

ПРОГНОЗУВАННЯ, СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ СТРУКТУРНОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2020, 1(60): 31–37
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.031>

УДК 338.27:620.9

С.І. АЗАРОВ¹, д-р техн. наук, ст. наук. співр., ORCID: 0000-0002-9951-8867

В.Л. СИДОРЕНКО², канд. техн. наук, доц., ORCID: 0000-0002-4584-486X

О.С. ЗАДУНАЙ³, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0001-8589-1604

¹Інститут ядерних досліджень НАН України, пр. Науки, 47, м. Київ, 03028, Україна

²Інститут державного управління у сфері цивільного захисту, вул. Вишгородська, 21, м. Київ, 04074, Україна

³Державний науково-дослідний інститут технологій кібербезпеки та захисту інформації, вул. Залізняка, 6, м. Київ, 03142, Україна

АНАЛІЗ СЦЕНАРІЇВ РОЗВИТКУ АТОМНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

Представлено результати аналізу розвитку атомної генерації в Україні у контексті обґрунтування шляхів оптимізації електроенергетичного балансу країни за умов виведення або подовження терміну експлуатації діючих ядерних енергоблоків АЕС. За критеріями економічності, екологічності, надійності та ресурсозабезпеченості електроенергетики сценарії, що передбачають подовження терміну експлуатації АЕС, є значно прийнятнішими за ті, що передбачають їхнє закриття.

Ключові слова: генеруючі потужності, атомна енергетика, сценарії розвитку, оцінка, ядерно-енергетичний комплекс.

Українська енергетика – фундамент національної економіки держави, одна з основних складових національної безпеки та соціально-економічної стабільності. Головною цільовою установкою на сучасному етапі нової стратегії розвитку енергетики повинен бути перехід від імпортно-сировинного до енергоефективно-орієнтованого розвитку паливного енергетичного комплексу з використанням результатів фундаментальних і прикладних досліджень у галузі природничих і соціально-економічних наук, вітчизняного інноваційного потенціалу з його науково-технічними та науково-технологічними розробками. Все це в умовах нових концептуальних підходів, ключових внутрішніх і зовнішніх ризиків та викликів розвитку паливного енергетичного комплексу існує в тісній зв'язці тріади «енергетика – економіка – екологія» і високих темпів зростання наукових знань [1]. Сьогодні атомна енергетика (АЕ) України є базовою складовою в її енергозабезпеченні, виробляючи понад 40% електроенергії дер-

жави. Частка ядерної енергії в енергобалансі країни у відносно короткі терміни почала істотно збільшуватись, а національне ядерне законодавство – активно удосконалюватися відповідно до світових стандартів. Це стало важливим чинником надійного енергозабезпечення споживачів України [2].

Актуальність цієї роботи зумовлена надзвичайною важливістю забезпечення енергетичної безпеки України, тим більше, що АЕ стала вирішальним фактором України в безкомпромісній боротьбі за енергетичну незалежність. Україна прийняла, починаючи з 1996 р., чотири енергетичних стратегії [3–9]. Кожна з перших трьох (1996, 2006, 2013 рр.) не досягала прогнозованих цілей та індикативних показників. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. [3, 4] за базовим сценарієм (БС) передбачала оптимізацію структури виробництва електроенергії в основному за рахунок збільшення частки АЕС з доведенням її до 47,2% у 2030 р. із дотриманням принципу енергетичної безпеки шляхом зниження до нуля залежності від зовнішнього постачання урану.

