

СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). *The problems of general energy*. 2017, 4(51): 5-14
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2017.04.005>

УДК 621.311.001.57:
330.322.053.3

Т.П. НЕЧАЄВА, канд. техн. наук
Інститут загальної енергетики НАН України,
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

ОЦІНКА КРИТИЧНИХ СЦЕНАРІЇВ ЩОДО НАДХОДЖЕННЯ ІНВЕСТИЦІЙ У РОЗВИТОК ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

Проведено аналіз існуючих планів та програм щодо розвитку генеруючих потужностей ОЕС України, на підставі яких сформовано варіанти перспектив їх реалізації в залежності від обсягів фінансування. Сценарні розрахунки перспективної структури генеруючих потужностей ОЕС України та показників її функціонування показали, що неналежне інвестування у розвиток генеруючих потужностей може призвести до колапсу електроенергетичної системи України вже після 2030 року, коли почнеться широкомасштабне виведення з експлуатації існуючих потужностей ОЕС навіть при продовженні їх ресурсу. Для стійкої екологічно-прийнятної роботи енергосистеми необхідно вже найближчим часом вирішувати проблему пошуку джерел надходжень інвестицій у галузь, особливо для реалізації таких висококапіталоємних та масштабних проектів з тривалим терміном реалізації, як будівництво нових АЕС та ГАЕС.

Ключові слова: інвестиції, структура генеруючих потужностей, Об'єднана енергетична система.

Виконання заходів для реалізації стратегічних цілей у сфері генерації електроенергії, зафіксованих в Енергетичній стратегії України у період до 2035 року [1], з подовження терміну експлуатації АЕС та ТЕС, прийняття рішень щодо будівництва нових генеруючих потужностей на заміну тих, що будуть виведені з експлуатації після 2025–2030 років, невизначеність щодо подальшого розвитку атомної та теплової енергетики, виконання прийнятих перспективних екологічних зобов'язань потребує вирішення питання щодо їх фінансування. Генеруючі потужності теплових електростанцій, які є важливою складовою Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) країни для забезпечення її маневреності, побудовані у 1960–1970

роках, практично повністю вичерпали свій експлуатаційний ресурс – з 97 енергоблоків 82 блоки перетнули межу паркового ресурсу у 200–220 тис. годин, з них 18 енергоблоків загальною потужністю 3,3 ГВт перевищили граничний термін експлуатації у 300 тис. годин. Атомна енергетика, що в останні роки забезпечує більш ніж половину генерації електроенергії, також наближається до вичерпання свого проектного ресурсу експлуатації – 7 енергоблоків АЕС вже досягли межі проектного терміну експлуатації і отримали дозвіл на продовження їх роботи, два блоки потребують найближчим часом прийняття відповідних рішень з подовження їх ресурсу. Високоманеврові гідроенергетичні потужності мають лише 11% в структурі ОЕС України, що є недостатнім для забезпечення регулювання частоти та

потужності в енергосистемі. Це потребує подальшого освоєння їх потенціалу за рахунок нового будівництва. Неналежне фінансування оновлення генеруючих потужностей, невизначеність з напрямками розвитку та невідповідність зростаючим екологічним вимогам можуть погіршити стан електроенергетичної галузі, який за індикатором енергетичної безпеки щодо зносу основних виробничих фондів підприємств паливно-енергетичного комплексу сягає небезпечно-го і навіть критичного.

Тому метою статті є оцінка розвитку структури генеруючих потужностей ОЕС України за критичними сценаріями щодо надходження інвестицій згідно з існуючими планами та програм з оновлення електроенергетичних об'єктів.

При формуванні сценарних припущень щодо майбутніх умов функціонування та розвитку електроенергетики було враховано вплив таких чинників:

- прогнози щодо перспективного попиту на електричну енергію;
- міжнародні зобов'язання України в галузі електроенергетики та навколишнього середовища;
- поточні тенденції та плани розвитку генеруючих потужностей.

При визначенні перспективної структури генеруючих потужностей ОЕС України було використано прогноз опиту на електричну енергію, розроблений в Інституті загальної енергетики НАН України (табл. 1).

З огляду на те, що експорт електроенергії у 2015 та у 2016 роках становив 3,6 млрд

кВт·год та 4 млрд кВт·год відповідно, прогноз обсягу експорту електроенергії у 2020 році зменшено до 7 млрд кВт·год.

