



**ОПЕРАТОР  
РИНКУ**

/ ЕНЕРГІЯ РІВНОВАГИ /

**УСТАНОВКИ ЗБЕРІГАННЯ  
ЕНЕРГІЇ:  
РОБОТА НА СПОТОВОМУ  
РИНКУ**

**КИЇВ 2026**

## Зміст

<b>Перелік скорочень .....</b>	<b>3</b>
<b>Розділ 1. Опис проєкту .....</b>	<b>4</b>
<b>Розділ 2. Торговельна діяльність УЗЕ на РДН .....</b>	<b>5</b>
2.1 Моделювання арбітражної діяльності УЗЕ на РДН.....	5
2.2 Моделювання сумісної діяльності УЗЕ та СЕС на РДН .....	12
2.3 Висновки .....	17
<b>Розділ 3. Арбітражна діяльність УЗЕ на РДН з урахуванням регуляторних ризиків.....</b>	<b>18</b>
<b>Розділ 4. Торговельні стратегії на РДН для арбітражної діяльності УЗЕ .....</b>	<b>21</b>
<b>Розділ 5. Висновки .....</b>	<b>24</b>

## Перелік визначень та скорочень

БР — балансуючий ринок

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВДР – внутрішньодобовий ринок

Д – доба постачання

Д-1 – доба, що передує добі постачання Д

ДД — двосторонній договори

МВт — мегават

МВт·год — мегават-година

ОЕС України – об’єднана енергетична система України

ОСП — оператор системи передачі

РДН — ринок «на добу наперед»

Розрахунковий період - період у 60 хвилин, щодо якого визначаються ціна та обсяги купівлі-продажу електричної енергії на ринку електричної енергії

СЕС – сонячна електростанція

УЗЕ – установка зберігання енергії

C-rate — швидкість заряджання/розряджання

DoD — depth of discharge (глибина розряду)

IRR - internal rate of return (внутрішня норма прибутковості)

LCOS - levelized cost of storage (приведена вартість зберігання енергії)

MMS (СУР) - market management system (система управління ринком)

NPV - net present value (чиста приведена вартість)

ROI - return on investment (рентабельність інвестицій)

## Розділ 1. Опис проєкту

В умовах тривалої збройної агресії з боку РФ, яка супроводжується регулярними ракетно-дроновими атаками на об'єднану енергетичну систему України та з огляду на глобальну тенденцію до збільшення частки генерації з відновлюваних джерел енергії установки зберігання енергії набувають критичного значення для забезпечення балансування енергосистеми та підтримки її стійкості. Водночас висока волатильність цін на електричну енергію протягом доби створює можливості для цінового арбітражу.

Діяльність з цінового арбітражу на ринку «на добу наперед» дозволяє максимально ефективно використовувати коливання цін для отримання прибутку, що є ключовим показником для реалізації та подальшого масштабування проєктів на базі УЗЕ. Опис можливостей для діяльності УЗЕ на різних сегментах ринку електричної енергії та потенційні ризики детально викладені у [Розділі 2 інформаційно-аналітичної роботи «Потенціал роботи УЗЕ на ринку електричної енергії: переваги арбітражу на споті» опублікованої АТ «Оператор ринку» 01.07.2025 року.](#)

У зв'язку зі зміною ринкових показників у 2025 році, порівняно із 2024 - виникла необхідність у оновленні розрахунків діяльності УЗЕ на ринку електричної енергії, зокрема в частині здійснення арбітражу на РДН.

В ході моделювання діяльності з цінового арбітражу на РДН були розглянуті УЗЕ зі встановленою потужністю в 1 МВт та ємністю від 1 до 4 МВт·год. Основною метою такої діяльності є пошук розрахункових періодів з мінімальними та максимальними значеннями ціни для купівлі та продажу електричної енергії відповідно.

В якості додаткового варіанту діяльності УЗЕ розглядається варіант побудови сонячної електростанції для забезпечення заряджання УЗЕ в години максимальної сонячної активності. Відпуск електроенергії з УЗЕ відбуватиметься у години вечірнього піку з продажем цієї електроенергії за максимальними цінами на РДН. Також у випадку надлишкової генерації СЕС весь обсяг, який не був спрямований на заряджання УЗЕ, враховується як проданий на РДН.

За результатами моделювання арбітражної діяльності УЗЕ на РДН проводиться розрахунок показників оцінки інвестиційної привабливості в залежності від ємності УЗЕ із врахуванням витрат на сервісне обслуговування. Терміни окупності розраховуються засновуючись на історичних даних щодо результатів торгів на РДН. Водночас поточна версія розрахунку розглядає варіант із залученням власних інвестицій у повному обсязі та, відповідно, не враховує потенційну вартість кредитних коштів для реалізації проєкту. У разі врахування в моделі додаткових витрат - очікуваний результат може змінитися залежно від наявних показників.

## Розділ 2. Торговельна діяльність УЗЕ на РДН

### 2.1 Моделювання арбітражної діяльності УЗЕ на РДН

#### **Вхідні показники щодо вартості обладнання та інші характеристики:**

Вартість батареї: 6,1 млн грн за 1 МВт·год ємності.

Вартість інвертора: 1,9 млн грн за 1 МВт потужності.

Вартість приєднання: 2,6 млн грн за 1 МВт потужності.

Сервісне обслуговування: 175 тис. грн на рік.

Середній тариф на розподіл для 2 класу напруги (станом на кінець 2025 року): 2217,33 грн/МВт·год.

Тариф на послугу з передачі електричної енергії (станом на кінець 2025 року): 686,23 грн/МВт·год.

Тариф на здійснення операцій купівлі-продажу електроенергії на РДН та ВДР: 5,86 грн/МВт·год.

Ставка внеску на регулювання НКРЕКП:

1 кв. 2025 року – 0,054

2 кв. 2025 року – 0,024

3 кв. 2025 року – 0,034

4 кв. 2025 року – 0,061

Очікуваний термін експлуатації: 10 років.

Очікувана деградація ємності внаслідок експлуатації: 1,1% на рік.

Очікувана календарна деградація ємності: 1% на рік.

Втрати на власні потреби установки: 1% потужності інвертора.

DoD: 98%.

Втрати від циклу заряд-розряд (ККД): 10% обсягу кожного циклу.

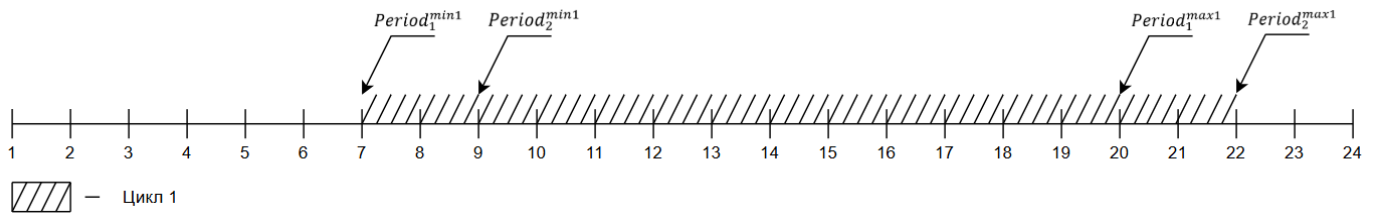
Ставка дисконтування: 10%.

#### **Опис моделювання**

Для моделювання арбітражної діяльності УЗЕ на РДН було взято різні комплектації УЗЕ з потужністю 1 МВт та ємністю від 1 до 4 МВт·год. Таким чином, при потужності 1 МВт та ємності 1 МВт·год операції з купівлі/продажу електроенергії на РДН для заряджання/розряджання в рамках одного циклу будуть здійснюватися протягом одного розрахункового періоду. У разі збільшення ємності УЗЕ до 2 МВт·год операції з купівлі/продажу електроенергії на РДН для заряджання/розряджання в рамках одного циклу будуть здійснюватися протягом двох розрахункових періодів. В свою чергу для 3 та 4 МВт·год ємності буде пропорційне збільшення кількості розрахункових періодів, протягом яких будуть виконуватись операції з купівлі/продажу електроенергії.

В якості вхідних даних для моделювання було використано погодинні ціни на РДН за 2025 рік. АТ «Оператор ринку» було розроблено алгоритм для визначення оптимальних розрахункових періодів для заряджання/розряджання УЗЕ у періоди мінімальних/максимальних цін на РДН.

Алгоритм знаходить періоди з мінімальними цінами на РДН для заряджання УЗЕ та максимальними цінами для розряджання УЗЕ формуючи таким чином перший цикл роботи УЗЕ (цикл 1).



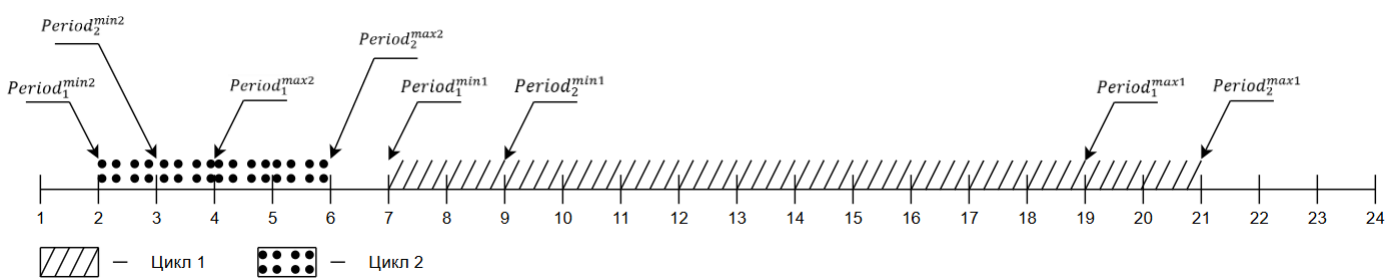
Обов'язковою вимогою до формування циклу роботи УЗЕ є виконання умови ціни, а саме наявність мінімально допустимого спреду між періодами циклу з максимальними і мінімальними цінами (показник LCOS, принцип розрахунку якого наведено у Розділі 4).

