

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

УДК 621.316:620.92

ПОГОДЖЕНО
Директор ННІ енергетики,
автоматики і
енергозбереження

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
В.о. завідувача кафедри
інженерії енергосистем

_____ /Каплун В.В./
(підпис)

« _____ » _____ 2024 р.

_____ /Антипов Є.О./
(підпис)

« _____ » _____ 2024 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Розроблення моделі енергоефективності в microgrid за економічними показниками»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми Освітньо-професійна
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

Усенко С.М.
(ПІБ)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи

Професор
(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

Бабак В.П.
(ПІБ)

Виконав

_____ (підпис)

Білоус О.О.
(ПІБ)

КИЇВ – 2024

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНЖЕНЕРИТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри
інженерії енергосистем

к.т.н доцент Антипов Є.О.
(ступінь, звання) (підпис) (ПІБ)
« ____ » _____ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ
ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ**

Білоус Олексій Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)

Орієнтація освітньої програми Освітньо-професійна
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи «Розроблення моделі енергоефективності в microgrid за економічними показниками» затверджена наказом ректора Національного університету біоресурсів і природокористування України від 26.09.2024 р. № 1666 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру 2024.11.15
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи _____

Перелік питань, що підлягають дослідженню: 1. Проаналізувати архітектури мікрогрід, включаючи системи змінного і постійного струму, гібридні та мультиенергетичні мережі, а також перспективні архітектури.

2. Розробити методіку оцінки енергетичних показників мікрогрід, включаючи кількість органічного палива, спожитого для виробництва електроенергії, та частку електроенергії з ВДЕ.

3. Оцінити економічні показники мікрогрід, враховуючи вплив використання сонячної енергії на собівартість електроенергії та загальні витрати.

Перелік графічного матеріалу: презентація виконана в програмному забезпеченні MS Power Point

Дата видачі завдання «26» вересня 2024 р.

Керівник магістерської роботи _____ Бабак В.П.
(підпис) (ПІБ)

Завдання прийняв до виконання _____ Білоус О.О.
(підпис) (ПІБ)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить: 88 стор., 2 табл., 12 рис., 15 формул, 169 літературних джерел.

Мікромережі (МГ) відіграють фундаментальну роль у переході енергетичних систем до низьковуглецевого майбутнього завдяки перевагам високоефективної мережевої архітектури для гнучкої інтеграції різних навантажень постійного/змінного струму, розподілених відновлюваних джерел енергії та систем зберігання енергії, а також більш стійкого та економічного управління, роботи поза мережею, та енергетичного менеджменту. У цій роботі всебічно узагальнено опубліковані наукові роботи в галузі МГ та пов'язаних з ними методів моделювання та прийняття рішень енергетичним менеджментом. По-перше, МГ і системи накопичення енергії класифікуються на кілька гілок і типових комбінацій як основа управління енергією МГ. По-друге, моделі управління енергією в умовах екзогенної та ендогенної невизначеності узагальнені та поширені на трансактивне управління енергією. Відповідно досліджуються математичне програмування, адаптивне динамічне програмування та методи рішень на основі глибокого навчання з підкріпленням, а також схеми їх реалізації. Нарешті, обговорюються проблеми майбутніх систем управління енергією з динамічними моделями критичних компонентів, обмеженнями стабільності, обізнаністю про відмовостійкість, експлуатацією ринку та новими обчислювальними методами.

Мета роботи: розробити модель оцінки енергоефективності мікромережі (microgrid) з урахуванням економічних показників, таких як рівна вартість електроенергії (LCOE), частка використання відновлюваних джерел енергії, економія органічного палива та зменшення викидів вуглецю.

Об'єкт дослідження: енергетичні процеси в мікромережах (microgrid), що забезпечують виробництво, розподіл та управління електроенергією.

Предмет дослідження: методи та моделі оцінки енергоефективності мікромережі за економічними показниками, а також вплив впровадження відновлюваних джерел енергії на ефективність та економічність функціонування мікромережі.

Ключові слова: Мікрогрід, енергоефективність, економічні показники, управління енергією, відновлювані джерела енергії, системи накопичення енергії, архітектура мікрогрід, скорочення викидів, сонячна енергетика.

ЗМІСТ

| | |
|---|----|
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ..... | 7 |
| ВСТУП..... | 9 |
| РОЗДІЛ 1. АРХІТЕКТУРИ МІКРОГРІД..... | 12 |
| 1.1. Мікрогрід змінного струму | 12 |
| 1.2 Мікрогрід постійного струму | 16 |
| 1.3. Гібридні мікрогрід змінного/постійного струму | 19 |
| 1.4. Мультиенергетичні мережі | 20 |
| 1.5. Можливі подальші архітектури мікрогрід | 21 |
| Висновки до розділу 1..... | 23 |
| РОЗДІЛ 2. СИСТЕМИ ТА МОДЕЛІ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ | 25 |
| 2.1. Системи накопичення енергії для мікрогрід..... | 25 |
| 2.2. Моделі накопичення енергії..... | 28 |
| 2.3. Обговорення моделей накопичення енергії для управління енергією в мікрогрід | 29 |
| Висновки до розділу 2..... | 30 |
| РОЗДІЛ 3. ФОРМУВАННЯ ПРОБЛЕМ УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГІЄЮ МІКРОГРІД ТА МЕТОДИ ЇХ ВИРІШЕННЯ | 31 |
| 3.1. Моделі невизначеностей для управління енергією мікрогрід | 31 |
| 3.2. Формулювання проблем енергетичного менеджменту в умовах невизначеності..... | 35 |
| 3.3. Моделі управління трансактивною енергією..... | 40 |
| 3.4. Методи розв'язання задач енергетичного менеджменту | 41 |
| 3.5. Обговорення методів вирішення проблем управління енергією мікрогрід | 45 |
| 3.6. Схеми управління енергією мікрогрід | 45 |
| Висновки до розділу 3..... | 49 |

