

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2020, 3(62): 30–36
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.030>

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

Т.П. НЕЧАЄВА, канд. техн. наук, ORCID 0000-0001-9154-4545

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

МОДЕЛЮВАННЯ СУКУПНОЇ РОБОТИ СОНЯЧНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ТА СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Описано складнощі паралельної роботи у складі об'єднаної енергосистеми України фотоелектричних сонячних електростанцій через їх негарантовану потужність, обумовлену погодними умовами. Наведено математичну модель сукупної роботи фотоелектричної сонячної електростанції та системи акумулявання електричної енергії в режимі підтримки потужності. З використанням розробленої моделі відповідно до структури фотоелектричної сонячної електростанції визначаються величини необхідної потужності та ємності батарейної акумуляційної системи в умовах зміни інтенсивності сонячного випромінювання. У цій моделі враховано фізико-технічні особливості роботи батарейного накопичувача щодо ефективності перетворення, кількості робочих циклів та глибини можливого розрядження. Сформовано входні показники та проведено техніко-економічну оцінку сукупної роботи фотоелектричної сонячної електростанції та системи акумулявання електричної енергії.

К л ю ч о в і с л о в а: енергосистема, відновлювані джерела енергії, сонячна фотоелектрична станція, коефіцієнт перевантаження, середньозважена собівартість виробництва електроенергії.

Для забезпечення балансу при роботі у складі об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України до електростанцій висувається ряд вимог. Основною вимогою їх паралельної роботи у складі ОЕС є забезпечення централізованого оперативного диспетчерського управління, принципом роботи якого є забезпечення єдиного режиму роботи суб'єктів та об'єктів електроенергетики з урахуванням усіх технічних умов чи особливостей роботи енергосистеми [1].

Сонячні фотоелектричні станції (СЕС) потужністю 1 МВт і більше є учасниками паралельної роботи в складі енергосистеми. Вони повинні відповідати вимогам такої роботи, а саме бути готовими до часткового або повного обмеження вихідної потужності в енергосистему саме тоді, коли цього потребують диспетчери [2].

СЕС відносяться до електростанцій негарантованої потужності [3], тому що рівень їх генерації залежить від погодних умов, інтен-

сивності сонячного випромінювання, хмарності тощо. Максимум сонячного випромінювання не співпадає з піковими потребами споживачів. Зростання потужності генерації СЕС в енергосистемі відбувається у весняно-літні місяці, саме тоді, коли спостерігається зниження навантаження споживачів. Виникають проблеми з балансування добового графіку навантаження, через що вже відбуваються вимушені диспетчерські обмеження часткового рівня генерації на СЕС [4].

Останнім часом у структурі генеруючих потужностей ОЕС України відбулось стрімке зростання частки СЕС. Так, за рік їх встановлена потужність збільшилась більше ніж удвічі з 2,37 ГВт у серпні 2019 р. до 4,91 ГВт того ж місяця 2020 р. [5]. Враховуючи, що ОЕС України обтяжена базовими потужностями, має недостатній відсоток маневрених потужностей та обмежені ресурси гідрогенерації, збільшення частки негарантованої потужності СЕС обумовлює пошук рішень з підвищення гнучкості енергосистеми, зокрема,

© І.М. БУРАТИНСЬКИЙ, Т.П. НЕЧАЄВА, 2020

застосування акумуляційних систем накопичення електроенергії.

Значні коливання рівня потужності генерації СЕС обумовлені погодними умовами, зокрема хмарністю. Спрогнозувати рівень інтенсивності сонячного випромінювання для певної території можна досить точно, але передбачити хмарність значно важче через її мінливість. Тому часто фактичні добові графіки потужності СЕС відрізняються від теоретичних, або прогнозних при сонячному дні, відбувається недотримання заявленого графіка виробництва електричної енергії. Для забезпечення дотримання заявленого графіка виробництва електроенергії на електростанціях, що використовують енергію сонячного випромінювання, державою введена відповідальність через штрафи у разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії від погодинного графіка більш як на 5% у розмірі 50% від вартості врегулювання небалансу з 2021 р. і 100% – з 2022 р. [6].