Відповідно до Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства, з 1 січня 2018 року всі великі теплоенергетичні установки на органічному паливі мають відповідати вимогам Директива 2001/80/ЄС щодо вмісту таких забруднюючих речовин, як діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу, що закріплено наказом Мінприроди від 22.10.2008 № 541. Враховуючи те, що на великих вугільних теплових електростанціях ОЕС України встановлено лише установки пилоочищення димових газів та практично відсутні засоби їх очистки від оксидів сірки та азоту, для досягнення директивних вимог концентрацію забруднюючих речовин у димових газах ТЕС необхідно знизити у декілька разів. Враховуючи високу вартість таких установок, відсутність вітчизняного досвіду їх експлуатації та обмежений термін виконання вимог Директиви 2001/80/ЄС, своєчасне їх досягнення практично виявилось неможливим. Це зумовило розробку Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ), який було схвалено урядом у листопаді 2017 року [3]. У НПСВ передбачено поступове скорочення викидів діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу від існуючих великих спалювальних установок, які включені до цього плану, з досягненням вимог нової Директиви 2010/75/ЄС про промислові викиди після завершення терміну

Таблиця 1 – Прогноз попиту на електроенергію до 2040 року, млрд кВт·год [2]

Рік	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Всього валове споживання електроенергії бруто	150,5	163,8	183,1	199,9	226,6	247,2
Експорт	3,6	9,0	12,0	16,0	18,0	20,0
Всього	154,1	172,8	195,1	215,9	244,6	267,2

дії цього плану без проміжного виконання Директиви 2001/80/ЄС.

До Національного плану скорочення викидів включено 90 великих спалювальних установок загальною номінальною тепловою потужністю 64,8 ГВт, з них 63 енергоблоки ТЕС генеруючих компаній загальною електричною потужністю 16,7 ГВт, на яких планується забезпечити скорочення викидів забруднюючих речовин шляхом впровадження відповідних технічних заходів. Для інших спалювальних установок, які не включено до НПСВ, термін експлуатації з 01.01.2018 р. обмежується 20 тис. або 40 тис. годин, після чого вони мають бути виведені з експлуатації або замінені на нові спалювальні установки, які задовольняють вимогам Директиви 2010/75/ЄС. Так, до 31 грудня 2023 року планується вивести з експлуатації 7 вугільних енергоблоків загальною електричною потужністю 1,2 ГВт, для яких буде встановлено обмежений час роботи протягом 20 000 годин [4]. Для інших 20 вугільних енергоблоків загальною електричною потужністю 4 ГВт та 5,4 ГВт газомазутних енергоблоків ТЕС встановлюється обмежений час експлуатації у 40 000 годин до 31 грудня 2033 року.

Обсяг інвестицій, необхідних на впровадження екологічних заходів для виконання Нацплану, оцінюються у 6,5 млрд євро (близько 200 млрд грн) [5], а загальне фінансування у модернізацію потужностей у 23,6 млрд євро [6]. При цьому джерела фінансування, враховуючи новий план реконструкції та модернізації і порядок розрахунків у новій моделі ринку електроенергії, не визначені. Наразі пропонується передбачити фінансування заходів у рамках НПСВ від інвестиційних урядових програм, власних коштів підприємств, коштів екологічного податку та міжнародної фінансової та технічної допомоги.

Подовження ресурсу теплоенергетичних потужностей за рахунок реконструкції та модернізації зі встановленням пилогазоочисного обладнання та обсяги їх фінансування було визначено Планом реконструкції та

модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей у період до 2020 року, схваленим Розпорядженням Кабінету Міністрів України (КМУ) від 08.09.2004 № 648-р із змінами, внесеними згідно з Розпорядженням КМУ від 18.06.2008 № 850-р. Для реалізації цього плану Міністерство палива та енергетики України наказом від 24.05.2006 № 183 затвердило порядок підготовки та фінансування проектів реконструкції та модернізації теплових електростанцій, яким передбачено механізм встановлення інвестиційної надбавки до тарифу відпуску електричної енергії генеруючої компанії, необхідної для повернення коштів, залучених для фінансування цих проектів. Цим порядком визначено, що фінансування проектів реконструкції та модернізації теплових електростанцій здійснюється за умови залучення енергогенеруючими компаніями кредитів або інвестицій. Повернення кредитів або інвестицій забезпечується:

– не більше ніж на 80% за рахунок коштів інвестиційної складової до тарифу на електричну енергію енергогенеруючої компанії і не менше ніж на 20% за рахунок власних коштів енергогенеруючої компанії на реалізацію проекту;

– не більше ніж на 95% за рахунок коштів інвестиційної складової для екологічної складової проекту для фінансування обладнання для очищення відхідних димових газів від забруднюючих речовин та роботи, пов'язані з його встановленням або реконструкцією.

