

ТЕРМІН ОКУПНОСТІ ГІБРИДНОЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ, ДО СКЛАДУ ЯКОЇ ВХОДИТЬ УСТАНОВКА ЗБЕРІГАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З РІЗНИМИ ТЕХНІЧНИМИ ПАРАМЕТРАМИ

Отримано 18 лип. 2023 р.; рекомендовано до публікації 04 серп. 2023 р.
Доступно онлайн 30 вер. 2023 р.

І. М. Буратинський

д-р філософії.

<https://orcid.org/0000-0003-2928-9621>

Автор для кореспонденції: Ігор Буратинський,
e-mail: buratynskyi@ienergy.kiev.ua

Інститут загальної енергетики НАН України,
м. Київ, Україна.

У статті описано сформовані режими спільної роботи сонячної електростанції та установки зберігання електроенергії, що забезпечують відпуск електричної енергії, виробленої на власних генерувальних електроустановках сонячної електростанції, безпосередньо в електроенергетичну систему, перенесення електричної енергії, в разі її надлишків при піковій інтенсивності сонячного випромінювання або при низькій ціні електричної енергії на ринку в періоді профіциту в енергосистемі, за допомогою заряджання та розряджання акумуляторних батарей, відбір додаткових обсягів електричної енергії з електроенергетичної системи для підвищення економічної ефективності використання доступної енергоємності акумуляторних батарей у періоді низької інтенсивності сонячного випромінювання. За результатами проведеної техніко-економічної оцінки визначено термін окупності інвестиційного проекту гібридної сонячної електростанції, який, виходячи зі сформованих режимів спільної роботи сонячної електростанції та установки зберігання електроенергії й цінових умов купівлі-продажу електричної енергії на ринку, становить 7–10 років залежно від комерційної енергоємності акумуляторних батарей.

Ключові слова: сонячна електростанція, установка зберігання електроенергії, термін окупності, математична модель, комерційна енергоємність, ринок, ціна електричної енергії.

THE PAYBACK PERIOD OF A HYBRID SOLAR POWER PLANT INCLUDING AN ENERGY STORAGE SYSTEM WITH VARIOUS TECHNICAL PARAMETERS

Received July 18, 2023; accepted Aug. 04, 2023

Available online Sept. 30, 2023

I. Buratynsky

PhD.

<https://orcid.org/0000-0003-2928-9621>

Author for correspondence: Igor Buratynsky,
e-mail: buratynskyi@ienergy.kiev.ua

General Energy Institute of National Academy of
Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine.

The article describes the established modes of joint operation of the solar power plant and an energy storage system, which ensure the release of electrical energy produced at the solar power plant's own generating facilities directly into the electrical power system, the transfer of electrical energy in the event of its excess at the peak intensity of solar radiation or at a low price of electrical on the energy market during periods of surplus in the power system by means of charging and discharging accumulator batteries, the selection of additional volumes of electrical from the electrical power system for increase the economic efficiency of using the available capacity of accumulator batteries during periods of low intensity of solar radiation. Based on the results of the technical and economic assessment the payback period of the investment project of the hybrid solar power plant were determined, which, based on the established modes of joint operation of the solar power plant and an energy storage system and the price conditions for buying and selling electricity on the energy market, is 7-10 years, depending from the commercial energy capacity of accumulator batteries.

Keywords: *solar power plant, energy storage system, payback period, mathematical model, commercial capacity, market, price of electricity.*

Перелік використаних позначень та скорочень

AC – Alternating Current – змінний струм

DC – Direct Current – постійний струм

АБ – акумуляторна батарея

е/е – електрична енергія

ЕЕС – електроенергетична система

ОЕС – об'єднана енергетична система

РДН – ринок «на добу наперед»

СЕС – сонячна електрична станція

УЗЕ – установка зберігання енергії

ФЕМ – фотоелектричний модуль

Вступ та постановка завдання. Проблемою функціонування потужних сонячних електростанцій (СЕС) в електроенергетичних системах (ЕЕС) є залежність їх потужності відпуску електричної енергії від мінливих погодних умов, зокрема інтенсивності сонячного випромінювання, що в полуденні години доби створює профіцит потужності та призводить до вимушених диспетчерських обмежень генерувальних потужностей в енергосистемі [1].

Відомим способом підвищення стабільності роботи потужних СЕС в енергосистемі є впровадження в їх структуру установки зберігання електроенергії (УЗЕ), яка шляхом заряджання та розряджання акумуляторних батарей (АБ) забезпечує стабілізацію потужності відпуску електричної енергії в ЕЕС та перенесення виробленої електричної енергії в часі. Однак номінальна енергоємність УЗЕ, що необхідна для забезпечення повної стабілізації роботи СЕС шляхом підтримки потужності відпуску електричної енергії в ЕЕС на заявленому рівні, призводить до зростання капіталовкладень [2].

Наступною проблемою впровадження УЗЕ до складу СЕС є визначення номінальної енергоємності та потужності АБ, необхідної для забезпечення повної стабілізації роботи СЕС. Наприклад, визначення номінальної енергоємності УЗЕ, яка входить до складу СЕС, за максимальними показниками, отриманими для доби з найбільшою сумарною інтенсивністю сонячного випромінювання протягом року, призводить до того, що для інших діб з нижчими обсягами виробництва електричної енергії відбувається неефективне використання всієї доступної енергоємності УЗЕ [2].

Від прийнятих технічних параметрів УЗЕ, яка входить до складу СЕС, залежить рентабельність інвестиційного проекту гібридної електростанції. Оскільки від номінальної енергоємності УЗЕ залежать обсяги електричної енергії, які відпускаються в ЕЕС безпосередньо або заряджаються в АБ з метою подальшого відпуску шляхом їх розряджання в інші години доби. Заряджання АБ електричною енергією, виробленою лише на власних генерувальних електроустановках СЕС, призводить до зростання середньозваженої собівартості зберігання електричної енергії та, відповідно, до нерентабельності таких інвестиційних проектів. Тому для підвищення економічної ефективності використання доступної енергоємності УЗЕ, зокрема в періоди низької інтенсивності

сонячного випромінювання, доцільно здійснювати закупівлю додаткових обсягів електричної енергії на ринку [3].

