

УДК 621.311.25: 621.311.001.57 **І.М. БУРАТИНСЬКИЙ**, ORCID: 0000-0003-2928-9621

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

МОДЕЛЮВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ ДЛЯ ПЕРЕНЕСЕННЯ НАДЛИШКОВОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

У статті наведено результати моделювання спільної роботи сонячної фотоелектричної електростанції та системи акумуляування для перенесення надлишкової електричної енергії. При порівнянні графіка електричного навантаження енергосистеми та виробництва електричної енергії на сонячній електростанції було визначено область надлишкової потужності. Співставлення змінної частини графіка електричного навантаження енергосистеми та виробництва електричної енергії сонячної фотоелектричної електростанції дало можливість визначити потужність заряджання та розряджання системи накопичення, при її фіксованій ємності. За результатами моделювання отримано оптимальний час заряджання та розряджання акумуляторів у режимі перенесення надлишкової електричної енергії сонячної електростанції. Техніко-економічними розрахунками визначено собівартість виробленої на електростанції та перенесеної системою акумуляування надлишкової електричної енергії.

Ключові слова: моделювання, енергосистема, графік електричного навантаження, сонячна фотоелектрична електростанція, система накопичення електричної енергії, собівартість.

Вступ та постановка проблеми. Згідно з Енергетичною стратегією України [1], розвиток генеруючих потужностей до 2035 р. буде спрямований на збільшення з 8 до 25% обсягів використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у загальному первинному постачанні енергії за цей період. Протягом останніх років через стимулювання за допомогою високих тарифів в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України стрімко зросла встановлена потужність сонячних фотоелектричних електростанцій (СЕС). Станом на кінець 2020 р. їх сумарна встановлена потужність в ОЕС України досягнула 5,15 ГВт, порівняно з 2019 р. – 3,55 ГВт та з 2018 р. – 1,22 ГВт [2].

Сучасні інвертори, які встановлюються на СЕС, можуть забезпечувати високу якість виробництва електричної енергії, яка задовольняє вимогам Кодексу системи передачі [3]. Проте СЕС без додаткових засобів не може забезпечувати надійне довготривале електропостачання, оскільки добовий графік виробництва електричної енергії на ній залежить від погодних умов, а саме рівня інтенсивності сонячного випромінювання. У безхмарний сонячний день крива потужності СЕС майже повторює криву сонячного випромінювання з максимумом у обідні години та з відповідним

відхиленням через залежність ефективності роботи основного обладнання від погодних факторів (хмарності, температури повітря тощо) [4].

Через специфіку СЕС виробляти максимальну потужність у полуденні години та зниження рівня споживання електричної енергії вже відбулись вимушені диспетчерські обмеження. Так, 7 січня 2020 р. на період часу з 12:09 по 13:00 год дня було обмежено виробництво електричної енергії на восьми СЕС сумарною потужністю 545 МВт [5]. Такі заходи в енергосистемі викликала нестача потужностей на розвантаження, оскільки в цей час водосховища існуючих гідроакумуляуючих електростанцій (ГАЕС) були повністю заповнені, і неможливість увімкнення їх у насосному режимі обумовила профіцит потужності в енергосистемі.

Зазвичай, графік електричного навантаження (ГЕН) [6] ОЕС України характеризується: нічним провалом (з 23:00 до 7:00 год), ранковим зростанням (з 8:00 до 10:00 год), обіднім зниженням (з 11:00 до 16:00 год) та вечірнім піком (з 17:00 до 22:00 год).

Порівняння графіка ГЕН та СЕС з використанням даних погодинного балансу потужностей ОЕС України [7] за 22 червня 2020 р. при встановленій потужності СЕС – 4,59 ГВт (рис. 1, а) та 22 вересня 2020 р. – 4,94 ГВт (рис. 1, б) показало,

що надлишок електричної енергії виникає саме в період максимального сонячного випромінювання.