Фінансування заходів з реконструкції та модернізації за рахунок інвестиційної складової у тарифі на електроенергію теплових електростанцій, працюючих за ціновими заявками, з 2014 року, зважаючи на необхідність стабілізації фінансово-економічного стану підприємств галузі, перегляду механізму фінансування інвестиційних проектів було призупинено і поновлено лише у 2017 році з актуалізацією Плану реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей для можливості подальшої реалізації проектів, які необхідно завершити за рахунок механізму нарахування інвестиційної

складової, до початку дії нової моделі ринку. Це сповільнило темпи реалізації планів з реконструкції та модернізації.

З 2008 по 2015 роки технічне переоснащення та реконструкцію з подовженням терміну експлуатації на 15–20 років пройшли 21 енергоблоки ТЕС загальною потужністю 5,26 ГВт, при цьому заміну або масштабну реконструкцію пилословловлювачів було проведено лише на 20 вугільних енергоблоках ТЕС з 89 існуючих. Решта блоків підтримується в працездатному стані за рахунок капітальних та поточних ремонтів, що ставить під загрозу можливість їх подальшої експлуатації без проведення реконструкції. Через важкий фінансовий стан енергокомпаній та необхідність забезпечувати енергобезпеку країни українська теплоенергетика за ці роки фактично не змогла побудувати жодної високо-ефективної установки газоочищення. Кардинальне оновлення проведено лише на двох енергоблоках – № 4 Старобешівської ТЕС з заміною котлоагрегату на котлоагрегат за технологією циркулюючого киплячого шару (ЦКШ) та №8 Зміївської ТЕС з переобладнання топки на топку аркового типу.

За рахунок діючого механізму нарахування інвестиційної складової у оновленому плані реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей [7] передбачається закінчити реалізацію проектів реконструкції шести енергоблоків загальною потужністю 1,7 ГВт, зі збільшенням їх потужності на 103 МВт. Також заплановано добудувати два блоки з котлами за технологією ЦКШ по 330 МВт на Слов'янській ТЕС та сіркоочисні установки на енергоблоках № 2 Трипільської та № 1 Зміївської ТЕС. Загалом заплановано провести реконструкцію на 10 ГВт потужностей ТЕС. За рахунок інших механізмів фінансування заплановано реалізувати перспективні проекти реконструкції та модернізації 34 енергоблоків ТЕС загальною потужністю 8,4 ГВт зі збільшенням потужності на 537 МВт. Також заплановано будівництво групових сіркоочисних установок енергоблоків № 3-4 Трипільської ТЕС та № 1-4

Вуглегірської ТЕС. На блоці № 4 Трипільської ТЕС заплановано встановлення азотоочисної установки, на Миронівській ТЕС – комплексного пилогазоочисного обладнання. Також передбачено провести реконструкцію обладнання 13 ТЕЦ загальною електричною потужністю 2,2 ГВт, з них 1 ГВт вугільних, зі збільшенням потужності на 0,6 ГВт.

Атомні потужності ОЕС України також потребують належного фінансування для реалізації заходів щодо подовження їх експлуатаційного ресурсу. Крім того, перед атомною енергетикою наразі постає нагальне питання прийняття рішень щодо заміщення потужностей, які будуть виводитися після 2030 року, що потребує пошуку як постачальників обладнання, так і джерел фінансування. Невчасне вирішення цієї проблеми також приведе до втрати значної частини генерації електроенергії.

З 15 діючих атомних енергоблоків сім енергоблоків вже досягли 30-ти річного проектного терміну експлуатації, який для п'яти енергоблоків потужністю 5 ГВт було подовжено на 10 років, для двох потужністю 0,84 ГВт – на 20 років. Для ще двох енергоблоків у кінці 2017 – початку 2018 років має бути прийнято рішення щодо подовження їх проектного терміну експлуатації. При продовженні терміну експлуатації атомних енергоблоків на 20 років до 2040 року в роботі залишиться 3 з 15 діючих енергоблоків.

