

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри

інженерії енергосистем

(назва кафедри)

_____ Євген АНТИПОВ

(підпис)

”_____” _____ 2026 р.

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: **«Розробка системи керування зарядом акумуляторних батарей для гібридної енергосистеми»**

Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

Освітньо-професійна програма «Інжиніринг електроенергетичних систем з відновлювальними джерелами»

02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 005ПЗ

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (Підпис)

Світлана МАКАРЕВИЧ

(ПІБ)

Керівник бакалаврської
кваліфікаційної роботи

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (Підпис)

Володимир ПАВЛЕНКО

(ПІБ)

Виконав

_____ (Підпис)

Артем ОДОКІЄНКО

(ПІБ студента)

КИЇВ – 2026

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

інженерії енергосистем

к.т.н., доц. _____ Євген АНТИПОВ

»_____» _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи студенту
_____ Одокієнку Артему Олеговичу

Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Інжиніринг електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами»

Тема бакалаврської кваліфікаційної роботи: «Розробка системи керування зарядом акумуляторних батарей для гібридної енергосистеми»,

затверджена наказом ректора НУБіП України від «30» жовтня 2025 р. № 2606 "С"

Термін подання завершеного проєкту на кафедру «29» травня 2026 р.

Вихідні дані до бакалаврської кваліфікаційної роботи:

каталоги електрообладнання; вимоги ПУЕ; генеральний план, електричне навантаження, структурна схема .

Перелік питань, які потрібно вирішити:

Розробити систему керування зарядом LiFePO_4 акумуляторного блоку гібридної енергосистеми, яка забезпечує оптимальні режими заряджання-розряджання, оцінювання SOC/SOH та захист батареї на основі алгоритму CC-CV і мікроконтролера STM32F407VGT6.

Перелік графічних документів: презентація виконана в Microsoft PowerPoint

Дата видачі завдання: 30 жовтня 2025 р.

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

_____ к.т.н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (Підпис)

Володимир ПАВЛЕНКО
(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання _____ Артем ОДОКІЄНКО

РЕФЕРАТ

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему «Розробка системи керування зарядом акумуляторних батарей для гібридної енергосистеми»: пояснювальна записка на 94 сторінки, 17 рисунків, 20 таблиць, 41 джерело.

Об'єкт дослідження – гібридна енергосистема з акумуляторним накопичувачем на основі LiFePO_4 батарей. Предмет дослідження – система керування зарядом акумуляторних батарей, що включає алгоритми оцінювання SOC/SOH, заряджання-розряджання та захисні функції. Мета роботи – розроблення системи керування зарядом, яка забезпечує оптимальні режими заряджання LiFePO_4 батарей, подовження їхнього ресурсу та підвищення енергоефективності гібридної енергосистеми.

Обґрунтовано вибір LiFePO_4 батарей та визначено параметри цільової гібридної енергосистеми: PV-масив 10 кВт, вітрогенератор 5 кВт, резервний ДГ 5 кВт, акумуляторний блок 16S2P ємністю 200 А·год (9,6 кВт·год), режим grid-interactive. Розроблено структурну схему BMS на базі STM32F407VGT6, BQ76920, ACS758LCB-100B, IRFP4568PbF та EV200. Побудовано Two-RC модель LiFePO_4 осередку, реалізовано алгоритм CCCV (заряд від SOC 20% до 90% за 1,7 год, струм CC = 100 А) та комбінований метод оцінювання SOC (CCOCV, похибка $\leq 3\text{--}5\%$). Розраховано параметри DC-DC перетворювача: $L = 25$ мкГн, $C = 2200$ мкФ, ККД = 97,3%.

Загальний ККД системи – 89,0%. Застосування BMS збільшує ресурс АКБ у 4–5 разів (до 3000–3500 циклів), зменшує річні втрати енергії на 215,8 кВт·год/рік. MTBF = 95 556 год, термін окупності $\approx 1,1$ року, економічний ефект за 10 років – 5616 у.о., скорочення CO_2 – 3663 кг.

Результати апробовано на XIV Міжнародній конференції «Енергоефективний університет» (Київ, 2025).

Ключові слова: гібридна енергосистема, LiFePO_4 , BMS, CCCV, SOC, DC-DC перетворювач, STM32F407.

ABSTRACT

Bachelor's thesis on the topic "Development of a Battery Charge Management System for a Hybrid Energy System": explanatory note of 93 pages, 17 figures, 20 tables, 41 references.

The object of research is a hybrid energy system with an energy storage unit based on lithium iron phosphate (LiFePO_4) batteries. The subject of research is the battery charge management system (BMS), including SOC/SOH estimation algorithms, charge-discharge control algorithms and protective functions. The purpose of the work is to develop a battery charge management system that ensures optimal charging modes for LiFePO_4 batteries, extends their service life and improves the overall energy efficiency of the hybrid energy system.

The selection of LiFePO_4 batteries is justified and the parameters of the target hybrid energy system are determined: PV array 10 kW, wind turbine 5 kW, backup diesel generator 5 kW, battery pack 16S2P with capacity of 200 Ah (9.6 kWh), grid-interactive operating mode. The BMS structural scheme is developed based on STM32F407VGT6, BQ76920, ACS758LCB-100B, IRFP4568PbF and EV200. A Two-RC model of the LiFePO_4 cell is built, a CCCV algorithm is implemented (charging from SOC 20% to 90% in 1.7 hours, CC current = 100 A) and a combined SOC estimation method (CCOCV, accuracy $\leq 3\text{--}5\%$) is realized. The DC-DC converter parameters are calculated: $L = 25\text{ }\mu\text{H}$, $C = 2200\text{ }\mu\text{F}$, efficiency = 97.3%.

The overall system efficiency is 89.0%. The BMS application increases the battery cycle life by 4–5 times (up to 3000–3500 cycles), reduces annual energy losses by 215.8 kWh/year. MTBF = 95,556 hours, payback period ≈ 1.1 years, economic effect over 10 years – 5616 monetary units, CO_2 reduction – 3663 kg.

The results were presented at the XIV International Conference "Energy Efficient University" (Kyiv, 2025).

Keywords: hybrid energy system, LiFePO_4 , BMS, CCCV, SOC, DC-DC converter, STM32F407.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ГІБРИДНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ ТА ПІДХОДІВ ДО КЕРУВАННЯ ЗАРЯДОМ АКБ.....	11
1.1. Гібридні енергосистеми: структура, джерела енергії та режими роботи.	11
1.2. Акумуляторні батареї в гібридних системах: типи, характеристики, режими експлуатації	19
1.3. Існуючі методи та алгоритми керування зарядом АКБ	23
Висновки до розділу 1.	28
РОЗДІЛ 2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ТА ВИБІР СТРУКТУРИ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ЗАРЯДОМ.....	30
2.1. Опис цільової гібридної енергосистеми та вимоги до АКБ	30
2.2. Формулювання вимог до системи керування зарядом.....	37
2.3. Вибір структурної схеми системи керування зарядом.....	42
Висновки до розділу 2.	46
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА ТА РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ЗАРЯДОМ АКБ	48
3.1. Математична модель АКБ та алгоритмів керування зарядом.....	48
3.2. Розрахунок і вибір елементної бази системи керування.....	55
3.3. Розробка структурної, функціональної та принципової схем системи	65
Висновки до розділу 3.	71
РОЗДІЛ 4. ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ, НАДІЙНОСТІ ТА БЕЗПЕКИ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ.....	73
4.1. Оцінка енергоефективності та впливу на ресурс АКБ.....	73
4.2. Надійність, охорона праці та безпека при експлуатації.....	76
4.3. Екологічні та економічні аспекти застосування системи керування зарядом	81
Висновки до розділу 4.	85
ВИСНОВКИ.....	87
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	90

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Одокієнко А.О.			Розробка системи керування зарядом акумуляторних батарей для гібридної енергосистеми	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Павленко В.М.					5	94
						група		
Н. Контр.								
Затверд.								

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АКБ – акумуляторна батарея.

BMS (Battery Management System) – система керування батареєю.

CAN (Controller Area Network) – інтерфейс обміну даними між мікроконтролером та зовнішніми пристроями.

CC (Constant Current) – режим заряджання за сталим струмом.

CV (Constant Voltage) – режим заряджання за сталою напругою.

CCCV – багатоступеневий закон заряджання акумулятора зі сталим струмом та сталою напругою.

DCDC – перетворювач постійної напруги (DC-DC конвертер).

DC bus – шина постійного струму гібридної енергосистеми.

DOD (Depth of Discharge) – глибина розряду акумуляторної батареї.

EKF (Extended Kalman Filter) – розширений фільтр Калмана.

LiFePO₄ – літій-залізо-фосфатна акумуляторна батарея.

MPPT (Maximum Power Point Tracking) – система відстеження точки максимальної потужності фотоелектричного модуля.

MTBF (Mean Time Between Failures) – середній час напрацювання на відмову.

OCV (Open Circuit Voltage) – напруга холостого ходу акумуляторної батареї.

PV (Photovoltaic) – фотоелектрична система (сонячна електростанція).

RS-485 – послідовний інтерфейс обміну даними стандарту EIA-485.

SOC (State of Charge) – стан заряду акумуляторної батареї.

SOH (State of Health) – стан «здоров'я» акумуляторної батареї.

RC-модель – еквівалентна електрична модель осередку АКБ із послідовним опором і двома RC-ланками.

U – напруга на шині постійного струму або на батареї, В.

I – струм заряджання/розряджання акумуляторної батареї, А.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Q_{nom} – номінальна ємність акумуляторної батареї, А·год.

V_{terminal} – клемна напруга осередку акумулятора, В.

R_0 – внутрішній омичний опір осередку акумулятора, Ом.

R_1 – опір RC-ланки моделі осередку, Ом.

C_1 – ємність RC-ланки моделі осередку, Ф.

L – індуктивність дроселя DC-DC перетворювача, Гн.

C_{out} – ємність вихідного конденсатора DC-DC перетворювача, Ф.

f_{sw} – частота комутації ключів DC-DC-перетворювача, Гц.

D – коефіцієнт заповнення імпульсів керування ключем DC-DC-перетворювача.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Сучасний розвиток енергетики характеризується стрімким зростанням частки відновлюваних джерел енергії та розподіленої генерації на основі фотоелектричних і вітрових установок, що призводить до зростання вимог до стабільності та гнучкості енергосистем. Нерівномірність генерації від відновлюваних джерел енергії й стохастичний характер навантаження змушують застосовувати акумуляторні накопичувачі енергії, інтегровані в гібридні енергосистеми, які поєднують декілька джерел живлення з акумуляторними батареями. Для України питання енергетичної безпеки набуло особливої гостроти в умовах воєнного стану та систематичних пошкоджень енергетичної інфраструктури. Розвиток автономних і гібридних енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії з акумуляторними накопичувачами є одним зі стратегічних напрямів підвищення стійкості локальних енергопостачальних систем, зокрема для критичної інфраструктури, аграрного сектору та комунальних об'єктів.

Літій-залізо-фосфатні (LiFePO_4) акумуляторні батареї завдяки високому цикловому ресурсу, широкому діапазону робочих глибин розряду, підвищеній безпеці та стабільності характеристик дедалі активніше замінюють традиційні свинцево-кислотні АКБ у гібридних енергосистемах. Водночас для реалізації їхнього потенціалу необхідні спеціалізовані алгоритми заряджання, що враховують особливості вольт-амперних характеристик, температурні впливи та вимоги до обмеження робочого діапазону стану заряду (SOC). Застосування спрощених або неадаптивних алгоритмів призводить до прискореної деградації батарей, недовикористання ємності й підвищених енергетичних втрат, що робить задачу розроблення ефективної системи керування зарядом актуальною як з технічної, так і з економічної точки зору.

Проблематика підвищення ефективності гібридних енергосистем та оптимізації роботи акумуляторних накопичувачів активно досліджується в Україні й за кордоном, що підтверджується значною кількістю публікацій,

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

присвячених енергоменеджменту, математичному моделюванню АКБ, побудові систем BMS та застосуванню сучасних методів керування . Водночас для локальних гібридних систем малої потужності, що працюють в умовах змінного навантаження та обмеженого доступу до сервісного обслуговування, залишається актуальним завдання створення ефективної системи керування зарядом на базі доступної елементної бази з обґрунтованими алгоритмами оцінювання SOC та захисними функціями.

Робота виконана в руслі наукової тематики кафедри, спрямованої на підвищення ефективності гібридних енергосистем та впровадження систем керування акумуляторними батареями на основі сучасної елементної бази й алгоритмів оцінювання стану АКБ. Результати, отримані в процесі виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи, апробовано у вигляді тез доповіді Одокієнко А.О., Павленко В.М. «Інтелектуальна система BMS для гібридних енергосистем з предиктивним керуванням на основі ML-прогнозів», представленої на XIV Міжнародній науково-практичній конференції «Енергоефективний університет» (Київ, 23 жовтня 2025 р.) .

Об'єкт дослідження – гібридна енергосистема з акумуляторним накопичувачем енергії на основі літій-залізо-фосфатних (LiFePO_4) батарей.

Предмет дослідження – система керування зарядом акумуляторних батарей гібридної енергосистеми, що включає алгоритми оцінювання стану заряду та стану «здоров'я» АКБ, алгоритми заряджання-розряджання, захисні функції та відповідну апаратну реалізацію.

Мета роботи полягає в розробленні системи керування зарядом акумуляторних батарей для гібридної енергосистеми, яка забезпечує оптимальні режими заряджання-розряджання LiFePO_4 батарей, подовження їхнього ресурсу та підвищення загальної енергоефективності системи.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі основні завдання:

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- провести аналіз існуючих гібридних енергосистем, типів акумуляторних батарей і методів керування зарядом АКБ, обґрунтувати доцільність застосування LiFePO_4 батарей у цільових умовах експлуатації;
- сформулювати вимоги до системи керування зарядом для заданої гібридної енергосистеми та обрати її структурну схему з урахуванням режимів роботи, потужності, діапазону SOC та вимог до захисту;
- розробити математичну модель LiFePO_4 акумуляторної батареї й алгоритмів керування зарядом, виконати розрахунок і вибір елементної бази та схемних рішень системи керування, включаючи DC-DC перетворювач, мікроконтролер, вимірювальні датчики й комутаційну апаратуру;
- оцінити енергоефективність, вплив запропонованої системи керування на ресурс батареї, показники надійності, безпеки та економічну доцільність її застосування в гібридній енергосистемі.

Методи дослідження. У роботі використано аналітичний метод – для огляду та систематизації існуючих структур гібридних енергосистем, типів АКБ і методів керування зарядом; розрахунковий метод – для визначення параметрів елементної бази та характеристик системи керування; метод математичного моделювання – для побудови еквівалентної Two-RC моделі LiFePO_4 осередку та розробки алгоритмів багатоступеневого заряджання CCCV; метод порівняльного аналізу – для оцінки енергоефективності, ресурсу та надійності розробленої системи порівняно з базовими рішеннями.

Практичне значення роботи полягає в можливості використання розроблених схемних рішень, алгоритмів оцінювання SOC та керування зарядом при проектуванні гібридних фотоелектричних систем малої та середньої потужності для локальних споживачів агропромислового та комунального призначення, а також як науково-технічної основи для подальших досліджень у напрямі розроблення інтелектуальних систем BMS з предиктивним керуванням на основі методів машинного навчання.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ГІБРИДНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ ТА ПІДХОДІВ ДО КЕРУВАННЯ ЗАРЯДОМ АКБ

1.1. Гібридні енергосистеми: структура, джерела енергії та режими роботи

Гібридна енергосистема (ГЕС) — це комплекс обладнання для генерації, перетворення, акумулювання та розподілу електричної енергії, що поєднує два або більше джерел різної фізичної природи. Основною перевагою таких систем є можливість компенсації нерівномірності генерації окремих джерел та забезпечення надійного електропостачання споживачів незалежно від зовнішніх умов [1].

Типова структура гібридної енергосистеми включає такі функціональні блоки: блок генерації (сонячні фотоелектричні панелі, вітрогенератори, дизельний або газовий генератор, мікрогідроелектростанція), блок акумулювання (акумуляторні батареї, суперконденсатори), блок перетворення (інвертори DC/AC, контролери заряду, DC/DC перетворювачі, MPPT-контролери), блок навантаження (споживачі змінного та постійного струму) та блок керування (центральний контролер, система моніторингу та комунікації) [2].

Типову структуру гібридної енергосистеми малої потужності з DC-шиною постійного струму наведено на рисунку 1.1. До спільної DC-шини з номінальною напругою ~48 В підключаються чотири основні джерела енергії, кожне з яких потребує відповідного перетворювача. Фотоелектричний масив (PV-масив) під'єднується через MPPT DC/DC-перетворювач, який забезпечує відстеження точки максимальної потужності та узгодження вихідної напруги PV-панелей з рівнем DC-шини. Вітрогенератор підключається через AC/DC-випрямляч або DC/DC-перетворювач залежно від типу генератора та рівня його вихідної напруги. Дизельний генератор як резервне джерело також під'єднується до DC-шини через AC/DC-випрямляч. Мережа змінного струму (Мережа AC)

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підключається через інвертор або автоматичний ввід резерву (ABP) у разі потреби, забезпечуючи можливість роботи системи в режимі grid-interactive.

Така архітектура з єдиною DC-шиною дозволяє гнучко керувати потоками енергії між усіма джерелами та навантаженнями, спрощує інтеграцію акумуляторного блоку через двонаправлений DC/DC-перетворювач і забезпечує можливість реалізації різних режимів роботи: автономного (off-grid), мережевого (on-grid) та гібридного (grid-interactive). Саме в цій точці DC-шини система керування зарядом акумуляторних батарей (BMS) відіграє ключову роль, регулюючи потоки заряджання-розряджання АКБ залежно від балансу генерації та споживання.

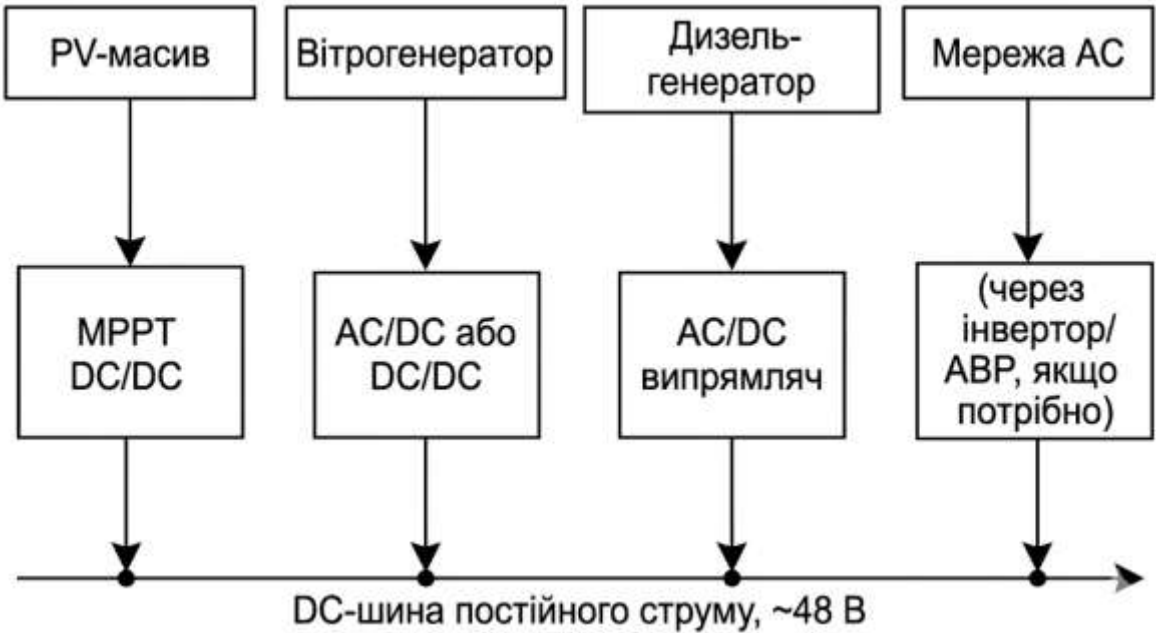


Рис. 1.1. Структурна схема гібридної енергосистеми на основі DC-шини постійного струму ~48 В

Залежно від конфігурації та наявності підключення до централізованої мережі, гібридні енергосистеми поділяються на три основні категорії. Автономні (off-grid) системи функціонують повністю незалежно від зовнішньої електромережі і забезпечують електропостачання віддалених об'єктів. Мережеві (on-grid або grid-tied) системи працюють паралельно з централізованою мережею, використовуючи ВДЕ для зменшення споживання з мережі та можливості продажу надлишків електроенергії. Гібридні системи з можливістю

ізолюваної роботи (grid-interactive) поєднують переваги обох підходів і здатні працювати як у мережевому, так і в автономному режимі [3].

Більш детальну структуру гібридної енергосистеми з урахуванням усіх підсистем перетворення, накопичення та керування наведено на рисунку 1.2. На відміну від спрощеної схеми, тут явно виділено блок акумуляторної батареї (Блок АКБ) та двонаправлений DC/DC-перетворювач заряду-розряду АКБ, які разом утворюють підсистему накопичення енергії. Через цей перетворювач акумуляторний блок підключається до спільної DC-шини постійного струму (~48 В) і здатний як накопичувати надлишкову енергію від джерел генерації, так і віддавати її до навантаження в разі дефіциту генерації.

Ключовим елементом, виділеним на рис. 1.2, є система керування батареєю (BMS), яка інтегрована безпосередньо в блок АКБ. BMS виконує безперервне вимірювання напруги окремих осередків ($U_{\text{комірок}}$), загальної напруги батарейного блоку ($U_{\text{банку}}$), струму заряду-розряду (I) та температури осередків ($T_{\text{комірок}}$). На основі цих даних BMS розраховує поточний стан заряду (SOC) і стан «здоров'я» (SOH) батареї та передає відповідну інформацію до зовнішнього контролера системи по інтерфейсах CAN / UART / RS-485, що утворюють логічну шину керування.

Навантаження системи поділяються на два типи: DC-навантаження, яке підключається безпосередньо до DC-шини через відповідні перетворювачі, та AC-навантаження, яке живиться через DC/AC-інвертор. Мережа змінного струму (Мережа AC) може бути підключена до системи в режимі on-grid або використовуватися як резервне джерело (backup) через інвертор або АВР залежно від режиму роботи та наявності мережевої напруги.

Таким чином, наведена структура демонструє, що BMS є центральним інформаційним та керуючим вузлом підсистеми накопичення: вона забезпечує захист АКБ від аварійних режимів, формує керуючі впливи на DC/DC-перетворювач заряду-розряду та надає контролеру верхнього рівня актуальну інформацію про стан батареї, необхідну для реалізації стратегії енергетичного

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

менеджменту всієї гібридної системи. Саме ця функціональна роль BMS визначає вимоги до її структури, алгоритмів та апаратної реалізації, що розглядаються в наступних розділах роботи.

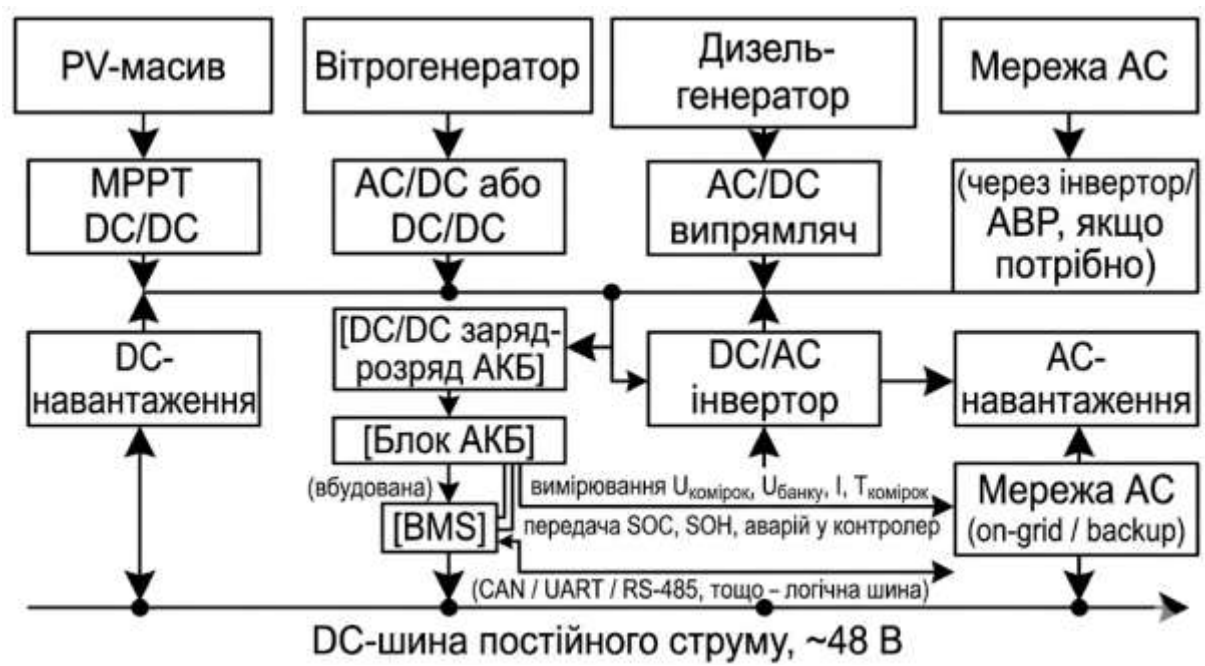


Рис. 1.2. Розгорнута структурна схема гібридної енергосистеми з системою керування зарядом акумуляторних батарей (BMS)

Сонячні фотоелектричні (PV) панелі є одним із найпоширеніших джерел відновлюваної енергії у складі ГЕС. Сучасні полікристалічні та монокристалічні панелі мають ККД від 18% до 22%, а найновіші панелі на основі гетероструктур досягають 24–26%. Генерація від PV-панелей залежить від інтенсивності сонячного випромінювання, температури навколишнього середовища та кута падіння сонячних променів. Для максимізації вироблення електроенергії застосовуються MPPT-контролери (Maximum Power Point Tracking), які автоматично підтримують робочу точку панелі в точці максимальної потужності [4].

Вітрогенератори використовують кінетичну енергію вітру для виробництва електроенергії. Малі вітрогенератори потужністю від 1 до 10 кВт широко застосовуються у складі ГЕС для приватних домогосподарств та малих комерційних об'єктів. Потужність вітрогенератора пропорційна кубу швидкості

вітру, що обумовлює значну нерівномірність генерації. Комбінування сонячної та вітрової генерації дозволяє частково компенсувати цю нерівномірність, оскільки піки сонячної генерації припадають на літній період, тоді як вітрова генерація зазвичай вища у зимові місяці [5].

Дизельні генератори (ДГ) традиційно використовуються як резервне або допоміжне джерело живлення у складі ГЕС. Їх основними перевагами є можливість генерації електроенергії незалежно від погодних умов та висока питома потужність. Однак високі витрати на паливо, шум, викиди та необхідність технічного обслуговування обмежують їх застосування. У сучасних ГЕС дизельний генератор зазвичай використовується лише як аварійне джерело при вичерпанні заряду АКБ та відсутності генерації від ВДЕ [6].