Метою цього дослідження є визначення терміну окупності гібридної СЕС, до складу якої входить УЗЕ з різними технічними параметрами, а саме номінальної енергоємністю та потужністю, виходячи з різних режимів їх спільної роботи та ціни купівлі-продажу електричної енергії на ринку.

Опис режимів роботи гібридної СЕС. У складі гібридної СЕС встановлено УЗЕ, що приєднана по стороні змінного струму (AC Coupled) та функціонує як її окремий елемент. Електрична схема спільного функціонування СЕС та УЗЕ, що забезпечує їх роботу в різних режимах, наведена на рис. 1. На рис. 1 використано такі позначення: Wh – реверсивний лічильник електричної енергії; KA – комутаційний апарат; ACKOE – автоматизована система комерційного обліку електроенергії; EMS – система управління потоками електроенергії; TC – понижувальний трансформатор струму.

Принцип спільної роботи СЕС та УЗЕ полягає у використанні комутаційних апаратів з можливістю автоматизованого управління через систему управління потоками електроенергії, що забезпечує оперативне перемикавання та зміну режиму роботи гібридної сонячної електростанції. Вимірювання потужності виробництва електричної енергії в режимі реального часу на власних генерувальних установках, на АБ та лініях відпуску електричної енергії в ЕЕС здійснюється за допомогою реверсивних лічильників електричної енергії, що об'єднуються в автоматизовану систему комерційного обліку електроенергії. Підключення реверсивних лічильників електричної енергії до збірних шин електроустановки здійснюється через понижувальні трансформатори струму. Передача інформації від лічильників до автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії забезпечується інформаційними лініями зв'язку, а видача команд із системи управління потоками електроенергії до комутаційних апаратів – лініями передачі сигналів керування.

Електрична схема спільної роботи СЕС та УЗЕ, зображена на рис. 1, дає змогу забезпечити відпуск електричної енергії, виробленої на власних генерувальних електроустановках СЕС безпосередньо в ЕЕС, перенесення

електричної енергії, в разі її надлишків при піковій інтенсивності сонячного випромінювання або при низькій ціні електричної енергії на ринку в періоди профіциту в енергосистемі, за допомогою заряджання та розряджання АБ, відбір додаткових обсягів електричної

енергії з ЕЕС для подальшого відпуску з метою підвищення економічної ефективності використання доступної енергоємності УЗЕ в періоди низької інтенсивності сонячного випромінювання.

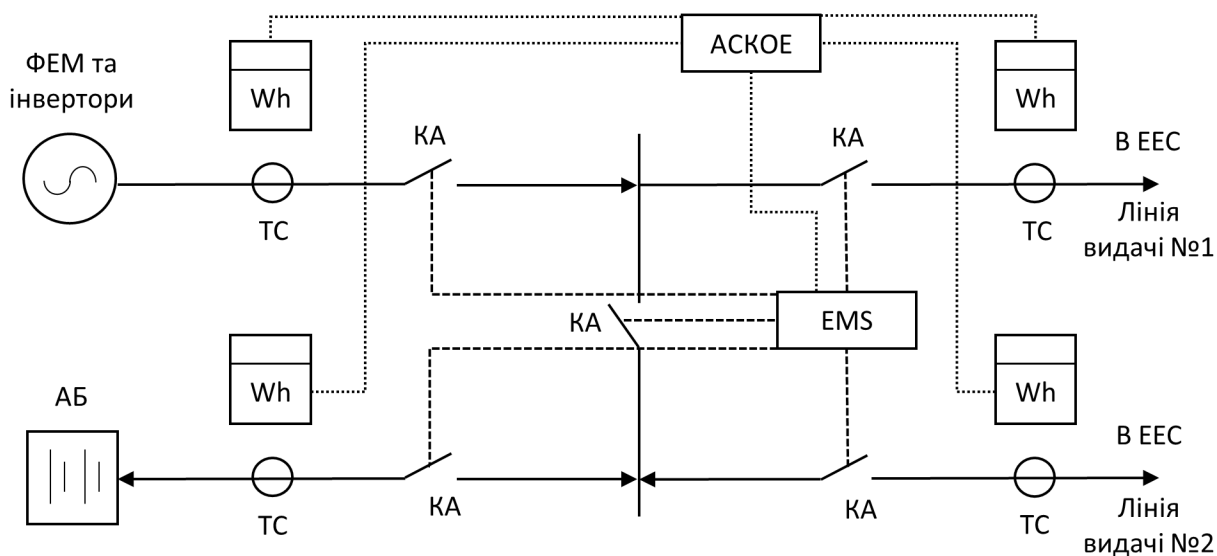


Рис. 1. Електрична схема спільної роботи СЕС та УЗЕ

Fig. 1. Electrical diagram of the joint operation of a PV-plant and BESS

Робота гібридної електростанції в режимі № 1 передбачає відпуск в ЕЕС обсягів електричної енергії, які є надлишковими та не поміщаються в АБ, наприклад, при застосуванні співвідношення встановленої потужності ФЕМ та інверторів (DC/AC ratio), яке вище, ніж це необхідно для компенсації технологічних втрат, що виникають при виробництві електричної енергії, або у випадку економічної доцільності перенесення електричної енергії з періодів профіциту та, відповідно, низьких цін на ринку в періоди дефіциту та високих цін на ринку. Якщо обсяги виробленої електричної енергії на СЕС є меншими за доступну до заряджання енергоємність УЗЕ, здебільшого у періоди низької інтенсивності сонячного випромінювання, всі вони накопичуються в АБ з метою подальшого розряджання у періоди дефіциту електричної енергії в енергосистемі. Відповідно до режиму № 1 відпуск електричної енергії в ЕЕС здійснюється по лінії видачі № 1.

У режимі № 2 здійснюється відпуск попередньо накопиченої електричної енергії з УЗЕ в ЕЕС. Якщо обсягів виробництва електричної енергії достатньо для повного заряджання АБ, то обсяги відпуску електричної енергії з УЗЕ в ЕЕС дорівнюють повній енергоємності розряджання, а в протилежному випадку – обсягам раніше виробленої електричної енергії на СЕС. Відповідно до режиму № 2 відпуск електричної енергії в ЕЕС здійснюється по лінії видачі № 2.