© С.І. АЗАРОВ, В.Л. СИДОРЕНКО, О.С. ЗАДУНАЙ, 2020

Ключовими напрямками стратегічного планування, що визначають основну відмінність можливих сценаріїв розвитку ядерно-енергетичного комплексу (ЯЕК) на період до 2030 р. і подальшу перспективу, є продовження терміну експлуатації діючих АЕС та перспективне будівництво в АЕ. Розвиток атомної генерації в Україні на період до 2030 р. передбачав:

- підвищення безпеки діючих АЕС;
- підвищення надійності та ефективності експлуатації діючих АЕС;
- продовження експлуатації АЕС у понад-проектний термін;

– спорудження та введення в експлуатацію у період до 2030 р. нових ядерних енергоблоків мінімальною сукупною потужністю (може бути збільшена залежно від проекту): 2 ГВт – за песимістичним сценарієм; 5 ГВт – за БС; 7 ГВт – за оптимістичним сценарієм. Крім того, безумовними складовими розвитку АЕ в Україні було удосконалення інфраструктури підтримки та забезпечення розвитку атомної генерації. Передбачалося, що до 2030 р. середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків діючих АЕС в Україні підвищиться до 78–80%, середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності нових енергоблоків перебуватиме на рівні 82–85%. У період до 2030 р. в Україні має бути забезпечене виконання заходів та прийняття рішень щодо продовження терміну експлуатації 11 діючих енергоблоків до 20 років за умов позитивних підсумків періодичної переоцінки безпеки. Для практичної реалізації Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. необхідно було вирішити питання підвищення ефективності використання ядерного палива шляхом завершення переходу на чотирирічний і надалі на п'ятирічний паливний цикл, скоротити тривалість планово-запобіжних ремонтів шляхом оптимізації періодичності їх проведення і підвищення якості робіт. Важливо також виконати заходи з модернізації та реконструкції основного устаткування і систем АЕС, у повному обсязі виконати заходи стосовно подовження терміну експлуатації, в першу чергу елементів, заміна яких неможлива або вкрай витратна.

Необхідно було забезпечити ефективне виведення з експлуатації енергоблоків АЕС на етапі завершення їх життєвого циклу і вчасно побудувати нові потужності на додаток і на заміну тих, що знімаються з експлуатації. З моменту своєї появи Енергетична стратегія постійно критикувалась незалежними експертами та громадськими організаціями за не-

реалістичні прогнози зростання економіки, а з нею і споживання електроенергії в Україні. В оновленій Енергетичній стратегії України на період до 2030 р. [5] наведено результати аналізу стану діючих АЕС України, що базується на розгляді шістьох можливих сценаріїв розвитку ЯЕК, які відповідають двом різним термінам продовження експлуатації ядерних енергоблоків — на 15 та на 20 років у понад-проектний 30-річний період. Спочатку розглянемо більш детально сценарії розвитку АЕ до 2030 р., що відрізняються динамікою зміни технологічної структури генеруючих потужностей (ГП) [6].

1. БС, що був побудований на основі планових заходів, передбачених у Оновленому Плані розвитку Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України на 2015–2024 рр. (розроблений ДП НЕК «Укренерго», 2015 р.) та Національному плані скорочення викидів від великих спалювальних установок (розроблений Міністерством енергетики та вугільної промисловості України, 2015 р.), передбачав добудову двох енергоблоків Хмельницької АЕС сумарною потужністю 2 ГВт, введення їх в експлуатацію у 2023 та 2024 рр., відповідно, та виведення з експлуатації першого енергоблоку Південноукраїнської АЕС (1 ГВт) у 2024 р. За БС частка АЕС у виробництві електроенергії з 2015 до 2030 р. скорочується з 55 до 43%. Натомість частка електроенергії ТЕС та ТЕЦ істотно зростатиме – з 33 до 46%. Також відносно відчутним є зростання частки відновлювальної енергетики (ВДЕ) – з 2 до 4%. Цей сценарій, окрім добудови двох енергоблоків Хмельницької АЕС сумарною потужністю 2 ГВт, передбачав будівництво ще двох атомних енергоблоків сумарною потужністю 2 ГВт і введення їх в експлуатацію протягом 2029 та 2030 рр., відповідно, із доведенням сумарної встановленої потужності АЕС у 2030 р. до 16,835 ГВт.