| | |
|---|----|
| РОЗДІЛ 4. ЕНЕРГЕТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВСТАНОВЛЕННЯ СОНЯЧНИХ ПАНЕЛЕЙ..... | 50 |
| 4.1. Визначення енергоспоживання ферми | 50 |
| 4.2. Вибір та розрахунок сонячних панелей | 51 |
| 4.3. Порівняння місячного споживання з мережі та генерації від сонячних панелей..... | 55 |
| 4.4. Енергоефективність та її роль у встановленні сонячних панелей | 58 |
| Висновки за розділом 4 | 60 |
| РОЗДІЛ 5. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВСТАНОВЛЕНИХ СОНЯЧНИХ ПАНЕЛЕЙ..... | 62 |
| 5.1. Вартість споживання електроенергії з мережі..... | 62 |
| 5.2. Економія від використання сонячної енергії | 63 |
| 5.3. Термін окупності | 65 |
| Висновки до розділу 5..... | 66 |
| ВИСНОВКИ | 67 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ | 68 |

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

| | | |
|-------|---|---|
| ВДЕ | – | Відновлювальні джерела енергії |
| МГ | – | Мікромережа |
| РЕС | – | Розподілення енергетичних ресурсів |
| АС | – | Alternating Current (змінний струм) |
| DC | – | Direct Current (постійний струм) |
| СНЕ | – | Система накопичення енергії |
| ММГ | – | Мережа МГ |
| ПЕС | – | Повністю електричні судна |
| МММГ | – | Мульти-мікроенергетичні МГ |
| МСНЕ | – | Мобільні СНЕ |
| СГ | – | Синхронний генератор |
| ВСГ | – | Віртуальний синхронний генератор |
| ВТМП | – | Відстеження точки максимальної потужності |
| ОСМ | – | Обмежувач струму замикання |
| ТТ | – | Твердотільний трансформатор |
| НТУ | – | Наньянський технологічний університет |
| МПЖ | – | Мікро-парк живлення |
| ЕТЗ | – | Електрифіковані транспортні засоби |
| МТВКП | – | Мікротурбінні та вентиляційні кондиціонування повітря |
| РГ | – | Розподілені генератори |
| СПЕ | – | Системи перетворення енергії |
| ДБЖ | – | Джерело безперебійного живлення |
| ККД | – | Коефіцієнт корисної дії |
| ОВПБ | – | Окислювально-відновна проточна батарея |
| ПЕ | – | Паливний елемент |

| | | |
|---------|---|--|
| СК | – | Супер-конденсатори |
| ДРЧП | – | Диференціальне рівняння з частинними похідними |
| ГР | – | Глибина розряду |
| ГЗ | – | Глибина заряду |
| ЗДР | – | Звичайне диференціальне рівняння |
| АДП | – | Адаптивне динамічне програмування |
| ГНП | – | Глибоке навчання з підкріпленням |
| ФРЙ | – | Функція розподілу ймовірності |
| ПСЗВ | – | Приблизне середнє значення вибірки |
| ТОМТ | – | Тестування ортогональних масивів Тагучі |
| ОЗ | – | Одиничне зобов'язання |
| ОПП | – | Оптимальне потік потужності |
| ЕД | – | Економічне диспетчеризація |
| МППР | – | Марковський процес прийняття рішень |
| РНО | – | Розподільно-надійна оптимізація |
| ЧСМППР | – | Частково спостережуваний МППР |
| ОСР | – | Операторна система розподілу |
| ЗЦЛП | – | Змішане цілочисельне лінійне програмування |
| ММЗН | – | Метод множника змінного напрямку |
| ОУП | – | Опукло-увігнута процедура |
| КАЦ | – | Каскадування аналітичних цілей |
| ГСО | – | Генерація стовпців і обмежень |
| ГДГП | – | Глибокий детермінований градієнт політики |
| ОПП | – | Оптимізація проксимальних політик |
| ЗЦ-КПДП | – | Змішано-ціле конічне програмування другого порядку |
| СУЖ | – | Система управління живленням |
| СЕС | – | Сонячна електростанція |

ВСТУП

Мікромережа (МГ) – це група взаємопов'язаних навантажень і розподілених енергетичних ресурсів (РЕС) в чітко визначених електричних межах, яка діє як єдина керована сутність для мережі, що працює в мережевому і острівному режимах [1]. МГ спочатку призначена для критичних навантажень і віддалених районів, для підвищення надійності енергосистеми і прискорення процесу електрифікації інших галузей промисловості. АС, DC та гібридні АС/DC МГ визнаються перспективними платформами для подальшого розвитку архітектури енергосистем. У зв'язку з розвитком технологій силової електроніки та систем накопичення енергії (СНЕ) останнім часом з'являється все більше варіацій МГ, наприклад, кластеризовані МГ [2], співтовариствні МГ, взаємопов'язані МГ [3], множинні МГ [4], мережеві МГ (ММГ) [5], морські/аерокосмічні МГ [6]. Ці варіації можуть ще більше підвищити ефективність наземних систем розподілу [7] та зменшити викиди морських та аерокосмічних МГ, наприклад, повністю електричних суден (ПЕС) [8], [9], морських платформ [10] та гібридних електричних силових апаратів [11]. Нещодавня тенденція в мультиенергетичній інтеграції також призводить до мульти-мікроенергетичних МГ (МММГ) [12]. Ці архітектури можуть пролити світло на головне питання, а саме: «Якими будуть майбутні енергосистеми: більше змінного або постійного струму, більше електромеханіки або силової електроніки?».

