

МОДЕЛЮВАННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ СУПЕРВІЗОРНОЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ ГІБРИДНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ УСТАНОВКИ З АКУМУЛЯТОРНОЮ ПІДСИСТЕМОЮ

У статті запропоновано й перевірено архітектуру супервізорної системи енергоменеджменту та моніторингу гібридної енергетичної установки, що об'єднує фотоелектричну підсистему, вітрову генерацію й акумуляторний накопичувач. Актуальність роботи визначається не лише потребою точніше відстежувати диспетчерський графік. Не менш важливо обмежувати дефіцит постачання, зменшувати скид надлишкової енергії ВДЕ та стримувати циклічне навантаження на акумулятор за змінної генерації й наявності затримок в інформаційних каналах. Мета дослідження – сформуванню структуровану архітектуру системи і в дискретному часі перевірити працездатність резервно-орієнтованого алгоритму супервізорного енергоменеджменту з урахуванням часової синхронізації, фільтрації вимірювань, затримок датчиків і команд, а також обмежень за SOC і потужністю акумулятора. Наукова новизна полягає у поєднанні супервізорної SCADA/EMS-архітектури з резервно-орієнтованою rule-based логікою, яка враховує синхронізацію, затримки інформаційних каналів, межі SOC та потужності АКБ і оцінюється за сукупністю енергетичних, точнісних і ресурсних KPI у номінальних, сценарних і стохастично збурених режимах. Об'єкт дослідження – процеси розподілу енергетичних потоків у гібридній установці з накопичувачем; предмет – алгоритми супервізорного rule-based керування з резервуванням заряду на вечірні та нічні інтервали. Використано математичне моделювання, сценарний аналіз, імітацію добового циклу з кроком 60 с, 30 Monte Carlo реалізацій і порівняння запропонованого алгоритму з еталонним rule-based підходом без резерву, наївним bang-bang контролером, варіантом без акумулятора та додатковим offline-оптимізаційним baseline. У базовому сценарії з АКБ 240 кВт·год і обмеженням потужності 60 кВт запропонований контролер забезпечив 68,74 % відстеження енергії графіка, дефіцит 701,88 кВт·год, скид 1,74 кВт·год, RMSE 38,91 кВт та еквівалент глибоких циклів 0,387. Порівняно з еталонним алгоритмом без резерву він зменшує RMSE з 40,83 до 38,91 кВт і циклювання з 0,401 до 0,387, але водночас збільшує дефіцит на 6,12 кВт·год та знижує K_{track} на 0,27 в.п. Це вказує на компроміс між точністю відстеження, ресурсоцідністю АКБ і збереженням резерву заряду. Збільшення енергосмості АКБ до 400 кВт·год зменшує дефіцит до 661,38 кВт·год, а сценарій підвищеної генерації дає 78,45 % відстеження графіка. У 30 Monte Carlo реалізаціях для запропонованого контролера одержано середні значення $E_{def} = 783,84 \pm 153,42$ кВт·год, $RMSE = 42,53 \pm 5,99$ кВт, $K_{track} = 65,73 \pm 6,51$ % та $N_{cycle,eq} = 0,292 \pm 0,148$; описове парне порівняння з еталонним контролером показало нижчий RMSE і менше циклювання у 100 % реалізацій, хоча дефіцит енергії виявився децю більшим. Додатковий offline-оптимізаційний baseline з повною інформацією про профіль доби підтвердив чутливість висновків до вибору цільової функції й не може вважатися універсальною верхньою межею якості. Максимальний обчислювальний час керуючого циклу у середовищі імітації не перевищив 1,48 мс, що свідчить про низьку обчислювальну складність алгоритму для супервізорного циклу з інтервалом 60 с. Одержані результати мають імітаційний характер, оскільки дослідження виконано на репрезентативних профілях без вимірних або архівних часових рядів.

Ключові слова: гібридна енергетична установка, система енергоменеджменту, акумуляторна батарея, супервізорне керування, моніторинг, Simulink, MATLAB, відновлювані джерела енергії.

MODELING AND INVESTIGATION OF A SUPERVISORY ENERGY MANAGEMENT SYSTEM FOR A HYBRID POWER PLANT WITH A BATTERY SUBSYSTEM

This paper proposes and examines the architecture of a supervisory energy management and monitoring system for a hybrid power plant that combines a photovoltaic subsystem, wind generation, and battery energy storage. The motivation is broader than dispatch tracking alone. The system must also limit supply deficit, reduce renewable curtailment, and restrain battery cycling under variable generation and delayed information channels. The study therefore aims to build a structured system architecture and to verify, in discrete time, the operability of a reserve-aware supervisory energy management algorithm that explicitly accounts for time synchronization, measurement filtering, sensor and command delays, as well as battery SOC and power constraints. The novelty lies in coupling a supervisory SCADA/EMS architecture with reserve-aware rule-based logic and assessing it by a joint set of energy, accuracy, and battery-usage KPIs in

