

РЕЗЕРВНА ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ В УМОВАХ ПЕРІОДИЧНИХ ВІДКЛЮЧЕНЬ СПОЖИВАЧІВ ВІД ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

Отримано 11 січ. 2023; рекомендовано до публікації 22 бер. 2023
Доступно онлайн 31 бер. 2023О. Ю. Гаєвський¹, Г. М. Гаєвська², В. Ю. Іванчук³Автор для кореспонденції: Олександр Гаєвський,
e-mail: a.gaevskii@kpi.ua¹ д-р фіз.-мат. наук, професор.
<https://orcid.org/0000-0001-6144-2441>² стар. викладач.
<https://orcid.org/0000-0001-7760-6789>³ аспірант.
<https://orcid.org/0000-0002-0585-9610>

Робота присвячена розробці моделі та методики розрахунку резервної фотоелектричної системи (РФЕС), призначеної для підтримки локального споживача при періодичних відключеннях від електромережі. Запропонований метод та алгоритм розрахунку, що засновані на рівняннях балансу енергії в системі протягом доби для заданих добових профілів навантаження та сценарію відключення. Метод дозволяє розрахувати необхідні розмірні параметри РФЕС: необхідну потужність масиву фотомодулів P_{inst} і сумарну ємність акумуляторів Q_{inst} . Змодельовані різні сценарії відключення для РФЕС, розташованої в Київській області, яка забезпечує підтримку добового навантаження 10 кВт. Отримані залежності параметрів P_{inst} і Q_{inst} від характеристик сценаріїв відключень. Оцінена надійність резервного електропостачання при відхиленні енергії заряду батареї на початок доби від необхідного рівня. Представлений метод визначення розмірів РФЕС може бути використаний при проектуванні систем локального резервного електропостачання житлових будинків або малих підприємств для умов воєнного стану.

Ключові слова: резервна фотоелектрична станція, відключення від мережі, фотогенерація, масив фотомодулів, акумуляторна батарея, стан заряду, баланс енергії.

BACKUP PV PLANT FOR PERIODIC CONSUMERS POWER OUTAGES FROM GRID

Received 11 Jan. 2023; accepted 22 Mar. 2023

Available online 31 Mar. 2023

O. Gaevskii¹, A. Gaevska², V. Ivanchuk³Author for correspondence: Oleksandr Gaevskii,
e-mail: a.gaevskii@kpi.ua¹ Doctor of Phys. Math. Sci., Professor.
<https://orcid.org/0000-0001-6144-2441>² Senior teacher.
<https://orcid.org/0000-0001-7760-6789>³ PhD student.
<https://orcid.org/0000-0002-0585-9610>

The work is devoted to the development of a model and method for calculating a backup photovoltaic (BPV) system designed to maintain a consumer load under the power grid. The proposed method and algorithm are based on the energy balance equations in the system during the day for given daily profiles of load and outage scenario. The method allows calculate the sizing parameters of BPV: the power of PV array P_{inst} and the capacity of batteries Q_{inst} . As an example, various outage scenarios were simulated for BPV located in the Kyiv region, which provides support for a daily load of 10 kW. As a result of simulation the dependences of sizing parameters on the outages characteristics were obtained. The proposed method for sizing problem solving can be used in the design of local backup power supply systems for residential buildings or small businesses in a military situation. The

reliability of the backup power supply is estimated when the energy balance is disturbed due to unplanned consumers power outages.

Keywords: backup PV plant, power outages, PV generation, PV modules array, storage battery, state of charge, energy balance

Перелік використаних скорочень та позначень

BPVP – Backup PhotoVoltaic Plant

SOC – State of Charge (стан заряду)

АКБ – акумуляторна батарея

АФЕС – автономна фотоелектрична станція

ККД – коефіцієнт корисної дії

РФЕС – резервна фотоелектрична станція

ФМ – фотомодуль

ФЕС – фотоелектрична система

Вступ та постановка задачі. Одним із найпопулярніших засобів прямого використання енергії сонячного випромінювання є автономні фотоелектричні станції (АФЕС), кількість яких неухильно зростає, передусім завдяки простоті встановлення та можливості забезпечити електроенергією споживачів у місцях, віддалених від електромереж [1, 2]. Якщо фотоелектрична система (ФЕС) крім забезпечення локального споживача постачає енергію в електричну мережу, її відносять до мережевої фотоелектричної станції. Обидва типи ФЕС можуть мати у своєму складі систему енергозабезпечення, представлену акумуляторними батареями (АКБ) і призначену для живлення споживача або видачі енергії в мережу, коли фотогенерація недостатня, – такі системи іноді називають гібридними [3]. АФЕС зазвичай мають потужність 1–20 кВт і забезпечують енергією приватні домогосподарства, телекомунікаційні установки, насосні системи, пристрої освітлення, автоматики та сигналізації.

У цій роботі розглядатимемо ФЕС як систему резервного живлення в умовах, коли енергія з електромережі видається споживачеві нерегулярно. У таких ситуаціях масово опинилися локальні споживачі під час воєнних дій в Україні та ракетних атак на енергосистему. Резервна фотоелектрична станція (РФЕС) може перекрити інтервали відсутності мережевого живлення, якщо її характеристики відповідають можливим сценаріям відключень споживача від мережі. Але така станція не є мережевою в загальноприйнятому сенсі, тобто інвертор в її складі не призначений для обміну енергією з електромережею. Об'єм генерації ФЕС залежить як від дня тижня, так і від часу дня. Невідповідність рівнів генерації та споживання енергії компенсується АКБ.

Оскільки РФЕС призначена для роботи в автономному режимі, розрахунок розмірів її компонентів має враховувати особливості оптимізаційних розрахунків АФЕС. Методи розв'язання таких задач ("sizing of PV plant") можна поділити на чисельні, аналітичні, методи обчислювального інтелекту та гібридні методи [4]. Оптимізаційні критерії поділяються на

- технічні (ймовірність втрати навантаження, ймовірність втрати джерела живлення, стан заряду акумуляторів SOC та інші);

- економічні (капітальні витрати, річна вартість ФЕС, чиста приведена вартість та інші).

Поряд з технічними та економічними критеріями можуть бути присутні екологічні або соціальні вимоги. Залежно від вибраного критерію формулюється цільова функція, яка залежить від параметрів ФЕС, наприклад імовірності втрати навантаження або річних капітальних та експлуатаційних витрат [3, 4].

