

УДК 621.311

**Л.О. КЕСОВА**, д-р техн. наук, проф., **В.С. КОБЕРНИК**,  
**І.С. СОКОЛОВСЬКА**, канд. техн. наук Інститут загальної енергетики  
НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

## ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ПАРОГАЗОВИХ І ЦКШ-ТЕХНОЛОГІЙ НА ТЕС УКРАЇНИ

*Проаналізовано світовий досвід впровадження парогазових і ЦКШ-технологій. Наведено техніко-економічні розрахунки та порівняння за середньою вартістю електричної енергії за життєвий цикл перспективних парогазових і ЦКШ-технологій для нового будівництва і реконструкції енергоблоків ТЕС в Україні, що забезпечують досягнення сучасних норм викидів основних забруднюючих речовин.*

*Ключові слова: теплова електрична станція, парогазова установка, циркулюючий киплячий шар, вартість електричної енергії.*

Сьогодні в світі розробляються та активно впроваджуються різні технології виробництва електричної та теплової енергії згідно міжнародних вимог щодо ефективності, економічності та екологічності. Разом з тим, основна увага під час спорудження, реконструкції і модернізації електростанцій приділяється застосуванню високоефективних, «чистих» енерготехнологій спалювання та газифікації вугілля.

Перспективним енергетичним технологіям та можливостям їх впровадження в енергетику України присвячено багато робіт, наприклад [1, 2], однак в них техніко-економічні розрахунки вартості електричної енергії у разі впровадження нових технологій з урахуванням життєвого циклу експлуатації не наведено. Метою даної статті є порівняння середньої вартості електричної енергії за життєвий цикл парогазових і ЦКШ-технологій для нового будівництва та реконструкції енергоблоків, що забезпечують досягнення сучасних норм викидів забруднюючих речовин на ТЕС України.

До «чистих» енерготехнологій відноситься спалювання вугілля в киплячому шарі, а саме: у БКШ – бульбашковому киплячому шарі, ЦКШ – циркулюючому киплячому шарі за атмосферного тиску, БКШТ – газифікація в БКШ під тиском, а також у ЦКШТ – газифікація в ЦКШ під тиском, КШТ – двохстадійні методи переробки палива в киплячому шарі під тиском; газифікація в шарі і в потоці, ступеневе спалювання, пальники з низь-

ким викидом оксидів азоту тощо [2]. Технології спалювання вугілля в киплячому шарі дозволяють утилізувати низькорекційне і високозольне паливо, відходи вуглевидобутку та вуглезабагачення. Переваги та недоліки цих технологій, за результатами аналізу [3], наведено нижче:

БКШ (потужність до 160 МВт) – переваги: спалювання низькоякісного вугілля з високим вмістом золи (30–70%) і сірки, з низькою теплоотою згоряння і реакційною здатністю; зменшення викидів оксидів азоту і сірки.

ЦКШ (CFB, потужність до 350 МВт) – переваги: висока ефективність процесу горіння, можливість утилізації високосірчастого вугілля і відходів вуглезабагачення, діапазон регулювання навантаження 30–100%, викиди оксидів сірки і азоту менше 200 мг/м<sup>3</sup>; недоліки: складність, громіздкість, висока металоємність.

БКШТ (потужність 100–300 МВт) – переваги: ККД (нетто) – 42–45%, широкий діапазон використання вугілля (від лігнітів до кам'яного) з  $Ad < 45–50\%$ ; малі габарити блоків, викиди оксидів сірки і азоту менше 200 мг/м<sup>3</sup>; недоліки: низькі температури на вході в ГТУ (870–890 °С); погіршення показників при навантаженнях менше 50%; спалювання низькорекційного донецького вугілля недоцільно.

ЦКШТ (PFBC, потужність 50–100 МВт) – переваги (порівняно з технологією БКШТ): більш високий ступінь конверсії вуглецю палива; висока і стабільна температура димових газів на виході газової турбіни незалежно від зміни навантаження блоку; зниження витрати сорбенту

© Л.О. КЕСОВА, В.С. КОБЕРНИК, І.С. СОКОЛОВСЬКА, 2018

для зв'язування сірки; недоліки: застосування ЦКШТ-технології Circofluid (консорціум LLB Lurgi-Lentjes-Babcock) для спалювання низько-реакційного вугілля за даною технологією є недоцільним.

