

Паливо та енергетика

УДК 666.2

DOI: 10.33070/etars.4.2021.01

Чернявський М.В., докт. техн. наук
Інститут теплоенергетичних технологій НАН України, Київ
вул. Андріївська, 19, 04070 Київ, e-mail: mchernyavski@gmail.com

Стан та перспективи теплової генерації в умовах курсу України на безвуглецеву енергетику

Досліджено структуру формування вартості електроенергії для споживачів, у тому числі в залежності від собівартості вироблення ТЕС, «зеленої» енергії та інших джерел. Сформульовано основні умови ефективного виконання тепловою генерацією регулюючої функції в енергосистемі в умовах курсу України на безвуглецеву енергетику. Показано, що у зростанні вартості електроенергії для побутових споживачів та в необхідності підняття тарифів для населення основну частку складають надмірні втрати електроенергії в мережах та, особливо, прискорене збільшення частки «зеленої» генерації, значно дорожчої, ніж атомна, гідро- та тепла. Це прискорене збільшення прямо протирічить Паризькій кліматичній угоді, згідно з якою плани скорочення викидів парникових газів України мають розроблятися з урахуванням наявних енергоресурсів та без нанесення шкоди власній економіці. Знайдено залежності питомої витрати палива від середнього навантаження та час-тоти пусків-зупинів блоків. Показано, що підвищена питома витрата палива на вугільних ТЕС є неминучою платою за їх використання як регулюючих потужностей ОЕС України, причому чим більшою є частка «зеленої» генерації та менша частка генерації ТЕС, тим більше зростають питомі витрати палива. Доведено, що в умовах зростання частки «зеленої» генерації в Україні частку вироблення пилувугільних ТЕС слід утримувати на рівні не менше 30 % від загального вироблення електроенергії. Обґрунтовано, що необхідною умовою виконання вугільною генерацією належної регулювальної ролі в енергосистемі є виконання як екологічних, так і технічних заходів, а саме: зниження присмок-тів холодного повітря до топки та інших елементів котла, відновлення належного стану конденсаторів та систем їх охолодження, тощо. Важливим чинником зниження середнього рівня питомих витрат палива є також зменшення механічного недопалу на ТЕС, де він досі залишається значним, за рахунок переведення енергоблоків на спалювання концентрату газового вугілля. *Бібл. 12, рис. 5, табл. 5.*

Ключові слова: безвуглецева енергетика, вугілля, ТЕС, питомі витрати палива, собівартість електроенергії.

В рамках курсу на євроінтеграцію Україна послідовно брала на себе все більш амбітні зобов'язання з переходу на безвуглецеву (відновлювану, «зелену») енергетику. Ключові віхи на цьому шляху: 2016 рік — приєднання до Паризької кліматичної угоди із зобов'язанням зменшення у 2030 році викидів парникових газів до 60 % від рівня 1990 року; 2017 рік — затвердження нової Енергетичної стратегії з метою зниження до 2035 року частки вугілля серед первинних джерел до 12,5 %, частки вироблення електроенергії ТЕС та ТЕЦ — до 32 %; 2021 рік — приєднання до стратегії Євросоюзу «Green Deal» із зобов'язанням повного припинення видобутку вугілля та закриття вугільної енергетики до 2050 року. Хоча причини прискореної відмови від вугільної енергетики є переважно суто політичними, їх часто обґрунтовують низькою ефективністю та високою собівартістю вироблення електроенергії на вугільних ТЕС, пов'язаними з високими питомими витратами палива.

Між тим, вугільна енергетика має і свої переваги. Перша з них — значні запаси вітчизняного вугілля (перше місце в Європі та восьме у світі), які роблять його гарантом енергетичної незалежності країни, особливо у нинішній ситуації стрімкого подорожчання природного газу. Друга — можливість вугільних енергоблоків працювати у широкому діапазоні навантаження, що є вкрай важливим для регулювання навантаження енергосистеми в умовах, коли АЕС здатні працювати лише в базовому режимі, а ГЕС та відновлювальні джерела залежать від природних умов. Та й високі питомі витрати палива значною мірою

пов'язані саме з використанням ТЕС як регулювальних потужностей.

Мета даної роботи — дослідження структури формування вартості електроенергії для споживачів, у тому числі в залежності від собівартості вироблення ТЕС, «зеленої» енергії та інших джерел, визначення залежності питомих витрат палива на ТЕС від режиму їх роботи, а також обґрунтування допустимого рівня зниження частки теплової генерації та формулювання основних умов ефективного виконання вугільними електростанціями регулюючої функції в енергосистемі в умовах курсу України на безвуглецеву енергетику.

Зміни в структурі та обсягах вироблення електроенергії

В Енергетичній стратегії України на період до 2035 року ставилася задача поступового збільшення частки відновлюваних джерел (ВЕС, СЕС, ГЕС) при зменшенні частки ТЕС та АЕС. Зокрема, прогноз на 2020 рік передбачав збільшення вироблення гідроенергії до 10 млрд кВт-год, ВЕС і СЕС — до 9 млрд кВт-год, збереження вироблення АЕС на рівні 85 млрд кВт-год та зменшення вироблення ТЕС і ТЕЦ до 60 млрд кВт-год. Фактичні дані (табл. 1) свідчать, що контрольні показники по гідроенергії не досягнуті, що не дивно, беручи до уваги засухи кількох попередніх років. Натомість задачі збільшення вироблення ВЕС і СЕС та зменшення вироблення АЕС і ТЕС навіть перевиконані. Але такі зміни в структурі генерації призвели до негативних на-

Таблиця 1. Динаміка вироблення та імпорту електроенергії в Україні

Table 1. Dynamics of electricity generation and import in Ukraine

| Виробники електроенергії | 2016 рік | | 2017 рік | | 2018 рік | | 2019 рік | | 2020 рік | |
|---|----------|-------|----------|-------|----------|-------|----------|-------|----------|-------|
| | I | II | I | II | I | II | I | II | I | II |
| АЕС | 80950 | 52,9 | 85576,2 | 55,8 | 84398,1 | 53,7 | 83002,7 | 53,6 | 76202,5 | 51,1 |
| ТЕС генеруючих компаній (ГК) | 49902,3 | 32,6 | 44960,2 | 29,3 | 47792,0 | 30,4 | 44915,1 | 29,0 | 39562,6 | 26,5 |
| ТЕЦ, когенераційні установки, блок-станції | 13286,1 | 8,7 | 12414,7 | 8,1 | 12519,6 | 8,0 | 12638,5 | 8,2 | 14643,3 | 9,8 |
| ГЕС та ГАЕС (з вирахуванням споживання ГАЕС у насосному режимі) | 7218,8 | 4,7 | 8400,2 | 5,5 | 9862,3 | 6,3 | 6033,8 | 3,9 | 5466,1 | 3,7 |
| Відновлювані джерела (ВЕС, СЕС, інші) | 1560 | 1,0 | 1896,3 | 1,2 | 2632,4 | 1,7 | 5542,2 | 3,6 | 10862,1 | 7,3 |
| Імпорт | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2698,5 | 1,7 | 2284,9 | 1,5 |
| Всього | 152917,2 | 100,0 | 153247,6 | 100,0 | 157204,4 | 100,0 | 154830,8 | 100,0 | 149021,5 | 100,0 |

Примітка. I — Річний обсяг, млн кВт-год; II — частка в загальному обсязі, %.