Крім структурної еволюції МГ, на інфраструктуру МГ сильно впливає модернізація сфери зберігання енергії. Щоб забезпечити острівну роботу, МГ народжуються з СНЕ. Різні типи СНЕ, наприклад, механічні, електричні, хімічні, термічні, електрохімічні [13] та їх гібридизації [14], були інтегровані в МГ дисперсно або централізовано. Ці СНЕ можуть надавати універсальні енергетичні та енергетичні послуги для МГ [15]. Для МГ, прив'язаних до

мережі, СНЕ можуть використовуватися для енергетичного арбітражу [16], зміщення навантаження [17] і надання допоміжних послуг [15]. Ці допоміжні послуги можуть не тільки підвищити надійність енергосистеми, але й принести користь операторам МГ та кінцевим користувачам [4]. Для острівних МГ СНЕ відіграють центральну роль у стабільності МГ [18] та надійності [19]. Еволюція архітектур МГ призводить до появи гібридних СНЕ [14], спільних СНЕ, мобільних СНЕ (МСНЕ) [13] та віртуальних СНЕ [20]. Вони вказують на те, що СНЕ були наріжним каменем інфраструктур МГ, створюючи багато проблем, особливо їх вартість [14], безпека [21] та мобільність [22], [23].

Для врахування архітектури та розвитку інфраструктури МГ розроблені функції управління енергією для реалізації оптимальної роботи МГ при різних умовах експлуатації. Ці функції підпадають під парасольку проблем прийняття рішень, як правило, включають моніторинг, прогнозування та оптимізацію. Ці проблеми полягають в оптимізації як активного, так і реактивного виробництва та споживання електроенергії з одночасним наданням допоміжних послуг та участю в енергетичному ринку та/або експлуатації комунальної системи [24]. Для вирішення невизначеностей від РЕС, навантажень, відмов компонентів і т. д. В рамках різних економічних інститутів енергетичного ринку були сформульовані величезні моделі управління енергією [25]-[27]. Ці моделі були додатково переформульовані в розв'язувані аналоги на основі даних або припущень, заснованих на моделях. Ці переформулювання можуть бути розкладені на задачі меншого розміру та розподілені обчислення з привабливими функціями, наприклад, збереженням інформації [10] та зниженням обчислювальних витрат [28]. Ці методи дозволили МГ стати потужними та допоміжними платформами спільного використання або торгівлі для користувачів та систем розподілу [4]. Незважаючи на вдосконалення формулювань задач управління енергією та алгоритмів їх вирішення, існують дослідницькі прогалини у формулюванні проблем для низьковуглецевих

додатків та управління стійкістю, а також методах рішень для ефективних обчислень з урахуванням інформаційної безпеки [29], [30].

Реалізуючи функції управління енергією в різноманітних схемах, контролери МГ розглядаються як мозок автоматизації МГ [24], [31]. Контролер МГ - це вдосконалена система управління, потенційно складається з декількох компонентів і підсистем, здатних визначати стан мережі, контролювати і управляти роботою МГ для підтримки подачі електроенергії до критичних навантажень під час всіх режимів роботи МГ (прив'язаний до мережі, острівний і переходи між ними) [31]. Для реалізації взаємодії між різними РЕС, МГ і зовнішніми системами, управління в реальному часі і функцій управління енергією МГ контролери вказані в IEEE Std 2030.7-2017™ [24]. Для подальшої перевірки продуктивності контролерів МГ стандартні процедури тестування, включаючи перевірку та кількісну оцінку продуктивності, наведені в IEEE Std 2030.8-2018™ [32]. Незважаючи на зростаючу зрілість контролерів МГ, все ще існують обмеження в комунікаціях [33] і структурах управління [34].

РОЗДІЛ 1

АРХІТЕКТУРИ МІКРОГРІД

Різні МГ відіграють важливу роль у поточних та майбутніх енергосистемах завдяки своїй високій ефективності передачі та перетворення енергії, гнучкості відновлюваного підключення, а також високій надійності та стійкості роботи ввімкнено/вимкнено мережу. Поточні МГ можна розділити на змінний, постійний, гібридний AC/DC і ММГ. В рамках цих архітектур поєднуються різні типи методів перетворення, розподілу, зберігання енергії та споживання, що призводить до створення специфічних моделей компонентного рівня та моделей на рівні системи у формулюванні проблем управління енергією.

1.1. Мікрогрід змінного струму

Завдяки визрілій теорії аналізу систем живлення змінного струму, МГ змінного струму все ще залишаються основною використовуваною архітектурою в польових умовах, як показано на рисунку 1.1. Багато теорій проектування та аналізу МГ змінного струму можуть бути успадковані від традиційної енергосистеми, яка зіткнеться з меншими проблемами для реалізації нових проектів.