2. Припущення щодо *інтенсивного розвитку АЕ* у сценарії МаксАЕ (введення додатково 4 ГВт потужностей АЕС до 2030 р.) є технічно обґрунтованими і узгоджуються з БС розвитку електроенергетики, закладеним в Енергетичній стратегії України на період до 2030 р., що передбачає введення 5 ГВт потужностей АЕС і доведення сумарної встановленої потужності АЕС в Україні у 2030 р. до 17,8 ГВт. Обсяг необхідних інвестицій для реалізації сценарію МаксАЕ оцінювався в обсязі близько \$47 млрд, у т.ч. на добудову енергоблоків АЕС загальною потужністю 4 ГВт – щонайменше \$13,6 млрд. За сценарієм МаксАЕ передбачалось скорочення частки

АЕС у виробництві електроенергії – з 55 до 48%. Частка ТЕС і ТЕЦ зросте з 33 до 40%, а ВДЕ – з 2 до 4%.

3. *Мінімізація ролі АЕ (МінАЕ)*. Цей сценарій, на відміну від базового, полягав у поступовому зменшенні частки АЕС у структурі ГП ОЕС України. Зокрема передбачалась відмова від добудови двох енергоблоків Хмельницької АЕС та закриття усіх АЕС відповідно до графіку вичерпання їхніх термінів експлуатації з урахуванням подовженого на 20 років терміну експлуатації двох енергоблоків Рівненської АЕС (835 МВт) та на 10 років першого енергоблоку Південноукраїнської АЕС (1 ГВт), який мав бути виведений у 2024 р. Обсяг необхідних інвестицій для реалізації сценарію МінАЕ оцінювався близько \$38 млрд, у т.ч. на виведення з експлуатації всіх енергоблоків АЕС – щонайменше \$5 млрд (з розрахунку \$500 за 1 кВт встановленої потужності [6]). За цим сценарієм частка електроенергії, що виробляється АЕС, значно скорочуватиметься – з 47 до 11%. Натомість найбільше зростання виробництва електроенергії передбачалося від ТЕС і ТЕЦ – з 42 до 76%.

4. *Комбінований сценарій «Мінімізація АЕ + інтенсивний розвиток теплової електроенергетики» (МінАЕ + ТЕС)* передбачав компенсацію ГП АЕС у розмірі 10 ГВт, що виводяться з експлуатації згідно зі сценарієм МінАЕ за рахунок традиційних ТЕС. Обсяг необхідних інвестицій для реалізації сценарію МінАЕ + ТЕС оцінювався у близько \$47 млрд. За сценарієм МінАЕ + ТЕС передбачалося скорочення частки АЕС у виробництві електроенергії з 47 до 11%. Частка ТЕС і ТЕЦ зростатиме з 41 до 76%, ВДЕ – з 2 до 4%.

5. *Комбінований сценарій «Мінімізація ролі АЕ + інтенсивний розвиток ВДЕ» (МінАЕ + ВДЕ)* передбачав компенсацію ГП АЕС у розмірі 10 ГВт, що виводяться з експлуатації у період до 2030 р. відповідно до сценарію МінАЕ за рахунок електростанцій, які використовують ВДЕ. Обсяг необхідних інвестицій для реалізації сценарію МінАЕ + ВДЕ оцінювалося близько \$46 млрд.

Комбіновані сценарії МінАЕ + ВДЕ та МінАЕ + ТЕС були створені з метою аналізу можливостей компенсації потужностей АЕС у разі відмови від подовження терміну їхньої експлуатації. За сценарієм МінАЕ + ВДЕ передбачалося скорочення частки АЕС у виробництві електроенергії з 47 до 11%. Частка ТЕС і ТЕЦ зростатиме з 41 до 66%, ВДЕ – з 2 до 5% і у 2030 р. становитиме 8%.

