

Оцінка економічних показників реакторних установок, перспективних для будівництва в Україні, та їх співставлення з відновлювальними джерелами енергії із застосуванням інструментарію МАГАТЕ

- **Дибач Олексій Михайлович**, канд. техн. наук
Відокремлений підрозділ «Центр інновації в ядерних технологіях для безпечного майбутнього» Державного підприємства «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки», м. Славутич, Україна
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1807-8514>
- **Годун Олег Вікторович**, канд. техн. наук
Відокремлений підрозділ «Науково-технічний центр» Державного підприємства «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом», м. Київ, Україна
- **Шендерович Віктор Якович**
Державне підприємство «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки», м. Київ, Україна
- **Дарибогов Микита Максимович**
Відокремлений підрозділ «Центр інновації в ядерних технологіях для безпечного майбутнього» Державного підприємства «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки», м. Славутич, Україна
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8267-5778>
- **Кир'ячук Валентин Миколайович**, канд. техн. наук
Відокремлений підрозділ «Науково-технічний центр» Державного підприємства «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом», м. Київ, Україна
- **Васильєва Анастасія Дмитрівна**
Відокремлений підрозділ «Центр інновації в ядерних технологіях для безпечного майбутнього» Державного підприємства «Державний науково-технічний центр з ядерної та радіаційної безпеки», м. Славутич, Україна
- **Мазуренко Антон Станіславович**, д-р техн. наук, проф.
Національний університет «Одеська політехніка», м. Одеса, Україна
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0165-3826>

Виконано оцінку економічних показників сучасних реакторних установок (енергетичних реакторів великої потужності та малих модульних реакторів), перспективних для будівництва в Україні. Розраховано базові економічні та інвестиційні індикатори: нормована вартість електроенергії (LCOE), чиста поточна вартість (NPV), внутрішня норма прибутковості (IRR) та рентабельність інвестицій (ROI) для проєкту AP1000 Westinghouse та проєктів малих модульних реакторів VOYGR NuScale, SMR-160 Holtec, SMR Rolls-Royce. Виконано порівняння розрахованих показників для реакторних установок із відновлювальними джерелами енергії (сонячної та вітрової) із співставною встановленою електричною потужністю. Як вихідні дані використано дані у відкритому доступі, зокрема базу даних Міжнародного агентства з атомної енергії (МАГАТЕ) ARIS, дані із офіційних ресурсів постачальників технологій та національні дані щодо досвіду реалізації проєктів будівництва відновлювальних джерел енергії. Розрахунки проведено із застосуванням інструментарію МАГАТЕ NEST (Nuclear Energy System Economics Support Tool). Розглянуто окремі фактори, що впливають на економічні показники ядерної енергетики: освоєння технології, розміщення на існуючому майданчику та локалізація виробництва. Виконано аналіз чутливості результатів розрахунків до зміни ключових характеристик джерел генерації.

Ключові слова: відновлювальні джерела енергії, економічні показники, малі модульні реактори, нормована вартість електроенергії, реакторні установки, ядерна енергетика.

© Дибач О. М., Годун О. В., Шендерович В. Я., Дарибогов М. М., Кир'ячук В. М., Васильєва А. Д., Мазуренко А. С., 2023

Вступ

Розвиток ядерної енергетики та сучасних проєктів реакторних установок стимулюється міжнародними зусиллями щодо декарбонізації енергетичної галузі для досягнення кліматичних цілей, визначених Паризькою кліматичною угодою [1]. У лютому 2022 року Єврокомісія внесла ядерну енергетику до переліку «зелених» джерел енергії, що підвищує її інвестиційну привабливість («таксономія») [2].

Ядерна енергетика характеризується сукупністю техніко-економічних факторів різної ваги. Домінуючим фактором є ядерна та радіаційна безпека реакторних технологій, що досягається комплексом технічних рішень, які реалізуються в проєктах сучасних атомних електричних станцій (АЕС) (реакторів великої потужності та малих модульних реакторів (ММР)) відповідно до міжнародних та національних нормативних вимог.

Поряд із сучасними реакторами великої потужності (покоління III+) активно ведуться роботи із проєктування, передліцензійної оцінки / ліцензування та, в окремих випадках, підготовчих робіт із будівництва малих модульних реакторів [3].

Для України, енергетична галузь якої стала мішенню російських атак, відновлення та подальший розвиток енергетики є ключовим завданням. Відповідно до звіту Програми розвитку Організації об'єднаних націй (UNDP) [4], станом на 30.04.2023 р. доступна встановлена потужність в Об'єднаній енергосистемі України зменшилась більш ніж у двічі порівняно з рівнем до повно-

масштабного вторгнення РФ в Україну в лютому 2022 р. – із 37,6 ГВт до 18,3 ГВт. Очевидно, що подальший розвиток низьковуглецевої ядерної енергетики є невід'ємною складовою енергетичної незалежності України, а питання техніко-економічної оцінки ядерних реакторів є актуальним.

У цій статті наведено методологічні підходи до виконання економічної оцінки спорудження нових генеруючих потужностей із використанням інструментарію Міжнародного агентства з атомної енергії (МАГАТЕ) та результати цих оцінок для різних проєктів реакторів. Розглянуто проєкт AP1000 Westinghouse, що планується для будівництва в Україні [4], та проєкти, за якими ведеться міжнародна співпраця: VOYGR NuScale, SMR-160 Holtec, SMR Rolls-Royce. Ідентифіковані фактори, що впливають на інвестиційну привабливість ядерної енергетики, зокрема порівняно з відновлювальними джерелами енергії (ВДЕ).

Наведені результати базуються на загальних даних у відкритому доступі, зокрема даних постачальників технологій, які не верифіковані досвідом реалізації цих проєктів та не є специфічними для реалізації проєктів в Україні.

Інструментарій економічної оцінки

Економічна оцінка виконана з використанням методології МАГАТЕ INPRO (International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles) та програмного засобу МАГАТЕ з підтримки економічної оцінки ядерної енергетичної системи NEST (Nuclear Energy System Economics Support Tool).

NEST є верифікованим інструментом MAGATE для розрахунку економічних та інвестиційних індикаторів різних джерел генерації та містить відповідні розрахункові модулі для ядерної енергетики (великих АЕС та ММР), відновлювальної енергетики (сонячної, вітрової, зокрема з урахуванням необхідних накопичувачів енергії) та теплової енергетики (не розглядається в статті). Методологія INPRO заснована на базовому принципі стійкості енергетичних систем, що може бути досягнений тільки за умови, якщо вартість енергії, яка виробляється енергетичною системою, з урахуванням всіх витрат, є конкурентоспроможною відносно інших джерел генерації на одному часовому інтервалі та географічному регіоні.

У міжнародній практиці для оцінки привабливості інвестицій в енергетичні проекти використовують такі економічні та інвестиційні індикатори [5], [6]:

1) **нормована вартість електроенергії** (Levelized Cost of Electricity, LCOE Levelized Unit Electricity Cost, LUEC) – відношення загальних фінансових витрат на енергетичний проект до обсягу виробленої електроенергії за весь період експлуатації, яке розраховується в \$/МВт-год. Цей індикатор охоплює капітальні витрати, витрати на експлуатацію, зняття з експлуатації та паливний цикл.

У розрахунку LUEC за методологією INPRO, реалізованою в програмному засобі NEST, враховуються капітальні витрати на будівництво і зняття з експлуатації (LUAC), витрати на експлуатацію і обслуговування електростанції (LUOM) та витрати на реалізацію обраного типу паливного циклу (LUFС).

Під час проведення розрахунків LUEC враховується вартість капіталу, виражена як ставка дисконтування r , що суттєво впливає на результат та є одним із найбільш суперечливих вихідних даних під час визначення LUEC. Оцінки, які припускають державне фінансування / субсидії враховують низькі ставки дисконтування (3 %), тоді як оцінки, підготовлені приватними інвестиційними банками, припускають високі ставки дисконтування (7-15 %), пов'язані з комерційним прибутковим фінансуванням. Припускається, що низька ставка дисконтування надає перевагу проектам ядерної енергетики, які вимагають великих початкових інвестицій, але мають низькі експлуатаційні витрати;

2) **чиста поточна вартість** (Net Present Value, NPV) – різниця між витратами на реалізацію проекту і надходженнями від проекту за весь період життєвого циклу електростанцій. Для енергетичних проектів цей показник нормується на одиницю встановленої потужності і вимірюється в \$/кВт.