Показник LCOS враховує деградацію та запланований термін експлуатації, залежить від капітальних витрат на УЗЕ, операційних витрат та обсягу відпущеної енергії з УЗЕ в мережу – тому для кожного варіанту УЗЕ LCOS розраховується окремо і буде мати різне значення. Значення LCOS розраховані на основі вхідних даних наведено у Таблиці 1.

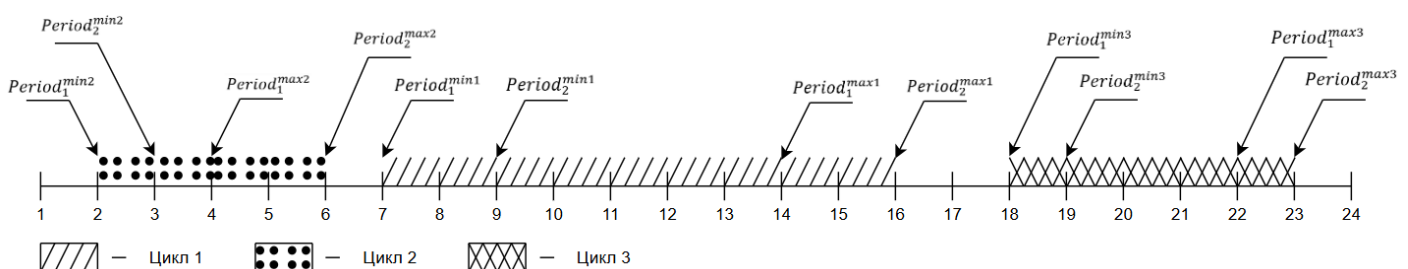
Таблиця 1

Ємність УЗЕ, МВт·год	LCOS, грн/МВт·год
1	2909,32
2	2227,13
3	1991,43
4	1873,58

Після формування циклу 1, алгоритм аналогічним методом проводить пошук циклу, що міг передувати циклу 1. Тобто проводиться пошук розрахункових періодів з мінімальними та максимальними цінами, різниця між якими перевищує LCOS, та які знаходяться перед циклом 1. Якщо всі умови виконуються, то формується другий цикл роботи УЗЕ (цикл 2).



Після пошуку циклу 2 аналогічно проводиться пошук третього можливого циклу роботи УЗЕ (цикл 3), який відбувається після циклу 1.



За результатами роботи алгоритму отримано перелік розрахункових періодів, в яких УЗЕ було б вигідно заряджатись/розряджатись (купувати/продавати електроенергію на РДН) з максимальною прибутковістю. Результати роботи алгоритму на прикладі лютого та липня 2025 року для УЗЕ ємністю 2 МВт·год наведені у Таблиці 2 та Таблиці 3 відповідно.

Таблиця 2

Дата	Година																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
01.02.2025	3798	2640	2428	2200	2200	2428	2800	4500	5100	5600	5600	4600	4300	3940	4320	4955	5500	8100	8500	8600	8300	8300	7100	5900
02.02.2025	4264	3800	3000	2390	2390	2600	3629	4000	4500	4000	3700	3490	3300	3900	4320	5100	5550	8800	8700	8922	8800	8900	8500	6700
03.02.2025	5180	4280	4264	3798	3798	4264	5180	6877	6900	6900	6900	5600	5600	5600	5600	5600	5600	9000	9000	8993	8700	8500	8100	6700
04.02.2025	3389	2480	2000	950	698	2640	3600	6100	6877	6878	6850	5600	5570	5567	5600	5600	5600	8950	9000	8950	8800	8290	8000	6200
05.02.2025	3868	2640	2480	2000	2000	2800	4280	5900	6875	6877	6735	5568	5023	5250	5550	5600	5600	8800	8920	8800	8500	8200	8300	6800
06.02.2025	3800	3389	2640	2480	2400	3500	4198	5800	6650	6600	5900	4800	4320	4800	5200	5550	5568	8300	8700	8700	8200	7780	7800	5600
07.02.2025	4100	3800	3000	2640	2480	2800	4280	5860	6873	6900	6877	5550	4850	4850	4980	5550	5600	8200	8600	8500	7800	7400	7600	6876
08.02.2025	4745	3868	2640	2640	2520	2640	2600	4000	5350	5860	5280	4250	3940	3939	4255	4980	5600	8700	8700	8300	7777	7450	7350	6876
09.02.2025	4745	3800	3868	2350	3868	4280	4100	4000	4680	4000	3088	2500	2500	2637	3050	4630	5550	8800	8990	8900	8588	8600	8988	6900
10.02.2025	4960	4280	2640	2480	2640	3868	5400	6900	6900	6900	5860	3940	3599	3600	4650	5550	5600	9000	9000	9000	9000	8988	7850	6845
11.02.2025	5400	4745	4000	3000	3868	4198	4200	6650	6900	6880	6649	4980	4300	4300	4700	5350	5600	9000	9000	8992	8950	8600	8150	6876
12.02.2025	5400	4745	4198	3868	3534	4500	4500	6700	6900	6700	5280	4255	2998	2998	4190	5250	5600	9000	9000	9000	9000	8947	8500	6900
13.02.2025	5545	4744	3868	3795	3868	5180	4745	6860	6877	6400	4390	2998	2700	2700	2998	4979	5600	9000	9000	9000	8950	8732	8500	6800
14.02.2025	5200	3868	3300	3100	3100	4744	4280	6650	6877	6874	6873	5567	4900	5250	5600	5600	5600	8994	9000	8950	8800	8600	8000	6845
15.02.2025	5000	4740	4278	3858	3858	4278	4280	4680	6173	6700	6700	5563	4950	4640	4950	5450	5600	8850	9000	8990	8700	8600	8000	6877
16.02.2025	5400	5180	4500	4250	4250	4740	4250	4480	5200	4680	3350	3150	2990	3000	3799	4949	5500	8850	9000	8950	8900	8700	8000	6845
17.02.2025	5180	4740	4250	3858	4239	5180	5400	6900	6900	6879	5860	4000	3950	3950	4650	5567	5600	9000	9000	9000	9000	9000	8200	6874
18.02.2025	5545	5400	5180	4500	4740	5400	5600	6900	6900	6900	6400	3820	3799	3820	4320	5600	5600	9000	9000	9000	9000	9000	8993	6900
19.02.2025	5600	5400	5180	4740	5180	5546	5600	6900	6900	6900	6900	5550	4640	5563	5600	5600	5600	9000	9000	9000	9000	9000	9000	6900
20.02.2025	5600	5400	5180	4740	5180	5500	5600	6900	6900	6900	6900	5600	5600	5600	5600	5600	5600	9000	9000	9000	9000	9000	9000	6900
21.02.2025	5544	4800	4500	4250	4500	5000	5544	6900	6900	6900	5820	4500	4320	4600	4250	5250	5600	9000	9000	9000	9000	8989	8800	6900
22.02.2025	5548	4740	4239	3800	3858	4239	4250	6200	6650	5860	4680	2678	2380	2499	3799	3970	5550	8990	9000	9000	9000	8991	8900	6900
23.02.2025	5546	4740	4000	3795	3795	3800	4200	5860	5379	4679	3799	3199	2000	2499	2678	3700	5450	8943	9000	9000	9000	9000	8800	6876
24.02.2025	4740	4210	4198	3800	3795	4210	5400	6900	6900	6900	4680	3700	2626	3700	3200	5250	5600	9000	9000	9000	9000	9000	9000	6900
25.02.2025	5600	5453	5446	5180	5200	5454	5600	6900	6900	6900	6200	4200	3950	3950	4650	5600	5600	9000	9000	9000	9000	9000	9000	6900
26.02.2025	5600	5448	4740	4210	4740	5400	5600	6900	6900	6900	6550	4450	3945	3945	4649	5600	5600	9000	9000	9000	9000	9000	9000	6900
27.02.2025	5500	4210	3865	3790	3865	4210	5500	6900	6900	6900	6390	3945	3750	3945	4450	5000	5600	9000	9000	9000	9000	8900	8700	6802
28.02.2025	5400	4210	3790	3785	3790	4740	5400	6900	6900	6900	6900	5600	4950	4950	5600	5600	5600	8800	9000	9000	8800	8696	8500	6850

\*зеленим кольором виділено оптимальні періоди для заряджання УЗЕ, а червоним кольором — розряджання УЗЕ.