Застосування ЦКШТ-технологій: Pyroflow і Foster Wheeler найдоцільніше для низькорекційного українського вугілля, підтримання по всьому контуру установки високих температур (870–890 °С); Circofluid (консорціум LLB Lurgi-Lentjes-Babcock) доцільно для кам'яного вугілля газової групи і олександрійського бурого вугілля.

Останні розробки обладнання на супернадкритичні параметри пари (фірма Foster Wheeler) дозволяють підняти потужність ЦКШ до 660–800 МВт та ККД нетто до 45%, інвестиції в енергоблок з котлом з ЦКШ порівняно з типовою ТЕС на 15–20% вищі [4].

ККД сучасних електростанцій з котлами ЦКШТ становить 43–45%, а в перспективі може бути збільшений до 50%. Їх питома вартість змінюється в межах 1263–2635 дол./кВт.

Одним з напрямів реалізації поставлених завдань є впровадження в енергетику комбінованих парогазових електростанцій на основі парогазових установок – ПГУ. Перевагами ПГУ є високі ККД, широкий діапазон регулювання навантаження і робота в маневрених режимах, помірна питома вартість, можливість прискореного спорудження, менша потреба в охолоджуючій воді, викиди  $SO_x$  і  $NO_x$  нижче 100 мг/м<sup>3</sup>, можлива повна утилізація  $CO_2$  з меншими витратами.

Прикладами новітніх ПГУ на сьогодні можна вважати новий блок Fortuna ТЕЦ Lausward (м. Дюссельдорф, Німеччина) потужністю 603,8 МВт з обладнанням фірми Siemens та ПГУ у м. Буше, Франція, потужністю 605 МВт з об-

ладнанням фірми General Electric, які введено в експлуатацію у 2016 р.

Склад ПГУ Fortuna [5]: одновальна газова турбіна Siemens Model SGT5-8000H потужністю > 422 МВт, парова турбіна Siemens SST5-5000, генератор – SGen5-3000W, система регулювання – SPPA-T3000, котел-утилізатор Benson з трьома рівнями тиску. Характеристики ПГУ Fortuna: ККД – 61,5%, найкраще використання відпрацьованого тепла: пару на опалення відбирають з секції парової турбіни низького тиску в обсягах до 300 МВт теплової енергії, завдяки чому загальна ефективність використання палива на природному газі становить 85%; час пуску до досягнення повного навантаження < 25 хв.; швидкість зміни навантаження – 55 МВт/хв. Приклад експлуатації блока Fortuna ТЕЦ Lausward показує можливість широкого впровадження ПГУ – технологій для ефективного виробництва електричної і теплової енергії.

Склад ПГУ в м. Буше, Франція [6, 7]: газова турбіна класу Н-9НА.01 потужністю 446 МВт, парова турбіна D-650, новітній генератор W86, система регулювання Mark Vle, яка пов'язує між собою всі складові, та котел-утилізатор. Характеристики ПГУ: ККД – 62,22%; питома витрата газу – 75397 кг/год.; викиди  $CO_2$  на 10% нижче, ніж у звичайних ПГУ та на 55% нижче, ніж у звичайної вугільної ТЕС, а також скорочення викидів у атмосферу інших газів (оксид азоту 50 мг/м<sup>3</sup>); час пуску до досягнення повного навантаження – 30 хв.; зменшення навантаження до 40% з дотриманням гарантій викидів, швидкість зміни навантаження > 8,33 %/хв. (70 МВт/хв.).

Інформацію про питоми інвестиції в будівництво ТЕС з використанням різних прогресивних технологій, впроваджених в окремих країнах світу, наведено у табл. 1 [4].