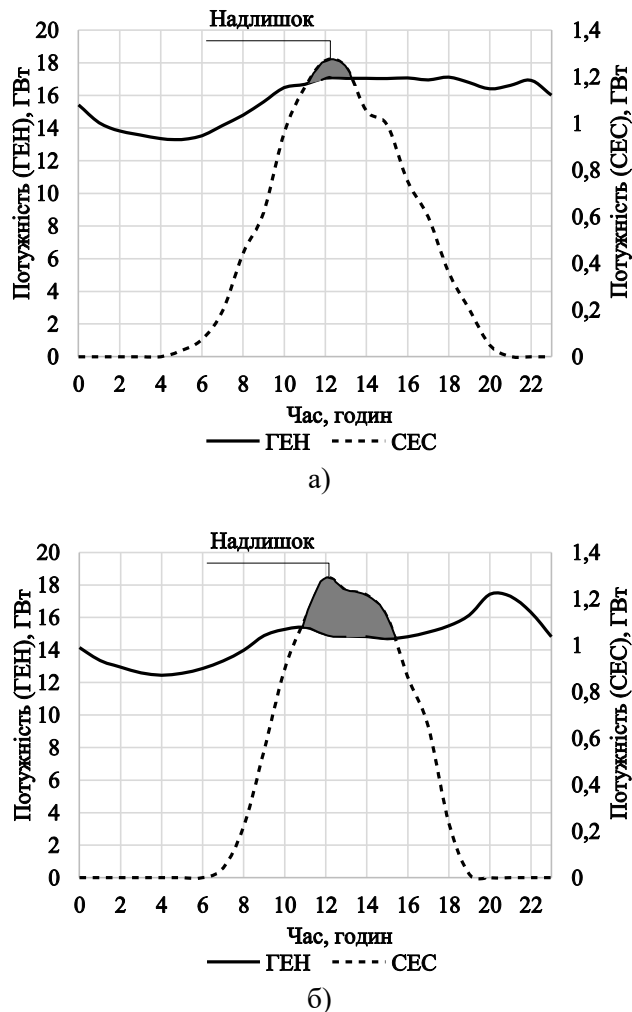


Рис. 1. Добові графіки ГЕН та СЕС для 22 червня (а) та 22 вересня (б) 2020 р.

Для 22 червня крива «ГЕН» має специфічний характер, на ній немає денного зниження навантаження, у періоді з 12:00 до 16:00 год спостерігається високе споживання (більше 17 ГВт), а пік споживання електричної енергії припадає на 18:00 год. Форма кривої ГЕН для 22 вересня характеризується ранковим зростанням та вечірнім піком. Пік виробництва електричної енергії на СЕС (рис. 1) для досліджуваних днів, спостерігається майже в один і той же час, о 12:00 год дня, у період максимального сонячного випромінювання.

При зростанні встановленої потужності СЕС в ОЕС неминучі розбіжності в період максимальної генерації та піку ГЕН будуть призводити до необхідності подальшого диспетчерського обмеження, оскільки в зворотному випадку це створюватиме профіцит потужності, який матиме негативні наслідки через порушення нормальних умов роботи енергосистеми.

Необхідність впровадження електроакумулюючих електричних станцій для перенесення обсягів електричної енергії з періодів профіциту ГЕН енергосистеми у періоди дефіциту зазначається у Звіті з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей НЕК «Укренерго» [8]. Крім того, при невиконанні планів із введення в роботу нових потужностей ГАЕС, може виникнути додаткова потреба впровадження систем перенесення електричної енергії.

Для перенесення надлишкової потужності при спільній роботі з СЕС найкраще підходять системи накопичення енергії (СНЕ) електрохімічного типу, які працюють на основі літій-іонних акумуляторних батарей. Такі системи мають високу ефективність роботи та енергетичну щільність зберігання [9]. Невеликі розміри, порівняно з іншими системами, швидкість та зручність впровадження дозволяє їх розташовувати практично на будь-яких об'єктах електроенергетики.

Метою даного дослідження є моделювання спільної роботи СНЕ для забезпечення перенесення надлишкової електричної енергії СЕС із зони максимальної генерації в зону пікової потужності ОЕС.