Через труднощі з балансування та специфіку роботи СЕС потрібно знаходити нові методи, які підвищуватимуть стабільність роботи електростанцій негарантованої потужності.

Метою дослідження є створення математичної моделі сукупної роботи фотоелектричної сонячної електростанції з системою акумулювання електричної енергії для підтримки рівня потужності та проведення техніко-економічної оцінки функціонування такої системи.

У напрямку моделювання сукупної роботи СЕС та системи акумулювання електроенергії (CAE) проводиться ряд досліджень. Для прикладу, у роботі [7] показано можливість збереження 80% електроенергії, яка раніше втрачалась при обмеженні на інверторах, за допомогою встановлення літій-іонного накопичувача ємністю 600 кВт·год до центрального інвертора СЕС потужністю 1,4 МВт, який працює в режимі обмеження потужності. У статті [8] досліджено добовий графік роботи сукупної роботи системи акумулювання електроенергії та СЕС потужністю у декілька кіловат з можливістю заряджання у піки сонячного випромінювання та розряджання у відповідності до потреб промислового підприємства, яке працює у німецькій енергосистемі. Дослідження [9] показує важливість таких ключових параметрів накопичувача, як величина потужності, ємності та ефективності перетворення при визначенні середньозваженої собівартості виробництва та зберігання електричної енергії при спільній роботі з фотоелектричною сонячною електростанцією.

Проведені дослідження з вибору найбільш економічно прийнятної структури сонячної електростанції в частині співвідношення потужності постійного (DC, Direct Current) та змінного стру-

му (AC, Alternating Current) [10], що визначається коефіцієнтом перевантаження, створили підґрунтя для моделювання впровадження CAE для сукупної роботи з СЕС. При збільшенні потужності постійного струму над потужністю змінного струму вище дозволеної потужності приєднання до електричних мереж (згідно технічних умов (ТУ)) виникає надлишок згенерованої СЕС електроенергії, який через обмеження на інверторах (Grid Limit) безповоротно втрачається.

У цьому дослідженні з метою усунення коливань потужності СЕС передбачено застосування системи акумуляції для збереження електроенергії, яка раніше втрачалась при обмеженні на інверторах, з перенесенням надлишкової генерації на СЕС протягом доби з періоду піку сонячного випромінювання в періоди зниження потужності виробництва електроенергії.

Проведений огляд застосування CAE в енергосистемах з великим обсягом відновлюваних джерел енергії [11] показав, що для сукупної роботи з СЕС найкраще підходять системи електрохімічного типу, які працюють на базі літій-іонних акумуляторних батарей.

Важливою умовою спільної роботи СЕС та CAE є розташування їх в максимальній близькості один до одного. Це зумовлено зменшенням втрат у лініях електропередачі. Приєднання СЕС та CAE можна здійснити зі сторони змінного (AC coupled) або постійного струму (DC coupled). Схема приєднання зі сторони змінного струму є досить простою та її реалізувати можна шляхом встановлення додаткового обладнання на збірні шини розподільчого пункту (РП) чи трансформаторної підстанції (ТП). Тому у даному дослідженні розглядається приєднання CAE до СЕС зі сторони змінного струму до шин РП. Подача сигналів про початок, закінчення заряджання чи розряджання здійснюється за допомогою системи управління енергією (EMS, Energy Management System), яка встановлюється на CAE. Електрична схема досліджуваної системи показана на рис. 1.

