

## РОБОТА РЕЗЕРВНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ ПІД ЧАС ВІДКЛЮЧЕНЬ СПОЖИВАЧІВ ВІД ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

Отримано 21 жов. 2025 р.; рекомендовано до публікації 09 груд. 2025 р.  
Доступно онлайн 31 груд. 2025 р.

Гаєвський О. Ю.<sup>1</sup>, Бутько В. І.<sup>2</sup>,  
Дорошенко О. Є.<sup>3</sup>, Бутько М. О.<sup>4</sup>

Автор для кореспонденції: Гаєвський Олександр,  
e-mail: a.gaevskii@kpi.ua

<sup>1</sup> д-р. фіз.-мат. наук, професор  
<https://orcid.org/0000-0001-6144-2441>

<sup>2</sup> д-р. техн. наук, професор  
<https://orcid.org/0000-0002-6219-4221>

<sup>3</sup> бакалавр  
<https://orcid.org/0009-0007-0849-020X>

<sup>4</sup> канд. техн. наук, доцент  
<https://orcid.org/0000-0003-0928-1657>

<sup>1, 2, 3, 4</sup> Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського», м. Київ, Україна

<sup>1, 2, 4</sup> Інститут відновлюваної енергетики НАН України, м. Київ, Україна

**Анотація.** Досліджено роботу мережевої фотоелектричної станції в умовах періодичних відключень електромережі, коли станція працює як резервне джерело живлення. Спроможність з підтримки навантаження залежить від величини добового дефіциту енергії, який визначається співвідношенням генерації, споживання та енергії розрядження акумуляторного блока (АКБ). Цей дефіцит покривається енергією з електромережі, але її можливості обмежуються перериванням енергопостачання протягом доби, які визначаються параметром щільності відключень (ЩВ). На основі моніторингових даних визначена лінійна залежність між дефіцитом енергії, який може покривати мережа, та щільністю відключень. На основі рівнянь добового балансу обміну енергією між компонентами системи (ФЕМ, АКБ, навантаженням) і мережею знайдена залежність необхідної номінальної енергії АКБ від ЩВ за різної потужності заряджання АКБ. Показано, що зі збільшенням ЩВ необхідна ємність АКБ має зростати за залежністю, наближеною до експоненційної. Для оптимального вибору ємності АКБ нами запропонована процедура налаштування надійного енергозабезпечення споживача в різних режимах відключень мережі регулюванням процесу заряджання АКБ. Отримано сімейство регульованих характеристик у вигляді залежності потужності заряджання від ЩВ для АКБ з різними номінальними енергіями.

**Ключові слова:** резервна фотоелектрична станція, відключення від мережі, щільність відключень, баланс енергії, потоки потужності, масив фотомодулів, акумуляторний блок, стан заряду, номінальна ємність, потужність заряджання.

### Перелік скорочень

AC – alternate current

BMS – battery monitoring system

CAN – controller area network

DC – direct current

MA – moving average

SOC – state of charge

АКБ – акумуляторна батарея (блок)

ДГ – дизель-генератор

ККД – коефіцієнт корисної дії

РФЕС – резервна фотоелектрична станція

ФЕМ – фотоелектричний модуль

ФР – функція розподілу

ФЩР – функція щільності розподілу

ЩВ – щільність відключень

### Вступ та постановка задачі

Відключення електроенергії від електромереж є серйозною і поширеною проблемою для багатьох секторів сучасного суспільства: великої промисловості, малих підприємств, домогосподарств, об'єктів критичної інфраструктури, в тому числі, клінік, транспорту та комунікацій [1-4]. Планові та позапланові регулярні відключення споживачів від мереж систематично відбуваються в Україні в

умовах воєнного часу, коли військові атаки спрямовані на критично важливу енергетичну інфраструктуру. Тому вкрай необхідна розробка та впровадження резервних генеруючих систем на основі відновлюваних джерел енергії для електропостачання в періоди відключень. Перспективним напрямом є створення резервних фотоелектричних станцій (РФЕС) для енергопостачання місцевих споживачів на достатньому рівні надійності.

На даний час проведено дослідження різних аспектів цього напрямку. Основною обставиною, що ускладнює знаходження оптимальних рішень для РФЕС, є стохастичність часових варіацій вхідних даних: сонячної радіації, профілів споживання енергії та відключень мережі. Прогнозуванню сонячної освітленості та профілів навантаження, а також оптимізації РФЕС в умовах відключення електроенергії присвячена робота [5]. Визначення розмірів РФЕС виконано в цій роботі методом оптимізації рою частинок (PSO) на основі балансування генерації, акумулювання та споживання енергії з урахуванням техніко-економічних обмежень.

У дослідженні [6] представлений підхід до оптимізації розмірів фотоелектричних (ФЕ) і акумуляторних систем зберігання енергії в мікромережі постійного струму. Для прогнозування профілів навантаження на основі історичних даних використовується модель глибокого навчання з довготривалою короткочасною пам'яттю (LSTM). У роботі [7] на основі рівнянь балансу генерації, акумулювання та споживання в найбільш несприятливий календарний період запропоновано метод розрахунку розмірів РФЕС при періодичних відключеннях споживача від мережі, а також наведені оцінки параметра надійності LOLP в залежності від щільності відключень.

Застосування РФЕС для надійного забезпечення домогосподарств енергією та гарячою водою розглянуто в роботі [4], в якій завдання прогнозування, контролю потоків потужності та температури гарячої води при незапланованих відключеннях мережі вирішувалися за допомогою інтелектуального контролера.

Велику увагу при моделюванні та створенні РФЕС приділяється економічним аспектам. Так у [8] запропоновано метод оптимізації, що враховує баланс між загальною вартістю системи та стійкістю режиму відключення мережі. У дослідженні [9] розвинений метод оптимізації компонентного складу резервної фотоелектричної системи з точки зору капітальних витрат та мінімізації рахунків за електроенергію. При цьому використовуються сформовані профілі характерних відключень та споживання, а також стимулюючі тарифи та ціноутворення у реальному часі. Пошук оптимального рішення здійснюється змішано-цілочисельним-лінійним програмуванням (MILP). У роботі [10] досліджена задача мінімізації загальної вартості системи під час експлуатації протягом 20 років на основі реальних погодних даних, реалістичних профілів навантаження у житлових будинках та графіків відключень електроенергії.

Значну частку у загальній вартості устаткування РФЕС становить АКБ, яка компенсує невідповідності між рівнем виробництва та споживання енергії з урахуванням конкретних робочих характеристик джерел живлення (РФЕС та мережі) та характеру навантаження споживачів [3, 6, 5, 8, 11]. Оптимізація загальної вартості може виконуватися за умови заданої надійності енергопостачання [12,13]. Детальний огляд різних структур оптимізації АКБ, що враховують стохастичність, обчислювальну ефективність та розмірність цільовій функції дано в роботі [14].

Слід зазначити, що підключена до мережі фотоелектрична система, коли вона також використовується як

резервне джерело живлення, вимагає ретельного аналізу режимів її роботи та оптимальної конфігурації її компонентів. Це відрізняє її від простіших резервних рішень, таких як дизель-генераторні установки (ДГ), які працюють в одному режимі — активація під час дефіциту потужності. Головною перевагою ФЕ-ДГ у таких випадках є відсутність витрат на паливо, оскільки сонячна енергія є безкоштовним відновлюваним ресурсом, тоді як ціна на дизельне паливо та отримана електроенергія є відносно високою. Цей фактор стає особливо значущим під час тривалих перебоїв у подачі електроенергії в мережу. Крім того, системи на основі фотоелектричних установок відповідають екологічним стандартам та потребують мінімального обслуговування порівняно з ДГ. Однак, незважаючи на недоліки систем ДГ, їх все ще часто інтегрують у гібридні конфігурації ФЕ-ДГ для забезпечення електропостачання під час тривалих перебоїв (особливо під час відключень електроенергії), коли АКБ виснажений, а генерації фотоелектричних установок недостатньо для задоволення навантаження [15, 16]. Для зменшення викидів вуглекислого газу (CO<sub>2</sub>) гібридні фотоелектричні та розподільчі системи часто використовують стратегії управління енергією, такі як відстеження навантаження та циклічне заряджання акумулятора, що також знижує нормовану вартість електроенергії [17].

У цій роботі експериментально досліджується робота підключеної до мережі РФЕС в умовах примусових, періодичних відключень від розподільчої мережі за заздалегідь визначеним графіком. Ця установка моделює збої в мережі під час планових відключень, які зазвичай визначаються регіональним оператором мережі. Дослідження проводилося для різних щільностей відключень (ЩВ) та рівнів сонячної радіації. Навантаження системи було резистивним та постійним протягом усіх експериментів, щоб полегшити чіткіший аналіз взаємозв'язку між трьома вихідними змінними: щоденним надходженням сонячної енергії, необхідною ємністю АКБ та допустимою щільністю відключень, що забезпечує заздалегідь визначений рівень надійності електропостачання.

### Структура резервної фотоелектричної системи

Загальна схема досліджуваної системи резервного живлення представлена на рис. 1. Зокрема, до її складу входять:

Чотири двосторонніх фотоелектричних модулі (ФЕМ) JA Solar JAM72D30-555/GB 555 Вт потужністю 555 Вт, які генерують електроенергію як з фронтальної сторони, так і з тильної. Така інноваційна конструкція дозволяє підвищити загальну ефективність фотоелектричного перетворення на 10–20 % порівняно з односторонніми ФЕМ залежно від специфіки встановлення та відбивної здатності підстилаючої поверхні.

Оптимізатори Huawei SUN2000-450W-P для ФЕМ, які відстежують точку максимальної потужності кожного модуля для підвищення ефективності всього масиву. Оптимізатори також захищають ФЕБ у разі виникнення аварії та передають актуальну інформацію до системи моніторингу.

Гібридний однофазний інвертор Huawei SUN2000-5KTL-L1 з номінальною потужністю 5 кВт, до складу якого входять блоки DC-DC і DC-AC перетворювачів, фільтр високочастотних шумів та електромагнітних інтерференцій, вихідний LCL-фільтр, розрядники захисту від імпульсної перенапруги. Система внутрішнього моніторингу в складі інвертора відслідковує та аналізує в реальному часі роботу всіх компонентів станції, їх поточний стан, потоки потужності між вузлами системи, кумулятивні показники генерації, споживання, стан зарядження АКБ. Інвертор має захист від зворотної полярності, виникнення дуги, перенапруги, короткого замикання тощо.

Два блоки АКБ на основі залізо-фосфатної електрохімічної системи Huawei LUNA2000-10-S0, здатних накопичувати енергію з мережі або надлишковий виробіток електроенергії масивом ФЕМ. Загальна ємність акумуляторної системи, що використовувалась під час проведення дослідів становила 10 кВт·год. Блоки акумуляторів є високовольтними з номінальною напругою 450 В. Вони складаються з акумуляторних LiFePo<sub>4</sub>-елементів, здатних працювати в широкому діапазоні температури від -200 до +550 °С, мають стабільну електрохімічну структуру електродів та електроліту і низький рівень деградації (втримують до 6000 циклів заряд / розряд).

Блоки АКБ оснащені моніторинговою системою Battery Monitoring System (BMS), елемент (4) на схемі рис. 1), яка відповідає за керування процесами зарядження-розрядження та передає дані на інвертор через CAN-інтерфейс.

Інтелектуальний щит Huawei SmartGuard-63A-S0 Backup Box, який забезпечує споживачів резервним живленням під час відключення мережі. Вбудований у щит асистент

управління енергією здатний автоматично перемикає живлення з мережі на акумуляторну батарею та забезпечувати живленням тільки пріоритетне електрообладнання, яке вибрав споживач. Щит збирає дані з вимірювального обладнання (лічильники, датчики, трансформатори струму тощо) та формує інформацію для моніторингової бази, яку через RS485 передає до інвертора. У разі відключення мережі відбувається швидке перемикавання на резервне джерело (менше ніж за 20 мс), через що споживач не відчуває перебоїв енергії та працює у штатному режимі.

7, 8. Захисні щити, а саме DC щит (7) – ручний комутаційний пристрій для розриву кола між інвертором та ФЕМ. AC щит (8) для під'єднання та захисту обладнання РФЕС по AC лінії. На цьому щиті розташовуються вимикачі 1, 2 входу в мережу та виходу до навантаження, відповідно. Вони призначені для ручного або автоматичного з'єднання / роз'єднання, захисту обладнання в разі перенапруги чи короткого замикання, стрибків напруги, які можуть виникати через різні комутації та природні чинники, наприклад грозу.

Wi-Fi – розетка для дистанційного керування підключенням навантаження до системи.

Резистивне навантаження, яке під час експериментів підтримувалось на постійному рівні 0,955 кВт.

Розумний однофазний автоматичний Wi-Fi вимикач TOMZN TOB9-VAP 1-63A 1P з моніторингом потужності, напруги та сили струму, який дозволяє дистанційно керувати підключенням до мережі через додаток Smart Life.