слідків: дефіциту електроенергії, який змусив її імпортувати у 2019–2020 роках, а також збільшення середньої вартості виробленої електроенергії, її транспорту та розподілу, що обумовлює необхідність суттєвого збільшення тарифів для споживачів.

Для вибору оптимальних шляхів виходу з кризової ситуації, що склалася, необхідно визначити конкретні причини дефіциту електроенергії, збільшення середньої вартості її вироблення, в тому числі на вугільних ТЕС, оцінити місце та перспективи теплової генерації в умовах проголошеного курсу України на безвуглецеву енергетику.

Причини дефіциту електроенергії та збільшення її середньої вартості в умовах зростання частки «зеленої» енергетики

Необхідність збільшення тарифів при зростанні частки ВЕС та СЕС давно прогнозувалася фахівцями [1], виходячи з високої собівартості «зеленої» енергії. Так, у 2020 році собівартість вироблення електроенергії АЕС та ГЕС була 0,6–0,7 грн/(кВт·год), ТЕС — близько 1,6 грн/(кВт·год), ВЕС та СЕС — у середньому 4,0 грн/(кВт·год). При такому співвідношенні та структурі генерації 2016 року середня собівартість вироблення електроенергії становила 6 1,05 грн/(кВт·год), а при структурі генерації 2020 року фактично склала 1,27 грн/(кВт·год) (без ПДВ).

До 2019 року ДП «Енергоринок» закуповувало у електростанцій вироблену електроенергію за тарифами, встановленими НКРЕКП для кожного з видів генерації, і після «усереднення» ціни продавало її населенню та іншим споживачам через розподільчі компанії «Обленерго». Попри усі недоліки такої практики встановлені тарифи на закупівлю електроенергії з ТЕС хоча б певною мірою корелювали із встановленою вартістю енергетичного вугілля [2]. Компенсація державним вугільним підприємствам з більшою собівартістю продукції до 2015 року здійснювалася шляхом державної дотації, у 2016–2018 роках — за рахунок підвищення ціни закупівлі вугілля за формулою «Роттердам+». З реформуванням енергоринку «Положенням про покладення спеціальних обов'язків (ПСО)» (затверджено постановою Кабінету Міністрів України № 483 від 05.06.2019) ДП «НАЕК Енергоатом» зобов'язали продавати встановлений обсяг виробленої електроенергії гарантованому покупцю

по 0,15 грн/(кВт·год), ПрАТ «Укргідроенерго» — по 0,01 грн/(кВт·год). Компенсацію собівартості електроенергії для цих виробників передбачили завдяки продажу решти виробленої електроенергії на комерційних сегментах ринку, тобто там, де й продається електроенергія з ТЕС. Проте встановлені НКРЕКП необґрунтовано низькі цінові обмеження (price caps), а також маніпуляції на ринках «на добу наперед» (РДН) та двосторонніх договорів призвели до зниження середньої ціни РДН з 1,51 грн/(кВт·год) у 2019 році до 1,38 грн/(кВт·год) у 2020 році. Внаслідок цього «Енергоатом» та «Укргідроенерго» лишилися можливості компенсувати втрати продажу за ПСО за рахунок ринку РДН. З іншого боку, при такому рівні цін ТЕС у 2020 році могли бути незбитковими лише за вартості вугілля 1700–1800 грн/т, що нижче собівартості вугільної продукції ДТЕК (1800–1950 грн/т) та значно нижче собівартості вугілля з державних шахт (понад 3000 грн/т). НКРЕКП «помітило» маніпуляції на комерційних сегментах ринку та звернулося до АМКУ про проведення відповідного розслідування лише у липні 2021 року, коли державні шахти та деякі генеруючі компанії опинилися під загрозою банкрутства.

За цих умов збитковими стали не тільки атомна, гідро- та тепла генерації, а й вугільна галузь, якій не вигідно продавати вугілля по занижених цінах, що державною дотацією компенсуються лише державним шахтам та тільки частково. Як наслідок, у 2019–2020 роках відбувалося зменшення видобутку вугілля (табл. 2), яке неминуче супроводжувалося зростанням його собівартості за рахунок збільшення відносної частки умовно-постійних витрат. У 2019 році це зменшення частково компенсувалося збільшенням імпорту, переважно з РФ. Проте у 2020 році внаслідок введення торговельних обмежень з боку як України, так і РФ зменшився й імпорт. Тому у 2020 році порівняно з 2019 роком поставки вугілля на ТЕС скоротилися на 34 %, а дефіцит вугілля сягнув такого небезпечного ступеню, що вперше за багато років довелося імпортувати значні обсяги вугілля газової групи (табл. 3).

При порівнянні даних табл. 2 та табл. 3 слід враховувати, що на електростанції постачається в основному збагачене вугілля, вихід якого становить близько 65 % від обсягу рядового вугілля; починаючи з другої половини 2017 року, Зуєвська та Старобешівська ТЕС, що залишилися на неконтрольованій території, виведені зі складу

та звітності ГК; більший обсяг поставки, ніж споживання, у 2016–2019 роках пов'язаний з природними втратами вугілля при транспортуванні та зберіганні, з витратами на господарські потреби, але найбільшою мірою – з накопиченням запасів на складах ТЕС. Внаслідок скорочення поставок у 2020 році на складах електростанцій до кінця року повністю вичерпалися запаси вугілля, накопичені за попередній період, і лише відносно тепла зима та імпорту електроенергії врятували від віялових відключень.

В останні роки частка населення в споживанні електроенергії складає близько 30 %. З березня 2017 року по 2020 рік включно тарифи для насе-

Таблиця 2. Динаміка видобутку та імпорту енергетичного вугілля в Україні

Table 2. Dynamics of production and import of thermal coal in Ukraine

| Видобуток та імпорту вугілля | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|--|-------------------|------|------|------|------------------|
| Видобуток, млн т (переважно газова група): | | | | | |
| державні підприємства | 4,2 ¹ | 3,9 | 3,6 | 2,7 | ~ 2,2 |
| приватні підприємства (переважно ДТЕК) ² | 28,3 ³ | 24,2 | 23,9 | 22,2 | ~ 20,5 |
| Всього | 32,5 | 28,1 | 27,5 | 24,9 | 22,7 |
| Імпорт, млн т (переважно антрацит та пісне) ⁴ | 0,5 | 5,1 | 5,2 | 6,0 | 2,6 ⁵ |
| У тому числі з РФ, млн т | 0,24 | 3,8 | 4,1 | 5,3 | 2,4 |

Примітка. ¹ У тому числі 1,2 млн т марок А й П з неконтрольованих територій Донбасу (НКТ). ² Не включаючи газове вугілля ТОВ «Краснолиманська». ³ У тому числі 8,0 млн т марок А й П з НКТ. ⁴ Не включаючи антрацит з шахти «Обухівська» (Ростовська обл.), яка знаходиться у власності ДТЕК. ⁵ У тому числі 0,8 млн т вугілля газової групи.

Таблиця 3. Динаміка споживання вугілля ТЕС ГК України

Table 3. Dynamics of coal consumption of thermal power plants of generating companies in Ukraine

| Поставка, млн т ¹ | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Газове вугілля | 18,51 | 18,74 | 20,81 | 20,90 | 15,18 |
| Антрацит та пісне вугілля | 12,82 | 6,07 | 5,41 | 4,60 | 1,75 |
| Всього | 31,34 | 24,81 | 26,22 | 25,50 | 16,93 |
| Споживання всього, млн т ² | 28,82 | 23,19 | 23,74 | 22,12 | 18,98 |

Примітка. ¹ За даними Міненерго та «ДТЕК Енерго». ² За даними НАК «Укренерго».