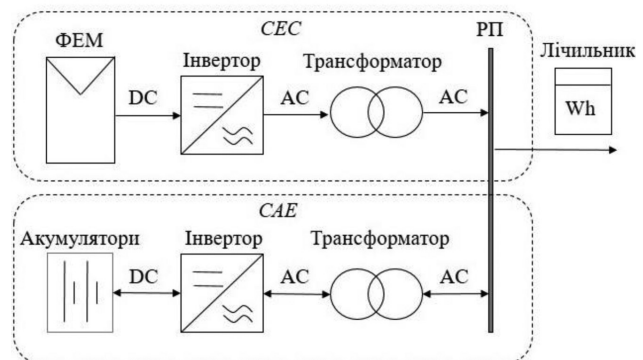


Рис. 1. Електрична схема досліджуваної установки СЕС та CAE

Обсяги електроенергії, яка видається в енергосистему, фіксуються за допомогою лічильника електричної енергії. Дана схема не передбачає можливість для САЕ виконувати заряджання з енергосистеми, тому вона працює лише з електроенергією, виробленою на СЕС. Для інших випадків слід встановлювати лічильник, який працює в дві сторони.

Потужність, яка вироблена на СЕС та відпущена в енергосистему, визначається встановленою потужністю фотоелектричних модулів (ФЕМ) та пропускною спроможністю інверторного обладнання. Потужність відпуску електроенергії з СЕС в енергосистему в період часу t визначається з урахуванням інтенсивності сонячного випромінювання та обмеження потужності приєднання до електричних мереж згідно ТУ:

$$P^{PVout}_t = \begin{cases} P^{AC}, & P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} \geq P^{AC} \\ P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR}, & P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} < P^{AC} \end{cases}, (1)$$

де P^{PVout}_t – значення потужності генерації на СЕС, яка видається в енергосистему в період часу t протягом доби, МВт; P^{AC} – встановлена потужність змінного струму СЕС, МВт; P^{DC} – встановлена потужність постійного струму СЕС, МВт; I_t – інтенсивність сонячного випромінювання (інсоляція), в.о; η^{PR} – ефективність перетворення сонячної енергії на СЕС (PR, Performance Ratio), частка. У межах одного часового періоду t потужність змінного, постійного струму та інтенсивність сонячного випромінювання приймається постійною.

Враховуючи мету застосування накопичувача для збереження всієї надлишкової електричної енергії при перевищенні допустимої потужності приєднання згідно ТУ, потужність заряджання САЕ визначається з відповідних обмежень:

$$P^{ESSchg}_t = \begin{cases} P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} - P^{AC}, & P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} > P^{AC} \\ 0, & P^{DC} \cdot I_t \cdot \eta^{PR} \leq P^{AC} \end{cases}, (2)$$

де P^{ESSchg}_t – потужність заряджання САЕ у період t , МВт.

Для окремих проміжків часу потужність заряджання САЕ може мати різне значення, тому для правильного підбору комутуючого та перетворювального обладнання змінного струму САЕ необхідно визначити максимальну потужність заряджання САЕ:

$$P^{ESSchg}_{max} = \max_{t=1:T} \{P^{ESSchg}_t\}, (3)$$

де P^{ESSchg}_{max} – максимальна потужність заряджання САЕ, МВт; T – загальна кількість проміжків часу, що розглядаються, протягом доби (для 15-ти хвилинного добового графіку $T = 96$).

Наступним ключовим параметром, який визначає структуру обладнання САЕ, є ємність заряджання. Вона визначається сумою всіх обсягів накопиченої електроенергії протягом часових періодів заряджання:

$$C^{ESSchg} = \sum_{t=T_{after,peak}}^T P^{ESSchg}_t \cdot \Delta t \cdot \eta^{RT}, (4)$$

де C^{ESSchg} – ємність заряджання САЕ, МВт·год; $T_{after,peak}$ – часовий період, з якого починається обмеження генерації СЕС; Δt – тривалість кожного часового періоду; η^{RT} – ефективність перетворення САЕ (RT, Round Trip Efficiency), частка.

