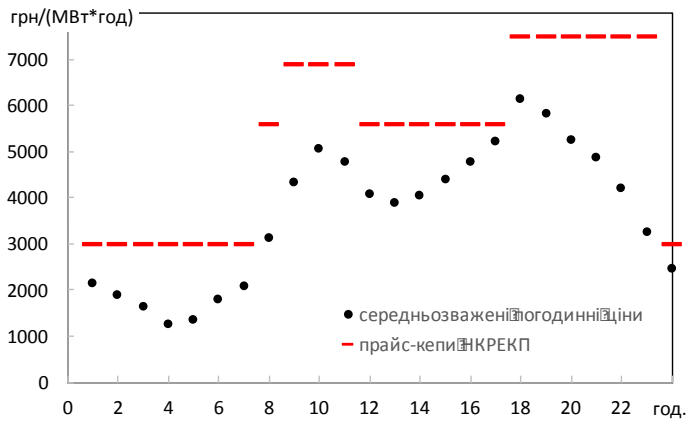


Рисунок 2. Погодинні ціни купівлі-продажу електричної енергії на РДН та прайс-кепи НКРЕКП

Другий аспект економічних проблем впровадження ВДЕ стосується собівартості, або мінімально виправданої ціни відпуску електроенергії. На відміну від першого аспекту, він практично не досліджений у вітчизняній літературі. Відомо лише, що, попри ствердження про найдешевшу енергію з ВДЕ, величина «зеленого тарифу» на відпуск електроенергії для промислових сонячних електростанцій, які зараз представляють понад 90 % потужностей ВДЕ, на 2024 рік встановлена 146 євро/(МВт·год) (6085 грн/(МВт·год)) без ПДВ [10], що значно перевищує середньозважену ринкову ціну. Кількісні обґрунтування як величини «зеленого тарифу», так і собівартості відпуску енергії з ВДЕ не наводяться. Так само не наводяться оцінки очікуваної собівартості відпуску електроенергії з інших джерел, які планується збудувати згідно з Енергетичною стратегією України до 2050 року [11], зокрема, високоманеврених ТЕС на природному газі, що ними планується здійснювати регулювання в енергосистемі, основні потужності якої будуть представлені АЕС та ВДЕ [12] (рис. 3).

Задачею даного дослідження є розроблення спрощеного методу оцінки та порівняння собівартості відпуску електроенергії з різних джерел, в тому числі з вугільних ТЕС та з маневрених енергоустановок різних типів на природному газі, в базовому та регульовальному режимах.

Тип генерації	 ТЕС, в т.ч. → нові високоманеврові / нові ТЕС на біопаливі			 СЕС	 ВЕС	 Energy Storage	 Дністровська ГАЕС, Канівська ГАЕС
Встановлена потужність зараз (ГВт)	0.3	0	0.3	6.2	0.5	0	2.0
Побудуємо	+ 2.5	+ 1.4	+ 1.1	+ 3.8	+ 4.5	+ 0.8	+ 2.0
Буде	2.8	1.4	1.4	10.0	5.0	0.8	4.0
Що треба зробити		Побудувати нові високоманеврові потужності з дільцями регулювання на межіше 80% від встановленої потужності та часом пуску не більше 15 хвилин	Побудувати нові генеруючі потужності з використанням в якості палива біогазу, біомаси тощо за рахунок коштів міжнародних фінансових	Побудувати нові потужності СЕС та ВЕС для заміщення існуючих теплових станцій, які будуть виводитися з експлуатації в рамках виконання Нацпліву скорочення викидів	Побудувати системи накопичення електричної енергії, які можуть видавати зберіжену енергію протягом 2-4 годин для балансування енергосистеми з великою кількістю СЕС та ВЕС	Побудувати гідроагрегати на Дністровській ГАЕС та Канівській ГАЕС	
15.1 Інвестиції (\$ млрд)	2.3	1.1	1.2	2.5	5.4	1.2	3.7

Рисунок 3. Плани НЕК «Укренерго» щодо нового будівництва енергогенеруючих потужностей

2. Методи та матеріали

В загальному випадку можна виділити три основні складові собівартості виробництва електроенергії: витрати на паливо, експлуатаційні витрати та повернення капітальних інвестицій.

Згідно з ГКД 340.000.002-97 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі», величина чистого річного прибутку P_p , грн, визначається за формулою:

$$P_p = D - Z,$$

де D – вартість реалізованої продукції за рік, Z – річні затрати, які включають вартість палива P , витрати на експлуатацію E (матеріали, ремонт, заробітна плата персоналу з відрахуваннями, амортизаційні відрахування тощо).

З іншого боку, період окупності інвестицій $T_{ок(p)}$, років (без урахування дисконтування):

$$T_{ок} = K/P_p,$$

де K – величина капіталовкладень, грн.