У разі економічної доцільності здійснення енергетичного арбітражу – купівлі електричної енергії на ринку в

період найнижчих цін (нічного провалу графіка електричного навантаження) та продажу в періоди найвищих цін (вечірнього піку споживання електроенергії в енергосистемі) – застосовується режим № 3. Робота гібридної електростанції в режимі № 3 передбачає, що незалежно від власних генерувальних електроустановок СЕС здійснюється заряджання та розряджання АБ шляхом відбору та відпуску електричної енергії з ЕЕС та в ЕЕС. Відповідно до режиму № 3 відпуск електричної енергії в ЕЕС, що виробляється на СЕС, здійснюється по лінії видачі № 1, а відпуск з УЗЕ в ЕЕС чи відбір із ЕЕС в УЗЕ – по лінії видачі № 2. При цьому в разі потреби забезпечується відпуск електричної енергії по двох лініях видачі електричної енергії в ЕЕС одночасно, тобто поєднання декількох режимів роботи гібридної сонячної електростанції.

Методика дослідження. Для проведення дослідження використано удосконалену методику визначення чистої приведеної вартості й терміну окупності проекту, що була наведена в дослідженні спільного функціонування гібридної СЕС та УЗЕ [3].

Термін окупності гібридної СЕС, до складу якої входить УЗЕ, визначається як відношення інвестиційних капіталовкладень (CAPEX) та операційних витрат (OPEX) до середньої величини грошового потоку, тобто як різниця між сумарними доходами та витратами для СЕС та УЗЕ протягом всього періоду комерційної експлуатації гібридної електростанції:

$$PP^{PV_BESS} = \frac{C^{PV} + C^{BESS} + \sum_{n=1}^N O_n^{BESS} + \sum_{n=1}^N O_n^{PV}}{\sum_{n=1}^N (D_n^{PV_BESS} - V_n^{PV_BESS}) / N}, \quad (1)$$

де PP^{PV_BESS} – термін окупності гібридної електростанції, роки; C^{PV} – інвестиційні капіталовкладення для СЕС, дол. США; C^{BESS} – інвестиційні капіталовкладення для УЗЕ, дол. США; O_n^{PV} – операційні витрати для СЕС у році n , дол. США; O_n^{BESS} – операційні витрати для УЗЕ в році n , дол. США; $D_n^{PV_BESS}$ – сумарний дохід гібридної електростанції в році n , дол. США; $V_n^{PV_BESS}$ – сумарні витрати гі-

бридної електростанції в році n , дол. США; N – період комерційної експлуатації гібридної електростанції, роки.

Чиста приведена вартість визначається як різниця між сумою інвестиційних капіталовкладень, операційних витрат і грошового потоку протягом всього періоду комерційної експлуатації гібридної електростанції з урахуванням дисконтування:

$$NPV = C^{PV} + C^{BESS} + \frac{\sum_{n=1}^N (O_n^{PV} + O_n^{BESS})}{(1+r)^{n-1}} - \frac{\sum_{n=1}^N (D_n^{PV_BESS} - V_n^{PV_BESS})}{(1+r)^{n-1}}, \quad (2)$$

де NPV – чиста приведена вартість, дол. США; r – ставка дисконтування, яка визначається через середньозважену вартість капіталу ($WACC$), %.

Інвестиційні капіталовкладення ($CAPEX$) та операційні витрати протягом всього періоду комерційної експлуатації гібридної електростанції ($OPEX$) визначаються, виходячи з установленної потужності постійного струму ФЕМ (DC) та змінного струму інверторного обладнання (AC) для СЕС, номінальної енергоємності та номінальної потужності для УЗЕ.

Сумарні витрати визначаються через суму витрат на повернення відсотків за залучення кредитних коштів, витрат на обслуговування та технічну експлуатацію ($O\&M$) з окремим розподілом витрат на обладнання постій-

ного струму (DC), що залежить від встановленої потужності ФЕМ та змінного струму (AC), що залежить від встановленої потужності інверторів для СЕС, номінальної енергоємності та номінальної потужності для УЗЕ.

Сумарні доходи, отримані протягом року для гібридної електростанції, що здійснює діяльність на ринку електричної енергії, визначаються для кожної окремої доби як сума добутку обсягів електричної енергії, що відпускаються в ЕЕС, та ціни продажу цих обсягів електричної енергії на ринку окремо для кожного з режимів роботи гібридної електростанції. Для енергетичного арбітражу прибуток визначається як різниця між добутком обсягів та ціни купівлі електричної енергії, що відбирається ЕЕС, та обсягами й ціною продажу електричної енергії, що відпускається в ЕЕС:

$$D_n^{PV_BESS} = \sum_{d=1}^D \left[W_d^1 \times P^1 + W_d^2 \times P^2 + (W_d^{BUY} \times P^{BUY} - W_d^{SALE} \times P^{SALE}) \right], \quad (3)$$

де D – кількість діб у році n , шт.; W_d^1 – обсяги відпуску електричної енергії згідно з режимом № 1 для доби d , МВт-год; P^1 – ціна продажу електричної енергії згідно з режимом № 1, дол./МВт-год; W_d^2 – обсяги відпуску електричної енергії згідно з режимом № 2 для доби d , МВт-год; P^2 – ціна продажу електричної енергії згідно з режимом № 2, дол./МВт-год; W_d^{BUY} – обсяги відбору електричної енергії згідно з режимом № 3 для доби d , МВт-год; P^{BUY} – ціна купівлі електричної енергії згідно з режимом № 3, дол./МВт-год; W_d^{SALE} – обсяги відпуску

електричної енергії згідно з режимом № 3 для доби d , МВт-год; P^{SALE} – ціна продажу електричної енергії згідно з режимом № 3, дол./МВт-год.

Обсяги відпуску електричної енергії згідно з режимом № 1, що вироблена на власних генерувальних електроустановках та відпускається в ЕЕС безпосередньо, визначаються з різниці між обсягами виробництва шляхом перетворення електричної енергії постійного струму ФЕМ на змінний струм на інверторах та комерційною енергоємністю УЗЕ, доступною до заряджання:

$$W_d^1 = \begin{cases} 0, & W^{BESS} - W_d^{PV} \geq 0 \\ W_d^{PV} - W^{BESS}, & W^{BESS} - W_d^{PV} < 0 \end{cases}, \quad (4)$$

де W^{BESS} – комерційна енергоємність УЗЕ, МВт-год; W_d^{PV} – обсяги виробництва електричної енергії на власних генерувальних електроустановках СЕС для доби d , МВт-год.

