

УДК 621.311.243:621.548:621.316.7
DOI <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2026.3.1/23>

Миронюк Ф.Ю.

<https://orcid.org/0009-0009-3303-7989>
Національний університет «Одеська політехніка»

Беглов К.В.

<https://orcid.org/0000-0002-5277-2577>
Національний університет «Одеська політехніка»

Зима І.В.

<https://orcid.org/0009-0009-8745-8543>
Національний університет «Одеська політехніка»

КЕРУВАННЯ РОЗПОДІЛОМ ПОТУЖНОСТІ В ГІБРИДНІЙ ЕНЕРГЕТИЧНІЙ УСТАНОВЦІ ІЗ СОНЯЧНОЮ, ВІТРОВОЮ ТА АКУМУЛЯТОРНОЮ ПІДСИСТЕМАМИ

У статті запропоновано дискретну математичну модель і покроковий алгоритм керування розподілом потужності між сонячною, вітровою та акумуляторною підсистемами гібридної енергетичної установки, що працює за заданим диспетчерським графіком відпуску електроенергії. Модель охоплює баланс потужності, дискретну динаміку стану заряду акумуляторної батареї, обмеження на заряд і розряд, режими скидання надлишкової генерації та дефіциту, а також формалізацію фактичної видачі потужності в мережу. Алгоритм побудовано як прозору покрокову правилу процедуру диспетчеризації. Ключовою координатою прийняття рішень у ньому виступає залишкова потужність: за її знаком та величиною визначається пріоритет прямого використання сонячної й вітрової генерації, заряд акумуляторної батареї в разі надлишку або її розряд для покриття дефіциту в межах фізичних обмежень. Якість керування оцінювали за інтегральним дефіцитом енергії, скиданням надлишку, середньою абсолютною похибкою, коефіцієнтом відстеження, часом перебування на межах стану заряду, кількістю перемикачів режимів і кількістю перевищень порогової швидкості зміни видачі. Числові моделювання виконано для базового добового сценарію, а також для параметричних, аварійних і чутливих варіантів. Показано, що наявність акумуляторної батареї зменшує інтегральний дефіцит порівняно з конфігурацією без накопичувача. Збільшення енергетичної ємності акумуляторної батареї дає помітніший ефект, ніж нарощування лише меж миттєвої потужності заряду та розряду. Підвищення початкового стану заряду акумуляторної батареї від 0.20 до 0.90 поліпшує якість відстеження заданого графіка та зменшує інтегральний дефіцит енергії. Роботу орієнтовано на відтворюване інженерне сценарне моделювання гібридних сонячно-вітрових установок з акумуляторним накопиченням без використання прогнозного шару.

Ключові слова: гібридна енергетична установка, сонячна генерація, вітрова генерація, акумуляторне накопичення енергії, розподіл потужності, алгоритм керування, математична модель, сценарне моделювання.

Постановка проблеми. Гібридні енергетичні установки, в яких поєднано фотоелектричні, вітрові та акумуляторні підсистеми, нині розглядають як один із базових форматів побудови розподілених джерел енергії з керованою видачею потужності. Для таких систем важлива не тільки сама генерація з відновлюваних джерел. Не менш суттєвою є здатність утримувати заданий графік відпуску електроенергії за мінливої інсоляції,

змінної швидкості вітру та за наявних обмежень накопичувача [1, с. 821–835; 2, с. 1446–1467].

У прикладній постановці ця задача зводиться до того, як розподілити доступну потужність між виконанням диспетчерського завдання, зарядом акумулятора, його розрядом і, за потреби, обмеженням надлишкової генерації. Якщо не враховувати межі SOC, допустимі потужності заряду/розряду та ККД акумуляторної батареї (АКБ), оцінка



працездатності системи виявляється завищеною, а частина керуючих дій – нереалізовною.

Отже, потрібні така модель і такий алгоритм керування, які без прогнозного шару відтворюють покрокову логіку розподілу потужності, коректно тримають енергетичний баланс, поважають обмеження АКБ і дають змогу кількісно оцінити досягнути якість відстеження диспетчерського графіка для різних конфігурацій установки.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. У роботах з енергоменеджменту гібридних енергосистем найчастіше простежуються три класи підходів: правилі алгоритми з фіксованими пріоритетами джерел, оптимізаційні методи та прогнозно-орієнтовані або інтелектуальні схеми. Правильні алгоритми цінують за інтерпретованість і відносну простоту промислового впровадження, однак вони не завжди забезпечують найкраще значення обраного критерію. Оптимізаційні та MPC-підходи, навпаки, зазвичай дають вищу якість керування, проте вимагають більшої обчислювальної складності й наявності прогнозної інформації [1, с. 826–833; 3, с. 615–625; 5, арт. 105483]. У роботі Dali M., Belhadj J., Roboam X. [4, с. 2587–2595] акцентовано експериментальну перевірку, тоді як [6, арт. 32039; 7, арт. 33342] представляють smart-control і метаевристичні схеми керування.