Таблиця 3

Дата	Година																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
01.07.2025	5569	5568	5190	4888	4299	4888	5570	6872	6265	3817	2950	1950	1500	1762	3680	3840	3690	4950	7363	8880	9000	9000	9000	6887
02.07.2025	5050	4500	4488	3817	3780	3690	5591	6883	6850	4428	3689	3500	2983	2983	3450	3620	3690	5535	8500	8800	9000	9000	8888	6888
03.07.2025	5583	5281	4888	4488	3817	3817	5294	6880	5680	3620	2150	2040	948	1150	2150	2250	2400	4719	6900	8800	9000	9000	8890	6900
04.07.2025	5600	5579	4500	4999	4940	4488	5590	6892	6879	3888	2298	2550	1390	1410	2450	3500	3650	4115	8000	8500	9000	9000	8881	6893
05.07.2025	5600	5587	5485	5587	5103	4763	4444	5500	3850	3500	1820	2044	1410	1410	1410	3499	3690	3850	7187	8300	8800	8850	8850	6890
06.07.2025	5600	5600	4940	4940	4488	3850	3790	5400	3490	3278	1350	1350	1389	1389	1390	3650	3486	3803	8887	8800	8892	9000	8893	6881
07.07.2025	5600	5333	4940	4940	4888	4888	5592	6889	6878	4489	2638	1336	485	1336	3499	3025	3890	6170	4660	6500	9000	9000	8889	6886
08.07.2025	5600	5524	5510	5299	5299	5286	5588	6890	6851	6190	3499	1450	1175	1336	3803	3650	3890	5920	7233	8899	9000	9000	9000	6900
09.07.2025	5600	5585	5000	4940	4888	4793	5000	6880	6588	5621	3499	2900	1878	1878	3196	3310	3840	4850	5999	8300	8800	8800	8050	6870
10.07.2025	5000	4940	4419	4389	4394	4292	4800	5850	5542	5000	3850	3500	2059	2638	3050	2886	3384	4000	4741	6972	7500	7900	7500	5221
11.07.2025	5500	4940	4885	4660	4784	4845	5000	6000	5784	3000	2178	195	100	200	1178	1410	2555	4082	5327	6750	7500	7977	7080	6000
12.07.2025	5594	5600	5592	5590	5592	4799	4953	5000	4400	3000	1990	2920	1799	1820	2920	2920	2554	3450	4800	6250	7213	7500	7500	6894
13.07.2025	5600	5583	5587	5500	5585	5270	4648	4400	3480	2999	1150	3689	3689	3689	3689	2850	1378	2056	4000	6000	6500	7312	6500	6877
14.07.2025	5500	5000	5252	5054	5004	5023	5590	6889	6565	5570	3700	3000	2799	2799	3199	3820	4823	7500	8891	9000	9000	9000	6900	
15.07.2025	5590	5585	5470	5370	4965	4950	5126	6062	5890	5380	3840	3689	2500	3048	2990	2888	3944	5626	6799	7900	8850	9000	8887	6488
16.07.2025	5030	5140	4900	4546	4460	4208	4870	5456	5790	5585	3450	4191	4220	3850	3788	3900	5300	5625	6119	6999	8500	8875	7818	5030
17.07.2025	5030	4900	4950	4500	4500	3970	4955	5841	6024	5600	5001	4555	3970	3670	3183	3750	4345	4899	5030	6649	7570	8700	8444	6882
18.07.2025	5600	5590	5381	5189	5250	5300	5511	6887	6877	6852	6850	5540	5270	4083	3326	3375	3839	4960	6533	8850	8500	8889	8850	6788
19.07.2025	5600	5591	5587	5359	5400	5243	5180	5800	4388	3900	1666	998	798	550	502	798	1350	2500	4067	6100	6924	7800	7500	6500
20.07.2025	5400	5121	5030	4700	4870	4700	3970	3900	3499	2500	1128	978	300	100	100	299	500	1150	3970	6100	6661	8000	7800	6472
21.07.2025	5380	5560	5400	5030	5260	5585	5595	6893	6800	5888	4500	1750	1513	3850	3970</									

Далі на основі результатів роботи алгоритму було змодельовано результати арбітражної діяльності УЗЕ на РДН. В процесі моделювання було враховано наступні технічні показники УЗЕ:

- Зменшення ємності батареї внаслідок здійснення циклів заряд/розряд у розмірі 1,1% ємності за рік.
- «Календарна» втрата ємності батареї в розмірі 1% від ємності на рік (незалежно від режиму використання установки).
- Зменшення обсягу, доступного для продажу, через втрати на інверторі (ККД) у розмірі 10% від ємності для кожного циклу.
- Зменшення обсягу, доступного для продажу, через втрати на покриття власних потреб установки в розмірі 1% від потужності інвертора.
- Depth of Discharge - глибина розряду батареї, а саме частка повної ємності акумулятора, яку можна безпечно використати. Повний розряд пришвидшує деградацію ємності. Задля максимізації валового прибутку та зменшення терміну окупності в умовах високої імовірності пошкодження або знищення обладнання - для прогнозованого строку експлуатації у 10 років показник на рівні 98% є прийнятним.

Ці коефіцієнти в розрахунках впливають на обсяги продажу електроенергії на РДН і, як наслідок, на величину очікуваного прибутку у щоденному та річному розрізі, що позначилося на показниках окупності УЗЕ.

Разом з тим, враховано небаланси електричної енергії, які виникають в ході діяльності УЗЕ внаслідок різниці між обсягами фізичного відпуску/відбору електроенергії із мережі та обсягами купівлі/продажу електричної енергії на РДН.

Водночас, при моделюванні арбітражної діяльності УЗЕ на РДН, було враховано операційні витрати на сервісне обслуговування УЗЕ, а також супутні витрати, які виникають в результаті ведення діяльності на ринку електричної енергії, такі як:

- плата за послугу з передачі електричної енергії;
- плата за послугу з розподілу електричної енергії;
- оплата тарифу на здійснення операцій купівлі-продажу електроенергії на РДН;
- сплата внеску на регулювання.

В свою чергу нарахування плати за послуги з передачі та розподілу електричної енергії було розраховано двома способами:

- нарахування обсягу передачі та розподілу електричної енергії на величину абсолютної різниці (сальдо) відпуску і відбору електричної енергії до/з мережі, відповідно до чинних норм Кодексу системи передачі та Кодексу систем розподілу;

- нарахування обсягу передачі та розподілу електричної енергії на обсяги відбору електричної енергії з мережі, аналогічно до Споживача на ринку електроенергії.

## Результати моделювання арбітражу УЗЕ на РДН

За результатами моделювання арбітражної діяльності УЗЕ на РДН з урахуванням нарахування плати за послуги з передачі та розподілу електричної енергії на величину абсолютної різниці (сальдо) відпуску і відбору електричної енергії до/з мережі та інших витрат, було розраховано потенційні прибутки та терміни окупності УЗЕ при потужності 1 МВт та ємності в діапазоні від 1 МВт·год до 4 МВт·год.

В результатах спостерігається стійка тенденція до зменшення терміну окупності при збільшенні ємності установки до 3 МВт·год, що можна пояснити збільшенням розміру прибутку від арбітражу з одночасним зменшенням собівартості операції.

Водночас, при збільшенні ємності установки з 3 до 4 МВт·год термін окупності підвищується на 0,1 року, тобто майже не зазнає змін, що пояснюється тим, що економічна ефективність арбітражу на РДН знижується внаслідок зменшення кількості робочих циклів із забезпеченням економічно вигідної різниці середніх цін купівлі та продажу, що в свою чергу нівелює вплив збільшення прибутку на терміни окупності УЗЕ. Результати моделювання діяльності УЗЕ та терміни окупності наведені у Таблицях 4 - 7.

Таблиця 4

Кількість робочих годин та циклів на рік				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт *год	1	2	3	4
Робочі години	410	825	1195	1542
Робочі цикли	410	412,5	398,3	385,5

Таблиця 5

Середній прибуток на 1 годину, грн				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт *год	1	2	3	4
2025	6 245,31 €	6 238,07 €	6 190,33 €	6 026,13 €
2026	5 912,97 €	5 914,92 €	5 874,07 €	5 723,58 €
2027	5 783,25 €	5 797,03 €	5 761,39 €	5 617,31 €
2028	5 437,67 €	5 455,29 €	5 419,76 €	5 277,26 €
2029	5 166,10 €	5 193,12 €	5 164,56 €	5 035,17 €
2030	5 034,93 €	5 071,81 €	5 047,64 €	4 923,97 €
2031	4 760,88 €	4 802,14 €	4 778,94 €	4 657,74 €
2032	4 485,80 €	4 530,02 €	4 508,76 €	4 392,15 €
2033	4 357,33 €	4 414,49 €	4 400,44 €	4 294,96 €
2034	4 202,94 €	4 266,68 €	4 255,82 €	4 155,47 €

Таблиця 6

Прибуток на рік, грн				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт *год	1	2	3	4
2025	2 560 576,86 €	5 146 407,69 €	7 397 439,42 €	9 292 289,58 €
2026	2 424 318,21 €	4 879 811,40 €	7 019 514,90 €	8 825 754,07 €
2027	2 371 131,55 €	4 782 551,18 €	6 884 856,93 €	8 661 889,36 €
2028	2 229 443,55 €	4 500 614,35 €	6 476 616,01 €	8 137 531,25 €
2029	2 118 102,56 €	4 284 321,19 €	6 171 645,06 €	7 764 231,45 €
2030	2 064 322,17 €	4 184 242,20 €	6 031 930,99 €	7 592 759,59 €
2031	1 951 959,06 €	3 961 767,38 €	5 710 830,11 €	7 182 239,23 €
2032	1 839 179,26 €	3 737 267,04 €	5 387 968,70 €	6 772 693,49 €
2033	1 786 507,32 €	3 641 950,50 €	5 258 529,32 €	6 622 832,86 €
2034	1 723 207,29 €	3 520 008,10 €	5 085 706,14 €	6 407 730,88 €

Таблиця 7

Розрахунок окупності УЗЕ, років				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт *год	1	2	3	4
Вартість УЗЕ, грн	6 100 000,00 €	12 300 000,00 €	18 400 000,00 €	24 500 000,00 €
Вартість інвертора, грн	1 900 000,00 €	1 900 000,00 €	1 900 000,00 €	1 900 000,00 €
Вартість приєднання, грн	2 600 000,00 €	2 600 000,00 €	2 600 000,00 €	2 600 000,00 €
Загальна вартість, грн	10 600 000,00 €	16 800 000,00 €	22 900 000,00 €	29 000 000,00 €
Окупність, років	5,0	3,9	3,7	3,8

Не зважаючи на те, що середній прибуток на 1 МВт·год при ємності 4 МВт·год є нижчим, порівняно з варіантом 1 МВт·год, цей фактор компенсується зменшенням капітальних витрат на приєднання та інвертор у розрахунку на 1 МВт·год ємності УЗЕ. Результати порівняння показників УЗЕ різної ємності наведені у Таблиці 8.