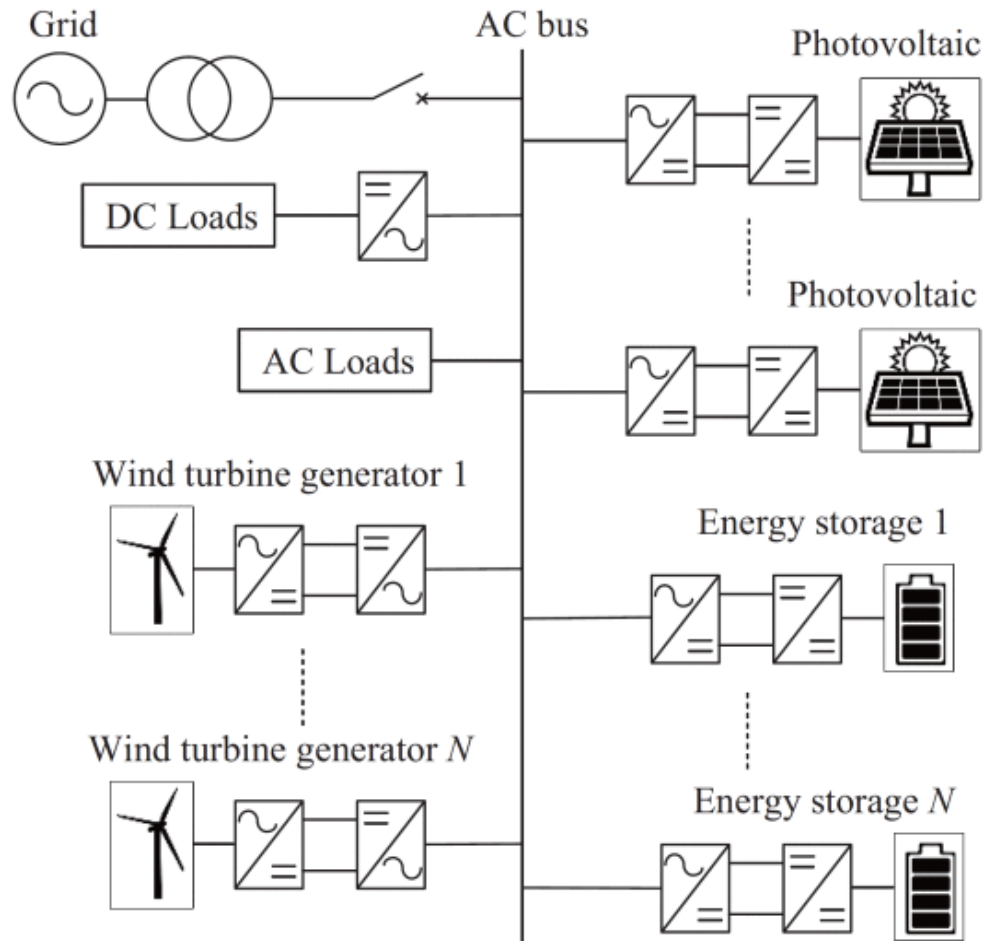


Рис. 1.1. Загальні архітектури змінного струму МГ [35]

Однак, з огляду на широке проникнення виробництва відновлюваної енергії з використанням технологій силової електроніки, джерела живлення в АС МГ будуть з переважанням інвертора, а не на основі синхронних генераторів (СГ). Це створить нові проблеми, такі як зниження інерції системи та обмежена здатність до струму замикання. Підтримка інерції має вирішальне значення для стабільності частоти системи, тоді як інвертори та СГ співіснують у МГ змінного струму. СНЕ відіграють важливу роль у функціях формування мережі змінного струму для підтримки напруги та частоти системи, включаючи чорний запуск. Більш детальна інформація про управління інвертором як віртуальним синхронним генератором (ВСГ) для зручної синхронізації і підтримки частоти системи в АС МГ буде детально розглянута в наступних

розділах. У разі виникнення несправності захист на рівні системи змінного струму МГ також повинен належним чином узгоджуватися з власними методами захисту інверторів для силових напівпровідників [35]. Динаміка низькоінерційних МГ змінного струму повинна бути врахована за допомогою управління енергією МГ за допомогою належного моделювання.

Іншою областю застосування МГ змінного струму є електрифікація транспорту, наприклад, гібридна електрична силова установка для морських та аерокосмічних систем, як показано на рис. 1.2. Архітектури для морських та аерокосмічних МГ однакові, які включають дизельні/турбоелектричні, повністю електричні, послідовно/паралельні гібридні електричні (генератор з гібридним валом) тощо. Ключова відмінність полягає в тому, що бортові компоненти, тобто машини, інвертори, акумулятори для аерокосмічних систем, мають набагато вищу щільність потужності/енергії, ніж морські аналоги. Наприклад, цільова щільність енергії для аерокосмічних силових установок має досягти 500 Вт·год/кг до 2030 року. Щоб досягти високої щільності потужності, основна частота роботи машини/інвертора становить близько 1000~2000 Гц в аерокосмічній системі, тоді як номінальна частота морської системи дорівнює номінальній частоті наземної енергосистеми 50/60 Гц. З точки зору системної інтеграції та експлуатації, морські та аерокосмічні силові установки мають багато спільного для використання енергії та стратегій управління батареєю/електроенергією, які також схожі на наземну енергетичну систему.