Для систем типу «ФЕС – ВЕС – АКБ» у літературі детально описано моделі акумуляторних накопичувачів, мережевий і автономний режими роботи, а також різні способи компенсації дефіциту та поглинання надлишку енергії. Проте в значній частині публікацій або переважає оптимізаційна постановка без прозорого покрокового алгоритму режимного керування, або, навпаки, наводиться загальна архітектура без чіткої формалізації балансу потужності й обмежень АКБ.

Таким чином, затребуваною залишається модель середнього рівня деталізації: достатньо проста для швидкого сценарного моделювання, але не спрощена до втрати фізичного змісту. Вона має поєднувати енергетичний баланс, динаміку SOC, явні обмеження заряду/розряду та прозору логіку перемикавання режимів. Саме в цьому й полягає науково-практичний внесок роботи – у формалізації відтвореної дискретної моделі для системи «ФЕС – ВЕС – АКБ» без використання прогнозного шару.

Постановка завдання. Мета статті – розробити математичну модель та алгоритм керування розподілом потужності між сонячною, вітровою й акумуляторною підсистемами гібридної енергетичної установки, здатними забезпечувати керувану видачу потужності за заданим диспетчерським гра-

фіком. Для її досягнення потрібно: формалізувати систему змінних і параметрів; записати баланс потужності та модель SOC; описати режими заряду / розряду АКБ, обмеження надлишку й дефіциту електроенергії; реалізувати покрокову процедуру диспетчеризації; виконати числове моделювання різних сценаріїв роботи, а саме: базового, параметричних, аварійних і чутливих; оцінити результати за системою показників якості.

Виклад основного матеріалу дослідження. Математичну модель системи розглянуто на рівні активної потужності; реактивну складову, гармоніки, детальні перехідні процеси силової електроніки та деградацію батареї в першому наближенні не враховано. У роботі прийнято дискретний час моделювання із кроком Δt . На кожному кроці алгоритм оперує доступною потужністю сонячної та вітрової підсистем, заданою потужністю видачі в мережу, поточним станом заряду акумуляторної батареї та технічними обмеженнями накопичувача.

Під станом заряду акумуляторної батареї (*State of Charge, SOC*) далі розуміємо відносний запас енергії в акумуляторі, тобто відношення поточного запасу енергії до номінальної енергоємності батареї. У розрахунках цей показник змінюється в межах від 0 до 1.

Математична модель керування розподілом потужності. У подальшому викладі модель подано у вигляді системи співвідношень, що включає баланс потужності, рівняння оновлення стану заряду акумуляторної батареї, технічні обмеження на заряд і розряд, а також правило формування фактичної видачі потужності в мережу.

Для числового дослідження прийнято базовий набір параметрів сценарного моделювання, наведений у табл. 1.

Систему співвідношень математичної моделі подано нижче.

$$P_{pv}(k) + P_w(k) + P_{dis}(k) - P_{ch}(k) - P_{spill}(k) + P_{def}(k) = P_{set}(k), \quad (1)$$

де $P_{spill}(k) \geq 0$ позначає вимушене обмеження надлишкової потужності,

$P_{def}(k) \geq 0$ – дефіцит потужності, допустимий лише в дефіцитному режимі.

Тоді фактичну видачу потужності в мережу можна подати так:

$$P_{out}(k) = P_{pv}(k) + P_w(k) + P_{dis}(k) - P_{ch}(k) - P_{spill}(k).$$

Динаміка стану заряду акумуляторної батареї у дискретному часі визначається співвідношенням:

$$SOC(k+1) = SOC(k) + [\eta_{ch} \cdot P_{ch}(k) - P_{dis}(k)/\eta_{dis}] \cdot \Delta t / E_{bat,nom}, \quad (2)$$

За обмежень:

$$SOC_{\min} \leq SOC(k) \leq SOC_{\max},$$

$$0 \leq P_{ch}(k) \leq P_{ch,\max},$$

$$0 \leq P_{dis}(k) \leq P_{dis,\max}.$$

Одночасний заряд і розряд акумуляторної батареї в межах одного кроку дискретизації не допускаються:

$$P_{ch}(k) \cdot P_{dis}(k) = 0.$$

Таблиця 1

Базовий набір сценарних параметрів математичної моделі для моделювання в MATLAB R2021a