Ємність, яку можна розрядити, завжди буде меншою, ніж ємність заряджання, тому що вона обмежується глибиною розряджання та ефективністю перетворення САЕ:

$$C^{ESSdisch} = C^{ESSchg} \cdot k^{DoD} \cdot \eta^{RT}, (5)$$

де $C^{ESSdisch}$ – ємність розряджання САЕ, МВт·год; k^{DoD} – глибина розряджання САЕ, частка.

Потужність розряджання САЕ протягом часового періоду t визначається з ємності розряджання в акумуляторах накопичувача:

$$P^{ESSdisch}_t = \begin{cases} P^{AC} - P^{PVout}_t, & \sum_{m=1}^{t-1} P^{ESSdisch}_m \cdot \Delta t \leq C^{ESSdisch} \\ 0, & \sum_{m=1}^{t-1} P^{ESSdisch}_m \cdot \Delta t > C^{ESSdisch} \end{cases}, (6)$$

де $P^{ESSdisch}_t$ – потужність розряджання САЕ у період часу t , МВт; m – кількість часових періодів.

Завершення розряджання накопичувача настає тоді, коли закінчується накопичена електроенергія в акумуляторах. Залишкова ємність накопичувача у період часу t визначається з ємності розряджання накопичувача та обсягу розрядженої протягом цього часового періоду електроенергії:

$$SoC_t = \begin{cases} C^{ESSdisch} - P^{ESSdisch}_t \cdot \Delta t, & C^{ESSdisch} - P^{ESSdisch}_t \cdot \Delta t > 0 \\ 0, & C^{ESSdisch} - P^{ESSdisch}_t \cdot \Delta t \leq 0 \end{cases}, (7)$$

де SoC_t – залишкова ємність в акумуляторах САЕ на період часу t , МВт·год.

Із врахуванням залишкової ємності в акумуляторах, вихідна фактична потужність розряджання визначатиметься як:

$$P^{ESSout}_t = \begin{cases} P^{ESSdisch}_t, & SoC_t > 0 \\ SoC_{t-1} / \Delta t, & SoC_t = 0, \end{cases} (8)$$

де P^{ESSout}_t – вихідна фактична потужність розряджання САЕ в період часу t , МВт.

Максимальна вихідна фактична потужність розряджання накопичувача визначається:

$$P_{\max}^{ESSout} = \max_{t=1 \div T} \{P^{ESSout}_t\}, \quad (9)$$

де P_{\max}^{ESSout} – максимальна потужність розряджання, МВт.

Сумарні обсяги відпущеної електроенергії протягом доби при спільній роботі СЕС та САЕ визначаються сумою обсягів відпущеної від СЕС та розрядженої в енергосистему з САЕ електроенергії протягом кожного часового періоду:

$$E^{SYSTEM} = \sum_{t=1}^T [(P^{PVout}_t + P^{ESSout}_t) \cdot \Delta t], \quad (10)$$

де E^{SYSTEM} – сумарні обсяги відпущеної електроенергії протягом доби при спільній роботі СЕС та САЕ, МВт·год.

Умовою повного розряджання САЕ протягом доби при сукупній роботі з СЕС межах допустимої глибини розряджання буде виконання рівності:

$$C^{ESSdisch} - P^{ESSout}_t \cdot \Delta t = 0. \quad (11)$$

Для апробації розробленої моделі (1) – (11) використано дані по рівню інтенсивності сонячного випромінювання супутникової бази даних HelioClim-3 із загальнодоступного онлайн-ресурсу [12]. Територія дослідження – географічний центр України (координати 49.004 пн.ш. та 31.294 сх.д.) у Черкаській області. Для дослідження було використано 15-ти хвилинні дані хмарного дня 19 травня 2004 р. Результати моделювання за допомогою розробленої математичної моделі (1) – (11) сукупної роботи СЕС та САЕ для досліджуваного дня показано на рис. 2.