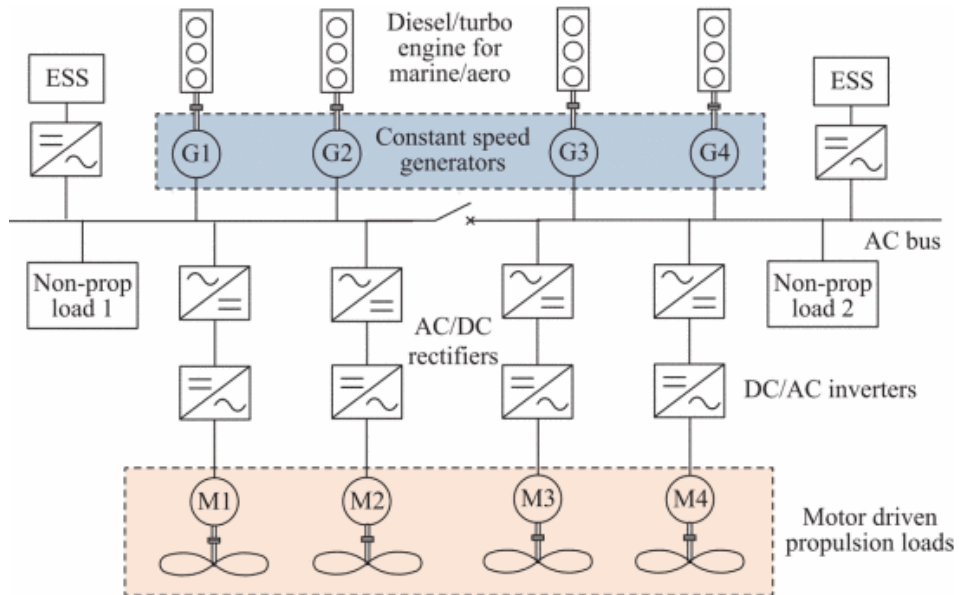


Рис. 1.2. Типові архітектури АС МГ для морських та аерокосмічних систем [35]

Експлуатація морської гібридної електричної силової установки повинна відповідати вимогам правил класифікації, встановлених такими товариствами, як DNV GL, ABS, CCS, Lloyd's Register тощо. Експлуатація аерокосмічних гібридних електричних силових установок регулюватиметься правилами таких організацій, як FAA, CAAC, EASA, тощо. Наприклад, морська експлуатація DP₂ вимагає, щоб усі генератори залишалися підключеними, а вимикач шини повинен залишатися відкритим незалежно від умов навантаження, якщо не встановлено СНЕ. З встановленою СНЕ він може служити альтернативою дизельному генератору для резервного та резервного живлення. СНЕ виконує чотири основні ролі в морських МГ, а саме стратегічне навантаження, резерв обертання, збільшення ємності генератора та повністю електричний для безшумної роботи та роботи з нульовим рівнем викидів.

1.2 Мікрогрід постійного струму

Головною перевагою DC МГ є його дружня функція інтеграції в силову електроніку, як показано на рис. 1.3. Для підключення до мережі змінного або постійного типу джерел і навантажень в більшості випадків потрібні двоступеневі перетворення енергії, наприклад: AC-DC-AC або DC-DC-AC для джерела і AC-DC-AC або AC-DC-DC для навантажень. Існує проміжна DC-ланка для інтерфейсів джерела і перетворювача навантаження. Очевидно, що використання загальної DC-лінії може допомогти знизити вартість обладнання та втрати при конверсії, а також основні переваги та рушійні сили для наземних DC МГ. У DC МГ загальна напруга постійної лінії може розглядатися як носій зв'язку для забезпечення розподілу потужності між DC і СНЕ, щоб досягти децентралізованого керування. У цій схемі управління смуга допусків загальної напруги постійної шини розділена на кілька областей, тому можна диференціювати пріоритети всіх блоків перетворювача. Режими роботи всіх перетворювачів контролюються пороговим значенням кожної області напруги. Наприклад, якщо напруга постійної ланки перевищує номінальне значення в періоди високої сонячної радіації, фотоелектричний перетворювач перейде в режим регулювання шини постійного струму, а акумуляторний перетворювач працює в режимі заряду максимальним струмом. Якщо напруга постійної ланки нижча за номінальне значення, фотоелектричний перетворювач перейде в режим відстеження точки максимальної потужності (ВТМП), а перетворювач батареї працює в режимі розряду для регулювання напруги шини постійного струму.