Обсяги відпуску електричної енергії згідно з режимом № 2 визначаються з обсягів електричної енергії,

виробленої на власних генерувальних електроустановках, якщо обсяги електричної енергії, виробленої на СЕС за добу, є меншими за комерційну енергоємність УЗЕ, або в протилежному випадку – з величини комерційної енергоємності УЗЕ з урахуванням ефективності перетворення АБ:

$$W_d^2 = \begin{cases} W_d^{PV} \times \eta^{RTE}, & W^{BESS} - W_d^{PV} \geq 0 \\ W^{BESS} \times \eta^{RTE}, & W^{BESS} - W_d^{PV} < 0 \end{cases} \quad (5)$$

де η^{RTE} – ефективність перетворення АБ, частка.

Обсяги відбору електричної енергії згідно з режимом № 3 для кожної доби протягом року визначаються як

різниця між комерційною енергоємністю УЗЕ та обсягами відпуску електричної енергії згідно з режимом № 2 з урахуванням ефективності перетворення АБ:

$$W_d^{BUY} = \begin{cases} 0, & W^{BESS} - W_d^2 / \eta^{RTE} \leq 0 \\ W^{BESS} - W_d^2 / \eta^{RTE}, & W^{BESS} - W_d^2 / \eta^{RTE} > 0 \end{cases} \quad (6)$$

Обсяги відпуску електричної енергії згідно з режимом № 3 визначаються з обсягів відбору електричної енергії згідно з режимом № 3 і втрат при перетворенні на АБ:

$$W_d^{SALE} = W_d^{BUY} \times \eta^{RTE}. \quad (7)$$

Вхідні дані для моделювання. Для проведення моделювання використано умовну СЕС, що функціонує в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України, з установленою потужністю інверторного обладнання по стороні змінного струму (АС) на рівні 10 МВт та встановленою потужністю по стороні постійного струму (DC) на рівні 12,5 МВт (зі стандартним співвідношенням DC/AC ratio 1,25).

Для визначення обсягів виробництва електричної енергії протягом року було використано фактичні дані щодо роботи СЕС в ОЕС України за 2020 рік [4]. Визначення питомих показників обсягів виробництва електричної енергії протягом року на одиницю встановленої потужності СЕС здійснювалось з використанням даних по сумарній встановленій потужності СЕС в ОЕС України за 2020 рік

[5]. На основі вхідних даних було визначено коефіцієнт використання встановленої потужності СЕС в ОЕС України протягом 2020 року на рівні 12,47 %. Варто зауважити, що протягом 2020 року сумарна встановлена потужність СЕС в ОЕС України збільшилась на 41,4 %, з 3,79 до 5,36 ГВт, що свідчить про стрімке зростання встановлених потужностей у цьому році. Запропонований підхід щодо визначення обсягів виробництва електричної енергії забезпечує врахування технічних особливостей СЕС, що працюють в ОЕС України, та дає змогу отримувати результати, які є найбільш універсальними для проведення техніко-економічної оцінки функціонування СЕС.

Вхідні технічні та економічні параметри для дослідження наведено у табл. 1.

Таблиця 1. Вхідні технічні та економічні параметри для дослідження

Table 1. Input technical and economic parameters for research

№	Найменування	Одиниці	Значення
1	Загальні параметри для СЕС та УЗЕ		
1.1	Термін комерційної експлуатації	роки	25,0
1.2	Термін будівництва	роки	2,0
1.3	Термін повернення кредитних коштів	роки	4,0
1.4	Частка власних / кредитних коштів	%	30,0/70,0
1.5	Облікова ставка (НБУ)	%	9,0
1.6	Ставка податку на прибуток	%	18,0
1.7	Вартість власного капіталу	%	12,0
1.8	Курс гривні до долара США	грн/дол.	36,6
2	Параметри для СЕС		
2.1	Питомі капіталовкладення (CAPEX) у АС обладнання	дол./кВт (АС)	215,0
2.2	Питомі капіталовкладення (CAPEX) у DC обладнання	дол./кВт (DC)	534,0
2.3	Витрати на O&M для АС обладнання за рік	дол./кВт (АС)	3,3

2.4	Витрати на O&M для DC обладнання за рік	дол./кВт (DC)	7,6
2.5	Частка витрат на будівництво від CAPEX	%	14,0
2.6	Щорічний коефіцієнт деградації ФЕМ	%	0,7
3	Параметри для УЗЕ		
3.1	Ефективність перетворення АБ	%	98,0
3.2	Глибина можливого розрядження АБ	%	80,0
3.3	Питомі капіталовкладення (CAPEX) у потужність	дол./кВт	66,0
3.4	Питомі капіталовкладення (CAPEX) в енергоємність	дол./кВт-год	231,0
3.5	Питомі витрати на EPC залежно від потужності	дол./кВт	21,0
3.6	Витрати на O&M для AC обладнання за рік	дол./кВт	1,1
3.7	Витрати на O&M для DC обладнання за рік	дол./кВт-год	3,7
3.8	Витрати на оновлення АБ від CAPEX в енергоємність	%	4,0

Для формування вхідних техніко-економічних показників було прийнято чотиригодинну УЗЕ, що відповідає найрозповсюдженішим проектам [6]. Термін експлуатації літій-іонних АБ залежить від режиму використання УЗЕ, особливостей технології та становить в середньому близько 10 років. При цьому стандартний термін експлуатації генерувального обладнання СЕС становить 25 років. Тому для забезпечення функціонування СЕС та УЗЕ відповідно до досліджуваних режимів та підтримки відпуску електричної енергії в ЕЕС на заявленому рівні протягом всього періоду комерційної експлуатації гібридної електростанції в дослідженні враховано збільшення щорічних витрат на оновлення АБ замість стандартного рівня – 1,2 % до 4 %. Витрати CAPEX та OPEX використовувались із дослідження середньозваженої собівартості виробництва електроенергії для СЕС та УЗЕ до 2050 року [7].

Слід зауважити, що з кожним наступним роком обсяги виробництва електричної енергії на СЕС зменшуються через деградацію ФЕМ. Тому для забезпечення обсягів відпуску електричної енергії в ЕЕС на заявленому рівні протягом всього періоду комерційної експлуатації гібридної електростанції щорічно збільшувались обсяги закупівлі електричної енергії на ринку відповідно до величини, що втрачається через деградацію ФЕМ.