Параметр (символ)	Значення, од.	Примітка
Крок дискретизації (Δt)	60 с	Модель похвилинна
Тривалість сценарію (T_{sim})	24 год	Добовий профіль
Номинальна потужність ФЕС ($P_{pv,nom}$)	120 кВт	Гранична доступна потужність ФЕС
Номинальна потужність ВЕС ($P_{w,nom}$)	80 кВт	Гранична доступна потужність ВЕС
Номинальна енергоємність АКБ ($E_{bat,nom}$)	240 кВт·год	Корисна енергія уточнюється через межі SOC
Макс. потужність заряду АКБ ($P_{ch,max}$)	60 кВт	Обмеження перетворювача / АКБ
Макс. потужність розряду АКБ ($P_{dis,max}$)	60 кВт	Обмеження перетворювача / АКБ
ККД заряду АКБ (η_{ch})	0.95	Середнє припущення
ККД розряду АКБ (η_{dis})	0.95	Середнє припущення
Мінімальний SOC (SOC_{min})	0.20 в.о.	Захист від глибокого розряду
Максимальний SOC (SOC_{max})	0.90 в.о.	Запас зверху
Початковий SOC (SOC_0)	0.50 в.о.	Середній заряд на старті
Базове диспетчерське завдання ($P_{set,base}$)	100 кВт	Середній рівень видачі
Допустиме короткочасне підвищення завдання ($\Delta P_{set, emg}$)	+10 %	Сценарій аварійного запиту від мережі
Обмеження швидкості зміни видачі (R_{max})	15 кВт/хв	Порогове значення для оцінки ramp violations

Алгоритм керування розподілом потужності. Нижче подано словесний покроковий алгоритм, який реалізує запропоновану математичну модель.

Алгоритм 1. Вхідними даними на k-му кроці є доступні потужності сонячної та вітрової підсистем, задане диспетчерське значення потужності, поточний стан заряду акумуляторної батареї та встановлені технічні обмеження накопичувача.

Крок 1. Обчислити сумарну доступну потужність відновлюваних підсистем і визначити залишкову потужність як різницю між заданим графіком відпуску та доступною генерацією. Знак залишкової потужності визначає режим роботи алгоритму.

Крок 2. Якщо залишкова потужність є додатною, система працює в дефіцитному режимі. Алгоритм формує команду на розряд акумуляторної батареї в межах максимально допустимої потужності розряду та доступного запасу енергії. Якщо навіть після цього покрити дефіцит неможливо, фіксується непокритий дефіцит потужності.

Крок 3. Якщо залишкова потужність є від'ємною, система працює в режимі надлишку генерації. Алгоритм спрямовує надлишок на заряд акумуляторної батареї в межах максимально допустимої потужності заряду та вільної енергоємності. Якщо заряд уже неможливий, фіксується вимушене скидання надлишкової потужності.

Крок 4. Якщо залишкова потужність дорівнює нулю, алгоритм не формує команд ані на заряд, ані на розряд, а система залишається у нейтральному режимі без дефіциту та без скидання надлишку.

Крок 5. Після вибору режиму обчислюються фактична видача потужності в мережу, нове значення стану заряду акумуляторної батареї та службові показники режиму роботи. Далі здійснюється перехід до наступного кроку дискретизації.

Крок 6. Повторювати описану послідовність дій для всіх часових кроків сценарію до завершення розрахунку. Отже, алгоритм є скінченною, чіткою та відтворюваною процедурою розподілу потужності для режимів нейтральної роботи, заряду, скидання надлишку, розряду та дефіциту.

Наведена покрокова процедура безпосередньо реалізує запропоновану математичну модель і забезпечує формування керувальних дій для режимів N, C, S, D та F на кожному кроці дискретизації.

Ефективність алгоритму оцінюється за показниками інтегрального дефіциту енергії, скидання надлишку, енергії заряду та розряду, середньої абсолютної похибки, максимальної похибки, коефіцієнта відстеження, тривалості перебування на межах стану заряду, кількості перемикань режимів і кількості перевищень порогової швидкості зміни видачі. Далі використано такі означення:

$$MAE = (1/N) \sum_{k=1}^N |P_{set}(k) - P_{out}(k)|;$$

$$K_{track} = (E_{out} / E_{set}) \cdot 100 \%;$$

$$N_{sw} = \sum_{k=2}^N I\{m(k) \neq m(k-1)\};$$

$$N_{ramp} = \sum_{k=2}^N I\{|(P_{out}(k) - P_{out}(k-1)) / \Delta t| > R_{max}\}.$$

де N – кількість кроків дискретизації,
 $m(k)$ – режим роботи алгоритму,
 $I\{\cdot\}$ – індикатор події.

Моделювання проведено для базового добового сценарію S_0 із синтетичними, але фізично правдоподібними профілями $P_{pv,av}(t)$, $P_{w,av}(t)$ та $P_{set}(t)$. Окремо розглянуто параметричні, аварійні й чутливісні сценарії.

Щоб попередньо оцінити сценарій S_0 без акумуляторної підсистеми, виконано порівняння профілів сумарної доступної потужності ВДЕ та диспетчерського завдання. На рис. 1–4 подано профілі $P_{pv,av}(t)$, $P_{w,av}(t)$, $P_{set}(t)$ і залишкової потужності $r(t) = P_{set}(t) - (P_{pv,av}(t) + P_{w,av}(t))$. Із графіків видно тривалі дефіцитні інтервали в нічні та вечірні години і лише локальні надлишки вдень.