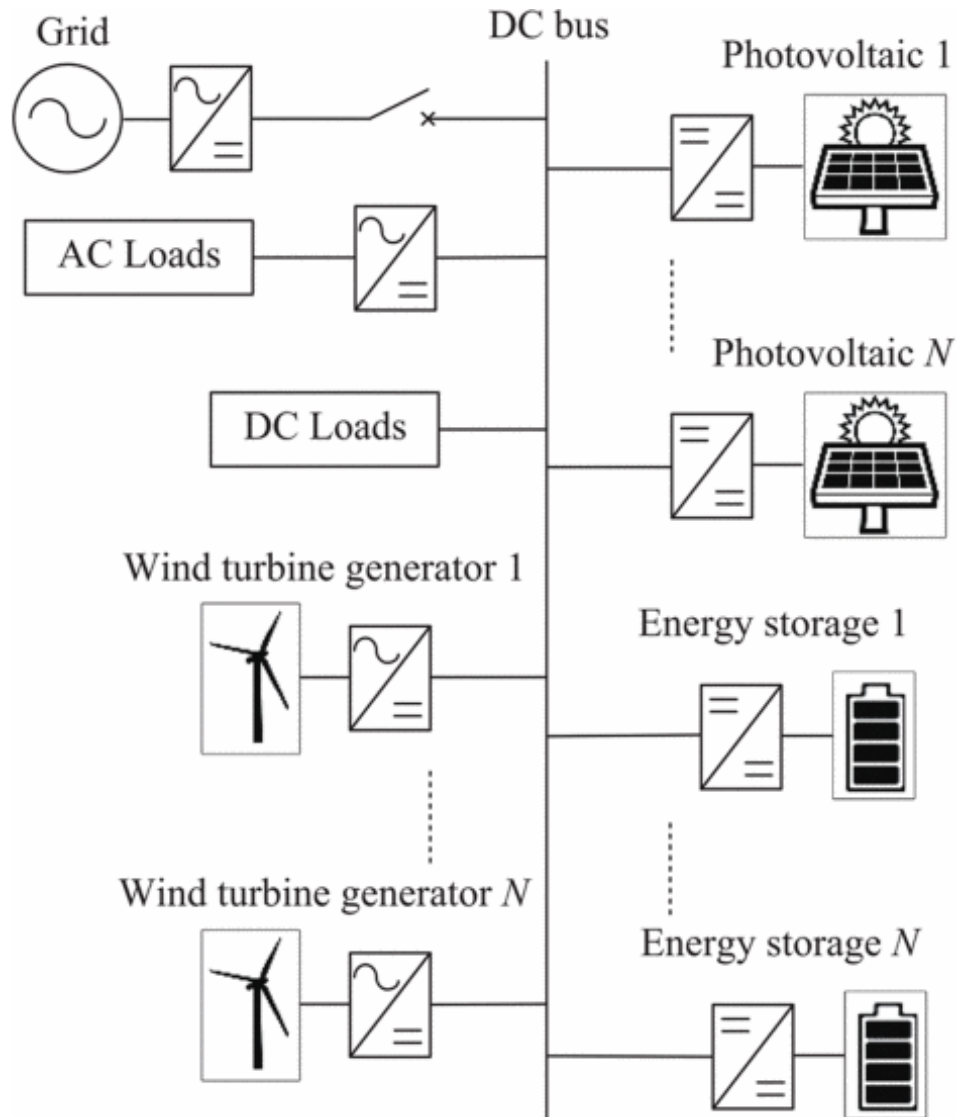


Рис. 1.3. Загальні архітектури DC МГ [36]

Для застосувань з обмеженим простором, таких як центри обробки даних та морські/аерокосмічні електричні силові установки, DC МГ успішно комерціалізуються та постійно розвиваються, замінюючи архітектуру змінного струму. Останнім часом популяризований DC МГ для систем живлення суден в основному полягає в зміні частоти обертання двигуна та підвищенні ефективності питомої витрати палива двигуна, призначення яких значно відрізняється від наземних систем постійного струму МГ [36].

Типовий DC МГ для серійної гібридної аерокосмічної електричної силової установки показаний на рис. 1.4, а проект E-Fan X намагався замінити один газотурбінний двигун електричним силовим двигуном з використанням послідовної гібридної архітектури [37].

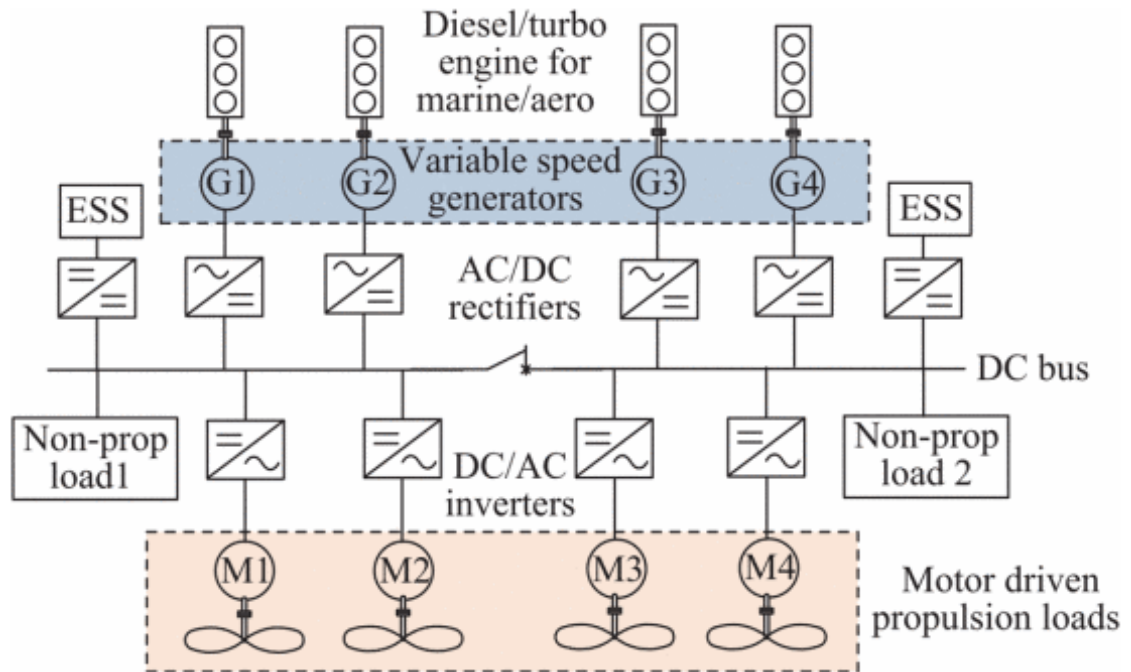


Рис. 1.4. Типові архітектури DC МГ для морських та аерокосмічних систем [37]

Установка СНЕ може допомогти зменшити розміри газотурбінного двигуна, основна функція якого полягає в забезпеченні короткочасного наддуву потужності під час польотного зльоту і участі в диспетчеризації потужності системи в крейсерському режимі. СНЕ разом з генератором сполучення двигуна також може використовуватися для запуску двигуна шляхом управління генератором, що працює в моторному режимі. Однак DC МГ для наземного застосування все ще знаходяться на стадії лабораторій або пілотних проектів. Вузкими місцями для польового застосування DC МГ є ключові характеристики обладнання, такі як автоматичний вимикач постійного струму,

обмежувач струму замикання (ОСМ) постійного струму, твердотільний трансформатор (ТТ) тощо. Ці типи обладнання все ще знаходяться на стадії розробки, де, наприклад, вартість, ефективність і надійність ТТ все ще наздоганяють традиційні трансформатори в системах змінного струму.