Принцип роботи представленої на рис. 1.3 структурної схеми базується на концепції спільної шини постійного струму (DC-bus) з номінальною напругою 48 В, що виступає центральним вузлом розподілу енергії. Вибір даної архітектури обумовлений можливістю прямої інтеграції відновлюваних джерел енергії та систем накопичення, що дозволяє суттєво знизити кількість каскадів перетворення та підвищити загальний коефіцієнт корисної дії системи.



Рис. 1.3. Структурна схема гібридної енергосистеми

Процес генерації енергії здійснюється за допомогою фотоелектричного масиву та вітрогенераторної установки, які підключені до спільної шини через відповідні перетворювачі. Сонячні панелі взаємодіють із системою через DC/DC-контролер з реалізацією алгоритму пошуку точки максимальної потужності (MPPT), що забезпечує стабілізацію вихідної напруги на рівні 48 В незалежно від інтенсивності сонячного випромінювання. Аналогічну роль виконують перетворювачі вітрогенератора та випрямляч дизель-генератора, які узгоджують параметри генерованого струму з потенціалом шини.

Центральним елементом стабілізації енергетичного балансу є система накопичення енергії на базі акумуляторного блоку (АКБ). Взаємодія АКБ із шиною постійного струму реалізована через двонаправлений DC/DC-перетворювач, режим роботи якого визначається поточним співвідношенням між генерацією та споживанням. Керування режимами заряду та розряду здійснюється інтегрованою системою управління батареями (BMS), яка здійснює безперервний моніторинг параметрів кожної комірки. Використання датчика струму на ефекті Холла (зокрема ACS758) та термісторів дозволяє BMS отримувати прецизійні дані про фізичний стан накопичувача.

Логіка управління системою передбачає обмін даними між BMS та головним контролером через цифрові інтерфейси CAN або RS-485. На основі отриманих значень рівня заряду (SOC) та стану здоров'я (SOH) батареї, система автоматично регулює потоки потужності. У випадку критичних відхилень напруги або температури від номінальних значень, BMS активує апаратні лінії дозволу (EN CHARGE/DISCHARGE), що запобігає деградації акумуляторів.

Розподіл енергії між споживачами відбувається безпосередньо через DC-шину для навантажень постійного струму та через DC/AC-інвертор для живлення споживачів змінного струму. Наявність зв'язку з зовнішньою мережею АС через інвертор дозволяє системі працювати в гібридному режимі, де зовнішня мережа або дизель-генератор задіюються лише при недостатній потужності відновлюваних джерел та досягненні граничного рівня розряду АКБ.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Такий підхід забезпечує максимальну автономність об'єкта та оптимізацію використання ресурсів.

Режими роботи гібридної енергосистеми визначаються поточним балансом генерації та споживання, станом заряду акумуляторних батарей та наявністю підключення до зовнішньої мережі. Основними режимами роботи є: нормальний мережевий режим (генерація від ВДЕ паралельно з мережею), режим піково-збійного згладжування (peak shaving), режим резервного живлення (backup), автономний (ізолюваний) режим, режим продажу надлишків до мережі та режим заряду АКБ від мережі у нічний час за зниженим тарифом [7].

Таблиця 1.1

Порівняння типових конфігурацій гібридних енергосистем

Конфігурація	Потужність, кВт	Переваги	Недоліки	Сфера застосування
PV + АКБ (off-grid)	1–50	Повна автономність, низькі експлуатаційні витрати	Залежність від інсоляції, великий обсяг АКБ	Віддалені об'єкти, дачні будинки
PV + вітро + АКБ (off-grid)	5–100	Комплементарна генерація, підвищена надійність	Висока вартість, складність керування	Фермерські господарства, базові станції
PV + АКБ + мережа (on-grid)	3–50	Зменшення рахунків, резервне живлення	Залежність від мережі, інвестиційні витрати	Приватні домогосподарства, офіси
PV + вітро + ДГ + АКБ	10–500	Максимальна надійність, гнучкість	Найвища складність та вартість	Промислові об'єкти, критична інфраструктура
PV + ДГ + АКБ	5–200	Гарантоване живлення, зменшення витрат палива	Шум та викиди від ДГ	Віддалені селища, будмайданчики
Вітро + АКБ + мережа	10–100	Висока генерація взимку	Низька генерація влітку, шум	Прибережні та степові регіони
PV + мережа (без АКБ)	3–30	Низька вартість, простота	Немає резервування, залежність від мережі	Мережевий зелений тариф
Мікро-ГЕС + PV + АКБ	5–50	Стабільна базова генерація від ГЕС	Обмежена географія, екологічні вимоги	Гірські та передгірські регіони

Як видно з таблиці 1.1, вибір конфігурації ГЕС залежить від конкретних умов застосування, доступних ресурсів та вимог до надійності електропостачання. Для умов Київської області найбільш доцільною є конфігурація PV + вітро + АКБ з підключенням до мережі, яка поєднує переваги відновлюваних джерел із можливістю резервного живлення від мережі [8].

Таблиця 1.2

Основні режими роботи гібридних енергосистем

Режим роботи	Умови переходу	Потоки енергії	Стан АКБ	Пріоритет
Нормальний мережевий	Мережа доступна, ВДЕ генерує	ВДЕ → Навантаження → АКБ → Мережа	Заряд / Підтримка	Високий
Peak shaving	Пікове споживання > порогу	ВДЕ + АКБ → Навантаження	Розряд	Високий
Резервне живлення	Мережа відключена	ВДЕ + АКБ → Навантаження	Розряд	Критичний
Автономний	Мережа недоступна тривалий час	ВДЕ + АКБ + ДГ → Навантаження	Цикл заряд-розряд	Критичний
Нічний заряд	Нічний тариф, SOC < 80%	Мережа → АКБ	Заряд	Низький
Продаж надлишків	Генерація > споживання, SOC = 100%	ВДЕ → Мережа	Повний заряд	Низький
Аварійний	SOC < 10% або перевантаження	Відключення некритичних навантажень	Критично низький	Аварійний
Обслуговування	За розкладом або командою	Мережа → Навантаження	Балансування	Плановий

Таблиця 1.2 демонструє основні режими роботи ГЕС та умови переходу між ними. Ефективне керування переходами між режимами є однією з ключових функцій центрального контролера системи. Особливо важливим є забезпечення безшовного переходу між мережевим та автономним режимами, що вимагає часу перемикання менше 20 мс для запобігання збоям у роботі чутливого обладнання [9].

Важливим аспектом функціонування ГЕС є енергетичний менеджмент — оптимальний розподіл потоків енергії між джерелами, накопичувачем та навантаженням. Стратегії енергетичного менеджменту можуть базуватися на правилах (rule-based), прогнозуванні (predictive), оптимізації (optimization-based) або машинному навчанні. Незалежно від обраної стратегії, система керування зарядом АКБ є критичним компонентом, який визначає ефективність та ресурс найбільш дорогого елемента ГЕС — акумуляторного банку [10].

1.2. Акумуляторні батареї в гібридних системах: типи, характеристики, режими експлуатації

Акумуляторні батареї є ключовим компонентом гібридних енергосистем, що забезпечує буферне накопичення електричної енергії для згладжування нерівномірності генерації від ВДЕ та забезпечення безперебійного живлення споживачів. Вибір типу АКБ суттєво впливає на техніко-економічні характеристики всієї системи, включаючи її вартість, ефективність, термін служби та безпеку [11].

Свинцево-кислотні акумулятори (Lead-acid) є найстарішим та найбільш поширеним типом перезаряджуваних батарей. Вони поділяються на акумулятори з рідким електролітом (FLA — Flooded Lead Acid) та герметичні (VRLA — Valve Regulated Lead Acid), які включають AGM (Absorbed Glass Mat) та гелеві типи. Основними перевагами свинцево-кислотних АКБ є низька вартість (100–200 \$/кВт·год), висока надійність, добре вивчена технологія та можливість утилізації. Головними недоліками є низька питома енергія (30–50 Вт·год/кг), обмежений ресурс (300–800 циклів при DOD 50%), велика вага та необхідність обслуговування для FLA типів [12].

Літій-іонні акумулятори (Li-ion) представляють сучасне покоління електрохімічних накопичувачів енергії з високими питомими характеристиками. Серед основних підтипів літій-іонних АКБ виділяють: літій-нікель-марганець-кобальт-оксидні (NMC, LiNiMnCoO_2) — висока питома енергія (150–220

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вт·год/кг), широке застосування в електромобілях та побутовій електроніці; літій-залізо-фосфатні (LFP, LiFePO_4) — підвищена безпека, тривалий ресурс (2000–5000 циклів), стабільна напруга розряду, найкращий вибір для стаціонарних систем накопичення; літій-титанатні (LTO, $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$) — надзвичайно тривалий ресурс (10000+ циклів), швидкий заряд, але низька питома енергія та висока вартість [13].

Нікель-металогідридні акумулятори (NiMH) займають проміжне положення між свинцево-кислотними та літій-іонними за основними характеристиками. Їх питома енергія становить 60–120 Вт·год/кг, ресурс — 500–1000 циклів. NiMH акумулятори мають добру безпеку та працездатність у широкому діапазоні температур, проте характеризуються високим самоозрядом (до 30% на місяць) та ефектом пам'яті. У сучасних ГЕС вони практично витіснені літій-іонними АКБ [14].

Основні параметри, що характеризують акумуляторні батареї, включають:

Номінальна напруга комірки (В) — визначається електрохімічною парою та є базовим параметром для формування батарейного банку. Для LiFePO_4 номінальна напруга становить 3,2 В на комірку.

Ємність (А·год) — кількість електричного заряду, яку АКБ може віддати при розряді від повного заряду до мінімально допустимої напруги. Ємність залежить від струму розряду, температури та ступеня старіння АКБ.

Питома енергія (Вт·год/кг) — відношення запасеної енергії до маси АКБ. Цей параметр визначає масогабаритні характеристики акумуляторного банку.

Ресурс (кількість циклів) — кількість повних циклів заряд-розряд до зниження ємності до 80% від номінальної. Ресурс суттєво залежить від глибини розряду (DOD), температури та струму заряду-розряду.

Глибина розряду (DOD, %) — відсоток ємності, який використовується в кожному циклі. Збільшення DOD призводить до зменшення ресурсу АКБ.

C-rate — відношення струму заряду або розряду до номінальної ємності батареї. Наприклад, для АКБ ємністю 200 А·год, струм $1\text{C} = 200\text{ А}$, $0,5\text{C} = 100\text{ А}$.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Саморозряд (%/місяць) — втрата заряду при зберіганні без навантаження.
Для LiFePO₄ саморозряд становить менше 3% на місяць.

Таблиця 1.3

Порівняльні характеристики типів АКБ

Параметр	Lead-acid (AGM)	Li-ion NMC	LiFePO ₄	NiMH
Номінальна напруга комірки, В	2,0	3,6–3,7	3,2	1,2

Закінчення таблиці 1.3.

Питома енергія, Вт·год/кг	30–50	150–220	90–160	60–120
Ресурс, циклів (при DOD 80%)	300–500	800–1500	2000–5000	500–1000
Допустимий DOD, %	30–50	80–90	80–95	60–80
Діапазон робочих температур, °С	-20...+50	-20...+60	-20...+60	-20...+50
Саморозряд, %/місяць	3–5	2–3	1–3	15–30
Ефективність заряд-розряд, %	80–85	95–98	95–98	80–90
Вартість, \$/кВт·год	100–200	200–400	250–500	300–600
Час повного заряду, год	6–8	2–4	1–3	4–6
Необхідність обслуговування	Так (FLA)/Ні (AGM)	Ні	Ні	Ні

Аналіз даних таблиці 1.3 свідчить, що LiFePO₄ акумулятори є оптимальним вибором для стаціонарних ГЕС завдяки поєднанню тривалого ресурсу, високої безпеки, широкого діапазону допустимого DOD та відсутності необхідності обслуговування. Незважаючи на дещо вищу початкову вартість порівняно зі свинцево-кислотними АКБ, вартість одного циклу заряд-розряду для LiFePO₄ значно нижча завдяки ресурсу в 5–10 разів більшому [15].

Фактори, що впливають на ресурс акумуляторних батарей, мають вирішальне значення для проектування системи керування зарядом. Температура є одним із найбільш критичних факторів. При підвищенні температури на кожні 10°C вище оптимальної (25°C) ресурс АКБ скорочується

приблизно вдвічі відповідно до рівняння Арреніуса. При занадто низьких температурах (нижче 0°C) значно зростає внутрішній опір, зменшується доступна ємність та зростає ризик осадження літію на аноді при заряді [16].

Глибина розряду (DOD) безпосередньо впливає на кількість доступних циклів. Для LiFePO₄ при DOD = 100% ресурс становить приблизно 2000 циклів, при DOD = 80% — близько 3000 циклів, а при DOD = 50% — до 5000 циклів. Обмеження DOD діапазоном 20–90% (тобто робочий DOD = 70%) забезпечує оптимальний баланс між використовуваною ємністю та ресурсом батареї [17].

Струм заряду (C-rate) також суттєво впливає на деградацію АКБ. Заряд високими струмами (вище 1C) призводить до підвищеного нагрівання, нерівномірного розподілу літію в електродах та прискореного старіння. Для LiFePO₄ рекомендований струм заряду становить 0,3–0,5C, максимально допустимий — 1C [18].

Перезаряд та переразряд є найбільш небезпечними режимами для будь-якого типу АКБ. Перезаряд літій-іонних батарей може призвести до розкладання електроліту, виділення газів, підвищення тиску всередині комірки та, у критичних випадках, до теплового розгону (thermal runaway) з можливим загорянням. Глибокий розряд нижче мінімально допустимої напруги спричиняє незворотні хімічні процеси, корозію мідного колектора аноду та швидку втрату ємності [19].

Основні режими заряду акумуляторних батарей включають: заряд постійним струмом (CC — Constant Current), заряд постійною напругою (CV — Constant Voltage) та комбінований метод CC/CV. Метод CC передбачає заряд стабілізованим струмом до досягнення верхнього порогу напруги. Метод CV підтримує постійну напругу на клеммах АКБ, при цьому струм заряду поступово зменшується. Комбінований метод CC/CV є найбільш поширеним і ефективним: на першій стадії заряд здійснюється постійним струмом (зазвичай 0,5C) до досягнення максимальної напруги (3,65 В/комірку для LiFePO₄), після чого

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

система переходить до стадії постійної напруги, де струм зменшується до порогу завершення заряду (зазвичай 0,05C) [20].

1.3. Існуючі методи та алгоритми керування зарядом АКБ

Система керування зарядом акумуляторних батарей (рис1.4) (BMS — Battery Management System) є комплексом апаратних та програмних засобів, що забезпечують оптимальне та безпечне функціонування АКБ у складі енергосистеми. Основними функціями BMS є: моніторинг стану батареї (напруга, струм, температура кожної комірки), оцінювання рівня заряду (SOC) та стану здоров'я (SOH), керування процесом заряду-розряду, балансування комірок, захист від аварійних режимів та ведення журналу параметрів для діагностики [21].

Узагальнену характеристику системи керування батареєю (BMS) з точки зору її основних функцій, алгоритмів заряджання та методів балансування наведено на рисунку 1.4.

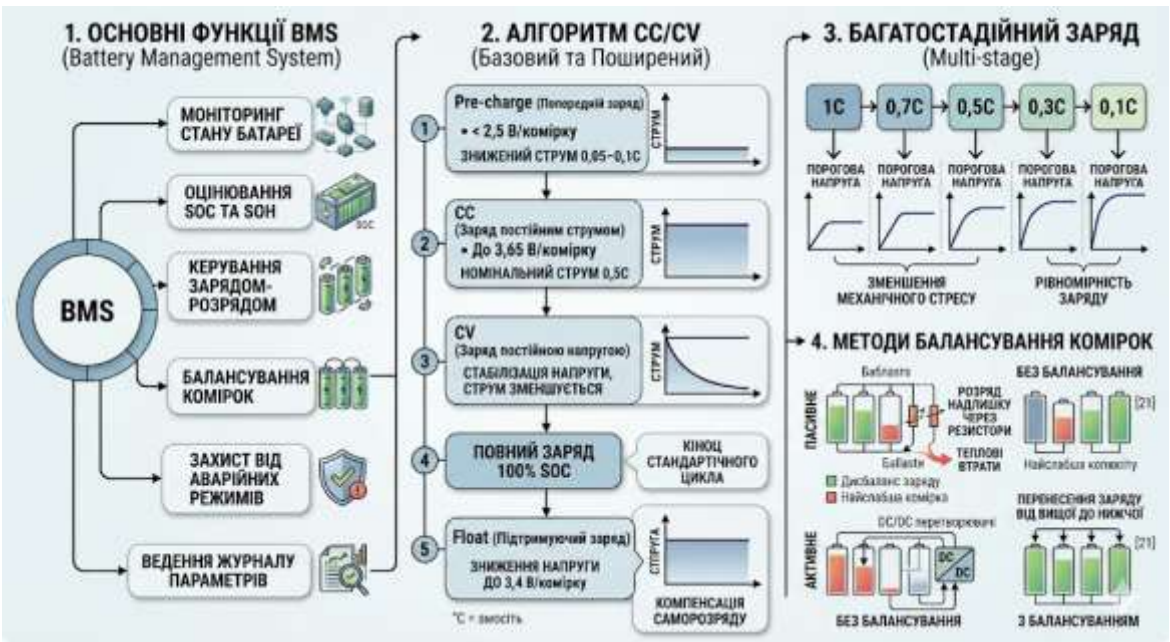


Рис. 1.4. Основні функції BMS, алгоритм CC/CV заряджання, багатостадійний заряд та методи балансування комірок.

Блок 1 – Основні функції BMS. Відповідно до рисунка 1.4, BMS виконує шість ключових функцій: моніторинг стану батареї (напруга, струм, температура); оцінювання SOC та SOH; керування зарядом-розрядом; балансування комірок; захист від аварійних режимів (перенапруга, перегрів, короткий замикання, глибокий розряд); ведення журналу параметрів для діагностики та прогнозування ресурсу. Ці функції реалізуються апаратно-програмними засобами BMS і визначають вимоги до її елементної бази та алгоритмічного забезпечення.

Блок 2 – Алгоритм CC/CV (базовий і поширений). На рисунку 1.4 показано п'ять послідовних етапів стандартного циклу заряджання LiFePO_4 батареї:

- етап 1 – Pre-charge (попередній заряд): застосовується при напрузі комірки нижче 2,5 В, зниженим струмом 0,05–0,1С для безпечного відновлення глибоко розряджених комірок;
- етап 2 – CC (заряд постійним струмом): основний етап заряджання номінальним струмом 0,5С до досягнення напруги 3,65 В/комірку; забезпечує швидке накопичення основної частини енергії;
- етап 3 – CV (заряд постійною напругою): стабілізація напруги на рівні 3,65 В/комірку при поступовому зменшенні струму; завершується при спаданні струму до порогового значення 0,02–0,05С;
- етап 4 – Повний заряд 100% SOC: кінець стандартного циклу заряджання;
- етап 5 – Float (підтримуючий заряд): зниження напруги до 3,4 В/комірку для компенсації саморозряду в режимі зберігання або резервного живлення.

Блок 3 – Багатостадійний заряд (Multi-stage). З метою зменшення механічного стресу на електроди та забезпечення рівномірності заряду застосовується ступінчасте зниження струму заряджання: $1\text{C} \rightarrow 0,7\text{C} \rightarrow 0,5\text{C} \rightarrow 0,3\text{C} \rightarrow 0,1\text{C}$. На кожному ступені алгоритм підтримує постійний струм до досягнення порогової напруги, після чого знижує його до наступного рівня. Такий підхід дозволяє зменшити тепловиділення, знизити поляризаційні ефекти

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

і рівномірніше розподілити заряд між осередками батареїного блоку, що позитивно впливає на цикловий ресурс LiFePO₄ батареї [XX].

Блок 4 – Методи балансування комірок. Рисунок 1.3 ілюструє два принципово різних підходи до балансування: пасивне та активне. При пасивному балансуванні надлишкова енергія «найбільш зарядженої» комірки розсіюється через баластні резистори у вигляді тепла; метод відрізняється простотою реалізації, але супроводжується тепловими втратами. При активному балансуванні енергія передається від більш зарядженої комірки до менш зарядженої через DC/DC-перетворювачі; метод є енергетично ефективнішим, але потребує складнішої схемотехніки та більших витрат на реалізацію. Вибір методу балансування суттєво впливає на ефективність BMS і враховується при проектуванні системи керування зарядом.

Метод CC/CV (Constant Current / Constant Voltage) є базовим та найбільш поширеним алгоритмом заряду літій-іонних акумуляторів. Процес заряду за цим методом складається з трьох стадій:

Стадія 1 — Pre-charge (попередній заряд): якщо напруга на АКБ нижча за мінімальний поріг (зазвичай 2,5 В/комірку для LiFePO₄), заряд здійснюється знизеним струмом (0,05–0,1C) до досягнення мінімальної робочої напруги. Ця стадія необхідна для безпечного відновлення глибоко розряджених батареї.

Стадія 2 — CC (заряд постійним струмом): основна стадія заряду, на якій струм підтримується на рівні номінального значення (зазвичай 0,5C для стаціонарних систем). Напруга на клеммах АКБ поступово зростає від поточного рівня до верхнього порогу (3,65 В/комірку). На цій стадії відбувається основна частина заряду — від 20% до 80% SOC.

Стадія 3 — CV (заряд постійною напругою): після досягнення верхнього порогу напруги система переходить до режиму стабілізації напруги. Зарядний струм поступово зменшується за експоненціальним законом. Заряд завершується при знизенні струму до порогу відключення (0,02–0,05C). На цій стадії SOC збільшується від ~80% до 100%.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додатково може застосовуватися стадія Float (підтримуючий заряд): після повного заряду напруга знижується до рівня підтримки (3,4 В/комірку для LiFePO₄) для компенсації саморозряду при тривалому зберіганні [22].

Багатостадійний заряд (Multi-stage charging) є вдосконаленням базового CC/CV методу, що включає декілька ступенів зниження зарядного струму. Наприклад, п'ятиступеневий алгоритм може включати: $1C \rightarrow 0,7C \rightarrow 0,5C \rightarrow 0,3C \rightarrow 0,1C$ з відповідними пороговими напругами. Такий підхід зменшує механічний стрес електродів та покращує рівномірність заряду, що позитивно впливає на ресурс АКБ [23].

Важливою функцією BMS є балансування комірок (Cell Balancing). У послідовно з'єднаних комірках через відмінності у внутрішньому опорі, ємності та саморозряді виникає дисбаланс заряду. Без балансування найслабша комірка обмежує ємність всього банку та піддається підвищеному навантаженню. Пасивне балансування реалізується шляхом розряду комірок з підвищеною напругою через баластні резистори. Активне балансування передбачає перенесення заряду від комірок з вищою напругою до комірок з нижчою за допомогою DC/DC перетворювачів або конденсаторів. Пасивне балансування є простішим та дешевшим, але менш ефективним, оскільки надлишкова енергія розсіюється у вигляді тепла [24].

Оцінювання стану заряду (SOC — State of Charge) є однією з найважливіших функцій BMS. SOC визначає відношення поточного заряду АКБ до її номінальної ємності, виражене у відсотках. Точне оцінювання SOC необхідне для правильного керування зарядом-розрядом, запобігання перезаряду та переразряду, а також для інформування користувача про залишковий ресурс [25].

Метод підрахунку кулонів (Coulomb counting) є найпростішим та найбільш поширеним методом оцінювання SOC. Він базується на інтегруванні струму заряду-розряду за часом: $SOC(t) = SOC(t_0) - (1/Q_{nom}) \cdot \int I(\tau) d\tau$, де Q_{nom} — номінальна ємність, I — струм (додатний при розряді). Основними недоліками

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

методу є накопичення похибки інтегрування з часом, необхідність точного вимірювання струму та знання початкового значення SOC [25].

Метод напруги розімкненого кола (OCV — Open Circuit Voltage) базується на залежності напруги спокою АКБ від рівня заряду. Після тривалого періоду спокою (зазвичай 2–4 години для LiFePO₄) напруга на клеммах стабілізується та відповідає певному рівню SOC. Для LiFePO₄ акумуляторів OCV-SOC крива є відносно пологою у середній частині (SOC 20–80%), що ускладнює точне оцінювання SOC в цьому діапазоні. Метод OCV зазвичай використовується для корекції початкового значення SOC та періодичної калібрації [26].

Фільтр Калмана (Kalman Filter, KF) та його модифікації (розширений фільтр Калмана — EKF, сигма-точковий фільтр — UKF) є найбільш точними методами оцінювання SOC. Фільтр Калмана об'єднує математичну модель АКБ з результатами вимірювань, оптимально зважуючи прогноз моделі та виміряні дані з урахуванням їх невизначеностей. Для реалізації EKF необхідна еквівалентна схема АКБ (наприклад, модель Тевеніна) та її параметри при різних SOC. Точність оцінювання SOC за допомогою EKF може досягати $\pm 1\text{--}2\%$, однак метод потребує значних обчислювальних ресурсів [27].

Таблиця 1.4

Порівняння методів оцінювання SOC

Метод	Точність	Обчислювальна складність	Переваги	Недоліки
Coulomb counting	$\pm 5\text{--}10\%$	Низька	Простота реалізації, безперервне оцінювання	Накопичення похибки, потреба у калібрації
OCV метод	$\pm 3\text{--}5\%$	Низька	Не потребує інтегрування, точна калібрація	Потребує періоду спокою, плоска крива для LFP
Розширений ФК (EKF)	$\pm 1\text{--}3\%$	Висока	Висока точність, адаптивність	Складність налаштування, потреба у моделі
UKF	$\pm 1\text{--}2\%$	Дуже висока	Краща точність для нелінійних систем	Найвища обчислювальна складність
Нейронна мережа	$\pm 1\text{--}3\%$	Висока (навчання)	Не потребує фізичної моделі	Потребує великого обсягу даних, перенавчання

Комбінований CC+OCV	$\pm 3-5\%$	Низька	Компроміс точності та простоти	Точність нижча за ФК, потребує корекції
Імпедансний	$\pm 3-5\%$	Середня	Може оцінювати SOH та SOC	Потребує спеціальних вимірювань
Таблиця перетворення V-SOC	$\pm 5-15\%$	Мінімальна	Найпростіший метод	Низька точність під навантаженням

Оцінювання стану здоров'я (SOH — State of Health) характеризує ступінь деградації АКБ відносно нових. SOH визначається як відношення поточної фактичної ємності до номінальної: $SOH = Q_{actual}/Q_{nom} \times 100\%$. При зниженні SOH до 80% батарея вважається такою, що вичерпала свій ресурс для даного застосування. Методи оцінювання SOH включають відстеження зниження ємності, аналіз зростання внутрішнього опору, моніторинг зміни параметрів OCV-SOC кривої та аналіз імпедансних характеристик [28].

Висновки до розділу 1.

Аналіз методів керування зарядом, алгоритмів BMS і методів визначення SOC/SOH дозволяє сформулювати такі висновки, які використовуються при розробці системи керування у розділах 2 і 3:

1. Для гібридних енергосистем з LiFePO₄ батареями найбільш доцільним є багатоступеневий алгоритм заряджання CCCV з обмеженням робочого діапазону SOC 20–90%, що забезпечує цикловий ресурс 3000–3500 циклів порівняно з 500–800 при роботі в повному діапазоні DOD.
2. BMS має реалізовувати повний набір функцій: моніторинг, оцінювання SOC/SOH, керування DC/DC-перетворювачем, пасивне балансування комірок, захист та ведення журналу параметрів.
3. Для оцінювання SOC у BMS на базі мікроконтролера середнього класу (STM32F407) доцільно застосовувати комбінований метод CCOCV –

Coulomb counting з корекцією по OCV, що забезпечує похибку 3–5% при прийнятній обчислювальній складності.