**Таблиця 1 – Питомі інвестиції в різні технології ТЕС [4]**

| Країна                                                   | ТЕС                                               | Встановлена потужність, МВт | Параметри пари, Р, МВт t <sub>0</sub> , °С |         | Період будівництва, роки | Питома інвестиція, \$/кВт |
|----------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------------|---------|--------------------------|---------------------------|
| <i>Найбільш потужні ТЕС з циркулюючим киплячим шаром</i> |                                                   |                             |                                            |         |                          |                           |
| Китай                                                    | Vaima PP, блок № 4 (провінція Sichuan)            | 300                         | 17,5                                       | 540/540 | 2006                     | 833                       |
|                                                          | Guojinmei PP (провінція Shanxi)                   | 2x300                       | 17,5                                       | 540/540 | 2012                     | 726                       |
|                                                          | Vaima PP, блок № 5 (провінція Sichuan)            | 600                         | 25,4                                       | 571/569 | 2011                     | 828                       |
| Польща                                                   | Turovv PP, блоки № 4–6 (воєводство Lower Silesia) | 3x262                       | 17,0                                       | 568/568 | 2004                     | 1006                      |
|                                                          | Polaniec PP (воєводство Swigtokrzyskie)           | 205                         | 12,72                                      | 535/535 | 2012                     | 1415                      |
|                                                          | Lagisza PP, блок № 1 (воєводство Silesia)         | 2x255                       | 28,2                                       | 563/583 | 2009                     | 1478                      |

## Кінець таблиці 1

| Країна                                                             | ТЕС                                                          | Встановлена потужність, МВт | Параметри пари, Р, МВт t <sub>0</sub> , °С |                          | Період будівництва, роки  | Питомі інвестиції, \$/кВт |
|--------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|
| США                                                                | Rodemacher № 3/Cleco Madison № 3 (штат Louisiana)            | 660                         | 17,6                                       | 566/566                  | 2010                      | 1515                      |
|                                                                    | Virginia City Hybrid Energy Center (штат Virginia)           | 2x97,5                      | 17,5                                       | 541 541                  | 2012                      | 3025                      |
| Фінляндія                                                          | Jyvaskyla PP                                                 | 200                         | 16,4                                       | 560/560                  | 2010                      | 1688                      |
| Франція                                                            | Provence, Gardanne – Meyreuil                                | 250                         | 19,3                                       | 565/565                  | 1996                      | 920                       |
| <b>Найбільш потужні ПГУ ТЕС з киплячим шаром під тиском</b>        |                                                              |                             |                                            |                          |                           |                           |
| Швеція                                                             | Vartan (м. Stockholm)                                        | 135                         | 13,7                                       | 530                      | 1989                      | 1704                      |
| США                                                                | Tidd (штат Ohio)                                             | 74/70                       | 9                                          | 496                      | 1990                      | 2566                      |
|                                                                    | Mcintosh (м. Lakeland, Florida)                              | 265/240                     | 16,6                                       | 538/538                  | 2003                      | 1533                      |
| Іспанія                                                            | Escatron                                                     | 79,5                        | 9,4                                        | 513                      | 1991                      | 2012                      |
| Німеччина                                                          | Cottbus                                                      | 74                          | 14,2                                       | 537/537                  | 1998                      | 2635                      |
| <b>ТЕС на основі ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля</b> |                                                              |                             |                                            |                          |                           |                           |
| Країна                                                             | ТЕС                                                          | Встановлена потужність, МВт | Паливо                                     | Період будівництва, роки | Питомі інвестиції, \$/кВт |                           |
| Нідерланди                                                         | Nuon Willem-Alexander (м. Buggenum)                          | 253/284                     | Вугілля                                    | 1994                     | 1865/1672                 |                           |
| США                                                                | Wabash River (м. Terre Haute, штат Indiana)                  | 262/325                     | Вугілля, нафтовий кокс                     | 1995                     | 1672/1348 (\$2000 р.)     |                           |
|                                                                    | Polk County (м. Tampa, штат Florida)                         | 250/282                     | Вугілля                                    | 1996                     | 1650/1463 (\$ 2001 р.)    |                           |
|                                                                    | Pinon Pine (м. Reno, штат Nevada)                            | 100/145                     | Бітумінозне вугілля                        | 1998                     | 3360/2320                 |                           |
|                                                                    | Edwardsport (м. Edwardsport, штат Indiana)                   | 630/800                     | Вугілля                                    | 2012                     | 5635/4438                 |                           |
| Чехія                                                              | Vresova (край Karlovy Vary)                                  | 351 (у 2005 р. до 385/430)  | Буре вугілля                               | 1996                     | 285/225 (\$ 1996 р.)      |                           |
| Німеччина                                                          | Schwarze Pumpe (м. Spremberg, Saxony)                        | 45/75                       | Буре вугілля                               | 1997                     | 5120/3072                 |                           |
| Іспанія                                                            | Puertollano (м. Puertollano, Ciudad Real, Castile-La Mancha) | 208/335                     | Вугілля                                    | 1998                     | 1850/1646 (\$ 1991 р.)    |                           |
| Італія                                                             | ISAB Energy O'. Priolo, Erg Petrol i 11ПЗ, Sicilia)          | 521/563                     | Нафтові залишки                            | 1999                     | 2303/2131                 |                           |
|                                                                    | Sarlux (м. Sarroch, Saras НПЗ, Sardinia)                     | 452/561                     | Нафтові залишки                            | 2000                     | 2367/1907                 |                           |
|                                                                    | Api Energia (м. Ancona, Marittima НПЗ. Falconara)            | 244/287                     | Нафтові залишки                            | 2001                     | 1959/1665 (\$ 1996 р.)    |                           |
|                                                                    | Nakoso (м. Iwaki. префектура Fukushima)                      | 220/250                     | Вугілля                                    | 2007                     | 3636/3200                 |                           |
| Китай                                                              | Green Gen (м. Tianjin)                                       | 250                         | Вугілля                                    | 2012                     | 1355                      |                           |