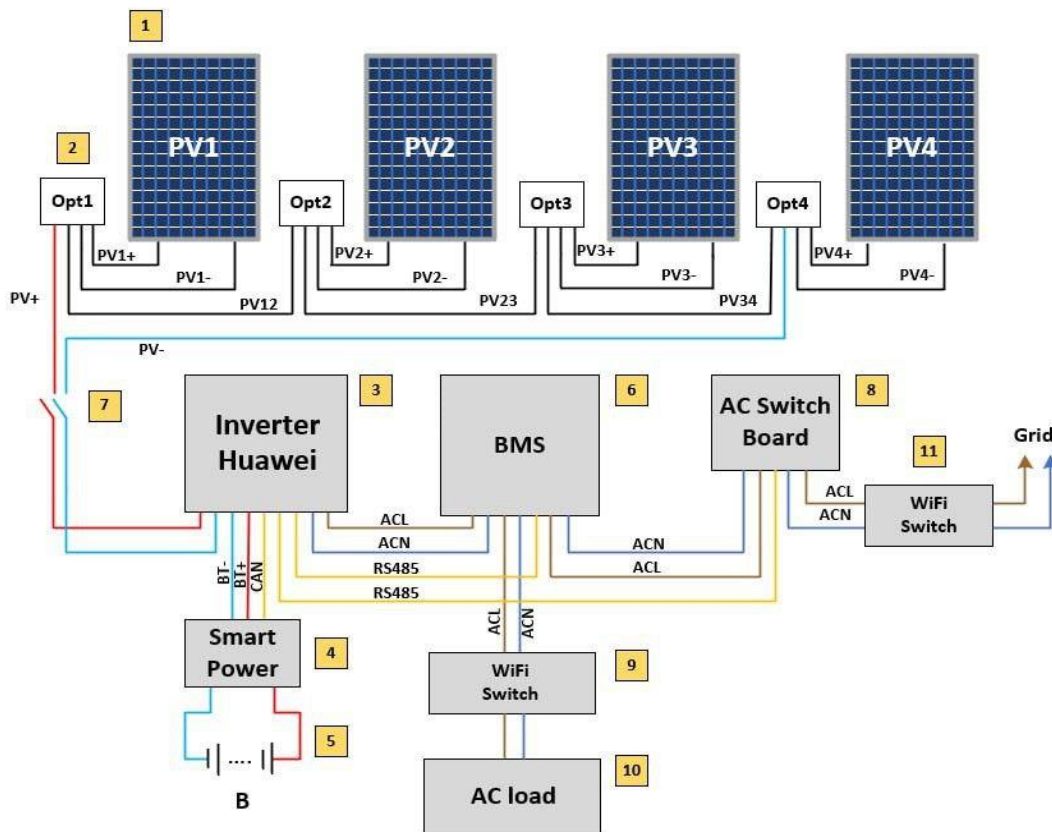


Рис. 1. Загальна схема досліджуваної мережевої ФЕС

### Режими роботи РФЕС

Часовий графік періодичних відключень централізованої електромережі будемо описувати згідно з [7], за допомогою східчастої функції:

$$d(t) = \begin{cases} 1, & t \in \tau_{off} \\ 0, & t \in \tau_{on} \end{cases} \quad (1)$$

де  $\tau_{on}$  і  $\tau_{off}$  позначають інтервали живлення від електромережі та відключення РФЕС від електромережі, відповідно.

Для опису даних, які отримують під час проведення експерименту, зручніше використовувати дискретні значення  $d_i$ , що позначають стан електромережі в моменти  $t_i$  запису даних. Ці дані, які будемо називати *відліками*, слідує з мінімальним інтервалом  $\Delta t = 5$  хв, тобто протягом доби накопичується  $N = 288$  відліків. Пронумеруємо ці п'ятихвилинні відліки індексом  $i = 1, 2, \dots, N$ , тоді  $t_i = i\Delta t$ ,  $d_i = d(t_i)$ .

Моніторингова система Fusion Solar досліджуваної РФЕС регулярно надає дискретні відліки – значення потоків потужності, усереднені на поточному інтервалі  $\Delta t$ , та порції енергії, якою обмінюються компоненти станції. У проведених дослідженнях експериментально підтримується протягом доби незмінна періодичність та тривалість мережових відключень, яка характеризується *часовою щільністю відключень*  $D$  та періодом їх слідування  $\tau = \tau_{on} + \tau_{off}$ . Ці параметри пов'язані між собою співвідношеннями:

$$D = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N d_i = \frac{\tau_{off}}{\tau} = 1 - \frac{\tau_{on}}{\tau} \quad (2)$$

Розглянемо режими роботи РФЕС в умовах відключень мережі. Для всіх режимів у кожний момент роботи станції виконується рівняння балансу потужності:

$$P_{PV} + P_{grid} + P_{bat} = P_{load} + P_{self} \quad (3)$$

в якому ліва частина рівняння містить вклад у потужність енергозабезпечувальних компонент системи, а права – компонент споживання. У (3) введені такі позначення потужності: фотогенерації  $P_{PV}$ , обміну з мережею та з АКБ  $P_{grid}$  і  $P_{bat}$ , відповідно, навантаження  $P_{load}$  і самозабезпечення роботи всієї системи  $P_{self}$ . Далі вважаємо, що  $P_{grid} > 0$  і  $P_{bat} > 0$ , якщо відповідні потоки потужності спрямовані у навантаження, та навпаки,  $P_{grid} < 0$  при передаванні енергії в мережу і  $P_{bat} < 0$  при заряджанні батареї. Стан зарядження АКБ позначається змінною  $SOC$  (State of Charge) у відсотках.

На рис. 2. показані основні функціональні компоненти РФЕС із зображенням можливих потоків потужності під час наявності мережі. Кожному режиму роботи відповідають певні співвідношення між змінними у рівнянні (3).

Спочатку розглянемо режими при наявності електромережі ( $d = 0$ ).

За високого рівня інтенсивності сонячного випромінювання, коли фотоелектрична потужність  $P_{PV}$  перевищує потужність споживання  $P_{load}$ , але АКБ повністю не заряджені ( $SOC < 100\%$ ), згідно з встановленим пріоритетом відбувається заряджання акумулятора. За наявності надлишку електроенергії вона направляється в електромережу. У цьому режимі виконуються такі умови:

$$P_{PV} > P_{load} + P_{self}, P_{grid} \leq 0, P_{bat} < 0 \quad (4)$$

Якщо акумулятори повністю заряджені, надлишок фотоелектричної потужності видається в електромережу, тобто  $P_{grid} < 0$ ,  $P_{bat} = 0$  у рівнянні (3).

Коли фотоелектрична потужність  $P_{PV}$  менше потужності споживання  $P_{load}$ , нестача потужності перевищується від мережі:

$$P_{PV} < P_{load} + P_{self}, P_{grid} > 0 \quad (5)$$

У цьому разі можливе також заряджання батареї, якщо вона не повністю заряджена, тобто маємо  $P_{bat} \leq 0$ .

Тепер припустимо, що електромережа відключена ( $d = 1$ ), тоді будемо мати такі режими.

За високої інтенсивності сонячного випромінювання, коли потужність  $P_{PV}$  перевищує потужність споживання  $P_{load}$  і АКБ не повністю заряджена ( $SOC < 100\%$ ), фотоелектрична потужність спрямовується у навантаження та на підтримку системи, а також на заряджання АКБ:

$$P_{PV} > P_{load} + P_{self}, P_{bat} < 0, P_{grid} = 0 \quad (6)$$

Якщо фотоелектрична потужність  $P_{PV}$  менша за потужність навантаження  $P_{load}$  та системи  $P_{self}$ , то дефіцит потужності компенсується АКБ за умови, що  $SOC$  більше мінімально допустимого значення. Цьому режиму відповідають умови:

$$P_{PV} < P_{load} + P_{self}, P_{bat} > 0, P_{grid} = 0 \quad (6)$$

У випадку, коли АКБ розряджена, споживання забезпечується тільки на рівні потужності  $P_{PV}$  у денний період доби.

На рис. 2 показаний приклад зміни фотоелектричної потужності  $P_{PV}$  протягом доби, потужності з електромережі  $P_{grid}$ , сумарної потужності навантаження  $P_{load} + P_{self}$  та стану АКБ й  $SOC$ . Графік потужності виробітку РФЕС  $P_{PV}$  (синього кольору), навантаження  $P_{load}$  і самозабезпечення роботи всієї системи  $P_{self}$  (червоний колір) та діаграма потужності електромережі  $P_{grid}$  (помаранчевий колір) відображають часові залежності цих змінних для перелічених режимів роботи станції при  $SOC < 100\%$  (зелений колір).

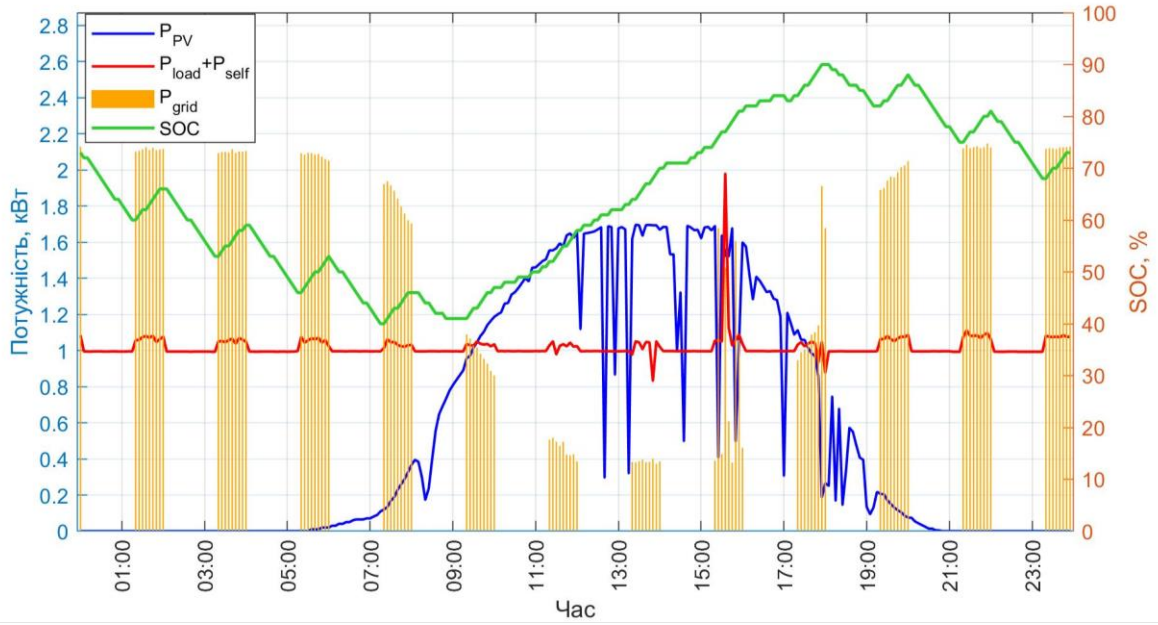


Рис. 2. Графічна ілюстрація моніторингових даних протягом доби роботи РФЕС на постійне навантаження  $P_{load} = 0.955$  кВт при відключеннях мережі з періодом  $\tau = 2$  год,  $d = 0.625$ :  $P_{PV}$  – потужність ФМ на вході в інвертор (синя крива),  $P_{grid}$  – потужність з мережі (помаранчеві стовпчики для кожного відліку),  $P_{load} + P_{self}$  – загальна потужність споживання (червона крива), SOC – відносний заряд АКБ (зелена крива)

#### Енергетичні співвідношення

Грунтуючись на балансі потужності (3), можна отримати рівняння балансу енергії на кінець доби в такому вигляді:

$$\sum_{i=1}^N (E_{PV,i} + \Delta E_{grid,i} + \Delta E_{bat,i}) = \sum_{i=1}^N (E_{load,i} + E_{self,i}), \quad (7)$$

де введені такі позначення для енергії  $i$ -х відліків:  $E_{PV,i}$  – виробіток РФЕС за  $i$ -й інтервал часу,  $\Delta E_{grid,i}$  – енергія обміну з мережею ( $\Delta E_{grid,i} > 0$  для режиму споживання з мережі),  $\Delta E_{bat,i}$  – енергія живлення навантаження від АКБ ( $\Delta E_{bat,i} > 0$ ) або енергія на заряджання АКБ ( $\Delta E_{bat,i} < 0$ ),  $E_{load,i}$  та  $E_{self,i}$  – енергії споживання навантаженням та обладнанням відповідно.

