

УДК 620.9

О.І. ТЕСЛЕНКО, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0002-3772-5991

В.В. ГОРСЬКИЙ, ORCID: 0000-0001-9128-9556

О.Є. МАЛЯРЕНКО, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID: 0000-0001-5882-916X

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

АНАЛІЗ ТЕНДЕНЦІЙ ТА НАПРЯМІВ РОЗВИТКУ ТЕПЛОВОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

Досліджено сучасний стан розвитку теплової електрогенерації в Україні за останні роки. Розглянуто новітні технології, що використовуються у світовій практиці, для підвищення ефективності технологій генерації електроенергії з органічного палива в Україні.

Ключові слова: енергетика, система, енергозабезпечення, електропостачання, тепlopостачання, енергоефективність, питомі витрати палива.

Енергетика України є основою розвитку галузей економіки країни щодо забезпечення їх надійним і якісним електро- та тепlopостачанням. Сьогоднішній скрутний стан вітчизняної енергетичної галузі зумовлений багатьма причинами: дефіцитом власних паливних ресурсів, зношеністю енергетичного устаткування, значними втратами енергії під час її транспортування, дефіцитом маневрених потужностей в енергосистемі та ін. Це призвело до збільшення витрат палива на одиницю виробленої енергії, що, в свою чергу, викликало погіршення екологічної ситуації. Поступове зростання цін на паливо тільки посилює ці негативні тенденції.

Україна, ставши у 2011 р. повноправним членом європейського Енергетичного Співтовариства, взяла на себе зобов'язання щодо реалізації відповідних рішень Євросоюзу в енергетиці: розроблення та приведення до європейських вимог нормативно-правової бази, створення інтегрованого енергоринку та законодавства для посилення енергетичної безпеки, залучення інвестицій, покращення екології тощо.

В Україні прийнято низку Законів: «Про електроенергетику», «Про тепlopостачання», «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу», «Про енергозбереження», «Про засади функціонування ринку електричної енергії», «Про житлово-комунальні послуги», «Про альтернативні джерела енергії», що регламентують роботу систем електро- і тепlopозабезпечення.

На виконання Директиви 2010/75/ЄС про промислові викиди у 2017 р. Кабінетом міністрів України ухвалено Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок [1]. Також енергетичне обладнання країн, що є або прагнуть стати членами Євросоюзу, має відповідати вимогам європейської Директиви 2012/27/ЄС про енергоефективність, в якій рекомендується впровадження вискоелективної когенерації для утилізації відхідного тепла, яке утворюється при виробництві електроенергії [2]. На виконання цих директив країнами Євросоюзу приймаються відповідні нормативно-правові заходи. Прикладами таких нормативно-правових заходів, проведених в європейських країнах на рівні центральних органів влади, є [3]:

- ухвалення Федерального закону (Німеччина) про когенерацію, що гарантує власникам ТЕС надбавку на ціну при постачанні в централізовані мережі енергії, виробленої за принципом когенерації від 0,56 центів за кВт·год до 5,11 центів за кВт·год (залежно від року споруди, ступеня модернізації та розміру установки, а також від технології, що використовується);

- звільнення електростанції від сплати екологічного податку на паливо, що використовується для комбінованого вироблення електроенергії;

- звільнення від екологічного податку обсягів власного споживання електроенергії ТЕЦ.

Об'єднана енергосистема України (ОЕС України) є одним з найбільших енергооб'єднань Європи [4]. ОЕС України здійснює централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, здійснює експорт та імпорт електроенергії. У

© О.І. ТЕСЛЕНКО, В.В. ГОРСЬКИЙ, О.Є. МАЛЯРЕНКО, 2020

складі ОЕС України діють 365 ліцензіатів з виробництва та 40 ліцензіатів з передавання електроенергії місцевими/локальними електромережами. ОЕС України працює у паралельному режимі з енергетичними об'єднаннями Республік Білорусь, Молдова та Російської Федерації (ОЕС Центра, ОЕС Півдня). Південно-західна частина енергосистеми Західного регіону – «Острів Бурштинської ТЕС», працює у складі об'єднання енергетичних систем країн Європи – ENTSO-E. Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по магістральних та міждержавних електромережах напругою 110–750 кВ.

Метою статті є аналіз сучасного стану теплової електрогенерації в Україні та виділення напрямів розвитку перспективних технологій, впровадження яких у світі вже дало позитивний результат, та які можуть бути впроваджені на ТЕС і ТЕЦ України для підвищення енергетичної ефективності як окремого обладнання, так і теплових електростанцій в цілому.

Виробництво електроенергії електростанціями ОЕС України за 2018 р. становило 155,4 млрд кВт·год, що на 0,4% більше, порівняно з 2017 р. З них АЕС – 54,83%; ГК ТЕС – 22,33%; ТЕЦ і Блок-станції – 10,93%; ГЕС та ГАЕС – 11,36%; ВЕС – 0,6%; СЕС – 0,5% та БіоЕС – 0,1% [5].