Нове будівництво атомних блоків передбачено лише на майданчику недобудованих енергоблоків №3, 4 Хмельницької АЕС (ХАЕС), готовність будівельних конструкцій яких оцінюється у 73% та 28% відповідно. Розрив угоди про добудову блоків ХАЕС з російською стороною у 2016 році зумовив пошук як нових постачальників обладнання, так і джерел їх інвестування. В ролі альтернативного постачальника реакторної технології і устаткування ВВЕР, який зміг би забезпечити завершення будівництва енергоблоків № 3 та № 4 ХАЕС в короткі терміни та при мінімізації витрат, розглядається європейський постачальник чеської компанії «SKODA JS

a.s.» [8]. Кошти для фінансування будівництва енергоблоків передбачається отримати за рахунок експорту електричної енергії до країн Європейського Союзу за рахунок реалізації пілотного проекту «Енергетичний міст «Україна — Європейський Союз» [9].

Гідроенергетика відіграє винятково важливу роль у функціонуванні української енергосистеми, оскільки ГЕС і ГАЕС є фактично єдиним джерелом її пікових потужностей, крім того, гідроакумуляуючі електростанції роблять внесок у згладжування нічних «провалів» споживання електроенергії. Розвиток гідроенергетичних потужностей закладено у Програмі розвитку гідроенергетики на період до 2026 року, схваленій розпорядженням Кабінету Міністрів України від 13 липня 2016 р. № 552-р [10]. Протягом найближчих десяти років очікується значне збільшення гідроенергетичних потужностей – потужність ГЕС збільшиться за рахунок реконструкції та нового будівництва на 775 МВт, на ГАЕС очікується введення 2,9 ГВт нових потужностей. Збільшення потужності ГЕС планується досягти за рахунок реконструкції діючих електростанцій (загалом 135 МВт), а також нового будівництва на Каховській ГЕС-2 (250 МВт) і верхньодністровських ГЕС (390 МВт). Збільшення потужності ГАЕС планується досягти за рахунок добудови Дністровської ГАЕС (1296 МВт) і Ташлицької ГАЕС (604 МВт), а також будівництва Канівської ГАЕС (1000 МВт).

Загалом, згідно з проектом НЕК «Укренерго» плану розвитку ОЕС України на 2017–2026 роки [11], для розвитку генеруючих потужностей у найближче десятиріччя очікується потреба у 404,1 млрд грн, в тому числі більшу половину інвестицій 227 млрд грн потрібно вкласти у найближчі три роки. Особливостями інвестування генеруючих потужностей є переважне надходження інвестицій за рахунок кредитних коштів.

Постійний зсув у часі запланованих заходів, що спостерігається останніми роками, невирішеність питання джерел їх фінансування, особливо після впровадження нового

ринку електроенергії, може призвести до невиконання прийнятих зобов'язань, накладання значних штрафних санкцій, неможливості працювати на об'єднаному ринку електроенергії і втрати значної частини потужностей вже з 2030 року після завершення кінцевого терміну їх експлуатації.

Виходячи з визначених у програмі розвитку гідроенергетики заходів та перспектив реалізації проектів будівництва нових потужностей, для оцінки критичних сценаріїв розроблено такі варіанти реалізації проектів будівництва гідроакумуляуючих потужностей.

1. Будівництво другої черги Дністровської та Ташлицької ГАЕС – всього 475 МВт.

2. Будівництво другої та третьої черги Дністровської та Ташлицької ГАЕС – всього 1900 ГВт.

3. Будівництво другої та третьої черги Дністровської та Ташлицької ГАЕС (1900 ГВт) та Канівської ГАЕС потужністю 1000 МВт.

Як варіанти збільшення потужності ГЕС розглядається або тільки реконструкція діючих електростанцій (135 МВт), або реконструкція діючих електростанцій та нове будівництво (всього 775 МВт).