лення (0,9 грн/(кВт-год) за обсяг споживання до 100 кВт-год на місяць, 1,68 грн/(кВт-год) за споживання понад 100 кВт-год на місяць, з ПДВ) не переглядалися, лише на початку 2021 року пільговий тариф до 100 кВт-год на місяць було відмінено. Для решти споживачів вартість електричної енергії є значно більшою. Вона складається з ціни самої електроенергії, послуг постачальника, оператора системи передачі та оператора розподільної системи. Згідно з Законом України «Про ринок електричної енергії», кошти на компенсацію різниці між ринковою ціною та собівартістю «зеленої» енергії закладаються в тариф НЕК «Укренерго» на передачу електроенергії (сама компенсація здійснюється через ДП «Гарантований покупець»). У табл. 4 наведена динаміка зміни у 2020 році трьох основних складових вартості електроенергії, які затверджуються НКРЕКП: тарифів на послуги з передачі, з диспетчерського управління (НЕК «Укренерго») та з розподілу електроенергії (енергорозподільчі компанії, в середньому для споживачів

Таблиця 4. Динаміка зміни тарифів на послуги з передачі, диспетчерського управління та розподілу електроенергії у 2020 році (з ПДВ)

Table 4. Dynamics of changes in tariffs for transmission, dispatch management and distribution services in 2020 (including VAT)

| Складова вартості електроенергії | 01.01. 2020 | 01.08. 2020 | 01.12. 2020 |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Тариф на передачу електроенергії, грн/(МВт-год) | 189,94 | 288,28 | 375,31 |
| У тому числі стаття «Витрати на виконання спеціальних обов'язків для забезпечення загальносуспільних інтересів» (на компенсацію «зеленого» тарифу), грн/(МВт-год) | 98,38 | 188,45 | 244,66 |
| Тариф на диспетчерські послуги, грн/(МВт-год) | 56,88 | 29,70 | 29,70 |
| Тариф на послуги з розподілу електроенергії, грн/(МВт-год): | | | |
| 1 клас напруги | 160,56 | 164,32 | 164,48 |
| 2 клас напруги | 886,19 | 917,56 | 919,14 |
| Всього, грн/(кВт-год): | | | |
| 1 клас напруги | 0,51 | 0,67 | 0,81 |
| 2 клас напруги | 1,23 | 1,42 | 1,57 |
| У тому числі стаття на компенсацію «зеленого» тарифу, %: | | | |
| 1 клас напруги | 19,45 | 28,10 | 30,05 |
| 2 клас напруги | 7,99 | 13,23 | 15,60 |

1 класу напруги — 27,5 кВт та вище, та для 2 класу — до 27,5 кВт).

Аналіз складових вартості електроенергії для непобутових споживачів, наведений у табл. 4, свідчить, що хоча протягом 2020 року ціна електроенергії на РДН знижувалася, але тарифи на послуги з передачі, з диспетчерського управління та з розподілу електроенергії збільшувалися. У результаті наприкінці року сумарний тариф на вказані послуги для споживачів 1 класу напруги досяг 59 %, 2 класу — 114 % від середньої ціни електроенергії на РДН. При такому співвідношенні складових твердження про зростання вартості електроенергії для споживачів внаслідок високої собівартості її вироблення, у тому числі на вугільних ТЕС, втрачають сенс.

Висока вартість послуг з транспорту та розподілу електроенергії пов'язана з надмірними втратами у мережах. За офіційною звітністю Міненерго, у 2020 році втрати у мережах усіх класів напруги склали трохи менше 12 % (для порівняння, у США та країнах ЄС — 4–8 % [3]). На думку багатьох фахівців, фактичні втрати у мережах сягають 15–18 %. Така оцінка підтверджується тим, що наприкінці 2020 року стаття «Купівля електроенергії для компенсації технологічних витрат» у тарифі на передачу становила трохи більше 11 %, а в тарифах на послуги з розподілу (для усіх класів напруги) — від 28 % у ПРАТ «ДТЕК Київські електромережі» до 35 % в АТ «Харківобленерго». Але основною причиною збільшення вартості цих послуг у 2020 році стало збільшення витрат на компенсацію «зеленого» тарифу у 2,5 рази протягом року. Отже, не подорожчання електроенергії з ТЕС, а висока собівартість та прискорене зростання частки «зеленої» електроенергії, витрати на компенсації якої за державними зобов'язаннями внесені до тарифу на транспорт, призвело у 2021 році до оголошеної Міненерго необхідності збільшення тарифу для населення.

Таким чином, штучно прискорене державними зобов'язаннями щодо компенсації високих закупівельних тарифів збільшення в Україні частки «зеленої» енергетики сукупно з недосконалою, дискримінаційною для теплової генерації моделлю нового ринку електроенергії наприкінці 2020 — на початку 2021 року стало причиною деяких негативних явищ в енергетиці та в економіці країни в цілому. Слід зазначити, що ці дії прямо протирічать Паризькій кліматичній угоді, згідно з якою національні плани скорочення ви-

кидів парникових газів країн, що розвиваються (до них відноситься і Україна), мають розроблятися з урахуванням місцевих особливостей, включаючи наявні енергоресурси, та уникаючи, нанесення шкоди власній економіці [4]. Крім того, оскільки вже у 2015 році валові викиди CO₂ на ТЕС України знизилися до менше 42 % від рівня 1990 року [5], подальше скорочення викидів CO₂ тепловою генерацією (у 2020 році — близько 30 % від рівня 1990 року) не було викликане чинними міжнародними зобов'язаннями України щодо зменшення викидів парникових газів.

Чинники теплової економічності ТЕС та їх зміна в умовах зростання частки «зеленої» енергетики

Хоча у грошовому вимірі собівартість вироблення електроенергії на вугільних ТЕС не є визначальною у вартості електроенергії для кінцевих споживачів, теплову економічність теплової генерації не можна визнати задовільною. Питома витрата на відпуск електроенергії ТЕС України в середньому перевищує 400 г у.п./ (кВт·год), що значно більше за сучасні європейські показники — 300–330 г у.п./ (кВт·год) [6]. Це не тільки змушує використовувати для вироблення одиниці електроенергії більшу кількість палива, але і значно збільшує питомі викиди діоксиду вуглецю [7], що суперечить курсу на безвуглецеву енергетику.

Таку низьку теплову економічність звичайно пов'язують зі значною зношеністю обладнання, підвищеною зольністю вугілля та використанням низькорекційного антрациту, що призводить до підвищеного механічного недопалу, тощо. Проте вже понад 10 років завдяки впровадженню сучасних стандартів з якості вугілля та приймання вугілля за калорійністю на ТЕС надходить вугілля із зольністю, близькою до проектної [2]. Дійсно, до 2016 року рівень механічного недопалу на антрацитових ТЕС сягав 6–8 %, а в середньому по всіх електростанціях перевищував 4 %. Але в останні роки в умовах скорочення та повного припинення поставок донецького антрациту частину антрацитових енергоблоків було переведено на спалювання газового вугілля (у тому числі 4 блоки по 150 МВт на Придніпровській, 3 блоки по 200 МВт на Зміївській, 1 блок 300 МВт на Криворізькій ТЕС — за технічними рішеннями ТОВ «Котлотурбопром»,

2 котли по 230 т пари на 1 год на Миронівській, 2 блоки по 300 МВт на Трипільській, 1 блок 800 МВт на Слов'янській ТЕС — за технічними рішеннями Інституту теплоенергетичних технологій НАН України (раніше — Інститут вугільних технологій) [8]), на решті було впроваджено виготовлення та спалювання сумішей антрацитів з газовим вугіллям як заміника пісного вугілля [9], що у сукупності зменшило середній механічних неподал ТЕС до 1,4–1,6 %.