NPV може приймати додатні та від'ємні значення. Додатне значення NPV показує, що за весь період реалізації енергетичного проекту прибутки від продажу електроенергії перевищили витрати на її генерацію. Від'ємне значення відповідно свідчить про перевищення витрат над прибутками;

3) **внутрішня норма прибутковості** (Internal Return of Rate, IRR) – індикатор прибутковості інвестицій, що дорівнює ставці дисконтування, за якої NPV дорівнює нулю. IRR вимірюється у відсотках та показує річний відсоток прибутковості, яку повинен принести проект для його окупності. Чим вище IRR, тим привабливішою виглядає інвестиція;

4) **рентабельність інвестицій** (Return on Investments, ROI) – індикатор ефективності інвестицій, відношення прибутку або збитку від реалізації проекту до витрат на його будівництво.

ROI вимірюється у відсотках, від'ємне значення цього показника свідчить, що проект збитковий.

Структура вихідних даних NEST [7] наведена на рисунку 1.

Розглянуті енергетичні проекти та вихідні дані

Для дослідження було обрано реакторні установки та ВДЕ із співставною встановленою електричною потужністю (близько 1000 МВт) згідно з рекомендаціями [8]:

- енергоблок AP1000 Westinghouse;
- ММР NuScale VOYGR (12 модулів по 77 МВт);
- ММР Holtec International SMR-160 (6 модулів по 160 МВт);
- ММР Rolls-Royce SMR (2 модулі по 470 МВт);
- сонячна електростанція потужністю 1000 МВт (СЕС);
- вітрова електростанція потужністю 1000 МВт (ВЕС).

Важливою складовою дослідження є збір найбільш достовірних та актуальних вихідних даних для різних видів генерації з метою підготовки розрахункового файлу інструменту NEST. Як джерела даних використано базу даних MAGATE ARIS, дані із офіційних ресурсів постачальників технологій, а також доступні національні дані щодо досвіду реалізації проектів ВДЕ (вихідні дані наведені у таблицях 1, 2).

Загалом наголосимо на невизначеності та суперечливості вихідних даних, а також на відсутності достовірних даних щодо економічних показників для нових технологій, що не мають підтвердження практичним досвідом впровадження. Для оцінки впливу вихідних даних та прийнятих припущень на результати розрахунків проведено аналіз чутливості.

Розрахункові сценарії

1. Базовий сценарій (сценарій без урахування специфічних факторів)

Під час розрахунку базового сценарію не враховувались специфічні фактори, що впливають на економічні та інвестиційні показники різних джерел генерації, наприклад, фактор пілотного / непілотного проєкту first-of-a-kind (FOAK)/nth-of-a-kind (NOAK), необхідність систем накопичення енергії для ВДЕ тощо.

Капітальні витрати (далі – OCC, позначення прийняте в NEST від «overnight capital cost») на будівництво різних джерел генерації, що є ключо-

вими вихідними даними для розрахунку, наведені на рисунку 2.

Результати розрахунків наведено в таблиці 3. На рисунку 3 показано величину нормованої вартості електроенергії LUEC для різних джерел генерації.

За результатами розрахунку базового сценарію можна зробити такі висновки:

1. Найбільш інвестиційно привабливим енергетичним проєктом є будівництво ВЕС еквівалентною потужністю 1000 МВт.

2. Значення LUEC для різних проєктів ядерних реакторів є приблизно однаковим (найменше – SMR-160, найбільше – NuScale VOYGR).

3. Значення NPV для ядерних реакторів є різко від’ємним через низьку ціну продажу електроенергії.

Вихідні дані до розрахунку економічних та інвестиційних індикаторів (вихідні параметри NEST)

Ключові економічні показники	Техніко-економічні параметри енергоблока	Експлуатація та обслуговування	Паливний цикл
Ставка дисконтування, %	Чиста електрична потужність, МВт	Постійні експлуатаційні витрати та витрати на обслуговування, \$/кВт	Середнє вигорання палива, МВт-доба/кг
Податкова ставка, %	Період будівництва, рік	Змінні експлуатаційні витрати та витрати на обслуговування, \$/кВт	Паливна кампанія, рік
Ціна на одиницю електроенергії, \$/кВ-год	Строк експлуатації, рік		Середнє збагачення палива в першому завантаженні активної зони, %
Ринковий дохід, М\$/рік	Коефіцієнт використання встановленої потужності, %		Вартість ядерного палива, \$/кг
Частка ринку, %	Термічний ККД, %		Швидкість зростання ціни на ядерне паливо, 1/рік
Показник прибутковості, %	Капітальні витрати (ОСС), \$/кВт		
Строк зростання, рік	Непередбачувані витрати, \$/кВт		
	Витрати на підключення, \$/кВт		
			Специфічні параметри для ВДЕ
			Ємність накопичувача енергії, кВт-год
			Строк будівництва накопичувача енергії, рік
			Витрати на експлуатацію та обслуговування накопичувача енергії, \$/кВТ-год
			Інші витрати на підтримання мережі, \$/кВТ-год

Рисунок 1 – Структура вихідних даних NEST

Таблиця 1 – Основні вихідні дані для джерел генерації

№	Вихідний параметр (англ. мовою позначення, прийняті в NEST)	Од. вимірювання	AP1000	BEC	CEC	VOYGR 12x77 MBт(е)	SMR-160 6x160 MBт(е)	UK-SMR 2x470 MBт(е)
1	Ставка дисконтування (r)	1/рік	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2	Чиста електрична потужність (P)	MBт(е)	1100 [9]	1000	1000	877,8 [10]	960 [11]	886 [12]
3	Строк будівництва (T_c)	рік	6 [13], [14]	3,5 [15]	3 [16]	3,25 FOAK 2,5 NOAK [17]	5,5 FOAK 2,5 NOAK [18]	5 [19]
4	Строк експлуатації (t_{LIFE})	рік	60 [9]	20 [20]	25 [21]	60 [17]	80 [11]	60 [11]
5	Коефіцієнт використання встановленої потужності, КВВП (Lf)	%/100	0,93 [9]	0,34 [22]	0,14 [22]	0,95 [17]	0,98 [23]	0,95 [24]
6	Термічний ККД (η)	%/100	0,32 [9]	-	-	0,31 [17]	0,3 [11]	0,31 [11]
7	Капітальні витрати (OCC)	\$/кВт(е)	6500 [13], [14]	1830 [25]	869 [26]	7000 [27]	6250 [28]	6595 [29]
8	Витрати на підключення (CO)	\$/кВт(е)	додано в OCC					
9	Витрати на зняття з експлуатації (DC)	10^{-3} \$/кВт	1,3 (10 % OCC)	1,24 (4 % OCC) [30]	1,12 (4 % OCC)	1,4 (10 % OCC)	0,9 (10 % OCC)	1,32 (10 % OCC)
10	Незмінні експлуатаційні витрати та витрати на обслуговування (O&M)FIX	\$/кВт(е)	65 [14]	26,34 [14]	15,25 [14]	95 [14]	95 [14]	95 [1]
11	Змінні експлуатаційні витрати та витрати на обслуговування (O&M) VAR	10^{-3} \$/кВт·год	1,2 [14]	0,03 [31]	0,11 [31]	3,0 [14]	3,0 [14]	3,0 [14]
12	Податкова ставка (tax)	%/100	0,2					
13	Ціна за одиницю проданої електроенергії (PUES)	10^{-3} \$/кВт·год	46, (1,84 грн/кВт·год)	121 [32]	170 [33]	46, (1,84 грн/кВт·год)	46, (1,84 грн/кВт·год)	46, (1,84 грн/кВт·год)
14	Ринковий дохід (M)	\$/рік	449,7	358,26	209,9	353,7	379,1	359,8
15	Ринкова частка (Sh)	%/100	0,65 [34]	0,25 [35]	0,25 [35]	0,65 [34]	0,65 [34]	0,65 [34]
16	Показник прибутковості (Pm)	%/100	0,2					