Таблиця 8

Розрахунок окупності УЗЕ, років				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт *год	1	2	3	4
Середній прибуток за добу, грн	5 772,26 €	11 681,90 €	16 828,78 €	21 167,11 €
Середній прибуток на 1 МВт*год ємності за добу, грн	5 772,26 €	5 840,95 €	5 609,59 €	5 291,78 €
Різниця прибутку на 1 МВт*год ємності за добу, %		1,19%	-2,82%	-8,32%
Загальна вартість обладнання та приєднання на 1 МВт*год, грн	10 600 000,00 €	8 400 000,00 €	7 633 333,33 €	7 250 000,00 €
Різниця вартості на 1 МВт*год ємності, %		-20,75%	-27,99%	-31,60%

Таким чином, попри нижчий прибуток у перерахунку на 1 МВт·год, варіант із ємністю 3 МВт·год є фінансово вигіднішим завдяки скороченню витрат на обладнання. Однак варто зазначити, що варіант з ємністю 4 МВт·год забезпечує більший прибуток за співставного рівня окупності порівняно з варіантом із ємністю УЗЕ в 3 МВт·год.

Також варто зазначити, що за умови використання повної потужності інвертора для здійснення циклів – із збільшенням ємності зменшується показник C-rate (швидкість заряду/розряду батареї), що позитивно впливає на термін служби та ефективність роботи установки.

### Інвестиційні показники проекту

В свою чергу інвестиційні показники відображають, що проект на 1 МВт·год виглядає найменш привабливим, оскільки при збільшенні ємності спостерігається відчутне покращення інвестиційних показників.

Найкращі фінансові показники спостерігаються при збільшенні ємності УЗЕ, що дозволяє ефективніше використовувати потужність і збільшувати дохід.

Дисконтована окупність варіантів від 2 МВт·год – менше 5 років, що вважається дуже хорошим результатом для енергетичних проектів, NPV – додатній, IRR – перевищує ставку дисконтування і показує високий рівень, ROI – достатньо високий. Інвестиційні показники для різних конфігурацій ємності УЗЕ наведені у Таблиці 9.

Таблиця 9

Інвестиційні показники при різній ємності УЗЕ				
Ємність УЗЕ, МВт *год	1	2	3	4
ЕВІТДА	21 068 747,83 €	42 638 941,03 €	61 425 037,58 €	77 259 951,76 €
NPV, грн	2 797 682,02 €	10 278 891,88 €	16 094 457,14 €	20 038 609,49 €
IRR, %	16%	24%	26%	26%
ROI, %	99%	154%	168%	166%
Дисконтована окупність, роки	6,5	4,5	4,2	4,2

NPV (Net Present Value, чиста приведена вартість) – показує, яку суму прибутку проєкт принесе в сьогоднішніх грошах. Якщо  $NPV > 0$ , проєкт доцільний. Чим більший NPV – тим вигідніший проєкт.

IRR (Internal Rate of Return, внутрішня норма дохідності) – це така ставка дисконту, при якій  $NPV = 0$ .  $IRR > 10\%$  (вища за ставку дисконтування) означає доцільність інвестування.

ROI (Return on Investment, рентабельність інвестицій) – показує, який відсоток прибутку отримується з кожної вкладеної гривні.

Дисконтована окупність – це час, за який дисконтовані (приведені до теперішньої вартості) прибутки перекривають початкові інвестиції.

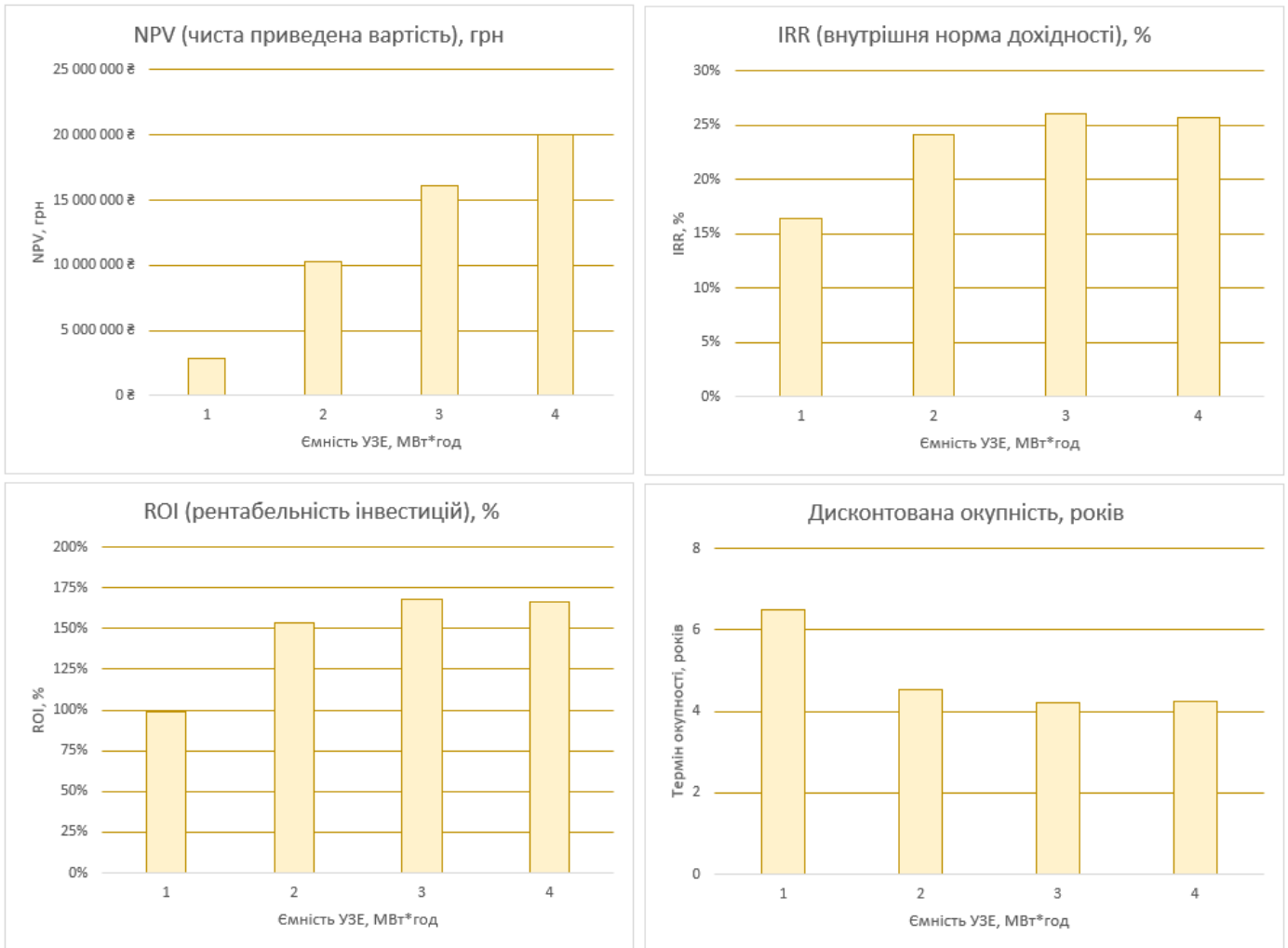


Рисунок 1 - Інвестиційні показники при різній ємності УЗЕ

Показники наведені на Рисунку 1 підтверджують високу фінансову привабливість інвестицій в УЗЕ при реалізації арбітражної стратегії на РДН.

При цьому, з урахуванням амортизації та зниження продуктивності УЗЕ, реальний термін повернення інвестицій може коливатися в залежності від фактичної роботи системи.

## 2.2 Моделювання сумісної діяльності УЗЕ та СЕС на РДН

### **Вхідні показники щодо вартості обладнання та інші характеристики:**

Вартість батареї: 6,1 млн грн за 1 МВт·год ємності.

Вартість інвертора: 1,9 млн грн за 1 МВт потужності.

Вартість приєднання: 2,6 млн грн за 1 МВт потужності.

Вартість СЕС (обладнання та монтажні роботи): 17,1 млн грн за 1 МВт потужності.

Сервісне обслуговування (СЕС та УЗЕ): 325 тис грн на рік.

Середній тариф на розподіл для 2 класу напруги (станом на кінець 2025 року): 2217,33 грн/МВт·год.

Тариф на послугу з передачі електричної енергії (станом на кінець 2025 року): 686,23 грн/МВт·год.

Тариф на здійснення операцій купівлі-продажу електроенергії на РДН та ВДР: 5,86 грн/МВт·год.

Ставка внеску на регулювання НКРЕКП:

1 кв. 2025 року – 0,054

2 кв. 2025 року – 0,024

3 кв. 2025 року – 0,034

4 кв. 2025 року – 0,061

Очікуваний термін експлуатації: 10 років.

Очікувана деградація ємності внаслідок експлуатації: 1,1% на рік.

Очікувана календарна деградація ємності: 1% на рік.

Втрати на власні потреби установки: 1% потужності інвертора.

DoD: 98%.

Втрати від циклу заряд-розряд (ККД): 10% обсягу кожного циклу.

Очікувана деградація сонячних панелей: 0,5% на рік.

Ставка дисконтування: 10%

### **Опис моделювання**

Для моделювання роботи діяльності УЗЕ на РДН, яка заряджається від власної СЕС, було взято різні комплектації УЗЕ з потужністю 1 МВт та ємністю від 1 до 4 МВт·год. Для заряджання УЗЕ використовується СЕС номінальною потужністю 3 МВт, що при середньорічному значенні сонячної інсоляції в Україні забезпечить 1 МВт фактичної потужності. Таким чином, при потужності УЗЕ в 1 МВт та ємності в 1 МВт·год заряджання УЗЕ від СЕС та операції з продажу електроенергії на РДН для розряджання в рамках одного циклу будуть здійснюватися протягом одного розрахункового періоду. У разі збільшення ємності УЗЕ до 2 МВт·год, то заряджання УЗЕ від СЕС та операції з продажу електроенергії на РДН для розряджання в рамках одного циклу будуть здійснюватися протягом двох розрахункових періодів. В свою чергу для 3 та 4 МВт·год ємності буде пропорційне збільшення кількості розрахункових періодів, протягом яких буде виконуватись заряджання/розряджання УЗЕ та операції з продажу електроенергії.

