



УДК [338.27:620.9]

**Серебренніков Б.С.**, канд. екон. наук

старший науковий співробітник

Інституту економіки та прогнозування НАН України

## МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОЦІНКА СЦЕНАРІЇВ ДОВГОСТРОКОВОГО РОЗВИТКУ АТОМНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

*Представлено результати моделювання та оцінювання альтернативних сценаріїв розвитку генеруючих потужностей Об'єднаної енергетичної системи України на період до 2030 р. у контексті обґрунтування шляхів оптимізації електроенергетичного балансу країни за умов виведення або подовження терміну експлуатації діючих ядерних енергоблоків АЕС. Моделювання проводилось з використанням розробленої оптимізаційної моделі "WASP-Україна". За критеріями економічності, екологічності, надійності та ресурсозабезпеченості електроенергетики сценарії, які передбачають подовження терміну експлуатації АЕС, є значно прийнятнішими за ті, що передбачають їхнє закриття<sup>1</sup>.*

*К л ю ч о в і с л о в а :* енергетична система, генеруючі потужності, атомна енергетика, сценарії довгострокового розвитку, оцінка.

**J E L :** C61, C63, O21, O25

**Постановка проблеми.** Поточна ситуація в енергетиці України характеризується екстраординарними умовами роботи Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС). Перманентні технічні, економічні проблеми та сучасні форс-мажорні обставини, пов'язані з дефіцитом первинних енергоресурсів, виходом з ладу генеруючих та передавальних потужностей, істотно дестабілізували роботу ОЕС України, знизили надійність енергозабезпечення споживачів, спричиняючи постійні збурення та аварійні ситуації в енергосистемі. До того ж електрозабезпечення економіки у 2014–2015 рр. ускладнилось аномальним дефіцитом гідроресурсів, значно скоротивши обсяг маневрових генеруючих потужностей (ГП). Ці дестабілізуючі фактори обумовили необхідність ручного диспетчерського керування енергосистемою шляхом уведення регіональних лімітів [1], добровільного та примусового відключення споживачів від електропостачання, що призводить до непроектного неекономічного режиму роботи об'єктів електроенергетики, економічних втрат споживачів від переривань електропостачання, особливо в промисловості, зниження якості життя населення. З метою пом'якшення негативних наслідків дефіциту електричного балансу в 2014 р. урядом було прийнято рішення щодо імпорту електроенергії з РФ, що також несе політичні та економічні ризики для України, пов'язані з надійністю імпорту з РФ, відносно високою ціною електроенергії (близько 0,08 дол. США за 1 кВт\*год) та цінними коливаннями, витісненням з внутрішнього ринку генеруючих компаній України, передусім теплової енергетики.

Враховуючи критичний рівень фізичного зношування переважної кількості ГП, перед ОЕС України постають серйозні виклики в контексті забезпечення її нормальної роботи та надійності електропостачання споживачів. Враховуючи наближення завершення тридцятирічного проектного терміну експлуатації біль-

<sup>1</sup> Публікацію підготовлено за результатами виконання НДР "Економічний аналіз довгострокових сценаріїв розвитку ядерної енергетики для забезпечення надійності електрозабезпечення України", державний реєстраційний № 0113U004106.



шості енергоблоків АЕС уже в середньостроковій перспективі, наукового обґрунтування потребують рішення щодо їхнього виведення з експлуатації чи пролонгації проектного терміну на 10–20 років відповідно до світової практики та міжнародних "постфукусімських" вимог до безпеки роботи АЕС.

Ці сучасні процеси в енергетиці значно актуалізують проблематику оптимізації електроенергетичного балансу країни, обґрунтованого планування довгострокового розвитку ГП ОЕС України та підвищення надійності її функціонування. Як показує світовий, зокрема європейський, досвід, такі завдання можуть успішно вирішуватись шляхом використання економіко-математичних модельних засобів для розроблення, оцінювання та аналізу сценаріїв довгострокового розвитку електроенергетики з метою підтримки прийняття рішень у державному управлінні. Цей підхід традиційно використовується при розробленні стратегічних секторальних документів ЄС (Енергетична стратегія "Energy 2020" [2], Дорожня карта розвитку енергетики "Energy Roadmap 2050" [3], Техніко-економічний та екологічний аналіз довгострокового розвитку електроенергетики "Power Perspectives 2030" [4], Огляд довгострокових сценаріїв розвитку та надійності енергосистеми "Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013–2030" [5] та ін.). Загалом же в Україні спостерігається брак публікацій, присвячених моделюванню довгострокового розвитку електроенергетики. Зокрема, результати подібних досліджень Р.Подольця та О.Дячука висвітлені у [6–8]. Разом із тим модель "TIMES-Україна", що використовувалась дослідниками для формування та оцінювання сценаріїв розвитку енергетики України, не повною мірою враховує технічні особливості роботи електростанцій та не дозволяє оцінювати показники надійності роботи енергосистеми.

Метою статті є **формування та оцінювання альтернативних сценаріїв довгострокового розвитку ГП ОЕС України з урахуванням надійності роботи енергосистеми за умов виведення чи подовження терміну експлуатації діючих ядерних енергоблоків АЕС.**

**Теоретико-методологічною основою дослідження** є методи економіко-математичного моделювання, реалізовані в оптимізаційному модельному інструментарії для формування, оцінювання та аналізу сценаріїв довгострокового розвитку ГП ОЕС України "WASP-Україна", розробленому на основі ліцензійного програмного продукту МАГATE WASP-IV; принципи концепції сталого розвитку енергетики та суспільства. Детальний опис розробленого модельного інструментарію "WASP-Україна", який належить до класу задач лінійного програмування, представлений у [9, с. 412–422]. В дослідженні використовувались статистичні дані Міжнародного енергетичного агентства, Державної служби статистики, Міністерства енергетики та вугільної промисловості України.

