

Національний інститут стратегічних досліджень

Відділ енергетичної та ядерної безпеки

**ПРІОРИТЕТНІ НАПРЯМИ ДЕРЖАВНОЇ ПОЛІТИКИ У СФЕРІ
ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ**

Аналітична доповідь

Київ - 2012

Результати аналізу загроз енергетичній безпеці України, здійсненого у попередніх дослідженнях [4], дозволяють виділити ключові проблеми, які у першу чергу потребують вирішення:

1. Низький рівень енергоефективності економіки та повільні темпи впровадження новітніх технологій.
2. Значна залежність від імпорту енергоресурсів при недостатньому використанні власного енергетичного потенціалу, низькому рівні диверсифікації постачальників та надвисоких цінах на імпортовані енергоносії.
3. Занепад нафтопереробної галузі.
4. Висока зношеність основних фондів підприємств енергетики при низьких темпах оновлення та модернізації.
5. Економічно необґрунтовані тарифи та перехресне субсидування.
6. Низький рівень інвестицій в основний капітал підприємств енергетики.
7. Повільні темпи впровадження заходів спрямованих на покращення екологічних параметрів підприємств енергетики. Необхідність виконання зобов'язань у зв'язку із приєднанням до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства.

1. Проблеми впровадження заходів з енергоефективності та розвитку відновлювальної енергетики з точки зору сталого розвитку економіки України

В умовах глобального зростання цін на енергетичні ресурси та принципової вичерпності викопних енергоресурсів провідні країни світу докладають значних зусиль, спрямованих на впровадження заходів з енергоефективності та використання відновлювальних джерел енергії [1]. Звісно, краще використовувати енергію, яка вже вироблена, чим виробляти для цих потреб додаткову енергію; краще використовувати джерела енергії, які відновлюються, чим ті, які вичерпуються. У такому підході можливим є забезпечення умов сталого розвитку світової економіки. Але бездумне різке упровадження заходів з енергоефективності та відновлювальних джерел енергії може зруйнувати економіку чи завдати серйозної шкоди навколишньому середовищу. Такі ризики значно зростають в умовах України [2, 3]. Рекомендації щодо послідовності та поступовості упровадження відновлювальної енергетики та енергозбереження в Україні звучали з боку представників Європейського Союзу на Міжнародному інвестиційному бізнес-форумі з питань енергоефективності та відновлювальної енергетики 6-9 листопада 2012 року у м. Києві.

Необхідно враховувати, що рівень енергоспоживання характеризує комфортність умов проживання та праці. В Україні маємо енергоспоживання на душу населення нижче у 1,7 разу, чим у країнах Організації економічного співробітництва та розвитку (ОЕСР) [4]. Якщо ж порівнювати споживання електроенергії на душу населення, то відставання України від країн ОЕСР ще більше – у 2,4 разу [4, 5]. Тому для України паралельно з упровадженням заходів з енергоефективності необхідно збільшувати енергогенерацію, особливо генерацію електроенергії.

При розгляді енергоефективності не слід плутати це поняття з економічною ефективністю. Так, заходи із заміщення імпортованого природного газу місцевими видами палива необхідно віднести до заходів з покращення економічної ефективності. Так само необхідно чітко розрізняти заходи з енергоефективності та упровадження відновлювальних джерел енергії, тому що перші відносяться до економії енергії, а другі – до нарощування енергогенерації та енергоспоживання.

Поточний стан

Стан ефективності використання енергії в Україні, нажаль, краще за все характеризується другим реченням в інформації про Україну на інтернет-сторінці Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), в якому станом на 03.12.2012 йдеться: «Ukraine has one of the most energy-intensive economies in the industrialised world» [6], тобто у дослівному перекладі: «Україна має одну з найбільш енергоінтенсивних економік в індустріальному світі». Неефективне використання ресурсів та енергії в Україні підтверджується цифровими індикаторами, наведеними у дослідженнях Світового банку [7], МЕА [8], та українськими дослідниками [4, 9]. Якщо порівняти енергоємність валового внутрішнього продукту у світі та в Україні, то маємо відставання України у 2,2–2,5 разу [4, 7, 8]. Втрати електроенергії при транспортуванні в Україні перевищують величину цього показника для країн ОЕСР у 2,0 разу, а якщо порівнювати цей показник для України та ЄС, то відставання України складає 2,2 разу [5]. Втрати природного газу при транспортуванні в Україні перевищують величину цього показника для країн ОЕСР у 7,2 разу [5].

За даними Державної служби статистики України частка відновлювальних джерел енергії у загальному постачанні первинної енергії в Україні без урахування великих ГЕС та ГАЕС не перевищує 1%.

Енергоефективність

Україна почала займатися енергоефективністю у 1994 році, а докладний звіт щодо ситуації в Україні у цій сфері на інтернет-сторінці МЕА був опублікований ще у 2006 році [10]. Тобто проблема в Україні вивчається, і вивчається давно. В Україні працюють досвідчені фахівці в галузі енергетики, існують профільні інститути Національної академії наук України, кафедри університетів, недержавні профільні організації, існують власні розробки як у галузі енергоефективності так і в галузі відновлювальних джерел енергії. Нещодавно була розроблена та затверджена Державна цільова економічна програма енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлювальних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010-2015 роки. Скориставшись поточними даними Державної служби статистики України, звітами Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України, та проаналізувавши ситуацію та публікації з цього приводу починаючи з 2010 року, можна побачити, що ситуація змінилася несуттєво, а проблеми залишилися ті самі, про які йшлося й 2006 року і раніше [2-14]. Крім того, рекомендації міжнародної спільноти після 2006 року в основному не змінилися або змінилися несуттєво [10-12]. Все це вказує на неефективність державної політики у сфері енергозбереження та відновлювальних джерел енергії. До головних причин такої ситуації слід віднести: 1) несистемність впровадження політики енергозбереження; 2) відсутність чіткого напрямку; 3) недостатнє фінансування; 4) неузгодженість програм із можливостями та прогнозами розвитку економіки України.

Упродовж 2010-2012 років додатково з'явився тягар у вигляді надвисокої ціни на природний газ, імпортований із Російської Федерації, вищої за ціну на газ для більшості країн Європи [15]. За даними Державної служби статистики України в середньому за січень-вересень 2012 року ціна на російський природний газ для України становила $(527-100)=427$ доларів США за тисячу м³, що можна порівняти із доступними даними по ціні для Німеччини у першому кварталі 2012 року – 374 доларів США за тисячу м³ [15]. Зростання ціни на російський природний газ для України з 2010 року у 1,6 разу, з одного боку, погіршило макроекономічні показники

України, але, з іншого боку, надало дієвий стимул для впровадження заходів з енергоефективності. Саме цей фактор став одним із основних, які вплинули на поживлення надходження інвестицій у промисловий сектор економіки, спрямованих на підвищення енергоефективності, про що йшлося на Міжнародному інвестиційному бізнес-форумі з питань енергоефективності та відновлювальної енергетики 6-9 листопада 2012 року у м. Києві.

Потенціал з енергозбереження в Україні досить значний – 47,6% від поточного енергоспоживання, що у грошовому еквіваленті оцінюється у 13,4 млрд. євро на рік у цінах 2010 року [9]. Тобто вже існуючі впроваджені у провідних країнах технології дозволяють досягти в Україні скорочення енергоспоживання майже вдвічі. Але для реалізації у повній мірі вказаного потенціалу потрібні значні інвестиції. Так, для зменшення 20% енергоємності валового внутрішнього продукту у Державній цільовій економічній програмі енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлювальних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010-2015 роки закладена сума у 224 млрд. грн. за п'ять років, що порівняне з сукупними доходами Державного бюджету України на 2012 рік. Тобто фінансування цієї Програми тільки за рахунок Державного бюджету України є принципово неможливим, потрібно залучати приватні інвестиції. При цьому залучення інвестицій в житлово-комунальний сектор, де наявний значний потенціал енергозбереження [9, 12], є практично неможливим через економічно необґрунтовані тарифи. Значні проблеми через відсутність законодавчо встановленого механізму повернення коштів є при залученні приватних інвестицій у проекти з енергозбереження в державному секторі економіки, про що також йшлося на Міжнародному інвестиційному бізнес-форумі з питань енергоефективності та відновлювальної енергетики 6-9 листопада 2012 року у м. Києві. При розробці програм з енергоефективності необхідно враховувати, що значна кількість енергоємних підприємств в Україні є приватною власністю і вплив на ці підприємства є обмежений відповідним законодавством.