Перейдемо до безрозмірних енергетичних змінних, поділивши (7) на добове навантаження, що дорівнює:

$$E_{load} = \sum_{i=1}^N E_{load,i}. \quad (8)$$

Це означає масштабування розрахунку на будь-які співвідношення виробітку до споживання. У результаті отримуємо рівняння добового балансу у вигляді:

$$\Delta e_{grid}(\{d_i\}) + \Delta e_{bat}(\{d_i\}) = 1 + e_{self} - e_{PV}, \quad (9)$$

де

$$e_{PV} = \frac{1}{E_{load}} \sum_{i=1}^N E_{PV,i}, \quad e_{self} = \frac{1}{E_{load}} \sum_{i=1}^N E_{self,i} \quad (10 \text{ а})$$

$$\Delta e_{bat}(\{d_i\}) = \frac{1}{E_{load}} \sum_{i=1}^N \Delta E_{bat,i}(d_i),$$

$$\Delta e_{grid}(\{d_i\}) = \frac{1}{E_{load}} \sum_{i=1}^N \Delta E_{grid,i}(d_i). \quad (10 \text{ б})$$

Змінна  $e_{PV}$  не залежить від режиму роботи мережі (набору параметрів  $\{d_i\}$ ). Складову  $e_{self}$  споживання в певному наближенні можна вважати також незалежною від  $d_i$ . Дві компоненти в лівій частині (9),  $\Delta e_{bat}(\{d_i\})$  і  $\Delta e_{grid}(\{d_i\})$  (10 б), суттєво залежать від  $\{d_i\}$ . Права частина (9) дорівнює загальному дефіциту (або профіциту) енергії за добу. Коли енергія виробітку РФЕС не покриває потреби споживання (права частина  $< 1$ ), дефіцит компенсується з централізованої електромережі (доданок  $\Delta e_{grid}(\{d_i\})$ ). Якщо мережа «відсутня», енергію видає АКБ (доданок  $\Delta e_{bat}(\{d_i\})$ ). У кінці доби АКБ повертається до того самого стану, що і на початку доби, якщо  $\Delta e_{bat}(\{d_i\}) = 0$ . Таким чином, нестача енергії в системі при  $e_{PV} < 1$ , яка може виникнути за підсумком доби, відбирається з мережі ( $\Delta e_{grid}(\{d_i\}) > 0$ ). Але величина  $\Delta e_{grid}$  суттєво залежить від режиму відключень, тобто від набору параметрів  $\{d_i\}$  і зазвичай від ЩВ: що більше  $D$ , то менше енергія, яку може забезпечити мережа.

### Умови експерименту

На досліджуваній РФЕС виконували вимірювання та обчислення всіх компонент рівняння (9) за різних значень  $D$ . Кожна доба починалася з інтервалу відключення, періоди слідування відключень були невеликими (2 год), тому вплив розташування інтервалів відключення

(жовтих стовпчиків на рис. 2) відносно локальних максимумів потужності РФЕС (синя крива) має бути невеликим. Аналіз експериментальних даних будемо здійснювати на основі моделі балансу, в якій повний набір параметрів  $\{d_i\}$  замінимо на ЩВ  $D$ . Тому рівняння балансу запишемо на кінець  $n$ -ї доби так:

$$\Delta e_{grid}(n, D) = 1 + e_{self} - e_{PV}(n) - \Delta e_{bat}(n, D) = e_{deficit}(n, D). \quad (11)$$

Ліва частина рівняння дорівнює енергії, яка відбирається від мережі для забезпечення потреб навантаження ( $\Delta e_{grid} > 0$ ) або видається в мережу ( $\Delta e_{grid} < 0$ ). Ця енергія покриває дефіцит через нестачу енергії фотоелектричної генерації та розряджання АКБ, тому позначимо її як  $e_{deficit}(n, D)$ . Розв'язуючи рівняння (11), можна знайти залежність можливої ЩВ від заданого дефіциту енергії для навантаження. Цю залежність

найпростіше визначити за допомогою графіка (рис. 3), який побудуємо на основі моніторингових даних з інвертора РФЕС. Кожна пара значень  $(D, e_{deficit})$  (точка на графіку) відповідає одному експериментальному дню із заданою величиною  $D$ . На графіку також показана лінійна регресія (синя лінія) експериментальних даних. Якість лінійної апроксимації для наведених пар даних оцінюється середньоквадратичною похибкою  $RMSE = 0.057$  і коефіцієнтом детермінованості  $0.814$ .

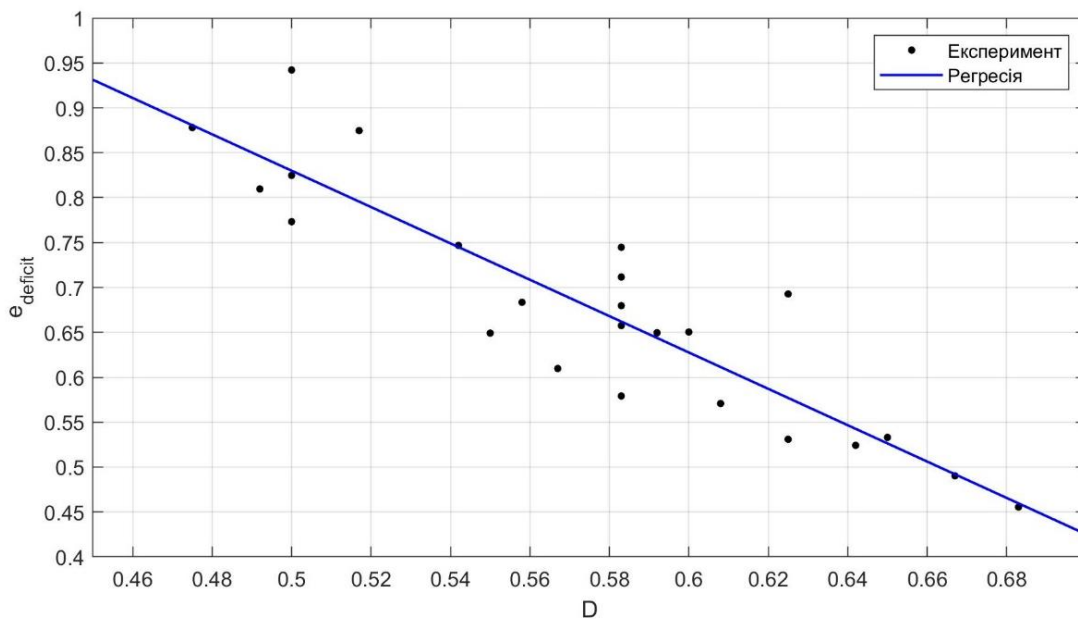


Рис. 3. Залежність дефіциту енергії для забезпечення потреб навантаження  $e_{deficit}(n, D)$  від щільності відключень для різних днів спостереження  $n$  за потужності заряджання АКБ 1 кВт

З наведеного графіка (див. рис. 3) бачимо, що частіші або триваліші відключення можливі, коли менший дефіцит енергії у споживача. Дійсно, чим більший виробіток РФЕС та ємність АКБ, що забезпечують електроживлення навантаження, тим менші потреби електроенергії з електромережі (див. співвідношення (11)). Графік залежності на рис. 3 можна інтерпретувати також у такий спосіб. Чим більше значення  $D$  (менша тривалість підключення до мережі), тим менша частина потреби навантаження забезпечується електромережею. Отже, лінійна залежність на рис. 3, відображає як потреби в енергії з електромережі, так і можливості її отримання з мережі протягом доби.

**Статистичні характеристики добової генерації.** Дефіцит електроенергії за добу, який потрібно покривати резервною станцією, залежить від співвідношення кумулятивної енергії фотоелектричної генерації та добового споживання. Тому для розрахунку РФЕС потрібно знати статистичні характеристики потужності РФЕС під час виробітку електроенергії впродовж робочого періоду. Наведемо приклад функції розподілу (ФР) та функції щільності розподілу (ФЩР) зміни потужності РФЕС протягом доби під час виробітку електроенергії, отриманий для літнього сезону на основі моніторингових даних з 5-хвилинними інтервалами між відліками (рис. 4). Інтервальне оцінювання здійснювалось на проміжках 0,079 кВт.

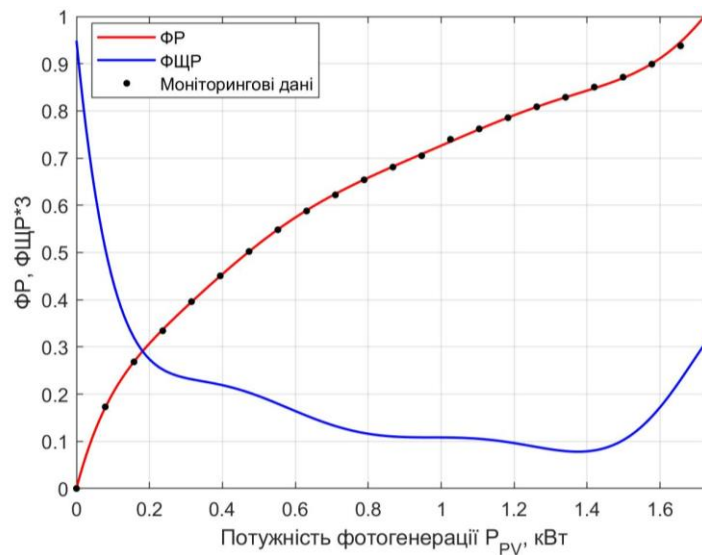


Рис. 4. Функція розподілу і функція щільності розподілу фотоелектричної потужності  $P_{PV}$  упродовж періоду дослідження в літній місяці. Точками позначені результати інтервального оцінювання 5-хвилинних моніторингових даних

Зауважимо, що вид функцій на рис. 4 не збігається з відповідними функціями інтенсивності сонячного випромінювання, що пов'язано з апаратним обмеженням максимальної потужності на виході інвертора  $1,74 \text{ кВт}^1$  (права частина графіків) та додатковим зменшенням вироблення електроенергії при малій висоті Сонця над горизонтом унаслідок затінення ФЕМ у ранковий період сусідніми приміщеннями (у цьому разі сусіднім університетським корпусом (ліва частина графіків)). Ці фактори приводять до того, що високі значення ФЩР спостерігаються за малих значень потужності РФЕС та за

високої потужності РФЕС поблизу верхньої межі потужності інвертора.

Енергії, яка зберігається в акумуляторній батареї, має бути достатньо для забезпечення потреб споживача в періоди похмурої погоди. Тому під час визначення необхідної ємності АКБ потрібно враховувати просідання інтенсивності сонячного випромінювання і, відповідно, виробіток протягом кількох днів. У цій роботі враховуються тенденції добового виробітку в межах від 3 днів до одного тижня за допомогою ковзних середніх МА (Moving Average) і визначаються за формулою:

$$MA_w = \frac{1}{w} \sum_{i=1}^m (e_{PV}(i-m) + e_{PV}(i-m+1) + \dots + e_{PV}(i+m-1) + e_{PV}(i+m)), \quad (12)$$

де  $w = 2m + 1$  – вікно усереднення даних.

На рис. 5 показана поведінка МА у досліджуваний період з вікном  $W = 3, 5$  і  $7$  днів. Зі збільшенням вікна

згладжуються криві МА, але оцінки виробітку на великих інтервалах стають більш статистично правильними. Оцінюючи необхідну ємність АКБ, будемо ґрунтуватися на МА<sub>7</sub> з тижневим вікном (червона лінія на рис. 5).

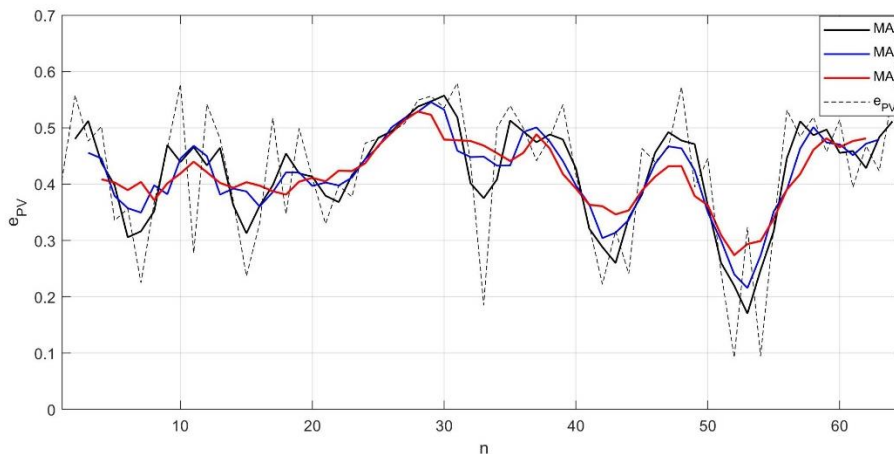


Рис. 5. Профілі добового виробітку  $e_{PV}$  (штрихова крива) та ковзних середніх з різними вікнами:  $w = 3$  (чорна крива);  $w = 5$  (синя крива);  $w = 7$  (червона крива)

<sup>1</sup> Обмеження потужності інвертора на стороні постійного струму задано для більш стабільного у часі живлення навантаження за високих рівнів сонячного випромінювання, а також щоб уникнути частих перемикачів інвертора з мережею.