Таблиця 2 – Основні вихідні дані для ядерно-паливного циклу

№	Вихідний параметр / позначення в NEST (англ. мовою)	Од. вимірювання	AP1000	VOYGR 12x77 МВт(е)	SMR-160 6x160 МВт(е)	UK-SMR 2x470 МВт(е)
1	Вартість поводження з відпрацьованим ядерним паливом ($(\$/\text{kg HM})_{SF}$)	\$/кг	283	283	283	283
2	Середнє вигорання відпрацьованим ядерним паливом (Q)	МВт-доба/т.	60 [9]	45 [11]	45 [11]	50-60 [11]
3	Середня щільність потужності першого завантаження активної зони реактора (δ)	кВт/кг	40.2 [9]	21,62	24,66	32,94
4	Вартість природного урану (SC1)	\$/кг (урану)	111 [36]	111 [36]	111 [36]	111 [36]
5	Вартість перетворення урану (SC2)	\$/кг (важкого металу)	9 [36]	9 [36]	9 [36]	9 [36]
6	Вартість збагачення урану (SC3)	\$/ одиниця роботи з розділу	120 [36]	120 [36]	120 [36]	120 [36]
7	Вартість вироблення UOX палива (SC4)	\$/кг (важкого металу)	300 [36]	300 [36]	300 [36]	300 [36]

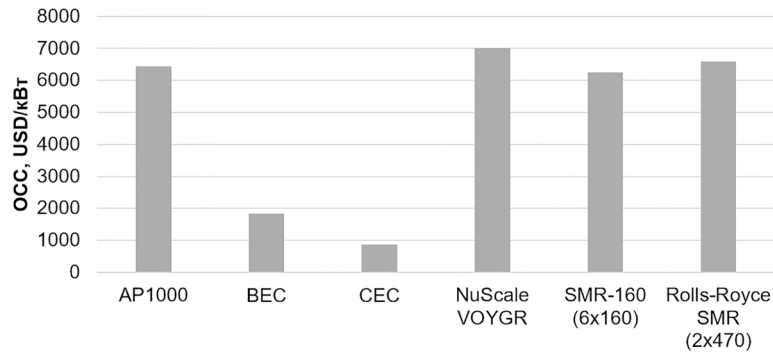


Рисунок 2 – Капітальні витрати на будівництво

Таблиця 3 – Результати розрахунку базового сценарію

Параметр	Од. вимірювання	AP1000	BEC	CEC	VOYGR 12x77 МВт(е)	SMR-160 6x160 МВт(е)	UK-SMR 2x470 МВт(е)
LUEC	\$/МВт·год	128,2	106,3	113,8	129,7	123,6	129,3
NPV	\$/кВт	-6672,5	1605,6	80,5	-6945,8	-6660,9	-6905,8
IRR	%	2,7	16,6	10,8	1,3	2,6	2,0
ROI	%	3,7	24,9	14,5	2,5	3,3	3,1

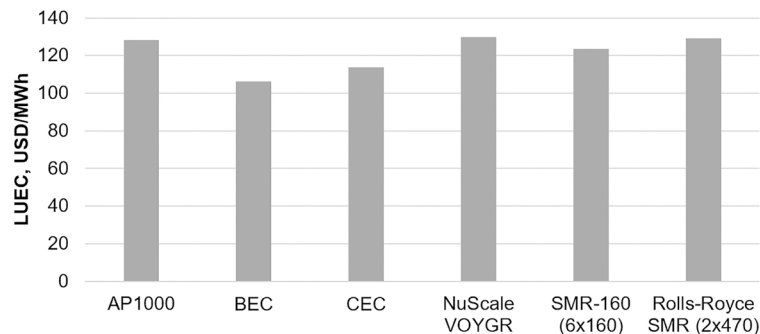


Рисунок 3 – Результати розрахунку LUEC для базового сценарію

2. Варіативні сценарії для AP1000 Westinghouse (з урахуванням факторів серійності, майданчика та локалізації)

Під час розрахунку варіативних сценаріїв для AP1000 Westinghouse враховувались такі фактори та їх вплив на капітальні витрати (ОСС) і строк будівництва. Чисельні значення впливу факторів прийнято експертно на рівні:

NOAK: -25 % від ОСС для FOAK, -1 рік на будівництво енергоблока;

існуючий майданчик: -3 % від ОСС; -1 рік на будівництво енергоблока (у комбінації з NOAK -0,5 років);

локалізація: -10 % від ОСС.

Щодо оцінки фактора локалізація, з погляду участі української сторони, роз-

глядається потенційна локалізація таких об'єктів:

турбінне відділення;

загальноблочні об'єкти та споруди;

загальностанційні об'єкти та споруди.

З огляду на невизначеність, у дослідженні не враховується можлива потенційна участь української сторони в роботах у межах «ядерного острова».

Варіативні сценарії наведено на рисунку 4 у вигляді дерева подій. Загалом сформовано 8 сценаріїв, які є комбінацією факторів серійності, майданчика та локалізації.

Результати розрахунку варіативних сценаріїв для AP1000 Westinghouse наведено на рисунку 5 та в таблиці 4.