1.3. Гібридні мікрогріди змінного/постійного струму

Будучи сумішшю МГ змінного струму та МГ постійного струму, гібридні МГ змінного/постійного струму можуть ще більше зменшити кількість перетворень у МГ, оптимізуючи інвестиційні витрати та ефективність [38], [39], як показано на рис. 1.5. Гібридні AC/DC МГ є фундаментальною архітектурою для наземних систем розподілу, наприклад, будівель з нульовим та нульовим рівнем викидів [40], транспорту та енергетичної інтеграції [12], [41], починаючи від комунальних служб, муніципалітетів і закінчуючи військовими застосуваннями.

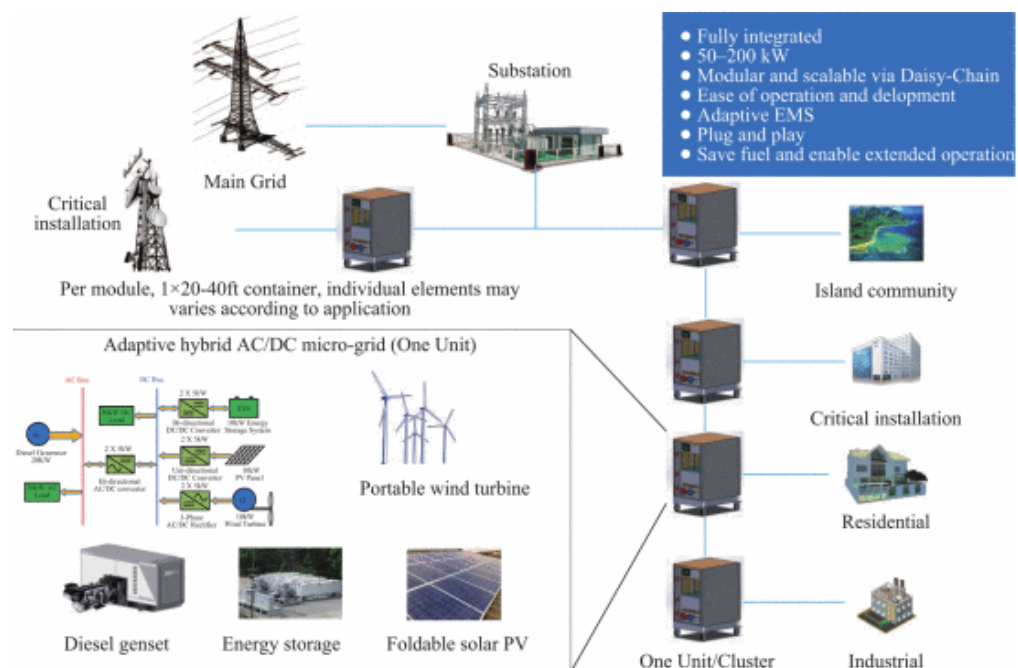


Рис. 1.5. Адаптивні гібридні парки живлення AC/DC МГ [40]

У гібридних AC/DC МГ СНЕ мають вирішальне значення для досягнення здатності як змінного, так і постійного струму формувати здатність підтримувати напругу/частоту шини змінного струму та напругу шини постійного струму. Модульна конструкція може бути реалізована для легкого розширення декількох гібридних з'єднань AC/DC МГ. Як показано на рис. 1.5, в Наньянському технологічному університеті (НТУ) був розроблений гібридний модуль змінного/постійного струму для мікро-парку живлення (МПЖ), який може адаптуватися до різних відновлюваних джерел енергії та дизельних генераторів зі змінною швидкістю, який служить в першу чергу як аварійне джерело живлення для критично важливих функцій у зонах стихійних лих і на полях битв, а також як інтелектуальна мікромережа для розгортання в мирний час у віддалених районах і на островах. Технічно гібридна мережева система є більш ефективною в порівнянні зі звичайними мережами змінного струму. Це особливо важливо під час віддаленого та аварійного розгортання, де енергія повинна використовуватися максимально ефективно.

1.4. Мультиенергетичні мережі

Маючи чітко визначені межі, МГ можуть взаємодіяти і з іншими МГ за допомогою інтегрованих енергетичних мереж [42], в тому числі і електричних мереж, рідинні мережі [43], теплові мережі [44], транспортні мережі з електрифікованими транспортними засобами (ЕТЗ) [45] та ін. Електричні мережі можуть бути однофазними або трифазними мережами змінного струму [46], мережами постійного струму [47], а також гібридними мережами змінного/постійного струму, про які йшлося раніше. Використовуючи методи мікротурбінного та вентиляційного кондиціонування повітря (МТВКП), МГ можуть ділитися газом та теплом з іншими, взаємопов'язаними з тими ж газовими та тепловими мережами. Електромобілі можуть додатково

реалізувати розподіл енергії між МГ за допомогою просторового переміщення на транспортних мережах. Ці взаємопов'язані енергетичні мережі призводять до утворення ММГ.

ММГ визначається як сукупність МГ, з'єднаних між собою електричними, тепловими, газовими або транспортними мережами. ММГ були визнані потужними платформами для підвищення ефективності та надійності наземних систем розподілу, особливо за рахунок трансактивного управління енергією [4], [46]. Поряд з електрифікацією суден [9], портів [6], островів, морських платформ, ММГ значно скорочують викиди морської та судноплавної промисловості в умовах обмежень на викиди парникових газів, введених Міжнародною морською організацією. ММГ є перспективною архітектурою для зображення взаємодії між ПЕС та електрифікованими портами під час процесів холодного прасування [15].