Отже, розглянуто сценарії, що передбачали подовження терміну експлуатації енер-

гоблоків АЕС України та характеризувалися нижчими значеннями середньої вартості електроенергії. Причому найнижчим цей показник був у сценарії МаксАЕ. У 2030 р. середня вартість виробництва електроенергії для цієї групи сценаріїв повинна бути в діапазоні \$0,056–0,058 за 1 кВт·год. Натомість сценарії, що передбачають відмову від подовження терміну експлуатації АЕС та виведення їх з експлуатації після завершення проектного терміну роботи (30 років), характеризуються істотно вищими показниками середньої вартості електроенергії. У 2030 р. середня вартість виробництва електроенергії для цієї групи сценаріїв буде в діапазоні \$0,070–0,076 за 1 кВт·год. Порівняння цих двох груп сценаріїв свідчить, що середня вартість виробництва електроенергії в ОЕС України для сценаріїв, що передбачають мінімізацію ролі АЕС, на 25–30% вища, ніж у тих, що зберігають домінуюче положення АЕ в електробалансі країни.

Діючою Енергетичною стратегією України на період до 2030 р. (Енергостратегія – 2030) було передбачено зростання обсягів споживання до 2030 р., порівняно з 2010 р., первинних енергоресурсів – на 25%, електроенергії – у 1,5 рази [7]. В цьому разі положеннями Енергостратегії – 2030 не враховано, що Енергетичною стратегією ЄС та План дій ЄС щодо підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів передбачено подальше підвищення енергоефективності використання енергоресурсів на 20% до 2020 р. та 27% до 2030 р., що ще більшою мірою віддалить Україну від середньоєвропейського рівня і, відповідно, не дозволить забезпечити конкурентоспроможність української продукції на європейському ринку.

В Енергостратегії – 2030 основний пріоритет зосереджений не на підвищенні енергоефективності та енергоощадності, а на додатковому нарощуванні енергетичних потужностей за низьких ефективностей діючих потужностей. Визначена Енергостратегією – 2030 частка альтернативних джерел енергії в енергобалансі країни в обсязі 4,6% у 2030 р. не узгоджувалася з прийнятими у країні національними програмами та ратифікованими міжнародними угодами. Вже на проміжних тимчасових інтервалах була очевидною їх нездійсненність, а наступні стратегії, після 1996 р., приймалися до закінчення терміну попередньої.

Враховуючи зазначене рішенням Ради національної безпеки і оборони України від 28.04.2014 № 0003525-14 «Про стан забезпечення енергетичної безпеки у зв'язку з си-

туацією щодо постачання природного газу в Україну», введеного в дію Указом Президента України від 01.05.2014 № 448/2014, визначено завдання актуалізації положень Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. з метою забезпечення виконання міжнародних зобов'язань та з урахуванням зростаючих загроз енергетичній безпеці країни. На виконання пріоритетних дій Уряду на 2016 р. було підготовлено проект Нової Енергетичної стратегії України до 2035 р. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» [8]. Головна мета розвитку енергетики на період до 2035 р. – забезпечення енергетичної безпеки і перехід до енергоефективного та енергоощадного використання і споживання енергоресурсів із впровадженням інноваційних технологій.

У 2017 р. було прийнято нову Енергетичну стратегію України на період до 2035 р. (НЕС–2035) як симбіоз розроблених проєктів Енергетичної стратегії України на період до 2035 р. (Національний інститут стратегічних досліджень) і Нової Енергетичної стратегії України до 2020 р. «Безпека, енергоефективність, конкуренція» (Центр Разумкова спільно з Представництвом Фонду Фрідріха Наумана (Німеччина) в Україні). Остання (четверта) енергетична стратегія (НЕС–2035) [8] розроблялася в надзвичайних умовах – під час глобальних змін трендів світової енергетики та під впливом низки викликів для вітчизняної енергетики. Опублікований на вебсайті Міненерговугілля 19 грудня 2016 р. проєкт ЕС–35 був проаналізований українськими та європейськими експертами, доопрацьований і 1 червня 2017 р. було оприлюднено новий проєкт ЕС–35, а 17 серпня рішенням Міненерговугілля України його було прийнято [9].