Вхідні дані по ринкових умовах. На рис. 2 наведено добовий графік за середньозваженими річними даними ціни купівлі-продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» (РДН) в ОЕС України та Польщі за даними АТ «Оператор ринку» та цінові обмеження, які діяли у 2022 році та які введені у червні 2023 року [8–11].

Як видно з рис. 2, крива середньозваженої ціни купівлі-продажу електричної енергії на РДН в ОЕС України схожа з кривою цінових обмежень, які діяли протягом 2022

року та були встановлені через відповідні обмеження подачі заявок учасниками торгів ринку РДН в ОЕС України, не вище ніж 2000 грн/МВт год та не нижче ніж 1378,97 грн/МВт год для годин мінімального навантаження (з 00:00 до 07:00 та з 23:00 до 24:00), і не вище ніж 4000 грн/МВт год та не нижче ніж 2646,25 грн/МВт год для годин максимального навантаження (з 07:00 до 23:00) [8–10].

Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 27.06.2023 № 1126 [11] на РДН встановлено максимальні граничні ціни з 00:00 до 07:00 та з 23:00 до 24:00 на рівні 3000 грн/МВт год; з 07:00 до 19:00 – 5600 грн/МВт год; з 19:00 до 23:00 – 7200,00 грн/МВт год. Рівень прийнятих граничних цін на РДН, які діятимуть з 30 червня 2023 року за відповідних умов в енергосистемі, зокрема дефіциту генерувальних потужностей у години пікового навантаження, призведуть до подальшого зростання ціни електричної енергії на РДН на торговому майданчику ОЕС України.

Згідно з публічною інформацією АТ «Оператор ринку» [12] протягом 2022 року для окремих годин у періоди дефіциту досить часто спостерігалось те, що ціна купівлі-продажу електричної енергії на РДН в ОЕС України збігалася з діючими обмеженнями щодо подання заявок. Тому використання ціни купівлі-продажу електричної енергії за фактичними даними роботи РДН на торговому майданчику ОЕС України протягом 2022 року не відображає реальної ситуації щодо попиту та пропозиції, що практично обмежує здійснення енергетичного арбітражу з використанням УЗЕ, зокрема з купівлею електричної енергії в період найнижчих цін (нічного провалу графіка електричного навантаження) та продажу в період найвищих цін (вечірнього піку споживання електроенергії в енергосистемі).

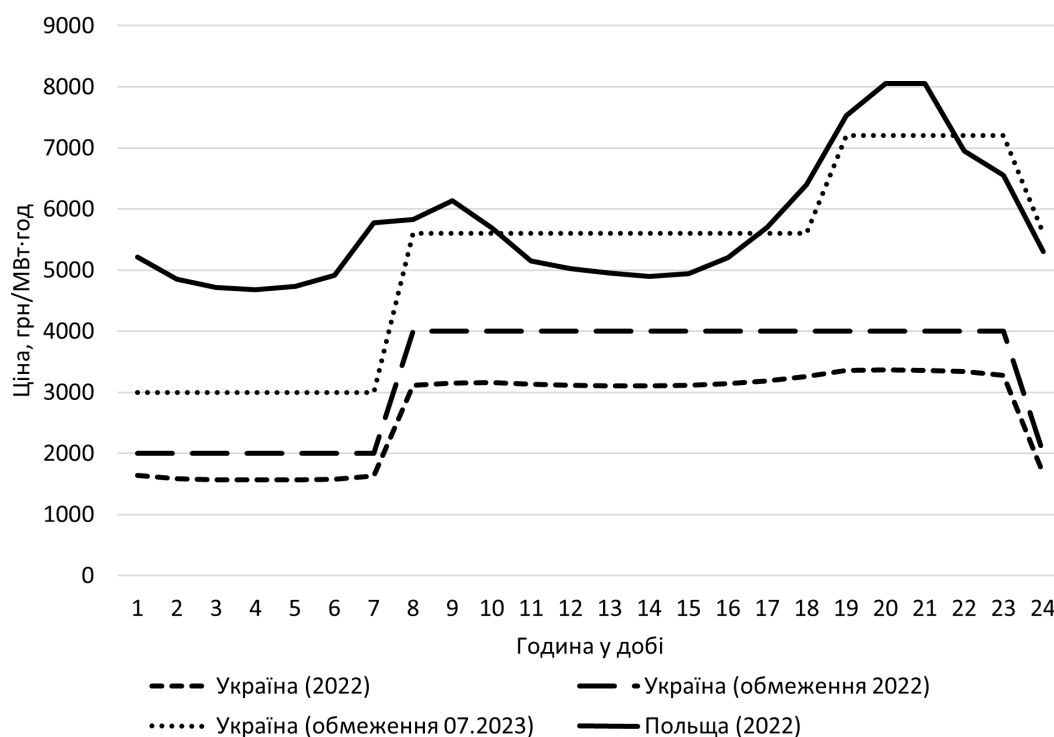


Рис. 2. Середньозважена ціна електроенергії на РДН за 2022 рік

Fig. 2. The weighted average price of electricity on the day ahead market for 2022

Як видно з рис. 2, крива середньозваженої ціни купівлі-продажу електричної енергії на РДН у Польщі є схожою до типової кривої графіка електричного навантаження в енергосистемі, з характерними ранковими та вечірніми піками споживання електричної енергії. Тому для проведення моделювання було використано середньозважену ціну купівлі-продажу електричної енергії на РДН у Польщі за 2022 рік. Отже, при моделюванні було прийнято ціну продажу електричної енергії в разі відпуску її з власних генерувальних електроустановок СЕС в ЕЕС за середнім арифметичним значенням для 4 годин у період пікової інтенсивності сонячного випромінювання з 10:00 до 14:00 на рівні 142,18 дол./МВт год; у разі відпуску виробленої електричної енергії шляхом добового заряджання та розряджання УЗЕ в час вечірнього піку споживання з 19:00 до 23:00 – 208,93 дол./МВт год; для енергетичного арбітражу при купівлі електричної енергії в час нічного провалу з 2:00 до 6:00 – 129,67 дол./МВт год та продажу в час вечірнього піку споживання – 208,93 дол./МВт год, тобто прибуток у такому разі становить 79,27 дол./МВт год.