Одним із найбільш проблемних питань є оцінка перспектив розвитку таких потужностей на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ), як ВЕС та СЕС, з нестабільними обсягами генерації, що збільшує вимоги щодо можливостей первинного регулювання та маневрених можливостей енергосистеми для компенсації коливань та змін їх потужності. Проектом плану розвитку ОЕС України у період до 2026 року планується підключити до енергосистеми 4,5 ГВт потужностей на відновлюваних джерелах енергії [12], з них 2,7 ГВт ВЕС та 1,6 ГВт СЕС. З огляду на реальні темпи впровадження потужностей на ВЕС і СЕС в енергосистемі, поступове зниження «зеленого» тарифу та його невизначеність після 2030 року, зростання вимог щодо прогнозованості участі ВЕС і СЕС у покритті графіків навантажень та умов їх приєднання до енергомережі, скорочення місць розміщен-

Таблиця 2 – Показники розвитку структури генеруючих потужностей у перспективі до 2040 року для сценарію №1

Показник	2020	2025	2030	2035	2040
Встановлена потужність, ГВт	42,8	48,0	52,0	49,1	41,1
ТЕС, в т.ч.:	20,5	23,6	25,8	25,1	24,5
КЕС вугільні	14,7	17,6	18,3	13,7	11,7
в тому числі відповідають екологічним вимогам	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0
КЕС газові	0,0	0,0	0,0	3,8	3,8
ТЕЦ	5,9	6,0	7,4	7,6	9,0
АЕС	13,8	14,8	15,8	13,0	5,0
ГЕС та ГАЕС	6,8	6,9	6,9	6,9	6,9
ВЕС та СЕС	1,6	2,7	3,5	4,1	4,7
Виробництво електроенергії, млрд кВт·год, в т.ч.:	170,8	195,1	215,9	203,6	143,4
ТЕС	67,2	80,8	92,4	95,9	89,4
АЕС	88,5	97,5	105,4	88,8	34,2
ГЕС та ГАЕС	12,7	12,8	12,8	12,8	12,8
ВЕС та СЕС	2,4	4,1	5,2	6,1	7,0
Споживання палива на ТЕС, млн т у.п., в т.ч.:	27,5	32,1	36,2	36,2	33,8
вугілля	22,5	27,7	31,4	27,9	25,0
мазут	0,8	0,7	0,7	0,9	0,9
природний газ	4,2	3,7	4,1	7,5	7,9
Викиди SO ₂ , тис. тонн	799,6	831,3	930,8	759,4	631,5
Викиди NO _x , тис. тонн	198,3	210,3	221,8	190,9	169,6
Викиди пилю, тис. тонн	114,9	98,2	79,5	29,8	25,5
Викиди CO ₂ , млн тонн	73,7	84,5	96,1	92,3	85,3
Інвестиції, млрд дол США за період	5,6	10,2	8,2	5,2	3,5
Інвестиції (накопичувальним підсумком), млрд дол США	5,6	15,8	23,9	29,2	32,6

ня з високою ефективністю їх роботи, можна очікувати на значно нижчі темпи впровадження означених технологій. З урахуванням цього, був розроблений прогноз більш помірного темпу зростання потужностей ВЕС та СЕС, за яким їх встановлена потужність у 2030 році становитиме 3,5 ГВт, а у 2040 досягне 4,7 ГВт.

Прогнози щодо розвитку електроенергетики країни сформовано залежно від сценаріїв обсягу реалізації планів щодо оновлення та нового будівництва генеруючих потужностей та відповідного обсягу фінансування таких заходів.

У табл. 2 наведено розрахунки показників прогнозної структури генеруючих потужностей ОЕС для сценарію №1 реалізації тільки існуючих проектів згідно з розробленими планами, а саме:

– оновленого плану реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей;

– кардинальної реконструкції вугільних енергоблоків з подовженням їх терміну експлуатації до 30 років не передбачається, а існуючі потужності будуть поступово виводитися з експлуатації;

– реконструкції ГЕС та будівництва двох гідроагрегатів на Дністровській та Ташлицькій ГАЕС;

– подовження терміну експлуатації існуючих атомних блоків на 20 років та добудови двох блоків одиничною потужністю 1 ГВт у 2024–2026 роках;

– відсутністю будівництва нових блоків ТЕС;

Таблиця 3 – Показники розвитку структури генеруючих потужностей у перспективі до 2040 року за сценарієм №2