Протягом першого терміну дії Стратегії (до 2020 р.) з огляду на ймовірний дефіцит ГП, визначено доцільність продовження терміну експлуатації 6 ГВт АЕС. Саме протягом цього періоду передбачено прийняття рішення та планів дій стосовно заміщення потужностей АЕС, що будуть виводитися після 2025 р., а також використовуваних технологій атомної генерації після 2030 р. У цьому разі не є чітко зрозумілою позиція стосовно тих потужностей, що згідно з чинними нині планами та умовами використання мають бути виведені з експлуатації до 2025 р. Протягом цього ж періоду передбачається прийняття довготермінової Програми розвитку АЕ України. В описуваний період передбачено реалізацію програм з підвищення коефіцієнта використання встановлених потужностей АЕС. У

цьому разі незрозумілими є цільові рівні та можливі порогові значення, адже сьогодні цей показник фактично рекордний. Так, для прикладу за перший квартал 2017 р. коефіцієнт використання встановлених потужностей становив 79,6%, що є рекордним за щонайменше останніх 10 років. До 2020 р. згідно зі Стратегією передбачається визначення основних питань забезпечення АЕС паливом. Серед задач на цей період визначено: продовження диверсифікації постачань палива; створення передумов нарощення можливостей видобутку урану; вивчення доцільності та можливостей будівництва в Україні потужностей з фабрикації ядерного палива; створення запасу уранового концентрату. До 2020 р. включно передбачалося, що частка одного постачальника на ринку ядерного палива не перевищуватиме 70%, а після 2020 р. – не більше 60%. Протягом періоду до 2020 р. передбачено завершити будівництво сховищ відпрацьованого ядерного палива та високорадіоактивних відходів його переробки, розробити Концепцію поводження з відпрацьованим ядерним паливом АЕС України.

Протягом другого періоду реалізації Стратегії (до 2025 р.) у сфері АЕ основними задачами визначено перегляд термінів продовження експлуатації діючих енергоблоків, введення в експлуатацію 1 ГВт потужностей атомної генерації та проектування і будівництво нових блоків відповідно до згаданої вище Програми розвитку АЕ України.

Протягом третього періоду реалізації Стратегії (до 2035 р.) не передбачено конкретних кроків у сфері розвитку АЕ (за винятком того, що сектор розвиватиметься, як це зрозуміло, з кроків попередніх періодів). Таким чином, стратегія лише в загальних рисах окреслює подальший розвиток АЕ як стратегічно важливої для України, але не визначає конкретних рішень. Стратегія передбачає плани щодо розроблення та прийняття переліку документів, що визначають подальшу долю АЕ, але безпосередньо документ дає зовсім мало конкретних рішень та дороговказів у цій сфері. У такому контексті важливо зазначити, що попередня редакція Енергетичної стратегії України до 2035 р., що обговорювалася на початку 2017 р., але не була прийнятою (внаслідок чого було розроблено новий варіант, який і був затверджений і є чинним на сьогодні), значно детальніше окреслювала перелік кроків та заходів стосовно подальшого розвитку атомно-промислового комплексу України. Згаданий варіант енергетичної стратегії визначає конкретні кроки, наприклад:

- граничні терміни з продовження терміну експлуатації енергоблоків українських АЕС;
- цільові рівні підвищення коефіцієнтів використання встановленої потужності АЕС;
- започаткування процесів залучення інвестицій для завершення будівництва блоків Хмельницької АЕС;
- розбудову електричних мереж для розблокування «замкнених» потужностей АЕС;
- розробку можливостей побудови енергетичного мосту з Хмельницької АЕС до Польщі та синхронізація і ENTSO-E; кошти, отримовані від продажу електроенергії за цим проектом, було передбачено спрямувати на фінансування добудови третього блоку Хмельницької АЕС.