nominal, scenario-based, and stochastically perturbed modes. The object of the study is the distribution of energy flows in a hybrid plant with storage; the subject is reserve-aware rule-based supervisory control that preserves battery charge for evening and night intervals. The methodology combines mathematical modeling, scenario analysis, a 24-hour simulation with a 60 s supervisory step, 30 Monte Carlo realizations, and comparison with a reference rule-based controller without reserve, a naive bang-bang controller, a no-battery case, and an additional offline optimization baseline. In the baseline case with a 240 kWh battery and a 60 kW power limit, the proposed controller achieved 68.74 % schedule energy tracking, a deficit of 701.88 kWh, curtailment of 1.74 kWh, RMSE of 38.91 kW, and 0.387 equivalent deep cycles. Relative to the reference controller without reserve preservation, it lowers RMSE from 40.83 to 38.91 kW and reduces deep-cycle equivalent from 0.401 to 0.387, but increases the deficit by 6.12 kWh and decreases K_{track} by 0.27 percentage points. This reflects a trade-off between tracking accuracy, battery preservation, and reserve retention. Raising battery capacity to 400 kWh cuts the deficit to 661.38 kWh, whereas the high-generation scenario increases schedule tracking to 78.45 %. Across 30 Monte Carlo realizations, the proposed controller yielded mean values of $E_{\text{def}} = 783.84 \pm 153.42$ kWh, $\text{RMSE} = 42.53 \pm 5.99$ kW, $K_{\text{track}} = 65.73 \pm 6.51$ %, and $N_{\text{cycle,eq}} = 0.292 \pm 0.148$; descriptive paired comparison with the reference controller showed lower RMSE and lower cycling in 100 % of realizations, although with a slightly higher energy deficit. The additional offline optimization baseline, supplied with full knowledge of the daily profile, confirmed that the conclusions are sensitive to the chosen objective function and should not be read as a universal upper quality bound. The maximum control-cycle computation time did not exceed 1.48 ms in the simulation environment, which indicates low computational complexity for a 60 s supervisory cycle. The results should still be interpreted as simulation-based because the study relied on representative rather than measured or archival time series.

Keywords: hybrid power plant, energy management system, battery energy storage, supervisory control, monitoring, Simulink, MATLAB, renewable energy sources.

Постановка проблеми

Зі збільшенням частки сонячної та вітрової генерації в локальних і мікромережових енергетичних системах координація джерел, накопичувачів та інформаційних підсистем стає жорсткішою вимогою, а не бажаною опцією. За високої стохастичності ВДЕ особливо важливими стають підтримання графіка відпуску потужності, зменшення втрат через скид надлишкової енергії, обмеження дефіциту постачання та збереження ресурсу акумуляторної батареї [1–4].

Йдеться не лише про енергетичні КРІ. Для практичних систем керування принципово важливо, щоб алгоритм стабільно працював у супервізорному циклі з урахуванням затримок датчиків, фільтрації вимірювань, часової синхронізації та обмежень на заряд і розряд. За таких умов прості евристичні схеми нерідко або погіршують якість відстеження, або пришвидшують циклічне старіння АКБ [3; 5; 6].

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Публікації з цієї тематики зазвичай групуються навколо двох пов'язаних ліній: оптимізації конфігурації гібридної системи та побудови стратегій енергоменеджменту. У роботах [1; 2; 4] узагальнено типові конфігурації таких систем, підходи до вибору акумуляторного зберігання і принципи інтеграції джерел як у відокремленому, так і в мережевому режимі.

Окремий пласт досліджень зосереджений на стані заряду та режимах експлуатації накопичувачів [5; 6]. І це не випадково: саме SOC-орієнтовані обмеження визначають безпечний і ресурсощадний режим роботи АКБ та безпосередньо впливають на довговічність системи зберігання енергії.

Питання енергоменеджменту докладно висвітлено в оглядових працях [3; 7–9], де наголошено на доцільності зіставлення rule-based, оптимізаційних і прогнозних підходів залежно від вимог до обчислювальної складності та доступності даних. Для українських умов особливо релевантними залишаються рішення, у яких керування потужністю і зарядом акумулятора відбувається в добовому циклі з урахуванням прогнозу генерації та фактичних режимних відхилень [10]. Новіші узагальнювальні роботи також відносять до ключових класів EMS математичну оптимізацію, model predictive control, deep reinforcement learning і stochastic dynamic programming для гібридних енергетичних установок [11].

Отже, наукова новизна дослідження в межах прийнятої імітаційної постановки полягає не в декларації «найкращого» EMS, а в іншому: у структурно-функціональному поєднанні

супервізорної SCADA/EMS-архітектури з резервно-орієнтованим rule-based алгоритмом для PV–Wind–Battery установки, у явному врахуванні часової синхронізації та затримок інформаційних каналів, а також у спільному використанні номінального, сценарного й Monte Carlo оцінювання з додатковим offline-оптимізаційним baseline, що має повну інформацію про добовий профіль. Отримані результати не слід тлумачити як доведення переваги над усіма оптимізаційними чи прогнозними EMS; вони радше окреслюють працездатність, робастність і компромісні властивості запропонованої архітектури в межах розглянутих сценаріїв.

Мета дослідження

Мета дослідження – розробити архітектуру супервізорної системи енергоменеджменту й моніторингу гібридної енергетичної установки з фотоелектричною, вітровою та акумуляторною підсистемами і виконати імітаційну перевірку працездатності резервно-орієнтованого алгоритму в дискретному часі для супервізорного циклу з інтервалом 60 с.

Для цього потрібно було послідовно: сформувавши архітектуру інформаційних і керуючих потоків; побудувати дискретно-часову модель установки та АКБ; реалізувати резервно-орієнтований алгоритм EMS; зіставити його з базовими контролерами; провести сценарний аналіз, Monte Carlo оцінювання робастності та порівняння з додатковим offline-оптимізаційним baseline; оцінити енергетичні KPI, похибки відстеження й обчислювальну придатність супервізорного циклу.

Виклад основного матеріалу дослідження

Структуру запропонованої системи подано на рис. 1. Вона охоплює рівень джерел і датчиків, блок часової синхронізації та фільтрації вимірювань, супервізорний EMS, імітаційну модель акумуляторної підсистеми, а також SCADA/HMI-рівень з архівуванням подій і KPI. Така декомпозиція характерна для раннього етапу проектування комп'ютеризованих систем енергоменеджменту, коли інформаційну та керуючу підсистеми розглядають спільно, але вже розводять їх за часовими масштабами.