В Україні на сьогодні наявна обмежена кількість кваліфікованих енергосервісних компаній. На згаданому Міжнародному інвестиційному бізнес-форумі експерти озвучували цифру 128 компаній. Тобто кількість кваліфікованих виконавців робіт із впровадження заходів з енергоефективності є обмеженою. Тому у майбутньому або ці компанії мають нарощувати свої потужності та кількість персоналу, або необхідним буде збільшення кількості таких компаній. В цьому напрямі існує суттєвий ризик при певних умовах одномоментної появи на ринку послуг великої кількості підприємств без досвіду роботи в сфері енергоефективності. Подібна ситуація може призвести до низької якості виконаних робіт та до дискредитації ідеї енергоефективності. Тому необхідно встановлення чітких вимог до таких підприємств та спеціалістів і дієвого контролю за якістю наданих послуг.

Впровадженню конкурентоспроможних на міжнародному рівні українських розробок в Україні заважають непрозорі тендерні процедури, економічно необґрунтовані тарифи, відсутність законодавчо гарантованого механізму повернення коштів, хронічне недофінансування відповідних державних програм тощо.

Щодо заходів з енергоефективності у житлово-комунальному секторі, то слід врахувати наступні ризики та особливості, які фактично встановлюють обмеження. Об'єднання співвласників багатоквартирних будинків (ОСББ) не будуть ефективними доти, доки не запрацює іпотека у масштабах держави з кількістю наданих кредитів не сотні, а тисячі на рік, інакше спрацює фактор невпевненості громадян у майбутньому, страх втратити майно і страх відсутності можливості відновити втрачене майно. Тому без впровадження реально працюючої іпотеки вкладання інвестицій у житловий сектор будуть неефективними через відсутність дієвих механізмів повернення коштів

та страхування ризиків. Ситуацію ускладнює той факт, що не всі квартири в Україні на сьогодні знаходяться у приватній власності, а ОСББ в основному створюються у нових будинках, де відсутні проблеми з точки зору енергоефективності. В старих будинках, побудованих за застарілими будівельними нормами, із зношеними комунікаціями, саме в яких потрібно проводити заходи з енергоефективності, зазвичай проживають громадяни з низьким рівнем річного сукупного доходу, що робить неможливим фінансування цими громадянами заходів з енергоефективності. Крім того, існують значні проблеми із нормативно-правовим забезпеченням функціонування ОСББ в Україні, яке фактично відсутнє [39-41].

Крім економічних проблем при упровадженні заходів з енергоефективності у житлово-комунальному господарстві потрібно вирішувати екологічні проблеми, найбільш суттєві з яких виникають при встановленні енергоефективних вікон, теплоізолюючих зовнішніх конструкцій у будинках та енергоефективного освітлення.

При встановленні енергоефективних вікон виникають проблеми з вентиляцією та зміною потоків повітря у приміщеннях, що може призводити через недостатню кількість кисню до серцево-судинних захворювань, а у випадку використання газових обігрівачів – аж до смертельних випадків, в чому можна упевнитися, вивчивши статистику Міністерства надзвичайних ситуацій України. Крім того, у випадку використання неякісних матеріалів у конструкції вікон, у приміщеннях можуть збільшуватися концентрації шкідливих речовин, що може призводити до збільшення кількості захворювань на алергію та захворювань дихальних шляхів.

Використання неякісних теплоізолюючих матеріалів в огорожувальних конструкціях при утепленні будівель внаслідок потрапляння шкідливих речовин разом із повітрям під час вентиляції до приміщень може призводити до збільшення кількості захворювань на алергію та захворювань дихальних шляхів, особливо у спекотні дні. Крім того, якщо у теплоізоляції використовуються матеріали, які підтримують горіння, чи виділяють під час тління токсичні речовини, тоді виникають значні ризики під час виникнення пожежі внаслідок швидкого поширення пожежі вздовж стін в інші приміщення чи внаслідок отруєння токсичними продуктами горіння.

При фрагментарному встановленні утеплюючих огорожуючих конструкцій виникають значні зміни у температурному режимі огорожуючих конструкцій будівлі як цілого, що може призводити до зменшення терміну експлуатації всього будинку.

При цьому в Україні відсутній дієвий контроль за діяльністю відповідних виробників та постачальників послуг. Найбільшого поширення в Україні на сьогодні знайшли енергоефективні лампи, які містять ртуть, але ж ртуть є отруйною речовиною, а в Україні фактично не діє система утилізації цих ламп, особливо при використанні їх населенням.

Відновлювальні джерела енергії

В Україні наявний значний потенціал відновлювальних джерел енергії [16-20]. При цьому найбільший потенціал вбачається у вітроенергетиці та у енергії біомаси, далі за значущістю йдуть енергія доквілля, геотермальна енергія, сонячна енергія та мала гідроенергетика. Загальний потенціал відновлювальної енергетики оцінюється у 98 млн. тонн умовного палива на рік.

Потенціал енергії біомаси розподілений приблизно рівномірно по території України [19]. Щодо оцінки величини потенціалу енергії біомаси, то вона може бути менше, тому що необхідно узгодити її з розвитком тваринництва та необхідністю збереження якості родючих ґрунтів. При цьому надходження основної кількості

нових об'ємів біомаси має сезонний характер та залежить від кліматичних умов та попиту на продукти харчування у світі.

Потенціал вітроенергетики зосереджений, в основному, за ступенем привабливості: 1) на узбережжі Чорного і Азовського морів, південному березі Криму, вершинах Українських Карпат, Кримських гір; 2) Донецькій височині, Приазовській та Причорноморській низовинах; 3) Подільській та Придніпровській височинах [16]. При цьому коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) вітроенергетичних агрегатів висотою 100 м у відповідних перелічених вище регіонах очікується на рівні відповідно: 1) середньорічний КВВП \approx 30%; 2) середньорічний КВВП \approx 14%; 3) середньорічний КВВП \approx 7% [16]. Слід зауважити, що кількість виробленої енергії вітроагрегатами залежить від погодних умов, що у випадку значного внеску від вітроенергетики вплине на стабільність роботи Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України.

Потенціал енергії доквілля в основному зосереджений у промислових регіонах України, основна кількість доступної енергії доквілля залежить від завантаженості та графіку роботи відповідних промислових об'єктів, скидний потенціал яких використовується.

Потенціал геотермальної енергії в основному зосереджений, за ступенем привабливості: 1) в Ужгородській області та Криму; 2) Одеській та Херсонській областях; 3) Львівській Донецькій та Харківській областях; 4) Чернігівській, Полтавській, Миколаївській областях [19, 20].

Потенціал сонячної енергії в основному зосереджений у південних областях України із спаданням по мірі просування на північ. Так, різниця між найбільшою та найменшою величиною річної кількості сумарної сонячної радіації на території України становить 1,5–1,6 разу. Регіони України за привабливістю потенціалу сонячної енергії: 1) Південний берег Криму; 2) Причорноморська та Приазовська низини; 3) Донецька та Придніпровська височини; 4) Закарпатська низовина; 5) Подільська та Придніпровська височини; 6) Поліська низовина; 7) Українські Карпати та Кримські гори [17, 18]. При цьому сумарна радіація за рік та середньорічний КВВП енергогенеруючих установок у відповідних перелічених вище регіонах очікується на рівні відповідно: 1) сумарна радіація за рік \approx 5000–5200 МДж/м², середньорічний КВВП \approx 14%; 2) сумарна радіація за рік \approx 4600–4800 МДж/м², середньорічний КВВП \approx 12%; 3) сумарна радіація за рік \approx 4250–4350 МДж/м², середньорічний КВВП \approx 11%; 4) сумарна радіація за рік \approx 4100–4200 МДж/м², середньорічний КВВП \approx 11%; 5) сумарна радіація за рік \approx 4100–4200 МДж/м², середньорічний КВВП \approx 9%; 6) сумарна радіація за рік \approx 3500–4200 МДж/м², середньорічний КВВП \approx 8%; 7) сумарна радіація за рік \approx 3250–3350 МДж/м², середньорічний КВВП \approx 8% (Карпати), середньорічний КВВП \approx 11% (Крим) [17, 18]. Слід зауважити, що кількість виробленої енергії сонячними електростанціями чи сонячними тепловими колекторами залежить від погодних умов, що у випадку значного внеску від сонячної енергетики вплине на стабільність роботи ОЕС України.

Потенціал малої гідроенергетики в основному зосереджений за ступенем привабливості: 1) Ужгородська область; 2) Львівська область; 3) Чернівецька область; 4) Тернопільська область; 5) Івано-Франківська область [18, 19]. Для гідроенергетики характерними є сезонні максимуми та залежність від кліматичних та погодних умов.