Після нескладних перетворень одержимо вираз для мінімально виправданої вартості реалізації продукції:

$$D_{мін} = K/T_{ок(p)} + P + E.$$

Для перетворення даного виразу у вигляд, який відобразить мінімально виправдану відпускну ціну електроенергії $C_{мін}$, грн/(кВт·год), слід врахувати наступне:

– замість величини K слід використовувати питому величину капіталовкладень $K_{пит}$, грн/кВт встановленої потужності;

– термін окупності слід використовувати не в роках, а в годинах роботи на встановленій потужності: $T_{ок(год)} = T_{ок(p)} \cdot 365 \cdot 24 \cdot KBBП$, де $KBBП$ – коефіцієнт використання встановленої потужності;

– замість вартості палива P , грн, слід використовувати добуток питомої ціни умовного палива (7000 ккал/кг) $C_{у.п.}$, грн/т у.п., на питому витрату умовного палива на відпуск електроенергії (ПВУП), т у.п./кВт·год, або, як прийнято в теплоенергетиці, кг у.п./кВт·год поділений на 1000.

Величину витрат на експлуатацію також слід використовувати в питомих одиницях – $E_{пит}$, грн/(кВт·год). Тоді:

$$C_{мін} = K_{пит}/(T_{ок(p)} \cdot 365 \cdot 24 \cdot KBBП) + C_{у.п.} \cdot ПВУП + E_{пит}.$$

Таким чином, для розрахунку величини $C_{мін}$ електроенергії з різних джерел слід знати питому величину капіталовкладень, планований термін окупності, КБВП, питому ціну умовного палива, питому витрату умовного палива на відпуск електроенергії та питомі витрати на експлуатацію.

У випадку існуючих вугільних ТЕС перший доданок дорівнює нулю, оскільки вони окупились багато років тому. За інформацією ПАТ «Центренерго», ТЕС відпускають електроенергію фактично по собівартості – по 3900 грн/(МВт·год), що менше за середньозважену ціну купівлі на РДН. ТЕС ПАТ «Центренерго» купують вугілля вітчизняних виробників з калорійністю 5200 ккал/кг по 4200 грн/т, або 5654 грн/т у.п. Це приблизно відповідає ціні на європейських ринках (130 дол./т при калорійності 6000 ккал/кг, або 5659 грн/т у.п.). При частковому навантаженні вугільних блоків ТЕС та роботі в неповному складі обладнання питома витрата палива на відпуск електроенергії становить 0,42 кг 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) – питомі витрати на експлуатацію. Їх аномально високий рівень пов'язаний з виходом з ладу частини генеруючого обладнання внаслідок ворожих обстрілів та з додатковими витратами на відновлювальні ремонти.

Пільгова ціна газу для ТЕС зараз становить 10950 грн за 1000 м³ [5, 13], що відповідає 9463 грн/т у.п. Якби на існуючих блоках замість вугілля спалювали газ, ПВУП за рахунок збільшення коефіцієнта корисної дії (ККД) котлів та зменшення витрат електроенергії і теплоти на власні потреби

знизилась би до 0,33 кг у.п./кВт-год), але внаслідок більшої вартості газу паливна складова зросла б до 3075 грн/(МВт-год), а собівартість відпуску сягнула б 4600 грн/(МВт-год), що доцільно лише для годин пікового навантаження.

За даними українських виробників сонячної енергії, зараз вартість сонячних енергоустановок, які становлять переважну більшість потужностей ВДЕ, становить 600 дол./кВт встановленої потужності [10]. Але це стосується сонячних установок приватних домогосподарств. Оцінки НЕК «Укренерго» для промислових СЕС [12] дають 2500 млн дол. інвестицій на будівництво 3,8 ГВт потужностей, або 658 дол./кВт встановленої потужності (див. рис. 3). За цими ж оцінками, 1100 млн дол. інвестицій потребуватиме будівництво 1,4 ГВт встановлених потужностей високоманеврених енергоустановок на природному газі, що відповідає майже 800 дол./кВт встановленої потужності. Газотурбінні (ГТУ) та газопоршневі установки (ГПУ) справді оцінюють зараз в таку вартість, але більш економічні парогазові установки (ПГУ), які включають ще й котел-утилізатор теплоти вихлопних газів турбіни та парову турбіну, вартують щонайменше в півтора раза дорожче [14].

Інколи заради реклами наводять нереалістично високі показники ККД ГТУ, ПГУ та ГПУ, які не враховують його зниження на часткових навантаженнях, витрати на власні потреби, забувають про витрати мастила для ГПУ тощо. В [14] узагальнені більш реалістичні показники. Обґрунтовано, що ККД нетто ГТУ за рахунок високої температури вихлопних газів турбіни не перевищує 35 % на номінальному і 32 % – на частковому навантаженні. ГПУ з нижчою температурою вихлопних газів мають ККД нетто до 45 %, майже постійний в широкому діапазоні регулювання навантаження. Найвищий ККД нетто – близько 50 % – мають ПГУ з котлом-утилізатором теплоти вихлопних газів та паровою турбіною. З урахуванням даних [14], видається доцільним оцінювати питому величину витрат на експлуатацію у відсотках від собівартості електроенергії, – в першому наближенні 10 % для ГТУ і СЕС, 15 % для ГПУ з постійною витратою мастила та ПГУ із складною тепловою схемою.

Величина КВВП для кожного з видів генерації визначається як обсяг фактично виробленої (відпущеної) за рік електроенергії, поділений на обсяг електроенергії, який би цей вид генерації виробив би, працюючи всією встановленою потужністю весь рік. Величина КВВП менша одиниці за рахунок роботи не всіх генеруючих одиниць, неповний час (ремонти) та на частковому навантаженні.