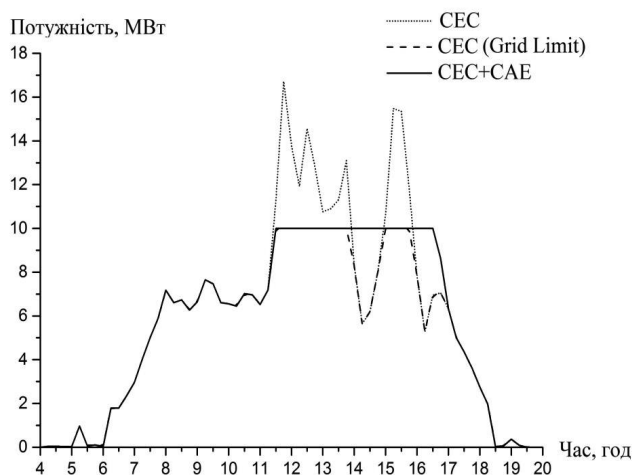


Рис. 2. Результати моделювання сукупної роботи СЕС та САЕ для хмарного дня

Розглядалася СЕС встановленою потужністю ФЕМ 22 МВт. Крива «СЕС» на рисунку пока-

зує значення потужності виробництва електроенергії на СЕС без застосування обмеження на інверторах, а крива «СЕС (Grid Limit)» із застосуванням для СЕС обмеження на інверторах 10 МВт (АС). Результиуюча крива «СЕС+САЕ», відповідно до розробленої математичної моделі (1) – (11), представляє відпуск електричної енергії в енергосистему при спільній роботі СЕС та САЕ ефективністю (RT) – 95% та глибиною розряду 80%.

Як видно з рис. 2, САЕ заряджається, коли потужність виробництва електроенергії на СЕС перевищує дозволена потужність згідно ТУ. Як тільки через хмарність або через інші причини відбувається зниження рівня потужності на СЕС нижче рівня потужності приєднання, відбувається розряджання акумуляторів. Таким чином, у піки сонячного випромінювання вирівнюється крива сукупної роботи СЕС та САЕ та зберігаються всі обсяги виробленої електроенергії на СЕС, які раніше втрачались при обмеженні на інверторах через перевантаження [10].

Важливою перевагою сукупної роботи СЕС та САЕ, яка працює у відповідності до розробленої математичної моделі (1) – (11), є стабілізація рівня потужності видачі електроенергії в енергосистему. Як видно з рис. 2, потужність на максимально дозволеним рівні 10 МВт (АС) підтримується з 11:30 до 16:00 год, що робить в цей період таку систему стійкою до хмарності.

Також з рис. 2 видно, що на кривій «СЕС + САЕ» відсутній пік. Враховуючи, що диспетчерські обмеження СЕС в основному відбуваються з метою зниження піку їх виробництва електричної енергії, його відсутність знижує необхідність вводити диспетчерські обмеження для роботи таких систем.

Оскільки САЕ працює з СЕС лише 4,5 год протягом доби, то у вільний від сукупної роботи час з її допомогою можна виконувати інші задачі для енергосистеми. Враховуючи необхідність регулювати частоту та активну потужність, підтримувати параметри надійності та якості електричної енергії в ОЕС України, вирівнювати добовий графік електричного навантаження (ГЕН), САЕ може надавати допоміжні послуги на ринку електричної енергії з метою отримання додаткового прибутку.

Крім того, застосування САЕ для сукупної роботи з СЕС може зменшити фінансове навантаження від штрафів за небаланс. Якщо передбачити відповідний запас по ємності накопичення, САЕ може заряджатись/розряджатись та вирівнювати неточності при відхиленні фактичного графіка виробництва електричної енергії на СЕС до прогнозованого рівня.