Вартість встановленої потужності енергогенеруючих потужностей на основі відновлювальних джерел енергії порівняна чи більша за вартість встановленої потужності традиційних (газ, вугілля, атомна, велика гідроенергетика) енергогенеруючих потужностей [21]. Але порівняння тільки на основі вартості

встановленої потужності є некоректним, оскільки економіка проекту прямо пропорційно залежить від коефіцієнту використання встановленої потужності. Крім того, в умовах України, де ОЕС України була побудована з орієнтацією на централізовану сконцентровану генерацію, розглядаючи розвиток відновлювальної електроенергетики, необхідно до потрібного обсягу коштів додати кошти на модернізацію ОЕС України. Потрібні також кошти на проведення моделювання ОЕС України для забезпечення надійних прогнозів енергогенерації та енергоспоживання, а, отже, і надійності роботи ОЕС України по мірі збільшення частки відновлювальної енергогенерації. Встановлення НЕК «Укренерго» нових вимог до стабільності генерації електроенергії сонячними (СЕС) та вітроелектростанціями (ВЕС) в разі загрози стабільності функціонування ОЕС України призведе до необхідності встановлення на цих електростанціях потужних акумуляторів виробленої енергії, що додатково збільшить вартість встановленої потужності цих електростанцій. Така загроза цілком реально може виникнути у разі перевищення швидкості зростання встановленої потужності СЕС та ВЕС над швидкістю модернізації ОЕС України.

Значне збільшення частки сонячної та вітро енергетики у генерації електроенергії значно збільшить вартість електроенергії і тому має бути узгоджене із зростанням доходів громадян України [4, 5]. А різке збільшення цін для промисловості не дасть шансів для українських підприємств провести відповідні заходи з модернізації. Крім того, в разі перевищення внутрішніх цін над зовнішніми на величину більше, чим сума транспортних розходів, розходів на створення відповідної транспортної інфраструктури з постачання із зовнішніх ринків та митних зборів, вигідніше стає імпорт енергоресурсів та послуг з постачання енергії, чим внутрішнє виробництво.

Розвиток відновлювальних джерел енергії є важливим завданням сучасної держави. Але загальновизнаним у світі на сьогодні є факт неринковості так званого «зеленого тарифу», що зумовлено об'єктивними причинами, головною з яких є недостатня розвиненість відповідної промисловості. Тому фінансування відновлювальних джерел енергії на даному етапі завжди буде призводити до застосування неринкових механізмів, крім випадку, коли цю функцію візьме на себе держава. До речі, саме так було на початку розвитку ядерної енергетики, яка на сьогодні є одним із найбільш дешевих джерел енергії. Крім того, покращення екологічної ситуації та енергетичної безпеки в державі неринковими методами може дозволити собі тільки держава в цілому. Тому, на даному етапі, фінансування «зеленого тарифу» слід визнати загальнодержавною проблемою і не перекладати її на інших суб'єктів господарювання в сфері енергетики України, які є суб'єктами на ринку енергії.

Єдиним справедливим механізмом фінансування відновлювальної енергетики до моменту формування достатньої кількості свідомих добровільних споживачів цієї енергії серед промисловості та населення, є фінансування чи із Загального фонду Державного бюджету України шляхом встановлення загальнодержавного податку для всіх платників податків в Україні чи, в крайньому випадку, шляхом встановлення цільової, однакової для всіх, надбавки до тарифу на вироблену електроенергію та теплову енергію для всіх виробників відповідно електроенергії та теплової енергії в Україні. В такому разі фінансування буде перекладено рівномірно на споживачів в країні і не призведе до викривлення умов конкуренції на ринку енергії.

Інші варіанти фінансування «зеленого тарифу» призведуть до поширення неринкових механізмів фінансування та до перехресного субсидування в тому чи іншому вигляді. Ні в якому разі не можна перекладати тягар фінансування на окремі суб'єкти господарської діяльності державної чи приватної форми власності, оскільки

це суперечитиме законодавству України та загальновизнаним принципам ринкової економіки. З часом дана ситуація може змінитися через розвиток у світі відповідної промисловості і здешевлення виготовлення одиниці продукції за рахунок збільшення масштабу та за рахунок покращення технології, що, у свою чергу, призведе до збільшення попиту на цю енергію і до можливості включення ринкових механізмів у продаж цієї енергії у майбутньому.

Крім економічних проблем при впровадженні відновлювальних джерел енергогенерації потрібно вирішувати екологічні проблеми. Найбільш суттєві екологічні проблеми виникають при впровадженні відновлювальних джерел енергії на основі вітроенергетики, енергії біомаси, сонячної енергії та гідроенергетики. Впровадження вітроенергетики може порушувати встановлені віками екологічні ланцюги, що може призводити, наприклад, до значного збільшення шкідливих комах на полях; крім того, у випадку вітроенергетики виникають певні проблеми із шумом в результаті роботи генераторів та періодичних швидких змін освітленості в результаті обертання лопастей вітрогенераторів, а для розміщення вітроелектростанцій потрібні значні території [22-25]. До того ж, вітроенергетика має обмеження по встановленій потужності при глобальному впровадженні в масштабі всієї планети, після якого починаються процеси глобального потепління та зміни клімату [24]. При впровадженні енергогенеруючих потужностей на основі енергії біомаси виникають суттєві проблеми із виснаженням ґрунтів, із ерозією ґрунтів, виникненням селів, продовольчою безпекою. Впровадження енергогенерації на основі сонячної енергетики потребує використання значної площі для розміщення установок [25]. Фотоелементи, які використовуються для генерації електроенергії на СЕС, містять токсичні елементи, тому відповідні виробництва з виготовлення фотоелементів завдають значної шкоди довкіллю, а відпрацьовані фотоелементи мають бути захоронені чи перероблені для приведення у екологічно безпечний стан [25]. Побудова гідроенергетики змінює ландшафт та землекористування, екологічні ланцюги у відповідних річках. При використанні енергії довкілля встановлені теплові насоси можуть забруднювати ґрунтові води при втраті герметичності, за рахунок змішування вод із різних шарів вздовж трубопроводів можуть забруднюватися більш глибокі водоносні горизонти, а через зміну температурних режимів та шум при роботі будуть змінюватися екологічні ланцюги у ґрунті. Використання геотермальних вод ускладнюється через високий вміст в них органічних та неорганічних сполук у розчиненому вигляді. Після потрапляння геотермальних вод на денну поверхню та використання їх теплової енергії постає питання поводження з цією водою. Якщо повертати ці охолоджені геотермальні води у глибинні горизонти, з яких ці води закачували, тоді виникає суттєва проблема через швидке забиття цих труб відкладеннями на їх поверхні, що посилюється зменшеною розчинністю мінералів при зменшенні температури. Крім того, трубопроводи з геотермальними водами проходять через водоносні горизонти, і, в разі негерметичності, може відбутися забруднення водоносних горизонтів придатних (призначених) для питного водопостачання. В результаті існує значна імовірність того, що відпрацьовані геотермальні води будуть просто скидатися у каналізацію, у найближчі водойми чи на поверхню ґрунту, що у всіх перелічених випадках призводить до значних негативних наслідків для екології.

Пропозиції щодо вирішення висвітлених проблем

Подальший розвиток сфери енергоефективності та відновлювальних джерел енергії доцільно здійснювати на основі міжнародних рекомендацій [12, 26-28].

Додатково необхідно виділити найбільш суттєві заходи, спрямовані на виправлення критичної ситуації, що склалася у цих сферах:

1. Впровадження заходів з енергоефективності та відновлювальних джерел енергії має виходити з позицій забезпечення сталого розвитку економіки України.

2. При розвитку електрогенерації стимулювати будівництво когенераційних установок (електроенергія + тепло, наприклад ТЕЦ), що підвищить ефективність використання енергоресурсів.

3. Інтенсифікувати видобуток енергоресурсів на вже існуючих родовищах.

4. Стимулювати видобуток метану вугільних пластів, що призведе до зменшення викидів парникових газів та до вироблення енергії за рахунок спалювання метану і покращить умови видобутку вугілля у Донецькому вугільному басейні.

5. Включити біопаливо в проект оновленої Енергетичної стратегії України до 2030 року.

6. Через дефіцит регулюючих потужностей в ОЕС України стимулювати будівництво нових електрогенеруючих потужностей, здатних повноцінно брати участь у регулюванні потужності ОЕС України. Розповсюдити такі стимули і на будівництво нових блоків атомних електростанцій.

7. Узгоджувати технічну можливість реалізації проектів з комерційною привабливістю.

8. Забезпечити встановлення економічно обґрунтованих тарифів на енергоносії та послуги з надання енергії.

9. Покращувати інвестиційну привабливість економіки шляхом забезпечення стабільності та чіткості законодавства.

10. Розробляти реальні до виконання державні програми.

11. При розробці нових державних програм в кошторис необхідно включати тільки кошти Державного бюджету України, оскільки держава не може гарантувати надходження приватних інвестицій.

12. Необхідно законодавчо закріпити поняття «енергосервісна компанія» та «фахівець у сфері енергоефективності», встановити чіткі вимоги до кваліфікації та надання відповідних ліцензій, розробити та законодавчо закріпити механізми повернення інвестицій в разі надання приватними компаніями енергосервісних послуг державним установам та організаціям члiввласників багатоквартирних будинків.