Висока початкова вартість ФЕС обумовлює необхідність оптимізації системи, насамперед за капітальними витратами. Задача формулюється як одноцільова оптимізація фінансового показника, при якій технічні показники (надійність енергозабезпечення та інші) присутні у вигляді відповідних обмежувальних умов. Одноцільова оптимізація може бути здійснена також за технічною характеристикою (рівнем надійності або максимумом річного виробітку енергії), у вигляді обмежувальних умов виступають вже фінансові показники системи. Компоненти системи вибираються таким чином, щоб забезпечити оптимальний баланс між надійністю системи та певним показником вартості. Недоліком одноцільової схеми є необхідність запуску процедури оптимізації окремо для кожного числового набору обмежувальних умов. Альтернативою цієї схеми є двоцільова оптимізація, яку можна реалізувати, наприклад, методом рою частинок [5]. Особливості розрахунку ФЕС як резервної станції розглянемо в наступному розділі.

Розмірні параметри АФЕС при оптимізації за технічним критерієм залежать від профіля навантаження, інсоляції на поверхні ФМ, температури, а також заданого рівня надійності енергопостачання. При розрахунку розмірів РФЕС ураховують параметри сценарію відключень. Алгоритм розрахунку РФЕС, яка працює в умовах відключень, принципово відрізняється від відомих алгоритмів визначення розмірів АФЕС [3–7].

По-перше, АФЕС призначена для неперервного енергопостачання споживачеві, тому її розрахунок будують на балансових рівняннях, які відповідають тривалому календарному робочому періоду. РФЕС працює при переривчастому мережевому енергопостачанні (часто нерегулярному), внаслідок чого неможливо передбачити

тренд зміни стану заряду акумуляторів (SOC) на місячних і навіть тижневих інтервалах часу.
фотомодулів

По-друге, в моделі АФЕС вважається, що заряд АКБ на початок кожної доби можна розрахувати на основі радіаційних даних та профіля навантаження за попередній період. Це дає можливість витратити заряд без його відповідної компенсації за добу, якщо SOC не падає нижче допустимого ступеня розрядження. В моделі РФЕС, що описує роботу в умовах планових або аварійних відключень, параметр SOC на початок доби може бути на нижчому допустимому рівні, тому надійне живлення навантаження можна забезпечити виключно за рахунок енергії фотогенерації. Тому розрахунок РФЕС можна будувати на основі рівнянь балансу енергії протягом доби.

Компоненти та режими роботи РФЕС. Модель резервної фотоелектричної станції, що розглядається в цій роботі, має в своєму складі такі компоненти (рис. 1):

- *масив фотоелектричних модулів*, які представляють генерувальний компонент системи;
- *регулятор заряду-розряду*, який служить для запобігання як надлишкової підзарядки акумуляторних батарей, так і її повної розрядки в процесі роботи; він також може забезпечувати режим максимуму потужності для масиву фотомодулів;
- *інвертор* для автономних ФЕС, який перетворює енергію постійного струму від фотомодулів на енергію змінного струму для живлення споживача та не призначений для обміну енергією з мережею;
- *акумуляторні батареї*, загальна ємність яких забезпечує необхідний рівень надійності електропостачання споживачеві.
- *контролер-перемикач*, який перемикає споживача між ФЕС і електромережею за умовою енергетичного балансу за певний період часу.
- *мережеві компоненти* в цій моделі представлені знижувальним трансформатором (наприклад, 10/0,4 кВ) та кабелями з'єднання.

У процесі експлуатації РФЕС, яка побудована на основі АФЕС, можливі різні режими роботи залежно від наявності або відсутності фотогенерації та співвідношення рівнів генерації, споживання енергії та стану заряду батарей. Якщо є підключення споживача до електромережі, навантаження забезпечується нею, а фотоелектрична система працює на заряджання АКБ (якщо вона не заряджена) або скидає надлишкову енергію в демпферне навантаження. Якщо трапляється відключення від мережі, фотоелектрична система працює в звичайному режимі АФЕС, тобто навантаження живиться від двох джерел: ФМ і батареї. При цьому, якщо генерація перевищує навантаження, частка згенерованої енергії витрачається на заряджання АКБ. Споживач може не отримати потрібної енергії лише в разі відсутності трьох джерел: фотогенерації, електромережі та заряду з АКБ.

Основні енергетичні рівняння РФЕС. Розмірна задача для РФЕС (рис. 1), що працює в описаних вище режимах, складається з визначення потрібної потужності ФМ та ємності АКБ при заданих добовому споживанні електроенергії та графіку відключень. Режим енергозабезпечення споживача мережею можна представити як періодичну послідовність двох часових інтервалів: τ_{on} – живлення від мережі, τ_{off} – відключення від мережі та живлення від ФЕС. Зміна цих джерел здійснюється контролером-перемикачем у складі системи. Прийmemo для визначеності період цих послідовностей $\tau = \tau_{on} + \tau_{off}$ рівним $\tau = 8$ год, тобто протягом доби маємо три відключення. Відносну частку тривалості мережних відключень можна охарактеризувати *часовою щільністю відключень* d :

$$d = \frac{\tau_{off}}{\tau} = 1 - \frac{\tau_{on}}{\tau} \quad (1)$$

Оскільки інтервали відключень складають періодичну послідовність, можна ввести ще один параметр, що характеризує зсув цієї послідовності у часі – це затримка t_d

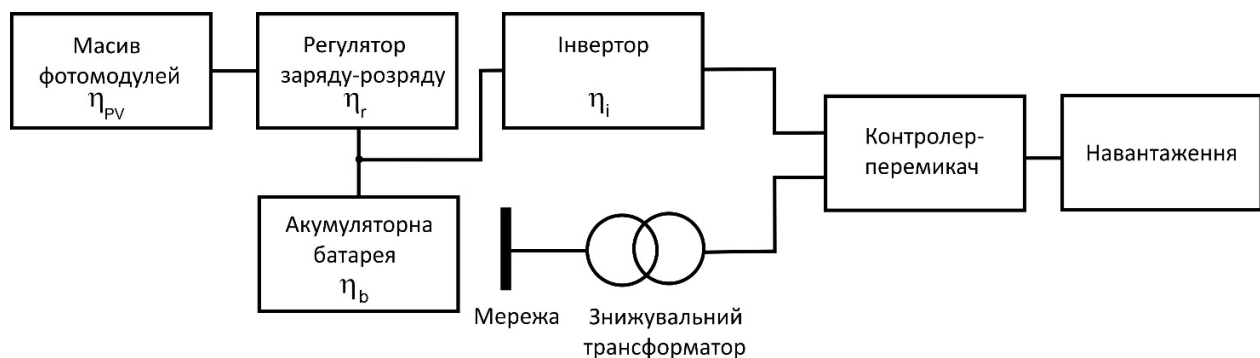


Рис. 1. Компоненти РФЕС (у прямокутниках вказані ККД компонентів)

Fig. 1. The components of BPVP (efficiency of the components are indicated in rectangles)

послідовності відключень відносно 0 год, тобто момент першого переходу від інтервалу τ_{on} до τ_{off} (рис. 2).