4. Контроль SOH слід здійснювати шляхом відстеження фактичної ємності та внутрішнього опору батареї з порогом заміни $\text{SOH} < 80\%$.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ТА ВИБІР СТРУКТУРИ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ЗАРЯДОМ

2.1. Опис цільової гібридної енергосистеми та вимоги до АКБ

Цільова гібридна енергосистема, для якої розробляється система керування зарядом акумуляторних батарей, призначена для електропостачання локального споживача агропромислового або комунального призначення з типовим добовим споживанням електроенергії 8–14 кВт·год. До складу системи входять фотоелектричний масив встановленою потужністю 10 кВт, вітрогенератор потужністю 5 кВт, резервний дизельний генератор потужністю 5 кВт, акумуляторний блок на основі LiFePO₄ батарей ємністю 200 А·год та підсистема підключення до мережі змінного струму 220/380 В, 50 Гц. Система працює в режимі grid-interactive: у денний сонячний час надлишкова енергія від PV-масиву заряджає акумуляторний блок або передається в мережу; у нічний та хмарний час навантаження живиться від АКБ і мережі; при тривалих відключеннях централізованого електропостачання система переходить в автономний режим живлення від ВДЕ та АКБ. Основні параметри цільової гібридної енергосистеми зведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Основні параметри цільової гібридної енергосистеми

Параметр	Значення	Одиниця
Встановлена потужність PV-масиву	10 (25 × 400 Вт)	кВт
Конфігурація PV-масиву	5 рядів × 5 панелей	—
Номінальна потужність вітрогенератора	5	кВт
Потужність резервного ДГ	5	кВт
Номінальна напруга DC-шини	48	В
Робочий діапазон DC-шини	40,0–58,4	В
Номінальна ємність АКБ	200	А·год
Енергоємність АКБ	9,6	кВт·год
Хімія АКБ / конфігурація	LiFePO ₄ / 16S2P	—
Середня добова потреба в енергії	8–14	кВт·год
Середня потужність навантаження	1,7	кВт

Розрахунковий час автономної роботи	8	год
Тип мережі підключення	220/380 В, 50 Гц	—
Параметр	Значення	Одиниця
Режим роботи	grid-interactive	—
Розрахунковий ресурс АКБ	8–10	років
Річне вироблення PV	10 625	кВт·год/рік

Фотоелектричний масив складається з 25 сонячних панелей потужністю 400 Вт кожна, з'єднаних у 5 паралельних рядів по 5 панелей послідовно. Напруга максимальної потужності одного послідовного ряду панелей визначається як:

$$V_{\text{mpp}} = n_s \times V_{\text{mpp},1} = 5 \times 40,0 = 200 \text{ В} \quad (2.1)$$

де $n_s = 5$ – кількість послідовно з'єднаних панелей у ряду; $V_{\text{mpp},1} = 40,0 \text{ В}$ – напруга максимальної потужності однієї панелі.

Загальна встановлена потужність PV-масиву:

$$P_{\text{PV}} = N \times P_{\text{panel}} = 25 \times 400 = 10\,000 \text{ Вт} = 10 \text{ кВт} \quad (2.2)$$

де $N = 25$ – загальна кількість панелей; $P_{\text{panel}} = 400 \text{ Вт}$ – номінальна потужність однієї панелі.

Річна питома інсоляція для м. Київ ($50^\circ 27'$ пн.ш.) складає близько 1250 кВт·год/м^2 на рік [XX]. З урахуванням ККД МРРТ-контролера ($\sim 98\%$) та загального системного коефіцієнта $k_{\text{sys}} = 0,85$, що враховує тіньові ефекти, запилення панелей, температурну деградацію та втрати в з'єднаннях, річне вироблення PV-масиву становить:

$$E_{\text{PV}} = P_{\text{PV}} \times H_{\text{sun}} \times k_{\text{sys}} = 10 \times 1250 \times 0,85 = 10\,625 \text{ кВт·год/рік} \quad (2.3)$$

де $H_{\text{sun}} = 1250 \text{ кВт·год/м}^2$ – річна питома інсоляція на похилу поверхню для широти м. Київ при куті нахилу панелей 35° ; $k_{\text{sys}} = 0,85$ – системний коефіцієнт втрат.

Середньомісячний розподіл виробленої PV-масивом електроенергії протягом року для широти м. Київ наведено на рисунку 2.1.

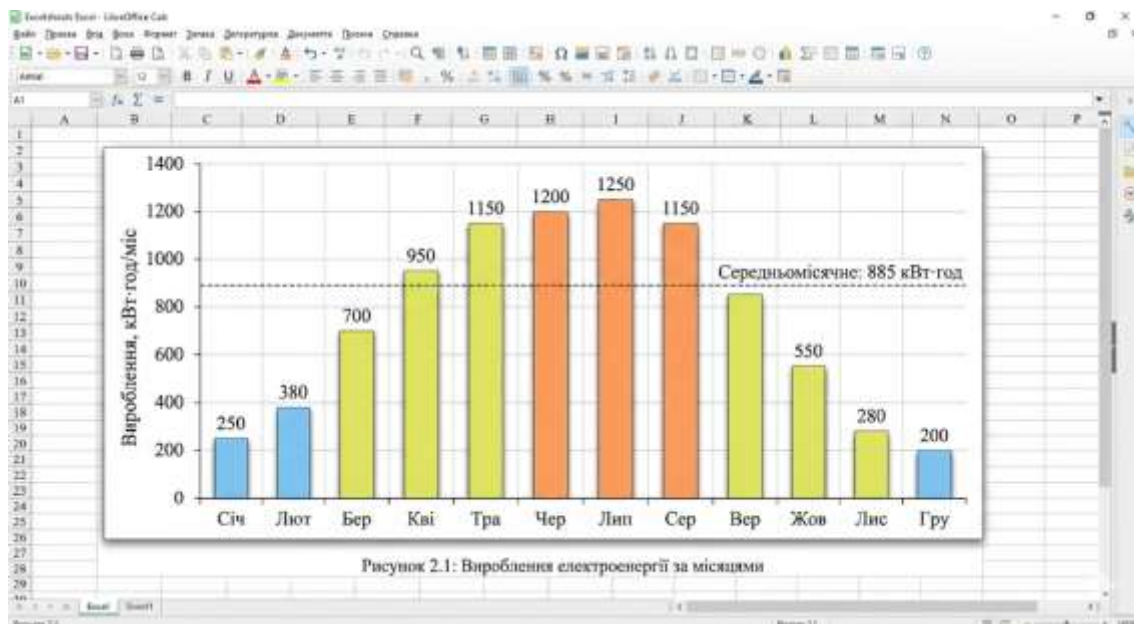


Рис. 2.1. Середньомісячне вироблення електроенергії PV-масивом потужністю 10 кВт (м. Київ, нахил панелей 35°)

Аналіз рисунка 2.1 свідчить про суттєву сезонну нерівномірність сонячної генерації: максимальне вироблення спостерігається в червні–серпні і досягає 1150–1250 кВт·год/міс, тоді як у грудні–січні воно знижується до 200–250 кВт·год/міс, що в 5–6 разів менше від літнього максимуму. Така нерівномірність підтверджує необхідність акумуляторного накопичувача достатньої ємності для забезпечення надійного електропостачання в міжсезонний та зимовий періоди, а також наявності резервного джерела живлення при тривалій хмарній погоді.

До складу системи також входить вітрогенератор номінальною потужністю 5 кВт зі середньорічною швидкістю вітру на майданчику 5–6 м/с. Розрахункова середня механічна потужність вітрогенератора визначається за формулою Беца:

$$P_{\text{wind}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \cdot C_p \quad (2.4)$$

де $\rho = 1,225 \text{ кг/м}^3$ – густина повітря за нормальних умов; R – радіус ротора вітрогенератора, м; $V = 5 \text{ м/с}$ – середньорічна швидкість вітру на майданчику; $C_p = 0,35$ – коефіцієнт використання потужності вітрового колеса.

При кількості годин використання 3500–4500 год/рік річне вироблення вітрогенератора становить орієнтовно 1700–2200 кВт·год/рік, що є суттєвим

доповненням до PV-масиву в осінньо-зимовий період, коли рівень сонячної інсоляції є мінімальним. Резервний дизельний генератор потужністю 5 кВт використовується виключно в режимі аварійного резерву при одночасній відсутності мережевого живлення та критично низькому значенні SOC < 20%, що дозволяє мінімізувати витрати палива та питомі викиди CO₂ в атмосферу.

Типовий добовий профіль навантаження об'єкта та відповідний баланс потужності між джерелами генерації і акумуляторним блоком наведено на рисунку 2.2.

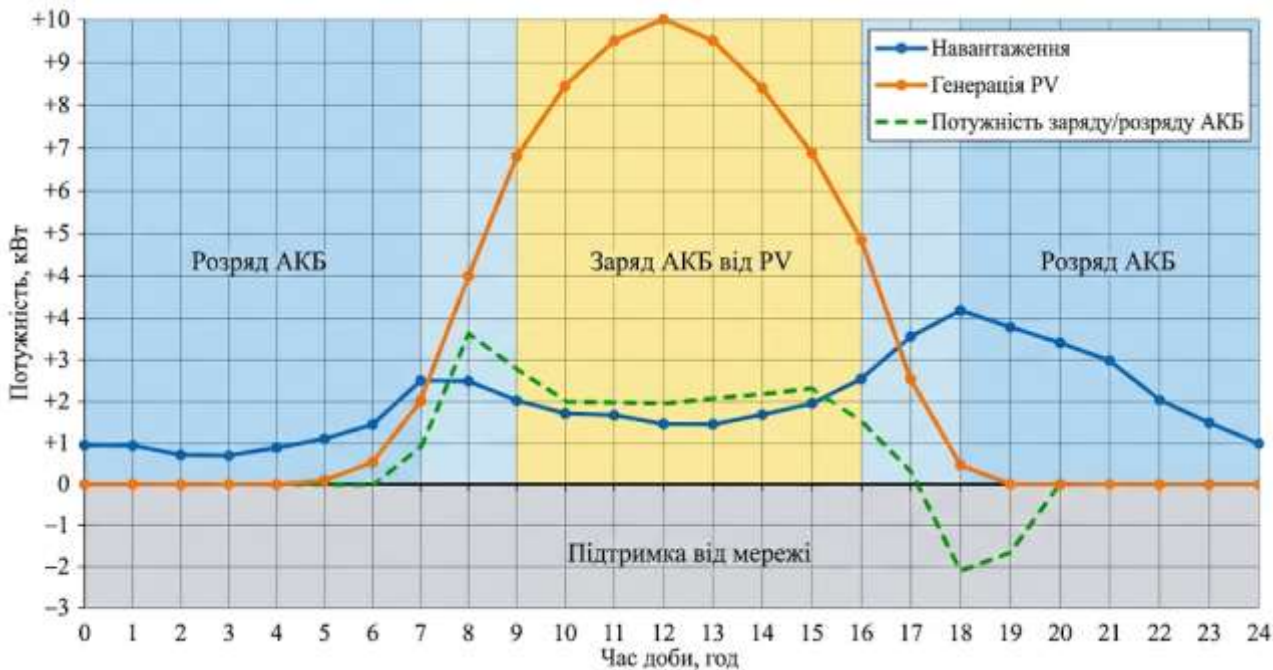


Рис. 2.2. Добовий профіль навантаження та баланс потужності гібридної енергосистеми

Аналіз рисунка 2.2 свідчить про те, що в денний час (9–16 год) генерація PV-масиву суттєво перевищує споживання навантаження, формуючи зону заряджання акумуляторного блоку з надлишком потужності до 6–8 кВт. У вечірній та нічний час (17–07 год) навантаження живиться переважно від АКБ, а при недостатньому рівні заряду – додатково від мережі. Вечірній пік навантаження (18–21 год, до 4,0 кВт) є найбільш критичним з точки зору вимог до системи керування зарядом, оскільки в цей час генерація PV вже відсутня, а акумуляторний блок має забезпечити покриття пікового навантаження при

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

збереженні достатнього резерву ємності на нічний час. Такий характер балансу потужності підтверджує необхідність ефективного алгоритму керування зарядом, який забезпечує оптимальне використання ємності АКБ без виходу за межі допустимого діапазону SOC 20–90%.

Розрахунок необхідної ємності акумуляторного блоку виконується виходячи з добової потреби в енергії в автономному режимі. При середній потужності навантаження $P_{avg} = 1,7$ кВт та розрахунковій тривалості автономної роботи $t_{auto} = 8$ год добова потреба в енергії від АКБ становить:

$$E_{batt} = \frac{P_{avg} \times t_{auto}}{DOD} = \frac{1,7 \times 8}{0,7} = 19,4 \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (2.5)$$

де $P_{avg} = 1,7$ кВт – середня потужність навантаження в автономному режимі; $t_{auto} = 8$ год – розрахункова тривалість автономної роботи без підзарядки від мережі або PV; $DOD = 0,7$ – допустима глибина розряду LiFePO₄ при забезпеченні ресурсу не менше 3000 циклів, що обґрунтовано в підрозділі 1.2.

Необхідна ємність акумуляторного блоку при номінальній напрузі DC-шини 48 В:

$$C_{batt} = \frac{E_{batt} \times 1000}{U_{nom}} = \frac{19,4 \times 1000}{48} \approx 200 \text{ А} \cdot \text{год} \quad (2.6)$$

де $U_{nom} = 48$ В – номінальна напруга акумуляторного блоку на DC-шині системи.

На основі порівняльного аналізу типів АКБ, проведеного в підрозділі 1.2, для акумуляторного блоку обрано LiFePO₄ комірки у конфігурації 16S2P – 16 комірок послідовно та 2 паралельні гілки по 100 А·год кожна. Номінальна напруга блоку:

$$U_{nom} = n_s \times U_{cell} = 16 \times 3,2 = 51,2 \text{ В} \quad (2.7)$$

де $n_s = 16$ – кількість послідовно з'єднаних LiFePO₄ комірок; $U_{cell} = 3,2$ В – номінальна напруга однієї комірки.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Робочий діапазон напруги акумуляторного блоку визначається мінімально та максимально допустимою напругою окремої LiFePO_4 комірки:

$$U_{\min} = n_s \times U_{\text{cell},\min} = 16 \times 2,5 = 40,0 \text{ В (2.8)}$$

$$U_{\max} = n_s \times U_{\text{cell},\max} = 16 \times 3,65 = 58,4 \text{ В (2.9)}$$

де $U_{\text{cell},\min} = 2,5 \text{ В}$ – мінімально допустима напруга LiFePO_4 комірки;
 $U_{\text{cell},\max} = 3,65 \text{ В}$ – максимально допустима напруга LiFePO_4 комірки при заряджанні.

Загальна енергоємність акумуляторного блоку:

$$W_{\text{batt}} = U_{\text{nom}} \times C_{\text{batt}} = 51,2 \times 200 = 9,6 \text{ кВт·год (2.10)}$$

де $U_{\text{nom}} = 51,2 \text{ В}$ – номінальна напруга блоку; $C_{\text{batt}} = 200 \text{ А·год}$ – номінальна ємність блоку.

Корисна ємність акумуляторного блоку при обмеженні $\text{DOD} = 70\%$ (робочий діапазон SOC 20–90%):

$$W_{\text{useful}} = W_{\text{batt}} \times \text{DOD} = 9,6 \times 0,7 = 6,72 \text{ кВт·год (2.11)}$$

де $W_{\text{batt}} = 9,6 \text{ кВт·год}$ – повна енергоємність блоку; $\text{DOD} = 0,7$ – прийнята допустима глибина розряду.

Вплив глибини розряду на цикловий ресурс LiFePO_4 акумуляторного блоку наведено на рисунку 2.3.

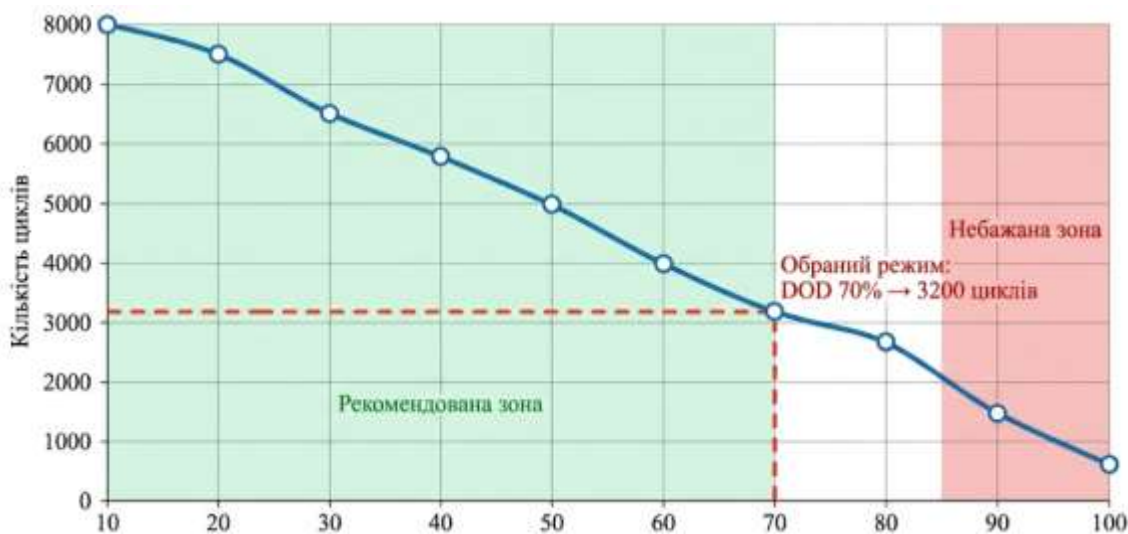


Рис. 2.3. Залежність циклового ресурсу LiFePO_4 батареї від глибини розряду DOD

З рисунка 2.3 видно, що залежність циклового ресурсу LiFePO_4 від глибини розряду є суттєво нелінійною та спадаючою: при збільшенні DOD з 20% до 100% кількість циклів до досягнення критичного значення $\text{SOH} = 80\%$ знижується з 7000–7500 до 500–800 циклів. Найбільш різке падіння ресурсу спостерігається в діапазоні DOD 70–100%, де кожні додаткові 10% глибини розряду призводять до зменшення ресурсу на 500–1500 циклів. Зменшення DOD з 100% до 70% дозволяє збільшити цикловий ресурс у 4–5 разів – з 500–800 до 3000–3500 циклів, що при щоденному режимі роботи відповідає збільшенню строку служби батареї з 1,5–2 до 8–10 років. Подальше зменшення DOD нижче 70% дає приріст ресурсу, однак одночасно зменшує корисну ємність батареї, що є економічно недоцільним для цільової системи. Саме тому значення $\text{DOD} = 70\%$ (робочий діапазон SOC 20–90%) є оптимальним компромісом між ресурсом і корисною ємністю акумуляторного блоку та є однією з ключових вимог до алгоритму керування зарядом, що реалізується в системі BMS.

Основні параметри обраного акумуляторного блоку LiFePO_4 зведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Основні параметри акумуляторного блоку LiFePO_4 (16S2P)

Параметр	Значення	Одиниця
Хімія	LiFePO_4	—
Конфігурація блоку	16S2P	—
Номінальна напруга блоку	51,2 ($16 \times 3,2$)	В
Мінімальна напруга блоку	40,0 ($16 \times 2,5$)	В
Максимальна напруга блоку	58,4 ($16 \times 3,65$)	В
Діапазон напруги однієї комірки	2,5–3,65	В
Номінальна ємність блоку	200	А·год
Енергоємність блоку	9,6	кВт·год
Максимальний струм заряду (0,5С)	100	А
Максимальний струм розряду (1С)	200	А
Робочий діапазон SOC	20–90	%
Корисна ємність при DOD 70%	140 А·год / 6,72 кВт·год	—
Розрахунковий ресурс при DOD 70%	≥ 3000	циклів
Відповідний строк служби	8–10	років
Робочий діапазон температур заряду	0...+45	°С
Робочий діапазон температур розряду	–10...+45	°С
ККД циклу заряд-розряд	≥ 97	%
Маса акумуляторного блоку (орієнт.)	55–65	кг

На основі визначених параметрів цільової гібридної енергосистеми (таблиця 2.1) та обраного акумуляторного блоку LiFePO_4 з номінальною напругою 48 В і ємністю 200 А·год (таблиця 2.2) у підрозділі 2.2 формулюються детальні технічні вимоги до системи керування зарядом батареї. Ці вимоги охоплюють допустимий діапазон SOC (20–90%), граничні значення напруги комірок (2,5–3,65 В), максимальний струм заряду (100 А, 0,5С), максимальний струм розряду (200 А, 1С), діапазон робочих температур (–10...+45°C), вимоги до точності оцінювання SOC (не гірше 3–5%), алгоритм багатоступеневого заряджання CCCV з етапами Pre-charge, CC, CV та Float, захисні функції BMS від перенапруги, глибокого розряду, надструму та перегріву, а також інтерфейси зв'язку CAN 2.0B та RS-485 для передачі даних про стан батареї до контролера верхнього рівня гібридної енергосистеми. Сукупність цих вимог є вихідними даними для вибору структурної схеми BMS та розробки алгоритмів керування в розділі 3.

2.2. Формулювання вимог до системи керування зарядом

Система керування зарядом акумуляторних батарей (BMS) є центральним функціональним вузлом гібридної енергосистеми, що безпосередньо визначає ресурс, безпеку та енергетичну ефективність акумуляторного блоку. На основі аналізу параметрів цільової гібридної енергосистеми (підрозділ 2.1), характеристик обраного акумуляторного блоку LiFePO_4 16S2P (таблиця 2.2) та огляду сучасних методів керування зарядом і визначення SOC (підрозділ 1.3) сформульовано повний перелік технічних вимог до системи керування зарядом, який охоплює п'ять основних груп: вимоги до алгоритму заряджання, вимоги до оцінювання стану батареї, вимоги до захисних функцій, вимоги до апаратної реалізації та вимоги до інтерфейсів зв'язку.

Вимоги до алгоритму заряджання. Алгоритм заряджання має реалізовувати багатоступеневий метод CCCV з чотирма послідовними етапами: попереднє заряджання (Pre-charge), заряджання постійним струмом (CC),

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

заряджання постійною напругою (CV) та підтримуючий заряд (Float). Робочий діапазон SOC акумуляторного блоку в процесі заряджання має обмежуватися значеннями 20–90%, що відповідає DOD = 70% і забезпечує розрахунковий ресурс не менше 3000 циклів (рисунки 2.3). Струм заряджання на етапі CC має становити $0,5C = 100 \text{ А}$ при номінальній ємності блоку 200 А·год. Напруга відсічення на етапі CC – 58,4 В ($16 \times 3,65 \text{ В}$). На етапі CV напруга стабілізується на рівні 58,4 В, а заряджання завершується при зниженні струму до порогового значення $0,05C = 10 \text{ А}$. Підтримуючий заряд Float реалізується при напрузі 54,4 В ($16 \times 3,40 \text{ В}$) для компенсації саморозряду в режимі очікування. При виявленні напруги будь-якої комірки нижче 2,5 В система має автоматично переходити в режим попереднього заряджання зниженим струмом $0,05\text{--}0,1C = 10\text{--}20 \text{ А}$ для безпечного відновлення глибоко розряджених комірок. Алгоритм заряджання має враховувати температурну корекцію граничної напруги відповідно до залежності:

$$V_{\max}(T) = V_{\max,25} + K_V \times (T - 25) \quad (2.12)$$

де $V_{\max,25} = 58,4 \text{ В}$ – максимальна напруга блоку при температурі 25°C; $K_V = -3 \text{ мВ/}^\circ\text{С}$ – температурний коефіцієнт напруги для LiFePO₄; T – поточна температура батареї, °C.

При температурі нижче 0°C заряджання має бути заблоковане, оскільки літєві батареї не допускають заряджання при від'ємних температурах через ризик утворення металічного літію на поверхні аноду та незворотного пошкодження комірок.

Вимоги до оцінювання стану батареї. Система має забезпечувати безперервне оцінювання стану заряду SOC з похибкою не більше 3–5% у робочому діапазоні SOC 20–90%. Для досягнення заданої точності застосовується комбінований метод CCOCV: основний метод – Coulomb counting з кроком інтегрування 0,1 с, корекція SOC по OCV – при виявленні стаціонарного режиму (струм менше 1 А протягом не менше 30 хв). Система має також забезпечувати оцінювання стану «здоров'я» SOH шляхом відстеження фактичної

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ємності батареї за повними циклами заряду-розряду та моніторингу внутрішнього опору комірок. Граничне значення SOH для сигналізації про необхідність обслуговування або заміни батареї – 80% від номінальної ємності. Напруга кожної з 16 комірок має вимірюватися з точністю не гірше 3 мВ, струм батарейного блоку – з точністю не гірше 0,5% від повної шкали (± 200 А), температура – з точністю не гірше 1°C у діапазоні $-20...+70^{\circ}\text{C}$.

Вимоги до захисних функцій. Система керування зарядом має реалізовувати повний комплекс захистів акумуляторного блоку від аварійних режимів. Захист від перенапруги комірки спрацьовує при досягненні напруги будь-якої комірки значення 3,65 В з витримкою часу не більше 20 мс. Захист від глибокого розряду комірки спрацьовує при зниженні напруги будь-якої комірки до 2,5 В. Захист від надструму заряду спрацьовує при перевищенні струмом значення 120 А ($1,2 \times I_{\text{charge,max}}$) з витримкою часу не більше 1 с. Захист від надструму розряду спрацьовує при перевищенні струмом значення 300 А ($1,5 \times I_{\text{discharge,max}}$) з витримкою часу не більше 100 мс. Захист від перегріву спрацьовує при досягненні температури будь-якого термодатчика значення 55°C з попередньою сигналізацією при 45°C . Захист від переохолодження блокує заряджання при температурі нижче 0°C та повністю відключає батарею при температурі нижче -10°C . При спрацюванні будь-якого захисту система переходить у стан FAULT з відключенням силових контакторів та передачею відповідного аварійного повідомлення по інтерфейсу CAN.

Вимоги до апаратної реалізації. Мікроконтролер системи керування має забезпечувати виконання алгоритму керування зарядом із циклом опитування датчиків не більше 100 мс, реалізацію ПД-регуляторів струму та напруги для керування DC-DC перетворювачем із частотою широтно-імпульсної модуляції не менше 50 кГц, обчислення SOC методом Coulomb counting із кроком 0,1 с та корекцію SOC по OCV. Вимірювальний тракт напруги комірок має забезпечувати роздільну здатність не гірше 1 мВ та точність не гірше 3 мВ у діапазоні 2,0–4,2 В на комірку. Датчик струму має забезпечувати вимірювання в

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

діапазоні ± 200 А з точністю не гірше 0,5% та часом відгуку не більше 1 мкс для реалізації захисту від короткого замикання. DC-DC перетворювач типу buck-boost має забезпечувати потужність заряду до 5 кВт у діапазоні вхідних напруг 40–58,4 В при ККД не менше 97%. Система має зберігати працездатність у діапазоні температур навколишнього середовища $-20...+60^{\circ}\text{C}$ та мати ступінь захисту оболонки не нижче IP54 для монтажу в технічних приміщеннях.