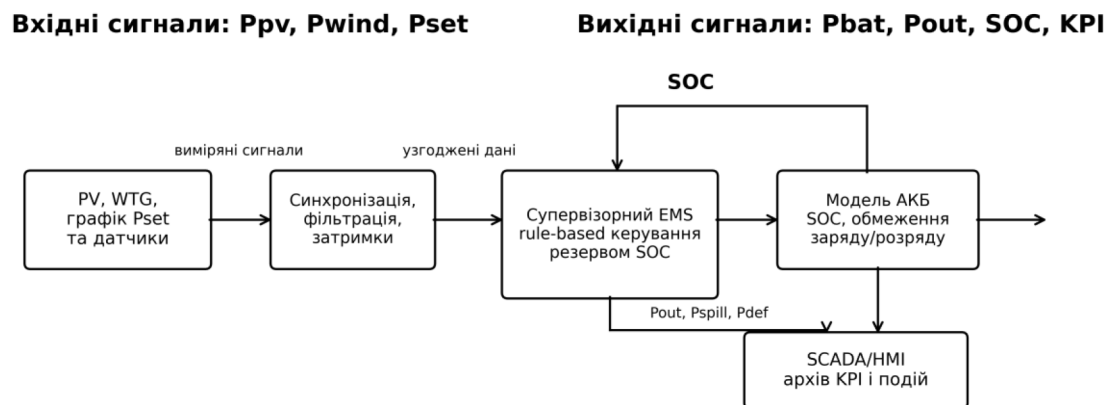


Рис. 1. Структурна схема супервізорної EMS гібридної енергетичної установки

У роботі розглянуто добовий цикл моделювання з дискретністю 60 с. Базова конфігурація включає АКБ номінальною енергоємністю 240 кВт·год, обмеження потужності заряду/розряду 60 кВт, ККД заряду і розряду 0,95, межі SOC 0,20...0,90 та початкове значення $SOC_0 = 0,50$. Диспетчерський графік P_{set} має ступінчастий характер; вимірювальні канали містять однокрокову затримку й цифрове згладжування. У формулах нижче часову дискрету задано в годинах, тому для супервізорного кроку 60 с використано $\Delta t = 60/3600 = 1/60$ год.

Основні співвідношення, використані в моделі, подано нижче.

$$P_{gen}(k) = P_{pv}(k) + P_{wind}(k); \quad (1)$$

$$SOC(k+1) = SOC(k) - \frac{P_{bat}(k) \cdot \Delta t}{\eta_{dis} \cdot E_{bat}}, \quad P_{bat}(k) \geq 0; \quad (2)$$

$$SOC(k+1) = SOC(k) + \frac{|P_{bat}(k)| \cdot \eta_{ch} \cdot \Delta t}{E_{bat}}, \quad P_{bat}(k) < 0; \quad (3)$$

$$K_{track} = \left[\frac{\sum P_{out}(k) \cdot \Delta t}{\sum P_{set}(k) \cdot \Delta t} \right] \cdot 100\%; \quad (4)$$

$$E_{def} = \sum \max[P_{set}(k) - P_{out}(k), 0] \cdot \Delta t; \quad (5)$$

$$E_{spill} = \sum P_{spill}(k) \cdot \Delta t; \quad (6)$$

$$N_{cycle,eq} = \left(\frac{1}{2 \cdot E_{bat}} \right) \cdot \sum |P_{bat}(k)| \cdot \Delta t. \quad (7)$$

Доступну генерацію подано як суму потужностей PV- та вітрової підсистем за формулою (1). Рівняння (2)–(3) описують дискретне оновлення стану заряду АКБ у режимах розряду і заряду з урахуванням ККД та часової дискретності; використання Δt у годинах забезпечує розмірнісну узгодженість між потужністю в кВт та енергоемністю в кВт·год. Баланс потужності на кроці k записано як $P_{gen}(k) + P_{dis}(k) = P_{out}(k) + P_{ch}(k) + P_{spill}(k)$, де $P_{dis}(k) = \max[P_{bat}(k), 0]$, $P_{ch}(k) = \max[-P_{bat}(k), 0]$, а $P_{spill}(k) \geq 0$ задає миттєвий скид невикористаної генерації. Показник K_{track} за формулою (4) використано як інтегральний критерій якості супервізорного керування, однак інтерпретується він лише разом з E_{def} , E_{spill} і $N_{cycle,eq}$. Величини E_{def} та E_{spill} за формулами (5)–(6) характеризують відповідно інтегральний дефіцит енергії та інтегральний скид надлишкової генерації відносно диспетчерського графіка, а $N_{cycle,eq}$ за формулою (7) обчислюють у спрощеному throughput-based наближенні як еквівалентне циклічне навантаження АКБ на інтервалі моделювання.

Запропонований контролер належить до класу rule-based EMS із резервуванням заряду. Вдень він акумулює надлишок генерації; у періоди дефіциту підтримує вихідну потужність лише в межах доступного резерву SOC. Для вечірніх і нічних інтервалів задаються окремі мінімальні рівні резерву, що знижує ризик передчасного виснаження АКБ. Для порівняння реалізовано також еталонний rule-based алгоритм без резервування, наївний релейний bang-bang контролер, варіант без акумуляторної підтримки та додатковий offline-оптимізаційний baseline з повною інформацією про профіль доби для аналізу чутливості результатів до вибору критерію керування. На відміну від MPC, стохастичних і AI-орієнтованих EMS, цей підхід не претендує на глобальну оптимальність; його орієнтиром є структурна прозорість і низькі обчислювальні витрати супервізорної реалізації.