13. Посилити контроль за діяльністю підприємств – виробників обладнання для впровадження заходів з енергоефективності та діяльністю підприємств – постачальників послуг у сфері енергоефективності.

14. Проводити роз'яснювальну роботу серед населення у сфері енергоефективності щодо необхідних змін у поведінці та звичках після впровадження заходів з енергоефективності.

15. Впровадити дієвий моніторинг в енергетиці шляхом встановлення лічильників енергії та енергоресурсів, у першу чергу у тепловій енергетиці та у транспортуванні та розподіленні природного газу.

16. У транспортуванні та розподіленні природного газу необхідно підвищити точність обліку та поступово переходити від обліку за об'ємом до обліку за кількістю наданої енергії.

17. Підготувати метрологічне забезпечення транспортування природного газу до 2019 року для включення у нові контракти з Російською Федерацією параметрів енергетичної цінності газу.

18. При інвестуванні орієнтуватися на швидкоокупні проекти.

19. Поступово переводити системи освітлення на використання світлодіодів.

2. Імпорт енергоносіїв, проблеми диверсифікації джерел і маршрутів їх постачання, використання власного енергетичного потенціалу

Україна володіє достатньою кількістю викопних та відновлювальних енергетичних ресурсів для того, щоб бути енергонезалежною державою [4,5, 16-20, 29, 30]. Тому фактична суттєва залежність від імпорту енергоносіїв є скоріше історично обумовленою, ніж логічною і природною. Для вирішення цієї проблеми у першу чергу необхідно поступово зменшувати залежність від єдиного постачальника, що призведе до встановлення більш вигідних цін на енергоносії. Паралельно необхідно приводити енергетичний баланс України у відповідність до структури видобутку власних енергетичних ресурсів шляхом стимулювання переходу на місцеві види палива (у першу чергу вугілля (зокрема буре), низькосортне вугілля із відвалів, біоетанол, біогаз, деревину, відходи деревини, торф, відходи агровиробництва тощо), нарощувати видобуток вугілля (зокрема бурого), газу (традиційного, метану вугільних родовищ, сланцевого, газу щільних порід), нафти.

Найбільш реальним способом диверсифікації поставок природного газу в Україну у найближчій перспективі залишаться поставки із Європи, зокрема закупівля на спотовому ринку поза межами опалювального сезону, коли спотові ціни на природний газ нижчі за ціни по довгострокових контрактах. Для цього необхідно в повній мірі використовувати унікальні українські підземні сховища газу, в тому числі і для потреб європейських споживачів.

Додатковим способом диверсифікації поставок природного газу у значних обсягах у найближчій перспективі може стати LNG-термінал. Але в цьому напрямі потрібна суттєва робота, направлена в першу чергу на пошук вільних ресурсів природного газу із укладанням відповідних ф'ючерсних контрактів та опрацювання логістики проекту. Найбільш вірогідними постачальниками LNG-газу в Україну можуть бути Катар та США через наявні значні запаси ресурсу та цінові параметри. При цьому проектні строки експлуатації терміналу (перша та друга черги) узгоджуються із найбільш вірогідними темпами нарощування видобутку природного газу в Україні (включаючи метан вугільних родовищ, сланцевий газ та газ щільних колекторів), які відповідають складнощам з отриманням ліцензій та повільним темпам надходження інвестицій у галузь. При побудові першої та другої черги LNG-терміналу та оптимістичному сценарії значного нарощування власного видобутку газу в Україні у короткостроковій перспективі можливим є значне скорочення імпорту із Російської Федерації. А при перевищенні потужностей LNG-терміналу та власного видобутку понад сумарні потреби України, що є вкрай малоімовірним у середньостроковій перспективі, можливим є дострокове виведення із експлуатації морської частини (перша черга) терміналу та продаж цієї потужності або використання в якості танкера.

Не можна відкидати можливий варіант поставки LNG-газу через турецький термінал в Мармуровому морі. Крім того, додаткове використання цього варіанту покращить позиції України у перемовинах щодо безперешкодного використання Босфорської протоки та Дарданелли для проходу танкерів із LNG-газом до українського терміналу.

У середньостроковій та віддаленій перспективі важливим джерелом диверсифікації поставок та використанню транзитних можливостей може стати природний газ із Азербайджану та Туркменістану. В цьому напрямі доцільно запропонувати компаніям – інвесторам проекту TANAP та проекту Nabucco West транзит 10 млрд. м³ газу територією України з використанням українських підземних сховищ газу, який подавати в Україну через Болгарію та Румунію до українських

підземних сховищ, а із підземних сховищ через Словаччину до Європейського Союзу, про що йшлося у доповіді Уніговського Л.М. на Міжнародній конференції «Нафтогазовий комплекс України на шляху реформування, модернізації та розвитку» 24 жовтня у м. Києві. Такий варіант є технічно можливим шляхом незначної реконструкції газотранспортної магістралі у Болгарії та Румунії, а українські підземні сховища газу здатні приймати до 10-15 млрд. м³ газу на рік.

У віддаленій перспективі доцільно розглянути реалізацію так званого «Білого потоку» як альтернативного маршруту постачання в Україну природного газу із Туркменістану та Казахстану.

Усі проекти, спрямовані на підвищення обсягів транзиту енергоресурсів територією України, мають бути підкріплені жорсткими надійними гарантіями неповторення газової кризи 2006-2009 років з припиненням поставок енергоресурсу кінцевим споживачам у Європі.

Постачання нафти в Україну з Російської Федерації є проблематичним для України з точки зору нафтопереробки, оскільки регулюються, у першу чергу, положеннями Енергетичної стратегії РФ [31] та нормативною базою Митного союзу. Тому, якщо розглядати продовження нафтопереробки в Україні, необхідно диверсифікувати постачальників сирової нафти в Україну. З точки зору логістики найкращими варіантами є нафта із Казахстану та Азербайджану. При цьому можливо на вигідних умовах пропонувати казахстанським та азербайджанським компаніям будувати власні нафтопереробні заводи на території України. До того ж, на сьогодні значна частина нафтотранспортної системи України заповнена азербайджанською нафтою.

Нарощування видобутку кам'яного вугілля в Україні можливе за рахунок автоматизації процесів та при використанні існуючого у світі та власне українського обладнання, призначеного для розробки тонких пластів вугілля, що є типовим для українських родовищ. При цьому необхідно поступово переходити від практики субсидування вуглевидобувних підприємств до формули «собівартість + прибуток», що покращить економіку вуглевидобувних підприємств та зменшить навантаження на Державний бюджет України. Навіть при реалізації вугілля за собівартістю (відсутність субсидування) при нинішніх цінах на імпортоване вугілля та інші енергоносії українське вугілля є конкурентоздатним [4, 5].

Видобуток бурого вугілля в Україні є економічно привабливим через можливість видобутку відкритим способом. Але буре вугілля має меншу теплоту згоряння, чим кам'яне вугілля, що компенсується нижчою ціною за тону бурого вугілля [38]. На сьогодні кількість споживачів бурого вугілля в Україні обмежена. З точки зору економічної та енергетичної безпеки необхідно максимально використовувати наявні значні поклади бурого вугілля в Україні [29]. Доцільним та економічно вигідним є будівництво теплових електростанцій чи ТЕЦ поблизу найбільших родовищ бурого вугілля в Україні, що будуть працювати, спалюючи буре вугілля. На сьогодні існують проекти таких ТЕЦ та ТЕС з екологічно прийнятними параметрами, наприклад, з використанням технології киплячого шару чи циркулюючого киплячого шару [37]. З екологічної точки зору необхідно також забезпечувати рекультивацию земель на відпрацьованих відкритим способом родовищах бурого вугілля.

У найближчій перспективі найбільш реальним нарощуванням видобутку газу в Україні є інтенсифікація видобутку на існуючих родовищах, збільшення видобутку на шельфах Чорного та Азовського морів та збільшення видобутку метану вугільних родовищ [29, 32, 33]. Збільшення видобутку на шельфі Чорного моря потребує наявності технологічних платформ, здатних працювати у морі на глибинах до 1000 м і

вище та бурити на глибини 5000 м і глибше. При цьому необхідно використовувати принцип поступового входження в глибоку воду [33].

Значне нарощування видобутку сланцевого газу та газу щільних колекторів в Україні у найближчій та середньостроковій перспективі потребує суттєвих капіталовкладень та є малоімовірним, що є офіційною позицією фахівців Другого міжнародного бурового форуму, який відбувся 23-25 жовтня у м. Києві. Слід звернути увагу, що попри прогнози [4, 5, 32], тенденція до зменшення останніми роками видобутку природного газу в Україні при наявних значних ресурсах вказує на економічно необґрунтовані тарифи та на недоліки законодавства.

Для видобутку сланцевого газу, метану вугільних родовищ та газу щільних порід необхідно стимулювати залучення великих американських та європейських компаній, які вже мають значний досвід у вказаних напрямках.