Величини встановленої потужності по видах генерації у 2021 році та оцінки їх зміни, визначені у [15], з урахуванням втрат, які енергетика України понесла за минулі роки, наведені в табл. 1. Це окупація Запорізької АЕС, з якою атомна генерація втратила 44 % потужностей. Окупація, а згодом і руйнація Каховської ГЕС означала втрату 29 % гідрогенерації. Відновлювані джерела постраждали менше, в основному за рахунок втрати південних вітрових станцій (24 % потужностей). Найбільші втрати (65 %) понесла теплова генерація: це окупація Луганської, Запорізької та Вуглегірської ТЕС, руйнування внаслідок обстрілів Придніпровської, Зміївської, інших ТЕС і багатьох ТЕЦ, робота Слов'янської та Курахівської ТЕС у прифронтовій зоні на мінімальному складі обладнання тощо. Втім, за час після публікації [15] частину потужностей теплової генерації було відновлено.

Обсяги виробленої електроенергії по видах генерації у 2021 році в табл. 1 визначені згідно з [16]. З огляду на невизначеність інформації в умовах воєнного стану, оцінювання обсягів виробленої електроенергії по видах генерації на наступні роки є нетривіальною задачею. Відомо, що АЕС у 2023 році виробили понад 52 млн МВт-год – близько половини від загального виробітку в країні [17]. Відомо також, що ДП «Гарантований покупець» у 2023 році викупив у виробників «зеленої» енергії 7936 тис. МВт-год [18]. При цьому частка сонячної енергії становила 72 %, вітрогенерації – 11,9 %, біоенергії – 13,2 %, гідроенергії – 3 %. Навіть з урахуванням виходу окремих ВЕС до вільного ринку наприкінці року, сумарний обсяг вироблення ВДЕ не перевищує 8,4 млн МВт-год. З численних відкритих джерел відомо, що завдяки збільшенню осадів частка ГЕС і ГАЕС в основному була не меншою 10 %, в окремі місяці доходила до 20 %, тому оцінка їх річного внеску 13 % від загального виробітку, або 13,6 млн МВт-год, є реалістичною. За різницею, вироблення ТЕС і ТЕЦ становить близько 30 млн МВт-год.

Аналіз даних, наведених в табл. 1, свідчить, що хоча КВВП АЕС є стабільно високим, його рівень 0,78 з урахуванням зупинок на щорічні ремонти видається максимально можливим. Навряд чи більшого рівня КВВП можна очікувати від гідрогенерації. Зменшення КВВП ВДЕ найвірогідніше пов'язане із зменшенням частки ВЕС внаслідок їх тимчасової окупації. Слід зазначити, що хоча у 2023 році встановлені потужності ВДЕ перевищили встановлені потужності ТЕС і ТЕЦ, фактично вони виробили у 3,6 разів менше електроенергії. Рівень КВВП ВДЕ у 2023 році 0,14 корелює з прогнозними показниками СЕС, встановленими в роботах ІЗЕ НАН України (0,13 [3], 0,14 [4], 0,11 [19]).

Таблиця 1. Показники встановлених потужностей вироблення електроенергії та КВВП по видах генерації

Вид генерації	Встановлена потужність		Вироблення електроенергії		КВВП
	ГВт	%	млн МВт-год	%	
2021 рік					
АЕС	13,83	30,2	86,21	55,1	0,71
ГЕС і ГАЕС	6,63	14,5	10,45	6,7	0,18
ТЕС і ТЕЦ	17,14	37,4	47,4	30,3	0,32
ВДЕ	8,18	17,9	12,52	8,0	0,17
Всього	45,78	100,0	156,58	100,0	
Оцінка змін					
АЕС	7,68	29,7	52,2	50,0%	0,78
ГЕС і ГАЕС	4,72	18,3	13,6	13,0%	0,33
ТЕС і ТЕЦ	6,7	25,9	30,1	28,9%	0,51
ВДЕ	6,75	26,1	8,4	8,0%	0,14
Всього	25,85	100,0	104,3	100,0	

Порівняно низький рівень КВВП теплової генерації у 2021 році (0,32) відображає той факт, що тоді частина вугільних енергоблоків взагалі не працювала, насамперед антрацитові, які з 2017 року залишились без палива, та газомазутні; 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 в години пікового споживання або для заміни блоків АЕС. Зростання КВВП теплової генерації за минулі роки до 0,51 було обумовлено необхідністю її використання на лише для регулювання навантаження, а й для покриття дефіциту електроенергії в енергосистемі, і досягнуто виведенням з резерву газомазутних блоків та продовженням реконструкції антрацитових котлоагрегатів з їх переведенням на газове вугілля. Зокрема, у 2022 році запрацював на газовому вугіллі антрацитовий енергоблок потужністю 300 МВт Трипільської ТЕС, а у 2022-2023 рр. – 4 антрацитові котлоагрегати Дарницької ТЕЦ м. Києва, реконструйовані за технічними рішеннями ІТЕТ НАН України [20].

Наведені результати являють собою достатньо повний набір вихідних даних для розрахунку мінімально виправданої відпускнуої ціни електроенергії $C_{\text{мін}}$ з різних джерел вироблення.