Прийmemo дискретну в часі модель опису роботи РФЕС. Нехай ΔT – інтервал дискретизації при розрахунках, наприклад, 0,25 (тобто 15 хв), $N = 24/\Delta T$ – число розрахункових інтервалів протягом доби. Відповідно до профілю відключень введемо вектор \mathbf{D} з елементами $D_i \equiv D(t_i)$ для кожного інтервалу $t_i = i\Delta T / N$:

$$\mathbf{D} = (D_1, D_2, \dots, D_N), \quad (1)$$

де

$$D_i = \begin{cases} 1, & t_i \in \tau_{off} \\ 0, & t_i \in \tau_{on} \end{cases}. \quad (2)$$

Елементи (2) в цій роботі вважаються періодичними функціями: $D(t_i) = D(t_i + \tau)$, або $D_i = D_{i+N}$. Профіль навантаження запишемо аналогічно у вигляді вектора \mathbf{E}_L з N елементами: $\mathbf{E}_L = (E_{L,1}, E_{L,2}, \dots, E_{L,N})$. Тоді частки енергії змінного струму \mathbf{E}_{AC} , що надаються інвертором у навантаження на інтервалах ΔT , є результат поелементного добутку

$$\mathbf{E}_{AC} = \mathbf{D} \circ \mathbf{E}_L \quad (3)$$

з елементами $E_{AC,i} = D_i E_{L,i}$. Загальне добове навантаження на РФЕС дорівнюватиме

$$E_{AC,tot} = \text{sum}(\mathbf{E}_{AC}) \equiv \sum_{i=1}^N E_{AC,i}. \quad (4)$$

Порції енергії, якими обмінюються компоненти РФЕС на інтервалах ΔT , будемо представляти за допомогою таких векторів:

$$\mathbf{E}_{PV} = (E_{PV,1}, E_{PV,2}, \dots, E_{PV,N}) \quad (5a)$$

– надходження енергії від масиву фотомодулів у регулятор заряду-розряду;

$$\Delta \mathbf{E}_{Bat} = (\Delta E_{Bat,1}, \Delta E_{Bat,2}, \dots, \Delta E_{Bat,N}) \quad (5b)$$

– обмін енергією між АКБ, регулятором та інвертором: при $\Delta E_{Bat,i} > 0$ енергія надходить в АКБ із регулятора, при $\Delta E_{Bat,i} < 0$ АКБ видає енергію в інвертор;

$$\Delta \mathbf{E}_Q = (\Delta E_{Q,1}, \Delta E_{Q,2}, \dots, \Delta E_{Q,N}) \quad (5b)$$

– вектор змінення енергії заряду в АКБ;

$$\mathbf{E}_Q = (E_{Q,1}, E_{Q,2}, \dots, E_{Q,N}) \quad (5r)$$

– кумулятивна енергія заряду. Елементи останнього вектора дорівнюють

$$E_{Q,i} = E_{Q,0} + \sum_{k=1}^i \Delta E_{Q,k}, \quad (6)$$

де $E_{Q,i} = E_{Q,0} + \sum_{k=1}^i \Delta E_{Q,k}$ – заряд АКБ на початок доби.

Між векторами (5б) – (5r) існує зв'язок

$$\Delta \mathbf{E}_Q = \eta_b \Delta \mathbf{E}_{Bat} - \frac{k_{sd} \Delta T}{24} \mathbf{E}_Q, \quad (7)$$

де η_b – ККД процесів заряджання-розряджання АКБ, k_{sd} – коефіцієнт саморозряду батареї за добу.

Зазначені компоненти (5a) – (5r) обмінної енергії є випадковими величинами, що залежать від інсоляції, температури ФМ, навантаження, режиму відключень та низки інших факторів. Енергія генерації \mathbf{E}_{PV} в роботі визначається на основі погодинних довідникових даних для певної місцевості [8], які інтерпольовані на інтервали часу ΔT . Енергія навантаження і режим відключення в цій роботі моделюються певними функціями відповідно до постановки конкретної розрахункової задачі. Як ККД та інші параметри компонентів РФЕС вибираються значення ефективності, характерні для типового обладнання.

Оскільки в РФЕС потоки потужності між основними компонентами станції розподіляються регулятором заряду-розряду, рівняння балансу енергії в системі базуються на врахуванні змін енергії на терміналі батареї на інтервалах ΔT

$$\Delta \mathbf{E}_{Bat} = \eta_r \mathbf{E}_{PV} - \frac{1}{\eta_i} \mathbf{E}_{AC}, \quad (8)$$

де η_r і η_i – ККД контролера та інвертора відповідно. Ліва частина (8) – вектор зі значеннями послідовного прирощення (убування) енергії на клеммах батареї за

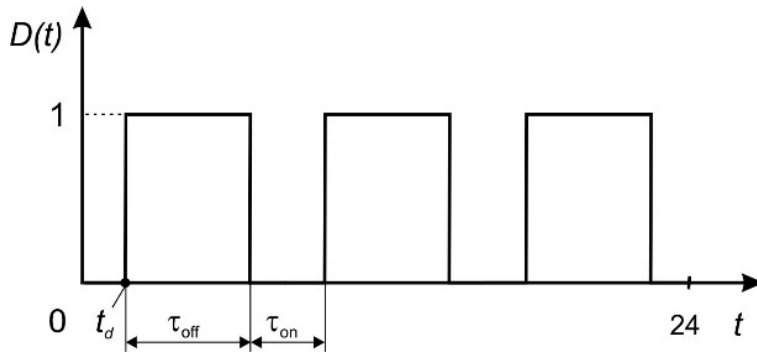


Рис. 2. Часовий профіль періодичних відключень споживача від електромережі

Fig. 2. The time profile of periodic consumers outages from power grid

проміжок ΔT , а права частина – різниця між енергією від ФМ, що надійшла до АКБ через регулятор, і енергією змінного струму навантаження, що прямує в інвертор.

Якщо вважати, що кумулятивний заряд АКБ на кінець доби має дорівнювати заряду на початку доби, тобто $E_{Q,1} = E_{Q,N}$, отримаємо рівняння добового балансу заряду в батареї

$$\Delta E_{Q,tot} = \sum_{i=1}^N (\Delta E_{Q,i}) \equiv \sum_{i=1}^N \Delta E_{Q,i} = 0. \quad (9)$$

Заряд АКБ у кожний i -й інтервал часу Q_i повинен бути у межах $Q_{\min} < Q_i < Q_{\max}$, де як Q_{\max} може бути сумарна номінальна ємність акумуляторної системи, а Q_{\min} – мінімально допустимий заряд

$$Q_{\min} = (1 - DoD) \cdot Q_{\max}, \quad (10)$$

де DoD (Degree of Discharge) – допустимий ступінь розряду акумуляторів. Насиченню АКБ відповідає умова $Q = Q_{\max}$, а відмові видачі енергії в навантаження при відсутності напруги в мережі – умова $Q = Q_{\min}$. Величину Q_{\max} беруть як загальну установчу ємність АКБ, тобто $Q_{inst} = Q_{\max}$. Вважаємо, що виконується звичайне співвідношення $Q_i = E_{Q,i} / V_n$, де V_n – номінальна напруга АКБ (співвідношення наближене, оскільки взято номінальну, а не фактичну напругу).