Огляд літератури. Огляд стратегій перенесення потужності, проведений у роботі [10], підтвердив, що через найбільшу потужність генерації СЕС у середині дня саме в цей період розвантажується енергосистема. Вирішити дану проблему можна за допомогою СНЕ, однак їх впровадження потребує детального дослідження капітальних інвестицій, оскільки вони можуть бути бар'єром для широкомасштабного впровадження таких технологій.

Державне стимулювання впровадження СНЕ для інтеграції СЕС приватних домогосподарств Німеччини потрібне лише у короткотерміновій перспективі. Тому що у довготерміновій перспективі подальше зростання оптових цін на електричну енергію виключить необхідність будь-якого стимулювання, оскільки встановлювати такі системи буде і так вигідно [11].

У роботі [12] вперше порівняно економічну доцільність впровадження СНЕ до СЕС, яка відпускає електричну енергію за фіксованим тарифом та за оптовими цінами енергосистеми Великої Британії. Підтверджено, що найбільший прибуток за допомогою СНЕ можна отримати при заряджанні акумуляторів у період, коли виробництво електричної енергії є максимальним, а вартість продажу є низькою та розряджання у періоди найвищих цін.

Нова модель управління батарейним інвертором СНЕ при спільній роботі з СЕС для приват-

ного господарства, яке приєднане до місцевої енергосистеми у Німеччині передбачає автономний режим роботи [13]. Спільна робота СЕС та СНЕ при відповідному незалежному керуванні не потребує будь-яких зовнішніх диспетчерських утручань щодо обмеження рівня генерації, тощо. А постійне оновлення інформації про фактичне споживання електричної енергії, рівень сонячного випромінювання, температуру повітря та вологість дозволяє зменшити невідповідність прогнозних даних виробництва електричної енергії на СЕС та зробити роботу СНЕ максимально ефективною.

Результати моделювання перенесення надлишкової електричної енергії СЕС за допомогою СНЕ досліджено для локальної енергосистеми Бразилії [14]. Вони показали можливість економії коштів на оплату електричної енергії для споживачів.

Із проаналізованих публікацій видно, що в основному вирішуються проблеми із надлишковою електричною енергією для окремих інтегральних структур або енергетичних вузлів, з орієнтиром на тарифні зони тощо. Невідповідність між сонячною генерацією та споживанням вирішуються шляхом обмеження рівня генерації окремих СЕС тощо. Тому, в умовах недостатньої гнучкості ОЕС України та подальшого зростання обсягів встановлених потужностей СЕС моделювання використання СНЕ для перенесення надлишкової електричної енергії є актуальним.

Методика дослідження. Приєднання СНЕ до СЕС моделюється підключенням з боку змінного струму (рис. 2). У комплекті з СНЕ поставляється система керування електроенергією (EMS, Energy Management System) та система керування батареями (BMS, Battery Management System). Система диспетчерського управління та збору інформації (SCADA, Supervisory Control and Data Acquisition) встановлюється для можливості управління спільної роботи СЕС та СНЕ. Система SCADA здійснює: управління іншими системами EMS та BMS; управління вимикачами з боку змінного струму (AC) розподільчого пункту (РП). Облік відпущеної електричної енергії в енергосистему (Grid) фіксується за допомогою лічильника (Wh).

Досліджуваний режим спільної роботи СЕС та СНЕ полягає у заряджанні акумуляторів надлишковою електричною енергією при перевищенні потужності виробництва електричної енергії на СЕС над потужністю ГЕН енергосистеми, що виникає в період максимального сонячного випромінювання та розрядження в час його піку.