Останнім часом Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) рекомендує проводити порівняльні техніко-економічні розрахунки за середньою собівартістю виробленої за життєвий цикл енергії, що забезпечує самокупність джерела виробництва за весь цикл існування. Введено показник LCOE, що враховує всі витрати за життєвий цикл: початкові інвестиції, витрати паливні, витрати на утримання і ремонти обладнання та інші. Середня зважена собівартість виробленої енергії розраховується за формулою [8]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}},$$

де  $LCOE$  – середня зважена собівартість виробленої за життєвий цикл енергії;  $t$  – поточний вік системи з початку спорудження (індекс  $t$  у витратах);  $n$  – термін існування, роки;  $I_t$  – інвестиційні витрати;  $M_t$  – витрати на обслуговування та ремонти;  $F_t$  – умовно змінні витрати (паливні та інші ресурси);  $E_t$  – виробництво енергії (нетто);  $r$  – дисконтна ставка, що відображає швидкість здешевлення інвестицій з роками.

Для проведення розрахунків економічних показників енергоблоків, включаючи капітальні, експлуатаційні, паливні питомі витрати під час впровадження різних енергетичних технологій спалювання українського вугілля на ТЕС, в ІЗЕ НАН України розроблено програмно-інформаційний комплекс порівняльної оцінки енергії за життєвий цикл [9].

Під час розрахунків розглянуто технології: пиловугільне спалювання з очищенням від оксидів сірки та азоту; ПГУ з газифікацією вугілля (з очищенням від оксидів сірки та азоту); спалювання в ЦКШ (за атмосферного тиску та під тиском); ПГУ зі спалюванням в БКШ під тиском; ПГУ на природному газі.