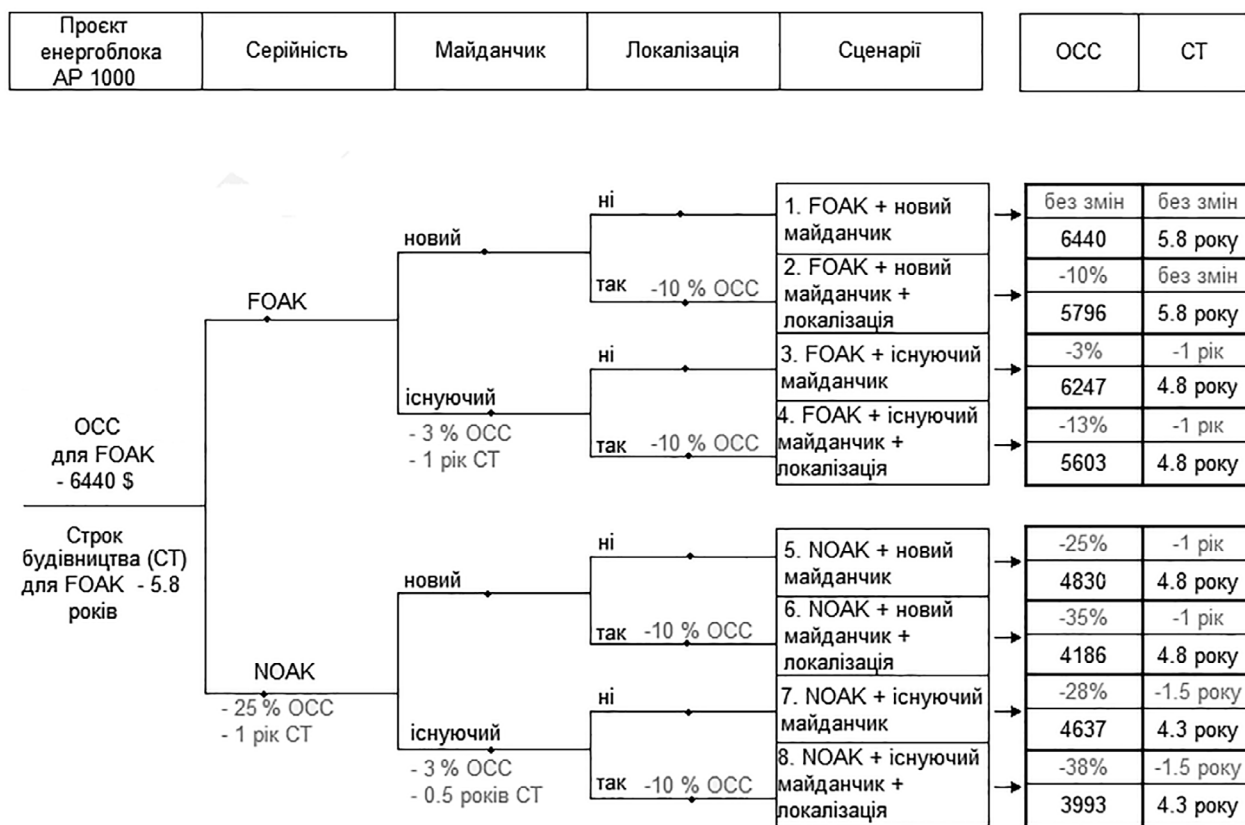


Рисунок 4 – Варіативні сценарії для AP1000 Westinghouse

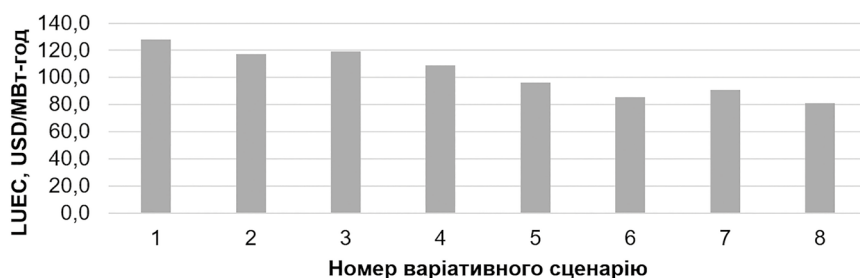


Рисунок 5 – LUEC AP1000 Westinghouse залежно від сценарію

Таблиця 4 – Результати розрахунку варіативних сценаріїв для AP1000 Westinghouse

Параметр	FOAK [13]				NOAK [13]			
	Новий майданчик		Існуючий майданчик [37]		Новий майданчик		Існуючий майданчик[37]	
	Без локалізації	Локалізація	Без локалізації	Локалізація	Без локалізації	Локалізація	Без локалізації	Локалізація
	1	2	3	4	5	6	7	8
Вплив на ОСС базового сценарію	-	Локалізація – 10 %	Існуючий майданчик – 3 %	Існуючий майданчик + локалізація – 13 %	NOAK – 25 %	NOAK + локалізація – 35 %	NOAK + існуючий майданчик – 28 %	NOAK + існуючий майданчик + локалізація – 38 %
Вплив на тривалість будівництва	-	-	-1 рік	-1 рік	-1 рік	-1 рік	-1,5 року	-1,5 року
ОСС, \$/кВт	6440	5796	6247	5603	4830	4186	4637	3993
Тривалість будівництва, років	5,8	5,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,3	4,3
Результати розрахунків								
LUEC, \$/МВт·год	128,2	117,1	119,4	108,9	96,2	85,7	91,1	80,9
NPV, \$/кВт	-6672,5	-5771,9	-5960,5	-5105,5	-4079,2	-3224,1	-3664,2	-2831,2
IRR, %	2,7	3,1	2,9	3,3	3,9	4,6	4,2	4,9
ROI, %	3,7	4,1	3,8	4,3	5,0	5,7	5,2	6,0

3. Вплив систем накопичення енергії на вартість електроенергії ВДЕ

ВДЕ мають такі обмеження, що негативно впливають на стійкість енергомережі:

пік вироблення у ВДЕ не збігається з піком споживання, відповідно, у певні періоди може з'являтися надлишок потужності, що генерується;

різке зростання та падіння потужності (зокрема ВЕС) призводять до миттєвих змін частоти та напруги в енергомережі, а також формують потребу у «швидкому» резерві потужності.

Системи накопичення енергії (СНЕ) є перспективним напрямом для усунення добового дисбалансу між виробленням ВДЕ та попитом на електроенергію і, тим самим, для збільшення частки ВДЕ у балансі енергосистеми.

Інструментарій NEST містить вбудований модуль для розрахунку економічного впливу систем накопичення (акумулявання) електричної енергії для СЕС та ВЕС.

Для виконання розрахунку були взяті такі параметри СНЕ:

потужність – 200 МВт;

ємність – 2400 МВт·год;

витрати на будівництво СНЕ – 600 USD/кВт·год [38];

втрати електроенергії у СНЕ – 30 %;

строк будівництва СНЕ – 2 роки.

Ємність СНЕ для ВДЕ зумовлена добовою нерівномірністю виробництва електроенергії і розрахована, щоб покрити вечірні та нічні провали у генерації [39]. Для забезпечення 12-годинної потреби мережі в потужності 200 МВт у розрахунок було закладено 2400 МВт·год ємності батарей.

Результати розрахунків LUEC для ВДЕ з СНЕ наведено на рисунку 6. На діаграмі видно, що наявність СНЕ значно підвищує LUEC для ВДЕ і робить їх менш інвестиційно привабливими.

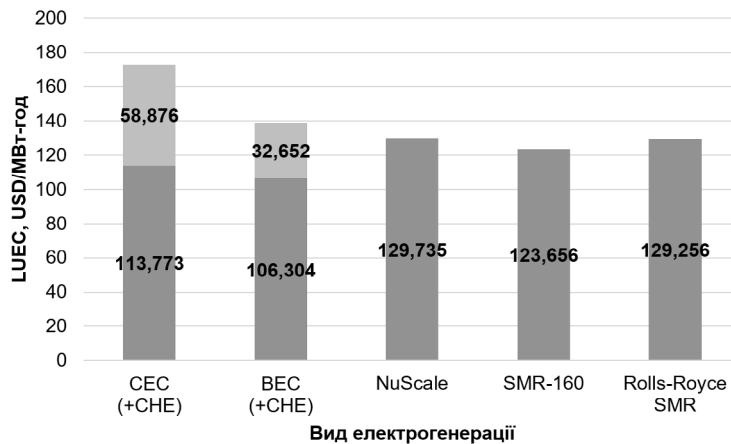


Рисунок 6 – Порівняння значень LUEC для базового сценарію та ВДЕ з CHE

Аналіз чутливості

1. Аналіз чутливості до зміни капітальних витрат

Аналіз чутливості LUEC для ядерних реакторів до зміни капітальних витрат (ОСС) виконано в діапазоні значень від 2000 USD/кВт до 10000 USD/кВт (рисунок 7).

LUEC лінійно залежить від ОСС: збільшення ОСС призводить до відповідного зростання LUEC, що негативно впливає на економічні показники ядерної генерації.

2. Аналіз чутливості до зміни ставки дисконтування

Як видно з рисунка 8 більший вплив підвищення ставки дисконтування на LUEC простежується для реакторних установок з великим строком будівництва, зокрема AP1000 Westinghouse. Найменше вплив зміни ставки дисконтування простежується для ВДЕ (BEC, CEC), це пов'язано з низьким значенням ОСС та невеликим періодом будівництва.

Проекти ядерної генерації окупаються та стають прибутковими за ставки дисконтування 2% і менше (у разі ціни на електроенергію 4,6 USD/кВт-год) (рисунок 9).

3. Аналіз чутливості NPV до зміни тарифу на електроенергію

NPV має лінійну залежність від тарифу на електроенергію (рисунок 10). За значення тарифу рівного LUEC енергетичні проекти стають самоокупними ($NPV = 0$), а у разі зростання тарифу на електроенергію більше за LUEC – прибутковими ($NPV > 0$).

4. Аналіз чутливості до зміни строку експлуатації

У разі збільшення строку експлуатації ядерна генерація стає більш інвестиційно привабливою та прибутковою (рисунки 11 та 12).

5. Аналіз чутливості до зміни КВВП (для ВДЕ)

Результати аналізу чутливості LUEC ВДЕ до зміни КВВП (рисунки 13 та 14) демонструють очевидний факт зменшення LUEC у разі збільшення коефіцієнта використання встановленої потужності ВДЕ (значення КВВП для CEC України – 14,1%, для BEC України – 33,8%).