Визначення розмірів РФЕС

У запропонованому алгоритмі розрахунку розмірів РФЕС вважається, що підтримка споживача при тривалих відключеннях від мережі забезпечується енергією від фотоелектричної системи, яка генерується в даний проміжок часу ΔT , або отримується з акумуляторів. Компоненти вектора генерації E_{PV} (5а) визначаються порціями інсоляції $I_{t,i}$ на нахилений (tilted) поверхні, які запишемо у вигляді вектора I_t . Елементи цього вектора $I_{t,i}$ відповідають енергії сонячного випромінювання, яка надходить на 1 м^2 площі за i -й проміжок часу. Вказані два вектори пов'язані рівнянням

$$E_{PV} = \eta_{PV} I_t S, \quad (11)$$

де S – сумарна площа панелей ФМ, η_{PV} – ККД фотомодулів. Інсоляція $I_{t,i}$ визначається для приймальної поверхні рядів фотомодулів, які вважаємо однаково орієнтованими за азимутом z_d і нахиленими під кутом β до горизонтальної площини. Для зручності обчислень виразимо повну денну інсоляцію I_{tot} на одиниці площі нахиленої поверхні (в $\text{кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$) через кількість годин пікового сонця PSH (Peak Solar Hours) для певної доби

$$I_{tot} = \sum_{i=1}^N (I_{t,i}) \equiv \sum_{i=1}^N I_{t,i} = PSH \cdot 1 \text{ кВт} / \text{м}^2, \quad (12)$$

яка розраховується в роботі на основі багаторічних даних в рамках ізотропної моделі дифузної радіації Лю – Джордана [9, 10].

Оскільки потужність масиву ФМ дорівнює

$$P_{inst} = \eta_{PV} S I_{STC}, \quad (13)$$

де $I_{STC} = 1 \text{ кВт} / \text{м}^2$ – інтенсивність сонячної радіації в стандартних тестових умовах (Standard Test Conditions, STC), для енергії $E_{PV,tot}$, згенерованої станцією за добу генерації, маємо

$$E_{PV,tot} = \eta_{PV} S \cdot PSH \cdot 1 \text{ кВт} / \text{м}^2 = P_{inst} \cdot PSH. \quad (14)$$

Як було вказано вище, при нерегулярній роботі РФЕС, а саме під час відключень мережевого електропостачання, розрахунок параметрів ФЕС можна виконати на основі енергетичного балансу протягом однієї доби в найнесприятливіший місяць. Таким місяцем може бути місяць з найменшою сумою радіації – грудень або інший місяць, який користувач вибирає як найпроблемніший з погляду постачання енергії з мережі. Установчі параметри P_{inst} , Q_{inst} визначають за допомогою наведених формул та ітераційного алгоритму, зображеному у вигляді схеми на рис. 3.

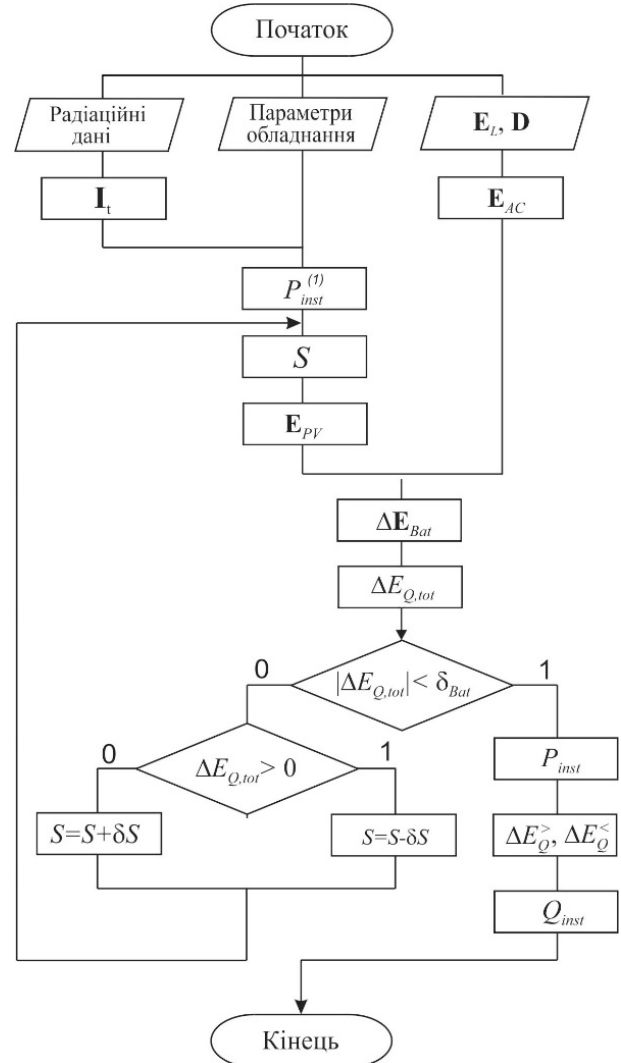


Рис. 3. Блок-схема алгоритму розрахунку розмірів РФЕС
Fig. 3. Flowchart of BPV size calculation

Відповідно до алгоритму розрахунків починається з введення усереднених погодинних даних для актуального місяця: прямої нормальної радіації, середньомісячного альбедо, прямої та дифузної радіації на горизонтальну поверхню. Вводяться також параметри обладнання: коефіцієнти корисної дії компонентів, саморозряду АКБ, припустимого ступеня розряду, кути нахилу та азимутальної орієнтації фотоелектричних панелей. Крім того, задаються модельні вектори навантаження \mathbf{E}_L та мережевих відключень \mathbf{D} . На основі радіаційних даних розраховується згідно з підходом [10] погодинний профіль денної інсоляції I_t на одиницю площі приймальної поверхні. Далі визначається PSH за добу та обчислюється пробне значення потужності станції $P_{inst}^{(1)} = E_{AC,tot} / PSH$, а також потрібна загальна площа ФМ

$$S = P_{inst} / (\eta_{PV} \cdot 1 \text{ кВт/м}^2). \quad (15)$$

В ітераційному циклі обчислюється надходження енергії в АКБ ΔE_{Bat} (8) на кожному інтервалі ΔT і знаходиться дефіцит (або профіцит) балансу енергії АКБ за добу $\Delta E_{Q,tot}$ (9). Якщо сума (9) від'ємна, площа ФМ S збільшується на певну малу величину $\delta S > 0$; якщо сума додатна, S зменшується на δS , і треба перейти до наступної ітерації. Умовою закінчення ітерацій є $|\Delta E_{Q,tot}| < \delta_{Bat}$, де δ_{Bat} – наперед задана мала величина. Після визначення потрібної для забезпечення навантаження площі модулів S обчислюється установча потужність РФЕС P_{inst} (13).