3. Результати та обговорення

В табл. 2 узагальнені технічні характеристики та наведені результати розрахунку мінімально виправданої відпускнуої ціни електроенергії для різних видів енергоустановок, в тому числі ВДЕ (СЕС), нових маневрених ГТУ, ПГУ, ГПУ на природному газі та існуючих пилувугільних енергоблоків ТЕС. Для ВДЕ (СЕС) прийнято плановий термін окупності 4 роки, для нових маневрених енергоустановок на газі – 5 років. Для ГТУ і ГПУ, здатних до швидких пусків для покриття пікового енергоспоживання, окремо розраховано випадки роботи в піковому режимі (КВВП = 0,15) і в маневреному режимі (КВВП = 0,5); для ПГУ, наявність у складі якої котла-утилізатора з паровою турбіною виключає швидкі пуски, розглянуто лише маневрений режим (КВВП = 0,6). Для існуючих пилувугільних енергоблоків ТЕС розраховані варіанти роботи з фактичним КВВП = 0,51 та із КВВП, збільшеним до 0,6; в останньому випадку враховано збільшення ККД енергоблоків за рахунок покращення характеристик турбіни при збільшенні середнього навантаження та зниження питомих витрат на експлуатацію з 39 до 35 % за рахунок збільшення обсягу випуску продукції. Для решти енергоустановок розраховані мінімально виправдані відпускнуі ціни в період повернення інвестицій та після його завершення; в останньому

випадку величину експлуатаційної складової прийнято таку ж, як і в період повернення інвестицій.
Курс долара прийнятий 38,2 грн.

Таблиця 2. Порівняння мінімально виправданої відпускної ціни електроенергії для різних видів енергоустановок в різних режимах експлуатації

Енергоустановка	ВДЕ (СЕС)	ГТУ пікова	ГТУ маневрена	ПГУ маневрена	ГПУ пікова	ГПУ маневрена	Вугільний енергоблок	
							факт	можливість
Вартість будівництва, дол./кВт	658	800	800	1200	800	800	-	-
Плановий термін окупності, років	4	5	5	5	5	5	-	-
ККД нетто, %	-	35	32	50	45	45	29,2	32
ПВУП, кг у.п./кВт-год	-	0,351	0,384	0,246	0,273	0,273	0,421	0,384
КВВП	0,13	0,15	0,5	0,6	0,15	0,5	0,51	0,6
Питомі витрати на експлуатацію, %	10	10	10	15	15	15	39	35
Ціна палива, грн/т у.п.	-	9463	9463	9463	9463	9463	5654	5654
Складові собівартості відпуску електроенергії, грн/(МВт-год)								
Паливна	-	3320	3631	2324	2582	2582	2375	2170
Інвестиційна	5518	4651	1395	1744	4651	1395	-	-
Експлуатаційна	613	886	559	718	1277	702	1525	1168
Мінімально виправдана ціна відпуску електроенергії, грн/(МВт-год)								
В період повернення інвестицій	6131	8857	5585	4786	8510	4680	3900	3338
Після повернення інвестицій	613	4206	4190	3042	3859	3284	3900	3338

Аналіз результатів, наведених в табл. 2, дозволяє відзначити наступне:

– мінімально виправдана ціна відпуску електроенергії з СЕС в період повернення інвестицій приблизно відповідає чинній величині «зеленого тарифу», що підтверджує коректність розрахункових оцінок і свідчить про її сильну залежність від вимог виробників щодо швидкого повернення інвестицій та вкрай низького значення КВВП, яке визначається погодними умовами та тривалістю світлового дня;

– в період повернення інвестицій мінімально виправдана ціна відпуску електроенергії з ГТУ і ГПУ в пікових режимах з низьким КВВП перевищує прайс-кепи НКРЕКП, що визначає недоцільність експлуатації маневрених енергоустановок в чисто пікових режимах. Економічно прийнятними виглядають лише ПГУ та ГПУ в маневрених режимах, хоча й для них мінімально виправдана ціна відпуску електроенергії значно перевищує фактичну ціну відпуску електроенергії з вугільних ТЕС;

– після повернення інвестицій «зелена» енергія значно подешевшає, проте її основні недоліки – залежність від погодних умов та потреба в додаткових регулюючих потужностях – залишаться назавжди. Реальну конкуренцію вугільним енергоблокам в майбутньому по сполученню регульовальних можливостей та мінімально виправданої ціни відпуску електроенергії зможуть скласти лише ПГУ та ГПУ при їх роботі в маневреному режимі;

– приблизно таку ж економічність, як у ПГУ та ГПУ в маневреному режимі після повернення інвестицій, можна досягти на існуючих вугільних енергоблоках ТЕС вже сьогодні без значних додаткових інвестицій за умови збільшення їх КВВП до 0,6.

Таким чином, сполучення наявних потужностей, регульовальних можливостей та мінімально виправданої ціни відпуску електроенергії з існуючих пилувугільних ТЕС робить їх використання для покриття енергодефіциту та регулювання навантаження в енергосистемі економічно виправданим щонайменше до завершення періоду повернення інвестицій у будівництво об'єктів ВДЕ, а за умови збільшення КВВП ТЕС – і після повернення інвестицій у будівництво високоманеврених установок. Важливо врахувати, що наведені оцінки одержані з використанням чинної пільгової ціни газу для ТЕС, використання ринкових цін газу зробить економічну перевагу вугільних енергоблоків ще відчутнішою. Слід також зазначити, що згідно з Указом Президента України [21] гранично допустимі викиди шкідливих речовин на воєнний час і на два роки потому скасовано, а терміни виконання Національного

плану скорочення викидів з великих спалювальних установок відтерміновано, що надовго усуває екологічні аргументи проти їх використання. Для забезпечення прийнятних цін на електроенергію, ВДЕ та нові регулюючі потужності слід впроваджувати поступово, використовуючи існуючі ТЕС і ТЕЦ для балансу як середньозваженої ціни, так і регулювання режимів навантаження енергосистеми.