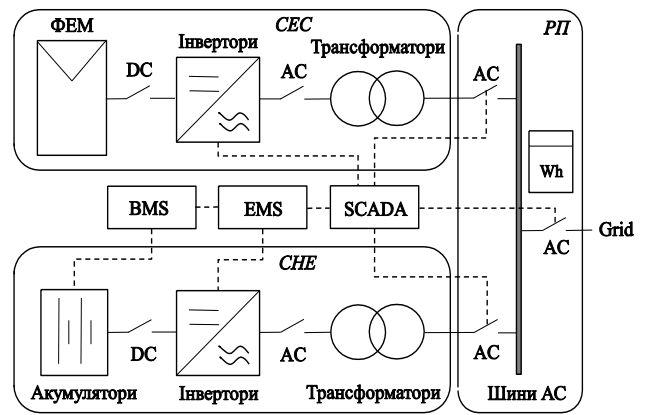


Рис. 2. Схема приєднання СЕС та СНЕ

Потужність виробництва електричної енергії на СЕС визначається через інтенсивність сонячного випромінювання та потужність фотоелектричних модулів (ФЕМ) з урахуванням потужності іверторів. Для кожного відрізка часу t потужність виробництва електричної енергії визначається з урахуванням відповідного обмеження іверторного обладнання та ефективності роботи СЕС:

$$P_{PV}^t = \begin{cases} P^{AC}, & P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} \geq P^{AC} \\ P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR}, & P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} < P^{AC} \end{cases}, \quad (1)$$

де P_{PV}^t – потужність виробництва електричної енергії на СЕС для відрізка часу t , МВт; P^{AC} – потужність іверторного обладнання, МВт; P^{DC} – потужність ФЕМ, МВт; I_t – інтенсивність сонячного випромінювання, в.о; η^{PR} – ефективність роботи СЕС (PR, Performance Ratio), %.

Для визначення надлишкової потужності або потужності заряджання СНЕ необхідно потужність виробництва електричної енергії на СЕС порівняти з потужністю ГЕН. Для підвищення точності моделювання використовується лише змінна частина ГЕН.

Заряджання СНЕ відбувається при перевищенні потужності виробництва електричної енергії на СЕС над змінною частиною потужності ГЕН:

$$P_{ESS}^{chrg} = \begin{cases} 0, & P^{VAR}_t \geq P^{PV}_t \\ P^{PV}_t - P^{VAR}_t, & P^{VAR}_t < P^{PV}_t \end{cases}, \quad (2)$$

де P_{ESS}^{chrg} – потужність заряджання СНЕ для відрізка часу t , МВт; P^{VAR}_t – змінна частина потужності ГЕН для відрізка часу t , МВт.

Змінна частина потужності ГЕН визначається виключенням з повної потужності її базової складової та при відповідному приведенні до рівня потужності окремої СЕС:

$$P^{VAR}_t = \frac{P^{DEM}_t - P^{BASE}_t}{k}, \quad (3)$$

де P_t^{DEM} – потужність ГЕН для відрізка часу t , МВт; P_t^{BASE} – базова потужність ГЕН, МВт; k – коефіцієнт приведення потужності.

Коефіцієнт приведення потужності визначається при досягненні відповідного балансу, при якому сума всієї надлишкової електричної енергії буде відповідати номінальній ємності СНЕ:

$$\sum_{t=1}^T P_t^{ESSchg} \cdot \Delta t = C^{ESSchg}, \quad (4)$$

де C^{ESSchg} – номінальна ємність СНЕ, МВт·год; T – кількість проміжків вимірювань протягом доби, шт.

Розрядження СНЕ відбувається при перевищенні змінної потужності ГЕН певного порогового значення при якому забезпечується повний розряд всієї накопиченої в СНЕ електричної енергії, з урахуванням коефіцієнта перетворення та ефективності роботи СНЕ:

$$\sum_{t=1}^T P_t^{ESSdisch} \cdot \Delta t = C^{ESSchg} \cdot \eta^{RT}, \quad (5)$$

де η^{RT} – ефективність роботи СНЕ (RT, Round Trip Efficiency), частка.

Результати моделювання. Для проведення моделювання було взято за основу умовну СЕС, яка розташована близько до географічного центру України (координати 49.014 пн. ш., 31.286 сх. д.). Дані ГЕН для досліджуваних днів 22 червня та 22 вересня 2020 р. використано аналогічні, як показано на рис. 1. Інформацію щодо інтенсивності сонячного випромінювання СЕС взято з ресурсу PV GIS [15]. Приведення ГЕН до змінної частини та виключення базових потужностей виконано у відповідності до (1)–(5).