Попередній розрахунок без АКБ дав такі значення: $E_{def,ideal} = 912.00$ кВт·год; $E_{excess} = 124.55$ кВт·год; максимальний миттєвий дефіцит потужності – 89.28 кВт; максимальний миттєвий надлишок потужності – 61.93 кВт. Співвідношення $E_{def,ideal} / E_{excess} \approx 7.32$ показує, що навіть ідеальний накопичувач без обмежень потужності та без втрат на ККД не зміг би повністю перекрити добовий дефіцит лише за рахунок внутрішнього перерозподілу надлишку.

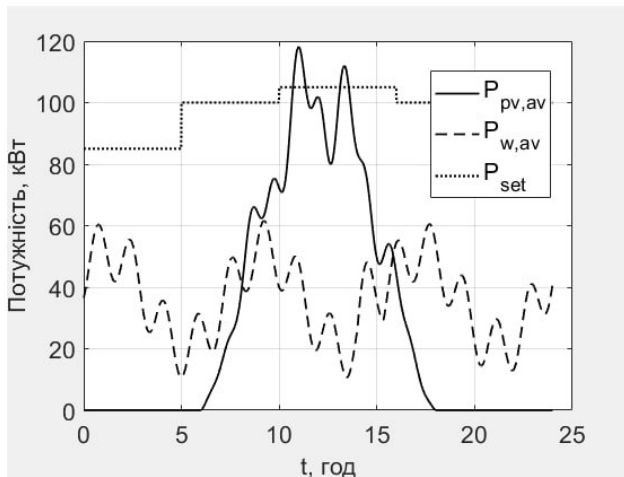


Рис. 1. Доступна потужність фотоелектричної та вітрової підсистем і диспетчерське завдання у базовому сценарії S_0

Для конфігурації ФЕС + ВЕС + АКБ диспетчерське моделювання виконано на тому самому профілі S_0 . На рис. 5–8 наведено диспетчерське завдання, сумарну доступну ВДЕ-потужність, фактичну видачу $P_{out}(t)$, потоки заряду й роз-

ряду, дефіцит і скидання надлишку, профіль SOC, а також послідовність режимів роботи алгоритму.

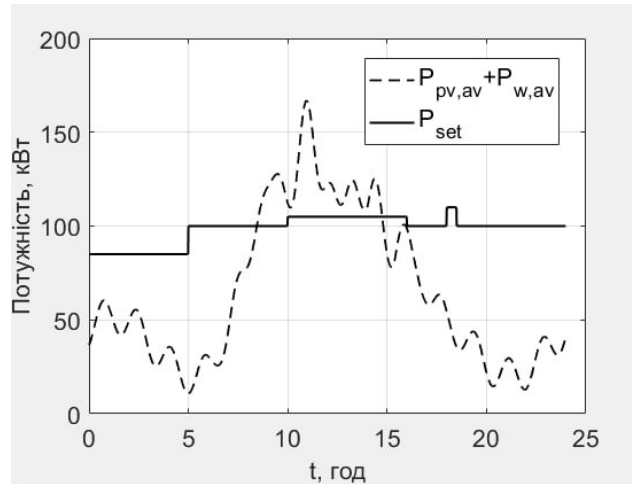


Рис. 2. Сумарна доступна потужність відновлюваних підсистем та диспетчерське завдання у базовому сценарії S_0

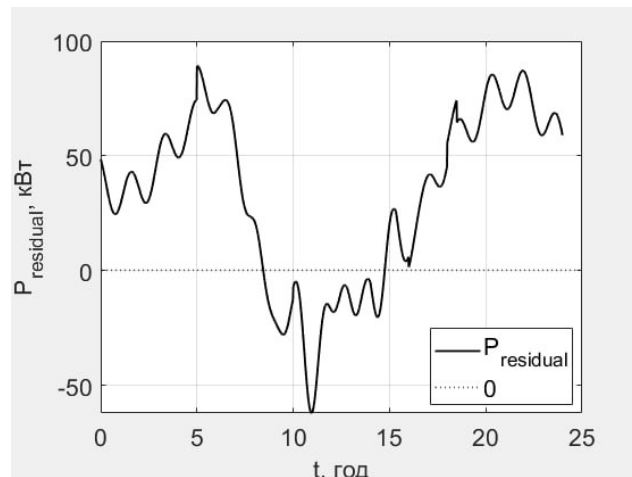


Рис. 3. Залишкова потужність $r(t) = P_{set}(t) - (P_{pv,av}(t) + P_{w,av}(t))$ у базовому сценарії S_0