**Основні результати.** Сценарії довгострокового розвитку ГП ОЕС України були сформульовані, зважаючи на принцип повного покриття потреб національної економіки в електроенергії. Базовим роком у моделі "WASP-Україна" є 2014 р. В основі побудованого базового (англ. *reference*) та альтернативних сценаріїв на період до 2030 р. лежить прогноз попиту на електроенергію в Україні за базовим макроекономічним сценарієм, розрахованим з використанням моделі "TIMES-Україна". Попит на електроенергію як вхідна інформація для "WASP-Україна" представлений у вигляді величин необхідних сумарних річних обсягів виробництва електроенергії для повного покриття потреб усіх секторів національної економіки (нетто-споживання), власних потреб електростанцій та з урахуванням технологічних втрат у мережах і експорту електроенергії. Оцінка прогнозної

динаміки виробництва електроенергії в ОЕС України на період до 2030 р. представлена в табл. 1.

Таблиця 1

**Сценарні припущення щодо електричного навантаження в ОЕС України на період до 2030 р.**

Роки	Максимальне електричне навантаження, МВт	Мінімальне електричне навантаження, МВт	Виробництво електроенергії, млрд кВт*год
2014	30372,0	15740,3	173,5
2015	28242,3	14636,6	161,3
2016	29051,2	15055,8	165,9
2017	29860,2	15475,0	170,5
2018	30669,1	15894,3	175,2
2019	31478,0	16313,5	179,8
2020	32286,9	16732,7	184,4
2021	32980,3	17092,0	188,4
2022	33673,7	17451,4	192,3
2023	34367,0	17810,7	196,3
2024	35060,4	18170,1	200,2
2025	35753,8	18529,4	204,2
2026	36482,1	18906,9	208,4
2027	37210,5	19284,4	212,5
2028	37938,9	19661,8	216,7
2029	38667,3	20039,3	220,8
2030	39395,7	20416,8	225,0

Джерело: авторська розробка.

У цьому дослідженні розроблено шість сценаріїв розвитку ГП ОЕС України на період до 2030 р., які відрізняються динамікою зміни технологічної структури ГП.

1. *Базовий сценарій (БС)*. Базовий сценарій побудований на основі планових заходів, передбачених у Оновленому Плані розвитку ОЕС України на 2015–2024 роки [10] (розроблений ДП НЕК "Укренерго", 2015 р.) та Національному плані скорочення викидів від великих спалювальних установок [11] (розроблений Міністерством енергетики та вугільної промисловості України, 2015 р.). Щодо атомної енергетики базовий сценарій передбачає 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 Южно-Української АЕС (1 ГВт) у 2024 р.

Обсяг необхідних інвестицій для реалізації базового сценарію оцінюється в обсязі близько 43 млрд дол. США, у т.ч. на подовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС України – щонайменше 1 млрд дол. США (з розрахунку 100 дол. США на 1 кВт встановленої потужності [12]) та на добудову 3-го і 4-го енергоблоків Хмельницької АЕС – 6,8 млрд дол. США. Разом із тим у цій та інших, наведених нижче, оцінках інвестицій не враховані витрати на виведення з експлуатації ГП теплової енергетики (ТЕС і ТЕЦ).

Усі альтернативні сценарії, що перелічені нижче, крім "*Мінімізації ролі атомної енергетики*", побудовані на основі базового, тобто містять усі заходи щодо введення та виведення з експлуатації ГП, передбачені у базовому сценарії розвитку ГП ОЕС України до 2030 р.

2. *Мінімізація ролі атомної енергетики (MinAE)*. Цей сценарій, на відміну від базового, полягає у поступовому зменшенні частки АЕС у структурі ГП ОЕС України. Зокрема передбачається 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 Южно-Української АЕС (1 ГВт), який має бути виведений у 2024 р. Обсяг необхідних інвестицій для реалізації сценарію *МінАЕ* оцінюється у близько 38 млрд дол. США, у т.ч. на виведення з експлуатації всіх енергоблоків АЕС України – щонайменше 5 млрд дол. США (з розрахунку 500 дол. США за 1 кВт встановленої потужності [13]).

3. *Розвиток атомної енергетики (МаксАЕ)*. Цей сценарій, окрім добудови двох енергоблоків Хмельницької АЕС сумарною потужністю 2 ГВт, передбачає будівництво ще двох атомних енергоблоків сумарною потужністю 2 ГВт і уведення їх в експлуатацію протягом 2029 та 2030 рр. відповідно із доведенням сумарної встановленої потужності АЕС у 2030 р. до 16,835 ГВт. Припущення щодо інтенсивного розвитку атомної енергетики у сценарії *МаксАЕ* (уведення додатково 4 ГВт потужностей АЕС до 2030 р.) є технічно обґрунтованими і узгоджуються з базовим сценарієм розвитку електроенергетики, закладеним в Енергетичній стратегії України на період до 2030 р., який передбачає уведення 5 ГВт потужностей АЕС і доведення сумарної встановленої потужності АЕС в Україні у 2030 р. до 17,8 ГВт [14]. Обсяг необхідних інвестицій для реалізації сценарію *МаксАЕ* оцінюється в обсязі близько 47 млрд дол. США, у т.ч. на добудову енергоблоків АЕС загальною потужністю 4 ГВт – щонайменше 13,6 млрд дол. США.

4. *Розвиток відновлювальної електроенергетики (МаксВДЕ)*. Цей сценарій передбачає відносно більші обсяги уведення ГП з використанням ВДЕ (СЕС, ВЕС, ТЕС на біопаливі (ВТЕС)) порівняно з базовим сценарієм, зокрема доведення встановлених потужностей ВЕС у 2030 р. до 5 ГВт, СЕС – до 3 ГВт, а ВТЕС – до 800 МВт. Припущення сценарію *МаксВДЕ* є цілком реалістичними і в цілому не суперечать базовому та оптимістичному сценаріям розвитку ГП Енергетичної стратегії України на період до 2030 р., які передбачають доведення встановлених потужностей ВДЕ в ОЕС України 2030 р. до 8,4 ГВт та 10,7 ГВт відповідно [14], Національному плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року [15], Оновленому Плану розвитку ОЕС України на 2015–2024 роки [10], а також результатам низки наукових досліджень, зокрема проведених за участю авторитетного Міжнародного агентства з відновлювальної енергетики (IRENA) (Перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні до 2030 року "REMAP 2030") [16]. Обсяг необхідних інвестицій для реалізації сценарію *МаксВДЕ* оцінюється у близько 47 млрд дол. США.