Суттєвими чинниками зменшення теплової економічності блоку є присмокоти холодного повітря до топки та інших елементів котла, незадовільний стан конденсаторів та систем їх охолодження, тощо. Інші чинники зниження теплової економічності пов'язані з особливостями режимів експлуатації ТЕС та з підвищенням вмістом сірки у вітчизняному вугіллі, як-от [10]:

- постійна робота енергоблоків у маневрових режимах на часткових навантаженнях, що збільшує питому витрату тепла на турбіну та разом з роботою у неповному складі обладнання — частки витрат тепла і електроенергії на власні потреби;

- часті пуски за диспетчерським графіком, що збільшує втрати палива на пуски котлів;

- директивне зменшення у 1971 році температури гострої пари та пари промперегріву від проектного значення 570 до 545 °С, що суттєво збільшило терміни експлуатації обладнання, але водночас зменшило ККД пароводяного циклу;

- директивне збільшення температури відхідних газів від 115–120 до 150–160 °С для запобігання конденсації у димарі сірчаної кислоти при спалюванні вугілля з вмістом сірки понад 1,5 %.

За оцінками [10], сукупність двох останніх чинників обумовлює збільшення питомої витрати палива на 16–18 г у.п./ (кВт·год) порівняно з проектною при базовому навантаженні без урахування пусків. Для кількісної оцінки внеску чинників, пов'язаних з експлуатацією енергоблоків у регульованих режимах, слід згадати, що питома витрата палива на відпуск електроенергії є пропорційною до питомої витрати тепла на турбіну та обернено пропорційною до ККД котла [4]. Її величина збільшується при зниженні навантаження блоку (за рахунок збільшення питомої витрати тепла на турбіну) та при збільшенні кількості розпалів котла на 1000 год роботи (за рахунок додаткової витрати палива, яку відносять до складової теплового балансу котла «інші втрати»). Пиловугільні енергоблоки ТЕС, спроектовані для постійної роботи при навантаженні

70–100 % від номінального, для цілей регулювання в умовах постійно зростаючої частки відновлюваних джерел експлуатуються у значно ширшому діапазоні навантажень та з великою кількістю пусків-зупинів, що не лише призводить до прискореного зношення обладнання та перевищити розпального природного газу, а й погіршує теплову економічність.

Зарубіжні дослідники вже давно дійшли висновку, що збільшення частки нерегульованих відновлюваних джерел потребуватиме збільшення регульовального запасу потужностей, який можна реалізувати при збільшенні частки вироблення ТЕС як єдиного надійного регулятора або при обмеженому виробленні, але при розширенні діапазону регулювання навантаження теплових енергоблоків. З урахуванням цього у роботі [11] розраховано енергетичні характеристики сучасної турбіни з докритичними параметрами пари номінальною потужністю 225 МВт при зниженні навантаження до 40 % від номінального. На рис. 1 ці результати порівняні з паспортними енергетичними характеристиками турбін вітчизняних енергоблоків 200 й 300 МВт з меншим діапазоном регулювання навантаження, виготовлених у 60–70-х роках минулого сторіччя. Видно, що питома витрата тепла на турбіну збільшується зі зниженням параметрів пари та навантаження, особливо суттєво — при навантаженнях менше 70 %.

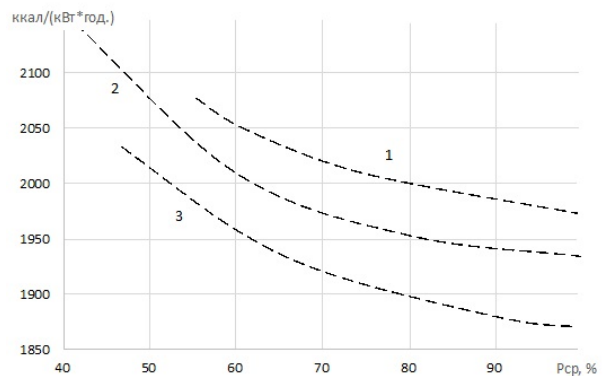


Рис. 1. Залежність питомої витрати тепла на турбіну від електричного навантаження: 1 — турбіна К-200-130 з докритичними параметрами пари (паспортні дані); 2 — сучасна турбіна 225 МВт з докритичними параметрами пари [11]; 3 — турбіна К-300-240 з надкритичними параметрами пари (паспортні дані).

Fig. 1. Dependence of specific heat consumption per turbine on the electric load: 1 — turbine K-200-130 with subcritical steam parameters (passport data); 2 — modern turbine 225 MW with subcritical steam parameters [11]; 3 — turbine K-300-240 with supercritical steam parameters (passport data).

У 2020 році порівняно з 2019 роком питома витрата палива на відпуск електроенергії ТЕС зросла від 402,7 до 404,8 г у.п./ (кВт-год), при цьому середній рівень механічного недопалу був невеликим та практично не змінився (табл. 5). Основною причиною збільшення питомої витрати палива, на наш погляд, було зменшення середнього навантаження блоків з 71,6 до 70,3 % та збільшення кількості розпалів на 1000 год роботи котла (корпусу) від 10,7 до 10,9. На деяких ТЕС середнє навантаження було ще нижчим. Це Трипільська, Криворізька (блоки 300 МВт) та Слов'янська (блок 800 МВт) з двокорпусними котлами, які за диспетчерським графіком значну частину часу працювали на одному корпусі при навантаженні блоку менше 40–50 %, та Бурштинська (блоки 200 МВт), яка за умовами енергоострова має віртуально тримати щонайменше один блок у гарячому резерві (на практиці замість цього декілька блоків несуть по 120 МВт з можливістю швидкого підйому потужності до 190 МВт).

Побудовані за даними тієї ж звітності залежності питомої витрати тепла на турбіну від середнього навантаження для блоків 300 та 200 МВт (рис. 2) показують у середньому 8,5–

9,0 ккал/(кВт-год), або близько 0,4 % питомої витрати палива, на кожний 1 % зміни навантаження, а величини «інших втрат» від частоти розпалів (рис. 3) – 0,15–0,17 % питомої витрати палива на кожний 1 розпал на 1000 год роботи котла (корпусу). Розрахована сума цих змін у 2020 році порівняно з 2019 роком (2,2 г у.п./ (кВт-год)) корелює з фактичною зміною питомої витрати палива (2,1 г у.п./ (кВт-год)), що підтверджує достовірність оцінок.