На жаль, зараз регулювальні можливості вугільних електростанцій використовуються неповною мірою. Цьому заважає, зокрема, те, що серед встановлених потужностей ТЕС і ТЕЦ все ще наявні антрацитові котлоагрегати, для яких зараз відсутня паливна база [2, 20]; крім того, фізичне зношення обумовлює зниження досяжної теплової потужності котлів, що обмежує діапазон регулювання навантаження енергоблоків [22]. Роботи по переведенню котлів на газове вугілля, збільшенню їх надійності та діапазону регулювання зараз виконує Інститут теплоенергетичних технологій НАН України. Разом з тим, видобуток вугілля зараз також є недостатнім внаслідок багаторічного гальмування розвитку державних шахт [6] та нинішніх обстрілів шахт у прифронтових зонах.

За оцінками роботи [23], в умовах російської агресії видобуток вітчизняного енергетичного вугілля скоротився з понад 22 млн т у 2021 до 18,8 млн т у 2022 році, що відповідає близько 13 млн т вугільної продукції для пилويدного спалювання. З даних табл. 1, 2 випливає, що при 85 % вироблення електроенергії ТЕС і ТЕЦ на вугіллі та при рівні ПВУП 0,42 кг у.п./кВт-год ТЕС і ТЕЦ потребуватиме близько 10,8 млн т вугільної продукції, що відповідає 15,4 млн т рядового вугілля. Оскільки при цьому кількості тисяч тон вугілля довелося б імпортувати, можна зробити висновок про необхідність відновлення та нарощування видобутку. Наведені вище оцінки дають бажаний рівень вироблення електроенергії на вугіллі 30 млн МВт-год, для чого потрібно 11,9–12,6 млн т вугільної продукції. В роботі [24] обґрунтовано, що з урахуванням всіх фактичних та потенційних втрат вуглевидобувних потужностей в результаті бойових дій рівень річного видобутку рядового вугілля 19,2 млн т (13,4 млн т вугільної продукції) у 2025–2030 рр. є цілком реалістичним.

4. Висновки

1. В роботі проаналізовано роль і техніко-економічні показники різних джерел вироблення електроенергії під час переходу до «безвуглецевої» енергетики. Показано, що вугільні електростанції у 2021–2023 рр. надавали понад 30 % вироблення електроенергії та більшу частину регулювання навантаження, що забезпечувало стабільність в енергосистемі у воєнний час та залишиться важливим і далі. На цей час резерв зменшення дефіциту електроенергії та регулювання навантаження наявний лише у теплової генерації, а умовами можливості його ефективного використання є достатня паливна база та підтримання належного технічного стану пилувугільних котлоагрегатів.

2. Запропоновано метод оцінки мінімально виправданої ціни відпуску електроенергії з ТЕС, ВДЕ та нових маневрених потужностей на природному газі. Показано, що на ціну відпуску електроенергії ВДЕ та нових маневрених потужностей визначальний вплив мають величина і встановлений термін повернення інвестицій, а також коефіцієнт використання встановленої потужності. Собівартість електроенергії з ВДЕ та нових пікових та маневрених потужностей навіть при пільговій ціні газу протягом терміну повернення інвестицій суттєво перевищує собівартість електроенергії з вугільних ТЕС. Для забезпечення прийнятних цін на електроенергію ВДЕ та нові регулюючі потужності слід впроваджувати поступово, використовуючи існуючі ТЕС і ТЕЦ для балансу як середньозваженої ціни, так і регулювання режимів навантаження енергосистеми.

3. З урахуванням фактичних та потенційних втрат вуглевидобувних потужностей в результаті бойових дій, наявні потужності здатні «із запасом» забезпечити річний видобуток 17–18 млн т рядового вугілля (11,9–12,6 млн т вугільної продукції), чого достатньо для вироблення 30 млн МВт-год.

5. Фінансування роботи

Роботу виконано за грантової підтримки Національного фонду досліджень України в рамках проекту ІТЕТ НАН України 2022.01/0058 «Модернізація вугільних котлоагрегатів ТЕС і ТЕЦ з урахуванням диверсифікації їх паливної бази для забезпечення стабільного тепло- та енергопостачання

і регулювання навантаження в енергосистемі», а в частині прогнозу можливостей видобутку вугілля – в рамках держбюджетної теми «Удосконалення системи математичних моделей трансформації вугільної промисловості в умовах низьковуглецевого розвитку економіки країни» ІЗЕ НАН України.