В якості вхідних даних для моделювання було використано погодинні ціни на РДН за 2025 рік. Періодами для заряджання УЗЕ від СЕС були обрані розрахункові періоди з максимальними значеннями середньорічного рівня генерації електричної енергії СЕС для кожного розрахункового періоду, а саме:

- 13й при ємності УЗЕ 1 МВт·год;
- 12й та 13й при ємності УЗЕ 2 МВт·год;
- 12-14й при ємності УЗЕ 3 МВт·год;
- 11-14й при ємності УЗЕ 4 МВт·год.

Періодами для розряджання УЗЕ та продажу електричної енергії на РДН були обрані розрахункові періоди з найвищою середньорічною ціною, що склалась за результатами торгів на РДН, а саме:

- 21й при ємності УЗЕ 1 МВт·год;
- 21й та 22й при ємності УЗЕ 2 МВт·год;
- 20-22й при ємності УЗЕ 3 МВт·год;
- 19-22й при ємності УЗЕ 4 МВт·год.

Для розрахунку було використано прогнозний та фактичний графік генерації СЕС в центральній Україні. У випадку коли згідно з прогнозним графіком генерації СЕС було недостатньо для заряджання УЗЕ – обсяг, якого не вистачало, закуповувався на РДН, а у випадку прогнозованого профіциту від генерації СЕС після заряджання УЗЕ надлишковий обсяг продавався на РДН. Далі згідно фактичного графіку генерації СЕС та обсягів купівлі/продажу електроенергії на РДН розраховувались обсяги електричної енергії для врегулювання небалансів. Для спрощення розрахунків прийнято, що всі заявки з купівлі/продажу електроенергії на РДН були повністю акцептовані.

Додатково процесі моделювання роботи СЕС та УЗЕ було враховано наступні технічні показники:

- Зменшення ємності батареї внаслідок здійснення циклів заряд/розряд у розмірі 1,1% ємності за рік.
- «Календарна» втрата ємності батареї в розмірі 1% від ємності на рік (незалежно від режиму використання установки).
- Зменшення обсягу, доступного для продажу, через втрати на інверторі (КПД) у розмірі 10% від ємності для кожного циклу.
- Зменшення обсягу, доступного для продажу, через втрати на покриття власних потреб установки в розмірі 1% потужності інвертора.
- Depth of Discharge - глибина розряду батареї, а саме частка повної ємності акумулятора, яку можна безпечно використати. Повний розряд пришвидшує деградацію ємності. Задля максимізації валового прибутку та зменшення терміну окупності в умовах високої імовірності пошкодження або знищення обладнання - для прогнозованого строку експлуатації у 10 років показник на рівні 98% є прийнятним.
- Щорічне зменшення встановленої потужності сонячних панелей внаслідок їх деградації на рівні 0,5% на рік.

Ці коефіцієнти в розрахунках впливають на обсяги продажу електроенергії на РДН і, як наслідок, на величину очікуваного прибутку у щоденному та річному розрізі, що позначилося на показниках окупності СЕС та УЗЕ.

Водночас, при моделюванні діяльності СЕС та УЗЕ на РДН, було враховано операційні витрати на їх сервісне обслуговування, а також супутні витрати, які виникають в результаті ведення діяльності на ринку електричної енергії, такі як:

- оплата послуг з передачі, розподілу електричної енергії та диспетчеризації;
- оплата тарифу на здійснення операцій купівлі-продажу електроенергії на РДН;
- сплата внеску на регулювання.

За результатами моделювання діяльності СЕС та УЗЕ на РДН з урахуванням вищезазначених витрат, було розраховано потенційні прибутки та терміни окупності СЕС потужністю 3 МВт з УЗЕ потужністю 1 МВт та ємністю в діапазоні від 1 МВт·год до 4 МВт·год. За результатами розрахунків значної зміни термінів окупності при зміні ємності УЗЕ не спостерігається, лише незначне зростання. Результати моделювання діяльності СЕС та УЗЕ та терміни окупності наведені у Таблицях 10 - 13.

Таблиця 10

Кількість робочих годин та циклів на рік				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт *год	1	2	3	4
Робочі години	365	730	1095	1460
Робочі цикли	365	365	365	365

Таблиця 11

Середній прибуток на 1 годину, грн				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт *год	1	2	3	4
2025	28 561,24 €	16 121,02 €	12 060,31 €	9 491,12 €
2026	28 343,87 €	15 940,85 €	11 868,74 €	9 313,30 €
2027	28 230,82 €	15 840,93 €	11 770,48 €	9 234,20 €
2028	27 993,99 €	15 600,95 €	11 547,35 €	9 046,06 €
2029	27 785,94 €	15 430,17 €	11 366,41 €	8 876,63 €
2030	27 695,43 €	15 361,92 €	11 299,61 €	8 823,86 €
2031	27 490,62 €	15 163,74 €	11 117,45 €	8 672,85 €
2032	27 234,20 €	14 941,09 €	10 890,33 €	8 462,13 €
2033	27 158,48 €	14 880,26 €	10 830,37 €	8 416,02 €
2034	27 065,45 €	14 795,01 €	10 751,63 €	8 353,87 €

Таблиця 12

Прибуток на рік, грн				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт *год	1	2	3	4
2025	10 424 852,74 €	11 768 343,78 €	13 206 039,62 €	13 857 034,27 €
2026	10 345 514,01 €	11 636 820,76 €	12 996 267,66 €	13 597 423,45 €
2027	10 304 247,98 €	11 563 882,27 €	12 888 671,55 €	13 481 928,57 €
2028	10 217 805,23 €	11 388 689,91 €	12 644 343,51 €	13 207 253,38 €
2029	10 141 868,35 €	11 264 023,10 €	12 446 215,02 €	12 959 876,60 €
2030	10 108 833,76 €	11 214 199,88 €	12 373 068,10 €	12 882 842,35 €
2031	10 034 074,82 €	11 069 526,63 €	12 173 605,53 €	12 662 354,41 €
2032	9 940 483,88 €	10 906 993,76 €	11 924 914,23 €	12 354 710,48 €
2033	9 912 846,62 €	10 862 589,49 €	11 859 260,36 €	12 287 388,90 €
2034	9 878 888,77 €	10 800 356,97 €	11 773 031,09 €	12 196 652,59 €

Таблиця 13

Розрахунок окупності УЗЕ та СЕС, років				
Потужність інвертора УЗЕ, МВт	1	1	1	1
Потужність СЕС, МВт	3	3	3	3
Ємність УЗЕ, МВт *год	1	2	3	4
Вартість УЗЕ, грн	6 100 000,00 €	12 300 000,00 €	18 400 000,00 €	24 500 000,00 €
Вартість СЕС, грн	51 300 000,00 €	51 300 000,00 €	51 300 000,00 €	51 300 000,00 €
Вартість інвертора УЗЕ, грн	1 900 000,00 €	1 900 000,00 €	1 900 000,00 €	1 900 000,00 €
Вартість приєднання, грн	7 800 000,00 €	7 800 000,00 €	7 800 000,00 €	7 800 000,00 €
Загальна вартість, грн	67 100 000,00 €	73 300 000,00 €	79 400 000,00 €	85 500 000,00 €
Окупність, років	6,6	6,5	6,4	6,6

Не зважаючи на те, що середній прибуток на 1 МВт·год при ємності 4 МВт·год є нижчим порівняно з варіантом 1 МВт·год, цей фактор компенсується зменшенням капітальних витрат на обладнання та приєднання у розрахунку на 1 МВт·год ємності УЗЕ. Таким чином збільшення ємності УЗЕ до 3 МВт·год знижує термін окупності СЕС та УЗЕ з 6,6 років до 6,4. В свою чергу при збільшенні ємності УЗЕ до 4 МВт·год окупність повертається до 6,6 років, що відповідає ємності 1 МВт·год.

Відповідно, можна стверджувати, що збільшення ємності УЗЕ не чинить значного впливу на окупність СЕС та УЗЕ – це викликано тим, що при сумісній роботі з СЕС, УЗЕ здійснює набагато менший обсяг відбору електричної енергії з мережі ніж обсяг відпуску. В свою чергу це збільшує вартість послуг з передачі та розподілу електричної енергії, оскільки плата за ці послуги нараховується на абсолютну різницю обсягів відпуску та відбору електричної енергії з мережі.

Результати порівняння показників СЕС в поєднанні з УЗЕ різної ємності наведені у Таблиці 14.

Таблиця 14

Порівняння показників УЗЕ в поєднанні з СЕС				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Потужність СЕС, МВт	3	3	3	3
Ємність, МВт * год	1	2	3	4
Середній прибуток за добу, грн	27 756,00 €	30 815,19 €	34 050,80 €	35 476,02 €
Середній прибуток на 1 МВт*год ємності за добу, грн	27 756,00 €	15 407,59 €	11 350,27 €	8 869,00 €
Різниця прибутку на 1 МВт*год ємності за добу, %		-44,49%	-59,11%	-68,05%
Загальна вартість обладнання та приєднання на 1 МВт*год, грн	67 100 000,00 €	36 650 000,00 €	26 466 666,67 €	21 375 000,00 €
Різниця вартості на 1 МВт*год ємності, %		-45,38%	-60,56%	-68,14%

Таким чином, з точки зору термінів окупності трохи більш привабливою є конфігурація СЕС в поєднанні з УЗЕ ємністю 3 МВт·год, що забезпечує більш оптимальне співвідношення абсолютної величини прибутку та терміну окупності.

### Інвестиційні показники проекту

Інвестиційні показники, наведені у Таблиці 16 та на Рисунку 2, відображають, що проект роботи СЕС в поєднанні з УЗЕ є інвестиційно непривабливим.