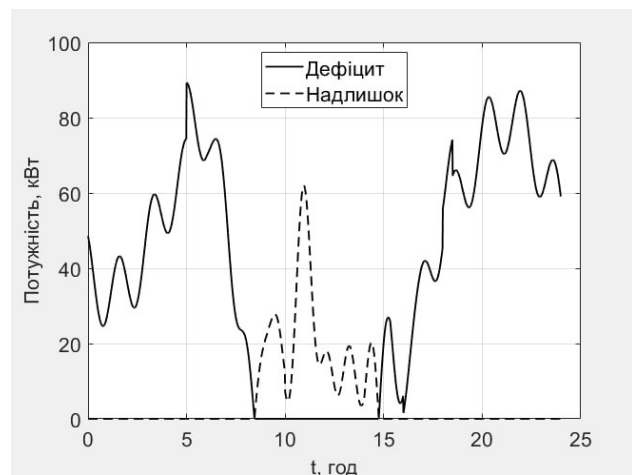


Рис. 4. Інтервали дефіциту та потенційного надлишку потужності у базовому сценарії S_0

Таблиця 2

Ключові числові показники попереднього аналізу сценарію S0 без АКБ

Позначення	Значення	Коментар
Edef,ideal	912.00 кВт·год	Теоретична енергія дефіциту відносно Pset(t)
Eexcess	124.55 кВт·год	Потенційний надлишок для заряду АКБ або обмеження
Pdef,max	89.28 кВт	Максимальний миттєвий дефіцит потужності
Pexs,max	61.93 кВт	Максимальний миттєвий надлишок потужності

За результатами моделювання отримано: Eset = 2360.00 кВт·год; Eout = 1628.59 кВт·год; Edef = 731.41 кВт·год; Espill = 0.24 кВт·год; Ech = 124.31 кВт·год; Edis = 180.59 кВт·год; MAE = 30.48 кВт; max|error| = 89.28 кВт; Ktrack = 69.01 %; Nsw = 6; T_SOCmin = 12.00 год; T_SOCmax = 0.00 год; кількість перевищень порогового значення $|dP/dt| > R_{max}$ дорівнює 4. Тривалості режимів становили: N – 0.00 год, C – 6.12 год, S – 0.18 год, D – 5.28 год, F – 12.42 год. Отже, порівняно з випадком без АКБ інтегральний дефіцит зменшився на 180.59 кВт·год, або на 19.80 %.

Профіль SOC свідчить про швидке досягнення нижньої межі SOCmin на початку доби та повторний вихід на неї у вечірній зоні дефіциту. Для профілю S0 за прийнятого набору параметрів це означає, що головним обмежувальним чинником виступає саме енергетична ємність акумулятора, а не тільки межі миттєвої потужності заряду і розряду.

Параметричний аналіз чутливості проведено для чотирьох конфігурацій АКБ на одному й тому самому профілі S0: BASE, Ebat × 1.5, Pch/Pdis × 1.5 та Ebat × 2. Результати показують: збільшення енергетичної ємності АКБ до 360 і 480 кВт·год помітніше зменшує Edef і MAE, ніж підвищення лише меж Pch,max і Pdis,max. Отже, для цього профілю S0 і для розглянутих кейсів вплив енергетичної ємності накопичувача виявився сильнішим.

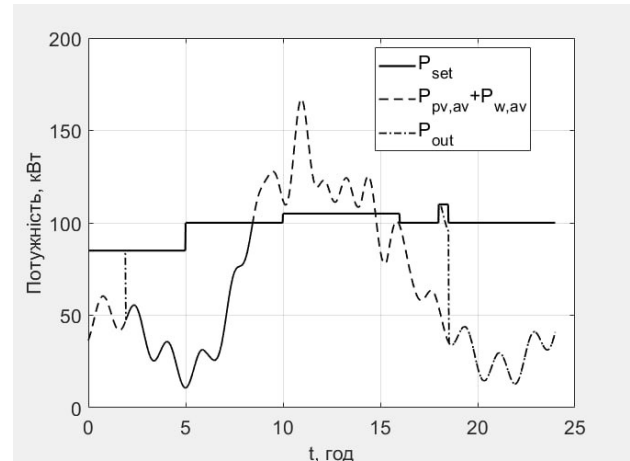


Рис. 5. Диспетчерське завдання, сумарна доступна потужність відновлюваних підсистем та фактична видача потужності у мережу в сценарії S0 при роботі алгоритму з АКБ