У структурі джерел постачання електроенергії за видами генеруючих установок з найбільш вагомою установленою потужністю були теплові електростанції (ТЕС), питома вага яких займала 48,3%, атомні електростанції (АЕС) – 26,2%, теплоелектроцентралі (ТЕЦ) – 10,5%; у структурі джерел постачання теплоенергії найбільша частка припадала на теплоцентралі (котельні) – 66,0% й ТЕЦ – 23,8%. При цьому частка генеруючих підприємств (установок) з виробництва електроенергії та теплоенергії, що працювали на біопаливі, становила 27,1% (у 2016 р. – 23,5%). Зазначеними об'єктами генерації у 2017 р. відпущено електроенергії 210,7 млн кВт·год, що складає 0,2% від загальних обсягів (у 2016 р. – 0,1%), теплоенергії – 6437,4 тис Гкал (6,9% проти 5,4% у 2016 р.) [5, 6].

Структура і обсяги виробництва електроенергії ОЕС України за 2012–2017 рр. (для 2014–2017 рр. без енергогенеруючих об'єктів Кримської електроенергетичної системи та неконтрольованої території (НКТ) Донбаської електроенергетичної системи) надано у табл. 1 [6].

Приведена у табл. 1 структура виробництва обумовлена специфікою структури генеруючих потужностей української електроенергетики, яка переобтяжена базовими потужностями (АЕС та переважна частина енергоблоків теплової генерації) і характеризується гострим дефіцитом маневрених потужностей. Внаслідок цього в якості маневрених використовуються енергоблоки ТЕС, що спроектовані для роботи в базових режимах, значна частина яких працює в неспроєктованих пікових і напівпікових режимах. Частка генеруючих потужностей енергоблоків ТЕС потужністю 100–200 МВт, які традиційно використовуються як напівпікові потужності, складають 17% (порівняно з необхідними 30–35%). Тому поширеною практикою є використання в маневрених режимах, окрім пилувугільних енергоблоків ТЕС потужністю 100–200 МВт, пилувугільних блоків надкритичних параметрів потужністю 300 МВт. У цих умовах основними потужностями регулювання графіка навантаження є вугільні блоки 150–200–300 МВт ТЕС. У зв'язку з несприятливою структурою потужності (низька питома вага маневреної потужності, обмеження регулювального діапазону ТЕС), в енергосистемі практикуються щодобові зупинки 7–10 блоків на період нічного зниження навантаження з наступними їх пусками до ранкового/вечірнього максимуму навантаження. Такі режими призводять до додаткового спрацювання ресурсу устаткування, підвищеної аварійності та перевитрат палива. У весняно-літній період, з урахуванням вищезазначених факторів, а також базисного режиму ГЕС у період повені, до щодобових зупинок пусків залучається ще більша кількість енергоблоків ТЕС. Загальна кількість пусків енергоблоків (корпусів блоків) генеруючих компаній

Таблиця 1. Динаміка обсягів і структури виробництва електричної енергії в Україні, млрд кВт·год

Роки	Усього	АЕС	%	ТЕС і ТЕЦ	%	ГЕС і ГАЕС	%	Інші ТЕЦ*	%	ВЕС СЕС БіоЕС	%
2012	198,1	90,1	45,5	88,6	44,7	10,8	5,5	8,0	4,0	0,6	0,3
2013	193,6	83,2	43,0	86,6	44,7	14,2	7,3	8,3	4,3	1,2	0,6
2014	181,9	88,4	48,6	75,0	41,2	9,1	5,0	7,8	4,3	1,7	0,9
2015	157,3	87,6	55,7	55,2	35,1	6,8	4,3	6,1	3,9	1,5	0,9
2016	154,8	80,9	52,3	56,6	35,6	9,1	6,0	5,6	3,7	1,5	1,0
2017	155,4	85,6	55,1	55,8	35,9	10,6	6,8	1,5	1,0	1,9	1,2

* Блок-станції і комунальні ТЕЦ

(ГК) ТЕС 150–300 МВт продовжує залишатися на досить високому рівні: в 2017 р. становила 1943 пусків та в 2016 р. – 3116 пусків [7].

Таким чином, з урахуванням зазначених проблем, можна зробити висновок, що існуючі в енергосистемі генеруючі джерела фактично знаходяться на стадії вичерпання фізичних можливостей для забезпечення добового регулювання та раціональних режимів роботи електростанцій, тому вже найближчим часом необхідне виконання їх реконструкції, а також введення нових високманеврених потужностей. При цьому, значний вплив на збільшення регулюючих можливостей може бути забезпечений шляхом впровадження ринку допоміжних послуг.

Поряд із цим, зростають витрати ГК ТЕС на підтримку у працездатному стані енергоблоків в умовах подальшого погіршення режимів їх експлуатації. При цьому, особливе значення має проведення таких ремонтних робіт на енергоблоках ГК ТЕС та технічного переоснащення електростанцій, які ведуть до відновлення (наближення) проєктних показників щодо потужності, та регулюючого діапазону маневреності енергоблоків відносно фактичних.

Генеруючими компаніями ТЕС ОЕС України на виробництво електроенергії за 2018 р. використано 19,6 млн т у.п. викопних паливних ресурсів (табл. 2).