Таблиця 16

Інвестиційні показники при різній ємності УЗЕ				
Ємність УЗЕ, МВт * год	1	2	3	4
ЕВІТДА	101 309 416,16 €	112 475 426,55 €	124 285 416,67 €	129 487 465,00 €
NPV, грн	-4 549 611,70 €	-3 653 944,43 €	-2 243 149,03 €	-5 021 415,95 €
IRR, %	8%	9%	9%	9%
ROI, %	51%	53%	57%	51%
Дисконтована окупність, роки				

Хоча ЕВІТДА стабільно зростає зі збільшенням ємності УЗЕ, а показник ROI перевищує 50%, що виглядає привабливо на рівні загальної віддачі інвестицій, інвестиційна ефективність проекту оцінюється недостатньою. У всіх конфігураціях

NPV залишається від'ємним, що свідчить про нездатність проєкту генерувати дохідність, вищу за закладену ставку дисконту (10%).

Це підтверджується й показником IRR, який у всіх варіантах становить 8–9%. Оскільки внутрішня норма рентабельності не перевищує ставку дисконту, проєкт не створює доданої вартості в термінах дисконтованих грошових потоків, а отже – з інвестиційної точки зору залишається нижче цільового рівня дохідності.

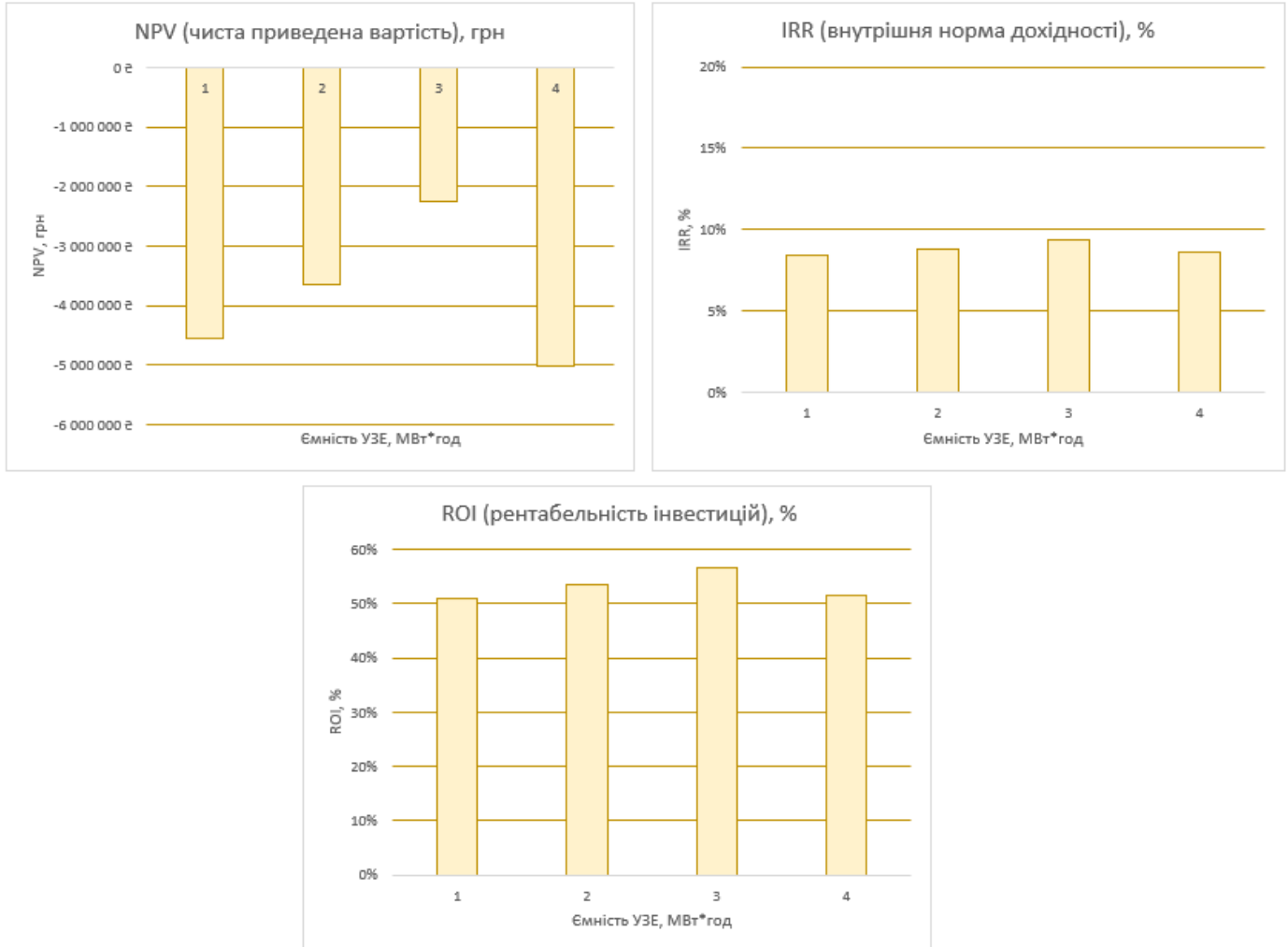


Рисунок 2 - Інвестиційні показники при різній ємності УЗЕ в поєднанні з СЕС

Водночас неможливо розрахувати дисконтовану окупність проєкту, оскільки накопичений дисконтований грошовий потік жодного разу не стає додатнім в межах горизонту планування, який становить 10 років і відповідає орієнтовному терміну експлуатації СЕС в поєднанні з УЗЕ.

### 2.3 Висновки

За результатами моделювання арбітражної діяльності УЗЕ на РДН та розрахунків інвестиційних показників явно прослідковується наявність ефекту масштабу при збільшенні ємності з 1 до 3 МВт·год. Зі зростанням ємності суттєво збільшується кількість робочих годин на рік (від 410 до 1195 год), що безпосередньо підвищує річний прибуток і покращує фінансові показники проекту. Середній прибуток на 1 годину роботи поступово зменшується із часом для всіх конфігурацій УЗЕ, незалежно від ємності, що викликано кумулятивним ефектом від деградації ємності УЗЕ.

Фінансові результати підтверджують економічну доцільність масштабування проекту до рівня 3 МВт·год: окупність скорочується з 5 років (1 МВт·год) до 3,7-3,8 років (3 та 4 МВт·год відповідно).

Аналогічна тенденція спостерігається і за показниками IRR, ROI та NPV – при ємності більше 3 МВт·год приріст економічної ефективності сповільнюється, що свідчить про досягнення точки насичення доходів від використання потужності 1 МВт. Це пояснюється тим, що додаткова ємність, понад 3 години тривалості роботи, вже не забезпечує пропорційного зростання кількості прибуткових годин або маржі.

Таким чином, з інвестиційної точки зору оптимальною конфігурацією є установка з ємністю близько 3 МВт·год при потужності 1 МВт, оскільки вона забезпечує найкраще співвідношення капітальних витрат та фінансової віддачі. Збільшення ємності до 4 МВт·год підвищує абсолютний прибуток, але майже не покращує відносні інвестиційні показники, що може бути доцільним лише за наявності стратегічних факторів (очікуване зростання інших сегментів ринку електроенергії, підвищення волатильності цін або потреба у додатковій гнучкості енергосистеми).

Водночас за результатами моделювання діяльності УЗЕ в поєднанні з СЕС та розрахунку інвестиційних показників при збільшенні ємності установки зберігання енергії від 1 до 4 МВт·год, наявне стабільне зростання абсолютних фінансових показників проекту. Зокрема, стійке зростання EBITDA та збільшення ROI при збільшенні ємності УЗЕ до 3 МВт·год.

Однак показники внутрішньої норми дохідності (IRR) становлять 8-9% та не перевищують ставку дисконтування — 10%, що разом з від'ємними показниками NPV свідчить про інвестиційну непривабливість такого проекту. Оскільки накопичений дисконтований грошовий потік жодного разу не стає додатнім в межах горизонту планування, який становить 10 років дисконтована окупність у такого проекту відсутня.

Таким чином, за поточних ринкових умов, найбільш економічно обґрунтованим напрямком діяльності УЗЕ є арбітражна діяльність на РДН зі співвідношенням потужності до ємності 1 до 3.

### Розділ 3. Арбітражна діяльність УЗЕ на РДН з урахуванням регуляторних ризиків

Водночас існують регуляторні ризики щодо зміни методології нарахування плати за послуги з передачі, розподілу електричної енергії та диспетчеризації для операторів УЗЕ. Таким чином нарахування обсягів надання послуг з передачі, розподілу та диспетчеризації буде проводитись виходячи з обсягів відбору електричної енергії УЗЕ з енергосистеми, на відміну від поточного методу заснованого на розрахунку абсолютної різниці обсягів відпуску та відбору електричної енергії за розрахунковий місяць.

Для оцінки впливу можливих регуляторних змін на фінансові результати арбітражної діяльності УЗЕ було проведено моделювання такої діяльності (опис моделювання наведено у п. 2.1) та розраховано потенційні прибутки та терміни окупності УЗЕ при потужності 1 МВт та ємності в діапазоні від 1 МВт·год до 4 МВт·год. Результати моделювання діяльності УЗЕ та терміни окупності наведені у Таблицях 17 – 20.