**Розрахунок параметрів та режиму заряджання АКБ**

Добовий профіль МА<sub>7</sub> далі використовувався для моделювання добових значень виробітку  $e_{PV,i}$ , через яке обчислювались добові зміни енергії АКБ за формулою

$$\Delta e_{bat}(n, D) = 1 + e_{self} - e_{PV}(n) - p_{ch}(1 - D) \cdot 24, \quad (13)$$

де

$$p_{ch} = P_{ch} / P_{load} = I_{ch} V_{bat} / P_{load} \quad (14)$$

$p_{ch}$  – потужність заряджання АКБ від мережі (в одиницях

$P_{load}$ );  $P_{ch}$  – потужність заряджання, кВт;  $I_{ch}$  – струм заряджання, А;  $V_{bat}$  – напруга АКБ, В.

Сумарна енергія, що отримується системою протягом несприятливого періоду від АКБ, яка на початок цього періоду була повністю заряджена, не має перевищувати енергію, що відповідає максимально допустимому ступеню розряджання. Графічна ілюстрація цієї ситуації показана на рис. 6: найбільший відбір енергії з АКБ відбуватиметься в області, показаній штрихуванням. Положення нульової лінії ( $\Delta e_{bat} = 0$ ) відносно графіка  $\Delta e_{bat}(n)$  залежить від ЩВ  $D$  і потужності заряджання АКБ  $p_{ch}$ .

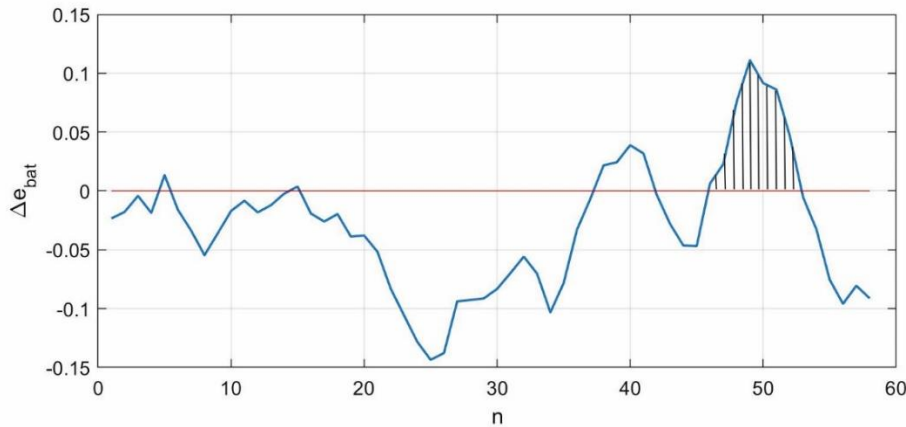


Рис. 6. Крива згладженого змінення (МА<sub>7</sub>) енергії АКБ протягом часу дослідження. Штрихуванням показаний інтервал найбільшого розряджання АКБ ( $\Delta e_{bat} > 0$ ). Нульовий рівень  $\Delta e_{bat} = 0$  відповідає  $D = 0.4$ ,  $p_{ch} = 1$

Літій-залізо-фосфатний акумуляторний блок у складі досліджуваної станції має номінальну напругу 450 В та енергію 10 кВт·год (ємність 22,2 А·год). Зауважимо, що максимальний струм заряджання у цього типу АКБ, рекомендований виробником, не має перевищувати 0,5 С. Таким чином, струм заряджання може регулюватись за допомогою BMS у дуже широкому діапазоні – від малих значень до 11 А, що відповідає максимальній потужності заряджання 5 кВт відповідно паспортним даним АКБ.

Сумарна енергія найбільшого періоду розряджання дозволяє знайти необхідну ємність АКБ за формулою:

$$e_{bat,nom}(D) = \frac{1}{DoD} \sum_{n=n_1}^{n_2} \Delta e_{bat}(n, D), \quad (15)$$

де  $DoD$  – допустимий ступінь розряду (Degree of Discharge),  $n_1, n_2$  – дні початку і кінця несприятливого періоду (у цьому періоді  $\Delta e_{bat} > 0$  – АКБ живить навантаження). На основі (15) розраховується ємність АКБ у кіловат-годинах  $E_{bat,nom} = e_{bat,nom} E_{load}$ . На рис. 7 наведені результати розрахунків необхідної ємності (15) за різних швидкостей заряджання батареї, що виражаються через потужність  $p_{ch}$  (14).

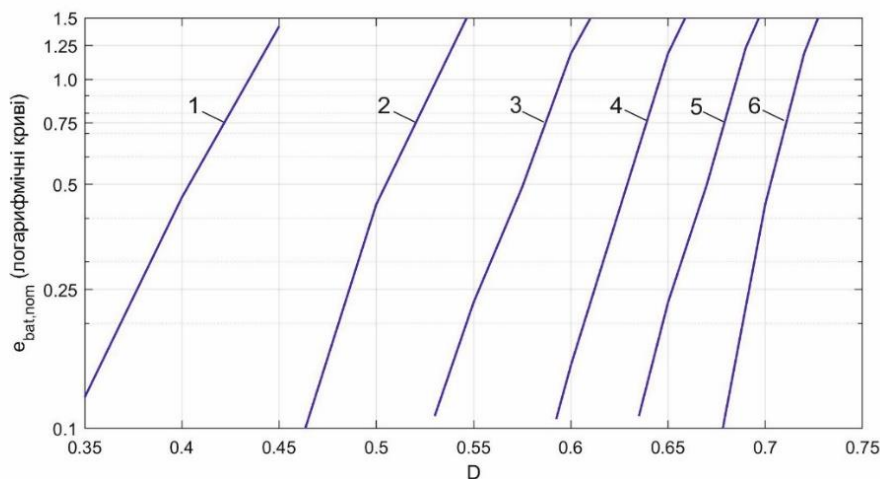


Рис. 7. Сімейство кривих залежності необхідної номінальної енергії АКБ  $e_{bat,nom}(D)$  від ЩВ за різної потужності заряджання: 1 –  $p_{ch} = 1$ ; 2 –  $p_{ch} = 1,2$ ; 3 –  $p_{ch} = 1,4$ ; 4 –  $p_{ch} = 1,6$ ; 5 –  $p_{ch} = 1,8$ ; 6 –  $p_{ch} = 2,0$

Як впливає з графіків на рис. 7, необхідна ємність АКБ зростає приблизно експоненційно зі збільшенням щільності відключень  $D$ . Нахил кривих на рис. 7 залежить від потужності заряджання  $p_{ch}$ : при її збільшенні криві  $e_{bat,nom}(D)$  мають більший нахил. Крім того, що більша  $p_{ch}$ , то за більшої ЩВ система може забезпечувати споживача електроенергією. Якщо потужність навантаження становить близько 1 кВт, як в експериментах, потужність струму заряджання для кривих 1–6 треба вибирати від 1 до 2 кВт. Отже, змінюючи струм заряджання, можна забезпечити надійне енергопостачання за зміння ЩВ.

На основі отриманих експериментальних даних у роботі проведена кількісна оцінка залежності  $p_{ch}(D)$ , що дозволило побудувати регульовальні характеристики для процесу заряджання АКБ (рис. 8). Кожна крива на графіку відповідає певній ємності АКБ (в одиницях добового навантаження) і визначає, як потрібно змінити потужність заряджання в разі зміння режиму відключень.

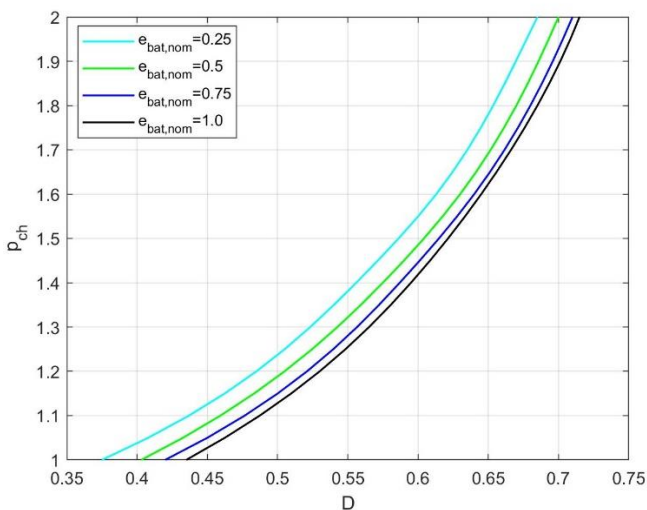


Рис. 8. Сімейство регульовальних характеристик  $p_{ch}(D)$  процесу заряджання акумуляторних батарей з різною номінальною енергією (в одиницях добової енергії навантаження)

Розглянемо приклад: нехай номінальна енергія АКБ дорівнює половині добового навантаження ( $e_{bat,nom} = 0,5$ ) і система налаштована на відключення в режимі  $D = 0,4$ , тобто на заряджання з  $p_{ch} = 1$ . У разі переходу на режим  $D = 0,7$  виникне дефіцит енергії для електроживлення навантаження, який можна покрити, збільшуючи потужність заряджання до  $p_{ch} = 2$  згідно з графіком на рис. 8 (зелена крива).

**Обговорення та висновки.** Проведено дослідження роботи мережевої РФЕС встановленою потужністю 2,2 кВт з метою оцінки можливості використання станції як резервного джерела живлення в разі регулярних відключень централізованої електромережі. Для експерименту були задані різні режими періодичних відключень у

літні місяці, які описуються ЩВ у діапазоні  $D = 0.45 \div 0.68$ . Експерименти проводились при постійному в часі резистивному навантаженні 0,99 кВт. Аналіз отриманих даних з погляду балансу енергії обміну між компонентами станції на 5-хвилинних інтервалах дозволяє сформулювати такі положення та висновки.

У разі добового виробітку РФЕС менше добового електронавантаження, виникає дефіцит енергії  $e_{deficit}(n,D)$  (11), який покривається енергією з електромережі. Але можливості мережі обмежені частотою та тривалістю відключень (параметром  $D$ ). Що менший дефіцит енергії, то при більшому значенні  $D$  станція може надійно живити навантаження. Наприклад, за дефіциту електроенергії 0,9 (у відносних одиницях) РФЕС може працювати при  $D = 0.46$ , а за зменшення  $e_{deficit}$  удвічі, до 0.45, з'являється можливість забезпечувати навантаження при  $D = 0.68$ . Характер цієї залежності  $e_{deficit}(n,D)$  описується лінійною регресією, що наведена на рис. 3.

Для стабільнішої роботи РФЕС за високих рівнів інтенсивності сонячного випромінювання максимальна потужність інвертора була обмежена на рівні 1,74 кВт. У зв'язку з цим характер функції розподілу АС-потужності інвертора не збігається з функцією розподілу інтенсивності радіації. У роботі на основі 5-хвилинних відліків системи моніторингу обчислені ФР і ФЩР  $P_{PV}$  (див. рис. 4). Для літнього періоду роботи станції характерна підвищена ймовірність малих та високих значень  $P_{PV}$ , тобто поблизу границь інтервалу (0; 1,7).

У роботі проведено розрахунок необхідних параметрів АКБ залежно від щільності відключень електромережі. При цьому добовий виробіток енергії був змодельований за допомогою ковзного усереднення кумулятивних моніторингових даних з  $e_{PV}$  (див. рис. 5). Отримано сімейство кривих залежності необхідної номінальної енергії АКБ  $e_{bat,nom}(D)$  від щільності відключень за різної потужності заряджання (див. рис. 7). Показано, що  $e_{bat,nom}$  експоненційно зростає зі збільшенням  $D$ .

Показано, що існує можливість налаштування надійної роботи РФЕС залежно від режиму відключень (параметра  $D$ ) регулюванням потужності (або струму) заряджання АКБ за допомогою системи BMS. Для цього необхідні такі вихідні дані: усереднений за допомогою МА на тижневих інтервалах профіль добового виробітку електроенергії, добовий профіль навантаження, ЩВ, а також задані необхідні параметри АКБ (номінальна ємність і глибина розрядження). У роботі описаний спосіб отримання відповідних регульовальних характеристик, приклад яких показаний на рис. 8.