5. Комбінований сценарій "*Мінімізація ролі атомної енергетики + інтенсивний розвиток відновлювальної електроенергетики*" (*МінАЕ+ВДЕ*) передбачає компенсацію ГП АЕС у розмірі 10 ГВт, що виводяться з експлуатації у період до 2030 р. відповідно до сценарію *МінАЕ* за рахунок електростанцій, що використовують ВДЕ. Обсяг необхідних інвестицій для реалізації сценарію *МінАЕ+ВДЕ* оцінюється у близько 46 млрд дол. США.

6. Комбінований сценарій "*Мінімізація атомної енергетики + інтенсивний розвиток теплової електроенергетики*" (*МінАЕ+ТЕС*) передбачає 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* оцінюється у близько 47 млрд дол. США.

Узагальнено обсяги уведення та виведення з експлуатації ГП ОЕС України на період до 2030 р. у розрізі розроблених сценаріїв представлені в табл. 2.

Таблиця 2

**Обсяги уведення та виведення з експлуатації ГП ОЕС України  
на період до 2030 р. за розробленими сценаріями, ГВт**

Тип електростанцій	Сценарії розвитку ГП ОЕС України											
	БС		МінАЕ		МаксАЕ		МаксВДЕ		МінАЕ+ВДЕ		МінАЕ+ТЕС	
	"+"	"-"	"+"	"-"	"+"	"-"	"+"	"-"	"+"	"-"	"+"	"-"
АЕС	2,0	1,0		10,0	4,0	1,0	2,0	1,0		10,0		10,0
ТЕС (вугілля)	4,7	5,0	4,7	5,0	4,7	5,0	4,7	5,0	4,7	5,0	4,7	5,0
ТЕС (газ)												9,6
ТЕЦ	1,3	0,6	1,3	0,6	1,3	0,6	1,3	0,6	1,3	0,6	1,3	0,6
ГЕС	3,4		3,4		3,4		3,4		3,4		3,4	
ГАЕС	2,6		2,6		2,6		2,6		2,6		2,6	
ВЕС	4,1		4,1		4,1		5,0		5,7		4,1	
СЕС	1,9		1,9		1,9		3,0		1,9		1,9	
ТЕС (біопаливо)							0,8		2,2			
Разом	20,0	6,6	18,0	15,6	22,0	6,6	22,8	6,6	21,8	15,6	27,6	15,6
Номінальна встановлена потужність в ОЕС України на кінець 2030 р.	67,4		56,4		69,4		70,2		60,1		66,0	

Примітка: "+" – уведення в експлуатацію, "-" – виведення з експлуатації ГП.

Джерело: авторська розробка з використанням модельного інструментарію "WASP-Україна".

**Економіко-екологічний аналіз альтернативних сценаріїв довгострокового розвитку ГП з урахуванням надійності функціонування ОЕС України.** Оцінювання та порівняльний аналіз базового та альтернативних сценаріїв довгострокового розвитку ГП ОЕС України з урахуванням виведення чи подовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС України проводяться за чотирма критеріальними напрямками:

- 1) *економічність* (середня вартість виробництва електроенергії в енергосистемі);
- 2) *екологічність* (загальні обсяги викидів електростанціями оксидів сірки (SO<sub>2</sub>) та азоту (NO<sub>x</sub>) у навколишнє природне середовище);
- 3) *надійність* функціонування енергосистеми та електропостачання (агреговані показники ймовірності виникнення дефіциту активної електричної потужності (LOLP) та величини незадоволених потреб споживачів у електроенергії (ENS));
- 4) *забезпеченість електростанцій енергоресурсами* (енергетичним вугіллям).

На основі вхідних даних щодо технічних, економічних та екологічних параметрів роботи електростанцій, вимог щодо надійності функціонування ОЕС України, припущень та обмежень довгострокового розвитку ГП ОЕС України розроблений оптимізаційний модельний інструментарій "WASP-Україна" дозволив зробити комплексне оцінювання сформованих сценаріїв.

Зведені модельні оцінки структури виробництва електроенергії у 2030 р. у розрізі розроблених сценаріїв представлені в табл. 3.

За базовим сценарієм частка АЕС у виробництві електроенергії з 2015 р. 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 електроенергії ВЕС – з 2 до 4%. Навіть за сценарієм *МаксАЕ* передбачається скорочення частки АЕС у виробництві електроенергії – з 55 до 48%. Частка ТЕС і ТЕЦ зросте з 33 до 40%, а ВЕС – з 2 до 4%. Сценарій *МаксВДЕ* передбачає скорочення частки АЕС у виробництві електроенергії з 55 до 42%. Частка ТЕС і ТЕЦ зростатиме з 33 до 41%, ВЕС – з 2 до 5%. Крім цього, за цим сценарієм передбачається уведення в експлуатацію ГП теплової енергетики малої та середньої потужності, що працюють на біопаливі (ВТЕС), частка яких у виробництві електроенергії у 2030 р. становитиме близько 2,4%.

Таблиця 3

Структура виробництва електроенергії в ОЕС України у 2030 р.  
за альтернативними сценаріями, %

Сценарій	АЕС	Вугільні ТЕС	Газові ТЕС	ТЕЦ	ГЕС	ГАЕС	ВЕС	СЕС	ВТЕС
БС	42,4	44,2	0,0	1,3	6,5	0,2	4,0	1,5	0,0
МінАЕ	10,8	62,7	0,0	12,9	6,5	1,7	3,9	1,5	0,0
МаксАЕ	48,1	38,8	0,0	1,0	6,5	0,1	4,0	1,5	0,0
МаксВДЕ	42,4	40,3	0,0	1,0	6,5	0,2	4,9	2,3	2,4
МінАЕ+ВДЕ	10,8	61,4	0,0	4,8	6,4	1,7	5,4	1,5	8,0
МінАЕ+ТЕС	10,8	62,7	11,9	1,4	6,4	1,2	3,9	1,5	0,0

Джерело: авторська розробка.