Показник	2020	2025	2030	2035	2040
Встановлена потужність, ГВт	42,8	48,0	52,0	59,8	70,5
ТЕС, в т.ч.:	20,5	23,6	25,8	35,8	54,0
КЕС вугільні	14,7	17,6	18,3	13,7	11,7
в тому числі відповідають екологічним вимогам	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0
КЕС газові	0,0	0,0	0,0	14,5	33,2
ТЕЦ	5,9	6,0	7,4	7,6	9,0
АЕС	13,8	14,8	15,8	13,0	5,0
ГЕС та ГАЕС	6,8	6,9	6,9	6,9	6,9
ВЕС та СЕС	1,6	2,7	3,5	4,1	4,7
Виробництво електроенергії, млрд кВт·год, в т.ч.:	170,8	195,1	215,9	244,6	267,2
ТЕС	67,2	80,8	92,4	136,9	213,2
АЕС	88,5	97,5	105,4	88,8	34,2
ГЕС та ГАЕС	12,7	12,8	12,8	12,8	12,8
ВЕС та СЕС	2,4	4,1	5,2	6,1	7,0
Споживання палива на ТЕС, млн т у.п., в т.ч.:	27,5	32,1	36,2	45,6	63,6
вугілля	22,5	27,7	31,4	25,7	23,1
мазут	0,8	0,7	0,7	2,0	4,0
природний газ	4,2	3,7	4,1	17,8	36,4
Викиди SO ₂ , тис. тонн	799,6	831,3	930,8	737,8	698,2
Викиди NO _x , тис. тонн	198,3	210,3	221,8	200,9	224,0
Викиди пилу, тис. тонн	114,9	98,2	79,5	28,6	27,0
Викиди CO ₂ , млн тонн	73,7	84,5	96,1	105,8	133,6
Інвестиції, млрд дол США за період	5,6	10,2	8,2	13,8	18,4
Інвестиції (накопичувальним підсумком), млрд дол. США	5,6	15,8	23,9	37,8	56,2

– залучення до роботи 3,8 ГВт потужностей існуючих газомазутних енергоблоків.

Як видно з табл. 2, в разі відсутності фінансування у нове будівництво ТЕС та АЕС, нестача електроенергії для покриття внутрішнього попиту споживачів на рівні 2035 року становитиме 23 млрд кВт·год, на рівні 2040 року – 103,8 млрд кВт·год. Це зумовлено як зняттям з експлуатації енергоблоків АЕС, які пропрацювали 20-річний понадпроектний термін, так і виведенням з роботи вугільних енергоблоків ТЕС, які вичерпали свій граничний термін експлуатації. В цьому випадку інвестиції спрямовуються тільки на реконструкцію існуючих потужностей ТЕС з метою подовження їх ресурсу згідно з оновленим планом реконструкції та модернізації та впро-

вадження нових потужностей ТЕЦ та на ВДЕ. За таких умов функціонування генеруючих потужностей ОЕС не відповідає прийнятним екологічним зобов'язанням згідно з НПСВ. Такий сценарій, звичайно, є найбільш критичним для розвитку ОЕС України, що не забезпечує її стійкості та відповідності до зростаючої потреби в електроенергії.

Тому у сценарії №2 розглядається заміщення після 2030 року вибуваючих потужностей ТЕС і АЕС парогазовими установками (табл. 3), які мають невеликі питомі капіталовкладення. Такий напрямок розвитку генеруючих потужностей приведе до значного зростання потреби у природному газі, який доведеться імпортувати, що значно підвищить рівень енергетичної залежності від