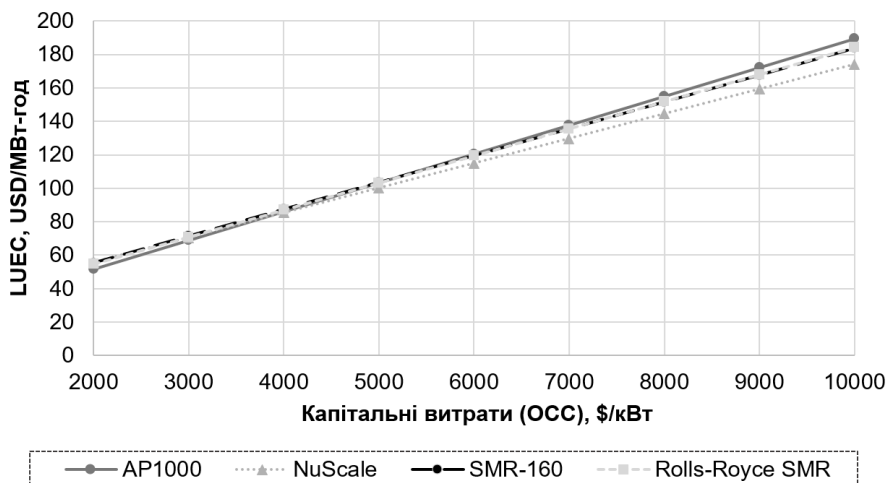


Рисунок 7 – Аналіз чутливості LUEC до ОСС

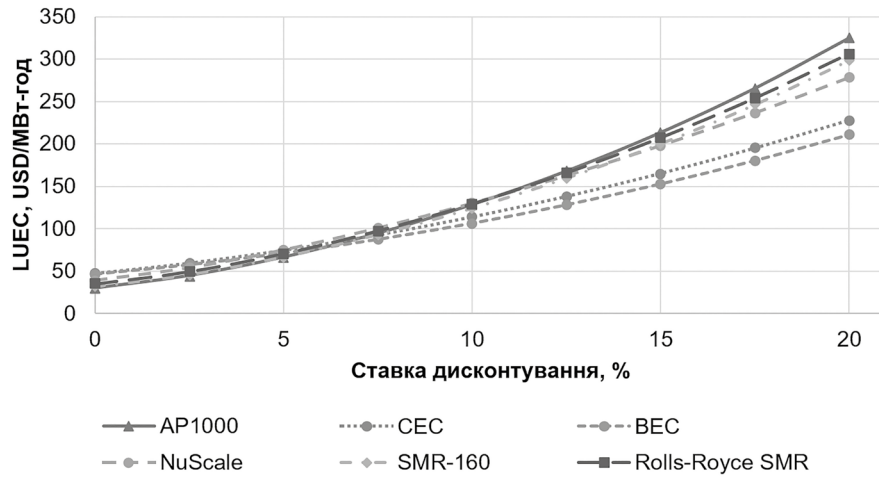


Рисунок 8 – Аналіз чутливості LUEC до ставки дисконтування

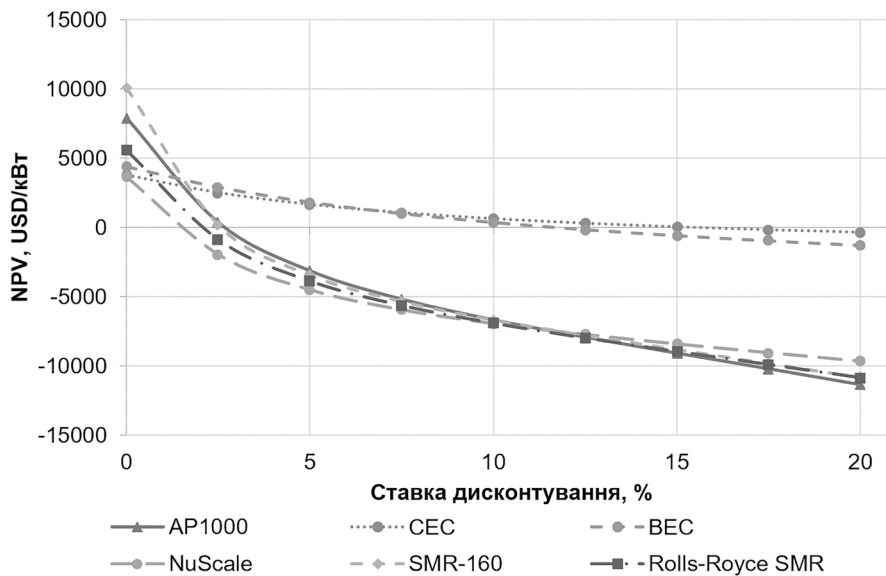


Рисунок 9 – Аналіз чутливості NPV до ставки дисконтування

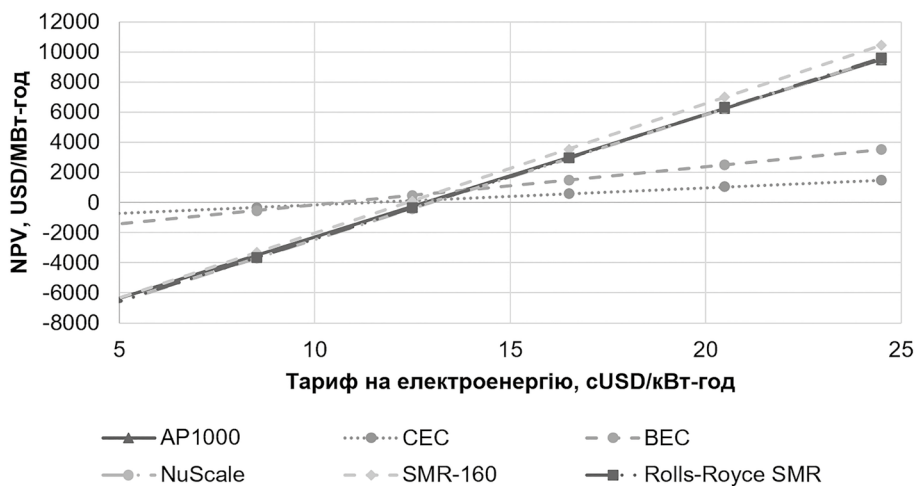


Рисунок 10 – Аналіз чутливості NPV до зміни тарифу на електроенергію

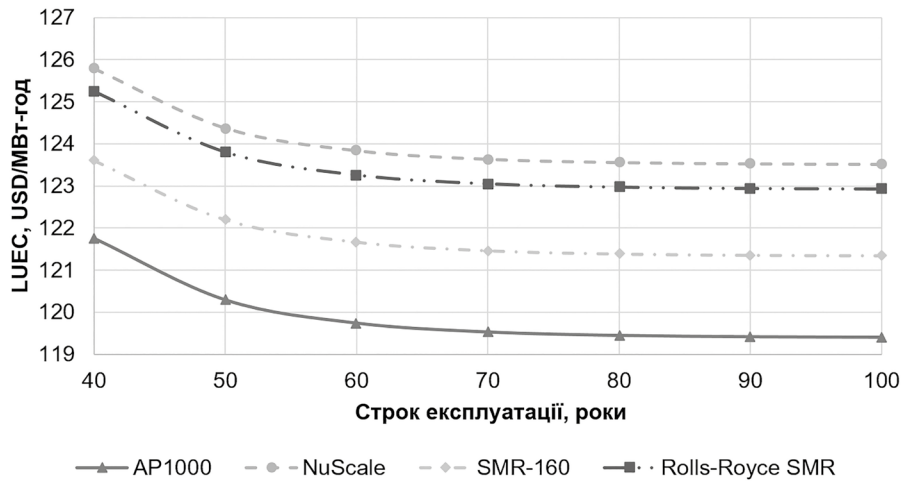


Рисунок 11 – Аналіз чутливості LUEC до зміни строку експлуатації

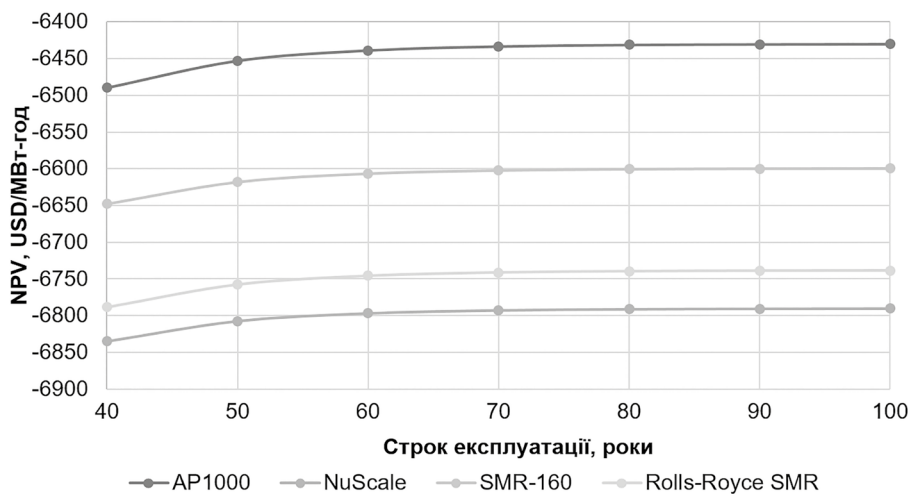


Рисунок 12 – Аналіз чутливості NPV до зміни строку експлуатації

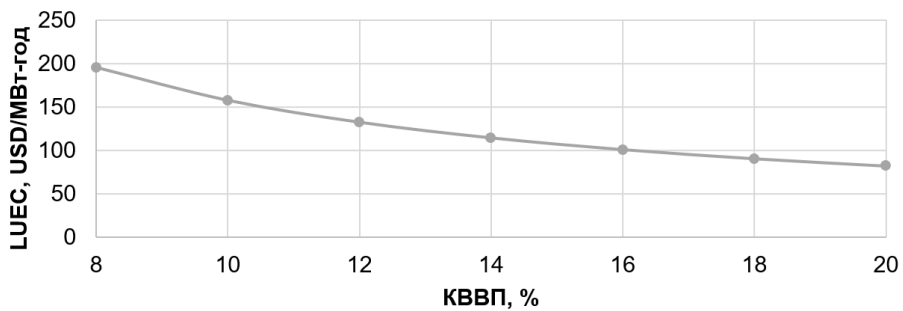


Рисунок 13 – Аналіз чутливості LUEC до зміни КВВП (CES)

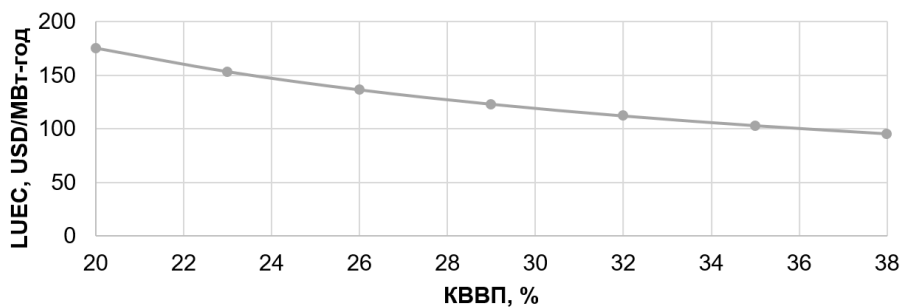


Рисунок 14 – Аналіз чутливості LUEC до зміни КВВП (BEC)

Висновки

Методологія INPRO та програмний засіб з підтримки економічної оцінки ядерної енергетичної системи МАГАТЕ NEST є загально визнаним та верифікованим інструментарієм для виконання економічних оцінок енергетичних об'єктів. Потрібно враховувати, що результати оцінок значною мірою залежать від достовірності вихідних даних та прийнятих припущень.

Результати розрахунків демонструють таке:

нормована вартість електроенергії для різних проєктів реакторних установок перебуває практично на однаковому рівні:

AP1000 Westinghouse – 128,2 \$/МВт-год;

SMR-160 – 123,6 \$/МВт-год;

Rolls-Royce SMR – 129,3 \$/МВт-год;

NuScale VOYGR – 129,7 \$/МВт-год;

нормована вартість електроенергії для ВДЕ без СНЕ для компенсації непостійної генерації електроенергії (LUEC: BEC – 106,3 \$/МВт-год, CEC – 113,8 \$/МВт-год) є нижчою ніж відповідний показник ядерної енергетики. Врахування СНЕ на рівні 20 % від встановленої потужності ВДЕ значно підвищує LUEC для ВДЕ (на 33-59 \$/МВт-год) і робить їх менш інвестиційно привабливими порівняно з ядерною енергетикою;

чиста поточна вартість NPV для ядерної енергетики є значно від'ємною (~6500 \$/кВт), що свідчить про збитковість інвестиції в ядерну енергетику за поточного тарифу на електроенергію для АЕС. Поточний тариф (4,6 cUSD/кВт-год) не дозволяє відшкодувати витрати на будівництво нових ядерних потужностей. Аналіз чутливості продемонстрував, що мінімальний тариф на електроенергію має складати близько 13 cUSD/кВт-год (тобто приблизно в 3 рази більше поточного тарифу).

Факторами, які мають значний вплив на економічні показники AP1000 Westinghouse, є:

пілотний / серійний (FOAK/NOAK) енергоблок, майданчик (новий чи існуючий) та локалізація;

найбільш економічно привабливим є варіант будівництва серійного енергоблока з можливою локалізацією виробництва в Україні на існуючому майданчику АЕС (або ТЕС), оцінена нормована вартість електроенергії для AP1000 для цього варіанта – 80,9 \$/МВт-год.