За сценарієм *МінАЕ* частка електроенергії, що виробляється АЕС, значно скорочуватиметься – з 47 до 11%. Натомість найбільше зростання виробництва електроенергії передбачається від ТЕС і ТЕЦ – з 42 до 76%. Комбіновані сценарії *МінАЕ+ВДЕ* та *МінАЕ+ТЕС* побудовані з метою аналізу можливостей компенсації потужностей АЕС у разі відмови від подовження терміну їхньої експлуатації. За сценарієм *МінАЕ+ВДЕ* передбачається скорочення частки АЕС у виробництві електроенергії з 47 до 11%. Частка ТЕС і ТЕЦ зростатиме з 41 до 66%, ВЕС – з 2 до 5%, а ВТЕС – у 2030 р. становитиме 8%. За сценарієм *МінАЕ+ТЕС* передбачається скорочення частки АЕС у виробництві електроенергії з 47 до 11%. Частка ТЕС і ТЕЦ зростатиме з 41 до 76%, ВЕС – з 2 до 4%.

Частка ГЕС та ГАЕС у виробництві електроенергії в ОЕС України за всіма наведеними сценаріями протягом періоду з 2015 р. до 2030 р. залишатиметься практично незмінною в діапазоні близько 7–8%, а СЕС – близько 2% (включаючи виробництво електроенергії СЕС, які знаходяться на тимчасово окупованій території АР Крим).

Динаміка середньорічної вартості електроенергії<sup>2</sup>, що виробляється в енергосистемі, за альтернативними сценаріями розвитку представлена на рис. 1.

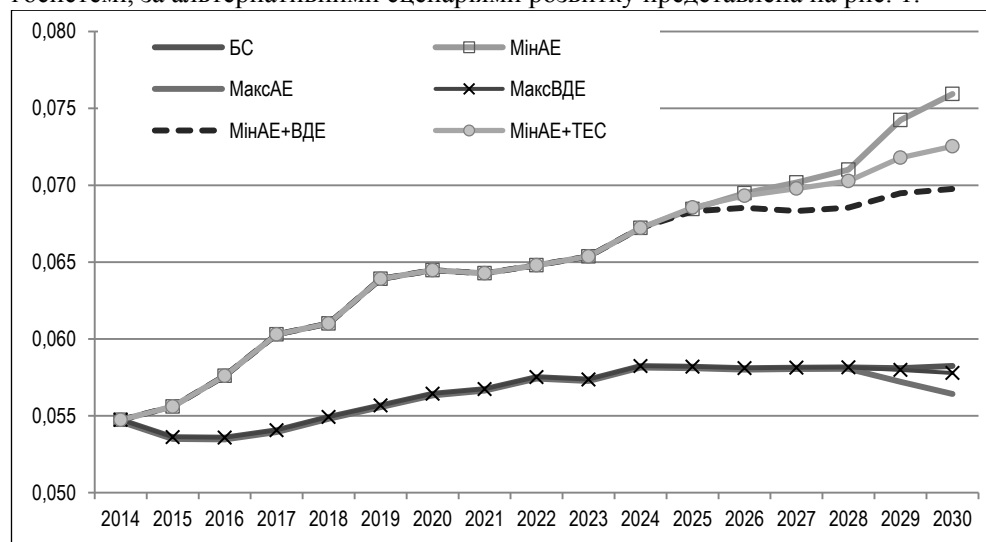


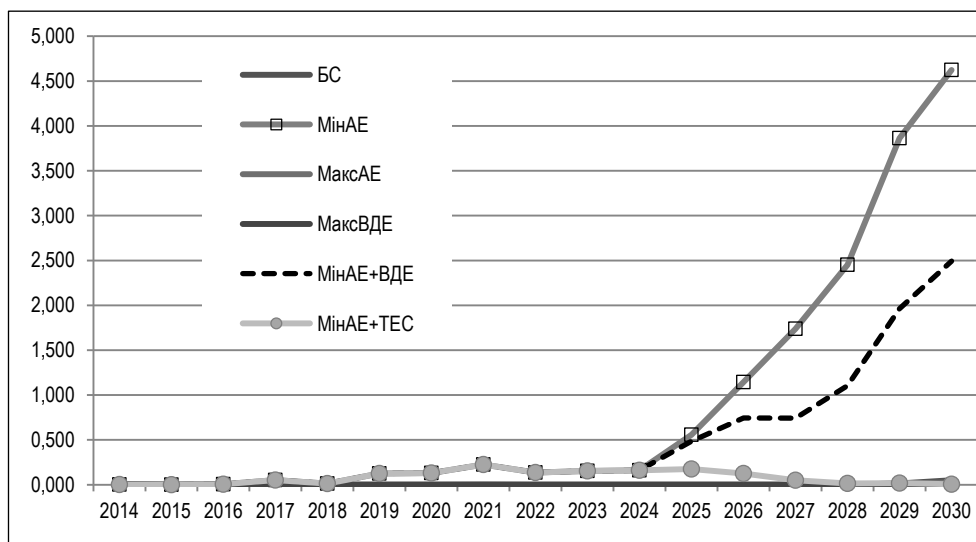
Рис. 1. Динаміка середньорічної вартості електроенергії в енергосистемі за альтернативними сценаріями розвитку ГП ОЕС України, дол. США / кВт-год

Джерело: авторська розробка.

<sup>2</sup> Під середньорічною вартістю електроенергії розуміється модельна оцінка середніх питомих витрат на виробництво 1 кВт\*год електроенергії в енергосистемі, зокрема, витрат на паливо, амортизаційних нарахувань, постійних та змінних експлуатаційних витрат електростанцій.

Сценарії, які передбачають подовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС України, характеризуються нижчими значеннями середньої вартості електроенергії<sup>3</sup>. Причому найнижчим цей показник є у сценарії *МаксАЕ*. У 2030 р. середня вартість виробництва електроенергії для цієї групи сценаріїв перебуває в діапазоні 0,056–0,058 дол. США за 1 кВт\*год. Натомість сценарії, які 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 перебуватиме в діапазоні 0,070–0,076 дол. США за 1 кВт\*год. Порівняння цих двох груп сценаріїв свідчить, що середня вартість виробництва електроенергії в ОЕС України для сценаріїв, які передбачають мінімізацію ролі АЕС, на 25–30% вища, ніж у тих, які зберігають домінуюче положення атомної енергетики в електробалансі.