За цими ж оцінками, при середньому навантаженні 90 % та частоті розпалів 3–4 на 1000 год роботи середня питома витрата палива на відпуск електроенергії не мала б перевищувати 365 г у.п./ (кВт-год) навіть з урахуванням збільшеного механічного недопалу антрацитових котлоагрегатів, що залишилися, та при наявному, далекому від ідеального, технічному стані котлів та турбін. Тобто з різниці 70–100 г у.п./ (кВт-год) між вітчизняними та європейськими вугільними енергоблоками майже 40 г у.п./ (кВт-год) визначаються роботою на часткових навантаженнях з частими пусками-зупинами, ще 16–18 г у.п./ (кВт-год) – директивно пониженими параметрами пари та збільшеною температурою відхідних газів, що в сукупності перевищує половину різниці. Це під-

Таблиця 5. Техніко-економічні показники пилувугільних енергоблоків ТЕС України у 2019–2020 рр. (за даними річної звітності 3-тех-ТЕС)

Table 5. Technical and economic indicators of pulverized coal power units of TPPs in Ukraine in 2019–2020 (according to the annual reporting of TPPs)

| ТЕС | Вироблення електроенергії, млн кВт-год. | | Питома витрата палива на відпуск електроенергії, г у.п./ (кВт-год) | | Середнє навантаження блоку, % | | Питома витрата тепла на турбіну бруто, ккал/(кВт-год) | | Кількість розпалів на 1000 год роботи котла | | Механічний недопал, % | |
|----------------|---|---------|--|---------|-------------------------------|---------|---|---------|---|---------|-----------------------|---------|
| | 2019 р. | 2020 р. | 2019 р. | 2020 р. | 2019 р. | 2020 р. | 2019 р. | 2020 р. | 2019 р. | 2020 р. | 2019 р. | 2020 р. |
| Трипільська | 2926,5 | 2817,9 | 403,4 | 406,1 | 65,4 | 61,9 | 2037 | 2055 | 8,4 | 9,9 | 1,84 | 1,80 |
| Зміївська | 3021,1 | 3493,6 | 407,4 | 417,1 | 72,8 | 72,5 | 2088 | 2116 | 10,1 | 14,0 | 1,30 | 1,11 |
| Вуглегірська | 4207,2 | 3709,0 | 380,6 | 374,3 | 73,9 | 77,2 | 1989 | 1973 | 4,7 | 3,9 | 0,28 | 0,20 |
| Слов'янська | 3363,7 | 3107,2 | 417,5 | 427,4 | 55,2 | 46,1 | 2107 | 2138 | 21,7 | 13,3 | 4,37 | 4,17 |
| Запорізька | 5534,9 | 5050,6 | 358,6 | 366,2 | 81,7 | 76,9 | 1930 | 1932 | 6,2 | 7,8 | 0,28 | 0,30 |
| Придніпровська | 1818,0 | 1421,2 | 417,9 | 426,1 | 71,9 | 73,5 | 2238 | 2227 | 12,3 | 17,5 | 0,69 | 0,93 |
| Криворізька | 1510,2 | 2123,1 | 431,8 | 398,3 | 58,8 | 68,6 | 2097 | 2051 | 17,0 | 12,5 | 5,25 | 2,94 |
| Луганська | 1838,9 | 1487,7 | 419,2 | 398,8 | 64,0 | 73,2 | 2192 | 2076 | 1,9 | 3,1 | 4,00 | 4,79 |
| Курахівська | 5919,9 | 5191,9 | 411,8 | 429,8 | 82,6 | 75,7 | 2144 | 2196 | 19,6 | 13,2 | 2,24 | 2,86 |
| Ладизинська | 3779,2 | 2892,5 | 401,4 | 400,6 | 70,5 | 70,8 | 2088 | 2062 | 9,1 | 13,0 | 0,41 | 0,45 |
| Добротвірська | 1455,3 | 1608,3 | 384,2 | 392,0 | 83,7 | 81,0 | 2150 | 2162 | 3,1 | 6,0 | 1,32 | 1,31 |
| Бурштинська | 8820,5 | 6352,7 | 419,3 | 418,2 | 67,0 | 67,4 | 2152 | 2144 | 9,6 | 13,1 | 1,02 | 0,83 |
| Всього | 44195 | 39256 | 402,7 | 404,8 | 71,6 | 70,3 | 2090 | 2095 | 10,7 | 10,9 | 1,56 | 1,59 |

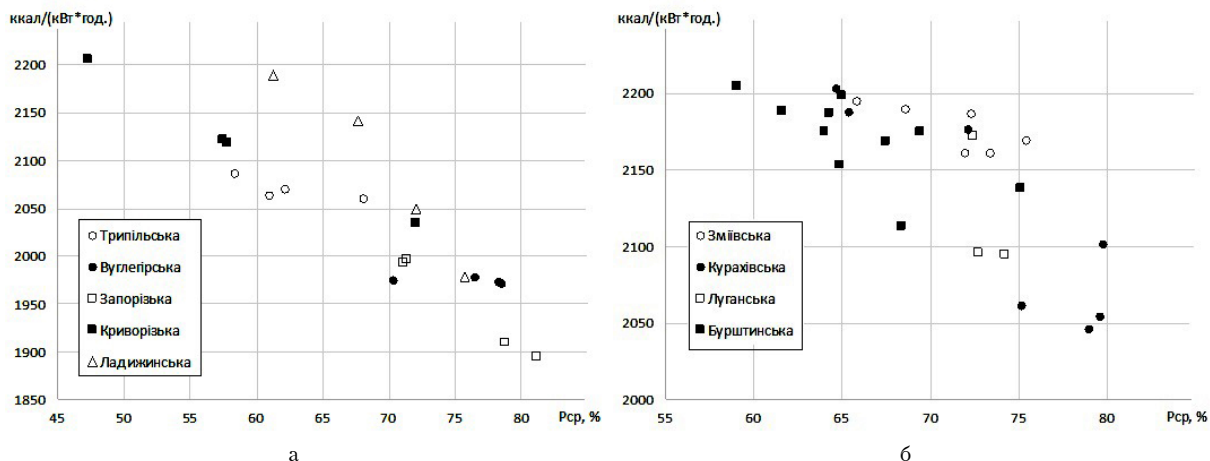


Рис. 2. Залежності питомої витрати тепла на турбіну у 2020 році для блоків 300 МВт (а) та 200 МВт (б).

Fig. 2. Dependencies of specific heat consumption per turbine in 2020 for units of 300 MW (a) and 200 MW (b).

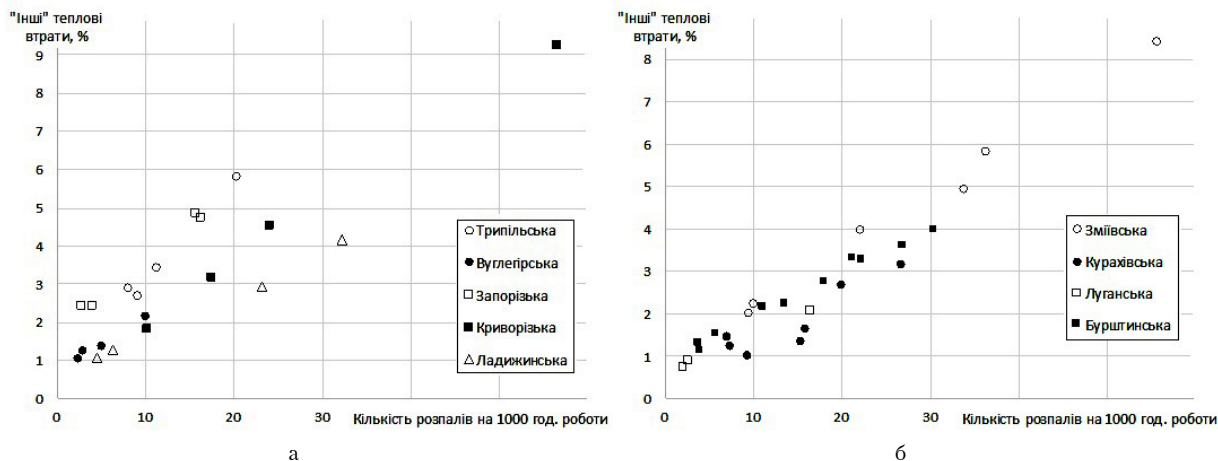


Рис. 3. Залежності величини «інших втрат» від частоти розпалів котла (корпусу) у 2020 році для блоків 300 МВт (а) та 200 МВт (б).