Таблиця 4 – Показники розвитку структури генеруючих потужностей за сценарієм №3

Показник	2020	2025	2030	2035	2040
Встановлена потужність, ГВт	42,8	49,1	52,4	58,9	64,8
ТЕС, в т.ч.:	20,5	23,7	24,8	33,5	38,8
КЕС вугільні	14,7	17,7	17,4	25,9	29,8
в тому числі відповідають екологічним вимогам	0,0	1,8	9,8	25,9	29,8
КЕС газові	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЕЦ	5,9	6,0	7,4	7,6	9,0
АЕС	13,8	14,8	15,8	13,0	13,0
ГЕС та ГАЕС	6,8	7,8	8,3	8,3	8,3
ВЕС та СЕС	1,6	2,7	3,5	4,1	4,7
Виробництво електроенергії, млрд кВт·год, в т.ч.:	170,8	195,1	215,9	244,6	267,2
ТЕС, в т.ч.:	67,2	82,4	92,3	135,4	157,1
АЕС	88,5	94,9	104,0	88,8	88,8
ГЕС та ГАЕС	12,7	13,8	14,3	14,3	14,3
ВЕС та СЕС	2,4	4,1	5,2	6,1	7,0
Споживання палива на ТЕС, млн т у.п., в т.ч.:	27,5	32,4	34,8	49,3	57,5
вугілля	22,5	28,0	30,0	45,4	52,9
мазут	0,8	0,7	0,6	0,4	0,5
природний газ	4,2	3,7	4,1	3,5	4,1
Викиди SO ₂ , тис. тонн	799,6	772,1	73,0	87,8	101,6
Викиди NO _x , тис. тонн	198,3	199,7	115,1	67,2	81,3
Викиди пилу, тис. тонн	114,9	83,7	11,9	9,9	11,1
Викиди CO ₂ , млн тонн	73,7	85,2	85,8	122,1	142,2
Інвестиції, млрд дол. США за період	5,6	12,4	19,1	25,5	30,8
Інвестиції (накопичувальним підсумком), млрд дол. США	5,6	18,0	37,1	62,7	93,4

цього виду енергоресурсу. До того ж функціонування такої структури генеруючих потужностей не задовольняє екологічним вимогам.

У сценарії №3 розглядається виконання заходів з реалізації Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок – кардинальної реконструкції існуючих вугільних потужностей з установкою систем пилогазоочищення і подовженням їх ресурсу до 30 років, будівництва нових чистих вугільних енергоблоків, реалізації проектів будівництва другої та третьої черг Дністровської та Ташлицької ГАЕС зі збільшенням потужності на 1,9 ГВт та введення 8 ГВт нових потужностей АЕС на заміну тих, що вибувають (табл. 4).

При цьому потреба у інвестиціях значно

зростає, що зумовлено високою капіталоємністю нових вугільних та атомних потужностей.

У сценарії №4, крім проектів будівництва другої та третьої черг Дністровської та Ташлицької ГАЕС, також передбачено будівництво Канівської ГАЕС зі збільшенням загальної встановленої потужності ГАЕС на 2,9 ГВт, будівництво 640 МВт нових ГЕС та введення 11 ГВт нових потужностей АЕС на заміну тих, що вибувають (табл. 5).

Реалізація цього сценарію приводить до найбільшого скорочення споживання органічного палива і, відповідно, зменшення викидів забруднюючих речовин та парникових газів при збільшенні обсягу фінансування на 30% порівняно з коштами, необхідними для реалізації сценарію №3.

Таблиця 5 – Показники розвитку структури генеруючих потужностей у перспективі до 2040 року за сценарієм №4

Показник	2020	2025	2030	2035	2040
Встановлена потужність, ГВт	42,9	48,9	53,2	59,1	65,0
ТЕС, т.ч.:	20,5	22,0	23,9	29,1	34,4
КЕС вугільні	14,6	16,0	16,5	21,5	25,3
в тому числі відповідають екологічним вимогам	0,0	1,8	8,7	21,5	25,3
КЕС газові	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЕЦ	5,9	6,0	7,4	7,6	9,0
АЕС	13,8	14,8	15,8	16,0	16,0
ГЕС та ГАЕС	7,0	9,4	9,9	9,9	9,9
ВЕС та СЕС	1,6	2,7	3,5	4,1	4,7
Виробництво електроенергії, млрд кВт·год, в т.ч.:	170,8	195,1	215,9	244,6	267,2
ТЕС	67,0	77,6	88,6	112,0	132,3
АЕС	88,5	97,5	105,4	109,9	111,3
ГЕС та ГАЕС	12,8	16,0	16,7	16,7	16,7
ВЕС та СЕС	2,4	4,1	5,2	6,1	7,0
Споживання палива на ТЕС, млн т у.п., в т.ч.:	27,4	30,4	33,1	40,4	48,0
вугілля	22,5	26,0	28,4	36,6	43,6
мазут	0,8	0,6	0,6	0,4	0,5
природний газ	4,2	3,7	4,1	3,4	4,0
Викиди SO ₂ , тис. тонн	797,0	555,8	73,6	73,7	86,4
Викиди NO _x , тис. тонн	197,6	178,9	117,7	54,1	67,1
Викиди пилу, тис. тонн	76,3	41,3	12,0	8,8	9,9
Викиди CO ₂ , млн тонн	73,5	79,5	86,8	102,3	120,7
Інвестиції, млрд дол. США за період	5,9	15,6	15,9	33,4	51,5
Інвестиції (накопичувальним підсумком), млрд дол. США	5,9	21,5	37,4	70,9	122,4