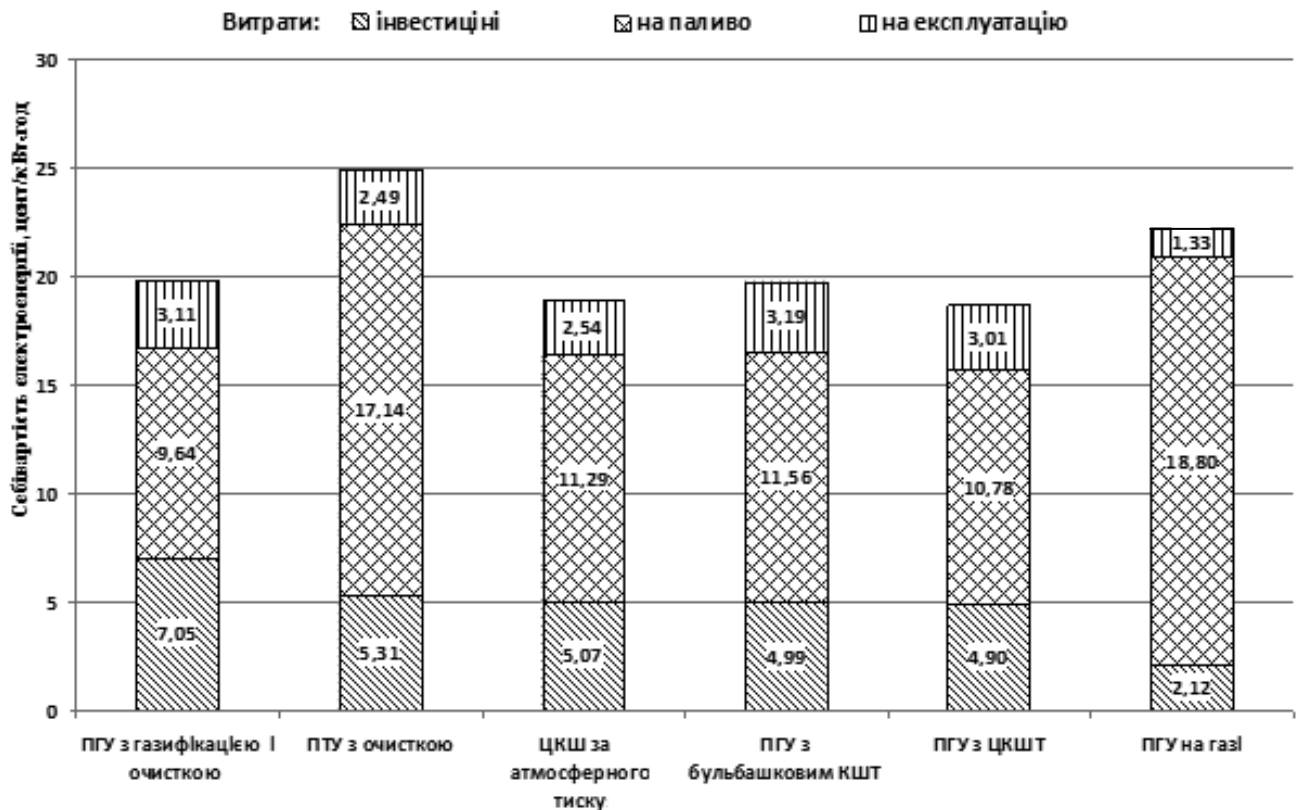
Розрахунки ефективності проведено з використанням таких вихідних даних: потужність енергоблоку – 325 МВт; тривалість роботи – 7000 год./рік; термін експлуатації – 40 років; термін будівництва – 4 роки; кредит – 0%; ККД і питомі капітальні витрати прийнято з [1]; вартість кам'яного вугілля (з ПДВ) – 3120 грн./т н.п. (120 дол. США/т н.п.) [10]; вартість природного газу (з ПДВ) – 9488,64 грн/1000 м<sup>3</sup> (365 дол. США/1000 м<sup>3</sup>) або 15304 грн/т н.п. (589 дол. США/т н.п.) [11]; нижча робоча теплота згоряння кам'яного вугілля – 21,16 кДж/кг (5057 ккал/кг) і нижча теплота згоряння природного газу – 33,472 кДж/кг (8000 ккал/кг) прийнято з [12]; дисконтна ставка – 0,10; курс валют – 26 грн./дол. США на 01.06.2018 р. [13].

Під час оцінювання ефективності впровадження за методикою МЕА, а також застосування підходу щодо визначення складових собівартості електроенергії згідно з [14], визначалися: питома витрата умовного палива; собівартість електроенергії та її паливні і експлуатаційні складові; капітальні витрати. Результати зіставлення середньозваженої собівартості електричної енергії за життєвий цикл представлено в табл. 2 і на рис. 1.

Результати розрахунків за методикою МЕА показують, що у 2018 р. за вартості кам'яного вугілля

**Таблиця 2 – Порівняння ефективності впровадження нових енергетичних технологій на ТЕС України (за методикою МЕА)**

| Технологія                                                                                     | ККД, % | Питомі кап. витрати, дол. США/кВт | Собівартість складових електроенергії, що виробляється, цент/кВт·год / % |                |              |        |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|----------------|--------------|--------|
|                                                                                                |        |                                   | паливні                                                                  | експлуатаційні | кап. витрати | всього |
| ПГУ з газифікацією вугілля і системами очищення від SO <sub>x</sub> і NO <sub>x</sub>          | 46,0   | 2800                              | 9,64/48,70                                                               | 3,11/15,70     | 7,05/35,60   | 19,79  |
| ПГУ з факельним спалюванням вугілля і системами очищення від SO <sub>x</sub> і NO <sub>x</sub> | 34,5   | 2040                              | 17,14/68,72                                                              | 2,49/10,00     | 5,31/21,28   | 24,94  |
| Спалювання вугілля в ЦКШ за атмосферного тиску                                                 | 42,5   | 1860                              | 11,29/59,75                                                              | 2,54/13,45     | 5,07/26,81   | 18,90  |
| ПГУ зі спалюванням вугілля в бульбашковому КШ під тиском (БКШТ)                                | 42,0   | 1810                              | 11,56/58,57                                                              | 3,19/16,16     | 4,99/25,27   | 19,74  |
| Спалювання вугілля в ЦКШ під тиском (ЦКШТ)                                                     | 43,5   | 1840                              | 10,78/57,68                                                              | 3,01/16,12     | 4,90/26,20   | 18,69  |
| ПГУ на природному газі                                                                         | 58,0   | 1060                              | 18,80/84,52                                                              | 1,33/5,97      | 2,12/9,51    | 22,24  |