Умова рівності енергій, виданої та спожитої акумуляторною системою за добу, означає виконання балансу енергії в АКБ (9). Для визначення ємності акумуляторної батареї треба обчислити вектор змінення кумулятивної енергії протягом доби ΔE_Q (7) та визначити часткові суми, коли батарея заряджалась ΔE_Q і розряджалась ΔE_Q , тобто

$$\Delta E_Q^> = \sum_{i(\Delta E_{Bat,i} > 0)} \Delta E_{Q,i}, \quad \Delta E_Q^< = \sum_{i(\Delta E_{Bat,i} < 0)} \Delta E_{Q,i}. \quad (16)$$

Установча загальна ємність АКБ обчислюється за формулою

$$Q_{inst} = \frac{\Delta E_Q^> + |\Delta E_Q^<|}{DoD \cdot (1 - k_{sd}) V_n}. \quad (17)$$

Результати моделювання РФЕС. Поведінка РФЕС і, відповідно, її розрахунок у разі переривчастого споживання енергії буде залежати від профілю радіації I_t , загального добового споживання \mathbf{E}_L та ще від трьох параметрів: d , τ і t_d , – що визначають сценарій відключень споживача від електромережі. Розглянемо приклад РФЕС, яка розташована в Київській області та має забезпечувати постійне у часі навантаження 10 кВт-год на добу в грудні – найнесприятливішому за інсоляцією місяці. До речі, розрахунок РФЕС легко узагальнюється на будь-який змінний профіль навантаження \mathbf{E}_L , на який накладається

графік відключень \mathbf{D} (див. формулу (3)). Панелі ФМ вважаємо орієнтованими за азимутом на південь та нахиленими під кутом $\beta = 63^\circ$, оптимальним для зимового періоду в Київській області [10]. У цьому прикладі взяті такі ККД компонентів обладнання: фотомодулів $\eta_{PV} = 0,18$, інвертора $\eta_i = 0,95$, контролера заряду $\eta_r = 0,95$, акумуляторів $\eta_b = 0,9$. Напруга на терміналі акумуляторної системи $V_n = 12 \text{ В}$, коефіцієнт саморозряду $k_{sd} = 0,4\%$ на добу.

На рис. 4 показані погодинні профілі енергії генерації \mathbf{E}_{PV} , попиту до РФЕС на споживання \mathbf{E}_{AC} , обміну з АКБ $\Delta \mathbf{E}_{Bat}$, енергії заряду в АКБ \mathbf{E}_{Bat} для $d = 3/8$, $t_d = 2$ год при періодичності відключень 8 год.

Локальне навантаження споживача, коли недостатня фотогенерація та/або відсутнє мережеве живлення, забезпечується акумуляторною системою. На енергетичні характеристики батареї $\mathbf{D} \mathbf{E}_{Bat}$, \mathbf{E}_{Bat} впливають параметри сценарію відключень d і t_d . За допомогою вектора $\Delta \mathbf{E}_{Bat}$ визначається ємність АКБ, необхідна для підтримки добового навантаження.

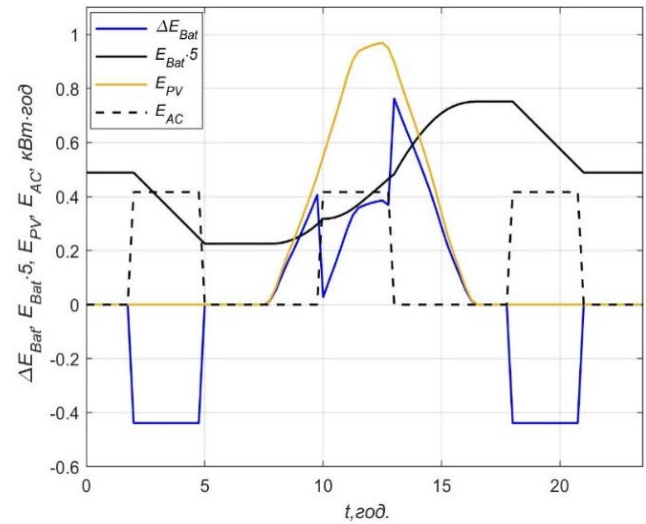
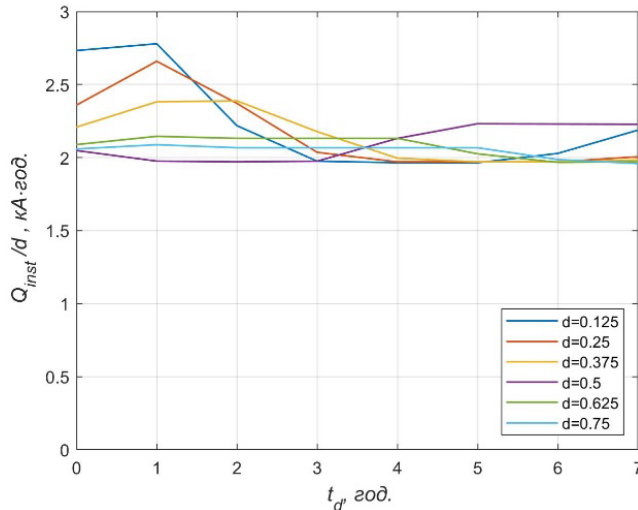


Рис. 4. Погодинні профілі енергії фотогенерації \mathbf{E}_{PV} , навантаження \mathbf{E}_{AC} , обміну з АКБ $\Delta \mathbf{E}_{Bat}$, енергії заряду в АКБ \mathbf{E}_{Bat} при добовій періодичності $\tau = 24$ год, $d = 3/8$, $t_d = 2$ год

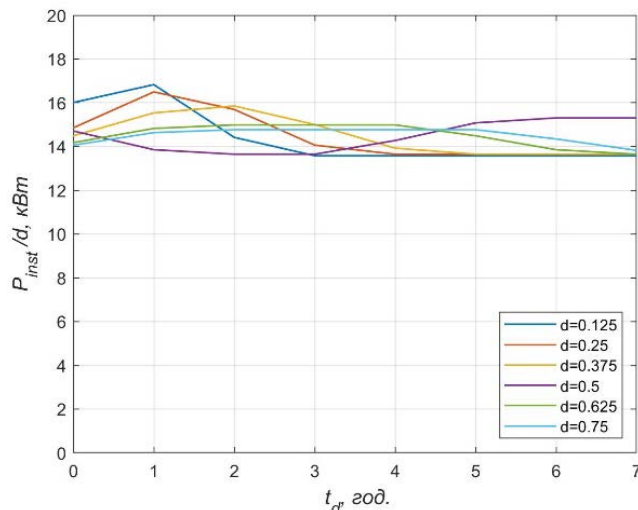
Fig. 4. The hourly profiles of PV energy \mathbf{E}_{PV} , load \mathbf{E}_{AC} , exchange with the battery $\Delta \mathbf{E}_{Bat}$, charge energy in the battery \mathbf{E}_{Bat} with a daily periodicity $\tau = 24 \text{ h}$, $d = 3/8$, $t_d = 2 \text{ h}$