Таблиця 17

Кількість робочих годин та циклів на рік				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт *год	1	2	3	4
Робочі години	410	825	1195	1542
Робочі цикли	410	412,5	398,3	385,5

Таблиця 18

Середній прибуток на 1 годину, грн				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт *год	1	2	3	4
2025	3 629,72 ₴	3 622,48 ₴	3 574,74 ₴	3 410,54 ₴
2026	3 402,36 ₴	3 404,32 ₴	3 363,46 ₴	3 212,97 ₴
2027	3 374,63 ₴	3 388,41 ₴	3 352,76 ₴	3 208,69 ₴
2028	3 128,03 ₴	3 145,65 ₴	3 110,12 ₴	2 967,62 ₴
2029	2 949,45 ₴	2 976,46 ₴	2 947,90 ₴	2 818,52 ₴
2030	2 908,27 ₴	2 945,14 ₴	2 920,97 ₴	2 797,30 ₴
2031	2 721,20 ₴	2 762,46 ₴	2 739,26 ₴	2 618,06 ₴
2032	2 527,11 ₴	2 571,33 ₴	2 550,07 ₴	2 433,46 ₴
2033	2 479,63 ₴	2 536,78 ₴	2 522,74 ₴	2 417,26 ₴
2034	2 400,23 ₴	2 463,96 ₴	2 453,10 ₴	2 352,75 ₴

Таблиця 19

Прибуток на рік, грн				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт *год	1	2	3	4
2025	1 488 184,90 ₴	2 988 545,80 ₴	4 271 809,20 ₴	5 259 049,55 ₴
2026	1 394 969,51 ₴	2 808 560,94 ₴	4 019 339,97 ₴	4 954 398,69 ₴
2027	1 383 596,30 ₴	2 795 437,54 ₴	4 006 552,94 ₴	4 947 793,34 ₴
2028	1 282 491,94 ₴	2 595 162,90 ₴	3 716 598,47 ₴	4 576 069,31 ₴
2029	1 209 274,98 ₴	2 455 582,72 ₴	3 522 745,12 ₴	4 346 153,05 ₴
2030	1 192 388,79 ₴	2 429 742,11 ₴	3 490 564,20 ₴	4 313 439,42 ₴
2031	1 115 690,10 ₴	2 279 031,06 ₴	3 273 412,02 ₴	4 037 052,06 ₴
2032	1 036 115,09 ₴	2 121 345,23 ₴	3 047 330,48 ₴	3 752 388,73 ₴
2033	1 016 647,98 ₴	2 092 843,22 ₴	3 014 670,90 ₴	3 727 410,52 ₴
2034	984 093,08 ₴	2 032 766,12 ₴	2 931 458,69 ₴	3 627 940,47 ₴

Таблиця 20

Розрахунок окупності УЗЕ, років				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт *год	1	2	3	4
Вартість УЗЕ, грн	6 100 000,00 ₴	12 300 000,00 ₴	18 400 000,00 ₴	24 500 000,00 ₴
Вартість інвертора, грн	1 900 000,00 ₴	1 900 000,00 ₴	1 900 000,00 ₴	1 900 000,00 ₴
Вартість приєднання, грн	2 600 000,00 ₴	2 600 000,00 ₴	2 600 000,00 ₴	2 600 000,00 ₴
Загальна вартість, грн	10 600 000,00 ₴	16 800 000,00 ₴	22 900 000,00 ₴	29 000 000,00 ₴
Окупність, років	8,8	6,8	6,5	6,7

За результатами моделювання зберігається стійка тенденція до зменшення терміну окупності при збільшенні ємності установки до 3 МВт·год, що можна

пояснити збільшенням розміру прибутку від арбітражу з одночасним зменшенням собівартості операції.

Проте при збільшенні ємності установки з 3 до 4 МВт·год термін окупності підвищується на 0,2 року, тобто майже не зазнає змін, що пояснюється тим, що економічна ефективність арбітражу на РДН знижується внаслідок зменшення середньої різниці цін купівлі та продажу, що в свою чергу нівелює вплив збільшення прибутку на терміни окупності УЗЕ.

Внаслідок зміни методики нарахування плати за послуги з передачі та розподілу електричної енергії витрати на ці послуги зросли в понад 10 разів, що різко негативно вплинуло на показники окупності УЗЕ незалежно від комплектації. Але збережена динаміка зниження окупності при збільшенні ємності УЗЕ до 3 МВт·год аналогічно до результатів моделювання, наведеного у п.2.1.

Результати порівняння інших показників наведені у Таблиці 21.

Таблиця 21

Розрахунок окупності УЗЕ, років				
Потужність, МВт	1	1	1	1
Ємність, МВт*год	1	2	3	4
Середній прибуток за добу, грн	3 316,01 ₴	6 739,46 ₴	9 669,72 ₴	11 929,23 ₴
Середній прибуток на 1 МВт*год ємності за добу, грн	3 316,01 ₴	3 369,73 ₴	3 223,24 ₴	2 982,31 ₴
Різниця прибутку на 1 МВт*год ємності за добу, %		1,62%	-2,80%	-10,06%
Загальна вартість обладнання та приєднання на 1 МВт*год, грн	10 600 000,00 ₴	8 400 000,00 ₴	7 633 333,33 ₴	7 250 000,00 ₴
Різниця вартості на 1 МВт*год ємності, %		-20,75%	-27,99%	-31,60%

В свою чергу інвестиційні показники, наведені на Рисунку 3 та у Таблиці 22, відображають, що при нарахуванні плати за послуги з передачі та розподілу на обсяги відбору електроенергії з мережі діяльність з арбітражу УЗЕ на РДН стає інвестиційно неприваблива.

Таблиця 22

Інвестиційні показники при різній ємності УЗЕ				
Ємність УЗЕ, МВт*год	1	2	3	4
ЕБИТДА	12 103 452,67 ₴	24 599 017,64 ₴	35 294 481,99 ₴	43 541 695,14 ₴
NPV, грн	-2 888 375,40 ₴	-1 162 565,25 ₴	-478 320,09 ₴	-1 346 513,91 ₴
IRR, %	3%	8%	9%	9%
ROI, %	14%	46%	54%	50%
Дисконтована окупність, роки				

Не зважаючи на високі показники ЕБИТДА, які зростають разом зі збільшенням ємності УЗЕ, що свідчить про те, що УЗЕ генерує операційні прибутки, від'ємні значення NPV свідчать, що з урахуванням початкових інвестицій і ставки дисконту проект не окупає вартість вкладеного капіталу. В свою чергу, це підтверджується показником IRR, який менше ставки дисконтування (10%).

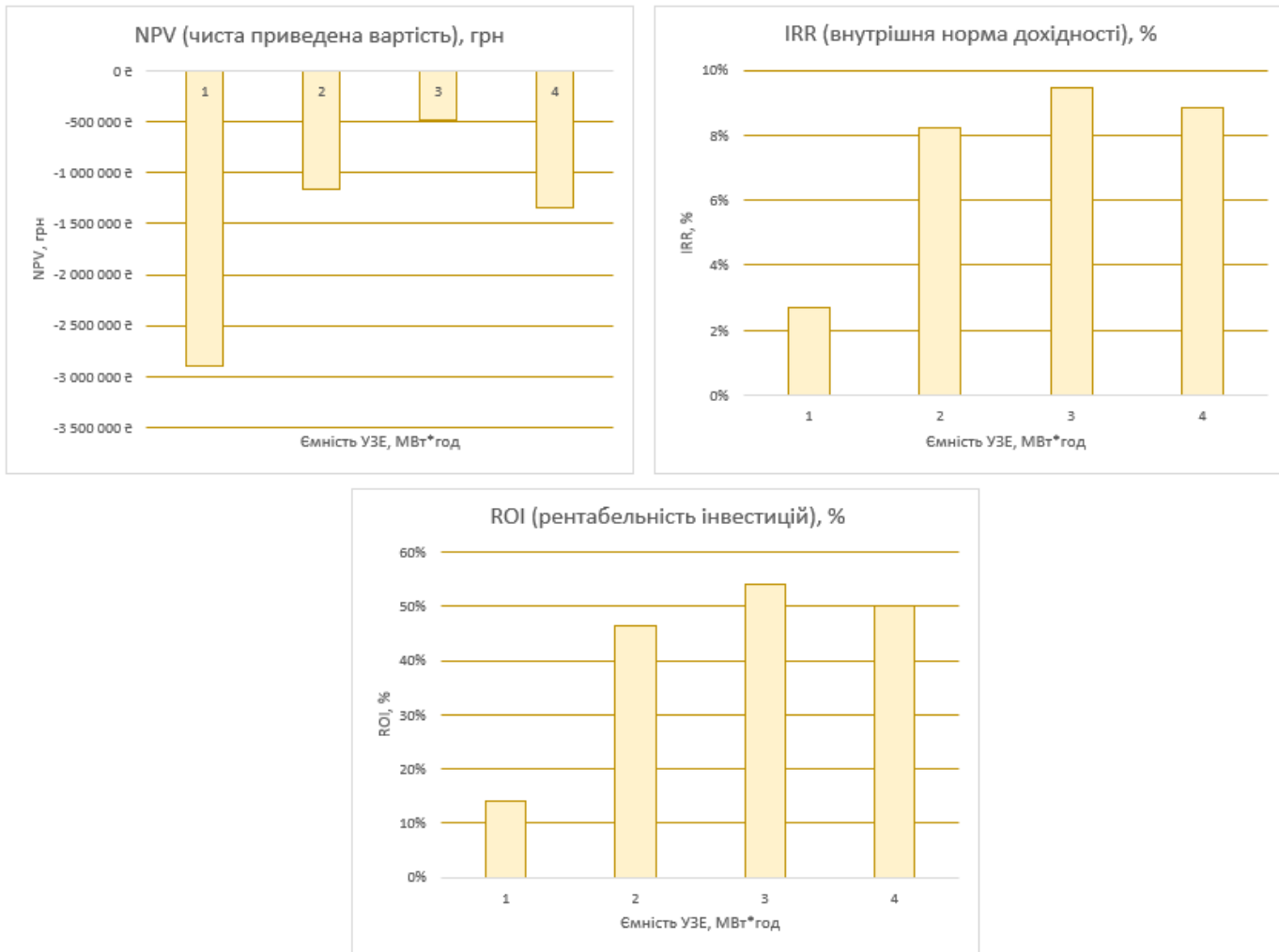


Рисунок 3 - Інвестиційні показники при різній ємності УЗЕ

Водночас, неможливо розрахувати дисконтовану окупність проєкту, оскільки накопичений дисконтований грошовий потік жодного разу не стає додатним в межах горизонту планування, який становить 10 років і відповідає орієнтовному терміну експлуатації УЗЕ.