Fig. 3. Dependencies of "other losses" on the frequency of the boiler's firing in 2020 for 300 MW (a) and 200 MW units (b).

тверджує висновок роботи [10] про те, що відмінність фактичних показників європейських та українських пилувугільних енергоблоків значною мірою пов'язана з різними режимами їх експлуатації. Таким чином, підвищена питома витрата палива на вугільних ТЕС є неминучою платою за їх використання як регулюючих потужностей ОЕС України, причому чим більше частка «зеленої» генерації та менша частка генерації ТЕС, тим більше зростають питомі витрати палива.

Місце теплової генерації в умовах курсу України на безвуглецеву енергетику та актуальні задачі її вдосконалення

Попри оптимістичні прогнози тотального переходу на безвуглецеву «зелену» енергетику відсутність у досяжній перспективі надійних та

економічних акумулюючих засобів змушує зарубіжних науковців прогнозувати тепловій генерації суттєве місце в енергобалансах, визначене її регулювальною функцією та (головним чином у провідних вугільних державах) доступністю місцевих ресурсів і меншою вартістю електроенергії з них. Прогнозна динаміка вироблення електроенергії з різних джерел, за даними роботи [12], передбачає збереження у 2040 році більше третини вироблення електроенергії тепловою генерацією в європейських країнах Організації економічного співробітництва і розвитку (ОЕСД), до половини — у США, більше половини — в Китаї (рис. 4). Щоправда, значна частка теплової генерації в європейських країнах ОЕСД та у США припадає на природний газ (у тому числі в США із значною часткою сланцево-

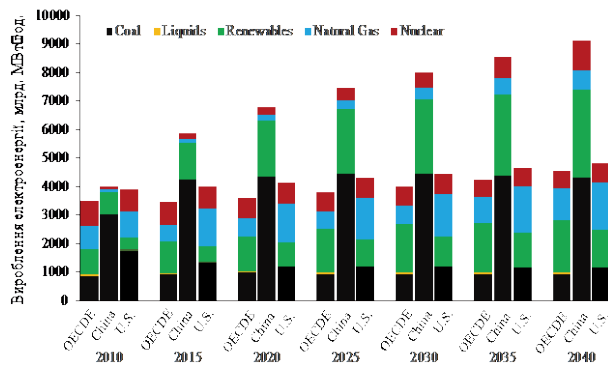


Рис. 4. Прогнозна динаміка вироблення електроенергії з різних джерел в європейських країнах OECD, Китаї та США [10].

Fig. 4. Forecast dynamics of electricity generation from various sources in European OECD countries, China and the United States [10].

го газу), але в такій вугільній державі, як Китай, вугільні ТЕС забезпечуватимуть, звичайно, з дотриманням екологічних вимог, майже 90 % теплової генерації. Це підтверджує висновок [10] про доцільність збереження в Україні, яка має значні запаси вугілля та політично ускладнену логістику імпорту природного газу, частки вироблення пилувугільних ТЕС на рівні не менше 30 % від загальної генерації електроенергії. Менша частка електроенергії з ТЕС змусить їх працювати при економічно недоцільних рівнях навантаження та частотах пусків-зупинів енергоблоків та, як наслідок, при значному рівні питомих витрат палива та викидів CO_2 .

Необхідною умовою виконання вугільною генерацією належної регулювальної ролі є виконання як екологічних заходів, передбачених «Національним планом скорочення викидів», так і технічних, а саме: зниження присмоктів холодного повітря до топки, конвективної шахти, електрофільтру, відновлення належного стану конденсаторів та систем їх охолодження, тощо. Крім безпосереднього впливу на техніко-економічні показники, присмокти мають ще один побічний, але важливий вплив на ефективність роботи енергоблоків ТЕС. Для максимального використання регулюючої функції середнє навантаження блоку має знаходитися приблизно посередині між нижньою та верхньою межами регулювання навантаження, тому чим менша верхня межа навантаження, тим вузьчий регулювальний діапазон і тим нижче за інших рівних умов середнє навантаження. У роботі [10] показано, що

наряду з обмеженнями по максимальній потужності турбін одним з основних чинників зниження максимальної потужності блоків є присмокти; це пов'язане з обмеженнями по співвідношенню тяга-дуття при наявній продуктивності димосмоків.

На рис. 5 наведена залежність середнього навантаження для блоків 300 МВт різних ТЕС, у тому числі для переведених на газове вугілля блоків Трипільської ТЕС з двокорпусними котлами (у перерахунку на один корпус), від рівня присмоктів на ділянці від режимного перетину до димосмоку, перерахованих на номінальне навантаження. Незважаючи на розкид даних внаслідок різного стану турбін, особливостей диспетчерського графіку та інших чинників, чітко видно тенденцію зниження рівня середнього навантаження зі збільшенням рівня присмоктів.

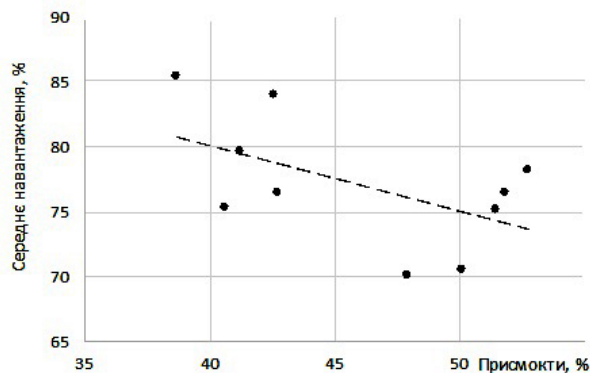


Рис. 5. Залежність середнього навантаження блоків 300 МВт у частках від номінального від рівня присмоктів на ділянці від режимного перетину до димосмоку.

Fig. 5. Dependence of the average load of 300 MW units to the level of air suction in the section from the regime section to the exhauster.

Важливим чинником зниження середнього рівня питомих витрат палива є також зменшення механічного недопалу на ТЕС, де він досі залишається значним (див. табл. 5). Причини підвищеного механічного недопалу на різних електростанціях різні. Луганська ТЕС не має прямого залізничного сполучення з контрольованою територією, тому вона «прив'язана» до поставок антрацити з шахти «Обухівська» (Ростовська обл.), яка знаходиться у власності ДТЕК. Натомість такі ТЕС, як Слов'янська та Криворізька, проектним паливом яких є антрацит і пісне вугілля, можуть та мають бути переведені на газове вугілля. Це переведення вже частково відбулося:

на Криворізькій ТЕС на газове вугілля переведений 1 блок 300 МВт за технічними рішеннями ТОВ «Котлотурбопром»; на Слов'янській ТЕС на газове вугілля переведені сушильно-розмельні системи центрального пілозаводу за технічними рішеннями Інституту теплоенергетичних технологій НАН України, у 2021 році її блок 800 МВт в основному працює на газовому вугіллі у випробувальному режимі. Котли блоків 200 МВт Курахівської ТЕС від початку спроектовані для використання промпродукту газового вугілля з калорійністю 4200 ккал/кг, зараз вони спалюють рядове газове вугілля із зольністю понад 35 % із значним механічним недопалом через великий вміст вуглемінеральних зростків; для них давно назріла реконструкція пілосистем з можливістю використання концентрату газового вугілля із зольністю не більше 26–28 % та з відповідним зменшенням рівня механічного недопалу.