Узагальнюючи наведені вище результати можна стверджувати, що:

1) ядерна енергетика є інвестиційно привабливою порівняно з ВДЕ (з урахуванням систем накопичення енергії) за умови збільшення тарифу на електроенергію від АЕС приблизно у 3,5 рази;

2) MMP за своїми інвестиційними показниками перебувають на рівні великих енергоблоків AP1000 Westinghouse. Водночас, MMP мають переваги у більш швидкому будівництві, можливості

повернення інвестицій після введення в експлуатації першого модуля та ін. Серед недоліків MMP, що можуть вплинути на реалізацію цих проєктів, є відсутність практичного досвіду будівництва MMP та вищі ризики ліцензійного процесу.

Дослідження за цією тематикою потрібно продовжувати та поглиблювати з урахуванням факторів енергосистеми України. Техніко-економічні оцінки мають бути основою під час планування стратегічного розвитку енергетики України.

Список використаної літератури

1. Paris Agreement. 12 December 2015. *United Nations Treaty Collection*. URL: https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=en.
2. EU taxonomy: Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonisation. 02 February 2022. *European Commission*. URL: https://ec.europa.eu/info/publications/220202-sustainable-finance-taxonomy-complementary-climate-delegated-act_en.
3. Small Modular Reactors: A new nuclear energy paradigm. Pre-print. IAEA, 2022. URL: https://nucleus.iaea.org/sites/smr/Shared%20Documents/SMR%20Booklet_22-9-22.pdf.
4. Towards a green transition of the energy sector in Ukraine, Update on the Energy Damage Assessment. June 2023. *UNDP*. URL: <https://www.undp.org/ukraine/publications/towards-green-transition-energy-sector-ukraine>.
5. NEA/IEA. Projected Costs of Generating Electricity 2020. Paris : OECD Publishing, 2020. URL: <https://doi.org/10.1787/a6002f3b-en>.
6. Economic assessment of the long term operation of nuclear power plants: approaches and experience. IAEA Nuclear energy series NP-T-3.25. Vienna : IAEA, 2018. 126 p.
7. NEST algorithm rev. 6.0, Basic calculation of LUEC.
8. Economic evaluation of alternative nuclear energy systems. Supplement for the INPRO ASENES service. IAEA-TECDOC-2014, Vienna : IAEA, 2022. 116 p.
9. Status report 81 – Advanced Passive PWR (AP 1000). IAEA, 2011. URL: <https://aris.iaea.org/PDF/AP1000.pdf>.
10. Status Report – NuScale SMR (NuScale Power, LLC) United States of America. IAEA, 2020. URL: https://aris.iaea.org/PDF/NuScale-NPM200_2020.pdf.
11. Advances in Small Modular Reactor Technology Developments. A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS). 2022 Edition. IAEA, 2022. URL: https://aris.iaea.org/Publications/SMR_booklet_2022.pdf.
12. Status Report – UK SMR (Rolls-Royce and Partners) United Kingdom. IAEA, 2019. URL: https://aris.iaea.org/PDF/UK-SMR_2020.pdf.