Економічну оцінку сукупної роботи СЕС та САЕ, відповідно до розробленої математичної моделі (1) – (11), проведено з використанням методики визначення середньозваженої собівартості виробництва електроенергії (LCOE, англ. Levelized Cost of Electricity) та зберігання електроенергії (LCOS, англ. Levelized Cost of Storage) за життєвий цикл. Так як модель передбачає сукупну роботу СЕС та САЕ протягом доби, економічну оцінку проведено для добової собівартості відпущеної від цієї системи електроенергії.

Середньозважені витрати при спільній роботі СЕС та САЕ, які визначаються з загальних дисконтованих витрат протягом життєвого циклу цієї системи [13] з використанням коефіцієнту повернення капіталу (CRF, Capital Recovery Factor), вважались рівномірно розподіленими для кожної доби року.

Добова собівартість відпущеної електроенергії при сукупній роботі СЕС та САЕ визначається з їх сумарних добових середньозважених витрат та загального добового обсягу відпущеної електроенергії:

$$PCOE^{SYSTEM} = \frac{\sum_{i=1}^n (C^{PV,ESS} + O^{PV,ESS}) \cdot CRF / 365}{E^{SYSTEM}}, \quad (12)$$

де $PCOE^{SYSTEM}$ – добова собівартість при сукупній роботі СЕС та САЕ, \$/МВт·год; n – термін життєвого циклу системи, років; $C^{PV,ESS}$ – сумарні середньозважені річні капітальні витрати СЕС та САЕ (CAPEX), \$; $O^{PV,ESS}$ – сумарні річні операційні витрати для СЕС та САЕ (OPEX), \$; CRF – коефіцієнт повернення капіталу; 365 – кількість днів у році.

Для техніко-економічної оцінки сукупної роботи СЕС та САЕ використовувались вхідні

дані з цінами на обладнання станом на 2020 р. (табл. 1).

Розрахунки проводились для коефіцієнта перевантаження від 1,6 до 2,2 з кроком зміни 0,1. Результати техніко-економічних розрахунків при сукупній роботі СЕС потужністю 10 МВт (АС) та САЕ показано в табл. 2.

Результати розрахунку техніко-економічних показників показують, що зі збільшенням коефіцієнта перевантаження СЕС зростають потреби у потужності та ємності САЕ. За допомогою САЕ можна збільшити обсяги відпущеної е/е в енергосистему, що видно при порівнянні обсягів відпуску електричної енергії з СЕС та при її сукупній роботі з САЕ.

Зростання добових витрат відбувається як при збільшенні коефіцієнта перевантаження для СЕС, так і при її сукупній роботі з САЕ. Збільшення потужності та ємності накопичувача також призводить до зростання добових витрат та добової собівартості сукупної роботи СЕС та САЕ.

Протягом останніх років у світі відбувається тенденція здешевлення вартості літій-іонних акумуляторів, яке відбувається в середньому на 18% за рік [17]. Тому можна оцінити, як зміняться економічні показники при зменшенні капітальних інвестицій у акумуляційне обладнання. Для отримання прогнозних економічних показників (пункт 3 табл. 2) враховано зниження вартості капітальних витрат у впровадження акумуляторних батарей з 200 до 100 \$/кВт·год. З результатів прогнозних розрахунків видно, що зниження вартості капітальних витрат у впровадження акумуляторних батарей при порівнянні їх з показниками по цінам станом на 2020 р. дозволяє знизити добові витрати та собівартість виробництва електричної енергії.