Логіка супервізорного алгоритму на кожному кроці k є такою: 1) приймаються синхронізовані оцінки $P_{pv}(k)$, $P_{wind}(k)$, $SOC(k)$ і формується $P_{gen}(k)$; 2) обчислюється небаланс $\Delta P(k) = P_{set}(k) - P_{gen}(k)$; 3) задається актуальний резерв $SOC_{res}(k)$ залежно від інтервалу доби, причому $SOC_{res}(k) \geq SOC_{min}$; 4) якщо $\Delta P(k) > 0$, розряд АКБ дозволяється лише за умови $SOC(k) > SOC_{res}(k)$ та в межах обмежень за потужністю і швидкістю зміни; 5) якщо $\Delta P(k) < 0$, надлишок генерації спрямовується на заряд АКБ до досягнення SOC_{max} , після чого фіксується скид; 6) якщо доступного резерву недостатньо, фіксується дефіцит постачання. Для сигналів прийнято знак $P_{bat}(k) > 0$ у режимі розряду та $P_{bat}(k) < 0$ у режимі заряду; відповідно, допустимий розряд одночасно обмежується дефіцитом $\Delta P(k)$, граничною потужністю розряду, запасом енергії над рівнем $SOC_{res}(k)$ і допустимою швидкістю зміни вихідної потужності, а допустимий заряд – надлишком генерації, лімітом потужності заряду та вільною ємністю

до SOC_{max} . У цій роботі $SOC_{res}(k)$ задається кусково-сталим добовим профілем, отриманим емпіричним налаштуванням моделі; його роль полягає у демонстрації принципу резервування заряду, а не в розв'язанні окремої задачі оптимізації профілю резерву. Стохастичні збурення в Monte Carlo-блоці охоплювали профілі генерації, шум вимірювань і окремі режимні параметри, тому наведені результати характеризують робастність алгоритму до сукупності типових невизначеностей моделі.

Базові параметри моделі подано в табл. 1.

Таблиця 1

Основні параметри досліджуваної моделі та супервізорного циклу

Параметр	Значення
Крок супервізорного циклу	60 с
Тривалість сценарію	24 год
Номинальна енергоємність АКБ	240 кВт·год
Гранична потужність заряду / розряду	60 / 60 кВт
ККД заряду / розряду	0,95 / 0,95
Межі стану заряду	$SOC = 0,20 \dots 0,90$
Початковий стан заряду	$SOC_0 = 0,50$
Затримка датчиків / команд	1 крок / 1 крок
Коефіцієнт цифрового фільтра	$\alpha = 0,35$
Обмеження швидкості зміни вихідної потужності	15 кВт/хв

Вхідні профілі для базового добового сценарію наведено на рис. 2. Оскільки пакет дослідження не містив вимірюваних або архівних часових рядів, у моделюванні використано репрезентативні профілі. Через це всі отримані показники мають методичний, імітаційний характер і не можуть розглядатися як натурна чи експлуатаційна валідація алгоритму.

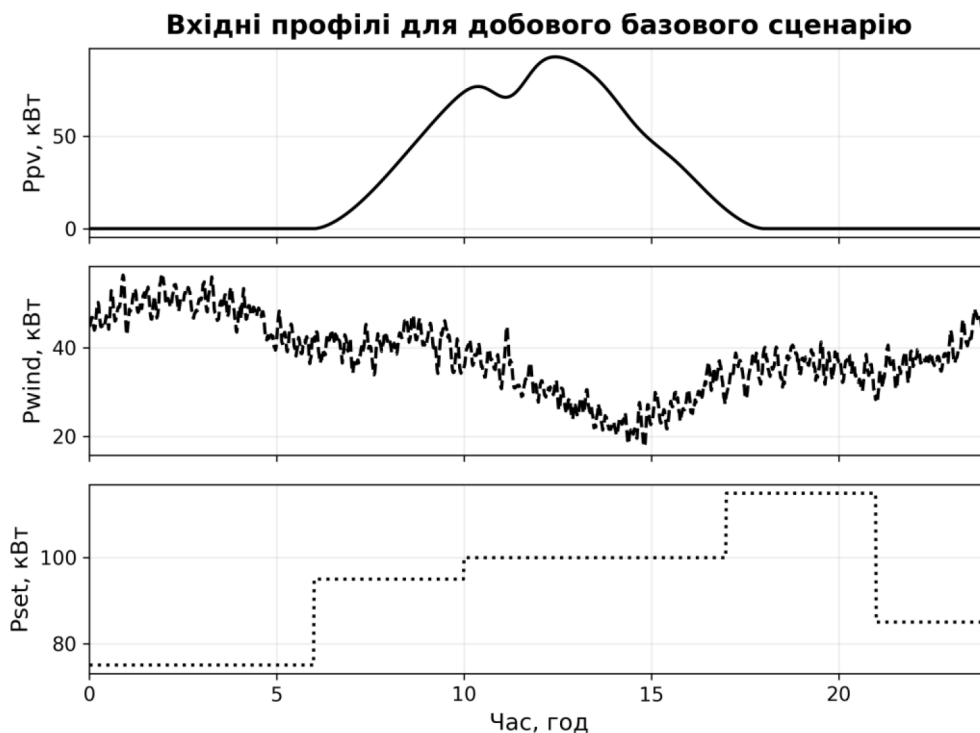


Рис. 2. Вхідні профілі PV-, вітрової генерації та диспетчерського графіка для базового сценарію

Часові реалізації для базових контролерів подано на рис. 3. Еталонний контролер швидше вичерпує запас енергії й раніше досягає нижньої межі SOC. Натомість запропонований алгоритм утримує резерв до вечірнього максимуму графіка. За відсутності акумулятора дефіцит у періоди недостатньої генерації зростає різко.