З точки зору окреслення перспектив розвитку АЕ, попередній варіант стратегії був більш детальним, аніж прийнята енергетична стратегія. Чинна стратегія фактично відкладає більш конкретні рішення (зокрема, можливо й ті, що були в попередній редакції стратегії) стосовно АЕ до прийняття інших стратегічних документів. Проте відкладення та надмірне покладання на інші документи стратегічного характеру може вилитися в затягування імплементації відповідних рішень, а відповідно й забезпечення енергетичних потреб країни в майбутньому. Крім цього, виходячи з попереднього українського досвіду розробки Енергетичної стратегії України та дотримання виконання стратегічних орієнтирів (зокрема й у енергетичній сфері), закріплення цілей у стратегіях чи програмах ще не гарантує повного дотримання таких планів. Зокрема, попередня енергетична стратегія та галузеві програми у сфері енергетики в більшій частині не були реалізовані, а цільових показників не було дотримано.

Нині у чинній системі державних стратегічних документів у сфері визначення розвитку АЕ, в тому числі з вказуванням новоприйнятої енергетичної стратегії, без відповіді залишається низка важливих питань щодо майбутнього ЯЕК. Ось важливі актуальні питання, що сьогодні залишаються без відповіді:

1) підходи до зміни тарифоутворення для забезпечення підвищення прибутковості атомної генерації;

2) невизначеність резервів та напрямів фінансування подальших кроків з розвитку атомного сектора, що передбачено Стратегією (насамперед, продовження терміну експлуатації діючих та будівництво нових атомних енергоблоків).

Проаналізуємо більш детально обмеження і бар'єри, що стримують розвиток АЕ в на-

шій країні. Під бар'єрами розуміють можливі об'єктивні перешкоди для розвитку АЕ в очікуваних умовах розглянутого періоду. Вони визначаються шляхом зіставлення вимог до розвитку ЯЕК і можливостей їх задоволення. Кількісні оцінки бар'єрів можуть служити обмеженнями в економіко-математичних моделях, використовуваних під час прогнозних розрахунків. Чим вищий ієрархічний рівень, тим складніше представляють його системи і тим значніше їх інерційність, а також більше труднощі в подоланні бар'єрів, що виникають під час прискореного розвитку або необхідності зміни структури таких систем. З причин виникнення і за характером прояву бар'єри, що доводиться враховувати під час прогнозування, можна розділити на наступні основні групи:

- тимчасові – обмеження за термінами введення нових потужностей через нестачу часу на їх проектування, будівництво та освоєння;
- фінансові (інвестиційні) – недовік коштів для капіталовкладень;
- ресурсні – дефіцит необхідних матеріальних, трудових і підготовлених до освоєння природних ресурсів;
- технологічні – неможливість забезпечення необхідного розвитку новими технологіями і обладнанням у розглянутий період;
- цінові – неприйнятно низькі для окремих виробників або занадто високі для споживачів ціни, що перешкоджають їхньому економічному благополуччю;
- кон'юнктурно-збутові (маркетингові) – обмеження щодо попиту на конкретні енергоресурси на внутрішніх і зовнішніх ринках;
- екологічні – жорсткі вимоги щодо захисту навколишнього середовища;
- політичні та адміністративні – обмеження, що накладаються на розвиток ЯЕК вимогами енергетичної і національної безпеки, а також державною політикою;
- бар'єри, що ускладнюють правильні оцінки і прийняття ефективних стратегічних рішень через невизначеність майбутніх умов і ризиків.

До бар'єрів можна віднести незадовільний стан властивостей системи – таких, наприклад, як гнучкість і надійність. Бар'єри можна групувати та характеризувати і за іншими ознаками:

- за значимістю (основні, другорядні);
- за жорсткістю (непереборні, переборні за певних умов);
- за часом можливого виникнення і тривалості дії (короткострокові, середньострокові, довгострокові);

– за структурою комплексності (безпосередні, опосередковані, прості, складні).