Динаміка показників надійності функціонування ОЕС України представлена на рис. 2 та 3. Імовірність виникнення дефіциту активної електричної потужності (LOLP) характеризує адекватність (достатність) ГП для покриття навантаження в енергосистемі. LOLP є очікуваною тривалістю в довгостроковому періоді (протягом місяця, року), коли величина навантаження прогнозується вищою за наявні ГП і обраховується з використанням імовірнісного підходу. При використанні LOLP як показника надійності вважається, що енергосистема з низьким його значенням є достатньо стійкою, щоб протистояти найбільш імовірним збуренням у роботі (високим піковим навантаженням, відмовам елементів системи тощо).

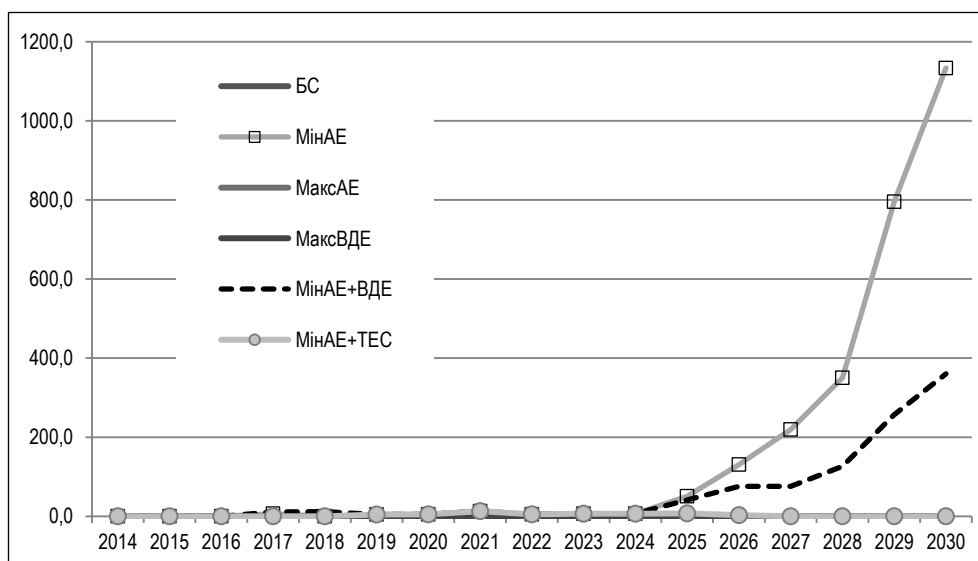


**Рис. 2. Динаміка показника імовірності виникнення дефіциту активної електричної потужності (LOLP) в ОЕС України за альтернативними сценаріями розвитку ГП ОЕС України, %**

Джерело: авторська розробка.

<sup>3</sup> При визначенні динаміки середньорічної вартості електроенергії не враховується перспективна динаміка зростання складових вартості її виробництва, наприклад, цін на різні види палива, питомих експлуатаційних витрат тощо, а траєкторія вартості визначається лише структурним фактором, тобто співвідношенням різних видів генерації при виробництві електроенергії в ОЕС України.

При плануванні розвитку енергосистем вважається, що прийнятною є надійність системи, коли LOLP перебуває в межах 0,03–0,12%. LOLP для групи сценаріїв, які передбачають подовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС України, перебуває у межах норми – у 2030 р. модельна оцінка LOLP перебуватиме в діапазоні 0,009–0,051% і є прийнятною. Також частково задовольняє норму за цим показником і сценарій *МінАЕ+ТЕС*, величина LOLP за яким у 2030 р. становить 0,005%. Разом із тим протягом 2019–2025 рр. LOLP за цим сценарієм перевищує норму і коливається в межах 0,125–0,226%. Сценарії *МінАЕ* та *МінАЕ+ВДЕ* можна вважати неприйнятними з точки зору надійності функціонування ОЕС України та електропостачання споживачів за показником LOLP, який значно перевищує допустимі межі.



**Рис. 3. Динаміка показника очікуваної величини незадоволених потреб споживачів у електроенергії (ENS) в ОЕС України за альтернативними сценаріями розвитку ГП ОЕС України, млн кВт\*год**

Джерело: авторська розробка.

Подібні висновки щодо надійності функціонування ОЕС України та електропостачання споживачів у розрізі розроблених альтернативних сценаріїв можна зробити і за показником обсягу незадоволених потреб споживачів в електроенергії (ENS). Зокрема, сценарії *МінАЕ* та *МінАЕ+ВДЕ* є неприйнятними, а *МінАЕ+ТЕС* є відносно прийнятним (рис. 3). Сценарії, що передбачають подовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС, є цілком прийнятними, оскільки мають нульове значення ENS, тобто дозволяють повністю задовольнити попит споживачів на електроенергію в Україні на період до 2030 р.

Екологічність роботи електроенергетики України представлена показниками сумарних викидів електростанціями у навколишнє природне середовище оксидів сірки ( $SO_2$ ) та азоту ( $NO_x$ ) (рис. 4 та 5).

Обсяги викидів оксиду сірки та оксиду азоту за сценаріями, які передбачають виведення з експлуатації діючих енергоблоків АЕС після завершення їхнього проектного терміну, значно перевищують відповідні обсяги викидів за умови пролонгації їхнього терміну експлуатації. Зокрема, обсяги викидів  $SO_2$  за сценаріями *МінАЕ*, *МінАЕ+ВДЕ* та *МінАЕ+ТЕС* у 2030 р. перебувають у межах 2,1–



2,3 млн т, тоді як у базовому сценарії, сценаріях *МаксАЕ* та *МаксВДЕ* цей показник перебуває в межах 1,2–1,4 млн т, що в середньому на 41% менше. Найменші обсяги викидів  $SO_2$  спостерігаються у сценарії *МаксАЕ*. Подібні результуючі модельні оцінки за сценаріями розвитку ГП ОЕС України характерні і для викидів електростанціями  $NO_x$  (рис. 5).