## ПОСИЛАННЯ

1. Salman H.M., Pasupuleti J., Sabry A.H. Review on Causes of Power Outages and Their Occurrence: Mitigation Strategies. *Sustainability*. 2023. Vol. 15. Article 15001, <https://doi.org/10.3390/su152015001>.
2. Bo Li, Junwei Ma, Femi Omitaomu, Ali Mostafavi. Recent Decade's Power Outage Data Reveals the Increasing Vulnerability of U.S. Power Infrastructure. August 2024. LicenseCC BY-NC-ND 4.0, doi: 10.48550/arXiv.2408.15882.
3. Gupta Y., Vaidya R., Kumar H.S.V.S.N., Kamalasadan S., Doolla S. Optimal PV - Battery Sizing for Residential and Commercial Loads Considering Grid Outages. *IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy, PESGRE*. 2020. Article 9070371, <https://doi.org/10.1109/PESGRE45664.2020.9070371>.
4. Borujeni M.S., Ofetotse E.L., Nebel J.-C. A solar backup system to provide reliable energy in presence of unplanned power outages. *Journal of Energy Storage*. 2022. Vol. 47. Article 103653, <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103653>.
5. Murshed M., Chamana M., Schmitt K., Pol S., Adeyanju O., Bayne S. Renewable Energy Integration for Power Outage Mitigation: A Data-Driven Approach in Advancing Grid Resilience Strategies. *Preprints*. 31 August 2023. N 2023082119, <https://doi.org/10.20944/preprints202308.2119.v1>.
6. Eyimaya S.E., Altin N., Nasiri A. Optimization of Photovoltaic and Battery Storage Sizing in a DC Microgrid Using LSTM Networks Based on Load Forecasting. *Energies*. 2025. Vol. 18. Article 3676, <https://doi.org/10.3390/en18143676>.
7. Гаєвський О. Ю., Гаєвська Г. М., Іванчук В. Ю. Резервна фотоелектрична станція в умовах періодичних відключень споживачів від електромережі. *Відновлювана енергетика*. 2023. № 1(72). С. 27–36. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1\(72\)27-36](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1(72)27-36).
8. Tsianikas S., Jian Zhou J., Dunbar P., Birnie III D.P., Coit D.W. Economic trends and comparisons for optimizing grid-outage resilient photovoltaic and battery systems. *Applied Energy*. 2019. Vol. 256(9). Article 113892, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113892.
9. Tostado-Veliz M., Icaza-Alvarez D., Jurado F. A novel methodology for optimal sizing photovoltaic-battery systems in smart homes considering grid outages and demand response. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 170. pp. 884–896, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.006>.
10. Khoury J., Mbayed R., Salloum G., Monmasson E. Optimal sizing of a residential PV-battery backup for an intermittent primary energy source under realistic constraints *Energy and Buildings*. 2015. Vol. 15. pp.206-216, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.07.045>.
11. Павлов, В. Б., Будько, В. І., Будько, М. О., Карпчук, Г. Л. Особливості створення зарядних станцій електроомобілів з використанням відновлюваних джерел енергії. *Відновлювана енергетика*. 2022. № 2(69). С. 13–19. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.2\(69\).13-19](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.2(69).13-19).
12. E. Chatterji E., Bazilian M.D. Battery Storage for Resilient Homes. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. pp. 184497-184511, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3029989].
13. Birnie III D. P. Optimal battery sizing for storm-resilient photovoltaic power island systems. *Solar Energy*. 2014. Vol. 109. pp. 165–173, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.08.016>.
14. Mendoza-Orsorio D. A Review in Bess Optimization for Power Systems. *Tecnológicas*. 2023. Vol. 26. - N 56. Article e2426, <https://doi.org/10.22430/22565337.2426>.
15. Colle S., Abreu S.L., Rüther R. Economic evaluation and optimization of hybrid diesel/photovoltaic systems integrated to utility grids. *Solar Energy*, – 2004. Vol. 76. Issues 1–3. P. 295–299, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.08.008>.
16. Mohamed R.G., Hassan A.A., Abdel Al., Shady H. E. A modified energy management strategy for PV/diesel hybrid system to reduce diesel consumption based on artificial protozoa optimizer. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. Article 4440, <https://doi.org/10.1038/s41598-025-87716-y>.
17. Aziz, Ali & Tajuddin, Mohammad Faridun Naim & Adzman et al. Energy Management and Optimization of a PV/Diesel/Battery Hybrid Energy System Using a Combined Dispatch Strategy. *Sustainability*. 2019. Vol. 11. Issue 3. Article 10.3390/su11030683, <https://www.mdpi.com/2071-1050/11/3/683>.

## OPERATING OF BACKUP PV PLANT UNDER CONSUMERS OUTAGES FROM ELECTRIC GRID

Received Oct. 21, 2025; accepted Dec. 09, 2025

Available online Dec. 31, 2025

Gaevskii O.<sup>1</sup>, Budko V.<sup>2</sup>,  
Doroshenko O.<sup>3</sup>, Budko M.<sup>4</sup>

Author for correspondence: Gaevskii Oleksandr,  
e-mail: a.gaevskii@kpi.ua

<sup>1</sup> Ph.D. Phys. Math. Sci., Professor  
<https://orcid.org/0000-0001-6144-2441>

<sup>2</sup> Ph.D. Tech. Sci., Professor  
<https://orcid.org/0000-0002-6219-4221>

<sup>3</sup> Bachelor  
<https://orcid.org/0009-0007-0849-020X>

<sup>4</sup> Ph.D. Tech. Sci., Associate Professor  
<https://orcid.org/0000-0003-0928-1657>

<sup>1, 2, 3, 4</sup> National Technical University of Ukraine  
“Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv,  
Ukraine

<sup>1, 2, 4</sup> Institute of Renewable Energy, NAS of  
Ukraine, Kyiv, Ukraine

**Abstract.** *The operation of a grid-connected photovoltaic (PV) plant under periodic grid outages, when the system functions as a backup power source, has been investigated. The capability to support the load depends on the daily energy deficit determined by the balance between generation, consumption, and the discharge of the battery energy storage system (BESS). This deficit is typically compensated by the grid, but its ability to supply energy is limited by the duration and frequency of daily power interruptions, characterized by the outage density (OD) parameter. Based on monitoring data, a linear relationship between the energy deficit covered by the grid and the outage density has been established. Using the daily energy balance equations that describe energy exchange between the system components (PV modules, BESS, load) and the grid, the dependence of the required BESS capacity on OD was obtained for various battery charging power levels. It is shown that as OD increases, the required battery capacity must grow following an approximately exponential dependence. To optimize BESS capacity selection, a procedure is proposed to configure a reliable power supply for consumers under various outage conditions by adjusting the battery charging process. A family of control characteristics was obtained, representing the dependence of charging power on OD for batteries with different nominal energies.*

**Keywords:** *backup PV plant, grid disconnection, outage density, energy balance, power flows, PV module array, battery energy storage system, state of charge, nominal capacity, charging power.*

## List of abbreviations

AC – alternating current

BESS – energy storage system

BMS – battery monitoring system

BPVP – backup photovoltaic plant

CAN – controller area network

DC – direct current

DF – distribution function

DG – diesel generator

MA – moving average

OD – outage density

PDF – probability density function

PV – photovoltaic

SOC – state of charge

## Introduction and Problem Statement.

Power outages from electrical grids represent a serious and widespread problem affecting many sectors of modern society — including large-scale industry, small enterprises, households, and critical infrastructure such as healthcare facilities, transport systems, and communications networks [1–4]. Planned and unplanned regular disconnections of consumers from the grid have become systematic in Ukraine during wartime conditions, when military attacks are directed against critical energy infrastructure. Consequently, there is an urgent need for the development and deployment of backup power generation systems based on renewable energy sources to ensure electricity supply

during outage periods. A promising approach involves the creation of backup photovoltaic power plants (BPVPs) designed to provide local consumers with energy at a sufficiently reliable level.

To date, various aspects of this topic have been studied. The main factor complicating the search for optimal solutions for BPVPs is the stochastic nature of temporal variations in the input parameters — such as solar radiation, hourly energy consumption profiles, and grid outage patterns. Forecasting solar irradiance and load profiles, as well as optimizing BPVPs under power outage conditions, was addressed in [5]. In that study, the dimensions of the BPVP were determined using the particle swarm optimization (PSO) method, which balances generation, storage, and

consumption of energy while accounting for technical and economic constraints.

The study [6] proposed an approach for optimizing the sizes of photovoltaic (PV) and battery energy storage systems (BESS) in a DC microgrid. In this case, load profile forecasting based on historical data employed a deep learning model with a long short-term memory (LSTM). In [7], a method for determining the size of a BPVP during periodic consumer disconnections from the grid was developed using generation–storage–consumption balance equations for the most unfavorable calendar period. That study also provided estimates of the loss-of-load probability (LOLP) parameter as a function of outage density.

The use of BPVPs for a reliable household energy and hot-water supply was discussed in [4], where forecasting, power flow control, and hot-water temperature regulation under unplanned grid outages were implemented using an intelligent controller.

A considerable amount of research on BPVPs focuses on the economic aspects of system design and operation. For instance, [8] proposed an optimization method considering the trade-off between total system cost and operational resilience under grid outage conditions. In [9], an optimization method for the component composition of PV–BESS backup systems was developed to minimize both capital expenditures and electricity bills. The approach uses characteristic outage and consumption profiles along with time-of-use tariffs and real-time pricing, with the optimization performed via mixed-integer linear programming (MILP). The work [10] investigated the minimization of total system cost over a 20-year operational period using real meteorological data, realistic residential load profiles, and grid outage schedules.

A significant portion of the total BPVP system cost is associated with the battery energy storage system (BESS), which compensates for mismatches between power generation and consumption while taking into account the operating characteristics of power sources (the BPVP and the grid) and the nature of consumer loads [3, 5, 6, 8, 11]. Optimization of the total cost can be performed under the constraint of maintaining a required level of supply reliability [12, 13]. A detailed review of various BESS optimization frameworks — accounting for stochasticity, computational efficiency, and the dimensionality of the objective space — is presented in [14].

It should be noted that a grid-connected PV system, when also used as a backup power source, requires a thorough analysis of its operating modes and an optimal configuration of its components. This distinguishes it from simpler backup solutions such as diesel generator (DG) units, which operate in a single mode — activation during a power deficit. The main advantage of a BPVP in such cases is the absence of fuel costs, since solar energy is a free renewable resource, while the price of diesel fuel and the resulting electricity is relatively high. This factor becomes especially significant during prolonged grid outages. In addition, PV-based systems meet environmental standards and require minimal maintenance compared to DG units. However, despite the disadvantages of DG systems, they are still

frequently integrated into hybrid PV–DG configurations to ensure power supply during extended outages (especially during blackouts) when the BESS is depleted and PV generation is insufficient to meet the load demand [15, 16]. To reduce carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions, hybrid PV–DG systems often employ energy management strategies such as load-following and cyclic battery charging, which also reduce the levelized cost of electricity [17].

In this work, the operation of a grid-connected BPVP is experimentally studied under conditions of forced, periodic disconnections from the distribution network according to a predefined schedule. This setup simulates grid failures under planned outages, typically determined by the regional grid operator. The research was conducted for various outage densities (OD) and solar irradiance levels. The system's load was resistive and constant throughout all experiments to facilitate a clearer analysis of the relationship between three output variables: the daily solar energy input, the required BESS capacity, and the permissible outage density ensuring a predefined reliability level of power supply.

### Structure of the Backup Photovoltaic System

The general configuration of the investigated backup PV power supply system is shown schematically in Fig. 1. The system consists of the following major components:

1. *Four bifacial photovoltaic modules* (JA Solar JAM72D30-555/GB, 555 Wt each) capable of generating electricity from both the front and rear surfaces. This innovative design increases the overall photovoltaic conversion efficiency by 10–20%, depending on installation specifics and the reflectivity of the underlying surface.
2. *Huawei SUN2000-450W-P optimizers* for each PV module, which track the maximum power point to improve the efficiency of the entire PV array. The optimizers also provide protection in case of a malfunction and transmit real-time performance data to the monitoring system.
3. *Hybrid single-phase inverter* (Huawei SUN2000-5KTL-L1, rated at 5 kW) that integrates DC–DC and DC–AC converters, high-frequency noise and EMI filters, and an output LCL filter. It also includes surge protection devices against overvoltage. The inverter's internal monitoring system continuously analyzes the performance of all station components, their operating states, power flow between subsystems, cumulative energy generation and consumption, and the state of charge (SOC) of the battery. The inverter is equipped with multiple protective features, including reverse-polarity, arc-fault, overvoltage, and short-circuit protection.
4. *Battery Monitoring System* (BMS), integrated into each storage unit, controls the charge/discharge processes and communicates with the inverter via the CAN interface.
5. *Two battery energy storage units* (BESS) based on the lithium iron phosphate (LiFePO<sub>4</sub>) chemistry (Huawei LUNA2000-10-S0). These batteries accumulate surplus energy from the grid or the PV array. The total installed storage capacity used during experiments was 10 kWh, with a nominal volt-age of 450 V. Each unit consists of LiFePO<sub>4</sub> cells capable of operating within a wide temperature range (–20 °C to +55 °C) and maintaining stable electrochemical

performance with low degradation (up to 6000 charge/discharge cycles).