Як видно з табл. 2, питомі витрати палива по ГК ТЕС у 2018 р. збільшились, порівняно із 2017 р., на 0,9%, таке ж збільшення спостерігається і по ЕК України – на 1,8%. В цілому по Україні питомі витрати палива на відпуск електроенергії в Україні збільшились у 2018 р. відносно 2017 р. на 0,8%.

Станом на 01.10.2018 ГК ТЕС налічують 75 енергоблоків і 3 турбоагрегати 100 МВт встановленою потужністю 21842 МВт, з них: 68 вугільних блоків потужністю 16942 МВт, в тому числі 3 блоки в консервації та 1 блок в реконструкції (ниж-

че наведено розбивку з врахуванням переведення блоків на спалювання вугілля марки ГД) [9]:

а) 27 блоків, що спалюють вугілля марки АШ і П, загальною потужністю 7389 МВт (2 блоки потужністю 570 МВт перебувають в консервації);

б) 41 блок, які працюють на вугіллі марки ГД, загальною потужністю 9573 МВт (1 блок потужністю 300 МВт в консервації та 1 блок потужністю 300 МВт в реконструкції);

в) 7 газомазутних блоків загальною потужністю 4600 МВт (1 блок 800 МВт перебуває в консервації).

На сьогодні проведено реконструкцію близько 20% енергоблоків, але при її проведенні не вирішені питання приведення екологічних характеристик до сучасних вимог. Решта блоків підтримується в працездатному стані за рахунок капітальних та поточних ремонтів, але їх зношеність постійно зростає і сягає загрозової межі з точки зору можливості їх подальшої експлуатації без проведення реконструкції.

Паризька кліматична угода [10], яку Україна ратифікувала в 2016 р., історично визначила подальший низьковуглецевий розвиток світової економіки, насамперед, енергетичного сектору. Для вуглецево-нейтральної трансформації енергетичного сектору (викиди парникових газів не повинні перевищувати рівень їх глобального поглинання та/або уловлювання) необхідно здійснити в умовах сталого розвитку перехід від використання викопних вуглецевих видів енергетичних ресурсів (вугілля, нафта та природний газ) до відновлювальних енергетичних ресурсів (енергії сонця, вітру та інших джерел).

Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) з 2006 р. в рамках проєкту «Технологічні перспективи енергетики» (Energy Technology Perspectives – ЕТР) оприлюднює звіти про технологічні тенденції, досягнення та можливості, різні сценарії розгортання технологій, які можуть ефективно задовольнити загальний розвиток енергетики, зокрема, її низьковуглецевого напрямку.

Таблиця 2. Питомі витрати палива на відпуск електроенергії енергетичними компаніями та електростанціями України у 2017–2018 рр. [8]

Перелік підприємств	2017 р.		2018 р.	
	тис. т у.п.	г/кВт·год	тис. т у.п.	г/кВт·год
1. ГК ТЕС – всього	16255,998	401,1	17444,151	404,7
2. ТЕЦ та КУ – всього	1039,006	Н.д.	1437,544	323,3
3. ТЕЦ ПАТ «Київенерго»	618,697	231,5	364,853	225,9
4. Кременчуцька ТЕЦ	185,172	323,5	183,689	305,3
5. Миронівська ТЕЦ	157,279	553,9	140,156	524,7
6. ЕК України – всього (3+4+5)	961,148	272,3	688,698	277,3
Всього по Україні (1+2+6)	18256,152	388,1	19570,393	391,1

У двох останніх звітах МЕА «Технологічні перспективи енергетики» (2017) [11] та «Інноваційні технології для прискорення перетворення енергетики» (2019) [12] наведено результати аналізу найбільш вірогідних сценаріїв розвитку енергетичного сектору світу до 2060 р., кожен з яких має різні наслідки для розвитку та впровадження енергетичних технологій та для загальної енергетичної політики. Зокрема, безпосередньо для традиційної електроенергетики, яка використовує викопні види органічного палива (вугілля, нафту та природний газ), подаються наступні прогнози розвитку.

У цих звітах акцентується, що відновлювані джерела енергії (ВДЕ) стають основним джерелом вироблення електроенергії при низьковуглецевому сценарії розвитку. Однак, зі збільшенням електрифікації та збільшенням поставок енергії з ВДЕ можливості для підвищення гнучкості та надійності електричних систем стають більш актуальними та вагомими, що обумовлює необхідність їх дослідження та впровадження в експлуатацію. *Оцінки потенціалу збільшення гнучкості та надійності повинні ґрунтуватися на місцевих умовах, а плани впровадження повинні бути реалістичними.* Маневреність електрогенерації особливо важлива для інтеграції в електромережу значної частки змінних ВДЕ з негарантованим виробництвом електроенергії – сонячних та вітрових електростанцій. Поліпшення маневреності та підвищення ефективності повного та часткового навантаження є пріоритетними напрямками для виробництва електроенергії з використанням викопного палива. В подальшій перспективі можливе повне заміщення вугілля та природного газу на ТЕС твердим та рідким біопаливом і біогазом.