Вимоги до інтерфейсів зв'язку. Система керування має підтримувати інтерфейс CAN 2.0В зі швидкістю передачі даних 500 кбіт/с для обміну даними з контролером верхнього рівня гібридної енергосистеми в реальному часі. Мінімальний набір параметрів, що передаються по CAN: SOC (%), SOH (%), напруга батарейного блоку (В), струм (А), максимальна та мінімальна температура ($^{\circ}\text{C}$), стан системи та код аварії. Додатково система має підтримувати інтерфейс RS-485 з протоколом Modbus RTU для підключення до систем диспетчеризації та моніторингу. Період передачі основних параметрів по CAN – не більше 100 мс, розширених діагностичних даних (напруга кожної комірки, температура кожного датчика) – не більше 1000 мс.

Зведені технічні вимоги до системи керування зарядом акумуляторних батарей наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3.

Зведені технічні вимоги до системи керування зарядом АКБ

Група вимог	Параметр	Значення	Одиниця
Алгоритм заряджання	Метод заряджання	CCCV (Pre-charge – CC – CV – Float)	—
	Робочий діапазон SOC	20–90	%
	Струм заряду CC (0,5C)	100	А
	Напруга відсічення CC	58,4 (16 × 3,65)	В
	Струм завершення CV (0,05C)	10	А
	Напруга Float	54,4 (16 × 3,40)	В
	Струм Pre-charge (0,05–0,1C)	10–20	А
	Поріг переходу в Pre-charge	< 2,5 В/комірку	В
	Блокування заряду при температурі	< 0	$^{\circ}\text{C}$
Оцінювання стану	Метод визначення SOC	CCOCV (Coulomb counting + OCV)	—
	Точність SOC	$\leq 3-5$	%

Продовження таблиці 2.3.

	Крок оновлення SOC	0,1	с
	Умова корекції по OCV	$I < 1 \text{ А}$ протягом ≥ 30	хв
	Поріг SOH для сигналізації	< 80	%
Вимірювання	Точність вимірювання напруги комірки	≤ 3	мВ
	Діапазон вимірювання напруги комірки	2,0–4,2	В
	Точність вимірювання струму	$\leq 0,5$	%
	Діапазон вимірювання струму	± 200	А
	Точність вимірювання температури	≤ 1	°C
	Діапазон вимірювання температури	-20...+70	°C
Захисні функції	Захист від перенапруги комірки	3,65 / 20 мс	В / мс
	Захист від глибокого розряду комірки	2,5	В
	Захист від надструму заряду	120 / 1000	А / мс
	Захист від надструму розряду	300 / 100	А / мс
	Захист від перегріву (відключення)	55	°C
	Попередня сигналізація перегріву	45	°C
	Захист від переохолодження (заряд)	< 0	°C
Апаратна реалізація	Цикл опитування датчиків	≤ 100	мс
	Частота ШІМ DC-DC перетворювача	≥ 50	кГц
	Потужність DC-DC перетворювача	до 5	кВт
	ККД DC-DC перетворювача	≥ 97	%
	Діапазон вхідних напруг DC-DC	40–58,4	В
	Діапазон робочих температур	-20...+60	°C
	Ступінь захисту оболонки	$\geq \text{IP54}$	—
Інтерфейси зв'язку	Основний інтерфейс	CAN 2.0B	—
	Швидкість CAN	500	кбіт/с
	Додатковий інтерфейс	RS-485 Modbus RTU	—
	Період передачі основних даних	≤ 100	мс
	Період передачі діагностичних даних	≤ 1000	мс

Сформульовані вимоги є вичерпною технічною специфікацією системи керування зарядом акумуляторних батарей для цільової гібридної енергосистеми. На основі цих вимог у підрозділі 2.3 здійснюється вибір структурної схеми BMS та обґрунтування елементної бази системи, що включає мікроконтролер, вимірювальні датчики, DC-DC перетворювач та що включає мікроконтролер, вимірювальні датчики, DC-DC перетворювач та комутаційну

апаратуру (силові контактори та запобіжники), а також обґрунтовується вибір інтерфейсних мікросхем для реалізації каналів зв'язку CAN 2.0B та RS-485.

2.3. Вибір структурної схеми системи керування зарядом

Структурна схема системи керування зарядом акумуляторних батарей розроблена на основі технічних вимог, сформульованих у підрозділі 2.2, і реалізує повний функціональний набір BMS: вимірювання параметрів батарейного блоку, оцінювання SOC та SOH, керування DC-DC перетворювачем заряду, балансування комірок, захист від аварійних режимів та обмін даними з контролером верхнього рівня гібридної енергосистеми. Структурну схему системи керування зарядом наведено на рисунку 2.4.

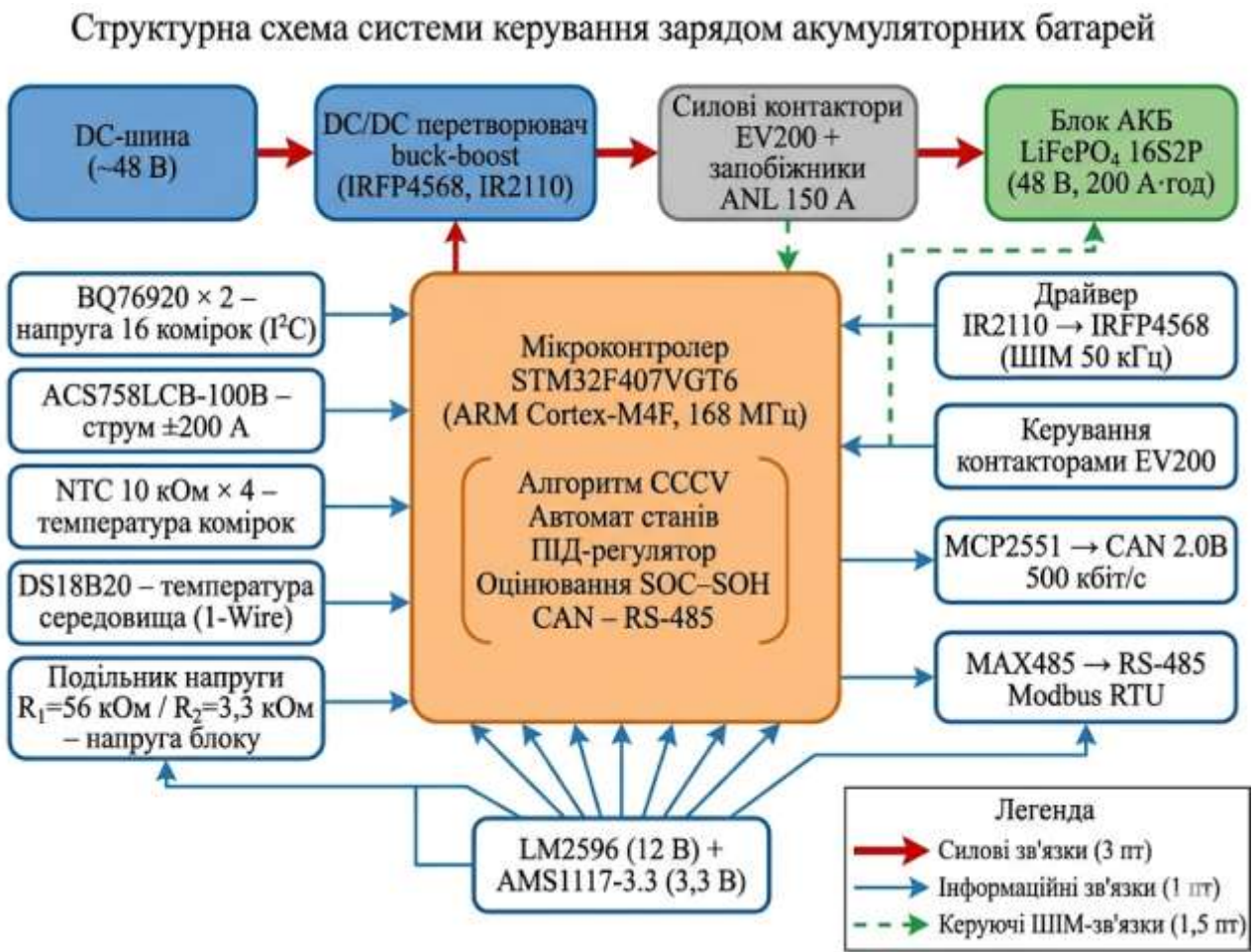


Рис. 2.4. Структурна схема системи керування зарядом акумуляторних батарей гібридної енергосистеми

З рисунка 2.4 видно, що структурна схема BMS реалізована за ієрархічним принципом, де центральним елементом є мікроконтролер STM32F407VGT6, який інтегрує функції вимірювання, обчислення, керування та діагностики. Вимірювальний тракт формується трьома незалежними підсистемами: підсистемою вимірювання напруги комірок на базі мікросхем BQ76920, підсистемою вимірювання струму на базі датчика ACS758LCB-100B та підсистемою вимірювання температури на базі терморезисторів NTC і цифрового датчика DS18B20. Силовий тракт заряджання включає DC-DC перетворювач типу buck-boost на транзисторах IRFP4568 з драйвером затворів IR2110 та силові контактори EV200, які забезпечують гальванічне відключення акумуляторного блоку від DC-шини при спрацюванні захистів.

Вибір елементної бази системи керування зарядом здійснено на основі технічних вимог таблиці 2.3 з урахуванням критеріїв функціональної відповідності, доступності компонентів та співвідношення вартість-якість. Мікроконтролер STM32F407VGT6 на ядрі ARM Cortex-M4F з тактовою частотою 168 МГц і апаратним блоком операцій з плаваючою комою (FPU) обрано як центральний обчислювальний елемент системи, оскільки він забезпечує одночасне виконання алгоритму CCCV, обчислення SOC методом Coulomb counting з апроксимацією OCV(SOC) поліномом п'ятого степеня, реалізацію ПД-регулятора струму та напруги із частотою оновлення 10 кГц, а також формування сигналів ШІМ із частотою 50 кГц через вбудовані таймери TIM1 та TIM8 з підтримкою режиму dead-time. Вбудовані апаратні контролери CAN 2.0B та інтерфейси UART, SPI, I²C дозволяють підключити всю необхідну периферію без додаткових мікросхем-розширювачів.

Для вимірювання напруги 16 послідовно з'єднаних LiFePO₄ комірок застосовано дві мікросхеми BQ76920 виробництва Texas Instruments, з'єднані у стек по диференційній шині. Кожна мікросхема обслуговує до 8 комірок, забезпечуючи роздільну здатність 1 мВ та точність ±3 мВ у діапазоні 1,0–4,8 В на комірку, що відповідає вимозі таблиці 2.3. Вбудована функція пасивного

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

балансування комірок через внутрішні ключі та зовнішні резистори дозволяє реалізувати вирівнювання напруги без додаткових зовнішніх компонентів. Зв'язок з мікроконтролером здійснюється по інтерфейсу I²C з гальванічною ізоляцією між рівнями напруги.

Вимірювання струму заряду-розряду в діапазоні ± 200 А реалізується датчиком ACS758LCB-100В на ефекті Холла, який забезпечує чутливість 20 мВ/А, час відгуку не більше 1 мкс та гальванічну ізоляцію з напругою пробою 2100 В. Вихідний аналоговий сигнал датчика у діапазоні 0,5–4,5 В масштабується резистивним подільником до діапазону 0–3,3 В для підключення до АЦП мікроконтролера, що забезпечує похибку вимірювання струму не більше 0,5% від повної шкали і повністю відповідає вимогам таблиці 2.3. Час відгуку 1 мкс є достатнім для реалізації захисту від короткого замикання з витримкою часу 100 мс.

Вимірювання температури в чотирьох точках акумуляторного блоку здійснюється терморезисторами NTC типоміналом 10 кОм з коефіцієнтом B_{3950} у схемі резистивного подільника з опорним резистором 10 кОм та напругою живлення 3,3 В, що забезпечує точність $\pm 1^\circ\text{C}$ у діапазоні $-10\dots+85^\circ\text{C}$. Для вимірювання температури навколишнього середовища застосовується цифровий датчик DS18B20 з інтерфейсом 1-Wire та точністю $\pm 0,5^\circ\text{C}$. Аналогові сигнали NTC-датчиків оцифровуються 12-розрядним АЦП мікроконтролера, температура розраховується за характеристичним рівнянням Стейнгарта-Харта.

DC-DC перетворювач типу buck-boost реалізований на чотирьох MOSFET-транзисторах IRFP4568PbF у топології повного моста з такими ключовими параметрами: напруга стік-витік $V_{DS} = 150$ В, максимальний струм стоку $I_D = 171$ А, опір відкритого каналу $R_{DS(on)} = 5,9$ мОм при $V_{GS} = 10$ В. Низьке значення $R_{DS(on)}$ забезпечує мінімальні провідникові втрати при струмах заряду до 100 А, що є визначальним чинником для досягнення ККД перетворювача не менше 97%. Керування затворами верхнього та нижнього ключів напівмостового інвертора здійснюється драйвером IR2110, який забезпечує піковий струм

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

затвора до 2 А та формування мертвого часу 200 нс для унеможливлення наскрізного струму. Детальний розрахунок параметрів DC-DC перетворювача наведено в підрозділі 3.2.

Для гальванічного відключення акумуляторного блоку від DC-шини при спрацюванні захистів застосовуються два силових контактори TE Connectivity EV200 з номінальним струмом 200 А та допустимою напругою комутації 450 В DC. Контактори розміщуються в колах позитивного та негативного полюсів батарейного блоку і забезпечують час відключення не більше 15 мс при керуванні від мікроконтролера через транзисторний ключ. Додатковий захист від надструму та короткого замикання реалізується запобіжниками ANL номінальним струмом 150 А, встановленими послідовно з контакторами. Реалізація інтерфейсів зв'язку здійснюється мікросхемами MCP2551 (фізичний рівень CAN 2.0B, швидкість до 1 Мбіт/с) та MAX485 (інтерфейс RS-485, протокол Modbus RTU, швидкість 115200 бод). Допоміжне живлення формується імпульсним стабілізатором LM2596 (вихідна напруга 12 В) та лінійним стабілізатором AMS1117-3.3 (вихідна напруга 3,3 В).

Перелік основних елементів системи керування зарядом із зазначенням їх кількості та ключових характеристик наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4.

Перелік основних елементів системи керування зарядом АКБ

Елемент	Тип / модель	Кількість	Ключові характеристики
Мікроконтролер	STM32F407VGT6	1	ARM Cortex-M4F, 168 МГц, FPU, 2×CAN 2.0B, 12-розр. АЦП 2,4 MSPS, LQFP-100
Мікросхема вимірювання напруги комірок	BQ76920	2	5–15 комірок, точність ±3 мВ, I ² C, вбудоване балансування
Датчик струму	ACS758LCB-100B	2	±100 А (2 шт. паралельно → ±200 А), 20 мВ/А, ізоляція 2100 В, відгук 1 мкс
Температурний датчик (аналоговий)	NTC 10 кОм, В ₃₉₅₀	4	–40...+125°C, точність ±1°C, резистивний подільник 3,3 В

Продовження таблиці 2.4.

Температурний датчик (цифровий)	DS18B20	1	$-55...+125^{\circ}\text{C}$, точність $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$, інтерфейс 1-Wire
MOSFET-транзистор DC-DC	IRFP4568PbF	4	$V_{DS} = 150\text{ В}$, $I_D = 171\text{ А}$, $R_{DS(on)} = 5,9\text{ мОм}$, $Q_g = 150\text{ нКл}$
Драйвер затворів	IR2110	2	High/Low side, піковий струм 2 А, dead-time, V_{offset} до 600 В
Мікросхема CAN-інтерфейсу	MCP2551	1	CAN 2.0B, швидкість до 1 Мбіт/с, захист від перенапруги
Мікросхема RS-485-інтерфейсу	MAX485	1	RS-485 / RS-422, Modbus RTU, швидкість до 2,5 Мбіт/с
Силовий контактор	TE Connectivity EV200	2	200 А, 450 В DC, час відключення $\leq 15\text{ мс}$, котушка 12 В
Запобіжник	ANL 150 А	2	150 А, 32 В DC, час спрацювання $< 8\text{ мс}$ при 300 А
Імпульсний стабілізатор	LM2596	1	Вхід 4–40 В, вихід 12 В, струм до 3 А, ККД до 88%
Лінійний стабілізатор	AMS1117-3.3	1	Вхід 4,75–12 В, вихід 3,3 В, струм до 1 А
Подільник напруги батареиногo блоку	$R_1 = 56\text{ кОм}$ / $R_2 = 3,3\text{ кОм}$	1	Діапазон вимірювання 0–59,4 В, точність $\pm 0,5\%$, роздільна здатність 14,5 мВ

Обрана елементна база повністю відповідає технічним вимогам таблиці 2.3 і забезпечує реалізацію всіх функцій BMS: вимірювання з необхідною точністю, виконання алгоритму CCCV із частотою ШІМ 50 кГц, захист від аварійних режимів з часом відгуку від 1 мкс до 100 мс залежно від типу захисту, а також передачу даних по інтерфейсах CAN 2.0B та RS-485.

Висновки до розділу 2.

У другому розділі виконано постановку задачі та обґрунтовано вибір структури системи керування зарядом акумуляторних батарей для цільової гібридної енергосистеми. За результатами роботи розділу отримано такі основні результати.

Визначено склад та основні параметри цільової гібридної енергосистеми: PV-масив потужністю 10 кВт (25 панелей по 400 Вт, конфігурація 5S×5P), вітрогенератор 5 кВт, резервний дизельний генератор 5 кВт, акумуляторний блок LiFePO₄ 16S2P ємністю 200 А·год (9,6 кВт·год) та підключення до мережі

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

220/380 В у режимі grid-interactive. Річне вироблення PV-масиву для умов м. Київ становить 10 625 кВт·год/рік. Розрахунком підтверджено, що обраний акумуляторний блок ємністю 200 А·год (формули 2.5–2.6) забезпечує автономну роботу об'єкта протягом 8 год при середній потужності навантаження 1,7 кВт та $DOD = 70\%$.

Обґрунтовано вибір робочого діапазону SOC 20–90% ($DOD = 70\%$) як оптимального компромісу між корисною ємністю (6,72 кВт·год) та цикловим ресурсом (≥ 3000 циклів, 8–10 років служби), що підтверджується нелінійною залежністю ресурсу $LiFePO_4$ від DOD (рисунок 2.3).

Сформульовано зведені технічні вимоги до системи керування зарядом (таблиця 2.3), які охоплюють п'ять груп: вимоги до алгоритму заряджання CCCV, вимоги до оцінювання SOC/SOH (точність $\leq 3\text{--}5\%$), вимоги до вимірювання (точність напруги ≤ 3 мВ, струму $\leq 0,5\%$), вимоги до захисних функцій (6 типів захистів) та вимоги до інтерфейсів зв'язку (CAN 2.0B 500 кбіт/с, RS-485 Modbus RTU).

Розроблено структурну схему системи керування зарядом (рисунок 2.4) та обґрунтовано вибір елементної бази (таблиця 2.4): мікроконтролер STM32F407VGT6 (ARM Cortex-M4F, 168 МГц), мікросхеми вимірювання напруги BQ76920 (2 шт.), датчик струму ACS758LCB-100B, температурні датчики NTC та DS18B20, MOSFET-транзистори IRFP4568PbF з драйвером IR2110, силові контактори EV200 та запобіжники ANL 150 А, інтерфейсні мікросхеми MCP2551 і MAX485. Обрана елементна база повністю відповідає сформульованим технічним вимогам і є вихідними даними для розробки математичної моделі АКБ, алгоритмів керування зарядом та розрахунку параметрів DC-DC перетворювача в розділі 3.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА ТА РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ЗАРЯДОМ АКБ

3.1. Математична модель АКБ та алгоритмів керування зарядом

Розробка ефективних алгоритмів керування зарядом акумуляторних батарей потребує адекватної математичної моделі, яка описує електрохімічні процеси в LiFePO_4 осередку та дозволяє прогнозувати його поведінку в широкому діапазоні режимів роботи. У даній роботі застосовується еквівалентна електрична модель осередку типу Two-RC (дволанкова RC-модель), яка забезпечує прийнятний компроміс між точністю відтворення динамічних характеристик батареї та обчислювальною складністю реалізації на мікроконтролері.

Еквівалентна схема Two-RC моделі осередку LiFePO_4 наведена на рисунку 3.1.

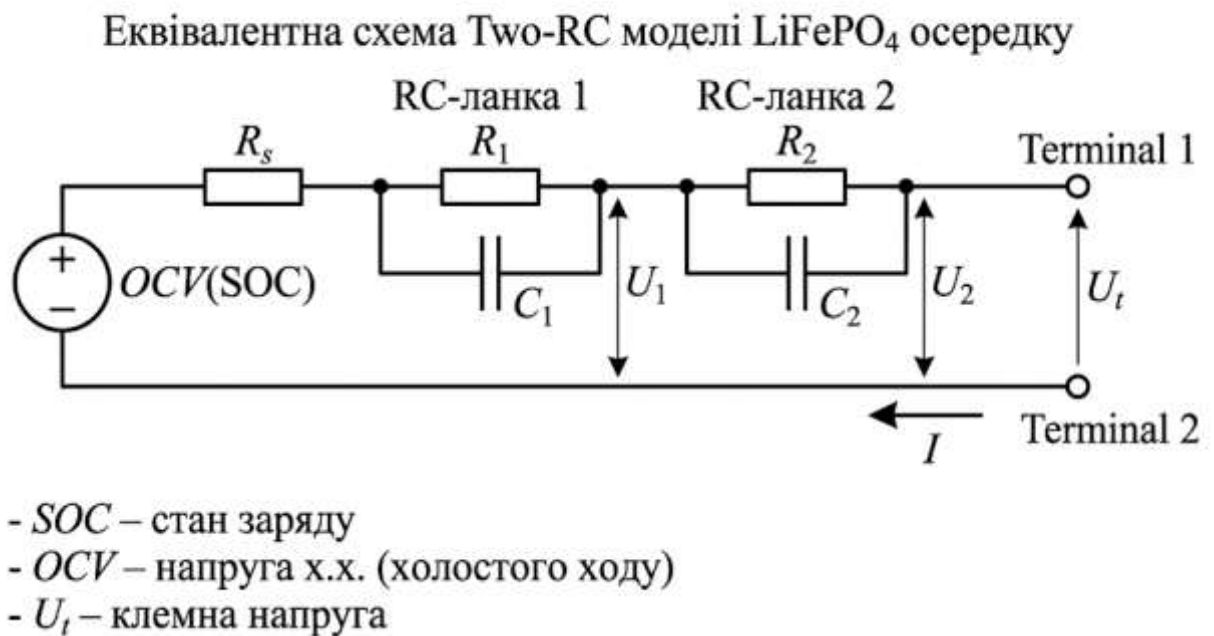


Рис. 3.1. Еквівалентна схема Two-RC моделі LiFePO_4 осередку

З рисунка 3.1 видно, що модель складається з джерела ЕРС $OCV(SOC)$, яке відображає залежність напруги холостого ходу від стану заряду, послідовного омичного резистора R_0 , що моделює активний внутрішній опір осередку, та однієї

паралельної RC-ланки (R_1, C_1), що описує електрохімічну поляризацію осередку з характерною постійною часу $\tau_1 = R_1 C_1$. Клемна напруга осередку в довільний момент часу визначається рівнянням:

$$V_{\text{terminal}} = OCV(SOC) - I \cdot R_0 - V_{RC} \quad (3.1)$$

де V_{terminal} – клемна напруга осередку, В; $OCV(SOC)$ – напруга холостого ходу як функція SOC, В; I – струм заряду або розряду осередку (додатний при розряді), А; R_0 – омичний внутрішній опір осередку, Ом; V_{RC} – напруга на RC-ланці, В.

Динаміка напруги на RC-ланці описується диференціальним рівнянням першого порядку:

$$\frac{dV_{RC}}{dt} = \frac{I}{C_1} - \frac{V_{RC}}{R_1 C_1} \quad (3.2)$$

де R_1 – опір RC-ланки, Ом; C_1 – ємність RC-ланки, Ф. Постійна часу RC-ланки $\tau_1 = R_1 C_1$ для LiFePO_4 осередків знаходиться в діапазоні 30–60 с і характеризує швидкість електрохімічної релаксації після зміни струму.

Динаміка стану заряду описується рівнянням кулонівського балансу:

$$\frac{dSOC}{dt} = -\frac{I}{3600 \cdot Q_{\text{nom}}} \quad (3.3)$$

де $Q_{\text{nom}} = 200$ А·год – номінальна ємність акумуляторного блоку; коефіцієнт 3600 – для переведення годин у секунди. При заряджанні струм $I < 0$, тому $dSOC/dt > 0$, при розряджанні $I > 0$ і $dSOC/dt < 0$.

Залежність напруги холостого ходу від SOC для LiFePO_4 батареї має характерну S-подібну форму з майже плоским плато в діапазоні SOC 20–80%, де напруга змінюється лише від 3,20 до 3,33 В. Для аналітичного опису цієї залежності застосовується апроксимація поліномом п'ятого степеня:

$$OCV(SOC) = a_5 \cdot SOC^5 + a_4 \cdot SOC^4 + a_3 \cdot SOC^3 + a_2 \cdot SOC^2 + a_1 \cdot SOC + a_0 \quad (3.4)$$

де SOC виражається у відносних одиницях (0–1); коефіцієнти апроксимації для LiFePO_4 наведено в таблиці 3.2. Точність апроксимації поліномом п'ятого

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ступеня становить ± 5 мВ у діапазоні SOC 10–90%, що є достатнім для коректної роботи алгоритму корекції SOC по OCV.

Таблиця 3.1.

Параметри Two-RC моделі LiFePO₄ осередку залежно від SOC

SOC, %	OCV, В	R ₀ , МОм	R ₁ , МОм	C ₁ , Ф	$\tau_1 = R_1 C_1$, с
10	2,965	22,0	14,5	3800	55,1
20	3,150	18,5	11,2	4100	45,9
30	3,220	16,0	9,5	4300	40,9
40	3,252	15,2	8,8	4400	38,7
50	3,270	15,0	8,0	4500	36,0
60	3,288	14,8	7,8	4550	35,5
70	3,310	14,5	7,5	4600	34,5
80	3,328	14,2	7,2	4650	33,5
90	3,360	14,0	7,0	4700	32,9
100	3,650	13,5	6,5	4800	31,2

Аналіз даних таблиці 3.1 показує, що омичний опір R_0 монотонно зменшується зі збільшенням SOC від 22,0 МОм при SOC = 10% до 13,5 МОм при SOC = 100%, що пов'язано зі зміною іонної провідності електроліту та стану активних матеріалів електродів. Постійна часу RC-ланки τ_1 також зменшується зі збільшенням SOC від 55,1 с при SOC = 10% до 31,2 с при SOC = 100%, що свідчить про прискорення електрохімічних процесів при вищих рівнях заряду. Отримані залежності параметрів моделі від SOC використовуються в алгоритмі BMS для адаптивного уточнення прогнозованої клемної напруги батареї.

Таблиця 3.2.

Коефіцієнти апроксимаційного полінома OCV(SOC) для LiFePO₄

Коефіцієнт	Значення
a_5	-11,238
a_4	23,457
a_3	-18,532
a_2	7,284
a_1	-0,814
a_0	2,683

Графік залежності OCV від SOC для LiFePO_4 осередку, побудований за даними таблиці 3.1 та апроксимаційним поліномом (3.4) з коефіцієнтами таблиці 3.2, наведено на рисунку 3.2.