6. *An intelligent backup switchboard* (Huawei SmartGuard-63A-S0 Backup Box) supplies priority loads during grid outages. Its built-in energy management controller automatically switches power from the grid to the battery and maintains power to preselected essential equipment. The switchboard collects data from meters, sensors, and current transformers, compiles it into monitoring data, and transmits it to the inverter via the RS485 interface. During a grid outage, the transfer to backup power occurs within 20 ms, ensuring uninterrupted power to consumers.

7-8. *Protective switchboards*. The DC switchboard (7) is manual switching device used to disconnect the circuit between the inverter and the PV system. The AC switchboard (8) is intended for connecting and protecting the BPVP

equipment along the AC line. This switchboard houses the switches for the grid input (1) and the load output (2), respectively. These switches are designed for manual or automatic connection/disconnection and provide equipment protection in cases of overvoltage, short circuits, or voltage surges that may occur due to various switching operations or natural factors such as lightning.

9. *Wi-Fi socket* for remote control of load connection to the system.

10. *Constant resistive load* of 0.955 kW maintained throughout the experiments to ensure stable conditions.

11. *Smart single-phase Wi-Fi circuit breaker* (TOMZN TOB9-VAP 1-63A 1P) with real-time monitoring of power, voltage, and current, enabling remote control of grid connection via the Smart Life application.

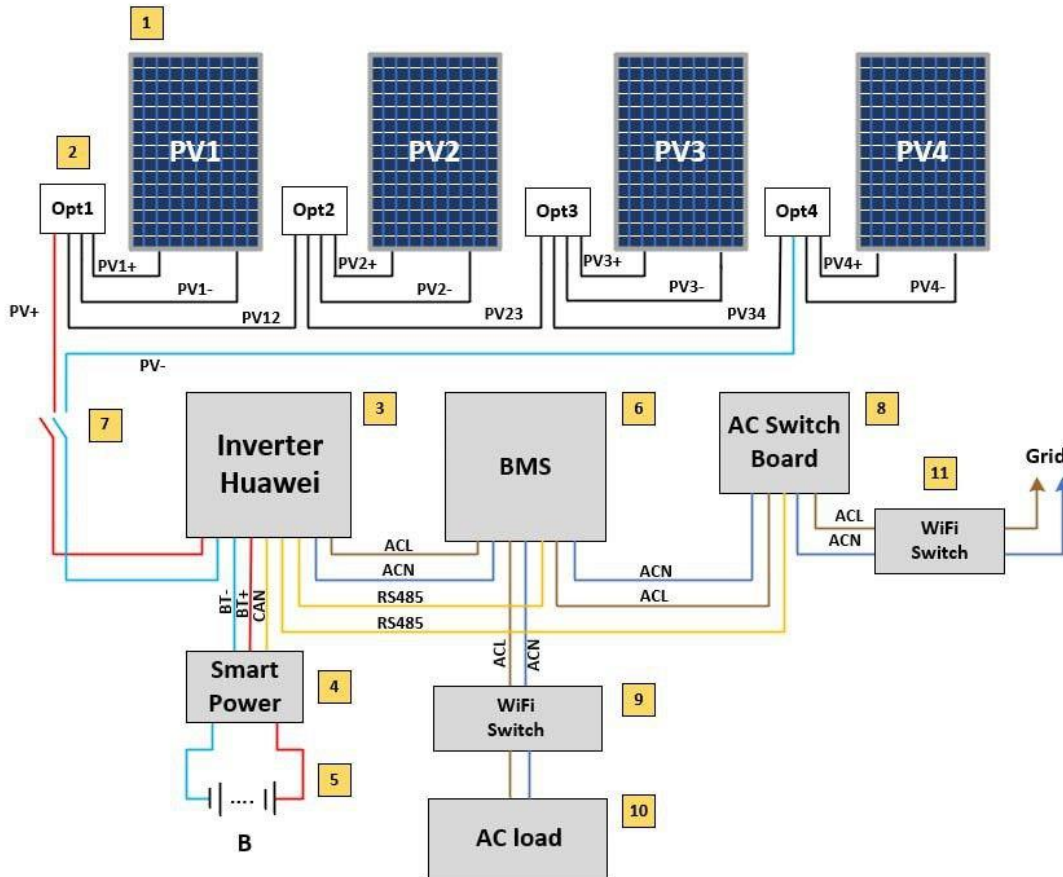


Fig. 1. General schematic diagram of the investigated grid-connected photovoltaic system

### Operating Modes of the Backup Photovoltaic Power Plant

The schedule of periodic grid disconnections can be described as a stepwise function according to [7]

$$d(t) = \begin{cases} 1, & t \in \tau_{off} \\ 0, & t \in \tau_{on} \end{cases}, \quad (1)$$

where each interval  $\tau_{on}$  and  $\tau_{off}$  represents either the availability of grid power supply or the disconnection of the BPVP from the grid.

To analyze the experimental data, it is more convenient to use discrete values denoted as  $d_i$ , representing the grid state at the moment  $t_i$  of each data record. These

monitoring data points, referred to as samples, were collected at 5-minute intervals  $\Delta t = 5$ , resulting in  $N=288$  data points per day. Numbering these five-minute samples with the index  $i=1,2,\dots,N$ , we obtain:  $t_i = i\Delta t$ ,  $d_i = d(t_i)$ .

The monitoring system *FusionSolar* of the studied BPVP provides discrete averaged values of power flows and energy exchange between system components at each sampling interval. During the experiments, the grid disconnections were programmed with constant duration and periodicity throughout the day, characterized by the parameter OD and the corresponding period between interruptions  $\tau = \tau_{on} + \tau_{off}$ . These parameters define the ratio

between the time the system was disconnected from the grid and the total observation period

$$D = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N d_i = \frac{\tau_{off}}{\tau} = 1 - \frac{\tau_{on}}{\tau} \quad (2)$$

In all operating modes, the power balance of BPVP can be described by the equality between the total supply and consumption:

$$P_{PV} + P_{grid} + P_{bat} = P_{load} + P_{self} \quad (3)$$

The supply side includes the PV generation, power exchange with the grid, and BESS, while the consumption side consists of the load and the internal power needs of the system. The relationship between these components is described by the following balance equation:

$$P_{PV} + P_{grid} + P_{bat} = P_{load} + P_{self} \quad (3)$$

The left-hand side of this equation represents the energy-supplying components, while the right-hand side corresponds to the consuming components. In (3) the following notations are introduced:  $P_{PV}$  is PV power,  $P_{grid}$  and  $P_{bat}$  are power exchange with the grid and the battery, respectively,  $P_{load}$  and  $P_{self}$  are the load power and the system's self-consumption power, respectively. Furthermore, it is assumed that  $P_{grid} > 0$  and  $P_{bat} > 0$  when the corresponding power flows are directed toward the load, whereas  $P_{grid} < 0$  indicates power delivery to the grid, and  $P_{bat} < 0$  corresponds to battery charging. The battery's state of charge is denoted by the variable  $SOC$  (State of Charge), expressed as a percentage.

Let us first consider the operating modes when the grid is available ( $d = 0$ ). Two main operating modes are observed:

**Surplus generation mode.** Under high solar irradiance, when the PV power  $P_{PV}$  exceeds the load demand  $P_{load}$  but the batteries are not yet fully charged ( $SOC < 100\%$ ), the surplus power is used to charge the battery. Any remaining excess energy is exported to the grid. Under this operating mode, the following conditions hold:

$$P_{PV} > P_{load} + P_{self}, P_{grid} \leq 0, P_{bat} < 0 \quad (4)$$

If the battery is fully charged, the surplus photovoltaic power is supplied to the electrical grid, which corresponds to  $P_{grid} < 0, P_{bat} = 0$  in equation (3).

**Deficit compensation mode.** When  $P_{PV}$  is insufficient to cover the load  $P_{load}$ , the power deficit is compensated by importing electricity from the grid:

$$P_{PV} < P_{load} + P_{self}, P_{grid} > 0 \quad (5)$$

In this case, battery charging ( $P_{bat} \leq 0$ ) is also possible if it is not fully charged.

Let us assume that the electrical grid is disconnected ( $d=1$ ), then the following modes will occur.

**PV-supported charging mode.** Under high solar radiation, when the generated PV power exceeds the consumption of the load and system electronics, the surplus is used to charge the batteries if  $SOC < 100\%$ :

$$P_{PV} > P_{load} + P_{self}, P_{bat} < 0, P_{grid} = 0. \quad (6)$$

**Battery discharge mode.** When photovoltaic power is lower than the total demand of the load and system, the deficit is supplied by the BESS, provided the state of charge remains above the minimum allowable level. Once the battery is fully discharged, the load can only be supported by real-time PV generation, which limits the reliability of power supply during extended outages.

These operating conditions were recorded and analyzed over a full 24-hour cycle, including alternating periods of grid availability and disconnection. Fig. 2 illustrates the temporal dynamics of the power generation  $P_{PV}$  (blue), the load consumption  $P_{load} + P_{self}$  (red), the grid exchange  $P_{grid}$  (orange) as well as the state of charge when  $SOC < 100\%$  (green).

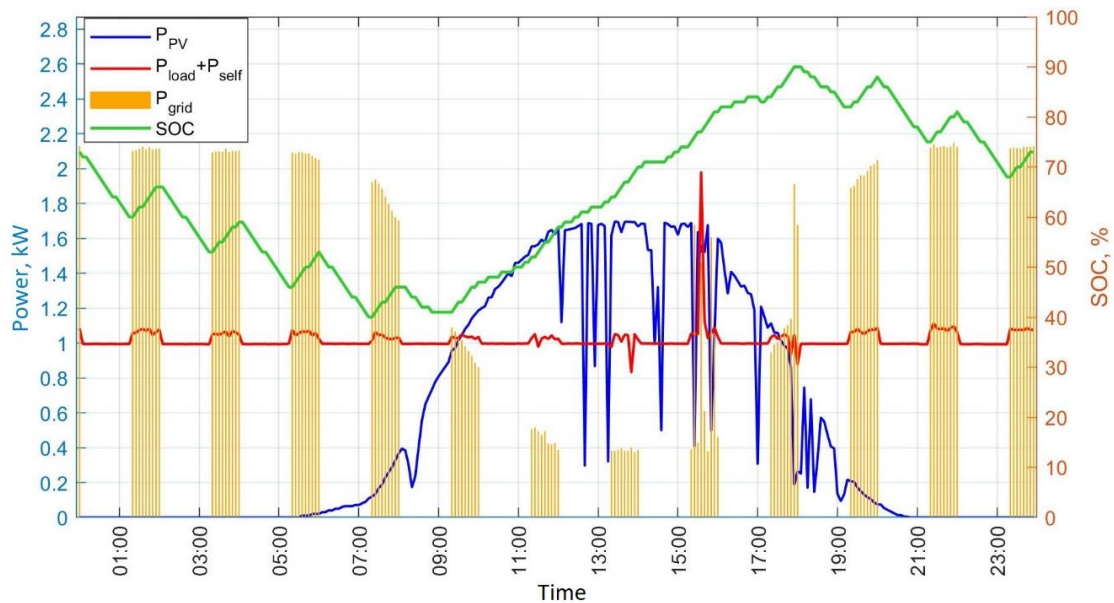


Fig. 2. Graphical illustration of monitoring data during the operation day of BPVP operation under a constant load ( $P_{load} = 0.955$  kW) and periodic grid outages with a period  $\tau = 2$  hours,  $d = 0.625$ :  $P_{PV}$  – PV power at the inverter input (blue curve),  $P_{grid}$  – power from the grid (yellow bars for each sample),  $P_{load} + P_{self}$  – total consumption power (red curve),  $SOC$  – state of charge of the battery (green curve)

**Energy relationships.** Based on the power balance (3), the energy balance equation at the end of the day can be expressed as follows:

$$\sum_{i=1}^N (E_{PV,i} + \Delta E_{grid,i} + \Delta E_{bat,i}) = \sum_{i=1}^N (E_{load,i} + E_{self,i}), \quad (7)$$

where the following notations are introduced for the energy of the  $i$ -th samples:  $E_{PV,i}$  — the energy generated by the BPVP during the  $i$ -th time interval;  $\Delta E_{grid,i}$  — the energy exchanged with the grid ( $\Delta E_{grid,i} > 0$  for power consumption from the grid);  $\Delta E_{bat,i}$  — the energy supplied to the load from the battery ( $\Delta E_{bat,i} > 0$ ) or the energy used for battery charging ( $\Delta E_{bat,i} < 0$ ),  $E_{load,i}$  and  $E_{self,i}$  — the energies consumed by the load and by the system equipment, respectively.