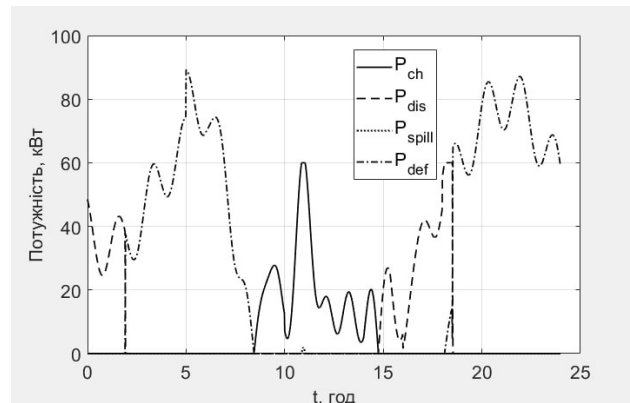


Рис. 6. Потоки керування акумуляторною підсистемою та енергетичні залишки: заряд, розряд, обмеження надлишку та дефіцит потужності в сценарії S0

Щоб перевірити працездатність алгоритму за зовнішнього збурення, виконано серію аварійних сценаріїв, у яких диспетчерське завдання Pset(t) у вікні [18; 20) год тимчасово підвищували на +5 %, +10 % та +15 % відносно базового профілю. В усіх кейсах величина Eout залишалася сталою,

Таблиця 3

Порівняння ключових показників сценарію S0 без АКБ та з АКБ (диспетчерське моделювання)

Показник	Без АКБ (S0)	З АКБ (S0)	Коментар / зміна
Edef, кВт·год	912.00	731.41	Зменшення на 180.59 кВт·год (19.80 %)
Eout, кВт·год	1448.00*	1628.59	Зростання на 180.59 кВт·год
Espill, кВт·год	124.55 (потенційний надлишок)	0.24	Майже повне використання надлишку ВДЕ
Pdef,max, кВт	89.28	89.28	Піковий дефіцит не усунуто
Ktrack, %	н/д у S0 (без диспетчеризації)	69.01	Оцінено для керованого режиму з АКБ

Примітка. Для випадку без АКБ величину Eout оцінено як Eset – Edef,ideal за припущення, що надлишок ВДЕ не може бути використаний для перевиконання диспетчерського завдання.

тоді як інтегральний дефіцит Edef майже лінійно зростає разом зі збільшенням Eset. Це вказує на вичерпання доступного резерву керованості в межах поточної конфігурації АКБ. Фактично такий тест фіксує насамперед нестачу резерву для даного типу збурення.

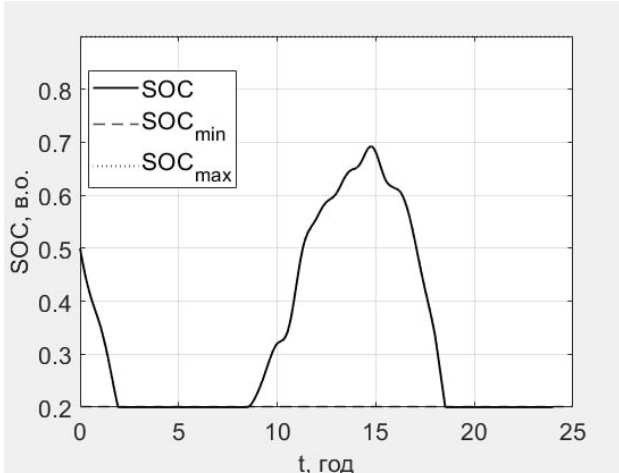


Рис. 7. Профіль стану заряду акумуляторної підсистеми SOC(t) з урахуванням обмежень SOCmin та SOCmax у сценарії S0

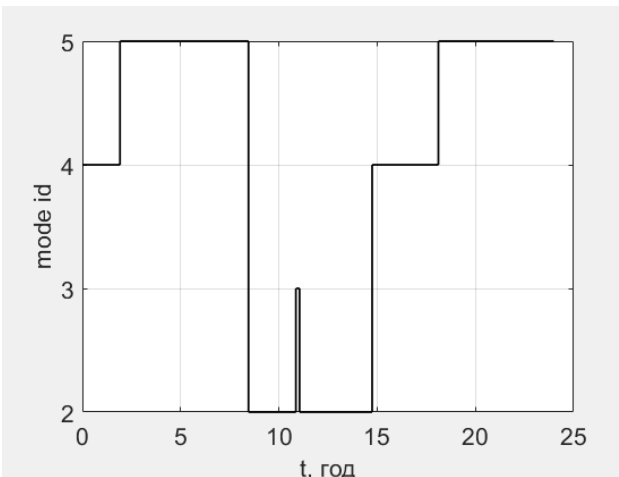


Рис. 8. Часова послідовність режимів роботи алгоритму керування розподілом потужності (N, C, S, D, F) у сценарії S0

Додатково проаналізовано чутливість до початкового стану заряду АКБ для випадків SOC0 = 0.20, 0.50, 0.80 та 0.90 на тому самому профілі

S0. Як показано в табл. 6, зі зростанням SOC0 коефіцієнт відстеження Ktrack послідовно підвищується від 66.11 % до 72.87 %, а інтегральний дефіцит Edef зменшується від 799.81 до 640.21 кВт·год. Це підтверджує відчутний вплив стартового енергетичного запасу на результат однодобового диспетчерського моделювання.