Нарощування видобутку нафти в Україні можливо за рахунок інтенсифікації видобутку на існуючих родовищах, збільшення видобутку на шельфах Чорного та Азовського морів, збільшення глибини буріння [29, 32, 33]. Слід звернути увагу, що попри прогнози [4, 5, 32], стійка тенденція до зменшення останніми роками видобутку нафти в Україні при наявних значних ресурсах вказує на економічно необґрунтовані тарифи та на недоліки законодавства.

Необхідно поступово збільшувати тарифи на видобуток газу та нафти в Україні, що надасть необхідні для розвитку кошти українським видобувним підприємствам та покращить інвестиційну привабливість для іноземних інвесторів.

Важливим у системах транзиту та імпорту природного газу є покращення точності обліку та перехід від обліку за об'ємом до обліку за енергією [34-36], що можливо силами українських фахівців при достатньому рівні фінансування. Для цього в Україні завершується створення метрологічного центру Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» в м. Боярка, що разом із удосконаленням частини еталонів ННЦ «Інститут Метрології» (м. Харків) та методологічною підтримкою з боку ННЦ «Інститут Метрології» дає можливість повністю вирішити всі проблеми у забезпеченні метрологічних потреб нафтогазового комплексу України. Досяжна на сьогодні точність складає 0,1-0,3% [34-36]. В цьому напрямі необхідно розробити нормативно-правову базу обліку газу, інтенсифікувати процес введення в експлуатацію метрологічного центру в м. Боярка, для чого, окрім іншого, необхідно рекомендувати фахівцям цього центру інтенсифікувати взаємовигідне співробітництво з ННЦ «Інститут метрології» (м. Харків), де накопичений значний досвід міжнародних звірень еталонів і, відповідно, міжнародного визнання результатів звірень. При умові розбудови відповідної інфраструктури в Україні, розробки та прийняття відповідних законів до 2019 року, при підписанні нових договорів з Російською Федерацією щодо імпорту природного газу можна буде включити в умови договору облік не за об'ємом, а за енергією. Крім того, впровадження обліку за енергією шляхом встановлення газових калориметрів на всіх газорозподільчих станціях України дозволить зменшити зловживання (розбавлення газу), покращити облік та швидше знаходити місця несанкціонованого відбору і найбільших втрат при транспортуванні природного газу трубопроводами, що, в результаті, покращить енергоефективність української економіки, яка суттєво залежить від споживання природного газу.

Тотальна газифікація українських населених пунктів посилює залежність України від імпортного природного газу та знищує ще діючі підприємства, які видобувають місцеві види палива (зокрема торф) через відсутність збуту палива місцевого виробництва. Виробництво торфу в Україні можливе із забезпеченням умов відновлення його покладів. За таких умов, спалюючи видобутий торф, можливо

забезпечити 0,5% від кінцевого споживання енергії в Україні та суттєво покращити економіку торфовидобувних регіонів України. Те ж саме стосується деревини – у газифікованих регіонах України спостерігається значне збільшення у лісах сухих дерев, які не вирубаються та не вивозяться, що загрожує у середньостроковій перспективі існуванню цих лісових масивів через сприятливі умови для розмноження шкідників.

На сьогодні економічно вигідний варіант з переходу на індивідуальні системи опалення, що працюють на газу, знищує систему централізованого опалення. Але при економічно обґрунтованій ціні на газ для населення втрачаються переваги таких індивідуальних систем опалення для густонаселених регіонів через низьку по відношенню до великих котлів ефективність індивідуальних систем опалення (різниця порівняна із втратами у сучасних системах централізованого постачання). Використання індивідуальних систем опалення, що працюють на газу, збільшує залежність від імпортного природного газу. Централізовані котельні, навіть у густонаселених регіонах, можуть використовувати місцеві види палива (вугілля, торф, деревина). Тому необхідно стимулювати збереження централізованих систем опалення та оптимізувати їх використання. Відсутність обліку спожитого тепла у всіх споживачів та постачальників сприяє продовженню неекономного витрачання ресурсів та стримує перехід на економічно обґрунтовані тарифи.

В Україні на сьогодні є готові до впровадження водовугільні технології української розробки, які за технологічними параметрами перевищують китайські аналоги. Впровадження водовугільних технологій надає можливість використовувати буре вугілля та низькоякісні сорти вугілля при прийнятних екологічних параметрах.

Важливою частиною політики забезпечення енергетичної безпеки має бути створення системи стратегічних резервів паливно-енергетичних ресурсів відповідно до практики ЄС і нормативів Міжнародного енергетичного агентства.

3. Перспективи розвитку нафтопереробної промисловості в Україні

Попри наявні надлишкові потужності нафтопереробних заводів (НПЗ), в Україні існує дефіцит на внутрішньому ринку нафтопродуктів, який покривається за рахунок імпорту [4, 5, 32]. Українські НПЗ знаходяться у приватній власності із часткою держави менше 50% у всіх випадках, а працюючими на сьогодні є тільки Кременчуцький НПЗ та Шебелинський ГПЗ. При цьому спостерігається стійка тенденція до зменшення виробництва нафтопродуктів в Україні [4, 5, 32, 42]. До причин такої ситуації в першу чергу необхідно віднести:

1. Несприятливу для нафтопереробки в Україні цінову ситуацію на ринку нафтопродуктів в Україні та у сусідніх країнах [4, 5].

2. Недиверсифікованість поставок нафти на переробні заводи або неготовність обладнання до переходу на переробку іншого сорту нафти.

3. Відсутність зацікавленості власників переробних заводів у проведенні модернізації НПЗ і у роботі цих НПЗ, тому що ці ж власники володіють сучасними НПЗ у сусідніх країнах і не зацікавлені створювати додаткову конкуренцію самим собі.

4. Зацікавленість власників українських НПЗ в імпорті в Україну нафтопродуктів, вироблених на своїх заводах за межами України, та у нарощуванні потужності цих заводів за межами України. На таких заводах їм набагато вигідніше займатися переробкою нафти за рахунок більшої глибини переробки нафти у порівнянні з українськими НПЗ, доступністю вироблення нафтопродуктів більш

високого класу у порівнянні з українськими НПЗ, кращої логістики, зокрема через відсутність митних зборів та близькість до родовищ нафти.

5. Спрямованість Енергетичної стратегії РФ на невивідність експорту сирової нафти за межі РФ із заходами щодо стимулювання до експорту нафтопродуктів (продукт із високою доданою вартістю) [31].

Зважаючи на наведене та враховуючи значну зношеність основних фондів, наявні власники скоріше за все не будуть модернізувати українські НПЗ, а переробка російської нафти на українських НПЗ не буде вигідною.

Слід зауважити, що про необхідність модернізації українських НПЗ відомо дуже давно, технології і спеціалісти для цього є не тільки за кордоном, але й в Україні [32, 44].

Із потужних НПЗ, які донедавна працювали чи працюють, найбільшими є Кременчуцький та Лисичанський НПЗ. Але у випадку Лисичанського НПЗ на сьогодні відбувається зміна власника (замість ТНК-ВР буде ВАТ «НК «Роснефть»»), що значно знижує імовірність інвестицій у модернізацію Лисичанського НПЗ [43]. У випадку Кременчуцького НПЗ стабільній роботі та залученню інвестицій заважає невизначеність прав на власність [45].

Покращити ситуацію з нафтопереробкою можливо за рахунок диверсифікації поставок сирової нафти в Україну, у першу чергу з Азербайджану та Казахстану. При цьому необхідно пропонувати постачальникам із Азербайджану та Казахстану будувати власні нафтопереробні заводи на території України. Останнє пояснюється тим, що на модернізацію кожного українського НПЗ потрібно витратити не менше 0,5 млрд. доларів США [46], а побудова нового сучасного НПЗ потужністю 10-11 млн. т на рік коштуватиме 4-5 млрд. доларів США [47-50]. Паралельно необхідно поступово збільшувати ціну на нафтопродукти на внутрішньому ринку України, що додатково підвищить інвестиційну привабливість будівництва нових НПЗ чи модернізації існуючих НПЗ в Україні. Відсутність підвищення цін на нафтопродукти в результаті поступового перетворення українських НПЗ на металобрухт призведе до підвищення цін на нафтопродукти в майбутньому. Але тоді (після перетворення українських НПЗ на металобрухт) Україна вже не матиме жодного впливу на ціноутворення на нафтопродукти.

В Україні створено законодавчу базу для впровадження біологічних добавок (біоетанолу) у нафтопродукти. Зокрема, відповідно до Закону України «Про альтернативні види палива» передбачається, що вміст біоетанолу в бензинах моторних, що виробляються та/або реалізуються на території України, становитиме:

- у 2013 році – рекомендований вміст не менш як 5 відсотків (об'ємних);
- у 2014-2015 роках – обов'язковий вміст не менш як 5 відсотків (об'ємних);
- з 2016 року – обов'язковий вміст не менш як 7 відсотків (об'ємних).