**Рисунок 1.** Собівартість складових електричної енергії за життєвий цикл для різних технологій спалювання кам'яного вугілля (2018 р.)

ля (з ПДВ) 120 дол. США/т н.п. (3120 грн/т н.п.) і газу 365 дол. США/1000 м<sup>3</sup> (9488,64 грн/1000 м<sup>3</sup>) найбільшу середньозважену собівартість електричної енергії мають ПТУ з факельним спалюванням вугілля і системами очищення від SO<sub>x</sub> і NO<sub>x</sub>; найнижчу – ПГУ зі спалюванням вугілля в ЦКШТ; середня зважена вартість електричної енергії за життєвий цикл для ПГУ на природному газі на 3,86 цент/кВт·год вища, ніж при використанні циркулюючого киплячого шару під тиском, тому під час вибору обладнання ТЕС в цілому важливим є врахування технологій спалювання вугілля в котлоагрегатах.

На даний час через високу собівартість електричної енергії за життєвий цикл розглянуті енергетичні технології поки що не є конкурентоспроможними для енергетики України, хоча вона має повний цикл розроблення й виробництва промислових газових турбін. Основу українського газотурбобудування становлять: ДП НВКГ «Зоря»-«Машпроект» (м. Миколаїв) [15], «Запорізьке машинобудівне конструкторське бюро «Прогрес» імені академіка А.Г. Івченко, ВАТ «Мотор-Січ» (м. Запоріжжя) [16], ПАТ «Сумське НВО» [17]. Українські ГТУ конкурентоспроможні за економічністю, але поступаються газовим турбінам виробництва «Siemens AG» і «General

Electric» (55–57%) через недостатньо високі параметри термодинамічного циклу.

В Україні парогазову технологію поки що широко не використовують; потужність працюючих ПГУ не перевищує 20 МВт: ПАТ «Сумське НВО» освоїло випуск газотурбінних енергетичних електростанцій двох типів: ЕГТУ-16 – забезпечує виробництво 16 МВт електричної енергії та 21,5 Гкал/год теплової енергії; ПГУ-20 складається з ГТУ потужністю 16 МВт і ПТУ номінальної потужності 6 МВт [17].

На ВАТ «Рубежанський картонно-тарний комбінат» введена в експлуатацію в 2003 р. ПГУ, до складу якої входять ГТУ-15 і паровий котел-утилізатор КУП 70-40/440, працює на проектній потужності. На ПАТ «Київський картонно-паперовий комбінат» введена в експлуатацію в 2013 р. ПГУ, до складу якої входять 3 газові турбіни SGT 400 Siemens потужністю по 13,3 МВт, парові котли-утилізатори КУП 45/26-1,4-2/7 Siemens потужністю від 26 до 45 т/год [18].

Розроблено робочий проект електростанції потужністю 50 МВт на ВАТ «Концерн «Стірол». У 2006 р. введено в експлуатацію перший енергоблок – ГТУ-25 МВт (ДП НВКГ «Зоря-Машпроект») і паровий котел КУП-100-41-44Б (ВАТ «Енергомаш»). Розроблено проекти енергоблоку

ПГУ-70 для м. Калуша, ПГЕС-240 для м. Ізмаїла і ПГУ-360 для м. Одеси.

Українська промисловість ще не сформувала необхідну інфраструктуру для виробництва ПГУ великої потужності, але близько 80–85% устаткування парогазових установок можна виготовляти на вітчизняних підприємствах, наприклад, створення великих установок типу ПГУ-162 і ПГУ-325 з українськими газовими турбінами потужністю 110 МВт [15–17]. Перспективним напрямком для України є розроблення ПГУ з газифікаторами вугілля, що дасть змогу підвищити їх ККД. Світовими лідерами в освоєнні цієї технології є США, Японія, країни ЄС. Тенденція створення нових потужностей на основі ПГУ розвиватиметься і в майбутньому.