Для ілюстрації ролі кожного з перелічених параметрів було проведено розрахунки залежності потрібної установчої ємності Q_{inst} від часу затримки t_d при різних щільностях відключень d , а також залежності Q_{inst} від d при різних фіксованих t_d . Сімейство залежностей першого типу показане на рис. 5, а. Оскільки величина Q_{inst} пропорційна тривалості відключень t_{off} , на рисунку наведені залежності від t_d відношення Q_{inst}/d (щоб порівнювати змінення установчої ємності в одному масштабі для різних d). Як бачимо, вигляд цих кривих та

максимальні значення Q_{inst} залежать від щільності відключень d . Найбільша залежність від t_d спостерігається для невеликих d . Це пов'язано з тим, що в цих випадках суттєвим є розташування інтервалу відключення відносно максимуму інсоляції. Аналогічне сімейство графіків P_{inst}/d для установчої потужності показано на рис. 5, б.



а



б

Рис. 5. Залежності установчих параметрів РФЕС від часу затримки t_d для різних щільностей відключень d : а – відносної величини ємності АКБ Q_{inst}/d ; б – відносної потужності ФМ P_{inst}

Fig. 5. Dependencies of BPV setting parameters on delay time t_d for different densities of outages d : а – relative value of the battery capacity Q_{inst}/d ; б – the relative power of BPV plant P_{inst}

Результати аналізу залежності Q_{inst} від щільності d наведені на рис. 6, серед них: розрахункові значення Q_{inst} (точки), лінія регресії (штрихова), а також крива (суцільна) необхідної установчої ємності, яка забезпечує надійне енергопостачання при будь-яких t_d (вона відповідає максимальним значенням Q_{inst} на кожній кривій сімейства на рис. 5, а).

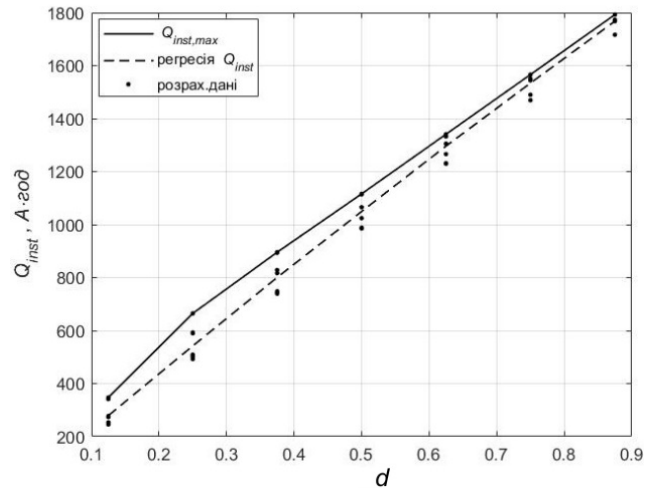


Рис. 6. Залежність необхідної установчої ємності Q_{inst} від щільності відключень d при різних t_d : суцільна крива – максимальна потрібна Q_{inst} , штрихова – лінійна регресія сімейства даних, точки – вихідні розрахункові дані

Fig. 6. Dependence of the required installation capacity Q_{inst} on the outages density d at different t_d : solid curve – maximum required Q_{inst} , dashed line – linear regression of data, points – initial calculated data

Найбільша різниця між мінімальним і максимальним значеннями Q_{inst} (рис. 6) спостерігається при невеликих d . Наприклад, такий розкид значень установчого параметра при $d = 0,25$ складає приблизно 200 А·год. Будемо оцінювати розкид для кожного t_d за допомогою параметра

$$\delta Q_{inst} = \frac{\Delta Q_{inst}}{Q_{inst,max}} \cdot 100\%, \quad \Delta Q_{inst} = Q_{inst,max} - Q_{inst,min}, \quad (15a)$$

де $Q_{inst,max}$ і $Q_{inst,min}$ – максимальне і мінімальне значення потрібної ємності для певного d на кривих $Q_{inst}(t_d)$. Аналогічний параметр розкиду значень установчої потужності дорівнює

$$\delta P_{inst} = \frac{\Delta P_{inst}}{P_{inst,max}} \cdot 100\%, \quad \Delta P_{inst} = P_{inst,max} - P_{inst,min} \quad (15b)$$

Графіки зміни δQ_{inst} , δP_{inst} (15) зі зміною щільності відключень наведені на рис. 7. Найбільші розкиди (20–30 %) спостерігаються при малій щільності відключень. Це пов'язано з тим, що саме при малих d важливо взаємне положення графіка відключень (див. рис. 2) і кривої інсоляції (див. рис. 4). Якщо відключення потрапляють в періоди, коли інсоляція мала або відсутня, енергозабезпечення споживача відбувається за рахунок акумульованої енергії, що приводить до підвищених вимог до АКБ. Така закономірність і простежується на графіках на рис. 5, а і б.

Оцінка дефіциту енергії та надійності енергозабезпечення споживача. В основу розрахунку ємності АКБ покладено рівняння балансу енергії (9), яке означає

рівність енергії заряду в акумуляторній системі на початок і на кінець доби (див. графіки кривих E_{Bat} на рис. 4). Але за наявності аварійних (або незапланованих) відключень споживача від мережі ця балансова умова буде порушуватись.

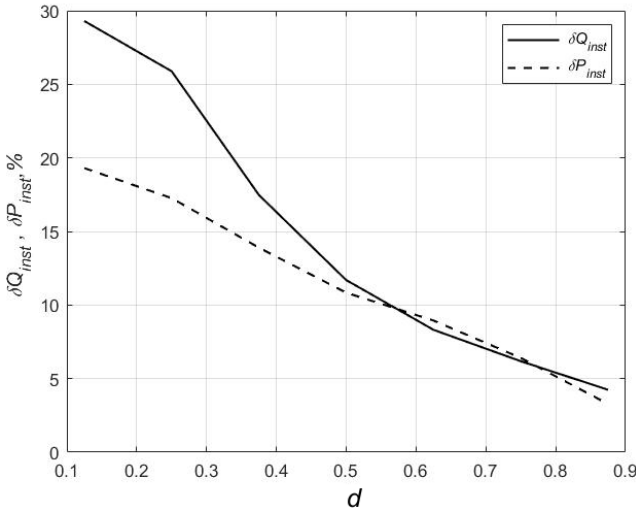


Рис. 7. Відносні розкиди, δQ_{inst} , δP_{inst} (у відсотках) інсталяційних параметрів РФЕС залежно від щільності відключень d