Також у цих звітах підкреслюється, що для розвитку теплової електричної генерації з використанням природного газу розвиток технологій виробництва електроенергії повинен бути спрямований на зниження капітальних витрат, підвищення маневреності та уловлювання двоокису вуглецю. *Природний газ розглядається насамперед як перехідне паливо в енергетичному секторі*, і його світова середня частка використання в енергетиці (з уловлюванням і без уловлювання двоокису вуглецю) буде суттєво знижуватися після 2025 р. Однак електростанції на природному газі ще довгий час можуть залишатися основним технологічним рішенням для надання системних послуг в електромережах. Існуюча встановлена потужність та технології газових ТЕС не завжди оптимізовані для вимог гнучкості енергосистем з більшими частками змінних ВДЕ. *Зростаючі частки ВДЕ в енергосистемі обумовлюють зна-*

чні виклики традиційній експлуатаційній практиці ТЕС на природному газі та на вугіллі.

Вироблення електроенергії на вугільних ТЕС без уловлювання двоокису вуглецю до 2040–2045 рр. не має перспективної стійкості внаслідок підвищення екологічних вимог та обмежень, що збільшує ризик того, що нещодавно побудовані вугільні ТЕС перестануть експлуатуватись в найближчому майбутньому. Як мінімум, нові вугільні ТЕС повинні бути готові до уловлювання двоокису вуглецю, тому необхідно ще більш активувати дослідження і впровадження екологічних технологій для продовження їх використання у відповідності до більш жорстких екологічних вимог з огляду техногенного впливу на зміни клімату. На поточний час досліджується декілька інноваційних підходів, наприклад, інтегровані паливні елементи для газифікації, прямі вугільні паливні елементи та термодинамічні цикли з ультранадкритичними параметрами теплоносія. Удосконалені ультранадкритичні вугільні установки обіцяють більш високі температури згоряння та ККД, а отже, і менші питомі викиди.

Перспективні технології та заходи для підвищення ефективності роботи ТЕС в енергосистемах.

Досвід інших країн щодо адаптації електросистем до сучасних умов та перспективних вимог показав, що новітня електрична система має поєднувати всі види генерації та будь-які типи споживачів для ситуаційного керування попитом на їхні послуги; змінювати в режимі реального часу параметри і топологію мережі за поточними режимними умовами; забезпечувати розширення ринкових можливостей інфраструктури шляхом взаємного надання послуг суб'єктами ринку та інфраструктурою; мінімізувати втрати; розширити системи самодіагностики і самовідновлення під час виконання умов надійності та якості електроенергії [13].

Компанія Wartsila (Фінляндія) [14], яка є провідним світовим виробником двигунів внутрішнього згорання одиничною потужністю до 50 МВт, оприлюднила результати своїх досліджень щодо оптимального забезпечення гнучкості та надійності майбутніх енергосистем в умовах інтеграції ВДЕ з розподіленням трансформаційного переходу до 100% відновлювальної електрогенерації на чотири основні технологічні межі – етапи (табл. 3):

1) найближче минуле та сучасна реальність (переважна частка традиційної енергетики на викопному органічному та ядерному паливі, електрогенерація на ВДЕ має малу частку і постійно дешевшає);

2) момент прискорення, коли частка ВДЕ перевищує 20% (існуюча тепла електроге-

Таблиця 3. Роль технологій у трансформації при переході на 100% електрогенерації з ВДЕ [14]*

Види генеруючих потужностей	Частка ВДЕ в загальному виробництві електроенергії, %			
	0 (Найближче минуле)	20 (Переломний момент)	80 (ВДЕ – базова генерація)	100 (Фінальний поштовх)
Електроенергія з ВДЕ	Поновлювані джерела енергії більш вартісні порівняно з викопним паливом	Поновлювані джерела енергії досягають паритету в електромережі з традиційною генерацією	Поновлювані джерела стають новим базовим навантаженням	Надлишок відновлюваної енергії розглядається як сировина для інших товарів (електрика, газ, паливо, вода і їжа)
Неманеврені потужності	Більшість виробництва енергії неманевреними електростанціями (вугілля, природний газ і атомна енергія)	Збільшення профілів переривчастого навантаження, збільшення експлуатаційних витрат і економічна неефективність	Відсутня потреба в негнучкій генерації з неманевреними електростанціями на викопному паливі	
Високоманеврена генерація	«Пікова генерація» і система балансування, пропонується недорого потужність традиційної електрогенерації	Маневрена тепла електрогенерація замінює неманеврену, щоб забезпечити більшу стабільність енергосистеми	Генерація з ВДЕ вимагає значної високоманевреної теплової генерації для підтримки надійності енергосистеми	Синтетичний газ, біогаз або синтетичне рідке паливо використовується для високоманевреної резервної генерації
Зберігання енергії	Обмежені можливості для зберігання, щоб недорого ефективно надавати послуги сезонного регулювання	Починають з'являтися великі акумулюючі проекти	Ключовий компонент в енергосистемі з базовою генерацією з ВДЕ. Загальне балансування енергосистеми та сезонної нерівномірності	«Електрика в газ» для сезонного «транспортування» енергії, щоденна трансформація енергії з накопиченням енергії від ВДЕ

* - доопрацьовано авторами статті

нерація замінена на високоманеврену, а також інші маневрені технології: технології без базового навантаження для забезпечення надійності, наприклад високо маневрені газові ТЕС з парогазовими установками, ТЕС швидкого старту з газопоршневими або газотурбінними установками, реагування попиту, технології зберігання без батарей – гідроакumuлюючі електростанції, тощо);

3) переважність ВДЕ (накопичення та зберігання електроенергії стає доступною та поширеною технологією, що дозволяє суттєво збільшити частку виробництва електроенергії з ВДЕ до 70–80%);

4) 100% ВДЕ (гнучка тепла електрогенерація забезпечує сезонну підтримку, щоденна варіація енергогенерації та енергоспоживання забезпечується за допомогою накопичувачів енергії та споживачів-регуляторів).