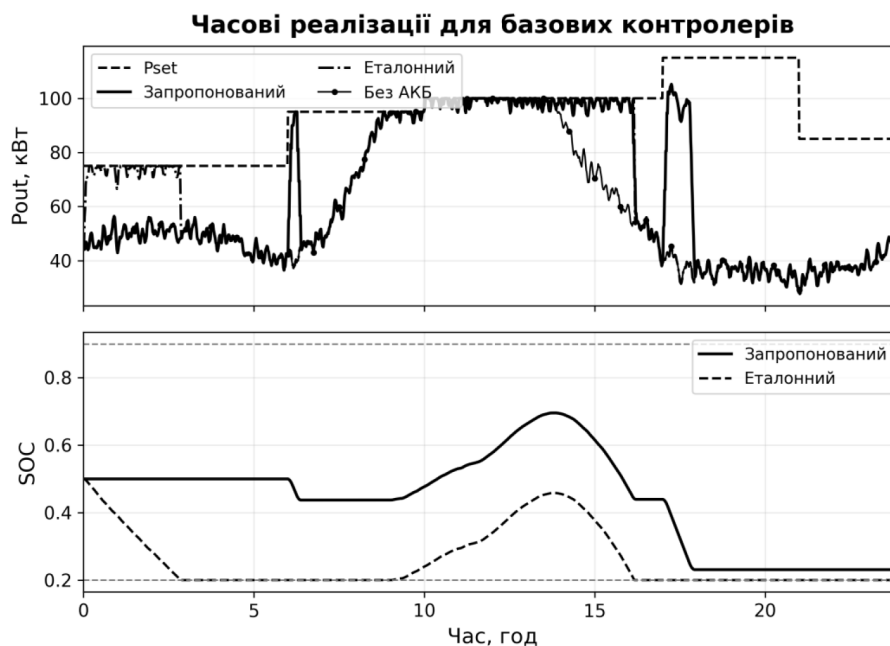


Рис. 3. Відстеження вихідної потужності та траєкторії SOC у базовому сценарії

Кількісні результати базового порівняння зведено в табл. 2; значення RMSE для двох базових rule-based варіантів додатково наведено в тексті як один із ключових індикаторів згладжування похибки відстеження. Для запропонованого алгоритму отримано дефіцит 701,88 кВт · год, скид 1,74 кВт · год, коефіцієнт відстеження 68,74 %, RMSE 38,91 кВт та 0,387 еквівалентних глибоких циклів. Якщо порівнювати з еталонним контролером без резерву, дефіцит зростає на 6,12 кВт · год, а K_{track} зменшується на 0,27 в.п.; водночас RMSE знижується на 1,92 кВт, а еквівалентне циклювання АКБ – на 0,015. Порівняно з наївним bang-bang контролером цей алгоритм помітно скорочує скид надлишкової енергії – з 5,66 до 1,74 кВт · год – і циклювання – з 0,843 до 0,387. Для варіанта без акумуляторної підтримки $N_{cycle,eq}$ дорівнює 0, тобто циклічне навантаження накопичувача відсутнє. Таким чином, резервно-орієнтована логіка в цій постановці не максимізує енергетичні KPI відносно еталонного rule-based контролера, зате забезпечує точніше згладжування помилки відстеження та нижче ресурсне навантаження на батарею. Водночас це слід розглядати саме як порівняння з базовими алгоритмами, а не як доказ переваги над усіма оптимізаційними або прогнозними EMS.

Таблиця 2

Порівняння базових контролерів у базовому сценарії

Контролер	E_{def} кВт · год	E_{spill} кВт · год	K_{track} %	$N_{cycle,eq}$	$t_{u,max}$ мс
Запропонований	701,88	1,74	68,74	0,387	1,479
Еталонний	695,76	1,69	69,01	0,401	0,822
Наївний (bang-bang)	711,27	5,66	68,32	0,843	1,099
Без АКБ	818,38	2,24	63,55	0,000	0,334

Узагальнене зіставлення дефіциту, скиду, коефіцієнта відстеження та циклювання для базових алгоритмів EMS наведено на рис. 4.