Fig. 7. Relative scattering δQ_{inst} , δP_{inst} (in percent) of BPV installation parameters depending on the outages density d

Необхідно оцінити, як залежить надійність енергопостачання споживачеві від ступеня відхилення системи від енергетичного балансу. Результатом розрахунку на основі рівняння (9) є збалансовані величини Q_{inst} і профіль кумулятивної енергії E_{Bat} . Нехай збалансоване значення енергії АКБ на початок доби дорівнює $E_{Bat,beg,0}$. При початковій енергії $E_{Bat,beg}$ не менше, ніж $E_{Bat,beg,0}$, споживач гарантовано отримає необхідну енергію протягом доби. При $E_{Bat,beg} < E_{Bat,beg,0}$ енергії в АКБ для покриття добового попиту буде недостатньо. Введемо безрозмірний параметр відповідного відхилення енергії АКБ на початок доби від збалансованого значення

$$\delta E_{beg} = \frac{E_{Bat,beg,0} - E_{Bat,beg}}{E_{Bat,n}} \cdot 100\%, \quad (16)$$

де $E_{Bat,n}$ – енергія заряду АКБ, яка відповідає його номінальній ємності. Величина δE_{beg} дорівнює також відносній зміні початкового заряду АКБ. Будемо враховувати тільки суттєві для даної задачі позитивні $\delta E_{beg} > 0$. Змінення початкової енергії E_{Bat} та поява відповідного дефіциту енергії на стороні споживача $E_{AC,def}$ внаслідок недостатнього заряду АКБ проілюстровано на рис. 8 чорною (E_{Bat}) та червоною ($E_{AC,def}$) штриховими лініями.

Перейдемо до загальноприйнятих критеріїв оцінки надійності енергопостачання від ФЕС. Будемо оцінювати дефіцит енергії для споживача E_{def} в залежності від δE_{beg}

(16) за допомогою параметра LLP (Loss of Load Probability) – ймовірності втрати навантаження [3, 4]. Цей параметр вказує відносну частину навантаження, що не забезпечена системою, та визначається відношенням

$$LLP = \frac{E_{AC,def}}{E_{AC}}. \quad (17)$$

Коефіцієнт надійності енергопостачання R від резервної ФЕС визначається через LLP (17) як

$$R = 1 - LLP. \quad (18)$$

У цій роботі промодельований вплив на параметр LLP відхилень енергії АКБ на початок доби від збалансованих значень $E_{Bat,beg,0}$, які отримують в результаті ітераційного розрахунку для різних щільностей відключень d при однакової затримці $t_d = 0$.

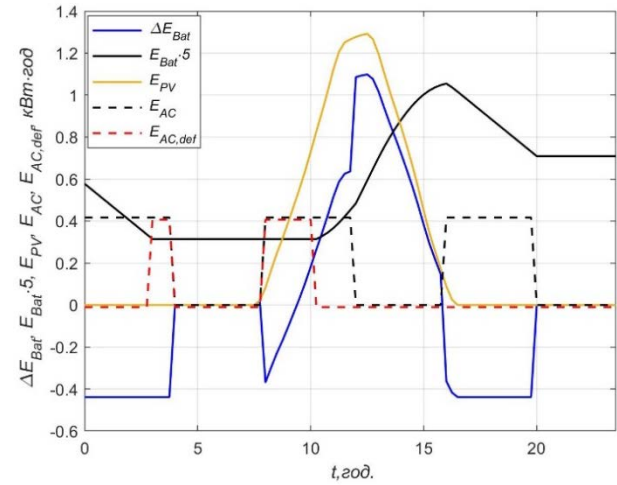


Рис. 8. Погодинні профілі енергетичних величин: фотогенерації E_{PV} , навантаження E_{AC} , обміну з АКБ ΔE_{Bat} , енергії заряду в АКБ E_{Bat} та дефіциту на стороні споживача $E_{AC,def}$ при $d = 1/2$, $t_d = 0$ год, $\delta E_{beg} = 15\%$

Fig. 8. The hourly profiles of energy values: PV generation E_{PV} , load E_{AC} , exchange with the battery ΔE_{Bat} , charge energy in the battery E_{Bat} and deficit on the consumer side $E_{AC,def}$ at $d = 1/2$, $t_d = 0$ h., $\delta E_{beg} = 15\%$

Результат такого моделювання показано на рис. 9 у вигляді сімейства залежностей LLP (δE_{beg}) для різних d . Розрахунок збалансованої початкової енергії $E_{Bat,beg,0}$ проводили окремо для кожного значення d . Як бачимо з графіків, при $35\% > \delta E_{beg} > 5\%$ для всіх d спостерігається лінійний тренд залежності LLP (δE_{beg}): на 10% зменшення початкової енергії заряду в акумуляторній системі припадає приблизно $5\text{--}7\%$ зростання LLP для всіх врахованих d і відповідного зменшення коефіцієнта надійності R на $0,05\text{--}0,07$. При вищих значеннях дефіциту енергії АКБ на початок доби δE_{beg} починається нелінійна ділянка стрімкого зростання LLP .

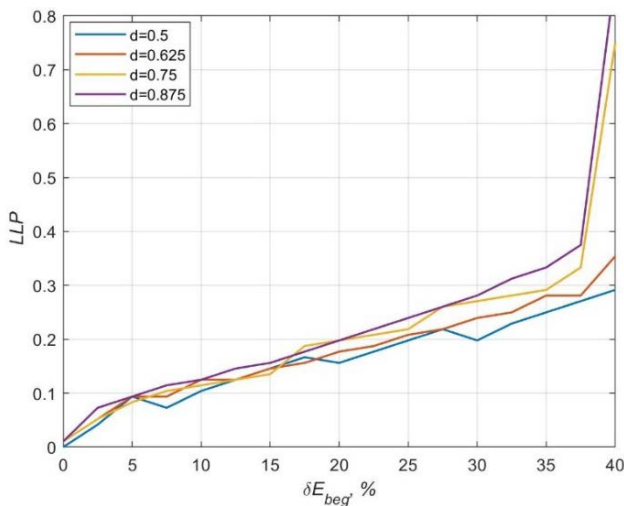


Рис. 9. Залежності параметра ймовірності втрати навантаження LLP від дефіциту енергії АКБ на початок доби ΔE_{beg} для РФЕС, які розраховані на різні щільності відключень d споживача від електромережі при $t_d = 0$.

Fig. 9. Dependences of LLP on the energy deficit of the battery at the day beginning ΔE_{beg} for BPV plant, which are calculated for different outages densities d at $t_d = 0$.