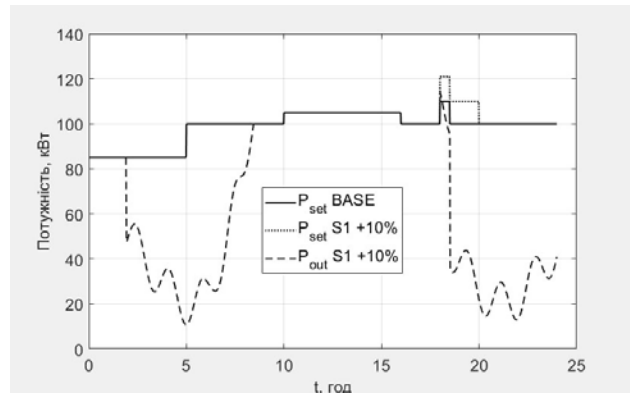


Рис. 9. Порівняння базового та аварійного профілів диспетчерського завдання і фактичної видачі потужності у вікні [18; 20] год (приклад для сценарію S1_emg_+10 %)

Окремо розглянуто три варіанти профілю доступної генерації: базовий профіль S0, сценарій зі зниженою сонячною генерацією та сценарій з підвищеною вітровою генерацією. Результати наведено в табл. 7. Для сценарію зі зниженою сонячною генерацією зафіксовано погіршення Ktrack до 57.68 % і зростання Edef до 998.72 кВт·год. Натомість у сценарії з підвищеною вітровою генерацією Ktrack збільшується до 80.40 %, а Edef зменшується до 462.64 кВт·год. Водночас покращення якості відстеження у вітровому сценарії супроводжується збільшенням кількості перемикачів режимів до 12, що вказує на компроміс між якістю видачі та інтенсивністю режимних переключень.

Отримані результати свідчать, що запропонований алгоритм коректно відтворює базову логіку розподілу потужності між ФЕС, ВЕС та АКБ за заданим графіком видачі. Водночас якість відстеження істотно залежить від початкового енергетичного запасу АКБ і структури доступної

Таблиця 4

Результати параметричного аналізу чутливості конфігурації АКБ у сценарії S0.

Кейс	Ebat	Pch	Pdis	Ktrack,%	Edef	MAE	Tmin	Nsw
BASE	240	60	60	69.01	731.41	30.48	12.00	6
Ebat×1.5	360	60	60	70.46	697.21	29.05	11.02	6
Pch/Pdis ×1.5	240	90	90	69.02	731.20	30.47	12.05	4
Ebat×2	480	60	60	71.91	663.01	27.63	10.40	6

Примітка. Ebat – кВт·год; Pch і Pdis – кВт; Edef – кВт·год; Tmin – год; Ktrack – %.

Результати моделювання аварійного сценарію з тимчасовим підвищенням диспетчерського завдання у вікні [18; 20) год.

Кейс	Δemg	Eset	Edef	MAE	Ktrack,%	max error
BASE	0	2360.00	731.41	30.48	69.01	89.28
S1 +5%	5	2370.25	741.66	30.90	68.71	89.28
S1 +10%	10	2380.50	751.91	31.33	68.41	89.28
S1 +15%	15	2390.75	762.16	31.76	68.12	92.48

Примітка. Δemg – %; Eset і Edef – кВт·год; MAE та max|error| – кВт; Ktrack – %.

Результати аналізу чутливості до початкового стану заряду АКБ у сценарії S0.

SOC0	Edef, кВт·год	MAE,кВт	Ktrack,%	Tmin,год	Nsw
0.20	799.81	33.33	66.11	13.93	5
0.50	731.41	30.48	69.01	12.00	6
0.80	663.01	27.63	71.91	10.40	6
0.90	640.21	26.68	72.87	9.98	6

Результати моделювання для варіантів профілю доступної генерації.

Кейс	Edef,кВт·год	MAE,кВт	Ktrack,%	Nsw
BASE	731.41	30.48	69.01	6
Знижена сонячна	998.72	41.61	57.68	7
Підвищений вітер	462.64	19.28	80.40	12

відновлюваної генерації. Підвищення SOC0 зменшує Edef і MAE; сценарій зі зниженою сонячною генерацією, навпаки, погіршує Ktrack; підвищена вітрова генерація дає кращий результат, але ціною більш інтенсивних перемикач режимів. Інтерпретувати ці висновки як доказ переваги правильного алгоритму над MPC чи оптимізаційними схемами не слід, оскільки benchmark-порівняння в межах цієї роботи не проводилося. Для подальшого підвищення якості відстеження в цій установці потрібне або збільшення Ebat,пот, або стратегія підтримання резерву SOC, або залучення додаткового керованого джерела.