13. Overnight Capital Cost of the Next AP1000. MIT-ANP-TR-193. Cambridge : Massachusetts Institute of Technology, 2022. URL: <https://web.mit.edu/kshirvan/www/research/ANP193%20TR%20CANES.pdf>.

14. Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies. Washington, DC : U.S. Energy Information Administration. February 2020. URL: https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2020.pdf.

15. Coopers Gap Wind Farm. *Wikipedia, the free encyclopedia*. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Coopers_Gap_Wind_Farm.

16. Five largest solar energy construction projects initiated globally in Q2 2022, *Power Technology*. 29 July 2022. URL: <https://www.power-technology.com/marketdata/five-largest-solar-energy-construction-projects-q2-2022/>.

17. NUSCALE Small Modular Reactor. URL: <https://www.nuscalepower.com/-/media/nuscale/pdf/fact-sheets/smr-fact-sheet.pdf>.

18. SMR-160 Delivers High Performance with a Smaller Footprint. URL: <https://holtecinternational.com/products-and-services/smr/features/economical-and-efficient/>.

19. Rolls-Royce SMR. *Wikipedia, the free encyclopedia*. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Rolls-Royce_SMR.

20. Ziegler L., Gonzalez E., Rubert T., Smolka U., Melero J. J. Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 82, Part 1. P. 1261-1271. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.100.

21. Будівництво промислових сонячних електростанцій. *Криворізька енергетична компанія*. URL: <https://kr-energo.com/promislovi-sonyachni-elektrostantsiyi/>.

22. Сидоров Д. Изменчивое солнце и попутный ветер. *Енергобізнес*. 2022. № 06(1250). URL: <https://e-b.com.ua/izmencivoe-solnce-i-poputnyi-veter-3299>.

23. SMR-160. Briefing to the USNRC July 26, 2012. SMR LLC Holtec Centre, 2012. URL: <https://www.nrc.gov/docs/ML1220/ML12205A143.pdf>.

24. Collaboration for Rolls-Royce SMR deployment in the Netherlands. *World nuclear news*. 25 August 2022. URL: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Collaboration-for-Rolls-Royce-SMR-deployment-in-th>.

25. Ботіївська ВЕС. *Вікіпедія*. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%BE%D1%82%D1%96%D1%97%D0%B2%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B0_%D0%92%D0%95%D0%A1.

26. Проект європейського масштабу: ДТЕК запустив Покровську СЕС потужністю 240 МВт. URL: <https://dtek.com/media-center/news/proekt-evropeyskogo-masshtabu-dtek-zapustiv-pokrovsku-ses-potuzhnistyu-240-mvt/>.

27. Schlissel D. Eye-popping new cost estimates released for NuScale small modular reactor. *Institute for Energy Economics and Financial Analysis*. January 11, 2023. URL: <https://ieefa.org/resources/eye-popping-new-cost-estimates-released-nuscale-small-modular-reactor>.

28. Middleton B., Boland T., Schlafli B., Landrey B. T. Small modular reactor suitability study. Final Report Presentation to DOE NE. Sandia National Laboratories, 2016. URL: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1514477>.

29. U.K. begins assessment of Rolls-Royce SMR design. *Nuclear Newswire*. 9 March 2022. URL: <https://www.ans.org/news/article-3746/uk-begins-assessment-of-rollsroyce-smr-design/>.

30. Adedipe T., Shafiee M. An economic assessment framework for decommissioning of offshore wind farms using a cost breakdown structure. *The International Journal of Life Cycle Assessment*. 2021. Vol. 26. P. 344-370. doi: 10.1007/s11367-020-01793-x.

31. Final Report Cost of Energy (LCOE). Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments. Trinomics B.V., 2020. URL: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-10/final_report_levelised_costs_0.pdf.

32. Botiyivska Wind Farm. URL: https://www.energo.ua/en/assets/botiyivska_wind_farm.

33. Pokrovska PV Plant. URL: https://www.energo.ua/en/assets/pokrovska_pv_plant.

34. Особливості вітчизняного виробництва електроенергії. *Українська енергетична біржа*, 2022. URL: <https://www.ueex.com.ua/presscenter/news/osoblivosti-vitchiznyanogo-virobnitstva-elektroenerгии/>.

35. Міненерго: частка ВДЕ в Україні у 2021 році сягне планових показників 2030 року. *Українська енергетика ua-energy.org*, 2021. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/minenerho-chastka-vde-v-ukraini-u-2021-rotsi-siahne-planovykh-pokaznykiv-2030-roku>.

36. The Economics of the Back End of the Nuclear Fuel Cycle. NEA No. 7061. OECD, 2013. URL: <https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/7061-ebenfc.pdf>.

37. Investigating Benefits and Challenges of Converting Retiring Coal Plants into Nuclear Plants. Nuclear Fuel Cycle and Supply Chain. INL/RPT-22-67964, Rev. 1. U.S. Department of Energy Systems Analysis and Integration, 2022. URL: <https://fuelcycleoptions.inl.gov/SiteAssets/SitePages/Home/C2N2022Report.pdf>.

38. Shahan Z. Tesla Megapack, Powerpack, & Powerwall Battery Storage Prices Per KWh — Exclusive. *CleanTechnica*, 2020. URL: <https://cleantechnica.com/2020/10/05/tesla-megapack-powerpack-powerwall-battery-storage-prices/>

39. Ільїн А. Уже в найближчі роки. Скільки energy storage потрібно Україні. *NV*. 2021. URL: <https://biz.nv.ua/ukr/markets/skilki-energy-storage-potribno-ukrajinskiy-energosissemi-novini-ukrajini-50183160.html>.

References

1. Paris Agreement. United Nations Treaty Collection. 12 December 2015. Retrieved from: https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en.
2. EU taxonomy: Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonisation. 02 February 2022. Retrieved from: https://ec.europa.eu/info/publications/220202-sustainable-finance-taxonomy-complementary-climate-delegated-act_en.