При цьому енергосистема з 100% відновлювальної електрогенерації потребує декількох форм забезпечення гнучкості:

а) **добова** – коливання виробництва компенсуються в основному за рахунок накопичення енергії (посекундний та похвилинний рівень балансування, щоденне переключення енергії накопичення – витрата);

б) **тижнева** – зі зростанням ролі гнучкості системи більш тривалий енергетичний баланс та надійність системи забезпечуються завдяки високоманевреній теплової генерації з прогнозуванням «тиждень на тиждень» (темні періоди без вітру взимку, сезон посиленого вітру, раптові пориви вітру, довготривала хмарність, тощо);

в) **сезонна** – паливо, як форма накопичення енергії для балансу сезонних коливань («зсув» інтенсивності сонячної енергії з літа на зиму, технології «електрика в газ» та існуюча інфраструктура зберігання природного газу (в підземних сховищах) та транспортування зрідженого природного газу.

Компанія Wartsila пропонує наступне технологічне рішення структурної трансформації електричної генерації: сонячні електростанції

Існуюча базова неманеврена потужність заміщується високоманевреною тепловою потужністю

Накопичувачі енергії використовуються при внутрішньо добових змінах електрогенерації, тоді як гнучка генерація забезпечує надійність системи, коли відновлювана енергія недоступна

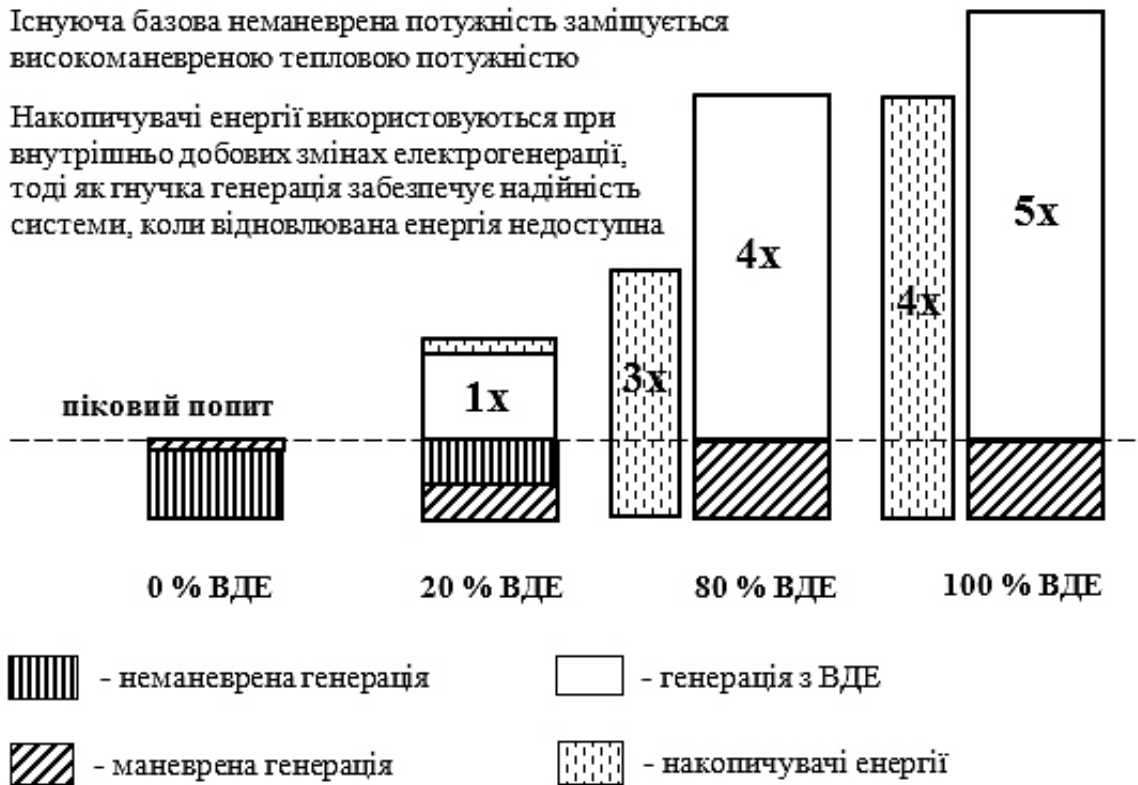


Рисунок. Електрична потужність ВДЕ та забезпечення пікового попиту [14]