Порівняння основних KPI для базових алгоритмів EMS

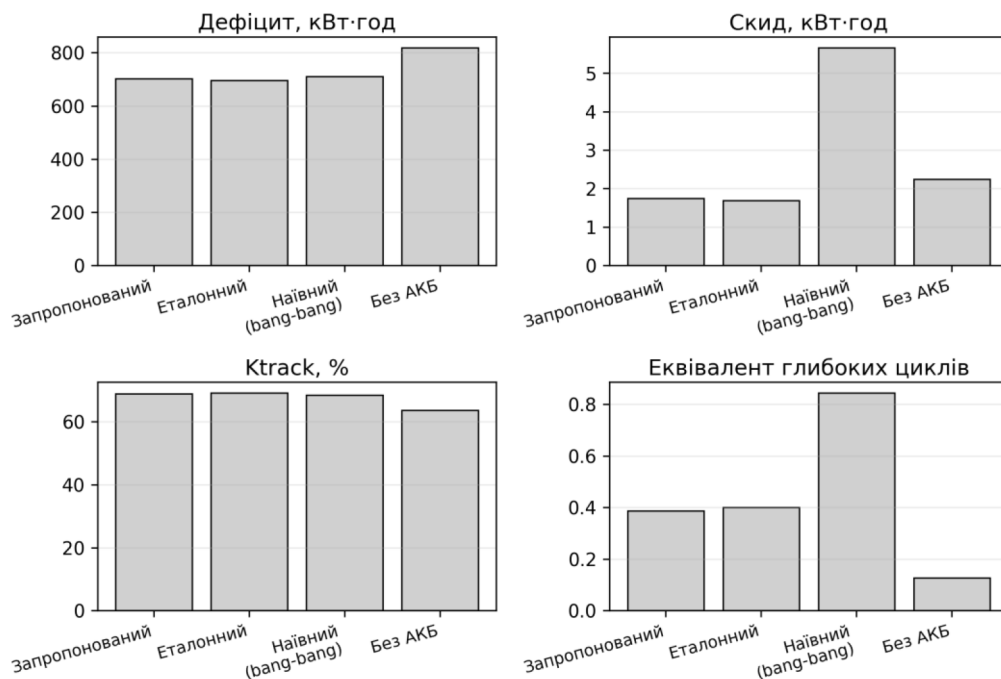


Рис. 4. Порівняння основних KPI для базових алгоритмів EMS

Додатково проведено сценарний аналіз для різних початкових значень SOC, параметрів АКБ, відхилень диспетчеризації та змін генерації. У табл. 3 сценарій підвищеної генерації (HighRES) відповідає пропорційному збільшенню доступної відновлюваної генерації відносно базового добового профілю, тоді як сценарій «Хмарність PV» описує локальне денне зменшення фотоелектричної генерації за незмінних інших базових параметрів. Найкращі показники за дефіцитом і відстеженням продемонстрував саме HighRES: K_{track} тут досяг 78,45 %, а E_{def} зменшився до 483,77 кВт · год. Підвищення початкового стану заряду до 0,70 скорочує дефіцит до 656,58 кВт·год, але водночас збільшує еквівалент глибоких циклів до 0,483. Зростання енергоємності АКБ до 400 кВт·год і потужності до 100 кВт зменшує дефіцит до 661,38 кВт·год та знижує циклювання до 0,283. Найскладнішим виявився сценарій «Хмарність PV»: K_{track} падає до 61,84 %, а E_{def} зростає до 856,63 кВт · год. Отже, зміна параметрів накопичувача та доступної генерації покращує частину KPI, але не безкоштовно – інші показники можуть погіршуватися, що й обґрунтовує багатокритеріальну інтерпретацію результатів.

Залежність дефіциту енергії та еквівалентного циклювання від енергоємності акумуляторної підсистеми для базового сценарію подано на рис. 5.

Для стислого узагальнення результатів сценарного аналізу сформовано табл. 3.

Для перевірки робастності виконано 30 Monte Carlo реалізацій. Для запропонованого контролера середні значення становили $E_{def} = 783,84 \pm 153,42$ кВт · год, $RMSE = 42,53 \pm 5,99$ кВт, $K_{track} = 65,73 \pm 6,51$ % та $N_{cycle,eq} = 0,292 \pm 0,148$. Парне порівняння з еталонним контролером показало стабільний результат: у 100 % реалізацій запропонований алгоритм мав нижчий $RMSE$ і менше циклювання, хоча середній дефіцит виявився більшим на 7,66 кВт · год, а K_{track} – меншим на 0,34 в.п. Відносно наївного контролера він у середньому зменшував дефіцит, $RMSE$ та циклювання; порівняно з варіантом без АКБ – скорочував дефіцит у середньому на 91,65 кВт · год. Таке paired-домінування слід трактувати як описову робастнісну оцінку в межах цієї імітаційної вибірки. Формальна статистична перевірка для ширшого набору реалізацій є окремим етапом подальшої валідації.

Вплив параметрів акумуляторної підсистеми на результати EMS

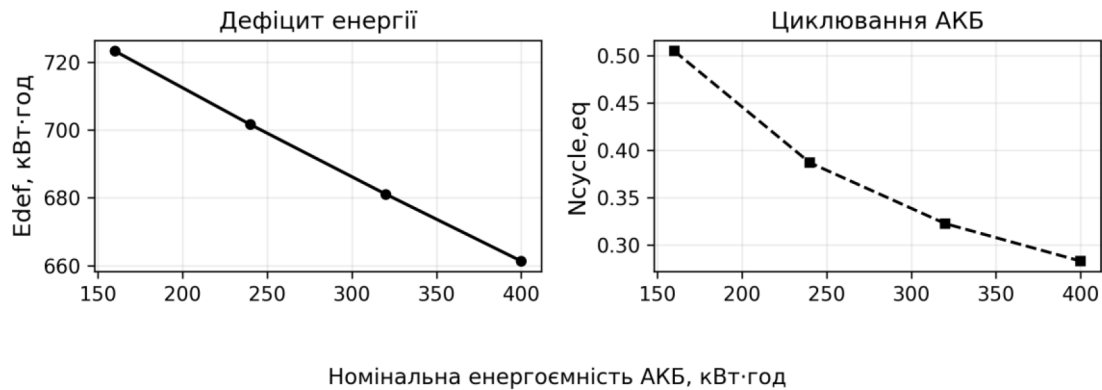


Рис. 5. Вплив енергоємності акумуляторної підсистеми на дефіцит та циклювання

Таблиця 3

Вибрані результати сценарного аналізу для запропонованого контролера

Сценарій	E_{def} кВт · год	E_{spill} кВт · год	K_{track} %	$N_{cycle,eq}$
Початковий $SOC = 0,70$	656,58	1,66	70,75	0,483
АКБ 400 кВт · год/100 кВт	661,38	1,75	70,54	0,283
Підвищена генерація (HighRES)	483,77	47,69	78,45	0,588
Хмарність PV	856,63	0,56	61,84	0,169