Таблиця 1. Вхідні дані для техніко-економічних розрахунків

№	Показник	Одиниця виміру		Значення		Примітка
		СЕС	САЕ	СЕС	САЕ	
1	Розподіл запозичених/власних коштів	частка		70,0/30,0		[14]
2	Кредитна ставка	%		13,39		[14]
3	Час повернення кредиту	років		4,0		[14]
4	Ставка дисконтування	%		10,69		розрахунок WACC
5	Термін експлуатації	років		20		[15]
6	Частка витрат на ЕРС від капітальних інвестицій	%		14,0	11,2	[15]
7	Питомі капітальні витрати у DC обладнання	\$/кВт	\$/кВт·год	500,0	200,0	[16]
8	Питомі капітальні витрати у АС обладнання	\$/кВт	\$/кВт·год	215,0	100,0	[16]
9	Питомі операційні витрати у DC обладнання	\$/кВт	\$/кВт·год	6,4	9,8	[16]
10	Питомі операційні витрати у АС обладнання	\$/кВт	\$/кВт·год	1,6	5,85	[16]

Таблиця 2. Техніко-економічні показники сукупної роботи СЕС потужністю 10 МВт (АС) та САЕ

№	Показник	Одиниця виміру	Номер варіанту						
			1	2	3	4	5	6	7
1	Технічні показники								
1.1	Коефіцієнт перевантаження СЕС	-	1,60	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2
1.2	Потужність СЕС	МВт (DC)	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0
1.3	Макс. потужн. заряджання САЕ	МВт (АС)	1,26	1,96	2,67	3,37	4,07	4,78	5,48
1.4	Макс. потужн. розряджання САЕ	МВт (АС)	2,17	1,68	3,20	5,13	4,87	4,62	4,72
1.5	Ємність заряджання САЕ	МВт·год	0,72	1,39	2,28	3,32	4,56	6,06	7,70
1.6	Ємність розряджання САЕ	МВт·год	0,55	1,05	1,73	2,52	3,47	4,6	5,85
1.7	Обсяги відпущеної е/е на СЕС	МВт·год	68,00	71,44	74,64	77,68	80,46	82,89	85,17
1.8	Обсяги відпущеної е/е СЕС + САЕ	МВт·год	69,04	72,71	76,43	80,20	83,92	87,50	91,03
1.9	Збільшення обсягів відпуску е/е	%	1,54	1,79	2,40	3,25	4,31	5,55	6,87
2	Економічні показники								
2.1	Добові витрати на СЕС	\$/добу	5253	5517	5782	6046	6310	6575	6839
2.2	Добові витрати на СЕС та САЕ	\$/добу	5671	6295	7026	7826	8721	9738	10825
2.3	Збільшення добових витрат	%	7,96	14,10	21,52	29,44	38,21	48,12	58,29
2.4	Добова собівартість електроенергії СЕС	\$/МВт·год	77,26	77,24	77,47	77,83	78,43	79,31	80,29
2.5	Добова собівартість електроенергії від СЕС та САЕ	\$/МВт·год	82,1	86,6	91,9	97,6	103,9	111,3	118,0
2.6	Збільшення собівартості електроенергії	%	6,32	12,09	18,67	25,37	32,50	40,33	48,11
3	Економічні показники (прогнози)								
3.1	Добові витрати на СЕС та САЕ	\$/добу	5544	6050	6622	7238	7913	8665	9460
3.2	Збільшення добових витрат	%	5,54	9,64	14,53	19,71	25,40	31,79	38,33
3.3	Добова собівартість електроенергії СЕС	\$/МВт·год	80,3	83,2	86,6	90,2	94,3	99,0	103,9
3.4	Збільшення собівартості електроенергії	%	3,93	7,72	11,85	16,95	20,22	24,86	29,43

ВИСНОВКИ

1. Математична модель сукупної роботи фотоелектричної сонячної електростанції та системи акумулювання електричної енергії дозволяє визначати ключові показники накопичувача – потужність та ємність залежно від структури обладнання СЕС, інтенсивності сонячного випромінювання з метою збереження надлишкової фотоелектричної потужності при обмеженні на інверторах.

2. Сукупна робота системи акумулювання в умовах підтримки потужності СЕС забезпечує

стабільність виробництва електричної енергії, роблячи її стійкою до хмарності в періоди максимального сонячного випромінювання.