загального призначення, інтегровані з ультрависокоманевреними електростанціями з використанням двигунів внутрішнього згорання, зокрема, газопоршневих двигунів на природному газі, та малими і середніми накопичувачами електроенергії та природного газу. На рисунку продемонстровано таку структурну трансформацію запропонованого технічного рішення електричної генерації зі зростанням частки електроенергії з ВДЕ. Існуюча базова низькоманеврена генерація заміщується високоманевреною газовою генерацією. Накопичувач енергії використовує для зміни енергопостачання протягом поточної доби, а високоманеврене виробництво енергії забезпечує надійність енергосистеми, коли недоступні ВДЕ. Як видно, перехід на енергосистеми зі 100% відновлювальної електрогенерації вимагає величезних інвестицій у нові потужності, такі як високоманеврені газові електростанції, накопичувачі енергії та самі сонячні електростанції, загальна встановлена потужність яких в 10 разів перевищує пікову потужність, яка необхідна для споживача [14].

Компанія Wartsila запропонувала структурну трансформацію електричної генерації компанії Agl Energy Limited (Австралія) для заміни існуючої вугільної електростанції Liddell електричною потужністю 1000 МВт.

Структура комплексу орієнтована на місцеві умови: значний рівень інсоляції та відсутність інших видів ВДЕ. Майбутній гібридний електроенергетичний комплекс буде мати 2600 МВт загальної встановленої електричної потужності та складатися з СЕС потужністю 1600 МВт, високоманевреної газової ТЕС потужністю 750 МВт та батарейного накопичувача електроенергії 250 МВт, що сумарно перевищує пікову потребу споживача в електроенергії більше ніж у 2,5 рази. Середньозважена собівартість виробництва електроенергії за життєвий цикл для традиційної вугільної неманевреної ТЕС складає 106 \$/МВт·год, а для високоманевреної газової ТЕС – 83 \$/МВт·год [14].

Аналіз запропонованого трансформаційного переходу від традиційної теплової електроенергетики до 100% відновлювальної електрогенерації дозволяє зробити наступні висновки:

1. Поетапний перехід до 100%-вої електроенергетики з ВДЕ повинен відбуватися з огляду на місцеві умови та враховувати часову реальність та технологічну можливість реалізації цього переходу.

2. Структурна трансформація енергосистеми при переході на електрогенерацію з 20%-вою часткою ВДЕ потребує суттєвих змін, перш за все, шляхом впровадження високоманеврених потужностей.

Таблиця 4. Характеристики парогазових і газотурбінних електростанцій [15]

Тип електростанції, Показник	Одиниця виміру	ГТУ пікові (газ)	ПГУ (газ)	ПГУ з внутрішньо- цикловою газифікацією вугілля ⁽²⁾
Корисна потужність	МВт	241–50	550	600
Вартість проектування, поставок та будівництва	\$/кВт	580–700	457–1004	3257–6390
Капітальні витрати протягом будівництва	\$/кВт	включено	107–145	743–1610
Інші витрати власника	\$/кВт	220–300	156–170	включено
Загальні капітальні витрати ⁽¹⁾	\$/кВт	700–950	700–1318	4000–8400
Фіксовані витрати на експлуатацію та технічне обслуговування	\$/кВт·рік	5,00–20,00	6,20–5,50	40–80
Змінні витрати на експлуатацію та технічне обслуговування	\$/МВт·год	4,70–7,50	3,50–2,00	3,00–5,00
Питома витрата теплоти на вироблення електроенергії	Btu/ кВт·год	9804–8000	6133–6900	8750–12000
Коефіцієнт використання встановленої потужності	%	10	80	93
Ціна палива	\$/ММВtu	3,45	3,45	1,45
Термін будівництва	Місяці	12–18	24	60–63
Термін служби	Роки	20	20	40
Викиди CO ₂	lb/ММВtu	117	117	169
Середньозважена собівартість виробленої електричної енергії (LCOE)	\$/МВт·год	152–206	41–74	60–143

Btu – British thermal unit; британська теплова одиниця (0,252 ккал)
 ММВtu – мільйонів британських теплових одиниць
 lb/ММВtu – фунтів (0.453592 кг) / мільйонів британських теплових одиниць
⁽¹⁾ Включають капітальні витрати для установок з терміном будівництва понад 24 місяців.
⁽²⁾ Верхня межа включає 90% уловлювання вуглецю і стиснення. Не включає в себе вартість транспортування і зберігання.

3. З огляду на низьковуглецевий напрямок розвитку енергетики такі потужності повинні використовувати природний газ, а у далекому майбутньому синтетичний газ і біогаз, або тверде та рідке біопаливо.

3. Ключовим елементом реалізації переходу на 100%-ву електроенергетику з ВДЕ є технічна та економічна досяжність технологій накопичення енергії та енергоносіїв (електроаккумуляторні батареї, сховища природного та зрідженого газу, тощо).

4. Встановлена потужність збалансованої енергетичної системи зі 100% відновлювальної енергетики може перевищувати пікове навантаження споживання електроенергії до 10 разів, що обумовлює високі капітальні витрати на впровадження такої системи.