Посилання

1. Kulyk M., Nechaieva T., Zgurovets O., Shulzhenko S., Maystrenko N. Comparative Analysis of Energy-Economic Indicators of Renewable Technologies in Market Conditions and Fixed Pricing on the Example of the Power System of Ukraine. In A. Zaporozhets (Ed.). *Systems, Decision and Control in Energy IV. Studies in Systems, Decision and Control*. 2023. Vol. 454. P. 433—449. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-22464-5_26
2. Дунаєвська Н.І. Проблеми й технології термічної переробки палив в енергетичних установках теплових електростанцій. *Вісник НАН України*. 2023. № 4. С. 72—84. <https://doi.org/10.15407/visn2023.04.072>
3. Нечаєва Т., Лещенко І. Перспективи впровадження малих модульних реакторів в енергосистемі України. *Системні дослідження в енергетиці*. 2023. № 3(74). С. 39—49. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.039>
4. Kulyk M. Forecasting the price index on the energy market of Ukraine considering the effect of the “green” tariffs laws. *System Research in Energy*. 2023. No. 4(75). P. 45—53. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.04.045>
5. Розвиток розподіленої газової генерації в Україні: стратегія і тактика. DiXi Group ALERT, 2023. 16 с. URL: https://dixigroup.org/wp-content/uploads/2023/11/alert_distributed-gas-generation_dixi_group-3.pdf (дата звернення: 10.03.2024).
6. Чернявський М.В. Стан та перспективи теплової генерації в умовах курсу України на безвуглецеву енергетику. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2021. № 4. С. 4—16. <https://doi.org/10.33070/etars.4.2021.01>
7. Вугільна генерація: закрити не можна залишити. DiXi Group ALERT, 2023. 12 с. URL: https://dixigroup.org/wp-content/uploads/2024/01/dixi-group-alert_4_coal-generation.pdf (дата звернення: 10.03.2024).
8. Pathways for the energy mix. *World Energy Outlook*. Intern. Energy Agency, 2023. P. 101—153. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/42b23c45-78bc-4482-b0f9-eb826ae2da3d/WorldEnergyOutlook2023.pdf> (дата звернення: 10.03.2024).
9. У грудні 2023 р. Україна імпортувала рекордні обсяги електроенергії за рік. *Exploration & Production Consulting*. 02.01.2024. URL: <https://expro.com.ua/novini/u-grudn-2023-r-ukrana-mportuvala-rekordn-obsyagi-elektroenerg-za-rk> (дата звернення: 10.03.2024).
10. Оновлення ціни зеленого тарифу в 2024 році. *Правильне електроживлення*. 10.01.2024. URL: <https://sun-energy.com.ua/news/zmina-tsiny-zelenogog-tarifu-2024-rik> (дата звернення: 10.03.2024).
11. Стратегія майбутнього: Україна – це енергетичний хаб, який допоможе Європі позбутися залежності від Росії. *Мінергеро України*. 21.06.2023. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/stratetiia-maibutnoho-ukraina-tse-enerhetichnyi-khab-iakyi-dopomozhe-evropi-pozbutysya-zalezhnosti-vid-rosii> (дата звернення: 10.03.2024).
12. Надійність та безпека в енергетиці коштують \$15 млрд – оцінка «Укренерго». *Економіка України*. 22.11.2023. URL: <https://thepage.ua/ua/economy/yak-maye-zminitis-energosistema-ukrayini-ocinka-ukrenergo> (дата звернення: 10.03.2024).
13. «Нафтогаз Трейдинг» постачатиме трьома ТЕС газ за пільговою ціною. *Економічна правда*. 10.01.2023. URL: <https://www.epravda.com.ua/news/2023/01/10/695833/> (дата звернення: 10.03.2024).
14. Малярєнко В.А., Шубенко О.Л., Андрєєв С.Ю., Бабак М.Ю., Сенєцький О.В. *Когенераційні технології в малій енергетиці*: монографія. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекєтова, 2018. 454 с. ISBN 978-966-695-448-3.
15. Towards a green transition of the energy sector in Ukraine: Update on the Energy Damage Assessment. United Nations Development Programme. 2023, June. 32 p. URL: <https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2023-06/undp-ua-energy-damage-assessment.pdf> (дата звернення: 10.03.2024).
16. Виробництво електроенергії в Україні за рік зросло на 5 %. *Економічна правда*. 11.01.2022. URL: <https://www.epravda.com.ua/news/2022/01/11/681292/> (дата звернення: 10.03.2024).
17. «Енергоатом» зайняв близько 50 % від загального виробітку електроенергії в Україні за 2023 р. *Exploration & Production Consulting*. 15.01.2024. URL: <https://expro.com.ua/novini/energoatom-zaynyav-blizko-50-vid-zagalnogo-virobtuku-elektroenerg-v-ukran-za-2023-r> (дата звернення: 10.03.2024).
18. «ГарПок» у 2023 році сплатив виробникам «зеленої» енергії понад 30 млрд грн. *Українська енергетика*. 24.01.2024. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/harpok-u-2023-rotsi-splatyv-vyrobnukam-zelenoi-enerhii-ponad-30-mlrd-hrn> (дата звернення: 10.03.2024).
19. Denysov V., Eutukhova T. Dynamic models for developing reference scenarios of energy system in the low-carbon transition. *System Research in Energy*. 2024. No. 1(76). P. 17—26. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.017>
20. Chernyavskyy M., Miroshnychenko Ye., Provalov O., Kosyachkov O. Scientific bases and peculiarities of conversion of SHPP anthracite boilers to sub-bituminous coal combustion. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2024. No. 1. P. 41—49. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-1/041>
21. Про рішення РНБОУ від 07.11.2023 «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 р. №737/2023. URL: <https://www.president.gov.ua/documents/7372023-48809> (дата звернення: 10.03.2024).
22. Чернявський М.В., Провалов О.Ю., Косячков О.В. Результати комплексних випробувань котлоагрегатів Трипільської ТЕС з виявленням основних чинників зменшення їх ефективності та надійності. *XIX Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»*: Зб. наук. праць. Київ: ІТЕТ НАН України, 2023. С. 29—35. <https://doi.org/10.48126/conf2023>
23. Чернявський М.В., Макаров В.М., Каплін М.І. Можливості постачання вітчизняного енергетичного вугілля з урахуванням зменшення його видобутку внаслідок бойових дій. *XIX Міжнар. наук.-практ. конф. «Теплова енергетика: шляхи реновації та розвитку»*: Зб. наук. праць. Київ: ІТЕТ НАН України, 2023. С. 6—12. <https://doi.org/10.48126/conf2023>
24. Макаров В. Прогнозування обсягів випуску вугільної продукції у повоєнний період в Україні. *Системні дослідження в енергетиці*. 2024. № 1(76). С. 35—44. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.035>