Перехід до нелінійної ділянки LLP відбувається раніше за ΔE_{beg} , якщо щільність відключень d достатньо велика. Такий перехід, який можна назвати зривом надійності резервної системи, може відбутися вже при $\Delta E_{beg} > 35\%$ для $d > 0,75$. У такому разі треба припинити постачання енергії споживачеві та дозарядити АКБ або заздалегідь передбачити більшу проектну потужність РФЕС P_{inst} . Розрахунок потрібної P_{inst} здійснюється за тим самим алгоритмом, що і раніше. Але в правій частині балансового рівняння (9) треба записати величину дефіциту енергії, яку не додає АКБ,

$$\Delta E_{Q,tot} = \text{sum}(\mathbf{E}_{AC,def}), \quad (19)$$

та ітераційним способом обчислити сумарну площу панелей ФМ і відповідну потужність станції. Сума елементів $E_{AC,def,i}$ в (19) дорівнює площі під червоною штриховою кривою на рис 8.

Висновки. В роботі представлені розроблені методика і алгоритм розрахунку резервної ФЕС, яка працює в умовах періодичних відключень споживача від електромережі. Метод дозволяє знайти установчі параметри станції P_{inst} і Q_{inst} , та проаналізувати вплив режиму відключень на ці параметри.

У воєнний час режим періодичних (планових) відключень може порушуватись внаслідок ракетних атак, пошкоджень енергосистеми та аварійно-відновлювальних робіт. Тому при розрахунку РФЕС можна вважати, що сума добового попиту на енергію при відключеннях забезпечується виключно виробітком станції за денний час.

Моделювання різних сценаріїв на прикладі РФЕС, розташованої в Київській області, яка забезпечує підтримку добового навантаження 10 кВт·год при періодичних мережних відключеннях, показало такі результати. При великих часових інтервалах відключень ($d > 0,5$) спостерігається лінійна залежність розмірних параметрів P_{inst} і Q_{inst} від d . Але при малих d значення Q_{inst} можуть на десятки відсотків перевищувати значення, які даються лінійною регресійною залежністю. Розкид значень цих параметрів δP_{inst} , δQ_{inst} складає при різних d $\delta Q_{inst} \sim 30\%$, $\delta P_{inst} \sim 20\%$ на нижній границі діапазону d ($= 0,125$). Це обумовлено тим, що при малих щільностях відключень важливим є положення часової послідовності \mathbf{D} відносно періоду денної інсоляції, яка визначається величинами d і t_d .

При аварійних відключеннях можуть бути значні відхилення від розрахункового енергетичного балансу РФЕС, тому необхідна оцінка надійності енергопостачання з урахуванням стану акумуляторної системи на початок кожної доби. При позапланових відключеннях енергія АКБ на початок доби $E_{Bat,beg}$ може бути менше, ніж її збалансоване значення $E_{Bat,beg,0}$. Такі відхилення характеризуються в роботі безрозмірним фактором ΔE_{beg} . Моделювання ймовірності появи дефіциту енергії при різних d в залежності від ΔE_{beg} показало, що LLP зростає приблизно лінійно зі зростанням ΔE_{beg} (при $\Delta E_{beg} < 30\%$), але при більших ΔE_{beg} спостерігається стрімке нелінійне зростання цього параметра. Якщо такі ситуації вірогідні, їх треба враховувати за допомогою додаткового члена в рівнянні добового енергетичного балансу, який дорівнює саме дефіциту енергії для споживача при заданій щільності відключень d .

ПОСИЛАННЯ

1. McEvoy A., Markvart T., Castaner L. Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. Second Ed. Oxford: Elsevier. 2012. 1224 p.
2. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: підручник. К.: НТУУ КПІ ім. Ігоря Сікорського. 2012. 495 с.
3. Khatib T., Ibrahim I. A., Mohamed A. A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system. Energy Conversion and Management. 2016. Vol. 120. Pp. 430–448. doi:10.3390/su12062233.
4. Khatib T., Muhsen D. H. Optimal Sizing of Standalone Photovoltaic System Using Improved Performance Model and Optimization Algorithm. Sustainability. 2020. Vol. 12. 2233. Pp. 1–18. <https://doi.org/10.3390/su12062233>.
5. Mohamed A. F., Elarini M. M., Othman A. M. A new technique based on Artificial Bee Colony Algorithm for optimal sizing of stand-alone photovoltaic system.

- Journal of Advanced Research. 2014. Vol. 5. Pp. 397–408. <https://doi.org/10.1016/j.jare.2013.06.010>.
6. Markvart T., Fragaki A., Ross J. N. PV system sizing using observed time series of solar radiation. *Solar Energy*. 2006. Vol. 80. Pp. 46–50. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.08.011>
 7. Гаєвський О. Ю., Ушкаленко О. В. Методика розрахунку на основі балансу енергії автономної фотоелектричної станції. *Відновлювана енергетика*. 2015. № 2 (41). С. 33–41.
 8. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные. Ч. 1–6, Вып. 10. Украинская ССР. Л.: Гидрометеиздат. 1990. 605 с.
 9. Kalogirou S. A. *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. London: Acad. Press. 2009. 760 p.
 10. Гаєвський А. Ю., Гаєвська А. Н. Разработка программного обеспечения для оптимизации параметров фотоэлектрических станций. I. Угол наклона и азимут солнечных панелей. *Відновлювана енергетика*. 2017. №2 (49). С. 41–49. <https://ve.org.ua/index.php/journal/article/view/57/39>.
 4. Khatib T., Muhsen D. H. Optimal Sizing of Standalone Photovoltaic System Using Improved Performance Model and Optimization Algorithm. *Sustainability*. 2020. Vol. 12. 2233. Pp. 1–18. <https://doi.org/10.3390/su12062233>.
 5. Mohamed A. F., Elarini M. M., Othman A. M. A new technique based on Artificial Bee Colony Algorithm for optimal sizing of stand-alone photovoltaic system. *Journal of Advanced Research*. 2014. Vol. 5. Pp. 397–408. <https://doi.org/10.1016/j.jare.2013.06.010>.
 6. Markvart T., Fragaki A., Ross J. N. PV system sizing using observed time series of solar radiation. *Solar Energy*. 2006. Vol. 80. Pp. 46–50. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.08>.
 7. Gaevskii A., Ushkalenko O. Calculation methodology based on the energy balance for stand-alone PV plant. *Vidnovlyuvana energetica*. 2015. № 2 (41). Pp. 33–41.
 8. Scientific and applied reference book on the climate of the USSR. Series 3. Long-term data. Parts 1–6, Issue 10. Ukrainian SSR/L.: Hydrometeoizdat. 1990. 605 p.
 9. Kalogirou S. A. *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. London: Acad. Press. 2009. 760 p.
 10. Gaevskii A., Gaevskaya A. Development of software for optimizing parameters of PV plants. I. Tilt angle and azimuth of solar panels. *Vidnovlyuvana energetica*. 2017. No. 2 (49). Pp. 41–49. <https://ve.org.ua/index.php/journal/article/view/57/39>

REFERENCES