Моделювання проведено з врахуванням наступних вхідних технічних показників: встановлена потужність ФЕМ (DC) – 10 МВт; потужність приєднання СЕС (AC) – 7,22 МВт; ефективність СЕС – 83%; ємність СНЕ – 3,75 МВт·год; ефективність СНЕ – 95%.

Результати моделювання сукупної роботи СЕС та СНЕ показано на рис. 3. Крива «СЕС» – це потужність виробництва електричної енергії на СЕС; «ГЕН» – це зменшена потужність ГЕН. Площа на графіках між кривими «СЕС» та «ГЕН» відповідає ємності СНЕ. Ємність розрядження за обсягом має меншу площу, ніж ємність заряджання, оскільки враховуються втрати на перетворення, які характеризуються ефективністю роботи СНЕ.

З рис. 3 видно, для досліджуваних днів у першій половині дня крива СЕС та змінна частина ГЕН на графіках дуже близько знаходяться один до одного, оскільки вихід СЕС на повну потужність відбувається по схожій кривій, що і зростання навантаження. Через відсутність денного зниження навантаження 22 червня (рис. 3, а) площа заряджання, і особливо розрядження, має досить тривалий та слабо виражений характер, а для 22 вересня (рис. 3, б) – короткий та чітко виражений характер.

Загальною відмінністю при порівнянні кривих заряджання і розрядження акумуляторів для різних днів (рис. 4) є те, що в обох випадках при однаковій ємності СНЕ потужність заряджання та розрядження відрізняється. Так, для 22 червня максимальна потужність заряджання СНЕ становить 1,07 МВт; для 22 вересня розрядження – 1,58 МВт.

Особливістю такого моделювання є те, що воно дозволяє визначити обсяги перенесення надлишкової електричної енергії для окремих діб.

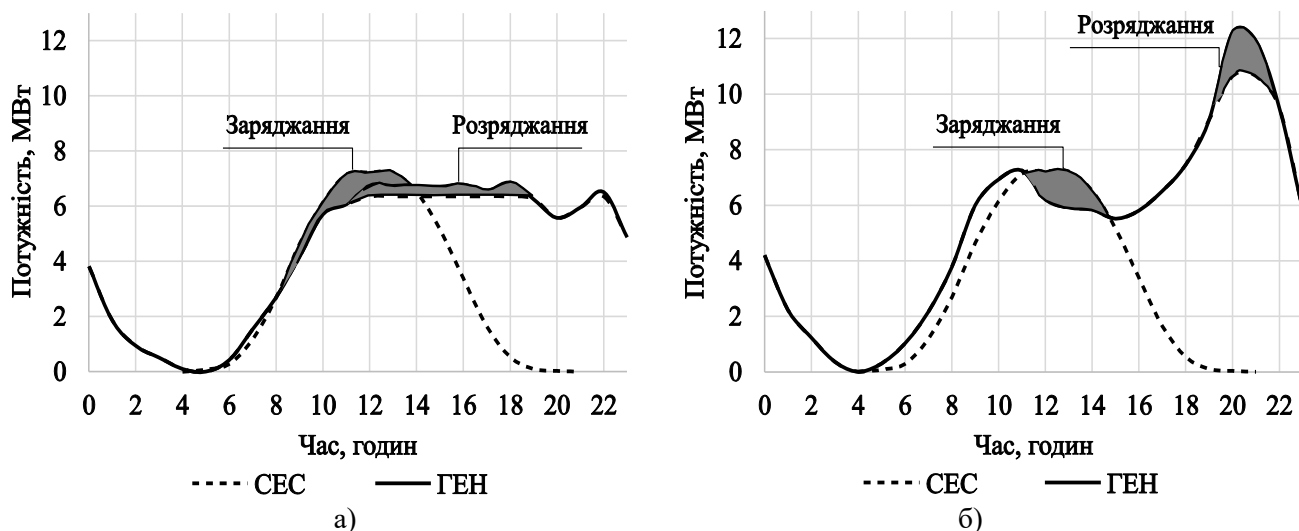


Рис. 3. Результати моделювання для 22 червня (а) та 22 вересня (б) 2020 р.