Враховуючи місцеві умови України щодо наявності викопних паливних ресурсів для забезпечення трансформаційного періоду, в табл. 4 наведено техніко-економічні показники парогазових (ПГУ) і газотурбінних (ГТУ) електростанцій, які працюють на природному газі, а також парогазових електростанцій з внутрішньо-цикловою газифікацією вугілля. Техніко-економічні показ-

ники сучасних вугільних енергоблоків ТЕС наведено в табл. 5.

Інститутом вугільних енерготехнологій НАН України виконано комплекс досліджень щодо перспектив впровадження чистих вугільних технологій в Україні [17, 18]. Зокрема, в [19] наведено основні показники парогазових енергетичних установок з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля (ПГУ з ВГВ) та іншого твердого, а також рідинного палива, та проаналізовано світовий досвід впровадження технологій газифікації для ПГУ в різних країнах світу. Наведено маневрені характеристики ТЕС на основі ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля з та без уловлювання та зберігання CO₂ до 90%: діапазон зміни навантаження: мінімальне навантаження енергоблоку – 36–50%, низькотемпературної повітродозподільної установки (ПРУ) – 36–50%, компресора ПРУ – 70%; запуск до повного навантаження: пуск з холодного стану – від 15 год; пуск газифікатора з гарячого стану – 6–8 год; пуск ПРУ з гарячого стану – 6 год; швидкість зміни навантаження: газифікації – 3–5%/хв; ПРУ – 3%/хв. Час роботи ПГУ до капітального ремонту – 40 тис. год. Технологія ПГУ з ВГВ

Таблиця 5. Характеристики вугільних енергоблоків ТЕС [16]

Тип енергоблоку	Країна	Номинальна потужність, МВт	Питомі капітальні витрати, \$/кВт	ККД нетто, %
Пилоугільний блок надкритичного тиску без сіркоочищення і азотоочищення	Україна Запорізька ТЕС Ст. № 1, 3	325	190	36,9
Пилоугільний блок надкритичного тиску з сіркоочищенням (МСО) і азотоочищенням (СКАО)	Україна те ж з МСО і СКАО	325	490	33,9
Пилоугільний блок ультранадкритичного тиску	Китай	932	723	46
Пилоугільний блок надкритичного тиску	Китай	1119	663	46
Пилоугільний блок надкритичного тиску	Китай	539	740	46
ЦКШ надкритичного тиску	Польща Реалізований проєкт ТЕС Lagisza, 2009 рік	460	1150	43,3
ЦКШ	Україна Інвестиційний проєкт Слов'янської ТЕС ст. № 6	330	1290	43,0

може бути застосована в умовах перехідного періоду трансформації енергетики України до 100% відновлювальної електрогенерації.

Зміна структури встановленої електричної потужності та виробництва електроенергії України буде обумовлена наступними чинниками [20, 21]:

1. Максимальне використання існуючих потужностей АЕС ОЕС України та розвиток атомної енергетики для забезпечення підтримки потужностей АЕС на рівні біля 14 ГВт у довгостроковій перспективі.

2. Модернізація існуючих вугільних енергоблоків ТЕС та подовження термінів експлуатації не менш ніж на 20 років. Гарантована доступна потужність таких енергоблоків повинна складати не менш 14–15 ГВт.

3. Розвиток електроенергетики з ВДЕ до 5 ГВт.

4. Впровадження газових електростанцій зі швидким стартом загальною електричною потужністю до 2 ГВт.

5. Впровадження систем акумулювання електроенергії загальною електричною потужністю від 1 до 2 ГВт.

6. Впровадження високоманеврених газових електростанцій загальною електричною потужністю до 4 ГВт.

ВИСНОВКИ

Існуючі в ОЕС України генеруючі джерела теплової енергетики знаходяться на стадії вичерпання фізичних можливостей та є технологічно застарілими, тому для забезпечення добового регулювання графіка електричних навантажень та раціональних режимів роботи електростанцій

необхідна їх реконструкція та введення нових високоманеврених потужностей.

Паризька кліматична угода та рекомендації МЕА визначили подальший низьковуглецевий розвиток світової економіки, насамперед, енергетичного сектору з переходом від використання викопних вуглецевих видів енергетичних ресурсів до відновлювальних джерел енергії.

Досвід передових країн щодо адаптації електросистем до сучасних умов та перспективних вимог показав, що новітня електрична система має поєднувати всі види генерації та будь-які типи споживачів для ситуаційного керування попиту на їхні послуги; змінювати в режимі реального часу параметри і топологію мережі за поточними режимними умовами; забезпечувати розширення ринкових можливостей інфраструктури шляхом взаємного надання послуг суб'єктами ринку та інфраструктурою; мінімізувати втрати; розширити системи самодіагностики і самовідновлення під час виконання умов надійності та якості електроенергії.

В умовах перехідної трансформації до 100% -вої електрогенерації з ВДЕ структура ОЕС України в частині теплової електрогенерації повинна насамперед бути доповнена високоманевреними газовими електростанціями з використанням енергоефективних парогазових технологій та газовими електростанціями швидкого старту з використанням газотурбінних та газопоршневих двигунів.