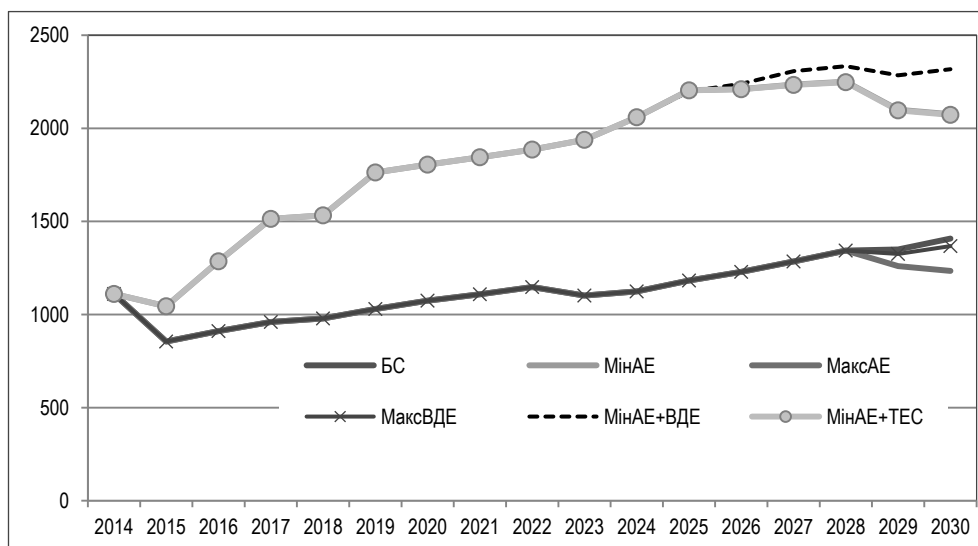


Рис. 4. Динаміка сумарних викидів оксиду сірки ( $SO_2$ ) електростанціями ОЕС України за альтернативними сценаріями розвитку ГП ОЕС України, тис. т

Джерело: авторська розробка.

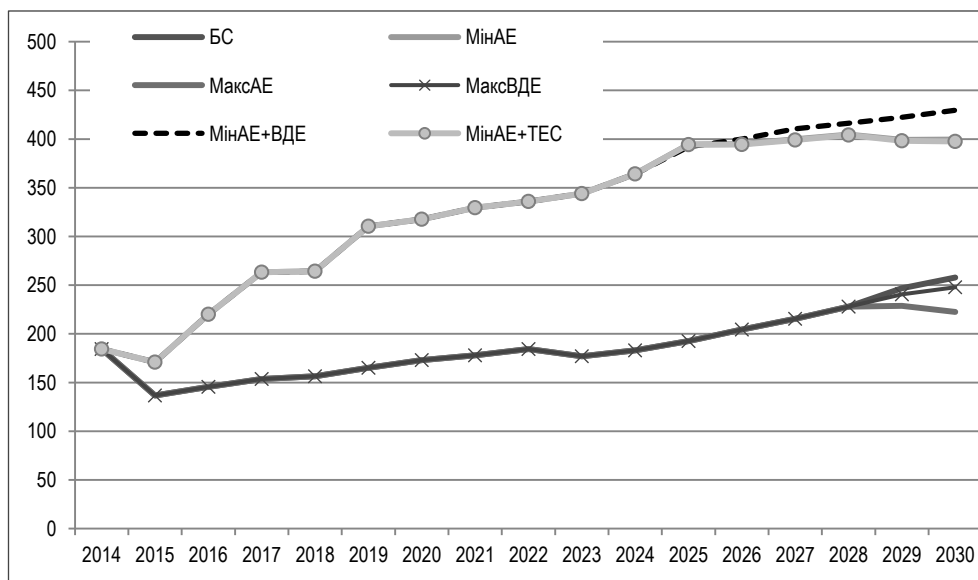


Рис. 5. Динаміка сумарних викидів оксиду азоту ( $NO_x$ ) електростанціями ОЕС України за альтернативними сценаріями розвитку ГП ОЕС України, тис. т

Джерело: авторська розробка.

Окрім оксидів сірки та азоту, вугільні та всі інші ТЕС, що передбачають спалювання первинних енергоресурсів (вугілля, газу, мазуту, біопалива тощо), також викидають в атмосферу оксид вуглецю (CO<sub>2</sub>), що спричиняє глобальну зміну клімату. Викиди електростанціями України CO<sub>2</sub> у цьому дослідженні не враховувались. Разом із тим можна стверджувати, що збільшення у структурі виробництва електроенергії частки АЕС, СЕС чи ВЕС призводитиме до скорочення викидів оксиду вуглецю, що відповідає сучасній світовій тенденції низьковуглецевого розвитку економіки [17, 18].

Важливим аспектом порівняльного аналізу сценаріїв є також їхнє *ресурсне забезпечення*. Потреби в енергетичному вугіллі в розрізі альтернативних сценаріїв розвитку представлені на рис. 6.

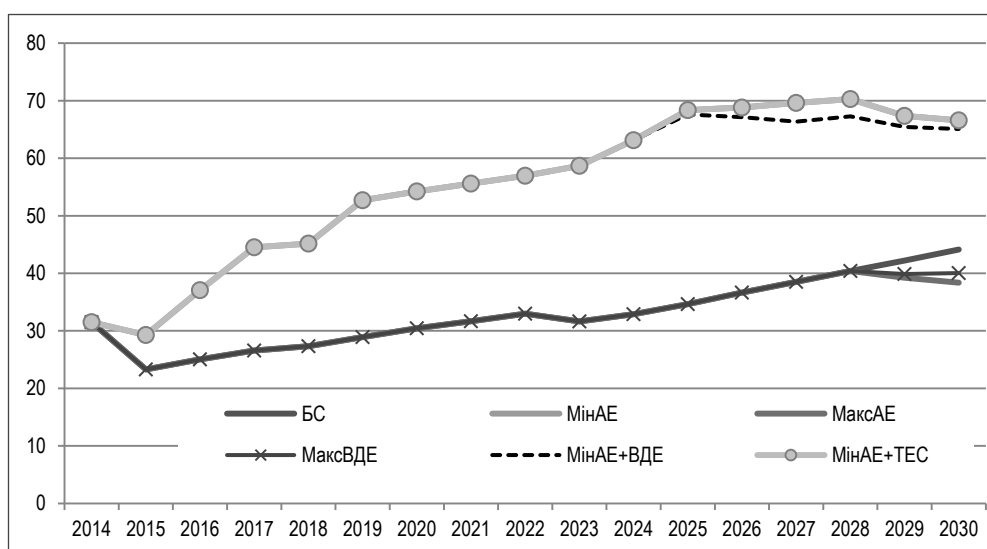


Рис. 6. Використання енергетичного вугілля тепловими електростанціями за альтернативними сценаріями розвитку ГП, млн т

Джерело: авторська розробка.