3. Проведена техніко-економічна оцінка спільної роботи СЕС та акумуляційної системи при збільшенні коефіцієнта перевантаження СЕС показала зростання обсягів відпущеної електроенергії та собівартості з відповідним збільшенням необхідної потужності та ємності накопичувача.

4. Розроблена математична модель та отримані результати дослідження дають підґрунтя

для проведення подальших досліджень сукупної роботи фотоелектричної сонячної електростанції та системи акумуляції електроенергії в умовах паралельної роботи в об'єднаній енергосистемі.

1. Про затвердження Правил взаємовідносин між Державним підприємством «Національна енергетична компанія «Укренерго» та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи України: Наказ Міністерства палива та енергетики України від 02.06.2008 №303. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0673-08#Text> (дата звернення: 08.08.2020).

2. Про затвердження Кодексу системи передачі: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 309. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 08.08.2020).

3. НЕК «Укренерго». (2019). Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-dostatnosti-generuyuchyuh-potuzhnostej-2019.pdf> (дата звернення: 15.08.2020).

4. НЕК «Укренерго». (2020). Укренерго закликає НКРЕКП запобігти небезпечним відмовам ВДЕ виконувати диспетчерські команди з операційної безпеки. URL: <https://ua.energy/media/pres-tsentr/pres-relizy/ukrenergo-zaklykaye-nkrekp-zapobigty-neobgruntovanyim-vidmovam-vde-vykonuvaty-dyspetcherski-komandy-z-operatyvnoyi-bezpeky/> (дата звернення: 10.07.2020).

5. НЕК «Укренерго». (2019). Встановлена потужність відновлювальних джерел енергії за 2015–2020 роки. URL: <https://ua.energy/vstanovlenapotuzhnist-energosityemy-ukrayiny/> (дата звернення: 10.07.2020).

6. Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії: Закон України 810-IX від 21.07.2020. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text> (дата звернення: 08.08.2020).

7. Müller, N., Kouro, S., Zanchetta, P., Wheeler, P., Bittner, G., & Girardi, F. (2019). Energy Storage Sizing Strategy for Grid-Tied PV Plants under Power Clipping

Limitations. *Energies*. Vol. 12(9), 1812. <https://doi.org/10.3390/en12091812>

8. Comello S., Reichelstein S. The emergence of cost effective battery. *Nature Communications*. 2019. Vol. 10, 2038. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-09988-z>

9. Lai C.S., McCulloch M. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Applied Energy*. 2017. Vol. 190. P. 191–203. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153>

10. Буратинський І.М., Нечаєва Т.П., Шульженко С.В. Оптимізація структури обладнання фотоелектричної сонячної електростанції. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. 2(61). С. 17–22. <https://doi.org/10.15407/pge2020.02.017>.

11. Буратинський І.М. Аналіз застосування систем акумуляції електроенергії в енергосистемах з великим обсягом відновлюваних джерел енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 4(59). С. 63–67. <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.063>.

12. Solar radiation data (SoDa). HelioClim-3 Archives service: веб-сайт. URL: <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/helioclim-3-archives-for-free> (дата звернення: 18.08.2020).

13. Нечаєва Т.П. Оцінка сукупної роботи батарейних систем накопичення енергії з електростанціями на відновлюваних джерелах енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 3(58). С. 11–16. <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.011>

14. Кредити на придбання сонячних електростанцій і теплових насосів. Програма «Еко енергія Simple»: веб-сайт. URL: https://www.ukrgasbank.com/private/credits/eco_energy/ (дата звернення: 11.08.2020).

15. Lazard. (2019). Lazard's levelized cost of storage analysis – version 5.0. URL: <https://www.lazard.com/media/451087/lazards-levelized-cost-of-storage-version-50-vf.pdf> (дата звернення: 19.08.2020).

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

17. Bloomberg NEF. (2019), A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. URL: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/> (дата звернення: 09.08.2020).

Надійшла до редколегії: 26.08.2020