До складних (комплексних) можна віднести бар'єри, що визначаються властивостями даної системи. У першу чергу, це відноситься до інерційності та адаптивності. Невідповідність цих властивостей новим вимогам може перешкоджати належному розвитку системи. Перелік бар'єрів можна доповнювати, а їх склад міняти залежно від розв'язуваної задачі і розглянутого ієрархічного рівня. У цьому разі доцільно розрізнити зовнішні за відношенням до даного рівня (системі) та внутрішні обмеження і бар'єри. З внутрішніх обмежень одними з найбільш істотних є тимчасові бар'єри, обумовлені інерційністю розвитку систем АЕ. Висока капіталомісткість ЯЕК, їх тісні виробничі зв'язки з машинобудуванням, металургією та іншими галузями промисловості, з транспортом і будівельним комплексом, а також значні витрати часу на спорудження АЕС, створення інфраструктури і випереджаючий розвиток пов'язаних виробництв – все це породжує велику інерційність АЕ. Крім тимчасових бар'єрів, серйозною перешкодою для прискорення розвитку, модернізації виробництва і введення нових потужностей є інвестиційні та ресурсні бар'єри. Оцінка необхідних капіталовкладень, а також спеціалізованого обладнання і матеріалів, трудових ресурсів відповідної кваліфікації потрібна під час формування варіантів розвитку як окремих компаній, так і цілих галузей. Така оцінка не викликає особливих труднощів за наявності проектів, нормативних матеріалів, використанні минулого досвіду і аналогій. Значно складніше оцінити можливість забезпечити потреби в фінансових і матеріальних ресурсах, особливо якщо йдеться про віддалені перспективи і прогнозується розвиток не окремої компанії, а цілої атомної галузі. У цих умовах навіть орієнтовна кількісна оцінка інвестиційних і ресурсних бар'єрів набуває особливої ваги. Інвестиційні бар'єри пов'язані з цінними бар'єрами, оскільки фінансові ресурси для інвестицій в значній мірі залежать від прибутку. На енергетичних ринках ціни формуються під впливом конкуренції між постачальниками, балансує попит та пропозицію. Для окремих енергетичних компаній і підприємств-постачальників ринкові ціни стають бар'єром, якщо вони виявляються нижче цін самофінансування (мінімально допустимих цін пропозиції, нижче яких виробництво і продаж палива або енергії стають нерентабельними). Ціновий бар'єр на даний енергоносії для споживачів виникає в разі,

коли передбачувана ціна неприйнятна з економічних чи інших міркувань і є можливість знайти альтернативне рішення. Недостатній попит на внутрішніх і зовнішніх енергетичних ринках у розглянутій перспективі може стати серйозною перешкодою – бар'єром за умовами попиту на шляху освоєння нових постачальників ядерного палива або споруди нових енергоблоків АЕС. Оцінка мінімально необхідного для нормального функціонування діючих, споруджуваних і планованих АЕС попиту на ядерне паливо і енергію є вельми важливим завданням під час дослідження можливих бар'єрів в АЕ. Ще більш важливе і значно складніше завдання – визначення верхньої межі допустимого зростання попиту, перевищення якої може викликати дефіцит енергоносіїв в аналізованому періоді або надмірне підвищення цін на ядерне паливо і енергію. Велика невизначеність майбутнього попиту і цін на енергоносії та значень інших вихідних показників викликає складнощі під час оцінки прибутковості проектів, що плануються, і особливо під час оцінки економічної ефективності варіантів розвитку галузевих і регіональних систем енергетики. Чим гучніше невизначеність, тим вище інвестиційні ризики і тим нижча ймовірність забезпечення передбачуваного введення нових виробничих потужностей необхідними фінансовими та іншими ресурсами. Несприятливе для інвесторів поєднання таких факторів, як невизначеність, ризики, недостатня ефективність, ліміти часу, може стати серйозним бар'єром на введення нових потужностей. Правильна кількісна оцінка такого комплексного бар'єру – одна з важливих завдань прогнозних досліджень подальшого розвитку ЯЕК. Обмеження щодо можливих термінів введення нових потужностей в АЕ обумовлені перш за все часом на виконання проектних робіт і спорудження АЕС (тимчасові бар'єри першого рівня). Їх оцінка полегшується наявністю інвестиційних проектів в енергетичних компаніях. За їх відсутності доводиться використовувати експертні оцінки, існуючі аналоги та нормативні терміни будівництва.