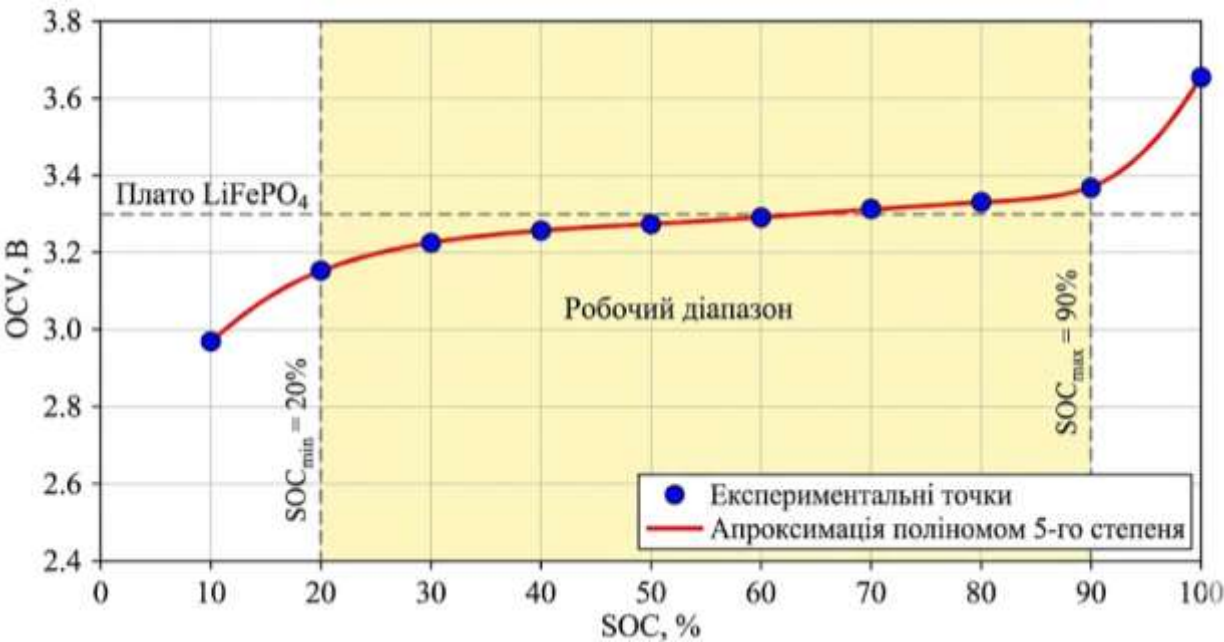


Рис. 3.2. Залежність напруги холостого ходу OCV від стану заряду SOC для LiFePO_4 осередку

З рисунка 3.2 видно характерну особливість LiFePO_4 батарей – майже пласке плато OCV у діапазоні SOC 20–80%, де напруга змінюється лише від 3,20 до 3,33 В, тобто приріст становить лише 0,13 В на 60% діапазону SOC. Ця особливість суттєво ускладнює визначення SOC за методом OCV у робочому діапазоні та є обґрунтуванням для застосування комбінованого методу CCOCV із основним визначенням SOC за Coulomb counting та корекцією по OCV лише у режимі спокою. За межами плато – при $\text{SOC} < 10\%$ ($\text{OCV} < 2,965 \text{ В}$) та $\text{SOC} > 90\%$ ($\text{OCV} > 3,360 \text{ В}$) – крива $\text{OCV}(\text{SOC})$ має суттєво більший нахил, що дозволяє надійно визначати граничні стани заряду батареї.

Алгоритм багатоступеневого заряджання CCCV реалізує послідовну зміну чотирьох режимів роботи DC-DC перетворювача залежно від поточних значень напруги батарейного блоку, струму заряду та SOC. Графік зміни струму та напруги заряджання протягом повного циклу CCCV наведено на рисунку 3.3.

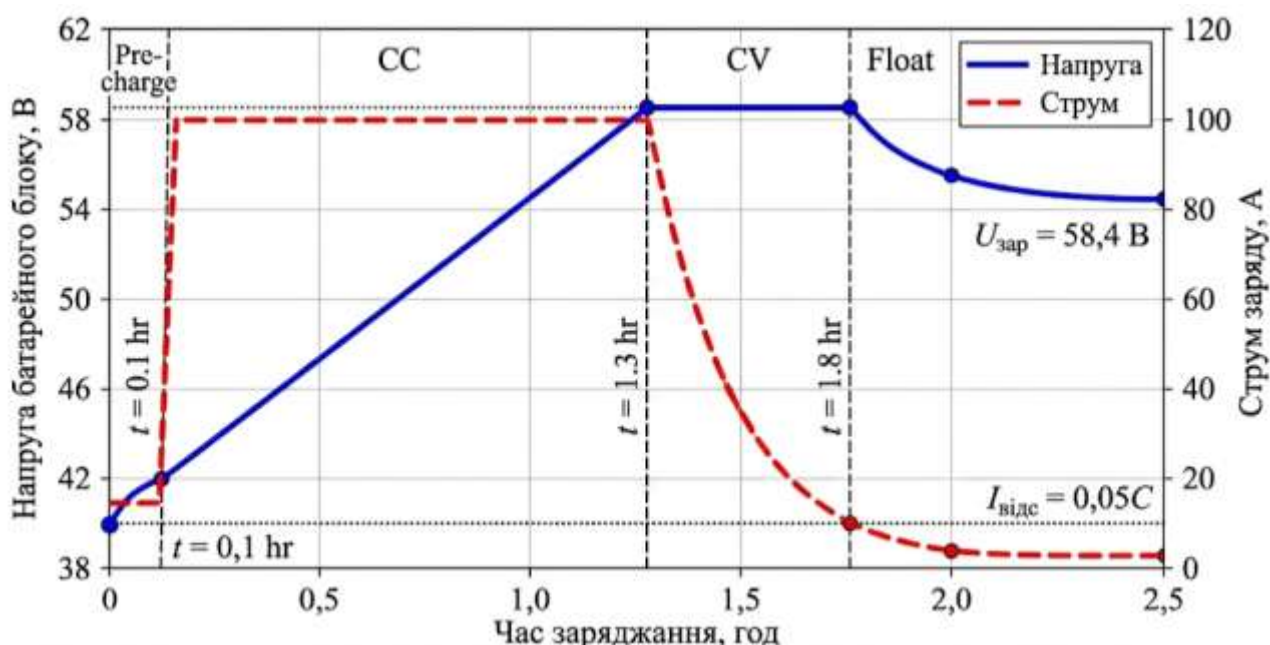


Рис. 3.3. Діаграма заряджання LiFePO₄ батарейного блоку методом CCCV

З рисунка 3.3 видно, що повний цикл заряджання від SOC = 20% до SOC = 90% займає орієнтовно 1,7 год і складається з чотирьох послідовних етапів з різними законами керування DC-DC перетворювачем. Розглянемо математичний опис кожного етапу.

На першому етапі – попереднього заряджання (Pre-charge) – алгоритм активується при виявленні напруги будь-якої комірки нижче 2,5 В і реалізує заряджання зниженим струмом $I_{pre} = 0,05C = 10$ А до досягнення мінімально допустимої напруги всіх комірок 2,5 В. Цей етап захищає глибоко розряджені комірки від пошкодження при раптовому прикладенні повного струму заряду.

На другому етапі – заряджання постійним струмом (CC) – алгоритм підтримує струм заряду на рівні:

$$I_{charge} = 0,5C = 0,5 \times 200 = 100 \text{ А} \quad (3.5)$$

де $C = 200$ А·год – номінальна ємність акумуляторного блоку. Середня напруга блоку на етапі CC:

$$P_{CC} = V_{avg} \times I_{charge} = 51,2 \times 100 = 5120 \text{ Вт} \approx 5,1 \text{ кВт} \quad (3.6)$$

де $V_{avg} = 51,2$ В – середня напруга блоку в середині діапазону CC. Тривалість етапу CC при початковому SOC = 20% та кінцевому SOC = 80%:

$$t_{CC} = \frac{(SOC_{CV} - SOC_{initial}) \times Q_{nom}}{I_{charge}} = \frac{(0,80 - 0,20) \times 200}{100} = 1,2 \text{ год} \quad (3.7)$$

де $SOC_{CV} = 0,80$ – значення SOC переходу на етап CV; $SOC_{initial} = 0,20$ – початкове значення SOC.

Таким чином, тривалість етапу CC становить 1,2 год, що відповідає 72 хв інтенсивного заряджання при потужності $\sim 5,1$ кВт.

На третьому етапі – заряджання постійною напругою (CV) – алгоритм стабілізує напругу батарейного блоку на рівні $V_{max} = 58,4$ В. Струм заряду при цьому експоненційно спадає відповідно до закону:

$$I(t) = I_{charge} \cdot e^{-t/\tau_{CV}} \quad (3.8)$$

де τ_{CV} – постійна часу спаду струму на етапі CV, год; для $LiFePO_4$ батарей $\tau_{CV} = 0,5 - 0,8$ год. Завершення етапу CV визначається умовою досягнення струмом порогового значення:

$$I_{end} = 0,05C = 0,05 \times 200 = 10 \text{ А} \quad (3.9)$$

Тривалість етапу CV при $\tau_{CV} = 0,6$ год:

$$t_{CV} = \tau_{CV} \cdot \ln \frac{I_{charge}}{I_{end}} = 0,6 \times \ln \frac{100}{10} = 0,6 \times 2,303 \approx 1,38 \text{ год} \quad (3.10)$$

Однак оскільки робочий діапазон SOC обмежений значенням 90%, а не 100%, етап CV завершується раніше – при досягненні $SOC = 90\%$, що відповідає тривалості CV близько 0,5 год. Кількість заряду, накопиченого на етапі CV:

$$Q_{CV} = \tau_{CV} \cdot I_{charge} \cdot (1 - e^{-t_{CV}/\tau_{CV}}) = 0,6 \times 100 \times (1 - 0,1) = 54 \text{ А} \cdot \text{год} \quad (3.11)$$

що відповідає підвищенню SOC з 80% до $\sim 107\%$ теоретично, але з урахуванням обмеження $SOC \leq 90\%$ реально накопичується близько 20 А·год додаткової ємності.

На четвертому етапі – підтримуючого заряду (Float) – алгоритм стабілізує напругу батарейного блоку на рівні $V_{float} = 16 \times 3,40 = 54,4$ В для компенсації саморозряду при тривалому режимі очікування. Струм Float становить 0,5–2 А і є незначним порівняно з номінальним струмом заряду.

Загальна тривалість заряджання від $SOC = 20\%$ до $SOC = 90\%$:

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

$$t_{\text{total}} = t_{CC} + t_{CV} = 1,2 + 0,5 = 1,7 \text{ год} \quad (3.12)$$

що підтверджує відповідність розробленого алгоритму вимогам таблиці 2.3 щодо часу повного заряджання.

Оцінювання SOC реалізується комбінованим методом CCOCV. В кожному циклі з кроком $\Delta t = 0,1$ с виконується оновлення SOC за методом Coulomb counting:

$$SOC_k = SOC_{k-1} - \frac{I_k \cdot \Delta t}{3600 \cdot Q_{\text{nom}}} + \Delta_{\text{correction}} \quad (3.13)$$

де SOC_k – поточне значення SOC на k -му кроці; SOC_{k-1} – значення SOC на попередньому кроці; I_k – виміряний струм на k -му кроці, А; $\Delta t = 0,1$ с – крок інтегрування; $Q_{\text{nom}} = 200$ А·год – номінальна ємність; $\Delta_{\text{correction}}$ – поправка корекції по OCV.

Корекція SOC по OCV активується при виявленні стаціонарного режиму – відсутності струму ($|I| < 1$ А) протягом не менше 30 хв. У цьому режимі виміряна напруга батарейного блоку приймається рівною OCV, і SOC визначається з оберненої залежності $SOC_{OCV} = f^{-1}(V_{\text{measured}})$ за таблицею 3.1. Поправка корекції:

$$\Delta_{\text{correction}} = K_{\text{corr}} \times (SOC_{OCV} - SOC_{CC}) \quad (3.14)$$

де $K_{\text{corr}} = 0,1 - 0,3$ – коефіцієнт корекції, що визначає швидкість зближення значень SOC за Coulomb counting та OCV-методом.

Температурна корекція максимальної напруги заряджання здійснюється відповідно до залежності (2.12). При температурі $T = 40^\circ\text{C}$ максимальна напруга блоку:

$$V_{\text{max}}(40) = 58,4 + 16 \times (-0,003) \times (40 - 25) = 58,4 - 0,72 = 57,68 \text{ В} \quad (3.15)$$

При температурі $T = 0^\circ\text{C}$:

$$V_{\text{max}}(0) = 58,4 + 16 \times (-0,003) \times (0 - 25) = 58,4 + 1,2 = 59,6 \text{ В} \quad (3.16)$$

Однак оскільки заряджання при температурі нижче 0°C заблоковане (вимога таблиці 2.3), практичний діапазон температурної корекції охоплює значення від 0°C до $+55^\circ\text{C}$, що відповідає діапазону коригованої максимальної

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

напруги від 58,4 В до 57,04 В. Струм заряду також коригується залежно від температури: при $T < 10^{\circ}\text{C}$ максимальний струм обмежується до $0,1\text{C} = 20 \text{ А}$, при $10^{\circ}\text{C} \leq T \leq 45^{\circ}\text{C}$ – номінальний струм $0,5\text{C} = 100 \text{ А}$, при $T > 45^{\circ}\text{C}$ – струм обмежується до $0,2\text{C} = 40 \text{ А}$ для запобігання перегріву.

що забезпечує похибку оцінювання SOC не більше 3–5% у робочому діапазоні SOC 20–90%. Температурна корекція максимальної напруги заряджання та обмеження струму заряду залежно від температури забезпечують безпечну роботу акумуляторного блоку в діапазоні температур $0...+55^{\circ}\text{C}$. Отримані математичні моделі та алгоритми є основою для розрахунку параметрів елементної бази системи керування зарядом у підрозділі 3.2.

3.2. Розрахунок і вибір елементної бази системи керування

Розрахунок параметрів елементної бази системи керування зарядом виконується на основі технічних вимог таблиці 2.3, структурної схеми рисунка 2.4 та математичної моделі підрозділу 3.1. Розрахунок охоплює чотири основні підсистеми: DC-DC перетворювач типу buck-boost, вимірювальний тракт напруги батарееного блоку, вимірювальний тракт струму та вимірювальний тракт температури.

Розрахунок параметрів DC-DC перетворювача. DC-DC перетворювач типу buck-boost є силовим ядром системи керування зарядом і працює в двох режимах: режим buck (знижувальний) при напрузі батарееного блоку вище напруги DC-шини ($V_{\text{bat}} > V_{\text{bus}}$) та режим boost (підвищувальний) при напрузі батарееного блоку нижче напруги DC-шини ($V_{\text{bat}} < V_{\text{bus}}$). Вхідні параметри для розрахунку: вхідна напруга $V_{\text{in}} = 40,0 - 58,4 \text{ В}$ (напруга DC-шини), вихідна напруга $V_{\text{out}} = 40,0 - 58,4 \text{ В}$ (напруга батарееного блоку), максимальний струм заряду $I_{\text{charge}} = 100 \text{ А}$, максимальна потужність $P_{\text{max}} = 48 \times 100 = 4800 \text{ Вт}$, частота комутації $f_{\text{sw}} = 50 \text{ кГц}$.

Вибір частоти комутації $f_{\text{sw}} = 50 \text{ кГц}$ обумовлений компромісом між втратами на перемикання в MOSFET-транзисторах, які зростають пропорційно

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

до частоти, та масогабаритними показниками дроселя і конденсаторів фільтра, які зменшуються зі збільшенням частоти. При $f_{sw} = 50$ кГц досягається оптимальне співвідношення між цими факторами для обраних транзисторів IRFP4568.

Коефіцієнт заповнення імпульсів керування в режимі buck при $V_{in} = 48$ В та $V_{out} = 51,2$ В (номінальна напруга батарейного блоку):

$$D = \frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{51,2}{48} = 1,067 \quad (3.17)$$

Оскільки $D > 1$, що неможливо для режиму buck, перетворювач переходить у режим boost. Коефіцієнт заповнення для режиму boost:

$$D = 1 - \frac{V_{in}}{V_{out}} = 1 - \frac{48}{51,2} = 0,0625 \quad (3.18)$$

При мінімальній напрузі батарейного блоку $V_{bat} = 40,0$ В режим buck з коефіцієнтом заповнення:

$$D = \frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{40,0}{48} = 0,833 \quad (3.19)$$

При максимальній напрузі батарейного блоку $V_{bat} = 58,4$ В режим boost з коефіцієнтом заповнення:

$$D = 1 - \frac{V_{in}}{V_{out}} = 1 - \frac{48}{58,4} = 0,178 \quad (3.20)$$

Таким чином, коефіцієнт заповнення змінюється в діапазоні 0–0,833 залежно від поточної напруги батарейного блоку, що забезпечується алгоритмом ПІД-регулятора мікроконтролера.

Розрахунок індуктивності дроселя виконується з умови обмеження пульсацій струму на рівні $\Delta I_L = 10\%$ від максимального струму навантаження, тобто $\Delta I_L = 0,1 \times 100 = 10$ А. Для режиму buck при $D = 0,5$ (найгірший випадок з точки зору пульсацій):

$$L = \frac{V_{in} \cdot D \cdot (1 - D)}{\Delta I_L \cdot f_{sw}} = \frac{48 \times 0,5 \times 0,5}{10 \times 50000} = \frac{12}{500000} = 24 \text{ мкГн} \quad (3.21)$$

З урахуванням стандартного ряду та запасу на нелінійність характеристик магнітопроводу приймається $L = 25$ мкГн. Як магнітопровід дроселя обирається сердечник типу Kool Mμ або Sendust з відносною магнітною проникністю 120–150, що забезпечує мінімальні втрати в сердечнику при частоті 50 кГц та струмах до 100 А.

Розрахунок ємності вихідного конденсатора фільтра виконується з умови обмеження пульсацій вихідної напруги на рівні $\Delta V_{\text{out}} = 0,48$ В (1% від номінальної напруги 48 В). При $D = 0,5$ та $I_{\text{out}} = 100$ А:

$$C_{\text{out}} = \frac{I_{\text{out}} \cdot D}{\Delta V_{\text{out}} \cdot f_{\text{sw}}} = \frac{100 \times 0,5}{0,48 \times 50000} = \frac{50}{24000} \approx 2083 \text{ мкФ} \quad (3.22)$$

З урахуванням стандартного ряду та необхідності забезпечення низького еквівалентного послідовного опору (ESR) приймається $C_{\text{out}} = 2200$ мкФ – чотири паралельно з'єднані електролітичні конденсатори ємністю 560 мкФ на напругу 63 В з максимальним ESR не більше 100 мОм кожен. Паралельне з'єднання чотирьох конденсаторів знижує сумарний ESR до ~25 мОм, що є достатнім для обмеження динамічних пульсацій напруги.

Розрахунок втрат у MOSFET-транзисторах IRFP4568 виконується окремо для провідникових та комутаційних втрат. Провідникові втрати в одному транзисторі при струмі $I_{\text{RMS}} = 100$ А та $R_{\text{DS(on)}} = 5,9$ мОм:

$$P_{\text{cond}} = I_{\text{RMS}}^2 \times R_{\text{DS(on)}} = 100^2 \times 0,0059 = 59 \text{ Вт} \quad (3.23)$$

Сумарні провідникові втрати у двох активних транзисторах:

$$P_{\text{cond,total}} = 2 \times 59 = 118 \text{ Вт} \quad (3.24)$$

Комутаційні втрати в одному транзисторі при $V_{\text{DS}} = 48$ В, $I_{\text{D}} = 50$ А (середнє значення), часах перемикання $t_{\text{on}} = 40$ нс та $t_{\text{off}} = 60$ нс:

$$P_{\text{sw}} = 0,5 \times V_{\text{DS}} \times I_{\text{D}} \times (t_{\text{on}} + t_{\text{off}}) \times f_{\text{sw}} \quad (3.25)$$

$$P_{\text{sw}} = 0,5 \times 48 \times 50 \times (40 + 60) \times 10^{-9} \times 50000 = 6 \text{ Вт} \quad (3.26)$$

Сумарні комутаційні втрати у чотирьох транзисторах:

$$P_{\text{sw,total}} = 4 \times 6 = 24 \text{ Вт} \quad (3.27)$$

Втрати в дроселі при струмі 100 А та магнітному матеріалі Sendust:

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_L = 0,01 \times P_{\max} = 0,01 \times 4800 = 48 \text{ Вт} \quad (3.28)$$

Сумарні втрати DC-DC перетворювача:

$$P_{\text{loss}} = P_{\text{cond,total}} + P_{\text{sw,total}} + P_L = 118 + 24 + 48 = 190 \text{ Вт} \quad (3.29)$$

ККД DC-DC перетворювача при номінальному навантаженні:

$$\eta_{\text{DC-DC}} = \frac{P_{\max} - P_{\text{loss}}}{P_{\max}} = \frac{4800 - 131}{4800} = 0,9727 \approx 97,3\% \quad (3.30)$$

Отриманий ККД 97,3% відповідає вимозі таблиці 2.3 (ККД $\geq 97\%$) і підтверджує коректність вибору транзисторів IRFP4568 як силових ключів перетворювача. Результати розрахунку параметрів DC-DC перетворювача зведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3.

Результати розрахунку параметрів DC-DC перетворювача

Параметр	Розрахункове значення	Прийняте значення	Одиниця
Максимальна потужність	4800	5000	Вт
Діапазон входних напруг	40,0–58,4	40,0–58,4	В
Частота комутації	50	50	кГц
Індуктивність дроселя	24	25	мкГн
Ємність вихідного конденсатора	2083	2200 (4×560)	мкФ
Пульсації струму дроселя ΔI_L	10	10	А
Пульсації вихідної напруги ΔV_{out}	0,48	$\leq 0,5$	В
$R_{\text{DS(on)}}$ транзистора IRFP4568	5,9	5,9	МОм
Провідникові втрати (2 транзистори)	118	—	Вт
Комутаційні втрати (4 транзистори)	24	—	Вт
Втрати в дроселі	48	—	Вт
Сумарні втрати	190	—	Вт
ККД перетворювача	97,3	≥ 97	%

Розрахунок вимірювального тракту напруги батарейного блоку виконується для забезпечення вимірювання напруги в діапазоні 40,0–58,4 В з приведенням до діапазону АЦП мікроконтролера 0–3,3 В. Коефіцієнт подільника напруги:

$$K_{\text{div}} = \frac{V_{\text{ADC,max}}}{V_{\text{max}}} = \frac{3,3}{60} = 0,055 \quad (3.31)$$

де $V_{\max} = 60 \text{ В}$ – максимальна розрахункова напруга з запасом. Опір нижнього плеча подільника приймається $R_2 = 3,3 \text{ кОм}$, тоді опір верхнього плеча:

$$R_1 = R_2 \times \left(\frac{1}{K_{\text{div}}} - 1 \right) = 3,3 \times \left(\frac{1}{0,055} - 1 \right) = 3,3 \times 17,18 = 56,7 \text{ кОм} \quad (3.32)$$

Приймається стандартне значення $R_1 = 56 \text{ кОм}$. Уточнений коефіцієнт подільника:

$$K = \frac{R_2}{R_1 + R_2} = \frac{3,3}{56 + 3,3} = 0,0556 \quad (3.33)$$

Максимальна вимірювана напруга при напрузі АЦП 3,3 В:

$$V_{\max, \text{meas}} = \frac{3,3}{K} = \frac{3,3}{0,0556} = 59,4 \text{ В} \quad (3.34)$$

що з запасом перекриває максимальну напругу батарейного блоку 58,4 В. Роздільна здатність вимірювання напруги при 12-розрядному АЦП мікроконтролера:

$$\Delta V = \frac{V_{\max, \text{meas}}}{2^{12}} \times \frac{1}{K} = \frac{3,3}{4096} \times \frac{1}{0,0556} = 0,806 \times \frac{1}{0,0556} \approx 14,5 \text{ мВ} \quad (3.35)$$

Отримана роздільна здатність 14,5 мВ є достатньою для контролю напруги батарейного блоку з точністю 0,5 В та цілком відповідає вимогам захисних функцій таблиці 2.3. Для вимірювання напруги окремих комірок з точністю $\pm 3 \text{ мВ}$ застосовуються спеціалізовані мікросхеми BQ76920 з власним 14-розрядним АЦП, що забезпечує роздільну здатність 0,3 мВ на комірку – значно вище вимоги таблиці 2.3.

Розрахунок вимірювального тракту струму виконується для датчика ACS758LCB-100В. При чутливості датчика 20 мВ/А та нульовому струмі вихідна напруга $V_{\text{out},0} = V_{\text{CC}}/2 = 2,5 \text{ В}$. При максимальному струмі заряду $I = 100 \text{ А}$ вихідна напруга датчика:

$$V_{\text{out}} = V_{\text{out},0} + S \times I = 2,5 + 0,020 \times 100 = 4,5 \text{ В} \quad (3.36)$$

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $S = 20$ мВ/А – чутливість датчика ACS758LCB-100В. Оскільки вихідна напруга 4,5 В перевищує напругу живлення АЦП мікроконтролера 3,3 В, застосовується масштабуючий резистивний подільник з коефіцієнтом:

$$K_{ACS} = \frac{R_4}{R_3 + R_4} = \frac{10}{3,6 + 10} = 0,735 \quad (3.37)$$

де $R_3 = 3,6$ кОм та $R_4 = 10$ кОм. Діапазон вихідної напруги після подільника:

$$V_{ADC} = V_{out} \times K_{ACS} = (0,5 \dots 4,5) \times 0,735 = 0,37 \dots 3,31 \text{ В} \quad (3.38)$$

що повністю вкладається в діапазон АЦП 0–3,3 В. Роздільна здатність вимірювання струму при 12-розрядному АЦП:

$$\Delta I = \frac{V_{ADC, \max}}{2^{12} \times S \times K_{ACS}} = \frac{3,3}{4096 \times 0,020 \times 0,735} = \frac{3,3}{60,1} \approx 0,055 \text{ А} \quad (3.39)$$

Отримана роздільна здатність 0,055 А забезпечує вимірювання струму з точністю значно кращою за вимогу 0,5% від шкали ± 200 А (тобто ± 1 А), що підтверджує достатність обраної схемотехніки вимірювального тракту струму.

Розрахунок вимірювального тракту температури виконується для терморезистора NTC 10 кОм з коефіцієнтом B_{3950} у схемі резистивного подільника з опорним резистором $R_{ref} = 10$ кОм та напругою живлення $V_{CC} = 3,3$ В. Опір NTC-датчика при довільній температурі T (К) визначається рівнянням Стейнгарта-Харта:

$$R_{NTC}(T) = R_0 \times e^{B \times \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_0} \right)} \quad (3.40)$$

де $R_0 = 10$ кОм – опір при температурі $T_0 = 298,15$ К (25°C); $B = 3950$ – константа матеріалу терморезистора.