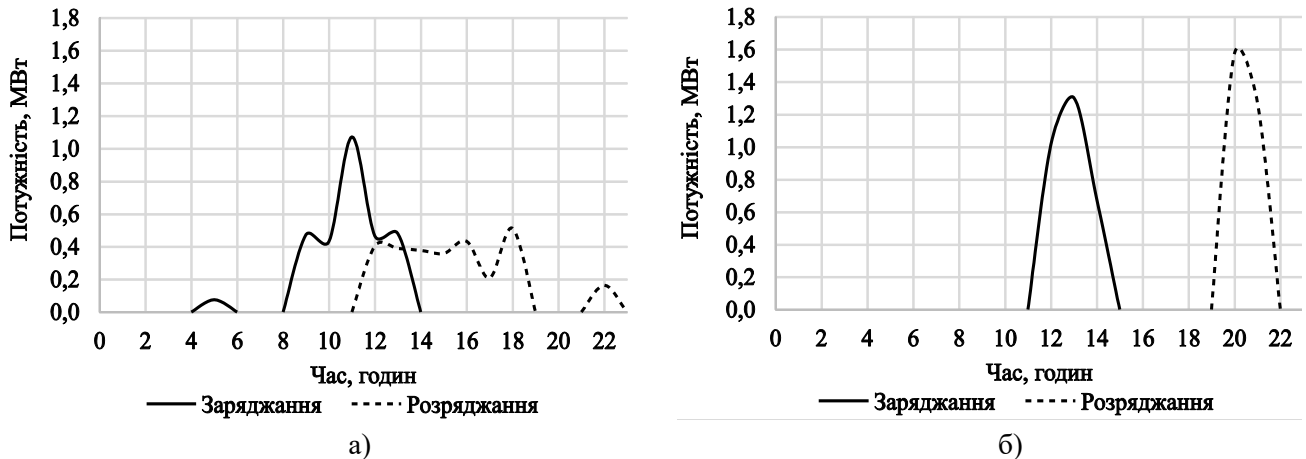


Рис. 4. Зарядження та розрядження акумуляторів для 22 червня (а) та 22 вересня (б) 2020 р.

Якщо графік ГЕН не має чітко вираженого піку, то може відбуватись перекривання зони зарядження та розрядження (рис. 4, а). Для 22 червня площа зони перекривання рівна 0,8 МВт·год, тому для даної доби можна застосовувати СНЕ не на повну доступну ємність, а обсягом лише 2,2 МВт·год (рис. 5), що в результаті збільшить термін служби акумуляторів.



Рис. 5. Скоригований графік роботи СНЕ для 22 червня 2020 р.

Техніко-економічна оцінка. Для визначення середньозваженої собівартості добового виробництва електричної енергії на СЕС (PCOE, Production Cost of Electricity) взято за основу методику середньозваженої собівартості її виробництва за весь період експлуатації (LCOE, Levelized Cost of Electricity).

Сумарні витрати за весь період експлуатації приводяться до річних за допомогою коефіцієнта повернення капіталу (CRF, Capital Recovery Factor), а потім до добових, оскільки вважаються рівномірно розподіленими для кожної доби впродовж року.

Собівартість добового виробництва електричної енергії на СЕС визначається:

$$PCOE^{PV} = \frac{\left(C^{PV} + \sum_{n=1}^N O^{PV}_n \right) \cdot CRF / 365}{\sum_{t=1}^T P^{PVout}_t \cdot \Delta t}, \quad (6)$$

де $PCOE^{PV}$ – собівартість добового виробництва електричної енергії СЕС, \$/МВт·год; N – термін експлуатації, років; C^{PV} – дискontовані капітальні інвестиційні витрати при впровадженні СЕС (CAPEX), \$; O^{PV}_n – дискontовані сумарні операційні витрати СЕС у році n (OPEX), \$; CRF – коефіцієнт повернення капіталу; 365 – кількість днів у році. Ставка дискontування визначається через середньозважену вартість капіталу (WACC).