Додатковий offline-оптимізаційний baseline з повною інформацією про профіль доби використано тут як допоміжний інструмент аналізу чутливості для однієї з можливих компромісних постановок керування, а не як еталон глобально оптимального EMS. У номінальному сценарії OracleDP забезпечив $E_{def} = 816,14$ кВт · год, $RMSE = 42,73$ кВт, $K_{track} = 63,65$ % та $N_{cycle,eq} = 0$. Отже, в межах обраної цільової функції цей оптимізаційний розв’язок фактично надавав перевагу збереженню ресурсу АКБ. Саме тому результат слід тлумачити як демонстрацію чутливості до вибору критерію керування, а не як універсальну верхню межу якості.

Максимальна тривалість обчислення керуючого циклу для базового запропонованого алгоритму становила 1,48 мс при супервізорному інтервалі 60 с. Це відповідає використанню близько 0,0025 % доступного часу циклу, тобто запас часу в межах MATLAB-емуляції залишається значним. Така оцінка підтверджує низьку обчислювальну складність алгоритму. Водночас без прив’язки до конкретної апаратної платформи її не варто трактувати як завершений висновок про придатність певного PLC або embedded-контролера.

Важлива методична особливість дослідження полягає в тому, що Simulink-модель у складі пакета використано і як інженерну архітектурну схему, і як імітаційну модель акумуляторної підсистеми, тоді як сам чисельний експеримент виконувався дискретно-часовим рушієм MATLAB. Для раннього етапу проектування такий підхід є коректним. Але далі він потребує апаратно-програмної апробації, повторної ідентифікації КРІ на вимірних або архівних профілях та перевірки стійкості до комунікаційного джиттеру.

До основних обмежень дослідження належать використання репрезентативних, а не вимірних часових рядів; спрощена модель АКБ з постійними коефіцієнтами корисної дії; залежність додаткового offline-оптимізаційного baseline від вибору цільової функції та вагових коефіцієнтів; а також відсутність окремої реалізації MPC або прогнозного EMS. Тому наведені висновки слід сприймати як результати інженерної імітації: їх достатньо для раннього етапу проектування, але недостатньо для завершальної натурної валідації.

Висновки

1. Розроблено архітектуру супервізорної системи енергоменеджменту та моніторингу гібридної енергетичної установки з фотоелектричною, вітровою й акумуляторною підсистемами, де поєднано інформаційні канали, резервно-орієнтовану EMS-логіку, імітаційну модель АКБ та SCADA/KPI-рівень. Методика оцінювання доповнена сценарним, Monte Carlo і допоміжним offline-оптимізаційним аналізом.

2. У базовому сценарії запропонований алгоритм забезпечує 68,74 % відстеження графіка, дефіцит 701,88 кВт·год, скид 1,74 кВт·год, RMSE 38,91 кВт та 0,387 еквівалентних глибоких циклів. Порівняно з еталонним rule-based контролером без резерву він дає дещо більший дефіцит і трохи нижчий K_{track} , зате має нижчий RMSE і менше циклювання. Отже, його можна розглядати як компромісний резервно-орієнтований алгоритм.

3. Сценарний аналіз підтвердив чутливість системи до початкового SOC, енергоємності АКБ та рівня генерації. Збільшення енергоємності АКБ до 400 кВт·год знижує дефіцит до 661,38 кВт·год, а сценарій HighRES забезпечує 78,45 % відстеження графіка. Натомість сценарій «Хмарність PV» погіршує K_{track} до 61,84 %, що ще раз підкреслює потребу багатокриптеріальної інтерпретації результатів.

4. У 30 Monte Carlo реалізаціях для запропонованого контролера отримано середні значення $E_{def} = 783,84 \pm 153,42$ кВт·год, $RMSE = 42,53 \pm 5,99$ кВт, $K_{track} = 65,73 \pm 6,51$ % та $N_{cycle,eq} = 0,292 \pm 0,148$. Парне порівняння з еталонним контролером показало нижчий RMSE і менше циклювання у 100 % реалізацій, хоча середній дефіцит енергії виявився дещо більшим.

5. Допоміжний offline-оптимізаційний baseline з повною інформацією про добовий профіль не домінував за всіма KPI, що підтверджує чутливість висновків до вибору критерію керування. Максимальний час виконання керуючого циклу не перевищує 1,48 мс у середовищі MATLAB-емуляції, однак практична інтерпретація результатів усе ще обмежена використанням репрезентативних профілів і спрощеної моделі АКБ. Подальші дослідження мають охоплювати валідацію на вимірних часових рядах, аналіз чутливості до похибок прогнозу, ширше порівняння з прогнозними та оптимізаційними EMS і апаратно-програмну апробацію.