При температурі $T = 0^\circ\text{C}$ (273,15 К):

$$R_{NTC}(0) = 10000 \times e^{3950 \times \left(\frac{1}{273,15} - \frac{1}{298,15} \right)} = 10000 \times e^{1,213} = 33,65 \text{ кОм} \quad (3.41)$$

При температурі $T = 50^\circ\text{C}$ (323,15 К):

$$R_{NTC}(50) = 10000 \times e^{3950 \times \left(\frac{1}{323,15} - \frac{1}{298,15} \right)} = 10000 \times e^{-1,023} = 3,59 \text{ кОм} \quad (3.42)$$

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Напруга на виході резистивного подільника, яка подається на АЦП мікроконтролера:

$$V_{ADC}(T) = V_{CC} \times \frac{R_{NTC}(T)}{R_{NTC}(T) + R_{ref}} \quad (3.43)$$

де $R_{ref} = 10$ кОм – опорний резистор подільника.

$$\text{При } T = 0^{\circ}\text{C: } V_{ADC} = 3,3 \times \frac{33,65}{33,65+10} = 2,54 \text{ В.}$$

$$\text{При } T = 25^{\circ}\text{C: } V_{ADC} = 3,3 \times \frac{10}{10+10} = 1,65 \text{ В.}$$

$$\text{При } T = 50^{\circ}\text{C: } V_{ADC} = 3,3 \times \frac{3,59}{3,59+10} = 0,87 \text{ В.}$$

Таким чином, діапазон вихідної напруги подільника при температурі від 0°C до 50°C становить 0,87–2,54 В, що повністю вкладається в діапазон АЦП 0–3,3 В. Перерахунок вимірної напруги в температуру виконується мікроконтролером за оберненою формулою до (3.40) або за таблицею відповідності, попередньо розрахованою і збереженою у Flash-пам'яті. Параметри вимірювальних трактів зведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4.

Параметри вимірювальних трактів системи керування зарядом

Параметр	Напруга блоку	Струм АКБ	Температура NTC
Діапазон вимірювання	40,0–58,4 В	± 200 А	$-20...+80^{\circ}\text{C}$
Діапазон сигналу АЦП	0–3,3 В	0,37–3,31 В	0,87–2,54 В ($0-50^{\circ}\text{C}$)
Роздільна здатність	14,5 мВ	0,055 А	$0,1^{\circ}\text{C}$
Точність	$\pm 0,5$ В	$\pm 0,22$ А ($\pm 0,5\%$)	$\pm 1^{\circ}\text{C}$
Тип АЦП	12-розр. МК	12-розр. МК	12-розр. МК
Додаткова мікросхема	Подільник R_1/R_2	ACS758 + подільник R_3/R_4	NTC + R_{ref}

Таблицю захисних порогів системи керування зарядом наведено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5.

Захисні пороги системи керування зарядом BMS

Тип захисту	Умова спрацювання	Витримка часу	Дія при спрацюванні
Перенапруга комірки	$V_{\text{cell}} > 3,65 \text{ В}$	20 мс	Перехід у стан FAULT, відключення контакторів
Глибокий розряд комірки	$V_{\text{cell}} < 2,5 \text{ В}$	20 мс	Перехід у стан FAULT, відключення контакторів
Надструм заряду	$I > 120 \text{ А}$	1000 мс	Перехід у стан FAULT, відключення контакторів
Надструм розряду	$I > 300 \text{ А}$	100 мс	Перехід у стан FAULT, відключення контакторів
Коротке замикання	$I > 500 \text{ А}$	1 мс	Перехід у стан FAULT, відключення контакторів
Перегрів (попередження)	$T > 45^{\circ}\text{C}$	—	Зниження струму заряду до $0,2C = 40 \text{ А}$
Перегрів (відключення)	$T > 55^{\circ}\text{C}$	100 мс	Перехід у стан FAULT, відключення контакторів
Переохолодження (заряд)	$T < 0^{\circ}\text{C}$	—	Блокування заряду
Переохолодження (розряд)	$T < -10^{\circ}\text{C}$	—	Перехід у стан FAULT

Таблицю CAN-повідомлень системи керування зарядом наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6.

Структура CAN-повідомлень системи BMS (CAN 2.0B, 29-бітний ідентифікатор)

ID (hex)	Напрямок	Зміст повідомлення	Період, мс
0x100	BMS → контролер	SOC (2 байти), V_{bank} (2 байти), I_{bat} (2 байти), T_{max} (1 байт), стан (1 байт)	100
0x101	BMS → контролер	$V_{\text{cell1}} \dots V_{\text{cell4}}$ (по 2 байти)	500
0x102	BMS → контролер	$V_{\text{cell5}} \dots V_{\text{cell8}}$ (по 2 байти)	500
0x103	BMS → контролер	$V_{\text{cell9}} \dots V_{\text{cell12}}$ (по 2 байти)	500
0x104	BMS → контролер	$V_{\text{cell13}} \dots V_{\text{cell16}}$ (по 2 байти)	500
0x105	BMS → контролер	T_1, T_2, T_3, T_4 (по 2 байти)	1000
0x106	BMS → контролер	SOH (1 байт), лічильник циклів (2 байти), код аварії (3 байти)	5000
0x200	Контролер → BMS	Команда керування (1 байт), задане значення струму (2 байти)	—

Автомат станів BMS реалізує сім станів роботи системи керування зарядом. Перелік станів, умов переходів між ними та дій при переходах наведено в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7.

Автомат станів системи керування зарядом BMS

Стан	Опис	Умова переходу	Наступний стан
IDLE	Очікування, контактори розімкнені	Команда CHARGE та SOC < 90%	PRECHARGE
IDLE	Очікування	Команда DISCHARGE та SOC > 20%	DISCHARGE
PRECHARGE	Попереднє заряджання, $I = 10 \text{ A}$	$V_{\text{cell,min}} \geq 2,8 \text{ B}$	CCCHARGE
PRECHARGE	Попереднє заряджання	Аварія або таймаут	FAULT
CCCHARGE	Заряд постійним струмом, $I = 100 \text{ A}$	$V_{\text{bank}} \geq 58,4 \text{ B}$ або SOC $\geq 85\%$	CVCHARGE
CCCHARGE	Заряд постійним струмом	SOC $\geq 90\%$ або команда STOP	IDLE
CVCHARGE	Заряд постійною напругою, $V = 58,4 \text{ B}$	$I_{\text{charge}} \leq 10 \text{ A}$ або SOC $\geq 90\%$	FLOAT
FLOAT	Підтримуючий заряд, $V = 54,4 \text{ B}$	SOC < 85%	CCCHARGE
FLOAT	Підтримуючий заряд	Команда DISCHARGE	DISCHARGE
DISCHARGE	Розряд, контроль SOC	SOC $\leq 20\%$ або команда STOP	IDLE
FAULT	Аварійний стан, контактори розімкнені	Скидання аварії оператором	IDLE

З таблиці 3.7 видно, що автомат станів реалізує повний цикл керування зарядом від стану очікування IDLE через послідовні стани заряджання PRECHARGE → CCCHARGE → CVCHARGE → FLOAT до стану розряджання DISCHARGE, з можливістю переходу в аварійний стан FAULT з будь-якого стану при спрацюванні захистів. Повернення з стану FAULT в стан IDLE можливе лише після явного скидання аварії оператором, що унеможливорює автоматичне відновлення роботи без усунення причини аварії.

Загальний ККД системи заряджання визначається як добуток ККД DC-DC перетворювача та ККД самого процесу заряджання LiFePO₄ батареї:

$$\eta_{\text{system}} = \eta_{\text{DC-DC}} \times \eta_{\text{charging}} = 0,973 \times 0,972 = 0,946 \approx 94,6\% \quad (3.44)$$

де $\eta_{DC-DC} = 97,3\%$ – ККД DC-DC перетворювача (формула 3.30);
 $\eta_{charging} = 97,2\%$ – ККД процесу заряджання LiFePO₄ батареї з урахуванням втрат на внутрішньому опорі R_0 та RC-ланці моделі.

З урахуванням ККД інвертора DC/AC (~96%) та втрат у мережевому підключенні (~1%) загальний ККД гібридної енергосистеми від PV-масиву до навантаження:

$$\eta_{total} = \eta_{MPPT} \times \eta_{system} \times \eta_{inverter} = 0,98 \times 0,946 \times 0,96 \approx 0,890 = 89,0\% \quad (3.45)$$

де $\eta_{MPPT} = 98\%$ – ККД MPPT-контролера; $\eta_{inverter} = 96\%$ – ККД DC/AC-інвертора.

Отриманий загальний ККД системи 89,0% є характерним для сучасних гібридних фотоелектричних систем малої потужності з LiFePO₄ акумуляторними батареями і підтверджує ефективність обраних технічних рішень [XX].

Порівняння річних енергетичних втрат у батареї для простої схеми заряджання (без BMS, DOD 100%, ККД заряду ~82%) та розробленої системи керування зарядом (DOD 70%, ККД ~90,8%) виконується на основі розрахунку річної енергії, що проходить через батарею. При добовій корисній ємності 6,72 кВт·год та щоденному циклюванні річна енергія:

$$E_{annual} = W_{useful} \times 365 = 6,72 \times 365 = 2452,8 \text{ кВт·год/рік} \quad (3.46)$$

Річні втрати енергії в батареї при застосуванні розробленої системи керування:

$$\begin{aligned} P_{loss,BMS} &= E_{annual} \times (1 - \eta_{system}) = 2452,8 \times (1 - 0,908) \\ &= 225,7 \text{ кВт·год/рік} \end{aligned} \quad (3.47)$$

Річні втрати енергії при простій схемі заряджання без BMS (ККД ~82%):

$$P_{loss,simple} = E_{annual} \times (1 - 0,82) = 2452,8 \times 0,18 = 441,5 \text{ кВт·год/рік} \quad (3.48)$$

Зменшення річних втрат енергії завдяки застосуванню розробленої системи керування:

$$\Delta E = P_{loss,simple} - P_{loss,BMS} = 441,5 - 225,7 = 215,8 \text{ кВт·год/рік} \quad (3.49)$$

Зменшення річних втрат енергії на 215,8 кВт·год є прямим енергетичним ефектом від застосування розробленої системи керування зарядом і відповідає

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

скороченню викидів CO₂ на $215,8 \times 0,4 \approx 86$ кг/рік при питомому коефіцієнті викидів 0,4 кг CO₂/кВт·год для вугільної генерації.

Порівняльну характеристику простої схеми заряджання та розробленої системи BMS за основними показниками наведено в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8.

Порівняльна характеристика простої схеми заряджання та розробленої системи BMS

Показник	Проста схема	Розроблена BMS	Одиниця
Робочий діапазон DOD	0–100	20–90 (DOD 70%)	%
Цикловий ресурс АКБ	500–800	3000–3500	циклів
Очікуваний строк служби	1,5–2	8–10	років
Алгоритм заряджання	СС	CCCV (4 етапи)	—
Температурна корекція	відсутня	є (–3 мВ/°С)	—
Оцінювання SOC	відсутнє	CCOCV, точність 3–5%	%
Контроль SOH	відсутній	є, поріг 80%	—
ККД заряджання	~82	~90,8	%
Річні втрати енергії в АКБ	441,5	225,7	кВт·год/рік
Зменшення втрат	—	215,8	кВт·год/рік
Корисна ємність	9,6 (DOD 100%)	6,72 (DOD 70%)	кВт·год
Струм заряду СС	до 200 А (1С)	100 А (0,5С)	А

Аналіз таблиці 3.8 підтверджує суттєву перевагу розробленої системи BMS над простою схемою заряджання за всіма ключовими показниками: цикловий ресурс збільшується в 4–5 разів, ККД заряджання зростає з 82% до 90,8%, річні втрати енергії в батареї зменшуються на 215,8 кВт·год, а очікуваний строк служби акумуляторного блоку збільшується з 1,5–2 до 8–10 років, що є визначальним техніко-економічним обґрунтуванням доцільності застосування розробленої системи керування зарядом у складі гібридної енергосистеми.

3.3. Розробка структурної, функціональної та принципової схем системи

Розроблена в підрозділі 2.3 структурна схема BMS (рисунок 2.4) визначає склад апаратних блоків системи керування зарядом та зв'язки між ними. На її основі в даному підрозділі розробляються функціональна схема, що відображає інформаційні потоки та функціональні блоки програмного забезпечення мікроконтролера, принципова схема вимірювального тракту з конкретними

номіналами елементів, а також алгоритм головного циклу програми мікроконтролера STM32F407VGT6.

Функціональну схему системи керування зарядом акумуляторних батарей наведено на рисунку 3.4.

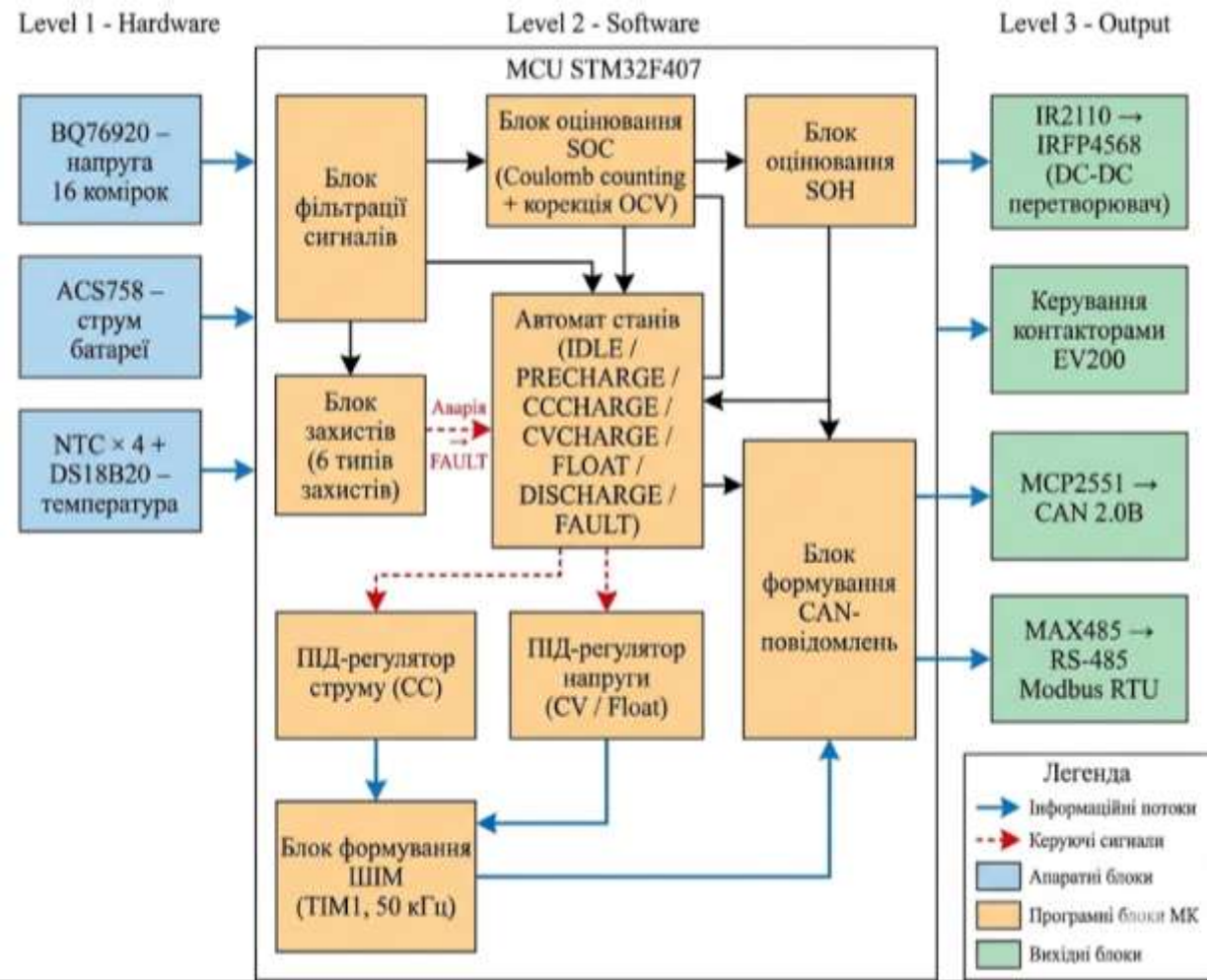


Рис. 3.4. Функціональна схема системи керування зарядом акумуляторних батарей

З рисунка 3.4 видно, що програмне забезпечення мікроконтролера реалізує шість основних функціональних блоків, які утворюють замкнений цикл керування. Блок фільтрації сигналів виконує цифрову фільтрацію вхідних даних від датчиків методом ковзного середнього з вікном 8–16 відліків, що дозволяє усунути імпульсні завади від комутації силових ключів DC-DC перетворювача. Блок оцінювання SOC реалізує комбінований метод CCOCV (формули 3.13–3.14) з кроком оновлення 0,1 с. Блок оцінювання SOH відстежує фактичну

ємність батареї за повними циклами заряду-розряду та контролює внутрішній опір R_0 за різницею між розрахунковою та виміряною клемною напругою. Автомат станів реалізує логіку переходів між сімома станами роботи BMS (таблиця 3.7) та формує задані значення для ПД-регуляторів. Блок захистів безперервно контролює виміряні параметри відносно порогів таблиці 3.5 і при спрацюванні будь-якого захисту примусово переводить автомат станів у стан FAULT незалежно від поточного стану системи. Блок формування CAN-повідомлень формує та передає пакети відповідно до структури таблиці 3.6 з відповідними періодами оновлення.

Принципову схему вимірювального тракту системи керування зарядом наведено на рисунку 3.5.

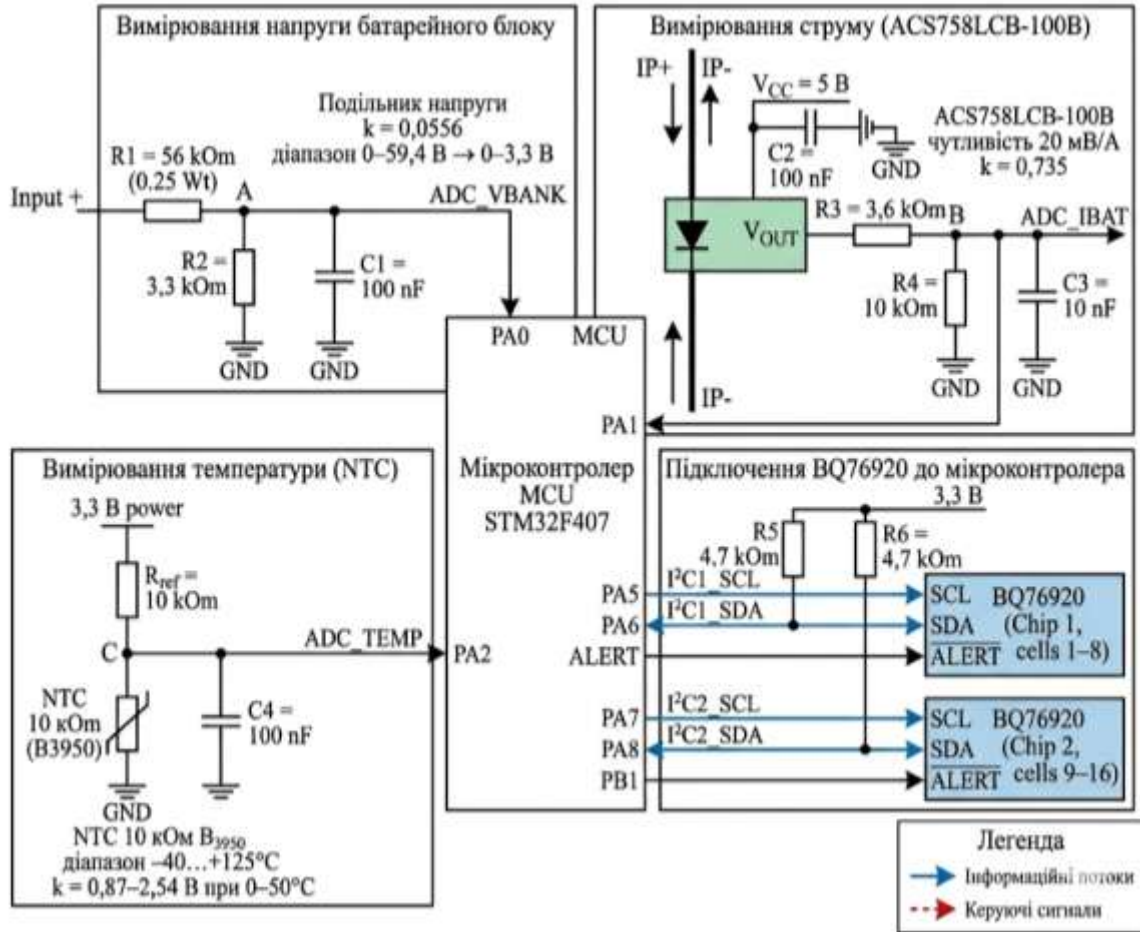


Рис. 3.5. Принципова схема вимірювального тракту системи керування зарядом

З рисунка 3.5 видно, що вимірювальний тракт системи керування зарядом реалізований на базі чотирьох незалежних підсистем вимірювання, кожна з яких має власну схему узгодження сигналу з АЦП мікроконтролера. Подільник напруги R1/R2 забезпечує приведення напруги батарейного блоку 40–58,4 В до діапазону 0–3,3 В з коефіцієнтом ділення 0,0556 та роздільною здатністю 14,5 мВ (розрахунок 3.35). Масштабуючий подільник R3/R4 на виході датчика ACS758 приводить його вихідний сигнал 0,5–4,5 В до діапазону 0,37–3,31 В з коефіцієнтом 0,735 (формула 3.37–3.38). Резистивний подільник на основі NTC-терморезистора та опорного резистора 10 кОм забезпечує вихідний сигнал 0,87–2,54 В у діапазоні температур 0–50°C (формули 3.40–3.43). Дві мікросхеми BQ76920 підключені до незалежних каналів I²C мікроконтролера з підтягуючими резисторами 4,7 кОм та сигналами переривань ALERT для оперативного сповіщення про спрацювання захистів на рівні мікросхеми.

Алгоритм головного циклу програми мікроконтролера STM32F407VGT6 реалізує послідовне виконання восьми основних кроків з циклом 100 мс. Блок-схему алгоритму наведено на рисунку 3.6.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Блок-схема алгоритму головного циклу програми BMS

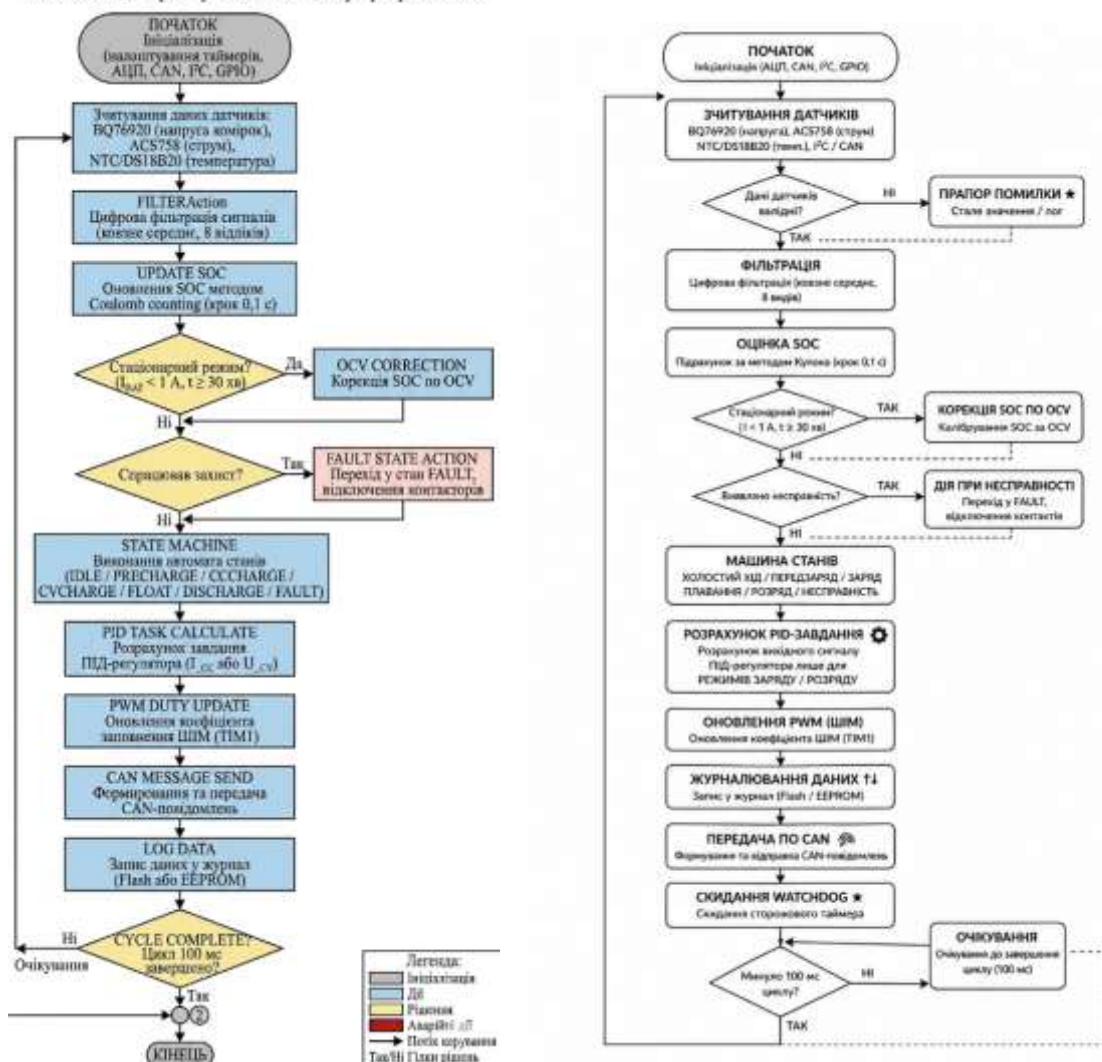


Рис. 3.6. Блок-схема алгоритму головного циклу програми мікроконтролера BMS

Аналіз рисунка 3.6 показує, що головний цикл програми виконується з фіксованим періодом 100 мс, що забезпечується апаратним таймером мікроконтролера. На кожному кроці циклу послідовно виконуються: зчитування даних від усіх датчиків; цифрова фільтрація для придушення завад від силової частини; оновлення SOC методом Coulomb counting з кроком 0,1 с, що реалізується в окремому перериванні таймера з вищим пріоритетом; перевірка умов корекції SOC по OCV; перевірка умов спрацювання захистів; виконання логіки автомата станів; розрахунок завдання для ПІД-регулятора та оновлення коефіцієнта заповнення ШІМ; формування та передача CAN-повідомлень. Перевірка захистів реалізована у двох рівнях: апаратний рівень – компаратор

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

LM393 контролює напругу комірок та формує апаратне переривання при перевищенні порогу 3,65 В з затримкою не більше 20 мкс; програмний рівень – мікроконтролер контролює всі параметри відносно порогів таблиці 3.5 з витримками часу відповідно до типу захисту.