Моделні оцінки показують, що обсяги енергетичного вугілля, необхідного для роботи теплової енергетики у 2030 р. за сценаріями, які передбачають виведення з експлуатації діючих енергоблоків АЕС, перебувають у межах 65–66 млн т. Зростання споживання енергетичного вугілля тепловою енергетикою України за цими сценаріями протягом 2015–2018 рр. передбачається з 29 до 45 млн т, тобто близько 50%. Враховуючи невирішену сучасну гостру проблему паливозабезпечення ТЕС України, невизначені перспективи нормалізації видобування вугілля на Донбасі та його транспортування на ТЕС, можна констатувати, що ці сценарії є високоризикованими з точки зору надійності роботи енергосистеми та електропостачання споживачів.

За сценаріями, що передбачають подовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС, потреби у енергетичному вугіллі є значно нижчими. Зокрема, у середньостроковій перспективі 2015–2018 рр. використання вугілля на ТЕС становитиме 23–27 млн т, що з урахуванням поточних форс-мажорних обставин є значно менш ризикованими варіантами функціонування електроенергетики України. У 2030 р. споживання вугілля електростанціями за цими сценаріями очікується в межах 38–44 млн т, що може бути повністю забезпечено власним видобутком.

### Висновки

Узагальнюючи отримані результати оцінювання та порівняльного аналізу альтернативних сценаріїв розвитку ГП ОЕС України на період до 2030 р., можна зробити висновок, що за всіма чотирма групами критеріїв (економічності, екологічності, надійності та ресурсозабезпеченості роботи енергосистеми) значно більш прийнятними і ефективними є сценарії, що передбачають подовження терміну експлуатації діючих енергоблоків АЕС України. Таким чином, збереження домінуючої ролі атомної енергетики в електробалансі України принаймні до 2030 р. є виправданим.

Серед важливих умов подовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС слід виокремити диверсифікацію постачання свіжого ядерного палива, більш як 90% якого нині закуповується у РФ з відповідними щорічними витратами на його імпорт у розмірі близько 600 млн дол. США. В рамках диверсифікації надзвичайно важливим питанням є реалізація проекту будівництва власного заводу з фабрикації тепловиділяючих збірок для покриття потреб АЕС України. Потребує вирішення проблема зберігання відпрацьованого ядерного палива та радіоактивних відходів шляхом побудови власного сховища сухого типу, що також дозволить зменшити щорічний імпорт цих послуг з РФ у розмірі близько 200 млн дол. США. З урахуванням трансформації моделі організації ринку електроенергії України та впровадження двосторонніх комерційних відносин згідно з Законом України № 663 від 24.10.2013 р. "Про засади функціонування ринку електричної енергії 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.

Перспективами подальших досліджень є розширення набору альтернативних сценаріїв розвитку ГП ОЕС України та збільшення їхнього часового горизонту до 2050 р., оцінювання перспективних обсягів викидів електростанціями вуглекислого газу, моделювання економічних процесів на ринку електроенергії України.

### Список використаних джерел

1. Граничні величини споживання електричної енергії для регіонів [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245085324>
2. Communication from The Commission to The European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and The Committee of The Regions Energy 2020 A strategy for competitive, sustainable and secure energy [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2020-energy-strategy>.
3. Communication from The Commission to The European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and The Committee of The Regions Energy Roadmap 2050 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2050-energy-strategy>
4. Power Perspectives 2030 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.roadmap2050.eu/project/power-perspective-2030>
5. Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2014-2030 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2014-2030/Pages/default.aspx>
6. Подолець Р.З. Стратегічне планування у паливно-енергетичному комплексі на базі моделі "TIMES-Україна" : наук. доп. / Р.З. Подолець, О.А. Дячук ; НАН України, Ін-т екон. та прогноз. – К., 2011. – 150 с.
7. Дячук О.А. Прогнозні енергетичні баланси. Базовий сценарій / О.А. Дячук // Національна безпека і оборона. – 2015. – № 1 (150). – С. 17–18.
8. Подолець Р.З. Сценарії підвищення енергоефективності та використання відновлювальних джерел енергії в Україні / Р.З. Подолець, О.А. Дячук. // "Зелена" економіка – шлях до сталого розвитку : зб. матеріалів / упоряд. О.С.Чмир. – К. : Науково-дослідний економічний інститут Міністерства економічного розвитку і торгівлі України, 2013. – С. 78–89.



## Методи і моделі прогнозування

9. *Серебренніков Б.С.* Моделирование сценариев довгострокового розвитку генеруючих потужностей Об'єднаної енергетичної системи України з урахуванням надійності її функціонування / *Серебренніков Б.С., Подолець Р.З., Дячук О.А.* // Сталый розвиток – XXI століття: управління, технології, моделі. Дискусії 2015 : кол. моногр. / за наук. ред. проф. Хлобистова Є.В. – Черкаси, 2015. – С. 411–423.
10. Оновлений План розвитку ОЕС України на 2015–2024 роки [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=244996563>
11. Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=244996563>
12. Cost drivers for the assessment of nuclear power plant life extension [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/6590/Cost-Drivers-for-the-Assessment-of-Nuclear-Power-Plant-Life-Extension>
13. Decommissioning Nuclear Facilities [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.world-nuclear.org/info/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/decommissioning-nuclear-facilities/>
14. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13>
15. Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80#n10>
16. Перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні до 2030 року "REMAP 2030" [Електронний ресурс]. – Режим доступу : [http://saee.gov.ua/sites/default/files/UKR%20IRENA%20REMAP%20\\_%202015.pdf](http://saee.gov.ua/sites/default/files/UKR%20IRENA%20REMAP%20_%202015.pdf)
17. Low-Emission Development Strategies (LEDS): Technical, Institutional and Policy Lessons [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.oecd.org/env/cc/46553489.pdf>
18. Low-Emission Development Strategies and Plans (LEDS) [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://mitigationpartnership.net/low-emission-development-strategies-and-plans-leds-0>

Надійшла до редакції 22.06.2016 р.