Список використаної літератури

1. Upadhyay S., Sharma M. P. A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 38. P. 47–63. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.057>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114003827>
2. Mohammed Y. S., Mustafa M. W., Bashir N. Hybrid renewable energy systems for off-grid electric power: Review of substantial issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 35. P. 527–539. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.022>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114002494>
3. Olatomiwa L., Mekhilef S., Ismail M. S., Moghavvemi M. Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 62. P. 821–835. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.040>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116301502>
4. Siddaiah R., Saini R. P. A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 58. P. 376–396. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.281> URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115016640>
5. 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. P. 430–448. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.011>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890416303776>

6. Hannan M. A., Lipu M. S. H., Hussain A., Mohamed A. A review of lithium-ion battery state of charge estimation and management system in electric vehicle applications: Challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 78. P. 834–854. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.001>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117306275>
7. Obukhov S., Ibrahim A., Tolba M. A., El-Rifaie A. M. Power balance management of an autonomous hybrid energy system based on the dual-energy storage. *Energies*. 2019. Vol. 12, No. 24. Art. 4690. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12244690>. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/24/4690>.
8. Ali S., Zheng Z., Aillerie M., Sawicki J.-P., Péra M.-C., Hissel D. A review of DC microgrid energy management systems dedicated to residential applications. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 14. Art. 4308. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14144308>. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/14/4308>.
9. Come Zebra E. I., van der Windt H. J., Nhumaio G., Faaij A. P. C. A review of hybrid renewable energy systems in mini-grids for off-grid electrification in developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 144. Art. 111036. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111036>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121003269>
10. Шавьолькін О. О., Стаценко Д. В. Управління підключеною до мережі фотоелектричною системою для потреб об'єкту з можливістю підвищення потужності понадліміт на споживання. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2024. № 1(30). С. 14–21. DOI: <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2024-1-14-21>. URL: <https://elen.donntu.edu.ua/2074-2630-2024-1-14-21.pdf>
11. Zhu R., Das K., Sørensen P. E., Hansen A. D. A review on energy management system for grid-connected utility-scale renewable hybrid power plants. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*. 2025. Vol. 14, No. 1. Art. e70004. DOI: <https://doi.org/10.1002/wene.70004>. URL: <https://wires.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/wene.70004>

References

1. Upadhyay, S., & Sharma, M. P. (2014). A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 47–63. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.057>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114003827>. [in English].
2. Mohammed, Y. S., Mustafa, M. W., & Bashir, N. (2014). Hybrid renewable energy systems for off-grid electric power: Review of substantial issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 527–539. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.022>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114002494>. [in English].
3. Olatomiwa, L., Mekhilef, S., Ismail, M. S., & Moghavvemi, M. (2016). Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 821–835. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.040>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116301502>. [in English].
4. Siddaiah, R., & Saini, R. P. (2016). A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off grid applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 376–396. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.281>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115016640>. [in English].
5. Khatib, T., Ibrahim, I. A., & Mohamed, A. (2016). A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system. *Energy Conversion and Management*, 120, 430–448. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.011>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890416303776>. [in English].

6. Hannan, M. A., Lipu, M. S. H., Hussain, A., & Mohamed, A. (2017). A review of lithium-ion battery state of charge estimation and management system in electric vehicle applications: Challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78, 834–854. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.001>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117306275>. [in English].
7. Obukhov, S., Ibrahim, A., Tolba, M. A., & El-Rifaie, A. M. (2019). Power balance management of an autonomous hybrid energy system based on the dual-energy storage. *Energies*, 12(24), 4690. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12244690>. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/24/4690>. [in English].
8. Ali, S., Zheng, Z., Aillerie, M., Sawicki, J.-P., Péra, M.-C., & Hissel, D. (2021). A review of DC microgrid energy management systems dedicated to residential applications. *Energies*, 14(14), 4308. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14144308>. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/14/4308>. [in English].
9. Come Zebra, E. I., van der Windt, H. J., Nhumaio, G., & Faaij, A. P. C. (2021). A review of hybrid renewable energy systems in mini-grids for off-grid electrification in developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144, 111036. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111036>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121003269>. [in English].
10. Shavolkin, O. O., & Statsenko, D. V. (2024). Upravlinnia pidkliuchenoiu do merezhi fotoelektrychnoju systemoju dlja potreb obiektu z mozhlyvisti pidvyshchennia potuzhnosti ponad limit na spozhyvannia [Management of a grid-connected photovoltaic system for an object with the possibility of increasing power above the consumption limit]. *Naukovi pratsi DonNTU. Serii: Elektrotehnika i enerhetyka [Scientific Works of DonNTU. Series: Electrical Engineering and Power Engineering]*, 1(30), 14–21. DOI: <https://doi.org/10.31474/2074-2630-2024-1-14-21>. URL: <https://elen.donntu.edu.ua/2074-2630-2024-1-14-21.pdf>. [in Ukrainian].
11. Zhu, R., Das, K., Sørensen, P. E., & Hansen, A. D. (2025). A review on energy management system for grid-connected utility-scale renewable hybrid power plants. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 14(1), e70004. DOI: <https://doi.org/10.1002/wene.70004>. URL: <https://wires.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/wene.70004>. [in English].

Миронюк Філіп Юрійович – здобувач другого (магістерського) рівня вищої освіти, спеціальність G7 – Автоматизація, комп’ютерно-інтегровані технології та робототехніка, кафедра програмних і комп’ютерно-інтегрованих технологій, Навчально-науковий інститут штучного інтелекту та робототехніки, Національний університет «Одеська політехніка». E-mail: 9560406@stud.op.edu.ua, ORCID: 0009-0009-3303-7989.

Myroniuk Filip Yuriiiovych – Master’s Student, specialty G7 – Automation, Computer-Integrated Technologies and Robotics, Department of Software and Computer-Integrated Technologies, Educational and Scientific Institute of Artificial Intelligence and Robotics, Odesa Polytechnic National University. E-mail: 9560406@stud.op.edu.ua, ORCID: 0009-0009-3303-7989.

Дата першого надходження статті до видання: 24.03.2026

Дата прийняття статті до друку після рецензування: 12.05.2026

Дата публікації (оприлюднення) статті: 01.07.2026



Стаття поширюється на умовах ліцензії відкритого доступу (CC BY 4.0)