## ВИСНОВКИ

1. На основі розрахунків середньої собівартості виробленої електричної енергії за життєвий цикл для різних технологій спалювання (за умов виконання норм ЄС, які забезпечують досягнення сучасних норм викидів основних забруднюючих речовин) найнижчі собівартості мають місце у разі спалювання вугілля за атмосферного тиску і під тиском за технологією ЦКШ.

2. В енергетику України, враховуючи світовий досвід, доцільно впроваджувати ПГУ і ЦКШ-технології, які здатні підвищити ефективність спалювання палива з високими показниками роботи енергоблоків.

3. З огляду на більш високу екологічну чистоту і проблему утилізації CO<sub>2</sub>, які необхідно вирішувати в найближчі 10–15 років, ПГУ і ЦКШ-технології в перспективі можуть виявитися конкурентоспроможними для енергетики України.

1. Майстренко О.Ю. Сучасні технології спалювання та газифікації вугілля в енергетиці. Презентація доповіді на засіданні Відділення фізико-технічних проблем енергетики НАН України. 25.10.2010.
2. Карп І.М., Сміхула А.В. Проект концепції модернізації теплової енергетики України. *Енергетика та електрифікація*. 2017. № 3. С. 8—19.
3. Энергетика ТЭС и АЭС. URL: <http://tesiaes.ru/>
4. Розвиток інвестиційно-інноваційної діяльності у світовій енергетичній сфері. ВП НТЦЕ ДП «НЕК «Укренерго». К., 2016. Вип. 4. 86 с.

5. Beer M. One power plant, two business partners and three world records: the «Fortuna» combined-cycle unit at Düsseldorf's Lausward Power Station 11 p. URL: [www.siemens.com/powerplants](http://www.siemens.com/powerplants)

6. Breaking the Power Plant Efficiency Record. GE & EDF unveil a game-changer at Bouchain. URL: <https://www.ge.com/power/about/insights/articles/2016/04/power-plant-efficiency-record>

7. GE Power. Powering A New Record At EDF. 9HA.01 Sets. Efficiency World Record. GEA32885 August 2016. 8 p. URL: [gepower.com](http://gepower.com)

8. Projected Costs of Generating Electricity. Nuclear energy agency. International energy agency, 2010. 230 p.

9. Дубовський С.В., Коберник В.С. Техніко-економічні оцінки перспективних природоохоронних технологій теплової енергетики України. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. № 2. С. 49—56.

10. 80% антрациту в Україну постачають з Росії. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/80-antratsytu-v-ukrainu-postachaiut-z-rosii>

11. Ціни газу для споживачів, продаж/постачання Компанією природного газу, яким підпадає під дію Положення про ПСО (з 16.03.2018). *Нафтогаз*. URL: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/A5A89CE9AE00B6BDC2257FA9003BEA22?OpenDocument&Expand=1&>

12. Питомі теплота згорання деяких речовин. URL: <https://fizmat.7mile.net/Tablichni-dani/pitoma-teplota-zgorannya-deyakikh-rechovin.html>

13. Курс валют НБУ. URL: <https://finance.i.ua/nbu/?d=1&m=7&y=2018>

14. Takashi Nakamura, Keiji Makino, Kunihiko Shibata, Michiaki Harada. Forecast of Advanced Technology for Coal Power Generation towards the year of 2050 in CO<sub>2</sub> reduction model of Japan. *Energy Procedia*. 2013. 37. P. 7557—7564.

15. ДП НВКГ «Зоря»-«Машпроект». URL: <http://zmturbines.com/special-development-for-power/cogeneration-units/>

16. ВАР «Мотор-Січ». URL: <http://www.motorsich.com/ukr/products/land/seriyana/>

17. ПАТ «Сумське НВО». URL: <http://snpo.ua/uk/produksiya/ustatkuvannya-energetichne/energetichni-gazoturbinni-ustanovki-2/>

18. Газотурбинная электростанция на ПАО «Киевский КБК». URL: <http://etp.dp.ua/proektirovanie/realizovannye-proekty/gazoturbinnaiia-elektrostantsiia-na-oao-kievskii-kbk>

*Надійшла до редколегії: 28.08.2018*