Висновки. 1) Сформовано дискретну математичну модель розподілу потужності між фотоелектричною, вітровою та акумуляторною підсистемами гібридної установки з урахуванням балансу потужності, динаміки стану заряду акумуляторної батареї, фактичної видачі потужності та обмежень заряду/розряду. 2) Запропоновано покроковий правилловий алгоритм керування, у якому залишкова потужність використовується

як основна координата прийняття рішень для реалізації режимів заряду, розряду, обмеження надлишку та дефіциту. 3) Чисельне моделювання показало: введення акумуляторної батареї у сценарії S0 зменшує інтегральний дефіцит на 19.80 % і майже усуває скидання денного надлишку відновлюваної генерації, але не ліквідує піковий дефіцит у структурно дефіцитному профілі. 4) Для розглянутого профілю S0 збільшення енергетичної ємності акумуляторної батареї виявилось помітніше ефективним, ніж нарощування лише меж миттєвої потужності; підвищення початкового стану заряду від 0.20 до 0.90 збільшує коефіцієнт відстеження від 66.11 % до 72.87 %. 5) Одержані результати доцільно розглядати як основу для правиллового сценарного аналізу; пряме benchmark-порівняння з MPC та іншими альтернативними контролерами належить до подальших досліджень. Перспективними є введення резервування стану заряду, розширення набору сценаріїв, а також урахування деградації акумулятора й динамічних обмежень перетворювачів.

Список літератури:

- 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>.
- León Gómez J. C., De León Aldaco S. E., Aguayo Alquicira J. A review of hybrid renewable energy systems: Architectures, battery systems, and optimization techniques. *Eng*. 2023. Vol. 4, no. 2. P. 1446-1467. DOI: <https://doi.org/10.3390/eng4020084>.

3. Aissou S., Rekioua D., Mezzai N., Rekioua T., Bacha S. Modeling and control of hybrid photovoltaic wind power system with battery storage. *Energy Conversion and Management*. 2015. Vol. 89. P. 615-625. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.10.034>.
4. Dali M., Belhadj J., Roboam X. Hybrid solar-wind system with battery storage operating in grid-connected and standalone mode: Control and energy management – experimental investigation. *Energy*. 2010. Vol. 35, no. 6. P. 2587-2595. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.005>.
5. Elkazaz M., Sumner M., Thomas D. Energy management system for hybrid PV-wind-battery microgrid using convex programming, model predictive and rolling horizon predictive control with experimental validation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020. Vol. 115. Article 105483. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105483>.
6. Kechida A., Gozim D., Toual B. et al. Smart control and management for a renewable energy based stand-alone hybrid system. *Scientific Reports*. 2024. Vol. 14. Article 32039. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-83826-1>.
7. Halmous A., Oubbati Y., Lahdeb M. et al. Optimizing control and management of hybrid power system, consisting PV-wind and battery-super capacitor, using COOT algorithm. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. Article 33342. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-12585-4>.

Myroniuk F.Yu., Beglov K.V., Zyma I.V. POWER DISTRIBUTION CONTROL IN A HYBRID ENERGY SYSTEM WITH SOLAR, WIND, AND BATTERY SUBSYSTEMS

The article proposes a discrete mathematical model and a step-by-step control algorithm for power distribution among the solar, wind, and battery subsystems of a hybrid energy system operating under a predefined dispatch schedule. The model covers power balance, discrete battery state-of-charge dynamics, charge and discharge limits, modes of surplus-generation curtailment and deficit, as well as formalization of the actual power delivered to the grid. The algorithm is constructed as a transparent step-by-step rule-based dispatch procedure. Its key decision variable is residual power: depending on its sign and magnitude, the priority is given to direct use of solar and wind generation, battery charging in case of surplus, or battery discharging to cover deficit within physical limits. Control quality was evaluated using the integral energy deficit, curtailed surplus, mean absolute error, tracking coefficient, time spent at the state-of-charge limits, number of mode switches, and number of exceedances of the threshold ramp rate of delivered power. Numerical simulations were carried out for a baseline daily scenario as well as for parametric, emergency, and sensitivity cases. It is shown that the presence of a battery reduces the integral deficit compared with a configuration without storage. Increasing battery energy capacity produces a more noticeable effect than increasing only the instantaneous charge and discharge power limits. Raising the initial battery state of charge from 0.20 to 0.90 improves tracking of the predefined schedule and reduces the integral energy deficit. The study is oriented toward reproducible engineering scenario modeling of hybrid solar-wind systems with battery storage without using a forecasting layer.

Keywords: hybrid energy system, solar generation, wind generation, battery energy storage, power distribution, control algorithm, mathematical model, scenario modeling.

Дата першого надходження статті до видання: 19.03.2026

Дата прийняття статті до друку після рецензування: 15.04.2026

Дата публікації (оприлюднення) статті: 19.05.2026