Висновки

Хоча причини прискореного переходу на безвуглецеву енергетику є переважно суто політичними, їх часто обґрунтовують низькою ефективністю та високою собівартістю вироблення електроенергії на вугільних ТЕС, пов'язаними з високими питомими витратами палива. Проте в цьому дослідженні показано, що у зростанні вартості електроенергії для побутових споживачів та в необхідності підняття тарифів для населення значно більшу частку мають надмірні втрати електроенергії в мережах та, особливо, прискорене збільшення частки «зеленої» генерації, значно дорожчої, ніж атомна, гідро- та теплова. Навпаки, встановлені НКРЕКП необґрунтовано низькі цінові обмеження (price caps), а також можливість маніпуляцій на ринках «на добу наперед» (РДН) та двосторонніх договорів призвели до зниження середньої ціни на комерційних сегментах ринку електроенергії до рівня, збиткового як для атомної, гідро- та теплової генерації, так і для вугільних підприємств, з критичним зменшенням видобутку енергетичного вугілля та необхідністю імпорту електроенергії. У сукупності ці дії прямо протирічать Паризькій кліматичній угоді, згідно з якою плани скорочення викидів парникових газів України мають розроблятися з урахуванням наявних енергоресурсів та без нанесення шкоди власній економіці, та не передбачають такого значного зниження викорис-

тання вугілля, як у 2016–2020 роках.

У дослідженні показано, що хоча питома витрата палива на вироблення електроенергії вугільними ТЕС України майже на третину більша, ніж в Європі, ця відмінність значною мірою пов'язана з різними режимами експлуатації, а саме: з непритаманною європейським роботою вітчизняних енергоблоків на часткових навантаженнях з частими пусками-зупинами. Знайдено залежності питомої витрати палива від середнього навантаження та частоти пусків-зупинів блоків та показано, що підвищена питома витрата палива на вугільних ТЕС є неминучою платою за їх використання як регулюючих потужностей ОЕС України, причому чим більшою є частка «зеленої» генерації та менша частка генерації ТЕС, тим більше зростають питомі витрати палива.

Виходячи з регулювальної функції теплової генерації в умовах, коли АЕС здатні працювати лише у базовому режимі, а ГЕС та відновлювальні джерела залежать від природних умов, зарубіжні прогнози передбачають збереження у 2040 році більше третини вироблення електроенергії тепловою генерацією в європейських країнах ОЕСД, до половини — у США, більше половини — у Китаї. Хоча значну частку теплової генерації в Європі планують виробляти на природному, в США — на сланцевому газі, проте у країнах із значними запасами вугілля вона має базуватися на твердому паливі.

В умовах зростання частки «зеленої» генерації в Україні частку вироблення піловугільних ТЕС слід утримувати на рівні не менше 30 % від загального вироблення електроенергії. Менша частка генерації з ТЕС змушує їх працювати при економічно недоцільних рівнях навантаження та частот пусків-зупинів енергоблоків, як наслідок, при значному рівні питомих витрат палива та викидів CO₂.

Необхідною умовою виконання вугільною генерацією належної регулювальної ролі в енергосистемі є виконання як екологічних, так і технічних заходів, а саме: зниження присмоктів холодного повітря до топки та інших елементів котла, відновлення належного стану конденсаторів та систем їх охолодження, тощо. Важливим чинником зниження середнього рівня питомих витрат палива є також зменшення механічного недопалу на ТЕС, де він досі залишається значним, за рахунок переведення енергоблоків на спалювання концентрату газового вугілля.

Список літератури

1. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Київ : НЕК «Укренерго», 2018. — 126 с. https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatnostiGenPotuzhnostej_31_03_2019.pdf
2. Чернявський М.В. Сучасні проблеми паливозабезпечення та паливоспоживання ТЕС України. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2015. № 3. С. 5–19. — <https://etars-journal.org/index.php/journal/article/view/143/101>
3. C19-EQS-101-03: 2nd CEER Report on Power Losses. Brussels : Council of European Energy Regulators, 2020. 165 p. — <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fd4178b4-ed00-6d06-5f4b-8b87d630b060>
4. Паризька угода (ратифіковано Законом України № 1469-VIII від 14.07.2016). — https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_161#Text
5. Чернявський М.В., Моїсеєнко О.В., Монастирська Т.М. Історія і перспективи використання вугілля на ТЕС України з огляду на мету скорочення викидів парникових газів. XIII Міжнарод. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку» : 36. наук. пр. Київ : ІБЕ НАН України, 2017. С. 21–27. — <http://ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/88c/88c6f0401fd1d30ba8dfad28c02675ad.pdf>
6. Dipak K. Sarkar. Thermal power plant: Design and Operation. *Elsevier Inc.*, 2015, 584 p. — <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-801575-9.00001-9>.
7. Вольчин І.А., Гапонич Л.С. Викиди парникових газів на українських теплових електростанціях. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2019. № 4. С. 3–12. — <https://doi.org/10.33070/etars.4.2019.01>
8. 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. Vol. 54. P. 699–706. — <https://doi.org/10.1007/s10749-020-01273-0>
9. Chernyavsky M., Provalov O., Kosyachkov O., Bestsenyuy I. Scientific bases, experience of production and combustion of coal mixtures at thermal power plants of Ukraine. *Procedia Environmental Science, Engineering and Management*. 2021. Vol. 8, № 1. P. 23–31. — http://www.procedia-esem.eu/pdf/issues/2021/no1/4_01.04_Chernyavskiy_21.pdf
10. Чернявський М.В. Причини високої питомої витрати умовного палива на відпуск електроенергії на ТЕС України та шляхи її зменшення. XVI Міжнарод. наук.-практ. конф. «Вугільна теплоенергетика: шляхи реконструкції та розвитку» : 36. наук. пр. Київ : ІБЕ НАН України, 2020. С. 101–106. — <http://ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/5f4/5f4b4eda6d8a6034e4699edacbe9098b.pdf>
11. Piotr Żymełka, Maciej Żyrkowski and Maciej Bujalski (May 2nd 2018). Analysis of Coal-Fired Power Unit Operation in Reduced Minimum Safe Load Regime. *Thermal Power Plants – New Trends and Recent Developments*, Ed. Pawel Madejski, IntechOpen, DOI: 10.5772/intechopen.72954. — <https://www.intechopen.com/chapters/58563>
12. Yongping Yang, Chengzhou Li, Ningling Wang, Zhiping Yang. Progress and prospects of innovative coal-fired power plants within the energy internet. *Global Energy Interconnection*. 2019. Vol. 2, № 2. P. 160–179. — <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2019.07.007>

Надійшла до редакції 23.08.2021

Чернявський Н.В., докт. техн. наук
Институт теплоэнергетических технологий НАН Украины, Киев
 ул. Андреевская, 19, 04070 Киев, e-mail: mchernyavski@gmail.com

Состояние и перспективы тепловой генерации в условиях курса Украины на безуглеродную энергетику

Исследована структура формирования стоимости электроэнергии для потребителей, в том числе в зависимости от себестоимости выработки ТЭС, «зеленой» энергии и других источников. Сформулированы основные условия эффективного выполнения тепловой генерацией регулирующей функции в энергосистеме в условиях курса Украины на безуглерод-