Також слід зазначити, що при прогнозуванні ціни електричної енергії на довготермінову перспективу (виходя-

чи з терміну комерційної експлуатації гібридної електростанції на рівні 25 років) було прийнято щорічне зростання середньозваженої ціни купівлі-продажу електричної енергії на 4 % відносно минулого року.

Результати техніко-економічної оцінки. При моделюванні було прийнято, що протягом однієї доби УЗЕ здійснює один повний цикл заряджання та розряджання АБ із повним використанням доступної енергоемності. Для кожної окремої доби протягом року визначались обсяги електричної енергії, яка виробляється на власних генерувальних електроустановках СЕС та відпускається в ЕЕС безпосередньо, яка заряджається в АБ для перенесення її в часі з метою продажу в періоди найвищих цін на ринку електричної енергії, яка додатково відбирається з ЕЕС для дозаряджання АБ з метою підвищення економічної ефективності використання вільної енергоемності АБ.

Результати техніко-економічної оцінки, отримані за результатами моделювання для варіантів дослідження при незмінній встановленій потужності змінного (AC) на рівні 10 МВт та постійного струму (DC) на рівні 12,5 МВт для СЕС та різними технічними параметрами УЗЕ, а саме номінальною енергоемністю та потужністю, наведено у табл. 2.

Таблиця 2. Результати техніко-економічної оцінки

Table 2. The results of the technical and economic assessment

№	Найменування	Варіант дослідження			
1	Комерційна енергоемність УЗЕ, МВт-год	2,0	4,0	8,0	16,0
2	Номінальна енергоемність УЗЕ, МВт-год	2,6	5,1	10,2	20,4

3	Номінальна потужність УЗЕ, МВт	0,5	2,0	4,0	8,0
4	Обсяги виробництва е/е на СЕС за рік, МВт·год	10 921,6	10 921,6	10 921,6	10 921,6
5	Обсяги відпуску е/е з СЕС безпосередньо за рік, МВт·год	10 189,7	9476,4	8150,1	5831,0
6	Обсяги заряджання АБ е/е з СЕС за рік, МВт·год	731,9	1445,2	2771,6	5090,6
7	Обсяги розряджання АБ е/е з СЕС за рік, МВт·год	717,3	1416,3	2716,1	4988,8
8	Обсяги відбору е/е з ЕЕС за рік, МВт·год	0,1	18,8	156,4	765,4
9	Обсяги відпуску е/е в ЕЕС за рік, МВт·год	0,1	18,4	153,3	750,0
10	Сумарні обсяги відпуску е/е в ЕЕС за рік, МВт·год	10 907,1	10 911,1	11 019,5	11 569,9
11	Інвестиційні капіталовкладення у СЕС, тис. дол.	10 060,5	10 060,5	10 060,5	10 060,5
12	Сумарні витрати на СЕС (для 25 років), тис. дол.	14 913,2	14 913,2	14 913,2	14 913,2
13	Інвестиційні капіталовкладення в УЗЕ, тис. дол.	632,8	1265,6	2531,1	5062,3
14	Сумарні витрати на УЗЕ (для 25 років), тис. дол.	1575,7	3151,5	6303,0	12 605,9
15	Сумарні витрати на СЕС та УЗЕ (для 25 років), тис. дол.	16 488,9	18 064,6	21 216,1	27 519,1
16	Середній грошовий потік за рік, тис. дол.	2407,0	2441,2	2512,9	2667,1
17	Чиста приведена вартість, тис. дол.	7251,5	6380,7	4666,5	1329,3
18	Термін окупності, роки	6,9	7,4	8,4	10,3

Із результатів проведеної техніко-економічної оцінки (табл. 2) видно, що при збільшенні комерційної енергоємності УЗЕ обсяги відпуску електричної енергії, виробленої на власних генерувальних електроустановках СЕС безпосередньо в ЕЕС зменшуються, при цьому обсяги відпуску електричної енергії шляхом розряджання АБ збільшуються. Відбір додаткових обсягів електричної енергії шляхом заряджання УЗЕ електричною енергією з ЕЕС з метою підвищення економічної ефективності використання доступної енергоємності АБ приводить до збільшення обсягів сумарного відпуску електричної енергії в ЕЕС. Зі збільшенням комерційної енергоємності УЗЕ сумарні витрати за весь період комерційної експлуатації зростають, однак при цьому середній грошовий потік за рік майже не змінюється. Це пов'язано з тим, що збільшення комерційної енергоємності УЗЕ призводить до зростання витрат на закупівлю додаткової електричної енергії з ЕЕС. За результатами моделювання визначено, що термін окупності інвестиційного проекту гібридної СЕС збільшується від 7 до 10 років при зростанні комерційної енергоємності УЗЕ з 2 до 16 МВт год.

Також було проведено моделювання спільної роботи досліджуваної СЕС та УЗЕ з подальшим збільшенням комерційної енергоємності до 20 МВт год із номінальною потужністю на рівні 5 МВт, що становить 50 % встановленої потужності змінного струму сонячної електростанції. Для такого випадку отримано від'ємне значення чистої приведеної вартості та термін окупності більш ніж 11 років, що свідчить про нерентабельність такого інвестиційного проекту.

Графічне зображення щодобових обсягів виробництва електричної енергії на власних генерувальних електроустановках досліджуваної СЕС з установленою

потужністю інверторного обладнання на рівні 10 МВт та обсягів відпуску електричної енергії УЗЕ з комерційною енергоємністю на рівні 16 МВт·год наведено на рис. 3.

Із рис. 3 видно, що за рахунок різних режимів роботи СЕС та УЗЕ протягом року та закупівлі додаткової електричної енергії з ЕЕС забезпечується гарантований обсяг відпуску на рівні 16 МВт год, що відповідає комерційній енергоємності розряджання УЗЕ.

З огляду на проведений аналіз щодобової роботи СЕС та УЗЕ можна зазначити, що для періодів року, в яких добові обсяги виробництва електричної енергії на власних генерувальних електроустановках СЕС є більшими за комерційну енергоємність УЗЕ, закупівля електричної енергії з ЕЕС не здійснюється взагалі. Відбір електричної енергії з ЕЕС для підвищення ефективності використання АБ здійснюється в період з січня по лютий та з жовтня по грудень. Найменші обсяги виробництва електричної енергії на рівні 1,9 МВт год (13,4 %), вироблені на власних генерувальних установках СЕС, спостерігаються 25 грудня, при цьому для цієї доби обсяги закупівлі додаткової електричної енергії з ринку становлять 14,1 МВт год, тобто 86,6 % сумарних обсягів відпуску в ЕЕС протягом доби.