З огляду на тривалий термін цієї перехідної трансформації (щонайменше кілька десятиліть) та наявність значних паливних ресурсів в

Україні вугільна теплова генерація в комплексі з атомною енергогенерацією спроможна забезпечити поетапні структурні зміни енергогенеруючих потужностей ОЕС України. Це можливо із подовженням використання частини існуючих вугільних ТЕС, які будуть модернізовані на відповідність сучасним європейським вимогам щодо викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, а також з будівництвом нових енергоефективних та екологічнобезпечних вугільних електростанцій з ультранадкритичними параметрами та ПГУ з внутрішньо-цикловою газифікацією вугілля.

1. Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245255506&cat_id=245255478 // (дата звернення: 09.01.2020).
2. Директива 2012/27/ЄС про енергоефективність. URL: <http://enref.org/docs/dyrektyva-2012-27es-pro-enerhoefektyvnist/> (дата звернення: 09.01.2020).
3. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016 – 2025 роки. ДП «НЕК «Укренерго». URL: <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua> (дата звернення: 10.01.2020).
4. Національна енергетична компанія «Укренерго». URL: <https://ua.energy>. (дата звернення: 10.01.2020).
5. Дані по виробництву електроенергії в Україні у 2018 р. URL: <http://ua.energy/diyalnist/osnovni-rokaznyku/#1556279088828-2a4cec98-a360> (дата звернення: 09.01.2020).
6. Інформація про роботу електроенергетичного комплексу за 12 місяців 2018 року. Фактичний баланс та структура споживання електроенергії URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245374262> (дата звернення: 10.01.2020).
7. Інформація про роботу електроенергетичного комплексу за 12 місяців 2018 року. Прогнозний (орієнтовний) склад блоків та виробіток електроенергії ТЕС енергогенеруючих компаній URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245374264> (дата звернення: 10.01.2020).
8. Інформація про роботу електроенергетичного комплексу за 12 місяців 2018 року. Питомі витрати палива на відпуск електроенергії. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245374266> (дата звернення: 10.01.2020).
9. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей (проект). ДП НЕК «Укренерго». 2019. 84 с. URL: <https://ua.energy/majbutnye-ukrenergo/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyhpotuzhnostej/#1568731736463-837e7364-7b4c> (дата звернення: 12.01.2020).
10. Паризька угода від 12.12.2015. Ратифіковано Законом України № 1469-VIII від 14.07.2016. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_161 (дата звернення: 11.01.2020).
11. Energy Technology Perspectives 2017. International Energy Agency, OECD, Paris. URL: https://www.oecd.org/about/publishing/Corrigendum_EnergyTechnologyPerspectives2017.pdf (дата звернення: 10.01.2020).
12. Technology Innovation to Accelerate Energy Transitions. International Energy Agency, OECD, Paris. URL: <https://www.g20karuizawa.go.jp/assets/pdf/Technology%20innovation%20to%20accelerate%20energy%20transitions.pdf> (дата звернення: 09.01.2020).
13. Коробко Б.П., Лінник О.М., Кануннікова Р.Е. Ефективні заходи з модернізації ОЕС України для запобігання її колапсу та підвищення рівня децентралізації генерації електрики. *Промислова електроенергетика та електротехніка*. 2016. № 2-3. С. 16—22.
14. Wartsila. Towards a 100 percent renewable energy future. URL: <https://www.wartsila.com/energy/learn-more/downloads/presentation/towards-a-100-percent-renewable-energy-future> (дата звернення: 09.01.2020).
15. LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS — VERSION 12.0. November 2018. URL: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-and-levelized-cost-of-storage-2018/> (дата звернення: 09.01.2020).
16. Коберник В.С. Економічний аналіз використання технологій перетворення енергії на ТЕС України. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Вип. 4(51). С. 67—72. <https://doi.org/10.15407/pge2017.04.067>
17. Майстренко О.Ю., Корчевой Ю.П., Топал О.І., Чернявський М.В., Вольчин І.А., Дунаєвська Н.І., Дудник О.М. Сучасні розробки Інституту вугільних енерготехнологій НАН України для теплової енергетики. К.: ГНОЗІС, 2014. 224 с.
18. Вольчин І.А., Дунаєвська Н.І., Гапонич Л.С., Топал О.І., Засядько Я.І. Перспективи впровадження чистих вугільних технологій в енергетику країн. К.: ГНОЗІС, 2013. 310 с.
19. Дудник О.М., Дунаєвська Н.І., Соколовська І.С. Застосування технологій парогазових енергетичних установок з внутрішньоцикловою газифікацією твердого та рідинного видів палива у світовій енергетиці та перспективи їх впровадження в Україні. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 3(58). С. 37—44. <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.037>
20. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей (доопрацьований). ДП НЕК «Укренерго». 2018. 175 с. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatnostiGenPotuzhnostej_31_03_2019.pdf (дата звернення: 10.01.2020).
21. Аналітичний звіт до питання розвитку ВЕС та СЕС в складі ОЕС України. ДП НЕК «Укренерго». 2018. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/ANALITYCHNYJ-ZVIT-2.pdf> (дата звернення: 11.01.2020).

Надійшла до редколегії: 14.01.2020