Завдяки науковій діяльності Інституту біоорганічної хімії та нафтохімії НАН України наша держава є одним із лідерів у розробках технологій виготовлення синтетичного біопалива [51-53]. Перевагами у використанні біоетанолу як добавки до бензинів моторних є [51]:

1. Збільшення потужності двигунів.
2. Більш повне згоряння палива.
3. Збільшення коефіцієнту корисної дії двигунів.
4. Зменшення температури у камері згоряння.

Але недоліками бензинів моторних із додаванням біоетанолу для використання в існуючих на сьогодні в експлуатації двигунів є [51, 53]:

1. Низькі змащувальні властивості.

2. Фрикційне зношення вузлів двигуна та відповідне зменшення терміну експлуатації.
3. Гігроскопічність палива.
4. Фазова нестабільність палива.

При цьому доведено, що використання 3-5% зневодненого етанолу у складі бензину не погіршує експлуатаційних характеристик двигуна і не потребує попереднього регулювання карбюратора [51]. Але збільшення концентрації етанолу до 10% погіршує експлуатаційні властивості автомобіля практично за всіх режимів його роботи [51] і потребує використання спеціальних добавок [53]. Для компенсації фазової нестабільності палива також використовуються спеціальні добавки [51]. Через проблеми із гігроскопічністю та фазовою нестабільністю ускладнюється довгострокове зберігання такого палива у звичайних каністрах та бензобаках, що погіршується нестабільним температурним режимом та змінною вологістю у таких умовах. Тому використання бензинів моторних із додаванням біоетанолу, крім суто технічних особливостей виготовлення цього палива, передбачає зміну звичок у користувачів (водіїв) – припинення створення запасів «на чорний день» та «заздалегідь». Узгодження також потребує взаємодія виробників біоетанолу з виробниками, постачальниками та роздрібними продавцями бензину в Україні.

4. Перспективні напрями розвитку атомної енергетики України

Атомна енергетика відіграє значну роль в економіці України, частка атомних електростанцій (АЕС) у виробництві електроенергії в Україні складає 45-50%. Для стабільної роботи українських АЕС необхідним є стабільне фінансування робіт з підвищення безпеки експлуатації та робіт з продовження строку експлуатації АЕС у понадпроектний термін. Але за інформацією ДП НАЕК "Енергоатом", тариф на електроенергію, вироблену українськими АЕС, є економічно необґрунтованим [54]. Тому стратегічно важливим є завдання визначення на найближчу та середньострокову перспективу економічно обґрунтованої величини тарифу на електроенергію, вироблену АЕС України.

При недостатньому фінансуванні робіт з продовження експлуатації та підвищення безпеки українських АЕС, а саме такою є ситуація на сьогодні [54], виникає загроза погіршення експлуатаційних показників енергоблоків. В результаті погіршення експлуатаційних показників виникне загроза стабільному функціонуванню Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, оскільки в результаті зупинки одного енергоблоку АЕС в ОЕС України необхідним буде запуск резервних компенсуючих потужностей в обсязі від 440 МВт(ел) до 1000 МВт(ел). Якщо ж зупиняться декілька блоків АЕС, то ситуація буде пропорційно гіршою і може спричинити навіть енергетичну аварію регіонального рівня в ОЕС України через обмежену кількість наявних компенсуючих резервних потужностей.

Недостатнє фінансування продовження експлуатації українських АЕС призведе до необхідності їх зупинки після закінчення проектного строку експлуатації та до необхідності побудови заміщуючих потужностей, тому що за існуючими українськими (включаючи текст проекту оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року) [30], європейськими [55, 56] та світовими [1, 57, 58] фактичними даними та прогнозами споживання електроенергії зростає та не буде зменшуватися.

При побудові сценаріїв розвитку української атомної енергетики розглядаються такі наближення, які призводять до мінімальних щорічних витрат без оптимізації сукупних витрат за період.

Побудова нових електрогенеруючих потужностей (на основі спалювання газу чи вугілля, з використанням енергії ділення ядер чи на основі відновлювальних джерел) характеризується певним обсягом інвестицій, які у 2-10 разу більші, чим інвестиції, пов'язані із продовженням безпечної експлуатації існуючих АЕС [21, 59-61]. Тому варіант щодо можливості продовження експлуатації існуючих на сьогодні українських АЕС на 15-20 років понад проектний термін має бути пріоритетним. За даними Міжнародного агентства з атомної енергії (МАГАТЕ) [60, 61] та згідно з інформацією із World Nuclear Association (WNA) продовження експлуатації діючих енергоблоків заплановано у Російській Федерації та країнах Європи, де експлуатуються, в тому числі, енергоблоки майже ідентичної українським конструкції. Оцінена величина тарифу при такому пріоритеті дасть нижню границю для значення величини тарифу у порівнянні з варіантом зупинки існуючих енергоблоків АЕС і будівництва нових потужностей.

Продовження строку експлуатації українських АЕС у понадпроектний термін є технічно можливим та економічно вигідним [54, 59, 60, 61]. Технічна можливість ґрунтується на тому, що під час проектування даних АЕС у минулому столітті на початку розвитку технології у розрахунки були закладені занадто консервативні умови. За час, який пройшов з моменту побудови цих енергоблоків, був накопичений досвід експлуатації, уточнені деякі параметри. У нових проектах АЕС вказаний досвід вже врахований і проектний термін експлуатації для нових енергоблоків складає 60 років, а не 30 років, як то було для старих. Продовження для нових енергоблоків експлуатації у понадпроектний термін (понад 60 років) є малоймовірним, тому що для цього потрібні нові технологічні рішення, термін експлуатації 60 років є порівняним з терміном експлуатації будівельних конструкцій та з часом, за який розроблені технологічні рішення застарівають [62]. Наприклад, на сьогодні ведуться розробки нових енергоблоків АЕС із надкритичними параметрами, коефіцієнт корисної дії яких у 1,4 разу більше порівняно з нинішніми [63], до того ж в конструкціях нових енергоблоків з'являються нові системи безпеки [64, 65], які принципово неможливо реалізувати на збудованих у минулому столітті АЕС. Тому розглядати у розрахунках термін експлуатації для існуючих енергоблоків у результаті продовження експлуатації та для нових енергоблоків набагато більше 60 років не варто. Далі у розрахунках приймається сумарний термін експлуатації для енергоблоку рівним 60 років. Оцінені в такому наближенні тарифи з точки зору продовження експлуатації діючих українських АЕС дадуть нижню границю значення величини тарифу.

При побудові нових електрогенеруючих потужностей в Україні значний пріоритет слід віддавати будівництву нових енергоблоків АЕС, що пов'язано з наявністю в Україні значних покладів урану, яких при нинішньому рівні потреб всіх українських АЕС вистачить на понад 100 років [66]. У разі переходу на реактори на швидких нейтронах наявних в Україні ресурсів урану при збереженні нинішнього рівня потужності АЕС вистачить на майже 3000 років [67, 68]. Крім того, за інформацією МАГАТЕ в Україні наявні значні поклади торію [69], який розглядається як альтернатива урану у проектах нових АЕС [70, 71]. До того ж, за інформацією Державної служби геології та надр України, на території України наявні в достатній кількості поклади основних необхідних для побудови АЕС мінеральних копалин. Тому нові енергоблоки АЕС в Україні будувати вигідно з економічної точки зору та з точки зору енергетичної незалежності, але за умови економічно обґрунтованого тарифу. В розрахунках надалі приймається у найближчій та середньостроковій перспективі незмінність технології, тобто розглядається експлуатація ядерних реакторів на теплових нейтронах. У порівнянні з іншими

технологіями генерації електроенергії АЕС мають низьку паливну складову у вартості виробленої електроенергії [21, 62], що в умовах зростання вартості мазуту та газу в Україні є значною перевагою. У подальших розрахунках розглядається варіант збереження абсолютної величини встановленої потужності українських АЕС на нинішньому рівні, що дає нижню границю значення величини тарифу для сценарію розвитку. В розрахунках на даному етапі розглядається незмінна форма власності у ядерній енергетиці України.

У розрахунках вважається, що українські АЕС працюють у режимі базового навантаження (постійне у часі виробництво електроенергії), коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) обирається рівним 80%, що більше фактичного значення величини КВВП для українських АЕС на сьогодні, але є технічно досяжною величиною і дасть нижню границю значення величини тарифу.

В результаті проведених розрахунків значення величини нижньої границі тарифу на електроенергію вироблену українськими АЕС знаходиться у діапазоні 211,1–221,0 грн./(МВт·год), а для середнього значення вартості продовження експлуатації одиниці встановленої потужності складає не менше 212,6–218,0 грн./(МВт·год). Порівнюючи ці величини із поточним значенням величини тарифу для українських АЕС, яка відповідно до інформації ДП "Енергоринок" станом на початок грудня 2012 року складає без ПДВ лише 212,2 грн./(МВт·год), легко дійти висновку, що поточне значення величини тарифу знаходиться на загрозово низькому рівні і дійсно не дозволяє виконувати необхідний обсяг робіт з продовження експлуатації та підвищення безпеки українських АЕС. Така ситуація може призвести до серйозних наслідків як для економіки, так і для населення України.