Робота гібридної сонячної електростанції в режимі № 3, шляхом додаткового відбору та відпуску електричної енергії з ЕЕС та в ЕЕС, забезпечує підвищення економічної ефективності використання доступної енергоємності УЗЕ, оскільки в осінньо-зимові періоди з низькою інтенсивністю сонячного випромінювання обсяги виробництва електричної енергії на власних генерувальних електроустановках СЕС є меншими в 4-5 разів, ніж у весняно-літні періоди, що без закупівлі додаткової електричної

енергії призводить до неефективного використання енергоемності АБ та, відповідно, до зростання

середньозваженої собівартості зберігання електричної енергії.

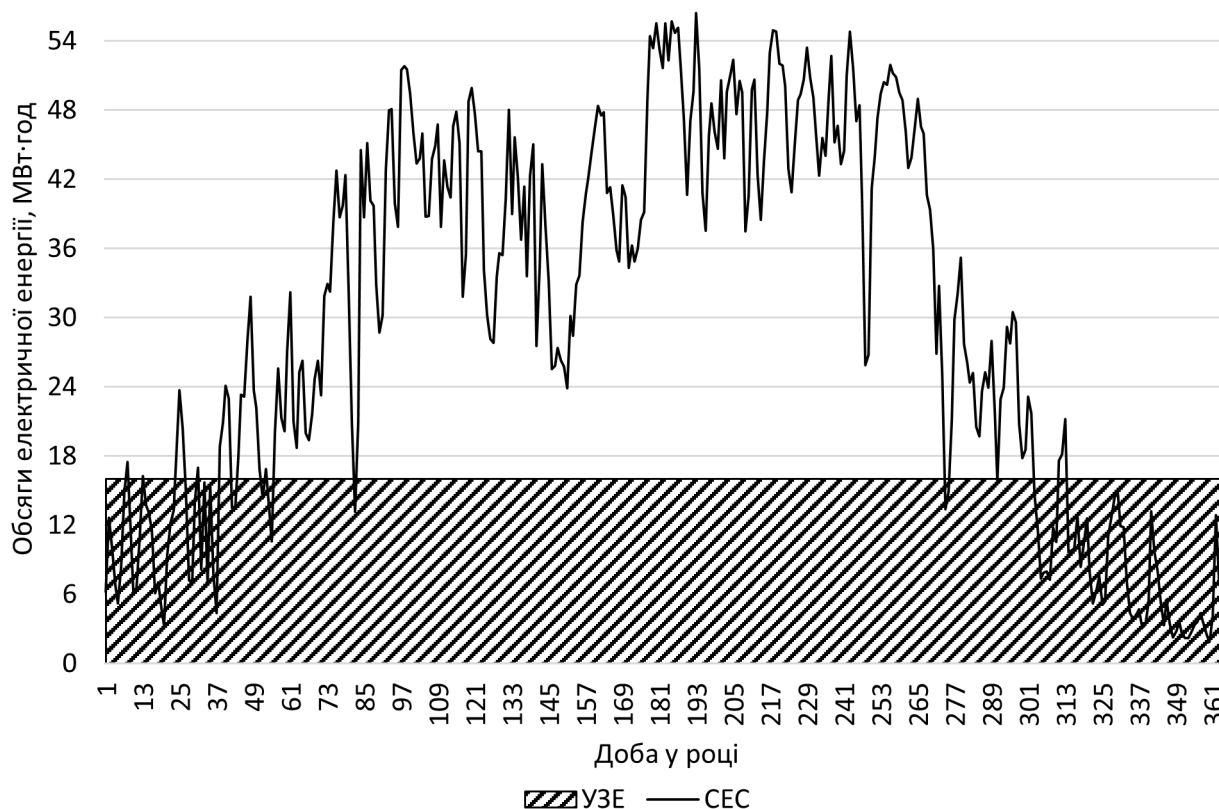


Рис. 3. Щодобові обсяги виробництва та відпуску електроенергії протягом року

Fig. 3. Daily volumes of production and supply of electricity during the year

Отримані результати дослідження доцільно використовувати для визначення технічних параметрів УЗЕ, а саме – її номінальної енергоемності та потужності, що є необхідними для забезпечення стабільного електропостачання окремих локальних споживачів, або об'єктів критичної інфраструктури на основі розподіленої генерації потужністю до 20 МВт. При цьому для забезпечення споживачів електричною енергією їх сумарне споживання протягом однієї доби за цілий рік не повинно перевищувати комерційної енергоемності УЗЕ. Також важливою умовою забезпечення безперебійного енергопостачання споживачам є наявність резервної електростанції, виробництва електричної енергії на якій слугуватиме для заряджання УЗЕ в разі відсутності можливості здійснювати відбір додаткової електричної енергії з ЕЕС та в періоди низької інтенсивності сонячного випромінювання, що особливо актуально в осінньо-зимові місяці року.

Висновки. При впровадженні установки зберігання електроенергії в структуру сонячної електростанції та заряджання акумуляторних батарей електричною енергією, виробленою лише на власних генерувальних електроустановках, економічні показники роботи такої гібридної сонячної електростанції погіршуються, оскільки протягом осінньо-зимових місяців обсяги виробництва електричної енергії в 4-5 разів менші, ніж обсяги виробництва

протягом весняно-літніх місяців, через зниження інтенсивності сонячного випромінювання. Тому для підвищення економічної ефективності використання доступної енергоемності установки зберігання електроенергії в періоди низької інтенсивності сонячного випромінювання доцільно здійснювати відбір додаткових обсягів електричної енергії з електроенергетичної системи шляхом закупівлі їх на ринку електричної енергії.

При визначенні рівня доходу для гібридної сонячної електростанції на ринку електричної енергії використано середньозважену ціну купівлі-продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед» Польщі за фактичними результатами 2022 року. Використання ціни електричної енергії за фактичними даними Польщі дозволяє провести найбільш якісну оцінку роботи гібридної електростанції на ринку електричної енергії, виходячи з попиту на електричну енергію та пропозиції, оскільки протягом 2022 року на торговому майданчику ОЕС України діяли цінові обмеження, що практично обмежує здійснення енергетичного арбітражу.