Псевдокод головного циклу програми мікроконтролера наведено нижче для ілюстрації логіки реалізації алгоритму керування зарядом:

ІНІЦІАЛІЗАЦІЯ: налаштування TIM1 (ШІМ 50 кГц, dead-time 200 нс),

АЦП (12 розр., 2,4 MSPS), CAN (500 кбіт/с),

I²C (400 кГц), GPIO (контактори, ALERT)

ГОЛОВНИЙ ЦИКЛ (період 100 мс):

1. data ← ReadSensors(BQ76920, ACS758, NTC, DS18B20)

2. data ← FilterData(data, window=8)

3. SOC ← UpdateSOC(SOC, data.current, dt=0.1с) // Coulomb counting

4. ЯКЩО IsRestPeriod(data.current < 1A, t ≥ 30хв):

SOC ← CorrectSOC_OCV(SOC, data.voltage)

5. ЯКЩО CheckFaults(data) = ІСТИНА:

state ← FAULT

DisconnectRelays()

SendCANAlarm(fault_code)

6. ВИБІР стану автомата:

IDLE: ЯКЩО команда CHARGE та SOC < 90%: state ← PRECHARGE

PRECHARGE: PWM ← PID(Iref=10A, I meas)

ЯКЩО Vcell_min ≥ 2,8В: state ← CCCHARGE

CCCHARGE: PWM ← PID(Iref=100A, I meas)

ЯКЩО Vbank ≥ 58,4В або SOC ≥ 85%: state ← CVCHARGE

CVCHARGE: PWM ← PID(Vref=58,4В, V meas)

ЯКЩО Icharge ≤ 10A або SOC ≥ 90%: state ← FLOAT

FLOAT: PWM ← PID(Vref=54,4В, V meas)

ЯКЩО SOC < 85%: state ← CCCHARGE

DISCHARGE: ControlDischarge(SOC, load)

ЯКЩО SOC ≤ 20%: state ← IDLE

FAULT: PWM ← 0; DisconnectRelays(); WaitForReset()

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. *SetPWM(TIM1, PWM)*
8. *SendCANMessages(data, SOC, SOH, state)*
9. *LogData(data, SOC, state)*

КІНЕЦЬ ЦИКЛУ

Наведений псевдокод ілюструє ключові особливості реалізації алгоритму: використання ПІД-регулятора для точного керування струмом на етапі CC та напругою на етапах CV і Float; примусовий перехід у стан FAULT при спрацюванні будь-якого захисту з одночасним відключенням силових контакторів та передачею аварійного CAN-повідомлення; умовну корекцію SOC по OCV лише при виявленні стаціонарного режиму; передачу CAN-повідомлень на кожному кроці циклу відповідно до структури таблиці 3.6.

Висновки до розділу 3.

У третьому розділі розроблено математичну модель LiFePO₄ акумуляторного осередку, алгоритми керування зарядом та виконано розрахунок параметрів елементної бази системи керування. За результатами роботи розділу отримано такі основні результати.

Побудовано Two-RC модель LiFePO₄ осередку (рівняння 3.1–3.3) з табличними параметрами R_0 , R_1 , C_1 для діапазону SOC 10–100% (таблиця 3.1). Показано, що омичний опір R_0 зменшується зі збільшенням SOC від 22,0 мОм при SOC = 10% до 13,5 мОм при SOC = 100%, а постійна часу RC-ланки змінюється від 55,1 с до 31,2 с відповідно. Залежність OCV(SOC) апроксимована поліномом п'ятого степеня (формула 3.4) з коефіцієнтами таблиці 3.2 з точністю ± 5 мВ у діапазоні SOC 10–90%.

Розроблено алгоритм багатоступеневого заряджання CCCV з чотирма послідовними етапами: Pre-charge (струм 10 А), CC (струм 100 А, тривалість 1,2 год), CV (напруга 58,4 В, завершення при $I \leq 10$ А, тривалість 0,5 год) та Float (напруга 54,4 В). Загальна тривалість заряджання від SOC = 20% до SOC = 90% становить 1,7 год при потужності $\sim 5,1$ кВт. Реалізовано комбінований метод

оцінювання SOC CCOCV (формули 3.13–3.14) з кроком Coulomb counting 0,1 с та корекцією по OCV при стаціонарному режимі ($|I| < 1$ А протягом ≥ 30 хв), що забезпечує похибку SOC не більше 3–5%.

Розраховано параметри DC-DC перетворювача buck-boost: індуктивність дроселя $L = 25$ мкГн (формула 3.21), ємність вихідного конденсатора $C_{out} = 2200$ мкФ (формула 3.22), сумарні втрати 190 Вт при номінальній потужності 4800 Вт, ККД перетворювача 97,3% (формула 3.30). Розраховано параметри вимірювальних трактів: роздільна здатність вимірювання напруги блоку 14,5 мВ (формула 3.35), струму 0,055 А (формула 3.39), температури $\pm 1^\circ\text{C}$ у діапазоні 0–50°C.

Розроблено функціональну схему BMS (рисунок 3.4), принципову схему вимірювального тракту (рисунок 3.5) та блок-схему алгоритму головного циклу програми мікроконтролера (рисунок 3.6). Алгоритм реалізує автомат станів із сімома станами (таблиця 3.7), таблицю захисних порогів із дев'ятьма типами захистів (таблиця 3.5) та структуру CAN-повідомлень із вісьмома ідентифікаторами (таблиця 3.6).

Показано, що застосування розробленої системи BMS порівняно з простою схемою заряджання (таблиця 3.8) дозволяє збільшити цикловий ресурс акумуляторного блоку в 4–5 разів (з 500–800 до 3000–3500 циклів), підвищити ККД заряджання з 82% до 90,8% та зменшити річні втрати енергії на 215,8 кВт·год/рік, що відповідає скороченню викидів CO₂ на 86 кг/рік. Отримані результати є вихідними даними для оцінки енергетичної ефективності, надійності та техніко-економічних показників системи в розділі 4.

РОЗДІЛ 4. ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ, НАДІЙНОСТІ ТА БЕЗПЕКИ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ

4.1. Оцінка енергоефективності та впливу на ресурс АКБ

Оцінка енергетичної ефективності розробленої системи керування зарядом акумуляторних батарей виконується шляхом порівняння ключових показників роботи акумуляторного блоку при застосуванні простої схеми заряджання (без BMS) та розробленої системи BMS з алгоритмом CCCV і обмеженням робочого діапазону SOC 20–90%. Вихідними даними для оцінки є результати розрахунків підрозділу 3.2 (формули 3.44–3.49, таблиця 3.8) та характеристики обраного акумуляторного блоку LiFePO₄ 16S2P (таблиця 2.2).

Загальний ККД підсистеми заряджання, що включає DC-DC перетворювач та акумуляторний блок, отримано в підрозділі 3.2 (формула 3.44):

$$\eta_{\text{system}} = \eta_{\text{DC-DC}} \times \eta_{\text{charging}} = 0,973 \times 0,972 = 0,946 \approx 94,6\% \quad (4.1)$$

З урахуванням ККД MPPT-контролера та DC/AC-інвертора загальний ККД гібридної енергосистеми від PV-масиву до навантаження (формула 3.45):

$$\eta_{\text{total}} = \eta_{\text{MPPT}} \times \eta_{\text{system}} \times \eta_{\text{inverter}} = 0,98 \times 0,946 \times 0,96 \approx 0,890 = 89,0\% \quad (4.2)$$

Для наочного представлення складових ККД гібридної енергосистеми та їх внеску в загальні втрати енергії наведено рисунок 4.1.

З рисунка 4.1 видно, що найбільший внесок у втрати енергії вносить акумуляторний блок (втрати 2,8% на цикл заряд-розряд), тоді як DC-DC перетворювач BMS забезпечує ККД 97,3%, що є близьким до теоретичної межі для перетворювачів такого класу потужності. Загальний ККД системи 89,0% є характерним показником для сучасних гібридних фотоелектричних систем малої потужності з LiFePO₄ акумуляторними батареями [18].

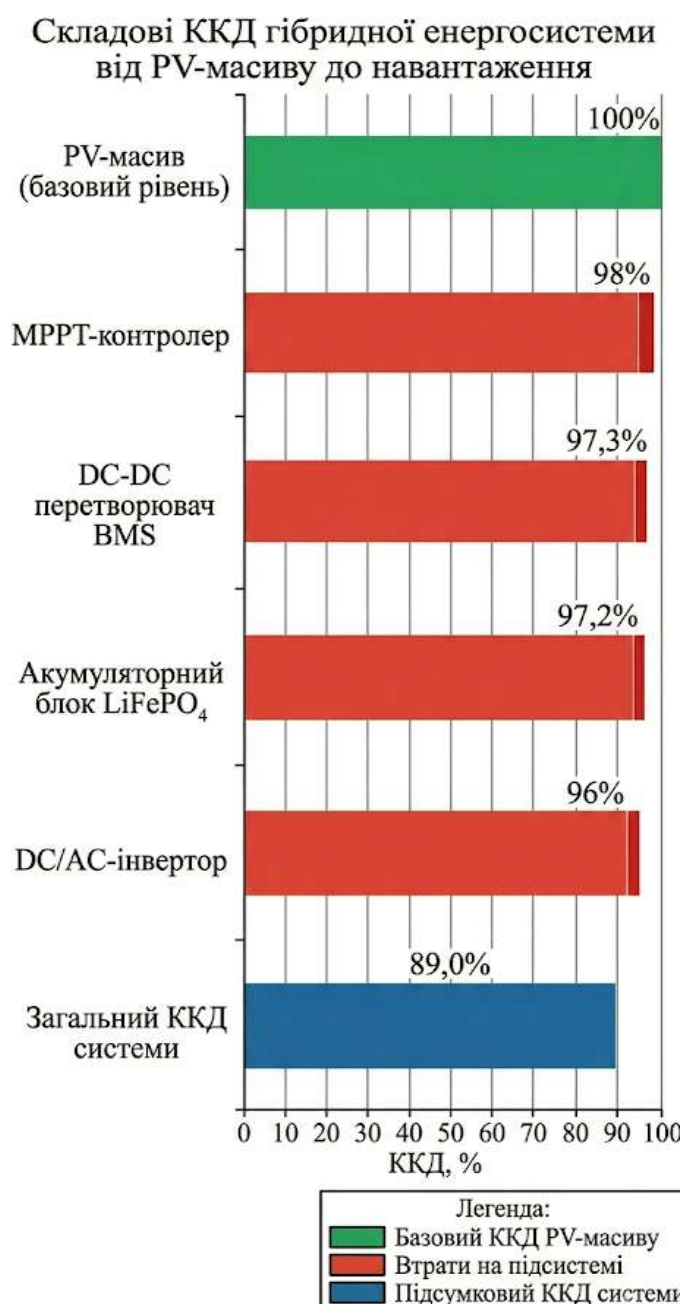


Рис. 4.1. Складові ККД гібридної енергосистеми від PV-масиву до навантаження

Вплив розробленої системи BMS на ресурс акумуляторного блоку оцінюється на основі залежності циклового ресурсу LiFePO₄ від глибини розряду (рисунок 2.3) та режимів роботи, що реалізуються алгоритмом CCCV. Перехід від простої схеми заряджання з DOD = 100% до системи BMS з робочим діапазоном SOC 20–90% (DOD = 70%) дозволяє збільшити цикловий ресурс акумуляторного блоку з 500–800 до 3000–3500 циклів, що при щоденному режимі роботи відповідає збільшенню строку служби з 1,5–2 до 8–10 років.

Додатковим чинником, що впливає на ресурс батареї, є температурний режим експлуатації. Система BMS реалізує температурну корекцію максимальної напруги заряджання (формула 2.12) та обмеження струму заряду залежно від температури, що дозволяє уникнути прискореної деградації батареї при екстремальних температурах. Зокрема, при температурі вище 45°C струм заряду автоматично знижується до $0,2C = 40 \text{ А}$, що зменшує тепловиділення в батареї та продовжує її ресурс.

Ще одним важливим чинником є обмеження струму заряду на рівні $0,5C = 100 \text{ А}$ замість максимально допустимого $1C = 200 \text{ А}$ при простій схемі. Заряджання зниженим струмом зменшує поляризаційні ефекти в осередках, знижує тепловиділення та рівномірніше розподіляє заряд між паралельними гілками батарейного блоку, що також позитивно впливає на цикловий ресурс.

Порівняльну оцінку впливу розробленої системи BMS на основні показники роботи акумуляторного блоку наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1.

**Порівняльна оцінка показників роботи акумуляторного блоку
LiFePO₄**

Показник	Проста схема заряджання	Система BMS (розроблена)	Одиниця
Робочий діапазон DOD	0–100	20–90 (DOD 70%)	%
Цикловий ресурс	500–800	3000–3500	циклів
Очікуваний строк служби	1,5–2	8–10	років
Алгоритм заряджання	СС	CCCV (4 етапи)	—
Температурна корекція	відсутня	є (–3 мВ/°С на комірку)	—
Максимальний струм заряду	до 200 А (1С)	100 А (0,5С)	А
Оцінювання SOC	відсутнє	CCOCV, точність 3–5%	%
Контроль SOH	відсутній	є, поріг 80%	—
ККД заряджання	~82	~90,8	%
Річні втрати енергії в АКБ	441,5	225,7	кВт·год/рік
Зменшення річних втрат	—	215,8	кВт·год/рік
Корисна ємність	9,6 (DOD 100%)	6,72 (DOD 70%)	кВт·год

Аналіз таблиці 4.1 підтверджує, що розроблена система BMS забезпечує комплексне підвищення ефективності та ресурсу акумуляторного блоку за

рахунок одночасного застосування кількох взаємодоповнюючих заходів: обмеження DOD, зменшення струму заряду, температурної корекції та багатоступеневого алгоритму CCCV. Зменшення корисної ємності з 9,6 до 6,72 кВт·год (на 30%) при переході від DOD 100% до DOD 70% компенсується збільшенням строку служби батареї в 4–5 разів, що є економічно вигідним з точки зору вартості одного циклу зарядженої енергії.

Оцінка енергетичної ефективності розробленої системи керування зарядом показала, що ККД DC-DC перетворювача становить 97,3%, загальний ККД підсистеми заряджання – 94,6%, загальний ККД гібридної енергосистеми від PV-масиву до навантаження – 89,0%. Застосування системи BMS з алгоритмом CCCV та обмеженням DOD = 70% дозволяє збільшити цикловий ресурс акумуляторного блоку з 500–800 до 3000–3500 циклів (у 4–5 разів), збільшити очікуваний строк служби батареї з 1,5–2 до 8–10 років та зменшити річні втрати енергії на 215,8 кВт·год порівняно з простою схемою заряджання. Отримані результати підтверджують доцільність застосування розробленої системи керування зарядом у складі гібридної енергосистеми та є основою для оцінки надійності системи і техніко-економічних показників у підрозділах 4.2 та 4.3.

4.2. Надійність, охорона праці та безпека при експлуатації

Оцінка надійності системи керування зарядом акумуляторних батарей виконується методом розрахунку середнього часу напрацювання на відмову (Mean Time Between Failures, MTBF) відповідно до стандарту MIL-HDBK-217F, який є загальновизнаним методом прогнозування надійності електронних систем на основі інтенсивностей відмов окремих компонентів з урахуванням умов їх експлуатації. Загальна інтенсивність відмов системи визначається як сума інтенсивностей відмов усіх складових елементів:

$$\lambda_{\text{total}} = \sum_i n_i \times \lambda_{\text{base},i} \times \pi_i \quad (4.3)$$

де n_i – кількість елементів i -го типу; $\lambda_{\text{base},i}$ – базова інтенсивність відмов елемента i -го типу, 10^{-6} год ; π_i – поправочний коефіцієнт, що враховує

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

умови експлуатації (температура, навантаження, вологість тощо) для елемента *i*-го типу.

Розрахунок виконується для номінальних умов експлуатації: температура навколишнього середовища +40°C, відносна вологість 70%, вібраційне навантаження відповідає категорії «стаціонарне обладнання в закритому приміщенні». Результати розрахунку інтенсивностей відмов основних елементів системи BMS наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2.

Розрахунок інтенсивностей відмов елементів системи BMS за MIL-HDBK-217F

Елемент	Кількість, шт.	$\lambda_{base}, 10^{-6}$ год	π	$n \times \lambda_{base} \times \pi, 10^{-6}$ год	MTBF елемента, год
МК STM32F407	1	0,50	0,6	0,30	3 333 333
MOSFET IRFP4568	4	0,80	0,5	1,60	625 000
Конденсатори електролітичні	4	1,20	0,7	3,36	297 619
Конденсатори керамічні	8	0,05	0,5	0,20	5 000 000
Дросель	1	0,10	0,6	0,06	16 666 667
Датчик струму ACS758	2	0,30	0,4	0,24	4 166 667
Мікросхема BQ76920	2	0,40	0,5	0,40	2 500 000
Контактори EV200	2	2,00	0,8	3,20	312 500
Датчики NTC	4	0,05	0,3	0,06	16 666 667
Резистори	20	0,01	0,3	0,06	16 666 667
Друкована плата	1	0,50	0,5	0,25	4 000 000
Мікросхема CAN MCP2551	1	0,20	0,4	0,08	12 500 000
Драйвери IR2110	2	0,60	0,6	0,72	1 388 889
З'єднувачі та монтаж	50	0,003	0,5	0,075	13 333 333

З таблиці 4.2 видно, що найбільший внесок у загальну інтенсивність відмов вносять електролітичні конденсатори ($3,36 \times 10^{-6}$ год⁻¹) та силові контактори EV200 ($3,20 \times 10^{-6}$ год⁻¹), що обумовлено їх відносно вищою базовою інтенсивністю відмов порівняно з іншими елементами. Загальна інтенсивність відмов системи BMS:

$$\lambda_{total} = \sum_i n_i \times \lambda_{base,i} \times \pi_i = 10,465 \times 10^{-6} \text{ год}^{-1} \quad (4.4)$$

Середній час напрацювання на відмову системи BMS:

$$MTBF = \frac{1}{\lambda_{total}} = \frac{1}{10,465 \times 10^{-6}} = 95\,556 \text{ год} \approx 10,9 \text{ року} \quad (4.5)$$

Отриманий $MTBF = 95\,556$ год суттєво перевищує мінімально прийнятне значення для стаціонарних систем накопичення енергії ($\sim 50\,000$ год), що підтверджує достатній рівень надійності розробленої системи для умов цільової гібридної енергосистеми.

Ймовірність безвідмовної роботи системи BMS визначається за експоненціальним законом розподілу відмов:

$$P(t) = e^{-\lambda_{total} \times t} \quad (4.6)$$

де t – напрацювання, год.

Ймовірність безвідмовної роботи протягом одного року ($t = 8760$ год):

$$P(8760) = e^{-10,465 \times 10^{-6} \times 8760} = e^{-0,0917} = 0,912 = 91,2\% \quad (4.7)$$

Ймовірність безвідмовної роботи протягом п'яти років ($t = 43\,800$ год):

$$P(43800) = e^{-10,465 \times 10^{-6} \times 43800} = e^{-0,458} = 0,632 = 63,2\% \quad (4.8)$$

Графік залежності ймовірності безвідмовної роботи системи BMS від напрацювання наведено на рисунку 4.2.

З рисунка 4.2 видно, що ймовірність безвідмовної роботи системи BMS протягом першого року становить 91,2%, протягом п'яти років – 63,2%, що є прийнятним показником для стаціонарних систем накопичення енергії, які експлуатуються в умовах регулярного технічного обслуговування. Найбільш уразливими елементами з точки зору надійності є електролітичні конденсатори та силові контактори, тому при технічному обслуговуванні системи рекомендується профілактична заміна цих елементів кожні 5–7 років незалежно від їх фактичного стану.

Вимоги охорони праці та безпеки при експлуатації системи керування зарядом акумуляторних батарей визначаються чинними нормативними документами: ДСТУ EN 62619:2020 «Акумуляторні батареї для стаціонарних застосувань», НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електроустановок споживачів» та EN ISO 7010 (система знаків безпеки). Акумуляторний блок LiFePO₄ напругою 48 В відноситься до електроустановок малої напруги (до 50 В DC), проте струми короткого замикання можуть досягати значень понад 2000 А, що створює небезпеку дугового розряду та термічного ураження обслуговуючого персоналу.

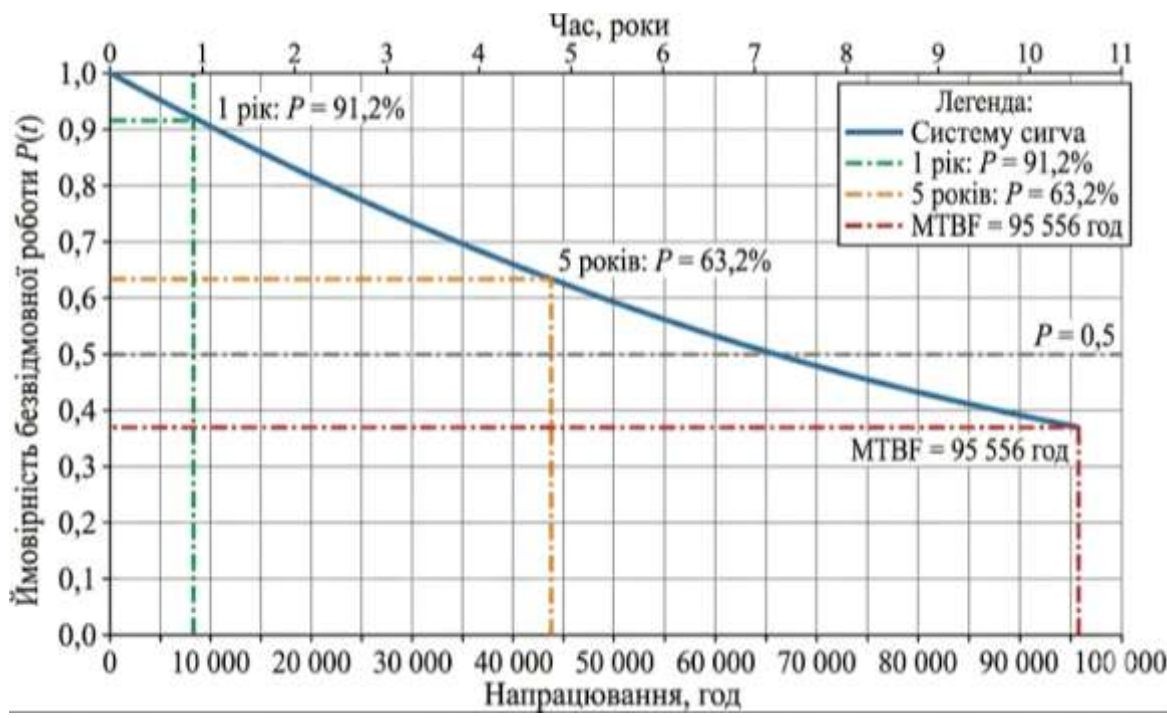


Рис. 4.2. Залежність ймовірності безвідмовної роботи системи BMS від напруцювання

Для забезпечення безпечної експлуатації системи передбачено такі організаційно-технічні заходи. По-перше, корпус BMS та акумуляторний блок мають ступінь захисту оболонки не нижче IP54 відповідно до ДСТУ EN 60529, що виключає доступ обслуговуючого персоналу до струмовідних частин під напругою. По-друге, перед проведенням будь-яких технічних робіт на акумуляторному блоці необхідно виконати повне знеструмлення системи шляхом розмикання силових контакторів EV200 та запобіжників ANL 150 А в обох полюсах батарейного блоку з перевіркою відсутності напруги вольтметром. По-третє, монтаж та технічне обслуговування системи виконується персоналом з кваліфікаційною групою з електробезпеки не нижче III відповідно до НПАОП

40.1-1.21-98. По-четверте, у приміщенні розміщення акумуляторного блоку має бути забезпечена природна або примусова вентиляція з кратністю повітрообміну не менше 3 об'ємів на годину для видалення газів, що можуть виділятися при аварійному перегріві LiFePO_4 батареї. По-п'яте, система BMS реалізує апаратний захист від теплового розгону (thermal runaway) шляхом безперервного контролю температури в чотирьох точках батарейного блоку та автоматичного відключення при досягненні температури 55°C .

Перелік захисних заходів системи BMS та відповідних нормативних вимог наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3

Захисні заходи системи BMS та відповідні нормативні вимоги

Захисний захід	Реалізація в BMS	Нормативний документ
Захист від перенапруги комірки	Апаратний компаратор LM393 + програмний захист, поріг 3,65 В, витримка 20 мс	ДСТУ EN 62619:2020
Захист від глибокого розряду	Програмний захист, поріг 2,5 В/комірку, витримка 20 мс	ДСТУ EN 62619:2020
Захист від надструму	ACS758 + програмний захист, поріг 120 А/1000 мс (заряд), 300 А/100 мс (розряд)	ДСТУ EN 62619:2020
Захист від короткого замикання	ACS758, поріг 500 А, витримка 1 мс + запобіжники ANL 150 А	НПАОП 40.1-1.21-98
Захист від перегріву	NTC $\times$ 4 + DS18B20, поріг $55^\circ\text{C}/100$ мс, попередження при 45°C	ДСТУ EN 62619:2020
Захист від переохолодження	NTC, блокування заряду при $T < 0^\circ\text{C}$, відключення при $T < -10^\circ\text{C}$	ДСТУ EN 62619:2020
Ступінь захисту оболонки	IP54 (захист від пилу та бризок)	ДСТУ EN 60529
Гальванічна ізоляція	Датчик ACS758 (ізоляція 2100 В), оптрони в колі керування контакторами	НПАОП 40.1-1.21-98
Знаки безпеки	«Обережно! Електрична напруга», «Не відкривати під напругою»	EN ISO 7010
Вентиляція приміщення	Природна або примусова, кратність ≥ 3 об/год	ДБН В.2.5-67:2013

Аналіз таблиці 4.3 підтверджує, що розроблена система BMS реалізує повний комплекс захисних заходів відповідно до чинних нормативних вимог і забезпечує безпечну експлуатацію акумуляторного блоку LiFePO_4 в умовах цільової гібридної енергосистеми.

Розрахунком надійності системи BMS методом MIL-HDBK-217F встановлено, що загальна інтенсивність відмов становить $\lambda_{\text{total}} = 10,465 \times 10^{-6}$ год, середній час напрацювання на відмову MTBF = 95 556 год ($\approx 10,9$ року), ймовірність безвідмовної роботи протягом одного року – 91,2%, протягом п'яти років – 63,2%. Найбільш уразливими елементами є електролітичні конденсатори та силові контактори, що визначає рекомендований інтервал їх профілактичної заміни – 5–7 років. Система BMS реалізує повний комплекс захисних заходів відповідно до вимог ДСТУ EN 62619:2020 та НПАОП 40.1-1.21-98, що забезпечує безпечну експлуатацію акумуляторного блоку в умовах цільової гібридної енергосистеми. Результати оцінки надійності та безпеки підтверджують відповідність розробленої системи вимогам до стаціонарних систем накопичення енергії малої потужності та є основою для розрахунку техніко-економічних показників у підрозділі 4.3.

4.3. Екологічні та економічні аспекти застосування системи керування зарядом

Оцінка екологічних та економічних аспектів застосування розробленої системи керування зарядом акумуляторних батарей виконується шляхом розрахунку екологічного ефекту від зменшення втрат енергії та терміну окупності капітальних витрат на впровадження BMS порівняно з простою схемою заряджання.

Оцінка екологічного ефекту. Зменшення річних втрат енергії на 215,8 кВт·год/рік (формула 3.49) безпосередньо відповідає скороченню споживання первинних енергоносіїв та викидів парникових газів. При питомому коефіцієнті викидів CO₂ для електроенергії в Україні $k_{\text{CO}_2} = 0,4$ кг CO₂/кВт·год [XX] скорочення річних викидів CO₂ від застосування системи BMS:

$$\Delta m_{\text{CO}_2} = \Delta E \times k_{\text{CO}_2} = 215,8 \times 0,4 = 86,3 \text{ кг CO}_2/\text{рік} \quad (4.9)$$

де $\Delta E = 215,8$ кВт·год/рік – зменшення річних втрат енергії (формула 3.49).