Для більш реалістичного сценарію при періоді, на який надаються кредитні кошти, рівному 15 років під 17% річних для будівництва нових потужностей, продовженні терміну експлуатації діючих українських АЕС на 20, а не на 30 років, неоптимізованому у часі суттєво нерівномірному розподілі будівництва заміщуючих потужностей, мінімальна границя значення величини тарифу може перевищувати 400 грн./(МВт·год) в цінах 2012 року.

З цього приводу слід зазначити, що розраховані мінімальні значення величин тарифів є найменшою величиною, при якій потужність українських АЕС залишається на нинішньому рівні, в них абсолютно відсутні відрахування на розвиток науки та соціальної інфраструктури, компенсацію ризиків для населення, розвиток елементів ядерного паливного циклу в Україні.

Слід зазначити також, що аналогічні проблеми існують у гідроенергетиці, у розподіленні електроенергії та в інших галузях енергетики України.

5. Інтеграція України до європейського енергетичного ринку та екологічні проблеми розвитку енергетики

Ступінь зносу основних засобів виробництва та розподілення електроенергії, газу та води в Україні перевищує 60%, ступінь зношеності основних засобів у добувній промисловості знаходиться на рівні 50%, про значну зношеність основних фондів об'єктів енергетики йдеться як у діючій Енергетичній стратегії України, так і у в проекті її оновлення [4, 5, 30]. Все це відбивається на екологічних параметрах та обумовлює ймовірність аварій на об'єктах енергетики України. Більшість об'єктів потребують модернізації та оновлення, для чого необхідно встановлення економічно обґрунтованих тарифів.

Приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства потребує виконання взятих відповідних зобов'язань і може прискорити вирішення наявних проблем. Але, наприклад, тільки забезпечення очистки викидів від оксидів сірки потребує значних коштів. Вартість проведення такої модернізації одиничного об'єкту енергогенерації шляхом встановлення обладнання очистки викидів складає порядку 40-50% від вартості встановленої потужності об'єкту енергогенерації [39]. Тому, маючи на руках цифри встановленої потужності об'єктів енергогенерації та цифри вартості встановленої потужності цих об'єктів, можливо оцінити необхідний обсяг капіталовкладень.

Всі об'єкти енергетики тією чи іншою мірою впливають на навколишнє середовище, тому планування розвитку енергетики необхідно здійснювати з позицій сталого розвитку, знаходячи оптимальне співвідношення між економічною, екологічною та соціальною складовими як при видобутку енергетичних ресурсів, так і на етапах виробництва та розподілення енергії, виведення із експлуатації (консервації).

Список використаних джерел

1. World Energy Outlook 2012. – OECD/IEA: International Energy Agency, 2012. – 672 р.
2. Corruption by Country/Territory. Ukraine. Corruption Perceptions Index. // Transparency International. <http://transparency.org/country#UKR>
3. Corruption Perceptions Index 2012. - Transparency International: Transparency International, 2012. – 5 р.
4. Загрози енергетичній безпеці України в умовах посилення конкуренції на глобальному і регіональному ринках енергетичних ресурсів: аналіт доп. / А.Ю.Сменковський, С.Б.Воронцов, С.В.Бегун, Сидоренко А.А., упорядн. А.А. Білуха; за заг. ред. А.Ю.Сменковського. – К.: Національний інститут стратегічних досліджень, 2012. – 136 с.
5. Бегун С.В., Воронцов С.Б. Соціально-економічні аспекти цінової політики в енергетиці України // Стратегічні пріоритети. – 2012. – №2(23). – С. 31-39.
6. Офіційна інтернет-сторінка Міжнародного енергетичного агентства (МЕА). Україна. // <http://www.iea.org/countries/non-membercountries/ukraine/>
7. World Development Indicators. 2011. – The World Bank: The International Bank for Reconstruction and Development, 2011. – 487 р.
8. Key World Energy Statistics. 2011. – IEA: International Energy Agency, 2011. – 82 р.
9. Рейтинг енергоефективності областей України. – СКМ/БЕСТ: Компанія «СКМ», АЦ «БЕСТ», 2012. – 96 с.
10. Україна. Огляд енергетичної політики 2006. – ОЕСР/МЕА: International Energy Agency, 2006. – 380 с.
11. Стратегія діяльності в Україні. Документ Європейського банку реконструкції та розвитку. Схвалено Радою Директорів 18 вересня 2007 року. // ЄБРР: Європейський банк реконструкції та розвитку. – 2007. – 107 с.
12. Енергетична політика за межами країн-членів МЕА. Україна 2012. Основні положення та рекомендації. Загальна енергетична політика. – OECD/IEA: International Energy Agency, 2012. – 42 с.
13. Кушнір Н.Б., Турчик Т.Б. Державна політика енергозбереження в Україні: проблеми формування та реалізації. // Проблеми раціонального використання соціально-економічного та природно-ресурсного потенціалу регіону: фінансова політика та інвестиції. Збірник наукових праць: Випуск XVI, № 4. – Київ, СЕУ / Рівне, НУВГП, 2010. – 541 с. – С. 413-423.
14. Воронцов С.Б., Сменковський А.Ю. Аналіз ефективності виконання державних програм енергозбереження. // Стратегічні пріоритети. – 2011. - №3(20). – С. 83-88.
15. Quarterly Report on European Gas Markets. Market Observatory for Energy – European Commission: Directorate General for Energy. – Vol. 5, Issues 2&3. – April 2012 – September 2012. – 40 р.
16. Дмитренко Л.В., Барандіч С.Л. Вітроенергетичні ресурси в Україні // Наукові праці Українського науково-дослідного гідрометеорологічного інституту. – 2007. – Вип. 256. – С. 166-173.
17. Дмитренко Л.В., Барандіч С.Л. Оцінка кліматичних ресурсів сонячної енергії в Україні // Наукові праці Українського науково-дослідного гідрометеорологічного інституту. – 2007. – Вип. 256. – С. 121-129.
18. Липинский В.Н., Осадчий В.И., Шестопалов В.М. и др. Атлас «Климат и водные ресурсы Украины». // Матеріали Міжнародної конференції «Глобальні та регіональні зміни клімату», 16-19 листопада 2010 року, м. Київ, Україна. – 2010. –

http://www.uhmi.org.ua/conf/climate_changes/presentation_pdf/plenary_session/Lipinskiy_et_al.pdf

19. Кудря С.О. Перспективи розвитку відновлювальної енергетики в Україні. // Матеріали Другого міжнародного «Energy Industry Forum», 30 червня 2011 року, м. Київ, Україна. – 2011. – 31 с.
20. Титко Р., Калініченко В. Відновлювальні джерела енергії (досвід Польщі для України). – Варшава-Краків-Полтава: Видавництво OWG, 2010. – 533 с.
21. Projected Costs of Generating Electricity. 2010 Edition. – OECD/IEA: International Energy Agency, 2010. – 216 p.
22. Bird and Bird Habitats: Guidelines for Wind Power Projects. Ontario Ministry of Natural Resources. First Edition. December 2011. – Ontario, Canada: Queen`s Printer for Ontario, 2011. – 33 p.
23. Environmental, Health, and Safety Guidelines for Wind Energy. IFC Environmental, Health, and Safety Guidelines. Wind Energy. – IFC: International Finance Corporation. World Bank Group, April 30, 2007. – 17 p.
24. Miller L.M., Gans F., Kleidon A. Estimating maximum global land surface wind power extractability and associated climatic consequences. // Earth System Dynamics. – 2011. – Vol. 2. - №1. – P. 1-12.
25. Солнечная энергетика: учеб. пособие для вузов / В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, В.А. Кузнецова, Н.К. Малинин; под ред. В.И. Виссарионова. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011. – 276 с.
26. Інвестиційний клімат в Україні: яким його бачить бізнес. IFC. Консультативна програма з покращення інвестиційного клімату в Європі та Центральній Азії. Жовтень 2011. – IFC: International Finance Corporation. World Bank Group, Жовтень 2011. – 124 с.
27. 25 Energy Efficiency Policy Recommendations. 2011 update. – OECD/IEA: International Energy Agency, 2011. – 12 p.
28. Joint Public-Private Approaches for Energy Efficiency Finance. Policies to scale up private sector investment. Policy Pathway. – OECD/IEA: International Energy Agency, 2011. – 75 p.
29. Мінеральні ресурси України та світу на 01.01.2008 р. / Ю.І. Третьяков, А.Г. Субботін, Г.В. Полуніна, Н.В. Корпан та ін. . – Київ: Державне науково-виробниче підприємство «Геоінформ України», 2009. – 602 с.
30. Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 року № 145-р.
31. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.
32. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України. / І.М. Карп, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, Л.М. Уніговський та ін. – Київ: вид. «Наукова думка», 2006. – 310 с.
33. Зарубін Ю.О., Гунда М.В., Гришаненко В.П., Буренков В.В., Швидкий О.А. Розробка морських родовищ нафти і газу. – ДП «Науканафтогаз» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», 2012. – 312 с.
34. Дудолад А.С., Слипушенко В.П. Метрологические аспекты создания в Украине системы учета природного газа по энергосодержанию. // Наукові праці конференції. VIII Міжнародна науково-технічна конференція «Метрологія та вимірювальна техніка (Метрологія-2012)», м. Харків, 9-11 жовтня 2012 року. – с. 268-271.