ную энергетику. Показано, что в росте стоимости электроэнергии для небытовых потребителей и необходимости поднятия тарифов для населения основную долю составляют чрезмерные потери электроэнергии в сетях и, особенно, ускоренное увеличение доли «зеленой» генерации, которая значительно дороже атомной, гидро- и тепловой. Это ускоренное увеличение прямо противоречит Парижскому климатическому соглашению, согласно которому планы по сокращению выбросов парниковых газов Украины должны разрабатываться с учетом имеющихся энергоресурсов и без нанесения ущерба собственной экономике. Найдены зависимости удельного расхода топлива от средней нагрузки и частоты пусков-останов блоков. Показано, что повышенный удельный расход топлива на угольных ТЭС является неизбежной платой за их использование в качестве регулирующих мощностей ОЭС Украины, причем чем больше доля «зеленой» генерации и меньше доля генерации ТЭС, тем больше растут удельные расходы топлива. Доказано, что в условиях роста доли «зеленой» генерации в Украине долю выработки пылеугольных ТЭС следует удерживать на уровне не менее 30 % от общей выработки электроэнергии. Обосновано, что необходимым условием выполнения угольной генерацией надлежащей регуливающей роли в энергосистеме является выполнение как экологических, так и технических мероприятий, а именно: снижение присосов холодного воздуха к топке и другим элементам котла, восстановление надлежащего состояния конденсаторов и систем их охлаждения и т.д. Важным фактором снижения среднего уровня удельных расходов топлива является также уменьшение механического недожога на ТЭС, где он до сих пор остается значительным, за счет перевода энергоблоков на сжигание концентрата газового угля. *Библ. 12, рис. 5, табл. 5.*

Ключевые слова: безуглеродная энергетика, уголь, ТЭС, удельные расходы топлива, себестоимость электроэнергии.

Cherniavskiy M. V., Doctor of Technical Sciences
Thermal Energy Technology Institute of National Academy of Sciences of
Ukraine, Kyiv
19, Andriivska Str., 04070 Kiev, Ukraine, e-mail: mchernyavski@gmail.com

State and Prospects of Thermal Power Generation in the Conditions of Ukraine's Course on Carbon-Free Energy

The structure of electricity cost formation for consumers, including depending on the cost of TPP generation, «green» energy and other sources, is investigated, and the main conditions of the efficient regulatory function fulfillment in the power system by thermal power generation in the conditions of Ukraine's course on carbon-free energy are formulated. It is shown that excessive electricity losses in networks and, especially, accelerated increase of the share of «green» generation, much more expensive than nuclear, hydro and thermal, mainly contribute to the growth of electricity costs for non-household consumers and the need to raise tariffs for the population. This accelerated increase directly contradicts the Paris Climate Agreement, according to which plans to reduce Ukraine's greenhouse gas emissions must be

developed taking into account available energy resources and without harming its own economy. The dependences of the specific fuel consumption on the average load and the frequency of start-stops of units are found and it is shown that the increased specific fuel consumption on coal TPPs is an inevitable payment for their use as regulating capacities of UES of Ukraine. In this case, the higher the proportion of «green» generation and a smaller proportion of generating thermal power plants, especially increasing specific fuel consumption. It is proved that in the conditions of growth of the share of «green» generation in Ukraine the share of production of pulverized coal thermal power plants should be kept at the level of not less than 30 % of the total electricity generation. It is substantiated that a necessary condition for coal generation to perform a proper regulatory role in the power system is to introduce both environmental and technical measures, namely – reducing the suction of cold air to the furnace and other boiler elements, restoring condensers and cooling systems, etc. An important factor in reducing the average level of specific fuel consumption is also the reduction of coal burn-out at thermal power plants, where it still remains significant, due to the transfer of power units to the combustion of bituminous coal concentrate. *Bibl. 12, Fig. 5, Tab. 5.*

Keywords: carbon-free energy, coal, thermal power plants, specific fuel consumption, electricity cost.

References

- [Report on conformity assessment (sufficiency) of generating capacities]. Kyiv : NEC UKrenergo, 2018. 126 c. https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatnostiGenPotuzhnostej_31_03_2019.pdf (Ukr.)
- Chernyavskyy M.V. [Modern problems of fuel supply and fuel consumption of TPPs of Ukraine]. *Energotekhnologii i resursoberezhenniye. [Energy Technologies and Resource Saving]*. 2015. No. 3. pp. 5–19. – <https://etars-journal.org/index.php/journal/article/view/143/101> (Ukr.)
- C19-EQS-101-03: 2nd CEER Report on Power Losses. Brussels : Council of European Energy Regulators, 2020. 165 p. – <https://www.ceer.eu/documents/1044400/-/-/fd4178b4-ed00-6d06-5f4b-8b87d630b060>
- Paris Agreement (ratified by the Law of Ukraine No. 1469-VIII 14.07.2016). – https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_161#Text (Ukr.)
- Chernyavskyy M.V., Moiseyenko O.V., Monastyr'yova T.M. [History and prospects of coal use at TPPs of Ukraine in view of the goal of reducing greenhouse gas emissions]. *[XIII International Scient.-Pract. Conf. «Coal thermal energy: ways of reconstruction and development»]*. Kyiv: CETI of NAS of Ukraine, 2017. pp. 21–27. – <http://ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/88c/88c6f0401fd1d30ba8dfad28c02675ad.pdf> (Ukr.)
- Dipak K. Sarkar. Thermal power plant: Design and Operation. *Elsevier Inc.*, 2015, 584 p. – <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-801575-9.00001-9>.
- Volchin I.A., Gaponich L.S. [Greenhouse gas emissions from Ukrainian thermal power plants]. *Energotekhnologii i resursoberezhenniye. [Energy Technologies and Resource Saving]*. 2019. No. 4. pp. 3–12. – <https://doi.org/10.33070/etars.4.2019.01> (Ukr.)
- 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. pp. 699–706. – <https://doi.org/10.1007/s10749-020-01273-0>
- Chernyavsky M., Provalov O., Kosyachkov O., Bestsenyy I. Scientific bases, experience of production and combustion of coal mixtures at thermal power plants of Ukraine. *Procedia Environmental Science, Engineering and Management*. 2021. 8 (1). pp. 23–31. – http://www.procedia-esem.eu/pdf/issues/2021/no1/4_01.04_Chernyavskiy_21.pdf
- Chernyavskyy M.V. [Reasons for high specific consumption of conventional fuel for electricity supply at TPPs of Ukraine and ways to reduce it]. *[XIII International Scient.-Pract. Conf. «Coal thermal energy: ways of reconstruction and development»]*. Kyiv: CETI of NAS of Ukraine, 2020. pp. 101–106. – <http://ceti-nasu.org.ua/upload/iblock/5f4/5f4b4eda6d8a6034e4699edacbe9098b.pdf> (Ukr.)
- Piotr Żymełka, Maciej Żyrkowski and Maciej Bujalski (May 2nd 2018). Analysis of Coal-Fired Power Unit Operation in Reduced Minimum Safe Load Regime. *Thermal Power Plants – New Trends and Recent Developments*, Ed. Pawel Madejski, IntechOpen, DOI: 10.5772/intechopen.72954. – <https://www.intechopen.com/chapters/58563>
- Yongping Yang, Chengzhou Li, Ningling Wang, Zhiping Yang. Progress and prospects of innovative coal-fired power plants within the energy internet. *Global Energy Interconnection*. 2019. 2 (2). pp. 160–179. – <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2019.07.007>