References

1. Kulyk, M., Nechaieva, T., Zgurovets, O., Shulzhenko, S., & Maystrenko, N. (2023). Comparative Analysis of Energy-Economic Indicators of Renewable Technologies in Market Conditions and Fixed Pricing on the Example of the Power System of Ukraine. In A. Zaporozhets (Ed.), *Systems, Decision and Control in Energy IV. Studies in Systems, Decision and Control*, 454 (pp. 433–449). Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-22464-5_26
2. Dunayevska, N.I. (2023). Problems and technologies of thermal processing of fuels in power plants of thermal power plants. *Visnyk of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 4, 72–84 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/visn2023.04.072>
3. Nechaeva, T., & Leshchenko, I. (2023). Prospects for the implementation of small modular reactors in the energy system of Ukraine. *System Research in Energy*, 3(74), 39–49 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.039>
4. Kulyk, M. (2023). Forecasting the price index on the energy market of Ukraine considering the effect of the "green" tariffs laws. *System Research in Energy*, 4(75), 45–53. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.04.045>
5. Development of distributed gas generation in Ukraine: strategy and tactics. (2023). DiXi Group ALERT (16 p.). URL: https://dixigroup.org/wp-content/uploads/2023/11/alert_distributed-gas-generation_dixi_group-3.pdf (Last accessed: 10.03.2024) [in Ukrainian].
6. Cherniavskiy, M.V. (2021). State and prospects of thermal power generation in the conditions of Ukraine's course on carbon-free energy. *Energy Technologies & Resource Saving*, 4, 4–16 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.33070/etars.4.2021.01>
7. Coal generation: cannot be left to close. (2023). DiXi Group ALERT, 12 p. URL: https://dixigroup.org/wp-content/uploads/2024/01/dixi-group-alert_4_coal-generation.pdf (Last accessed: 10.03.2024) [in Ukrainian].
8. Pathways for the energy mix. (2023). *World Energy Outlook* (pp. 101–153). Intern. Energy Agency. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/42b23c45-78bc-4482-b0f9-eb826ae2da3d/WorldEnergyOutlook2023.pdf> (Last accessed: 10.03.2024).
9. In December 2023, Ukraine imported record amounts of electricity for the year. (2024, January 2). *Exploration & Production Consulting*. URL: <https://expro.com.ua/novini/u-grudn-2023-r-ukrana-mportuvala-rekordn-obsyagi-elektroenerg-za-rk> (Last accessed: 10.03.2024) [in Ukrainian].
10. Green tariff price update in 2024. (2024, January 10). *Correct power supply*. URL: <https://sun-energy.com.ua/news/zmina-tsiny-zelenogog-tarifu-2024-rik> (Last accessed: 10.03.2024) [in Ukrainian].
11. Strategy for the future: Ukraine is an energy hub that will help Europe get rid of its dependence on Russia. (2023, June 21). *Ministry of Energy of Ukraine*. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/strategiia-maibutnoho-ukrainatase-enerhetychnyi-khab-iakiy-dopomozhe-ievropi-pozbutysia-zalezhnosti-vid-rosii> (Last accessed: 10.03.2024) [in Ukrainian].
12. Reliability and safety in the energy industry cost \$15 billion – Ukrenergo estimates. (2023, November 22). *Economy of Ukraine*. URL: <https://thepage.ua/ua/economy/yak-maye-zmynits-energosistema-ukrayini-ocinka-ukrenergo> (Last accessed: 10.03.2024) [in Ukrainian].
13. "Naftogaz Trading" will supply three TPPs with gas at a discounted price. (2023, January 10). *Economic truth*. URL: <https://www.epravda.com.ua/news/2023/01/10/695833/> (Last accessed: 10.03.2024) [in Ukrainian].
14. Malyarenko, V.A., Shubenko, O.L., Andreev, S.Yu., Babak, M.Yu., & Senetsky, O.V. (2018). *Cogeneration technologies in small energy* [monograph]. Kharkiv: O.M. Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv (454 p.) [in Ukrainian].
15. Towards a green transition of the energy sector in Ukraine: Update on the Energy Damage Assessment. (2023, June). *United Nations Development Programme* (32 p.). URL: <https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2023-06/undp-ua-energy-damage-assessment.pdf> (Last accessed: 10.03.2024).
16. Electricity production in Ukraine increased by 5 % over the year. (2022, January 11). *Economic truth*. URL: <https://www.epravda.com.ua/news/2022/01/11/681292/> (Last accessed: 10.03.2024) [in Ukrainian].
17. "Energoatom" took about 50 % of the total electricity production in Ukraine in 2023. (2024, January 15). *Exploration & Production Consulting*. URL: <https://expro.com.ua/novini/energoatom-zaynyav-blizko-50-vid>