35. Большаков В.Б., Косач Н.І. Вимірювання витрати рідини і газу із застосуванням коріолісових витратомірів. // Наукові праці конференції. VIII Міжнародна науково-технічна конференція «Метрологія та вимірювальна техніка (Метрологія-2012)», м. Харків, 9-11 жовтня 2012 року. – с. 503-505.
36. Колпак Б.Д., Паракуда В.В., Жуков Ю.Д., Гордєєв Б.М., Пістун Є.П., Столярчук П.Г., Ванько В.М., Демків І.Б. Першочергові заходи щодо вдосконалення метрологічного забезпечення вимірювань, контролю і обліку енергоносіїв в Україні. // Наукові праці конференції. VIII Міжнародна науково-технічна конференція «Метрологія та вимірювальна техніка (Метрологія-2012)», м. Харків, 9-11 жовтня 2012 року. – с. 498-502.
37. Теплотехника: Учеб. для вузов / А.П. Баскаков, Б.В. Берг, О.К. Витт и др.; под ред. А.П. Баскакова. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1991. -224 с.
38. Делягин Г.Н., Лебедев В.И., Пермяков В.А., Хаванов П.А. Теплогенерирующие установки: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб и доп. – М.: ООО «ИД «БАСТЕТ»», 2010. – 624 с.
39. Мінрегіон: «Закон застарів на етапі прийняття». // ЖКГ. Житлово-комунальне господарство України. – 2012. - № 3(46). – с. 60.
40. Президент більше не підтримує ОСББ? // ЖКГ. Житлово-комунальне господарство України. – 2012. - № 3(46). – с. 61-62.
41. Національна рада з питань створення та забезпечення функціонування об'єднань співвласників багатоквартирних будинків. // http://minregion.gov.ua/index.php?option=com_k2&view=itemlist&task=category&id=372:naczialna-rada-z-pitan-stvorennya-ta-zabezpechennya-funkczionuvannya-ob'ednan-spivvlasnikiv-bagatokvartirnix-budinkiv&Itemid=248&lang=uk
42. Производство бензина в Украине за 9 мес. 2012 г. снизилось на 40,1%. // РБК. Україна. 15.10.2012. <http://www.rbc.ua/rus/top/show/proizvodstvo-benzina-v-ukraine-za-9-mes-2012-g-snizilos-15102012194600>
43. Putin hopes tycoons reinvest TNK-BP cash in Russia. // Reuters. December 20? 2012. <http://uk.reuters.com/article/2012/12/20/us-russia-putin-tnkbp-idUKBRE8BJODY20121220>
44. Дец М.М. Впровадження інноваційних процесів у нафтопереробну промисловість України. // Катализ и нефтехимия. – 2000. - № 4. – с. 38-39.
45. «Татнефть» продолжает бороться с Коломойским. // Нефтепродукты в Украине. 05 сентября 2012 года. <http://lider-invest.com.ua/blog/2012-09-05-1795>
46. Для модернизации каждого НПЗ Украины нужно не менее 0,5 млрд долл // UBR. 16 листопада 2012 року. <http://ubr.ua/market/industrial/dlia-modernizacii-kajdogo-npz-ukrainy-nujno-ne-menee-05-mlrd-doll-178962>
47. On Refining and the Supply of Petroleum Products in the EU. Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Com(2010) 677 final. – Brussels: European Commission SEC(2010) 1398 final, 17.11.2010. – 58 p.
48. White Paper on EU Refining. – EUROPIA: European Petroleum Industry Association, May, 2010. – 68 p.
49. SOCAR: New Refinery Construction in Turkey to Cost \$4.5 Billion. // The Journal of Turkish Weekly. 22 November, 2012. <http://www.turkishweekly.net/news/133777/socar-new-refinery-construction-in-turkey-to-cost-4-5-billion-.html>
50. Aegean Refinery. SOCAR. New Projects. // SOCAR <http://new.socar.az/socar/en/new-projects/menu/aegean-refinery>

51. Ковтун Г. Альтернативні моторні палива. // Вісник Національної академії наук України. – 2005. – № 2. – с. 19-27.
52. Кухар В.П. Біоресурси – потенціальна сировина для промислового органічного синтезу. // Катализ и нефтехимия. – 2007. - № 15. – с. 1-15.
53. Пилявский В.С., Ковтун Г.А., Полункин Е.В., Гайдай О.А. Улучшение смазывающих свойств этанольных моторных топлив. // Катализ и нефтехимия. – 2009. - № 17. – с. 84-86.
54. Україна-2012. Плани ДП НАЕК «Енергоатом» на рік // Енергоатом України. — 2011. — № 7(37). — С. 7, 8.
55. Energy Roadmap 2050. Communication from the Commission to The European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and The Committee of the Regions. COM(2011) 885/2. – Brussels: European Commission, 2011. – 20 p.
56. Ciarreta A., Zarraga A. Economic growth-electricity consumption causality in 12 European countries: A dynamic panel data approach. // Energy Policy. – 2010. – Vol. 38. – p. 3790–3796
57. Key World Energy Statistics. – OECD/IEA: International Energy Agency, 2010. – 80 p.
58. World Energy Outlook. 2010 Executive Summary. – OECD/IEA: International Energy Agency, 2010. – 18 p.
59. The Economics of Long-term Operation of Nuclear Power Plants. – OECD/IEA: International Energy Agency, 2010. – 216 p.
60. Review of selected cost drivers for decision on continued operation of older nuclear reactors. IAEA-TECDOC-1084. — Vienna: International Atomic Energy Agency, 1999. — 132 p.
61. Cost drivers for the assessment of nuclear power plant life extension. IAEA-TECDOC-1309. — Vienna: International Atomic Energy Agency, 2002. — 89 p.
62. Лапицкий В.И. Организация и планирование энергетики. 2-е изд. перераб. и доп. Учебник. - М.: "Высшая школа", 1975. - 488 с.
63. Культура безпеки на ядерних об'єктах України: Навч. посібник. / В.В.Бегун, С.В.Бегун, С.В.Широков, І.В.Казачков, В.В.Литвинов, Є.М.Письменний. – К.: ДП НАЕК «Енергоатом», 2009. – 363 с.
64. Онуфриенко С.В., Безлепкин В.В., Молчанов А.В., Светлов С.В., Солодовников А.С., Семашко С.Е. Особенности концепции безопасности проекта АЭС-2006 на площадке ЛАЭС-2 // Тяжелое машиностроение. – 2008. – № 2. – с. 6–10.
65. Fiescher M. The severe accident mitigation concept and the design measures for core melt retention of the European Pressurized Reactor (EPR) // Nuclear Engineering and Design. – 2004. – Vol. 230. – p. 169–180.
66. Uranium 2009: Resources, Production and Demand. A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency. NEA No.6891. – OECD: Nuclear Energy Agency OECD, 2010. – 452 p.
67. Technology Roadmap. Nuclear Energy. – OECD/IEA, OECD/NEA: International Energy Agency OECD, Nuclear Energy Agency OECD, 2010. – 52 p.
68. Marques J.G. Evolution of nuclear fission reactors: Third generation and beyond // Energy Conservation and Management. – 2010. – Vol. 51. – p. 1774–1780.
69. Kotova V.M., Skorovadov J.I. Thorium deposits in the comonwealth of independent states and their prospective characteristics. - Changes and events in uranium deposit development, exploration, resources, production and the world supply-demand relationship. IAEA-TECDOC-961. — Vienna: International Atomic Energy Agency, 1997. — p. 213-220.

70. Глебов А.П., Клушин А.В. Тепловой реактор с уран-плутоний-ториевым топливным циклом, охлаждаемый водой сверхкритического давления при двухходовой схеме движения. // Атомная энергия. – май 2009. – Т.106. – Вып. 5. – С. 243–249.
71. Sinha R.K., Kakodkar A. Design and development of the AHWR – the Indian thorium fuelled innovative nuclear reactor. // Nuclear Engineering and Design. – 2006. – Vol.236. – p. 683–700.