Для визначення середньозваженої собівартості відпущеної від СНЕ електричної енергії (PCOES, Production Cost of Energy Storage) взято за основу методику середньозваженої собівартості зберігання (LCOS, Levelized Cost of Storage). Окрім витрат на СНЕ, враховано також вартість надлишкової електроенергії, яка переноситься від СЕС.

При сукупній роботі СЕС з СНЕ середньозважена собівартість перенесеної надлишкової електричної енергії визначається:

$$PCOES^{PV-ESS} = \frac{\left(C^{ESS} + \sum_{n=1}^N O^{ESS}_n \right) \cdot CRF / 365 + PCOE^{PV} \cdot \sum_{t=1}^T P^{ESSchrg}_t \cdot \Delta t}{\sum_{t=1}^T P^{ESSchrg}_t \cdot \Delta t \cdot \eta^{RT} \cdot \eta^{DoD}}, \quad (7)$$

Таблиця. Вхідні дані та результати техніко-економічних розрахунків

№	Найменування показника	Одиниця виміру	Дата дослідження		
			22.09.20 р.	22.09.25 р.	22.09.30 р.
1	Капітальні інвестиційні витрати СЕС	тис.\$	7468,7	5915,9	5047,0
2	Сумарні операційні витрати СЕС	тис.\$	2569,0	2285,7	2127,2
3	Капітальні інвестиційні витрати СНЕ	тис.\$	583,8	375,3	271,1
4	Сумарні операційні витрати СНЕ	тис.\$	516,2	312,8	211,1
5	Собівартість виробництва е/е на СЕС (PCOE)	\$/МВт·год	62,7	51,2	44,8
6	Собівартість відпущеної е/е від СНЕ (PCOES)	\$/МВт·год	212,6	148,8	116,0

де $PCOES^{PV-ESS}$ – середньозважена собівартість перенесеної надлишкової електричної енергії, \$/МВт·год; C^{ESS} – дискontовані капітальні інвестиційні витрати при впровадженні СНЕ, \$; O_n^{ESS} – дискontовані сумарні операційні витрати СНЕ у році n , \$; η^{DoD} – глибина розряду (DoD, Depth of Discharge).

Техніко-економічна оцінка проведена за вартістю обладнання станом на 2020 р. [16], з врахуванням наступного: термін експлуатації СЕС – 20 р.; термін служби СНЕ (Cycle Life) – 7300 циклів (або 20 р. з врахуванням одного повного циклу заряджання та розряджання на добу); потужність СНЕ – 1,5 МВт; ємність СНЕ – 3,75 МВт·год; глибина розряду (DoD) – 80%.

Прогнозні техніко-економічні розрахунки проведено з врахуванням наступних припущень: зниження капітальних інвестиційних витрат на 45% для ФЕМ та на 50% для літій-іонних акумуляторів до 2025 р.; відповідно, на 70 та 75% до 2030 р. Вхідні показники та результати розрахунків показано в таблиці.

З результатів техніко-економічних розрахунків видно, що при вартості обладнання станом на 2020 р. собівартість відпуску надлишкової електричної енергії від СНЕ зростає, порівняно з роботою лише СЕС. Однак, з врахуванням здешевлення капітальних інвестиційних витрат на акумулятори це відношення до 2030 р. зменшиться, разом з тим відбуватиметься і здешевлення ФЕМ.

З урахуванням усіх прогнозних припущень для досліджуваного режиму перенесення надлишкової потужності СЕС собівартість відпуску електричної енергії за допомогою СНЕ знизиться на 30% до 2025 р. та на 45% до 2030 р.

ВИСНОВКИ

Оскільки форма добового графіка виробництва електричної енергії на СЕС не співпадає з формою ГЕН, то виникає необхідність переносити частину виробленої електричної енергії з часу найбільшого сонячного випромінювання в час

піку ГЕН енергосистеми. Заряджання акумуляторів при надлишку потужності на СЕС дозволяє забезпечити більш сталі режими навантаження традиційних технологій (АЕС, ТЕС, ГЕС), тобто не зменшуючи їх потужність.