ВИСНОВКИ

1. Стан електроенергетики країни за індикатором енергетичної безпеки щодо зносу основних виробничих фондів, який характеризується значною зношеністю та моральною застарілістю, досяг небезпечного рівня. При цьому питання щодо обсягів та джерел інвестицій в оновлення та заміщення потужностей не вирішено, що ставить під загрозу подальший стійкий розвиток електроенергетики країни.

2. Результати проведених оцінок показали, що недостатнє інвестування у розвиток електроенергетичних потужностей може привести до колапсу енергетичної системи України вже

після 2030 року, коли почнеться широкомасштабне виведення з експлуатації існуючих генеруючих потужностей ОЕС навіть при продовженні їх ресурсу. Впровадження в енергосистему технологій на природному газі низької капіталоємності не вирішить проблеми заміщення вибуваючих потужностей ТЕС та АЕС. Крім того, залучення таких потужностей приводить до значного зростання використання обмежених ресурсів природного газу, переважну частину з яких доведеться імпортувати, що значно підвищує рівень енергетичної залежності.

3. Для стійкої екологічно-прийнятної роботи енергосистеми та задоволення зростаючих потреб споживачів в електроенергії необхідно вже найближчим часом вирішувати проблему

пошуку джерел інвестування у галузь, особливо для реалізації таких висококапіталоємних широкомасштабних проектів з тривалим терміном будівництва, як АЕС та ГАЕС. При реалізації існуючих планів та програм щодо розвитку потужностей, заміщення існуючих потужностей АЕС для забезпечення їх виробництва електроенергії на рівні 40–50% від загальної потреби, у період до 2030 року обсяги фінансування становлять по 10–15 млрд дол. США за 5 років, у наступні п'ятирічні етапи до 2040 року обсяги необхідних інвестицій майже подвоюються.

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245239554>.
2. Кулик М.М., Маляренко О.Є., Майстренко Н.Ю., Станиціна В.В., Спітковський А.І. Застосування методу комплексного прогнозування для визначення перспективного попиту на енергетичні ресурси. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. №1(48). С. 5–15. <https://doi.org/10.15407/pge2017.01.005>.
3. Про Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 08.11.2017 № 796-р. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245255467>.
4. Додаток 4 до Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245255570/>.
5. Вольчин І. Виконання Національного плану скорочення викидів як крок до високоефективної низькоемісійної енергетики. URL: <https://vse.energy/docs/OEW-volchyn.pdf>.
6. Вербицька Ірина. Проблеми виконання європейських екологічних вимог підприємствами ТЕК України. URL: <https://vse.energy/docs/OEW-verbytska.pdf>.

7. Про внесення змін до розпорядження Кабінету міністрів України від 8 вересня 2004 р. № 648. Розпорядження Кабінету міністрів України від 1 березня 2017 р. № 133. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/133-2017-p>.
8. Третий блок Хмельницької АЕС планують запустити в 2025 году. 25 июля 2017. URL: <https://economics.unian.net/energetics/2047916-tretyi-blok-hmelnitskoy-aes-planiruyut-zapustit-v-2025-godu.html>.
9. Недашковський Ю. Пілотний проект «Енергетичний міст «Україна – ЄС» як перший крок на шляху повної синхронізації енергосистем України та Євросоюзу. *Енергоатом України*. №1 (44). 2017. С. 5-9. URL: http://www.energoatom.kiev.ua/ru/press/lemag/46921-jurnal_energoatom_ukrainy_yanvariyun/.
10. Про схвалення Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 13 липня 2016 р. № 552-р. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/552-2016-%D1%80>.
11. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2017–2026 роки. Проект. НЕК «Укренерго». <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Projekt-Planu-rozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roky.pdf>.
12. План розвитку генеруючих об'єктів на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БіоЕС) по регіонах України на період до 2026 року. НЕК «Укренерго». URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Dodatok-4-Plan-rozvytku-VESSESBioES.pdf>.

Надійшла до редколегії 25.11.2017.