За результатами проведеної техніко-економічної оцінки визначено, що для сонячної електростанції з установленною потужністю змінного струму на рівні 10 МВт, установленною потужністю фотоелектричних модулів на рівні 12,5 МВт та чотиригодинної установки зберігання електроенергії з комерційною енергоемністю від 2 до

16 МВт год термін окупності інвестиційного проєкту гібридної електростанції становить 7–10 років. Подальше збільшення комерційної енергоемності установки зберігання електроенергії до 20 МВт год із номінальною потужністю на рівні 5 МВт призводить до від’ємного значення чистої приведеної вартості й терміну окупності гібридної сонячної електростанції на рівні 11 років, що при прийнятих параметрах дослідження свідчить про нерентабельність такого інвестиційного проєкту.

ПОСИЛАННЯ

1. НЕК «Укренерго». (2021). Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей у 2020 році.
2. Буратинський І. М. Техніко-економічна оцінка використання системи акумулювання для стабілізації роботи сонячної електростанції. Технічна електродинаміка. 2022. № 2. С. 70–79. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.070>.
3. Буратинський І. М., Нечаєва Т. П. Оцінка рентабельності спільної роботи сонячної електростанції та системи акумулювання електроенергії в умовах ринку. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXIII Міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 19–20 травня 2022 р.) – К.: Інтерсервіс, 2022. С. 145–147.
4. Портал відкритих даних. Погодинний баланс потужності ОЕС України за 2020 рік.
5. НЕК «Укренерго». (2021). Встановлена потужність ОЕС України за 2020 рік.
6. Lazard. (2021). Lazard’s levelized cost of storage analysis – Version 7.0. URL: <https://www.lazard.com/media/42dnsswd/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf> (дата звернення: 05.03.2023).
7. Vartiainen E., Masson G., Breyer C., Moser D., Román Medina E. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. Prog Photovolt Res Appl. 2019. No 28. Pp. 439-453. DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.3189>.
8. АТ «Оператор ринку». (2023). Середньозважені ціни ВДР та РДН за добу. URL: <https://www.oree.com.ua/> (дата звернення: 18.06.2023).
9. Про дії учасників ринку електричної енергії у період дії карантину та обмежувальних заходів, пов’язаних із поширенням коронавірусної хвороби (COVID-19): Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 08.04.2020 № 766. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0766874-20/ed20200408#Text> (дата звернення: 04.11.2021).
10. Про забезпечення стабільного функціонування ринку електричної енергії, у тому числі фінансового стану учасників ринку електричної енергії на період дії в Україні воєнного стану: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 25.02.2022 № 332. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0332874-22#Text> (дата звернення: 12.06.2022).
11. Про встановлення граничних цін на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку та балансуєчому ринку: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 27.06.2023 № 1126. URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-vstanovlennya-granichnih-cin-na-rinku-na-dobu-napered-vnutrishnodobovomu-rinku-ta-balansuyuchomu-rinku> (дата звернення: 28.06.2023).
12. АТ «Оператор ринку». (2023). Аналіз роботи РДН та ВДР за 2022 рік. URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/web/10538> (дата звернення: 18.06.2023).

REFERENCES

1. NPC “Ukrenergо”. (2021). Zvit z otsinky vidpovidnosti (dostatnosti) heneruiuchykh potuzhnosti u 2020 rotsi (Ukr).
2. I.M. Buratynskiy. Technical and economic evaluation of energy storage system use electricity for stabilization of solar power plant operation. Tekhnichna elektrodynamika. 2022. No 2. Pp. 70–79. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.070>.
3. I.Buratynskiy, T. Nechaieva. Assessment of the profitability of the PV-plant and battery energy storage system joint operation under market conditions. Renewable energy and energy efficiency in the XXI century materials of the XXIII international scientific and practical conference. May 19–20, 2022, Kyiv.
4. Open data portal. Pohodynniy balans potuzhnosti OES Ukrainy za 2020 rik (Ukr).
5. NPC “Ukrenergо”. (2021). Installed capacity of IPS of Ukraine for 2020.
6. Lazard. (2021). Lazard’s levelized cost of storage analysis – Version 7.0. URL: <https://www.lazard.com/media/42dnsswd/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf> (Accessed at 05.03.2023).
7. Vartiainen E., Masson G., Breyer C., Moser D., Román Medina E. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. Prog

-
- Photovolt Res Appl. 2019. No 28. Pp. 439–453. DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.3189>.
8. Market Operator. (2023). IDM and DAM weighted average prices. URL: <https://www.oree.com.ua/> (Accessed at 18.06.2023).
 9. Pro dii uchasnykiv rynku elektrychnoi enerhii u period dii karantynu ta obmezhuvalnykh zakhodiv, poviazanykh iz poshyrenniam koronavirusnoi khvoroby (COVID-19): Postanova of National commission for the state regulation of energy and utilities of Ukraine vid 08.04.2020 № 766. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0766874-20/ed20200408#Text> (Accessed at 04.11.2021) (Ukr).
 10. Pro zabezpechennia stabilnoho funktsionuvannia rynku elektrychnoi enerhii, u tomu chysli finansovoho stanu uchasnykiv rynku elektrychnoi enerhii na period dii v Ukraini voiennoho stanu: Postanova of National commission for the state regulation of energy and utilities of Ukraine vid 25.02.2022 № 332. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v03-32874-22#Text> (Accessed at 12.06.2022) (Ukr).
 11. Pro vstanovlennia hranychnykh tsin na rynku “na dobu napered”, vnutrishnodobovomu rynku ta balansuiuchomu rynku: Postanova Postanova of National commission for the state regulation of energy and utilities of Ukraine vid 27.06.2023 № 1126. URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-vstanovlennya-granichnih-cin-na-rinku-na-dobu-napered-vnutrishnodobovomu-rinku-ta-balansuyuchomu-rinku> (Accessed at 28.06.2023) (Ukr).
 12. Market Operator. (2023). Analysis of the DAM and IDM operation for 2022. URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/web/10538> (Accessed at 18.06.2023).