За умови зміни методології нарахування плати за послуги з передачі та розподілу електричної енергії діяльність УЗЕ з арбітражу на РДН втрачає інвестиційну привабливість, окупність зростає до 6,5 – 8,8 років, а дисконтована окупність взагалі відсутня, через те, що накопичений дисконтований грошовий потік жодного разу не стає додатним. Показники NPV та IRR підтверджують, що за таких умов проєкт не окупає вартість вкладеного капіталу.

Таким чином, внаслідок зміни методології нарахування плати за послуги з передачі та розподілу електричної енергії, проєкти з встановлення УЗЕ з метою арбітражної діяльності ризикують стати інвестиційно непривабливими, що негативно вплине на стійкість енергосистеми України особливо на фоні постійних ракетно-дронових атак.

#### Розділ 4. Торговельні стратегії на РДН для арбітражної діяльності УЗЕ

Одним з важливих аспектів успішної арбітражної діяльності є торговельна стратегія подачі заявок на РДН. Торговельна стратегія має визначати оптимальні розрахункові періоди для купівлі/продажу електричної енергії та формувати умови визначення ціни заявки з купівлі/продажу електроенергії в залежності від технічних і економічних показників УЗЕ.

Для порівняння було обрано дві торговельні стратегії:

##### 1. Стратегія «попереднього дня».

Заявки на купівлю/продаж електричної енергії розміщуюся у розрахункові періоди, які мали мінімальну/максимальну ціну за результатами торгів попередньої доби постачання (Д-1) на РДН.

Ціна заявки на купівлю визначається, як:

$$P_{i,j}^{buy} = P_{i,j-1}^{DAM} \cdot k$$

де  $i$  – розрахункових період;

$j$  – доба постачання;

$P_{i,j-1}^{DAM}$  – ціна, що склалась за результатами торгів на РДН для розрахункового періоду доби постачання Д-1;

$k$  – коефіцієнт націнки для заявки, що становить 10%.

Ціна заявки на продаж визначається, як:

$$P_{i,j}^{sell} = P_{i,j}^{buy} + LCOS$$

де  $LCOS$  – мінімально допустимий спред для арбітражної діяльності УЗЕ, і розраховується як:

$$LCOS = \frac{CAPEX + PV(OPEX)}{PV(E_{delivered})}$$

де  $CAPEX$  – разова початкова інвестиція у будівництво УЗЕ, капітальні витрати, грн;

$PV(OPEX)$  – приведена (дисконтована) вартість операційних витрат, грн;

$PV(E_{delivered})$  – приведена (дисконтована) кількість електричної енергії, яку УЗЕ відпускає до мережі.

$$PV(OPEX) = \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}$$

де  $OPEX$  – операційні витрати, грн;

$r$  – річна ставка дисконтування, що становить 10%;

$T$  – очікуваний термін експлуатації, що становить 10 років;

$t$  – рік експлуатації.

$$PV(E_{delivered}) = \sum_{t=1}^T \frac{E_{delivered_t}}{(1+r)^t}$$

де  $E_{delivered}$  – кількість електричної енергії, яку УЗЕ відпускає в мережу за рік експлуатації:

$$E_{delivered} = E_{throughput} \cdot DoD \cdot (1 - \eta - k_{deg}^{cal} - k_{deg}^{exp})$$

де  $E_{throughput}$  – загальний обсяг електричної енергії, який УЗЕ може відпустити в мережу за рік при номінальній роботі, МВт·год;

$DoD$  – глибина розряду УЗЕ, %;

$\eta$  – втрати від циклу заряд-розряд, %;

$k_{deg}^{cal}$  – очікувана календарна деградація ємності, %;

$k_{deg}^{exp}$  – очікувана деградація ємності внаслідок експлуатації, %.

Водночас діє правило, що якщо  $P_{i,j}^{sell} > P_{i,j-1}^{DAM}$ , то заявка на продаж у даний розрахунковий період не розміщується і відповідна заявка на купівлю також видаляється.

Якщо заявка на РДН не була акцептована, то вважається, що неакцептований на РДН обсяг був куплений/проданий на ВДР за середньозваженою ціною для конкретного розрахункового періоду.

## 2. Стратегія «price caps».

Заявки на купівлю/продаж електричної енергії розміщуюся у розрахункові періоди, які мали мінімальну/максимальну ціну за результатами торгів попередньої доби постачання (Д-1) на РДН. Ціна заявки на купівлю визначається, як значення максимальної граничної ціни, яка діє на добу постачання Д на РДН. В свою чергу, ціна заявки на продаж визначається, як значення мініимальної граничної ціни, яка діє на добу постачання Д на РДН.

Якщо заявка на РДН не була акцептована, то вважається, що неакцептований на РДН обсяг був куплений/проданий на ВДР за середньозваженою ціною для конкретного розрахункового періоду.

Результати моделювання торгів на РДН/ВДР за описаними торговими стратегіями порівнюються з «ідеальним» сценарієм торгівлі на РДН, де завжди обираються розрахункові періоди з мінімальними/максимальними цінами для купівлі/продажу електричної енергії і заявки на РДН завжди акцептуються.

Результати порівняння торгових стратегій з ідеальним сценарієм торгів на РДН на прикладі УЗЕ потужністю 1 МВт та ємністю 2 МВт·год наведені у Таблиці 29.

Таблиця 29

Місяць	"Ідеальний" сценарій	Сценарій "попереднього дня"		Сценарій "price caps"	
	Прибуток, грн	Прибуток, грн	Відхилення від ідеального, %	Прибуток, грн	Відхилення від ідеального, %
Січень	289 387,97 ₴	260 325,33 ₴	-10,0%	259 472,83 ₴	-10,3%
Лютий	246 622,32 ₴	230 362,62 ₴	-6,6%	230 866,69 ₴	-6,4%
Березень	367 418,51 ₴	330 242,30 ₴	-10,1%	329 990,96 ₴	-10,2%
Квітень	411 992,38 ₴	393 837,04 ₴	-4,4%	390 806,54 ₴	-5,1%
Травень	403 385,28 ₴	328 981,72 ₴	-18,4%	327 580,60 ₴	-18,8%
Червень	405 626,77 ₴	372 492,08 ₴	-8,2%	371 034,02 ₴	-8,5%
Липень	316 919,38 ₴	288 927,15 ₴	-8,8%	288 783,74 ₴	-8,9%
Серпень	550 802,52 ₴	528 270,62 ₴	-4,1%	527 986,91 ₴	-4,1%
Вересень	481 390,83 ₴	465 957,21 ₴	-3,2%	466 860,94 ₴	-3,0%
Жовтень	623 966,96 ₴	535 187,47 ₴	-14,2%	533 815,70 ₴	-14,4%
Листопад	650 344,19 ₴	597 995,63 ₴	-8,0%	601 465,17 ₴	-7,5%
Грудень	435 229,33 ₴	424 154,85 ₴	-2,5%	423 916,56 ₴	-2,6%
<b>Разом за рік</b>	<b>5 183 086,43 ₴</b>	<b>4 756 734,02 ₴</b>	<b>-8,2%</b>	<b>4 752 580,65 ₴</b>	<b>-8,3%</b>

За результатами порівняння двох торгових стратегій з «ідеальним» сценарієм, можна побачити, що незалежно від вибору торговельної стратегії відхилення від «ідеального» варіанту буде майже ідентичним, як в помісячній перспективі так і в річній.

## Розділ 5. Висновки

Результати аналізу та моделювання діяльності УЗЕ на РДН підтверджують важливу роль таких систем у балансуванні енергосистеми України, особливо в умовах воєнних загроз, зростання частки ВДЕ та підвищеної волатильності цін на електроенергію. Проведені розрахунки демонструють економічну доцільність використання УЗЕ саме для арбітражної діяльності на РДН, що дає змогу ефективно використовувати різницю між мінімальними та максимальними цінами протягом доби.

За результатами моделювання встановлено, що найкращі фінансові показники демонструють системи зберігання ємністю 3 МВт·год при потужності 1 МВт, де спостерігається оптимальне співвідношення інвестицій та отриманого прибутку. У цьому діапазоні спрацьовує ефект масштабу: збільшення ємності призводить до зростання кількості робочих годин на рік та суттєвого скорочення термінів окупності – з близько 5 років (1 МВт·год) до приблизно 3,7–3,8 років. Подальше збільшення ємності до 4 МВт·год забезпечує вищий абсолютний прибуток, але майже не покращує відносних інвестиційних показників, вказуючи на наближення до точки економічного насичення.

Окреме моделювання враховувало регуляторні ризики – можливе нарахування вартості послуг з передачі та розподілу електричної енергії на обсяг відбору з мережі. У такому випадку економіка арбітражних УЗЕ суттєво погіршується: термін окупності зростає до 6,5–8,8 років, а дисконтована окупність відсутня. IRR стає нижчим за ставку дисконту, а NPV – від’ємним, що робить такі інвестиції недоцільними.

Моделювання сумісної роботи УЗЕ із СЕС показало, що хоча EBITDA та ROI зростають із більшою ємністю УЗЕ, проте проекти у такій конфігурації загалом залишаються інвестиційно непривабливими, оскільки NPV в усіх сценаріях є від’ємним, а IRR не перевищує ставку дисконту (10%). Причиною цього є високі капітальні витрати та погіршення маржинальності через те, що при сумісній роботі з СЕС УЗЕ здійснює набагато менший обсяг відбору електричної енергії з мережі ніж обсяг відпуску. В свою чергу це збільшує вартість послуг з передачі та розподілу електричної енергії, оскільки плата за ці послуги нараховується на абсолютну різницю обсягів відпуску та відбору електричної енергії з мережі.

Загалом дослідження підтверджує:

найбільш економічно обґрунтованим напрямком використання УЗЕ в Україні є арбітражна діяльність на РДН із конфігурацією 1 МВт потужності та 3 МВт·год ємності.

Інші сценарії або потребують значного покращення регуляторного середовища, або залишаються інвестиційно слабкими через довгі терміни окупності та високі ризики.