3. Small Modular Reactors: A new nuclear energy paradigm. IAEA, 2022, Retrieved from: https://nucleus.iaea.org/sites/smr/Shared%20Documents/SMR%20Booklet_22-9-22.pdf.
4. Towards a green transition of the energy sector in Ukraine. Update on the energy damage assessment. UNDP, June 2023. Retrieved from <https://www.undp.org/ukraine/publications/towards-green-transition-energy-sector-ukraine>.
5. NEA/IEA (2020). Projected costs of generating electricity 2020, OECD Publishing, Paris, URL: <https://doi.org/10.1787/a6002f3b-en>.
6. Economic assessment of the long term operation of nuclear power plants: approaches and experience. IAEA Nuclear energy series NP-T-3.25, IAEA, Vienna, 2018.
7. NEST algorithm rev. 6.0. Basic calculation of LUEC.
8. Economic evaluation of alternative nuclear energy systems supplement for the INPRO ASENES service. IAEA-TECDOC-2014, Vienna, IAEA, 2022, 116 p.
9. Status report 81 - Advanced Passive PWR (AP 1000). IAEA, 2011. Retrieved from: <https://aris.iaea.org/PDF/AP1000.pdf>.
10. Status report – NuScale SMR (NuScale Power, LLC) United States of America. IAEA, 2020. Retrieved from: https://aris.iaea.org/PDF/NuScale-NPM200_2020.pdf.
11. International Atomic Energy Agency, Advances in Small Modular Reactor Technology Developments. Retrieved from: https://aris.iaea.org/Publications/SMR_booklet_2022.pdf.
12. Status report – UK SMR (Rolls-Royce and Partners) United Kingdom. IAEA, 2019. Retrieved from: https://aris.iaea.org/PDF/UK-SMR_2020.pdf.
13. MIT-ANP-TR-193. Overnight capital cost of the Next AP1000, Cambridge, Massachusetts Institute of Technology, 2022. Retrieved from: <https://web.mit.edu/kshirvan/www/research/ANP193%20TR%20CANES.pdf>.
14. Cost and performance characteristics of new generating technologies. Washington, DC, U.S. Energy Information Administration. February 2020, Annual Energy Outlook. Retrieved from: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf.
15. Coopers Gap Wind Farm. Retrieved from: https://en.wikipedia.org/wiki/Coopers_Gap_Wind_Farm.
16. Five largest solar energy construction projects initiated globally in Q2 2022. Power Technology, 29 July 2022. Retrieved from: <https://www.power-technology.com/marketdata/five-largest-solar-energy-construction-projects-q2-2022/>.
17. NUSCALE Small Modular Reactor. Retrieved from: <https://www.nuscalepower.com/-/media/nuscale/pdf/fact-sheets/smr-fact-sheet.pdf>.
18. SMR-160 delivers high performance with a smaller footprint. Retrieved from: <https://holtecinternational.com/products-and-services/smr/features/economical-and-efficient/>.
19. Rolls-Royce SMR. Retrieved from: https://en.wikipedia.org/wiki/Rolls-Royce_SMR.
20. Ziegler, L., Gonzalez, E., Rubert, T., Smolka, U., Melero, J. J. (2018). Lifetime extension of onshore wind turbines. A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(1), 1261-1271. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.100.
21. Construction of industrial solar power plants. Kryvyi Rih Energy Company. Retrieved from: <https://kr-energo.com/promislovi-sonyachni-elektrostanciyi/>.
22. Sydorov, D. (2022). Changeable sun and fair wind. *Energy Business Magazine*, 06 (1250). Retrieved from: <https://e-b.com.ua/izmencivoe-solnce-i-poputnyi-veter-3299>.
23. SMR-160. Briefing to the US NRC, SMR LLC Holtec Centre, 2012. Retrieved from: <https://www.nrc.gov/docs/ML1220/ML12205A143.pdf>.
24. Collaboration for Rolls-Royce SMR deployment in the Netherlands. World Nuclear News, 25 August 2022. Retrieved from: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Collaboration-for-Rolls-Royce-SMR-deployment-in-th>.
25. Botiivska wind power plant. Retrieved from: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%BE%D1%82%D1%96%D1%97%D0%B2%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B0_%D0%92%D0%95%D0%A1.
26. European-scale project: DTEK launched Pokrovska SPP with a capacity of 240 MW. Retrieved from: <https://dtek.com/media-center/news/proekt-evropeyskogo-masshtabu-dtek-zapustiv-pokrovsku-ses-potuzhnistyu-240-mvt/>.
27. David Schlissel. Eye-popping new cost estimates released for NuScale small modular reactor. *Institute for Energy Economics and Financial Analysis*, 11 January 2023. Retrieved from: <https://ieefa.org/resources/eye-popping-new-cost-estimates-released-nuscale-small-modular-reactor>.
28. Middleton, B., Boland, T., Schlafli, B., Landrey, B. (2016). Small modular reactor suitability study. Final Report Presentation to DOE NE, Sandia National Laboratories. Retrieved from: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1514477>.
29. U.K. begins assessment of Rolls-Royce SMR design. *Nuclear Newswire*, 9 March 2022. Retrieved from: <https://www.ans.org/news/article-3746/uk-begins-assessment-of-rollsroyce-smr-design/>.
30. Adedipe, T., Shafiee, M. (2021). An economic assessment framework for decommissioning of offshore wind farms using a cost breakdown structure. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 26, 344-370. Retrieved from: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-020-01793-x>.
31. Trinomics, B. V. (2020). Final Report Cost of Energy (LCOE). Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments. Retrieved from: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-10/final_report_levelised_costs_0.pdf.
32. Botiivska Wind Farm. Retrieved from: https://www.energo.ua/en/assets/botiivska_wind_farm.
33. Pokrovska PV Plant. Retrieved from: https://www.energo.ua/en/assets/pokrovska_pv_plant.
34. Features of domestic electricity production. *Ukrainian Energy Exchange*, 2022. Retrieved from: <https://www.ueex.com.ua/presscenter/news/osoblivosti-vitchiznyanogo-virobnitstva-elektroenergii/>.
35. Ministry of Energy: the share of RES in Ukraine in 2021 will reach the planned indicators of 2030. (2021). *Ukrainian energy ua-energy.org*. Retrieved from: <https://ua-energy.org/uk/posts/minenerho-chastka-vde-v-ukraini-u-2021-rotsiahne-planovykh-pokaznykiv-2030-roku>.

36. The Economics of the Back End of the Nuclear Fuel Cycle. NEA No. 7061. OECD, 2013. Retrieved from: <https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/7061-ebenfc.pdf>.

37. Investigating benefits and challenges of converting retiring coal plants into nuclear plants. Nuclear fuel cycle and supply chain. INL/RPT-22-67964, Rev. 1. U.S. Department of Energy Systems Analysis and Integration, 2022. Retrieved from: <https://fuelcycleoptions.inl.gov/SiteAssets/SitePages/Home/C2N2022Report.pdf>.

38. Shahan, Z. (2020). Tesla Megapack, Powerpack, & Powerwall Battery Storage Prices Per KWh — Exclusive. *CleanTechnica*, 2020. Retrieved from: <https://cleantechnica.com/2020/10/05/tesla-megapack-powerpack-powerwall-battery-storage-prices/>.

39. Ilyin, A. (2021). Already in the coming years. How much energy storage does Ukraine need. *NV*. Retrieved from: <https://biz.nv.ua/ukr/markets/skilki-energy-storage-potribno-ukrajinskiy-energosistemi-novini-ukrajini-50183160.html>.

Estimation of the Economic Parameters of the Reactors Promising for Construction in Ukraine in Comparison with Renewable Energy Sources Applying the IAEA Toolkit

O. Dybach¹, O. Godun², V. Shenderovych³, M. Darybohov¹, V. Kyrianchuk², A. Vasylieva¹, A. Mazurenko⁴

¹Separated Subdivision “Center Innovation in Nuclear Technology for the Safe Future”, State Enterprise “State Scientific and Technical Center for Nuclear and Radiation Safety”, Slavutych, Ukraine

²Separated Subdivision “Scientific and Technical Center”, State Enterprise “National Atomic Energy Generating Company Energoatom”, Kyiv, Ukraine

³State Enterprise “State Scientific and Technical Center for Nuclear and Radiation Safety”, Kyiv, Ukraine

⁴Odesa Polytechnic National University, Odesa, Ukraine

The economic estimation of nuclear power reactors is a prerequisite and basis for reactor technology selection. The basic economic and investment metrics are levelized cost of electricity (LCOE), net present value (NPV), internal rate of return (IRR) and return of investment (ROI). Those metrics have been evaluated for advanced reactors (conventional large reactors and

small modular reactors) promising for construction in Ukraine: AP1000 Westinghouse and small modular reactors: VOYGR NuScale, SMR-160 Holtec, SMR Rolls-Royce. The estimated indicators have been compared with the renewable energy sources (solar and wind) with comparable electric capacity. Open data were used as a source, specifically IAEA ARIS database, vendor’s websites and national data on implementing renewable energy projects. Calculations were made using the IAEA NEST (Nuclear Energy System Economics Support Tool) toolkit. Specific factors influencing the technical and economic indicators of nuclear technologies were considered: maturity of the technology (FOAK/NOAK), new or existing site and localization of production. Sensitivity analysis to the key technical parameters of different energy sources and assumptions was performed.

Keywords: economic indicators, levelized cost of electricity, nuclear energy, reactor technologies, renewable energy sources, small modular reactors, technical and economic evaluation.

Отримано 05.07.2023