ВИСНОВКИ

Розвиток ЯЕК в Україні відбувається в умовах ускладнення його зовнішніх і внутрішніх взаємозв'язків, принципових змін у характері та структурі економіки, глобалізації, прискорення науково-технічного прогресу. Узагальнюючи отримані результати оцінювання та порівняльного аналізу альтернативних сценаріїв розвитку ГП ОЕС України на період до

2035 р., можна зробити висновок, що за всіма чотирма групами критеріїв (економічності, екологічності, надійності та ресурсозабезпеченості роботи енергосистеми) значно більш прийнятними та ефективними є сценарії, що передбачають подовження терміну експлуатації діючих енергоблоків АЕС України. Таким чином, збереження домінуючої ролі АЕ в електробалансі України принаймні до 2035 р. є виправданим.

Серед бар'єрів, що створюють загрозу необхідному розвитку ЯЕК, помітну роль відіграє інерційність, що пояснюється великою капітало- і матеріаломісткістю, які формують цю галузь, та високою часткою капіталовкладень у пов'язані галузі та виробництва. Значимість цих непрямих витрат підвищується зі збільшенням темпів виробництва ядерного палива і енергії, але може бути знижена за рахунок зростання імпорту обладнання та матеріалів.

Серед важливих умов подовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС слід виокремити диверсифікацію постачання свіжого ядерного палива. У рамках диверсифікації надзвичайно важливим питанням є реалізація проекту будівництва власного заводу з фабрикації тепловіділяючих збірок для покриття потреб АЕС України. З урахуванням трансформації моделі організації ринку електроенергії України та міжнародними зобов'язаннями України в енергетичній сфері, важливою умовою ефективного функціонування АЕС є підвищення рівня їхньої маневреності з метою задоволення потреб споживачів та участі в регулюванні електричного навантаження в ОЕС України. Потребує вирішення проблема зберігання відпрацьованого ядерного палива та радіоактивних відходів шляхом побудови власного сховища сухого типу.

1. Кулик М.М., Горбулін В.П., Кириленко О.В. Концептуальні підходи до розвитку енергетики України (аналітичні матеріали). Київ: Інститут загальної енергетики НАН України, 2017. 78 с.

2. Про національну енергетичну програму України до 2010 року: постанова Верховної Ради України від 15 травня 1996 р. № 191/96-ВР. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1757-2000-%D0%BF> (дата звернення: 20.11.2019).
3. Оновлений План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2015–2024 роки. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=244996563> (дата звернення: 20.11.2019).
4. Енергетична стратегія України на період до 2030 р.: розпорядження Кабінету Міністрів України від 24 липня 2013 р. № 1071-р. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13> (дата звернення: 20.11.2019).
5. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року: розпорядження Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. № 145-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/145-2006-%D1%80> (дата звернення: 20.11.2019).
6. Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року: проект. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=222022&cat_id=104126 (дата звернення: 20.11.2019).
7. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року: постанова Кабінету Міністрів України від 24 липня 2013 р. № 1071. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1071-2013-%D1%80> (дата звернення: 20.11.2019).
8. Нова енергетична стратегія України до 2035 року: «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358> (далі посилання: [energetychna_strategiya_do_2035_r.zip](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358)) (дата звернення: 20.11.2019).
9. Нова енергетична стратегія України до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»: розпорядження Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80> (дата звернення: 20.11.2019).

Надійшла до редколегії: 13.01.2020