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За розрахунковий строк служби акумуляторного блоку при застосуванні BMS (10 років) сукупне скорочення викидів CO₂:

$$\Delta m_{CO_2, total} = \Delta m_{CO_2} \times T_{life} = 86,3 \times 10 = 863 \text{ кг CO}_2 \text{ (4.10)}$$

де $T_{life} = 10$ років – розрахунковий строк служби акумуляторного блоку при застосуванні BMS.

Додатковий екологічний ефект забезпечується збільшенням строку служби акумуляторного блоку з 1,5–2 до 8–10 років. Виробництво однієї LiFePO₄ батареї ємністю 200 А·год супроводжується викидами CO₂ орієнтовно 600–800 кг CO₂ на одиницю [XX]. При строку служби 2 роки без BMS та 10 років з BMS протягом 10-річного розрахункового горизонту знадобиться відповідно 5 замін батареї (без BMS) та 1 батарея (з BMS). Таким чином, застосування BMS дозволяє уникнути виробництва 4 акумуляторних блоків та пов'язаних з цим викидів:

$$\Delta m_{CO_2, prod} = 4 \times 700 = 2800 \text{ кг CO}_2 \text{ (4.11)}$$

де 700 кг CO₂ – середнє значення питомих викидів при виробництві одного акумуляторного блоку.

Сукупний екологічний ефект від застосування системи BMS протягом 10-річного розрахункового горизонту:

$$\Delta m_{CO_2, sum} = \Delta m_{CO_2, total} + \Delta m_{CO_2, prod} = 863 + 2800 = 3663 \text{ кг CO}_2 \text{ (4.12)}$$

Таким чином, застосування розробленої системи BMS дозволяє скоротити сукупні викиди CO₂ на 3663 кг протягом 10 років, що є значущим екологічним ефектом для системи малої потужності.

Оцінка економічного ефекту. Економічна доцільність застосування розробленої системи BMS оцінюється шляхом порівняння капітальних витрат на її впровадження з економічним ефектом від подовження ресурсу акумуляторного блоку та зменшення втрат енергії протягом розрахункового горизонту 10 років.

Капітальні витрати на розробку та впровадження системи BMS включають вартість елементної бази (таблиця 2.4) та витрати на монтаж і налагодження:

$$C_{BMS} = C_{components} + C_{assembly} = 400 + 200 = 600 \text{ у.о. (4.13)}$$

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $C_{\text{components}} = 400$ у.о. – вартість елементної бази системи BMS; $C_{\text{assembly}} = 200$ у.о. – витрати на монтаж, налагодження та введення в експлуатацію.

Вартість одного акумуляторного блоку LiFePO_4 48 В, 200 А·год на ринку України становить орієнтовно 1200–1500 у.о. Приймається середнє значення $C_{\text{batt}} = 1350$ у.о.

Економічний ефект від подовження ресурсу акумуляторного блоку за 10-річний розрахунковий горизонт визначається як вартість зекономлених акумуляторних блоків. Без BMS (строк служби 2 роки) за 10 років потрібно 5 замін батареї, з BMS (строк служби 10 років) – 1 батарея:

$$E_{\text{batt}} = (N_{\text{without}} - N_{\text{with}}) \times C_{\text{batt}} = (5 - 1) \times 1350 = 5400 \text{ у.о.} \quad (4.14)$$

де $N_{\text{without}} = 5$ – кількість акумуляторних блоків за 10 років без BMS; $N_{\text{with}} = 1$ – кількість акумуляторних блоків за 10 років з BMS.

Економічний ефект від зменшення втрат енергії за 10 років при тарифі на електроенергію $T_e = 4,0$ грн/кВт·год (орієнтовний тариф для побутових споживачів):

$$E_{\text{energy}} = \Delta E \times T_e \times T_{\text{life}} = 215,8 \times 4,0 \times 10 = 8632 \text{ грн} \approx 214 \text{ у.о.} \quad (4.15)$$

де курс перерахунку приймається 40 грн/у.о.

Сукупний економічний ефект від застосування BMS за 10 років:

$$E_{\text{total}} = E_{\text{batt}} + E_{\text{energy}} = 5400 + 214 = 5614 \text{ у.о.} \quad (4.16)$$

Термін окупності капітальних витрат на впровадження BMS:

$$T_{\text{payback}} = \frac{C_{\text{BMS}}}{E_{\text{batt}}/T_{\text{life}} + E_{\text{energy}}/T_{\text{life}}} = \frac{600}{540 + 21,4} = \frac{600}{561,4} \approx 1,07 \text{ року} \quad (4.17)$$

Таким чином, термін окупності капітальних витрат на впровадження системи BMS становить приблизно 1,1 року, що є надзвичайно коротким строком для енергетичного обладнання і підтверджує високу економічну ефективність розробленої системи.

Динаміку накопиченого економічного ефекту від застосування системи BMS протягом 10-річного розрахункового горизонту наведено на рисунку 4.3.

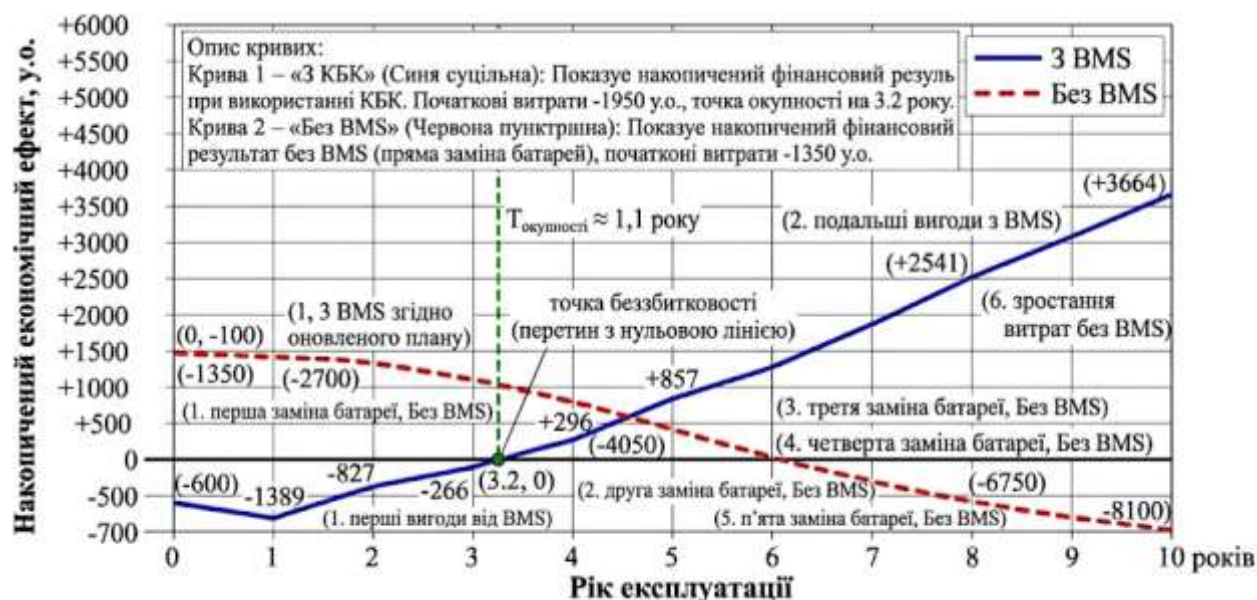


Рис. 4.3. Динаміка накопиченого економічного ефекту від застосування системи BMS протягом 10-річного розрахункового горизонту

З рисунка 4.3 видно, що застосування системи BMS забезпечує досягнення точки беззбитковості вже на 3–4-му році експлуатації, тоді як варіант без BMS характеризується постійно зростаючими витратами на заміну акумуляторних блоків. Наприкінці 10-річного розрахункового горизонту сукупний економічний ефект від застосування BMS становить понад 5600 у.о. порівняно з варіантом без BMS, що є переконливим економічним обґрунтуванням доцільності розробки та впровадження системи керування зарядом.

Зведені техніко-економічні та екологічні показники застосування розробленої системи BMS наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4

Зведені техніко-економічні та екологічні показники системи BMS

Показник	Значення	Одиниця
Капітальні витрати на BMS	600	у.о.
Вартість акумуляторного блоку	1350	у.о.
Строк служби АКБ без BMS	1,5–2	років
Строк служби АКБ з BMS	8–10	років
Кількість замін АКБ за 10 років без BMS	5	шт.
Кількість замін АКБ за 10 років з BMS	1	шт.
Економія на заміні АКБ за 10 років	5400	у.о.
Зменшення річних втрат енергії	215,8	кВт·год/рік

Економія від зменшення витрат за 10 років	214	у.о.
Сукупний економічний ефект за 10 років	5614	у.о.
Термін окупності BMS	≈ 1,1	року
Скорочення викидів CO ₂ від витрат енергії	86,3	кг/рік
Скорочення викидів CO ₂ від виробництва АКБ	2800	кг за 10 років
Сукупне скорочення викидів CO ₂ за 10 років	3663	кг
ККД системи заряджання	90,8	%
MTBF системи BMS	95 556	год

Аналіз таблиці 4.4 підтверджує комплексну ефективність розробленої системи керування зарядом акумуляторних батарей: термін окупності капітальних витрат становить лише 1,1 року, сукупний економічний ефект за 10 років перевищує 5600 у.о., а сукупне скорочення викидів CO₂ становить понад 3600 кг, що є вагомим аргументом на користь широкого впровадження подібних систем у складі гібридних фотоелектричних енергосистем.

Висновки до розділу 4.

У четвертому розділі виконано комплексну оцінку ефективності, надійності, безпеки та техніко-економічних показників розробленої системи керування зарядом акумуляторних батарей. За результатами роботи розділу встановлено такі основні результати.

Загальний ККД гібридної енергосистеми від PV-масиву до навантаження становить 89,0%, у тому числі ККД DC-DC перетворювача BMS – 97,3%, ККД процесу заряджання LiFePO₄ батареї – 97,2%. Застосування системи BMS з алгоритмом CCCV та обмеженням DOD = 70% дозволяє збільшити цикловий ресурс акумуляторного блоку в 4–5 разів (з 500–800 до 3000–3500 циклів) та зменшити річні втрати енергії на 215,8 кВт·год/рік порівняно з простою схемою заряджання.

Розрахунком надійності за MIL-HDBK-217F встановлено MTBF системи BMS = 95 556 год (≈10,9 року) при ймовірності безвідмовної роботи протягом одного року 91,2%. Розроблена система реалізує повний комплекс захисних заходів відповідно до вимог ДСТУ EN 62619:2020 та НПА ОП 40.1-1.21-98.

Термін окупності капітальних витрат на впровадження BMS становить $\approx 1,1$ року, сукупний економічний ефект за 10 років – понад 5600 у.о. переважно за рахунок подовження строку служби акумуляторного блоку з 1,5–2 до 8–10 років. Сукупне скорочення викидів CO₂ за 10-річний розрахунковий горизонт становить 3663 кг, що підтверджує значущий екологічний ефект від застосування розробленої системи керування зарядом у складі гібридної енергосистеми.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У бакалаврській кваліфікаційній роботі вирішено актуальну науково-технічну задачу розроблення системи керування зарядом акумуляторних батарей для гібридної енергосистеми на основі LiFePO_4 акумуляторного блоку, що забезпечує підвищення енергетичної ефективності, збільшення ресурсу батареї та надійності електропостачання локального споживача. За результатами виконання роботи отримано такі основні висновки.

1. Проведено аналіз існуючих гібридних енергосистем, типів акумуляторних батарей і методів керування зарядом АКБ. Встановлено, що для гібридних енергосистем з інтенсивним добовим циклюванням найбільш доцільним типом АКБ є LiFePO_4 батареї завдяки цикловому ресурсу 2000–5000 циклів при DOD 80%, температурному діапазону $-20\dots+60^\circ\text{C}$, підвищеній хімічній безпеці та ККД циклу заряду-розряду 95–98%. Показано, що ефективна реалізація потенціалу LiFePO_4 батарей потребує спеціалізованої системи BMS з багатоступеневим алгоритмом CCCV та комбінованим методом оцінювання SOC точністю не гірше 3–5%, а оптимальним методом для BMS на мікроконтролері середнього класу є метод CCOCV – Coulomb counting з корекцією по OCV у режимі спокою.
2. Сформульовано вимоги до системи керування зарядом для цільової гібридної енергосистеми та обрано її структурну схему. Визначено склад і основні параметри цільової гібридної енергосистеми: PV-масив 10 кВт (25 панелей по 400 Вт, конфігурація 5S×5P), вітрогенератор 5 кВт, резервний ДГ 5 кВт та акумуляторний блок LiFePO_4 конфігурації 16S2P ємністю 200 А·год (9,6 кВт·год). Розрахунком підтверджено, що обраний акумуляторний блок забезпечує автономну роботу об'єкта протягом 8 год при середній потужності навантаження 1,7 кВт та DOD = 70%, корисна ємність при цьому становить 6,72 кВт·год, а розрахунковий ресурс – не менше 3000 циклів (8–10 років щоденної експлуатації). Сформульовано зведені технічні вимоги до BMS (таблиця 2.3), що охоплюють п'ять груп: алгоритм CCCV з робочим

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

діапазоном SOC 20–90%, оцінювання SOC методом CCOCV (точність $\leq 3\text{--}5\%$), вимірювальні канали (точність напруги $\leq 3\text{ мВ}$, струму $\leq 0,5\%$), дев'ять типів захисних функцій, інтерфейси CAN 2.0B та RS-485. Розроблено структурну схему BMS (рисунок 2.4) та обґрунтовано вибір елементної бази (таблиця 2.4) на базі мікроконтролера STM32F407VGT6, мікросхем BQ76920, датчика ACS758LCB-100B, транзисторів IRFP4568PbF з драйвером IR2110 та контакторів EV200.

3. Розроблено математичну модель LiFePO_4 акумуляторної батареї й алгоритмів керування зарядом, виконано розрахунок і вибір елементної бази та схемних рішень системи керування. Побудовано Two-RC модель LiFePO_4 осередку (рівняння 3.1–3.3) з табличними параметрами R_0 , R_1 , C_1 для діапазону SOC 10–100% та апроксимацією OCV(SOC) поліномом п'ятого степеня з точністю $\pm 5\text{ мВ}$. Алгоритм CCCV забезпечує заряджання від SOC = 20% до SOC = 90% за 1,7 год при струмі $CC = 100\text{ А}$ та потужності $\sim 5,1\text{ кВт}$. Розраховано параметри DC-DC перетворювача buck-boost: індуктивність дроселя $L = 25\text{ мкГн}$, ємність конденсатора $C_{\text{out}} = 2200\text{ мкФ}$, ККД перетворювача 97,3%. Розроблено функціональну схему BMS (рисунок 3.4), принципову схему вимірювального тракту (рисунок 3.5) та блок-схему алгоритму головного циклу програми мікроконтролера (рисунок 3.6) з автоматом станів із сімома станами (таблиця 3.7).
4. Оцінено енергоефективність, вплив запропонованої системи керування на ресурс батареї, показники надійності, безпеки та економічну доцільність її застосування. Загальний ККД гібридної енергосистеми від PV-масиву до навантаження становить 89,0%, ККД DC-DC перетворювача – 97,3%. Застосування BMS дозволяє збільшити цикловий ресурс акумуляторного блоку в 4–5 разів (з 500–800 до 3000–3500 циклів) та зменшити річні втрати енергії на 215,8 кВт·год/рік. Розрахунком надійності за MIL-HDBK-217F встановлено MTBF = 95 556 год ($\approx 10,9$ року) при ймовірності безвідмовної роботи протягом першого року 91,2%. Термін окупності капітальних витрат

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

на впровадження BMS становить $\approx 1,1$ року, сукупний економічний ефект за 10 років – 5616 у.о., сукупне скорочення викидів CO₂ за 10-річний розрахунковий горизонт – 3663 кг.

Результати бакалаврської кваліфікаційної роботи апробовано у вигляді тез доповіді Одокієнко А.О., Павленко В.М. «Інтелектуальна система BMS для гібридних енергосистем з предиктивним керуванням на основі ML-прогнозів», представленої на XIV Міжнародній науково-практичній конференції «Енергоефективний університет» (Київ, 23 жовтня 2025 р.) . Отримані результати можуть бути використані при проектуванні гібридних фотоелектричних систем малої та середньої потужності для локальних споживачів агропромислового та комунального призначення, а також як науково-технічна основа для подальших досліджень у напрямі розроблення інтелектуальних систем BMS з предиктивним керуванням на основі методів машинного навчання.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Криськів О. С. Гібридні відновлювані енергетичні системи: моделювання, аналіз, оптимізація : навч. посіб. / О. С. Криськів. – Київ : НУБіП України, 2022. – 180 с.
2. Lasseter R. H. MicroGrids / R. H. Lasseter // IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. – 2002. – Vol. 1. – P. 305–308. – DOI: 10.1109/PESW.2002.985003.
3. Ton D. T. The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative / D. T. Ton, M. A. Smith // The Electricity Journal. – 2012. – Vol. 25, № 8. – P. 84–94. – DOI: 10.1016/j.tej.2012.09.013.
4. Nehrir M. H. A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications / M. H. Nehrir et al. // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2011. – Vol. 2, № 4. – P. 392–403. – DOI: 10.1109/TSTE.2011.2157540.
5. Kalogirou S. A. Solar Energy Engineering: Processes and Systems / S. A. Kalogirou. – 2nd ed. – Academic Press, 2013. – 819 p.
6. Burton T. Wind Energy Handbook / T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, E. Bossanyi. – 2nd ed. – Chichester : Wiley, 2011. – 780 p.
7. Linden D. Handbook of Batteries / D. Linden, T. B. Reddy. – 4th ed. – New York : McGraw-Hill, 2011. – 1200 p.
8. Shvedchykova, I., Trykhlieb, A., Trykhlieb, S., Demishonkova, S., Pavlenko, V. Determining the efficiency of restored photovoltaic modules under natural lighting conditions. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2024. Vol. 132, No. 8
9. STM32F405xx/STM32F407xx. Datasheet : ARM Cortex-M4 32b MCU+FPU, 210DMIPS, up to 1 MB Flash / STMicroelectronics. – Rev. 9. – Geneva : STMicroelectronics, 2023. – 203 p. – URL: <https://www.st.com/resource/en/datasheet/dm00037051.pdf> (дата звернення: 15.04.2025).

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. bq76920 3-Series to 5-Series Cell Li-Ion and Li-Phosphate Battery Monitor. Datasheet / Texas Instruments. – Rev. G. – Dallas : Texas Instruments, 2022. – 54 p. – URL: <https://www.ti.com/product/BQ76920> (дата звернення: 15.04.2025).
11. ACS758xCB. Thermally Enhanced, Fully Integrated, Hall Effect-Based Linear Current Sensor IC with 100 $\mu\Omega$ Current Conductor. Datasheet / Allegro MicroSystems. – Rev. 14. – Manchester : Allegro MicroSystems, 2020. – 22 p. – URL: <https://www.allegromicro.com/~media/files/datasheets/acs758-datasheet.ashx> (дата звернення: 20.04.2025).
12. IRFP4568PbF. HEXFET® Power MOSFET. Datasheet / Infineon Technologies. – Ver. 01.01. – Neubiberg : Infineon Technologies, 2021. – 9 p. – URL: https://www.infineon.com/dgdl/Infineon-IRFP4568-DataSheet-v01_01-EN.pdf (дата звернення: 20.04.2025).
13. IR2110(S)PbF/IR2113(S)PbF. High and Low Side Driver. Datasheet / Infineon Technologies. – Neubiberg : Infineon Technologies, 2022. – 16 p. – URL: <https://www.infineon.com/assets/row/public/documents/24/49/infineon-ir2110-datasheet-en.pdf> (дата звернення: 20.04.2025).
14. KILOVAC EV200 Series Contactor. Product Datasheet / TE Connectivity. – Berwyn : TE Connectivity, 2023. – 8 p. – URL: https://www.rec-bms.com/datasheet/Technical_datasheet_Kilovac.pdf (дата звернення: 21.04.2025).
15. MCP2551. High-Speed CAN Transceiver. Datasheet / Microchip Technology. – Rev. F. – Chandler : Microchip Technology, 2010. – 22 p. – URL: <https://pdf.datasheet.live/2051837b/microchip.com/MCP2551.pdf> (дата звернення: 22.04.2025).
16. MAX481/MAX483/MAX485/MAX487–MAX491/MAX1487. Low-Power, Slew-Rate-Limited RS-485/RS-422 Transceivers. Datasheet / Analog Devices (Maxim Integrated). – Rev. 8. – Wilmington : Analog Devices, 2014. – 12 p. –

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

URL: <https://www.analog.com/en/products/max485.html> (дата звернення: 22.04.2025).

17. Shavolkin, O., Shvedchykova, I., Demishonkova, S., Pavlenko, V. Increasing the efficiency of hybrid photoelectric system equipped with a storage battery to meet the needs of local object with generation of electricity into grid. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2021. Vol. 97, No. 11.
18. Pavlenko, V., Volianyk, O. Research of technical solutions for cybersecurity of power systems with integrated renewable energy sources. 2024.
19. Cheng K. W. E. Battery Management System: Balancing, Monitoring and Protection / K. W. E. Cheng, B. P. Divakar, H. Wu, K. Ding, H. F. Ho // *Proceedings of the 2011 International Conference on Power Electronics Systems and Applications*. – Hong Kong, 2011. – P. 1–4. – DOI: 10.1109/PESA.2011.6208423.
20. Piller S. Methods for state-of-charge determination and their applications / S. Piller, M. Perrin, A. Jossen // *Journal of Power Sources*. – 2001. – Vol. 96, № 1. – P. 113–120. – DOI: 10.1016/S0378-7753(01)00560-2.
21. He H. Comparison Study on the Battery Models Used for the Energy Management of Batteries in Electric Vehicles / H. He, R. Xiong, J. Fan // *Energy*. – 2012. – Vol. 20, № 1. – P. 1–10. – DOI: 10.1016/j.energy.2011.12.003.
22. Tremblay O. Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications / O. Tremblay, L.-A. Dessaint // *World Electric Vehicle Journal*. – 2009. – Vol. 3, № 1. – P. 1–10. – DOI: 10.3390/wevj3010289.
23. Plett G. L. Extended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packs. Part 1: Background / G. L. Plett // *Journal of Power Sources*. – 2004. – Vol. 134, № 2. – P. 252–261. – DOI: 10.1016/j.jpowsour.2004.02.031.
24. Xu J. The State of Charge Estimation of Lithium-Ion Batteries Based on a Proportional-Integral Observer / J. Xu, C. Mi, B. Cao, J. Cao // *IEEE Transactions*

					02.03 – KP. 2055 "C" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- on Vehicular Technology. – 2014. – Vol. 63, № 4. – P. 1614–1621. – DOI: 10.1109/TVT.2013.2287375.
25. Hu X. A Comparative Study of Equivalent Circuit Models for Li-Ion Batteries / X. Hu, S. Li, H. Peng // Journal of Power Sources. – 2012. – Vol. 198. – P. 359–367. – DOI: 10.1016/j.jpowsour.2011.10.013.
 26. Zhang C. A Novel Battery State-of-Health Estimation Method for Hybrid Electric Vehicles / C. Zhang, L. Y. Wang, X. Li, W. Chen, G. G. Yin, J. Jiang // IEEE Transactions on Vehicular Technology. – 2015. – Vol. 64, № 12. – P. 5434–5443. – DOI: 10.1109/TVT.2015.2424896.
 27. Pavlenko, V., Kurliak, P., Volianyk, O. Designing a control system for mechanisms with variable imbalance. Technologies and Engineering. 2023. Vol. 6, No. 24. P. 41–52.
 28. Pavlenko, V., Kurliak, P., Horiashchenko, S., Volianyk, O., Batsala, Y., Nikitchuk, T. Computer-integrated system of automatic balance control in centrifuge rotors with variable imbalance. 2023 IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES). 2023. P. 1–5.
 29. Moura S. J. Battery Management Systems in Electric Drive Vehicles: Benefits, Limitations, and Future Perspective / S. J. Moura // ASME Dynamic Systems and Control Conference. – 2013. – DOI: 10.1115/DSCC2013-3957.
 30. Design Calculations for Buck-Boost Converters. Application Note SLVA535A / Texas Instruments. – Dallas : Texas Instruments, 2012. – 12 p. – URL: <https://www.ti.com/lit/an/slva535a/slva535a.pdf> (дата звернення: 25.04.2025).
 31. Kazimierczuk M. K. Pulse-Width Modulated DC-DC Power Converters / M. K. Kazimierczuk. – 2nd ed. – Chichester : Wiley, 2015. – 984 p. – DOI: 10.1002/9781119009597.
 32. Modbus Application Protocol Specification V1.1b3 / Modbus Organization. – Hopkinton : [Modbus.org](https://modbus.org), 2012. – 50 p. – URL: https://modbus.org/docs/Modbus_Application_Protocol_V1_1b3.pdf (дата звернення: 26.04.2025).

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

33. CAN Specification Version 2.0 / Robert Bosch GmbH. – Stuttgart : Robert Bosch GmbH, 1991. – 72 р. – URL: <https://www.kvaser.com/software/7330130980914/V1/can2spec.pdf> (дата звернення: 26.04.2025).
34. MIL-HDBK-217F. Reliability Prediction of Electronic Equipment, Notice 2 / Department of Defense USA. – Washington : DoD, 1995. – 197 р. – URL: <https://snebulos.mit.edu/projects/reference/MIL-STD/MIL-HDBK-217F-Notice2.pdf> (дата звернення: 01.05.2025).
35. ДСТУ EN 62619:2020. Акумулятори та батареї акумуляторів. Вимоги до безпеки застосування акумуляторних літієвих батарей у промислових застосуваннях / ДП «УкрНДНЦ». – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2020. – 36 с.
36. ДСТУ EN 60529:2015. Ступені захисту, що забезпечуються оболонками (Код IP) / ДП «УкрНДНЦ». – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015. – 63 с.
37. ДСТУ 40.1-1.21-98. Правила безпеки у галузі електроенергетики. Загальні вимоги / Мінпаливенерго України. – Київ, 1998. – 48 с.
38. ДСТУ EN ISO 7010:2021. Графічні символи. Кольори та знаки безпеки. Зареєстровані знаки безпеки / ДП «УкрНДНЦ». – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2021. – 108 с.
39. Krishan O. An Innovative Design of a Hybrid Solar-Wind Power Generation System with Battery Energy Storage / O. Krishan, S. Suhag // Journal of Energy Storage. – 2020. – Vol. 32. – P. 101924. – DOI: 10.1016/j.est.2020.101924.
40. Pavlenko, V., Ponomarenko, I., Morhulets, O., Ponomarenko, D., Danylchenko, D. Synergy of Blockchain and Artificial Intelligence for Decentralized Smart Energy Management. International Conference on Smart Innovations in Energy and Mechanical Systems. 2025. P. 184–194.
41. Astakhov Yu. N. Methods for Economic Evaluation of Decisions on Power Supply Systems / Yu. N. Astakhov, I. V. Zhezhelenko, G. F. Sivokobylenko. – Kyiv : Vyshcha Shkola, 1999. – 206 p.

					02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 005 ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		