Для визначення надлишкової потужності було порівняно ГЕН енергосистеми та графік виробництва електричної енергії на СЕС. Моделювання спільної роботи СЕС та СНЕ шляхом приведення змінної частини потужності ГЕН до рівня окремої СЕС дало можливість визначити оптимальний час заряджання та розряджання акумуляторів, який відповідає надлишковій електричній енергії СЕС та піку навантаження енергосистеми.

Аналіз результатів моделювання показав, що при однаковій ємності СНЕ 3,75 МВт·год для окремих діб потреба у її потужності відрізняється, так для 22 червня 2020 р. максимальна потужність СНЕ визначена на рівні 1,07 МВт, а для 22 вересня того ж року – 1,58 МВт. Затребувана ємність СНЕ залежить від форми ГЕН, тому в окремі дні, з характерним неявним піком ГЕН енергосистеми, можна на меншу ємність використовувати СНЕ.

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ: Міністерство енергетики України. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?jsessionid=B483C8B0C24F6D22E66D30CEB3198ED5.app1?art_id=245239564&cat_id=245239555 (дата звернення: 15.10.2020).

2. НЕК «Укренерго». (2020). Встановлена потужність відновлювальних джерел енергії за 2015–2020 роки. URL: <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosystemy-ukrayiny/> (дата звернення: 10.07.2020).

3. Про затвердження Кодексу системи передачі: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 р. № 309. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 08.11.2020).

4. Dierauf T., Growitz A., Kurtz S., Cruz J. L. B., Riley E., Hansen C. Weather-Corrected Performance Ratio. United States (NREL). 2013. <https://doi.org/10.2172/1078057>

5. НЕК «Укренерго». (2020). Роз'яснення щодо обмеження рівня генерації ВЕС та СЕС 7 січня 2020 року. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/roz-yasnennya-shhodo-obmezheniya-generatsiyi-ves-ta-ses-7-sichnya-2020-roku/> (дата звернення: 01.10.2020).
6. Альбом типових графіків електричних навантажень. Київ: Міністерство енергетики України, 2017. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245201705&cat_id=245201683 (дата звернення: 01.10.2020).
7. Погодинний баланс потужності ОЕС України. Портал відкритих даних. URL: <https://data.gov.ua/dataset/31199018-e15e-4e87-bf5e-2a4293151f5c> (дата звернення: 01.10.2020).
8. НЕК «Укренерго». (2019). Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-2019.pdf> (дата звернення: 15.10.2020).
9. Asian development bank. (2018). Handbook on battery energy storage system. <http://dx.doi.org/10.22617/TCS189791-2>
10. Uddin M., Romlie M., Abdullah M.F., Halim S.A., Bakar A.H., Kwang T. A review on peak load shaving strategies. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 82. P. 3323—3332. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.056>
11. Hoppmann J., Volland J., Schmidt T., Hoffmann V.H. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 39. P. 1101—1118. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.068>
12. Hassan A.S., Cipcigan L., Jenkins N. Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives. *Applied Energy*. 2017. Vol. 203. P. 422—441. <http://doi.org/10.17035/d.2017.0038094155>
13. Dongol D., Feldmann T., Bollin E. A Model Predictive Control based Peak Shaving Application for a Grid Connected Household with Photovoltaic and Battery Storage. In *Proceedings of the 7th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems - SMARTGREENS*. 2018. Vol. 1. P. 54—63. <https://doi.org/10.5220/0006685300540063>
14. Salles R.S., Souza A.D., Ribeiro P.F. Energy Storage for Peak Shaving in a Microgrid in the Context of Brazilian Time-of-Use Rate. *Proceedings*. 2020. Vol. 58. P. 16. <https://doi.org/10.3390/WEF-06913>
15. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). URL: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (дата звернення: 18.11.2020).
16. U.S. Energy Information Administration. (2020). Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies. Project No. 13651.005. URL: https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2020.pdf

Надійшла до редколегії: 23.12.2020