- zagalnogo-virobtku-elektroenerg-v-ukran-za-2023-r-(Last accessed: 10.03.2024) [in Ukrainian].
18. In 2023, HarPok paid more than UAH 30 billion to producers of "green" energy. (2024, January 24). *Ukrainian Energy*. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/harpok-u-2023-rotsi-splatyv-vyrobnkam-zelenoi-enerhii-ponad-30-mlrd-hrn> (Last accessed: 10.03.2024) [in Ukrainian].
 19. Denysov, V., & Eutukhova, T. (2024). Dynamic models for developing reference scenarios of energy system in the low-carbon transition. *System Research in Energy*, 1(76), 17–26. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.017>
 20. Chernyavskyy, M., Miroshnychenko, Ye., Provalov, O., & Kosyachkov, O. (2024). Scientific bases and peculiarities of conversion of CHPP anthracite boilers to sub-bituminous coal combustion. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 1, 41–49. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-1/041>
 21. On the decision of the National Security Council of Ukraine dated 07.11.2023 "Regarding additional measures to strengthen the stability of the functioning of the energy system and prepare the national economy for work in the autumn-winter period of 2023/24": Decree of the President of Ukraine dated November 7, 2023 No. 737/2023. URL: <https://www.president.gov.ua/documents/7372023-48809> (Last accessed: 10.03.2024) [in Ukrainian].
 22. Chernyavskyy, M.V., Provalov, O.Yu., & Kosyachkov, O.V. (2023). The results of comprehensive boiler units test of the Trypilska TPP with the identification of the main factors of increasing their efficiency and reliability. *XIX International science and practice conf. "Thermal energy: ways of renovation and development". Collection of science works* (pp. 29–35). Kyiv: Thermal Energy Technology Institute (TETI) of National Academy of Sciences of Ukraine. <https://doi.org/10.48126/conf2023>
 23. Chernyavskyy, M.V., Makarov, V.M., & Kaplin, M.I. (2023). Possibilities of domestic energy coal supply taking into account the reduction in its production as a consequence of combat actions. *XIX International science and practice conf. "Thermal energy: ways of renovation and development": Collection of science works* (pp. 6–12). Kyiv: TETI of National Academy of Sciences of Ukraine. <https://doi.org/10.48126/conf2023>
 24. Makarov, V. (2024). Forecasting the volume of production of coal products in the post-war period in Ukraine. *System Research in Energy*, 1(76), 35–44 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.035>

COMPARATIVE ASSESSMENT OF ELECTRICITY SUPPLY COSTS FROM DIFFERENT SOURCES IN BASELOAD AND REGULATED MODES

Mykola Chernyavskyy^{1,2*}, Dr. Sci. (Engin.), Professor, <https://orcid.org/0000-0003-4225-4984>

Nataliya Dunayevska¹, Dr. Sci. (Engin.), Professor, <https://orcid.org/0000-0003-3271-8204>

Oleksandr Novoseltsev², Dr. Sci. (Engin.), Senior Researcher, <https://orcid.org/0000-0001-9272-6789>

Tatiana Eutukhova², PhD (Engin.), Associate Professor, <https://orcid.org/0000-0003-4778-2479>

¹Thermal Energy Technology Institute of NAS of Ukraine, 19, Andriivska St., Kyiv, 04070, Ukraine;

²General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovycha St., Kyiv, 03150, Ukraine

*Corresponding author: mchernyavski@gmail.com

Abstract. *The paper analyses the role and the technical and economic indicators of different electricity generation sources in the transition to "carbon-free" energy. A simplified method is proposed for estimating the minimally justified price of selling electricity from thermal power plants (TPPs), renewable energy sources (RES) and new maneuverable natural gas capacities is proposed. It is shown that the price of electricity from RES and new maneuverable capacity has a decisive influence on the amount and fixed period of return on investment in construction, as well as on the capacity utilization factor (CUF), which depends on the mode of operation of the power plants. Comparative estimates of the CUF of different electricity generation sources are presented. It has been shown that the cost of electricity from RES, new peak and maneuverable capacity is significantly higher than the cost of electricity from thermal power plants during the payback period. It is proved that at present the reserve for the reduction of the power shortage and the load regulation is available only in the thermal generation, and the conditions for the possibility of its effective use are the maintenance of the proper technical condition of the pulverized coal boiler units and the sufficient fuel base. To ensure acceptable electricity prices, RES and new control capacity should be phased in, using existing TPPs and CHPs to balance both the weighted average price and the regulation of power system load modes.*

Keywords: thermal power plants, coal, natural gas, gas turbine, steam-gas, gas-piston power plants, renewable energy sources, cost of electricity supply.

Надійшла до редколегії: 11.03.2024