Let us proceed to the dimensionless energy variables by dividing equation (7) by the daily load, which is equal to:

$$E_{load} = \sum_{i=1}^N E_{load,i}. \quad (8)$$

This implies the scaling of the calculation to any ratio of generation to consumption. As a result, the daily balance equation is obtained in the following form:

$$\Delta e_{grid}(\{d_i\}) + \Delta e_{bat}(\{d_i\}) = 1 + e_{self} - e_{PV}, \quad (9)$$

where

$$e_{PV} = \frac{1}{E_{load}} \sum_{i=1}^N E_{PV,i},$$

$$e_{self} = \frac{1}{E_{load}} \sum_{i=1}^N E_{self,i} \quad (10a)$$

$$\Delta e_{bat}(\{d_i\}) = \frac{1}{E_{load}} \sum_{i=1}^N \Delta E_{bat,i}(d_i),$$

$$\Delta e_{grid}(\{d_i\}) = \frac{1}{E_{load}} \sum_{i=1}^N \Delta E_{grid,i}(d_i). \quad (10b)$$

The left-hand term of this balance represents the amount of energy drawn from the grid to meet the consumer demand ( $\Delta e_{grid} > 0$ ) or, conversely, delivered to the grid ( $\Delta e_{grid} < 0$ ). This quantity compensates for the deficit caused by insufficient photovoltaic generation and battery discharge and is denoted as the deficit energy  $e_{deficit}(n, D)$ .

By solving the balance equation (11), the relationship be-

The variable  $e_{PV}$  does not depend on the grid operation mode (the set of parameters  $\{d_i\}$ ). The consumption component  $e_{self}$ , in a first approximation, can also be considered independent of  $d_i$ . The two components on the left-hand side of equation (9), ( $\Delta e_{bat}(\{d_i\})$  i  $\Delta e_{grid}(\{d_i\})$ ), are significantly dependent on  $\{d_i\}$ . The right-hand side of equation (9) represents the total daily energy deficit (or surplus). When the energy generated by the BPVP does not cover the consumption demand (right-hand side  $< 1$ ), the deficit is compensated by the centralized electrical grid (term  $\Delta e_{grid}(\{d_i\})$ ). If the grid is “absent,” the energy is supplied by the battery (term  $\Delta e_{bat}(\{d_i\})$ ). At the end of the day, the battery returns to the same state as at the beginning of the day, provided that  $\Delta e_{bat}(\{d_i\}) = 0$ . Thus, the lack of energy in the system for  $e_{PV} < 1$ , which may occur over the course of a day, is compensated by the grid ( $\Delta e_{grid}(\{d_i\}) > 0$ ). However, the magnitude of  $\Delta e_{grid}$  strongly depends on the disconnection mode, i.e., on the set of parameters  $\{d_i\}$ , and naturally on the OD: the greater the value of  $D$ , the less energy can be supplied by the grid.

### Experimental Conditions

Measurements and calculations of all components of the energy balance equation (9) were carried out for the studied BPVP at various values of the outage density  $D$ . Each experimental day began with a scheduled grid disconnection interval. The connection-disconnection periods were relatively short (two hours), so the influence of their placement (yellow bars in Fig. 2) relative to the local maxima of generated power was considered negligible. The analysis of the experimental data was performed using an energy balance model in which the full set of system parameters  $\{d_i\}$  was reduced to a single variable — the outage density  $D$ . This allowed the energy balance at the end of the  $n$ -th day to be expressed in a simplified form

$$\Delta e_{grid}(n, D) = 1 + e_{self} - e_{PV}(n) - \Delta e_{bat}(n, D) = e_{deficit}(n, D). \quad (11)$$

tween the possible outage density and the given energy deficit for the load was determined. It is more convenient to establish this relationship graphically (see Fig. 3), based on monitoring data obtained from the BPVP inverter. Each data pair  $(D, e_{deficit})$  corresponds to one experimental day with a specific value of  $D$ . A linear regression (blue line) fitted to the experimental points demonstrates good agreement, characterized by a root mean square error (RMSE) of 0.057 and a coefficient of determination  $R^2 = 0.814$ .

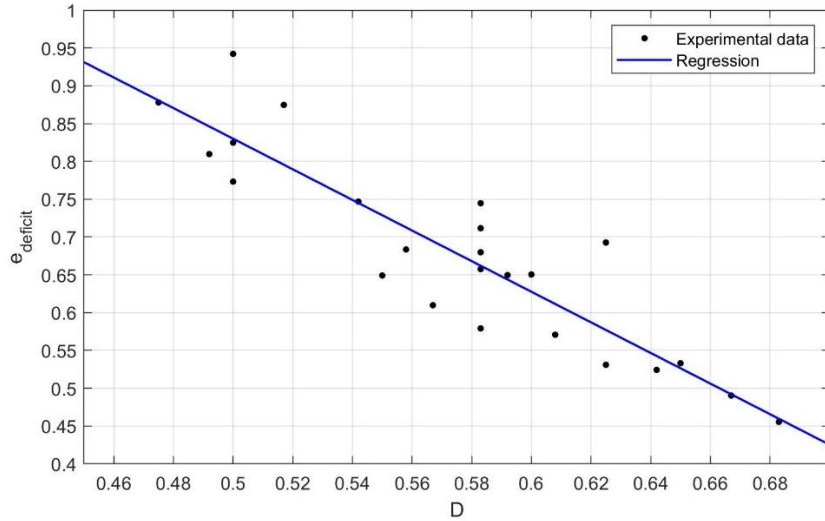


Fig. 3. Dependence of the energy deficit required to meet the load demand  $e_{\text{deficit}}(n, D)$  on the outage density for different observation days ( $n$ ) at a battery charging power of 1 kW

The analysis of the obtained graph (Fig. 3) shows that more frequent or longer grid outages are acceptable when a smaller energy deficit is observed at the consumer side. Indeed, the greater the PV generation and the capacity of the BESS that supply the load, the less energy is required from the grid. Therefore, the dependence presented in Fig. 3 can be interpreted as follows: as  $D$  increases (i.e., as the grid connection time decreases), the portion of the load demand covered by the grid becomes smaller. Thus, the linear relationship shown in Fig. 3 reflects both the consumer's energy demand from the grid and the grid's ability to satisfy that demand during the day.

#### Statistical properties of daily generation

The daily energy deficit that must be compensated by the backup system depends on the ratio of cumulative PV generation to daily consumption. Therefore, to model and design a BPVP, it is essential to know the statistical characteristics of its power output during the daytime generation period. As an example, the distribution function (DF) and the probability density function (PDF) of PV power output variation during the day were obtained for the summer period based on monitoring data recorded at 5-minute intervals (Fig. 4). The interval estimation was carried out over 0.079 kW segments.

It should be noted that the shapes of these functions differ from those of solar irradiance due to the hardware limitation of the inverter's maximum output power (1.74 kW<sup>2</sup>, right side of the graph) and due to a reduction in power generation at low solar altitudes caused by partial shading from nearby buildings (in this case, a neighboring university facility). The latter effect corresponds to the left-hand side of the graphs. As a result, higher PDF values occur both at

low BPVP power outputs and near the upper power limit of the inverter.

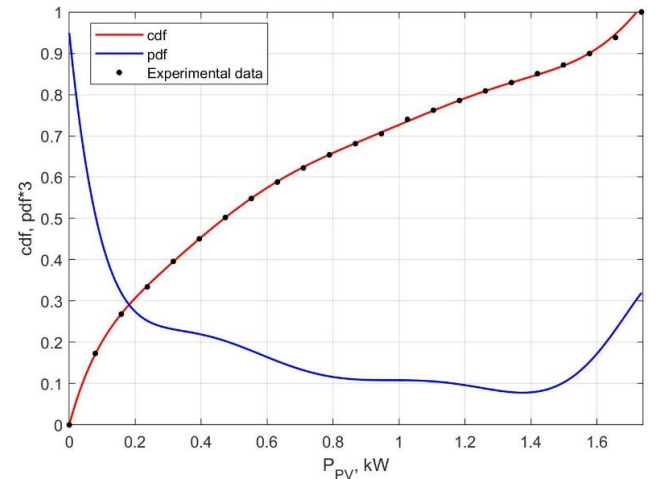


Fig. 4. Cumulative distribution function (CDF) and probability density function (PDF) of PV power ( $P_{PV}$ ) during the summer observation period. Dots represent interval estimates based on 5-minute monitoring data

The energy stored in the battery must be sufficient to meet consumer needs during periods of low solar irradiance. Therefore, when determining the required BESS capacity, one must take into account potential decreases in solar radiation and energy production lasting several days. In this work, these effects were evaluated using the Moving Average (MA) to capture the trend in daily energy generation over periods ranging from three days to one week. So, we used the expression various data averaging windows:

$$MA_w = \frac{1}{w} \sum_{i=1}^m (e_{PV}(i-m) + e_{PV}(i-m+1) + \dots + e_{PV}(i+m-1) + e_{PV}(i+m)), \quad (12)$$

<sup>2</sup> The inverter power limitation is set to ensure more stable consumer supply under high levels of solar irradiance, as well as to prevent frequent switching of the inverter from and to the grid.

where  $w = 2m + 1$  – averaging window.

The moving-average profiles ( $MA_3$ ,  $MA_5$ , and  $MA_7$ ) are shown in Fig. 5. As the averaging window increases, the MA

curves become smoother, while the estimates over longer intervals become statistically more reliable. In capacity assessments, the weekly moving average ( $MA_7$ ) was taken as the reference (red line in Fig. 5).

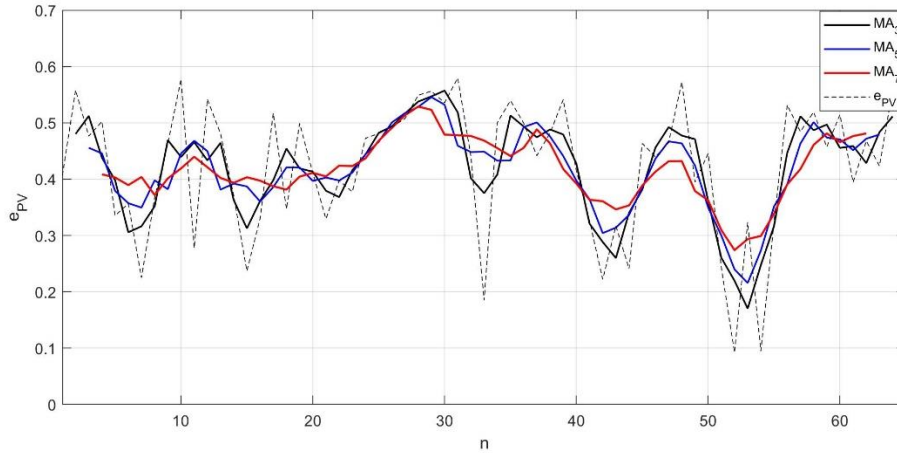


Fig. 5. Daily generation profiles ( $e_{PV}$ , dashed curve) and moving averages with different time windows:  $w = 3$  (black curve);  $w = 5$  (blue curve);  $w = 7$  (red curve)

#### Calculation of the parameters and charging mode of the battery

The daily  $MA_7$  profile was further used to model the daily generation values  $e_{PV,i}$ , through which the daily changes in the battery energy were calculated as follows:

$$\Delta e_{bat}(n, D) = 1 + e_{self} - e_{PV}(n) - p_{ch}(1 - D) \cdot 24, \quad (13)$$

where

$$p_{ch} = P_{ch} / P_{load} = I_{ch} V_{bat} / P_{load} \quad (14)$$

$p_{ch}$  — battery charging power from the grid (in units of  $P_{load}$ );  $P_{ch}$  — charging power, kW;  $I_{ch}$  — charging current, A;  $V_{bat}$  — battery voltage, V.

During unfavorable periods, the total energy supplied by the BESS — initially fully charged — should not exceed the energy corresponding to its maximum allowable depth of discharge. A graphical illustration of this process is shown in Fig. 6, where the maximum discharge period is indicated by shading. The position of the zero-energy line ( $\Delta e_{bat} = 0$ ) depends on the outage density  $D$  and the charging power  $p_{ch}$ .

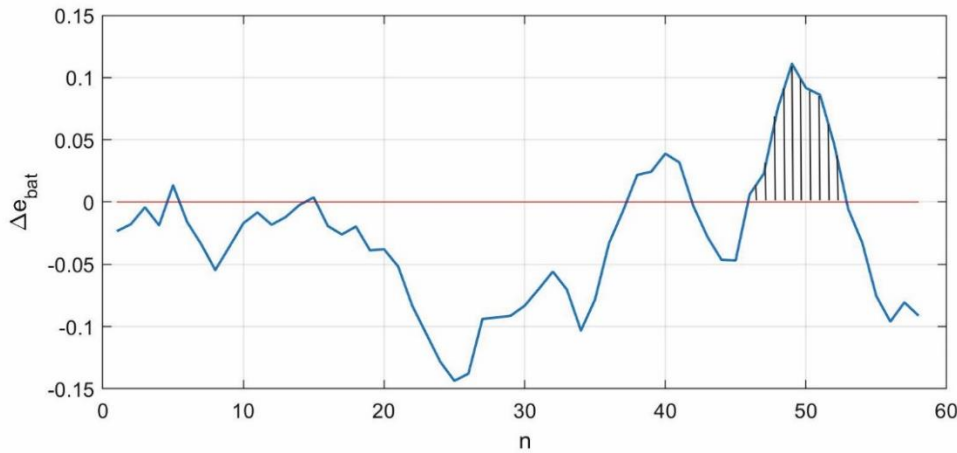


Fig. 6. Smoothed variation curve ( $MA_7$ ) of battery energy over the observation period. The shaded area indicates the interval of maximum battery discharge ( $\Delta e_{bat} > 0$ ). The zero level ( $\Delta e_{bat} = 0$ ) corresponds to  $D = 0.4$ ,  $p_{ch} = 1$

The lithium iron phosphate ( $LiFePO_4$ ) battery pack used in the study had a nominal voltage of 450 V and a total energy capacity of 10 kWh (22.2 Ah). According to the manufacturer's specifications, the maximum recommended charging current does not exceed 0.5C. Therefore, the charging current can be regulated via the battery management system (BMS) within a wide range — up to approximately 11 A, corresponding to a maximum charging power of 5 kW.