*Серебренніков Б.С., канд. екон. наук*

*старший науковий співробітник Інституту економіки і прогнозування НАН України*

### МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА СЦЕНАРИЕВ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ

В статье представлены результаты моделирования и оценки альтернативных сценариев развития генерирующих мощностей Объединенной энергетической системы Украины на период до 2030 г. в контексте обоснования путей оптимизации электроэнергетического баланса страны при условиях вывода или продления срока эксплуатации действующих ядерных энергоблоков АЭС. Моделирование сценариев проводилось с использованием разработанной оптимизационной модели "WASP-Украина". По критериям экономичности, экологичности, надежности и ресурсообеспеченности электроэнергетики сценарии, предусматривающие продление эксплуатации АЭС, являются значительно более приемлемыми относительно тех, которые предусматривают их закрытие.

**Ключевые слова:** энергетическая система, генерирующие мощности, атомная энергетика, сценарии долгосрочного развития, оценка.

*B. Serebrennikov, PhD in Economics,*

*Senior Researcher, Institute for Economics and Forecasting, NAS of Ukraine*

### MODELING AND ASSESSMENT OF LONG-TERM DEVELOPMENT SCENARIOS OF UKRAINE'S NUCLEAR ENERGY

The paper presents the results of modeling and comparative analysis of long-term scenarios of the expansion of the generating capacities of Ukraine's Power System assuming decommissioning or extension of nuclear power plants' (NPPs) life. Development of scenarios and model calculations was carried out using the optimization modeling tool "WASP-Ukraine", developed on the basis of IAEA software WASP-IV designed to find the economically optimal generation expansion policy within user-specified constraints. The model "WASP-Ukraine" is based on linear programming technique. Modeling baseline and alternative scenarios made for the period up to 2030 and the base year is 2014.

The study examined six scenarios assuming decommissioning and extension of NPP life in accordance with international practice. The share of nuclear power in electricity production in Ukraine in 2030 under different scenarios varies from 11% to 48%. In the scenarios, which minimize the role of nuclear power, compensation of decommissioned NPP is provided by renewables or by conventional thermal power plants.

Comparative analysis of the scenarios is conducted by four criteria: cost efficiency (average production cost of electricity generated in a power system); environmental sustainability (total emissions of sulfur oxides (SO<sub>2</sub>) and nitrogen oxides (NO<sub>x</sub>)); reliability of the power system and electricity supply (aggregated loss of load probability (LOLP) and the energy not served (ENS) indicators); provision of power plants with primary energy resources (steam coal). The comparative analysis proved that scenarios assuming extension of NPP life are more acceptable and efficient by all selected criteria comparing to those assuming decommissioning of NPP after their life period. Thus, maintaining the dominant role of nuclear energy in Ukraine's power balance at least until 2030 is justified.

**Keywords:** power system, generating capacity, nuclear energy, scenarios, long-term development, assessment.

### References

1. Limitations for electricity consuming for the regions. Retrieved from <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245085324> [in Ukrainian].
2. Communication from The Commission to The European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and The Committee of The Regions Energy 2020 A strategy for competitive, sustainable and secure energy. Retrieved from <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2020-energy-strategy> [in English].
3. Communication from The Commission to The European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and The Committee of The Regions Energy Roadmap 2050. Retrieved from <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2050-energy-strategy> [in English].
4. Power Perspectives 2030. Retrieved from <http://www.roadmap2050.eu/project/power-perspective-2030> [in English].
5. Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2014–2030. Retrieved from <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2014-2030/Pages/default.aspx> [in English].
6. Podolets, R. Diachuk, O. (2011). Strategic planning in energy sector on the base of "TIMES-Ukraine" model. Kyiv: Institute for Economics and Forecasting [in Ukrainian].
7. Diachuk, O. (2015) Projected energy balances. Reference scenario. *National security and defense*, 1, 1718 [in Ukrainian].
8. Podolets, R. Diachuk, O. (2013). Scenarios for the development of energy efficiency and renewable energy sources in Ukraine. In *Green economy – the way for sustainable development* (pp. 78–89). Research Institute of the Ministry for Economic Development and Trade [in Ukrainian].
9. Serebrennikov, B. Podolets, R. Diachuk, O. (2015). Assessment of long-term Ukraine's power system generating capacities expansion scenaria with reliability implications. In *Sustainable Development – XXI Century: Management, Technologies, Models* ( pp. 411–423). Cherkassy [in Ukrainian].
10. Action plan for the Ukraine's power system development for 2015–2024. Retrieved from <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=244996563> [in Ukrainian].
11. National action plan for the reduction of big combustion plants' emissions. Retrieved from <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=244996563> [in Ukrainian].
12. Cost drivers for the assessment of nuclear power plant life extension. Retrieved from <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/6590/Cost-Drivers-for-the-Assessment-of-Nuclear-Power-Plant-Life-Extension> [in English].
13. Decommissioning Nuclear Facilities. Retrieved from <http://www.world-nuclear.org/info/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/decommissioning-nuclear-facilities/> [in English].
14. Energy strategy of Ukraine till 2030. Retrieved from <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13> [in Ukrainian].
15. National renewable energy action plan till 2020. Retrieved from <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80#n10> [in Ukrainian].
16. Perspectives of renewable energy development in Ukraine till 2030 "REMAP 2030". Retrieved from [http://sae.gov.ua/sites/default/files/UKR%20IRENA%20REMAP%20\\_%202015.pdf](http://sae.gov.ua/sites/default/files/UKR%20IRENA%20REMAP%20_%202015.pdf) [in Ukrainian].
17. Low-Emission Development Strategies (LEDS): Technical, Institutional and Policy Lessons. Retrieved from <http://www.oecd.org/env/cc/46553489.pdf> [in English].
18. Low-Emission Development Strategies and Plans (LEDS). Retrieved from <http://mitigationpartnership.net/low-emission-development-strategies-and-plans-leds-0>