The total energy of the longest discharge period makes it possible to determine the required battery capacity as follows:

$$e_{bat,nom}(D) = \frac{1}{DoD} \sum_{n=n_1}^{n_2} \Delta e_{bat}(n, D), \quad (15)$$

where  $DoD$  – allowable Degree of Discharge,  $n_1, n_2$  — the days marking the beginning and the end of the unfavorable period  $\Delta e_{bat} > 0$  (during this period, the battery supplies

the load). Based on equation (15), the battery capacity in kW·h is calculated as  $E_{bat,nom} = e_{bat,nom} E_{load}$ . In Fig. 7, the

results of the BESS capacity calculations according to (15) for different charging rates  $p_{ch}$  are shown.

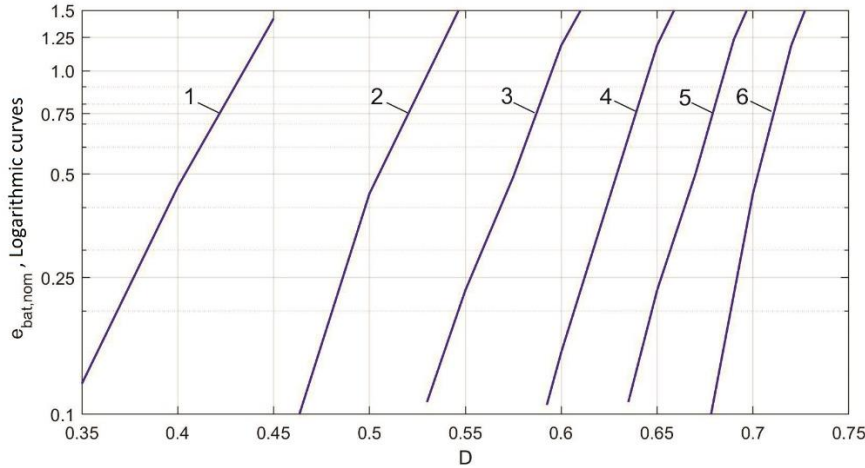


Fig. 7. Family of curves showing the dependence of the required nominal battery energy on the outage density for different charging power levels: 1 –  $p_{ch} = 1$ ; 2 –  $p_{ch} = 1.2$ ; 3 –  $p_{ch} = 1.4$ ; 4 –  $p_{ch} = 1.6$ ; 5 –  $p_{ch} = 1.8$ ; 6 –  $p_{ch} = 2.0$

The required battery capacity increases approximately exponentially with the outage density  $D$ . The slope of the curves in Fig. 7 depends on the charging power  $p_{ch}$ : with higher charging power, the curves  $e_{bat,nom}(D)$  become steeper. Moreover, the higher the charging power, the greater the outage density at which the system can still supply the consumer with electricity. For the experimental load of about 1 kW, the charging power should range from 1 to 2 kW for the curves labeled 1–6. Thus, by adjusting the charging current, it is possible to ensure a reliable power supply under varying outage conditions.

Based on the experimental data, a quantitative dependence  $p_{ch}(D)$  was derived, allowing the construction of control characteristics for the battery charging process (Fig. 8). Each curve in the graph corresponds to a specific battery capacity (expressed in units of daily energy consumption) and indicates how the charging power should be adjusted depending on the grid outage regime.

For example, suppose the nominal battery energy equals half of the daily load ( $e_{bat,nom} = 0.5$ ), and the system is configured for an outage mode of  $D = 0.4$ , i.e., for charging with  $p_{ch} = 1$ . In the case of transitioning to a mode with  $D = 0.7$ , an energy deficit for load supply will occur, which can be compensated by increasing the charging power to  $p_{ch} = 2$ , according to the graph in Fig. 8 (green curve).

### Discussion and Conclusion

A study was carried out on the operation of a grid-connected backup photovoltaic power plant (BPVP) with an installed capacity of 2.2 kW in order to assess the feasibility of using the system as a backup power source during regular outages of the centralized power grid. The experiments were conducted under different modes of periodic disconnections during the summer months, characterized by the outage density parameter in the range of  $D = 0.45 - 0.68$ . Throughout the experiments, a constant resistive load of 0.955 kW was maintained. Analysis of the collected data in terms of the energy exchange balance among the system

components at 5-minute intervals allows the following observations and conclusions to be made.

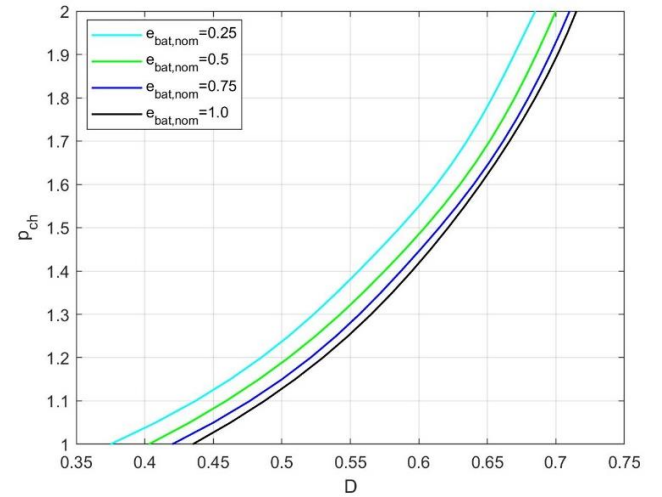


Fig. 8. Family of control characteristics  $p_{ch}(D)$  for the battery-charging process with different nominal battery capacities (expressed in units of daily energy consumption)

When the daily energy generation of the BPVP is lower than the daily electrical load, an energy deficit  $e_{deficit}(n, D)$  occurs, which is compensated by energy supplied from the grid. However, the grid's ability to cover this deficit is limited by the frequency and duration of outages (defined by the parameter  $D$ ). The smaller the energy deficit, the higher the value of  $D$  at which the system can reliably support the load. For example, when the relative energy deficit equals 0.9, the BPVP can operate reliably at  $D = 0.46$ ; when the deficit decreases twofold, to 0.45, the load can be sustained even at  $D = 0.68$ . This relationship of  $e_{deficit}(n, D)$  follows a linear regression, as illustrated in Fig. 3.

To ensure more stable operation of the BPVP under high levels of solar irradiance, the inverter's maximum AC output power was limited to 1.74 kW. Consequently, the distribution function of inverter power differs from that of solar irradiance. Based on 5-minute monitoring data, the cumulative

distribution function (CDF) and probability density function (PDF) of photovoltaic power generation ( $P_{PV}$ ) were determined (see Fig. 4). During the summer operational period, a higher probability of both low and high  $P_{PV}$  values was observed — near the boundaries of the (0; 1.7) kW interval.

The required parameters of the BESS were calculated as a function of grid outage density. The daily energy generation was modeled using a moving-average smoothing of cumulative monitoring data ( $e_{PV}$ , Fig. 5). A family of curves was obtained showing the dependence of the required nominal battery energy  $e_{bat, nom}(D)$  on the outage density for different battery charging power levels (Fig. 7). It was demonstrated that  $e_{bat, nom}$  increases approximately exponentially with increasing  $D$ .

It has been shown that reliable operation of the BPVP under various outage regimes (parameter  $D$ ) can be ensured by adjusting the charging power (or current) of the BESS through the BMS. The following input data are required for this adjustment: a weekly moving-average profile of daily PV generation, the daily load profile, the daily outage density, and the specified BESS parameters (nominal capacity and depth of discharge). The study also presents a method for deriving the corresponding control characteristics, illustrated in Fig. 8.

## REFERENCES

- Salman H.M., Pasupuleti J., Sabry A.H. Review on Causes of Power Outages and Their Occurrence: Mitigation Strategies. *Sustainability*. 2023. Vol. 15. Article 15001, <https://doi.org/10.3390/su152015001>.
- Bo Li, Junwei Ma, Femi Omitaomu, Ali Mostafavi. Recent Decade's Power Outage Data Reveals the Increasing Vulnerability of U.S. Power Infrastructure. August 2024. LicenseCC BY-NC-ND 4.0, doi: 10.48550/arXiv.2408.15882.
- Gupta Y., Vaidya R., Kumar H.S.V.S.N., Kamalasadan S., Doolla S. Optimal PV - Battery Sizing for Residential and Commercial Loads Considering Grid Outages. *IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy, PESGRE*. 2020. Article 9070371, <https://doi.org/10.1109/PESGRE45664.2020.9070371>.
- Borujeni M.S., Ofetotse E.L., Nebel J.-C. A solar backup system to provide reliable energy in presence of unplanned power outages. *Journal of Energy Storage*. 2022. Vol. 47. Article 103653, <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103653>.
- Murshed M., Chamana M., Schmitt K., Pol S., Adeyanju O., Bayne S. Renewable Energy Integration for Power Outage Mitigation: A Data-Driven Approach in Advancing Grid Resilience Strategies. *Preprints*. 31 August 2023. N 2023082119, <https://doi.org/10.20944/preprints202308.2119.v1>.
- Eyimaya S.E., Altin N., Nasiri A. Optimization of Photovoltaic and Battery Storage Sizing in a DC Microgrid Using LSTM Networks Based on Load Forecasting. *Energies*. 2025. Vol. 18. Article 3676, <https://doi.org/10.3390/en18143676>.
- Gaevsky O.Yu., Gayevska G.M., Ivanchuk V.Yu. Backup PV plant under conditions of periodic disconnections of consumers from the power grid. *Vidnovlyuvana Energetica*. 2023. No. 1(72). P. 27–36, [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1\(72\)27-36](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.1(72)27-36).
- Tsianikas S., Jian Zhou J., Dunbar P., Birnie III D.P., Coit D.W. Economic trends and comparisons for optimizing grid-outage resilient photovoltaic and battery systems. *Applied Energy*. 2019. Vol. 256(9). Article 113892, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113892.
- Tostado-Veliz M., Icaza-Alvarez D., Jurado F. A novel methodology for optimal sizing photovoltaic-battery systems in smart homes considering grid outages and demand response. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 170. pp. 884–896, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.006>.
- Khoury J., Mbayed R., Salloum G., Monmasson E. Optimal sizing of a residential PV-battery backup for an intermittent primary energy source under realistic constraints. *Energy and Buildings*. 2015. Vol. 15. pp. 206–216, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.07.045>.
- Pavlov V., Budko V., Budko M., Karpchuk H. Features of creation of the charging station network of electric vehicles with the use of renewable energy sources. *Vidnovlyuvana Energetica*. 2022. No. 2(69). P. 13–19, [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.2\(69\).13-19](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.2(69).13-19).
- E. Chatterji E., Bazilian M.D. Battery Storage for Resilient Homes. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. pp. 184497–184511, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3029989].
- Birnie III D. P. Optimal battery sizing for storm-resilient photovoltaic power island systems. *Solar Energy*. 2014. Vol. 109. pp. 165–173, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.08.016>.
- Mendoza-Ororio D. A Review in Bess Optimization for Power Systems. *Tecnológicas*. 2023. Vol. 26. - N 56. Article e2426, <https://doi.org/10.22430/22565337.2426>.
- Colle S., Abreu S.L., Rüther R. Economic evaluation and optimization of hybrid diesel/photovoltaic systems integrated to utility grids. *Solar Energy*, – 2004. Vol. 76. Issues 1–3. P. 295–299, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.08.008>.
- Mohamed R.G., Hassan A.A., Abdel Al., Shady H. E. A modified energy management strategy for PV/diesel hybrid system to reduce diesel consumption based on artificial protozoa optimizer. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. Article 4440, <https://doi.org/10.1038/s41598-025-87716-y>.
- Aziz, Ali & Tajuddin, Mohammad Faridun Naim & Adzman et al. Energy Management and Optimization of a PV/Diesel/Battery Hybrid Energy System Using a Combined Dispatch Strategy. *Sustainability*. 2019. Vol. 11. Issue 3. Article 103390/su11030683, <https://www.mdpi.com/2071-1050/11/3/683>.