Коли електричні межі кожного МГ можуть бути налаштовані за допомогою граничних вимикачів, ММГ, як різновид ММГ, можуть додатково підвищити стійкість МГ за рахунок оптимальної переконфігурації взаємопов'язаних мереж [7]. Реконфігурація може відновити рівновагу попиту і пропозиції даних МГ при численних несправностях, викликаних екстремальними подіями [5]. Крім того, мобільні енергетичні ресурси, наприклад, мобільні розподілені генератори (РГ) [48], MESSs [22], можуть бути інтегровані в просторово розподілені МГ, що може підвищити стабільність [49], безпеку, надійність і стійкість всієї енергосистеми.

1.5. Можливі подальші архітектури мікрогрід

Майбутній МГ – це енергетична система з домінуванням силової електроніки, яка пропонує гнучку інтеграцію мереж змінного та постійного струму, джерел, навантажень та подальшу різнобічну взаємодію з

мультиенергетичними системами. Однак система, в якій домінує силова електроніка, може страждати від коливань широкої частоти, якщо її ретельно не розробити. Ефективність роботи системи МГ може бути знижена парадоксом Бресса, що вимагає належного управління процесами перетворення, споживання, передачі та зберігання в МГ. Гнучкість системи МГ може бути досліджена за допомогою проникливого управління резервуванням, викликаним управлінням силовою електронікою, і мультиенергетичним управлінням в МГ. Така гнучкість може ще більше підвищити місцеву енергетичну надійність [50] у довгостроковій перспективі та економіку місцевого енергетичного ринку в короткостроковій перспективі.

Високочастотний тип зв'язку змінного струму архітектури МГ, як показано на рис. 1.6, може стати перспективним рішенням для інтеграції різних типів ресурсів і навантажень в майбутню МГ.

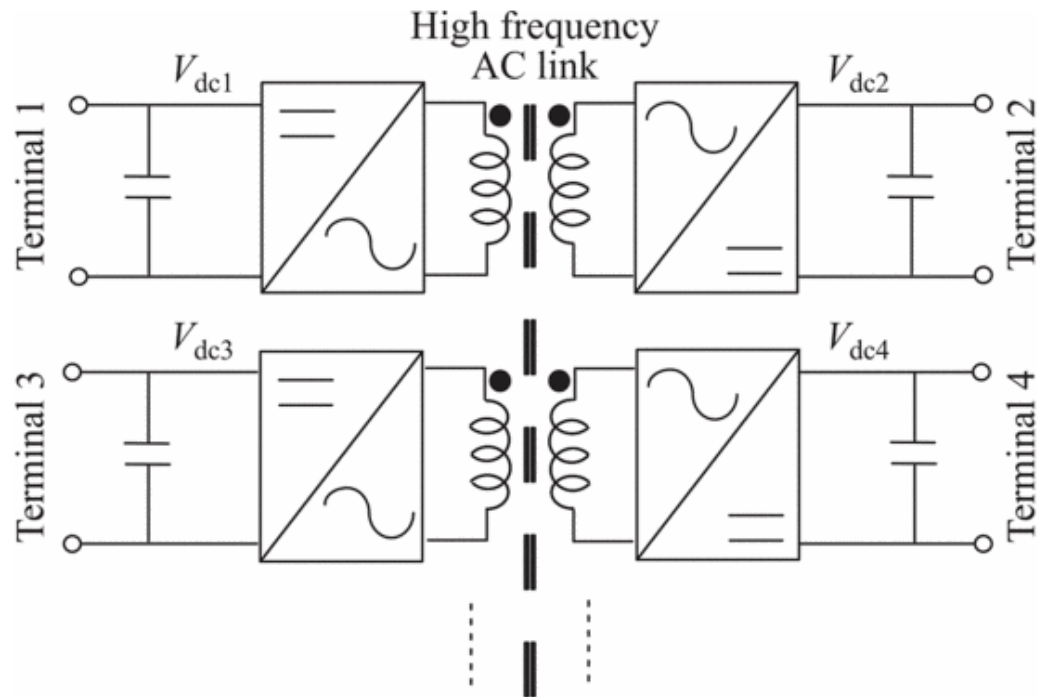


Рис. 1.6. Подальші архітектури МГ з високочастотною лінією змінного струму [51], [52]

Існують програми для інтеграції різних рівнів напруги постійного струму, наприклад, 10 кВ для середнього рівня розподілу напруги та 400 В для низького рівня використання напруги. Для інтеграції різних рівнів напруги потрібен трансформатор з правильно сконструйованим коефіцієнтом оборотів. Крім того, він також може забезпечувати гальванічну розв'язку. Для збільшення щільності потужності на рис.6 може бути спроектований багатопортовий перетворювач з багатообмотковим трансформаторним зв'язком [51], [52]. До енергоресурсів, СНЕ, навантажень можна підключати різні класи, які можуть бути як джерелом напруги, так і джерелом струму. Функції, що вимагаються від твердотільного трансформатора, за своєю суттю включені при використанні цієї архітектури. Високочастотна лінія змінного струму має однакову частоту, наприклад, 10 кГц, але з різними фазовими кутами, тоді як потужність надходить від модуля з кутом фази провідної напруги до тієї, що має запізнілий кут фази напруги.

Висновки до розділу 1

У першому розділі проведено огляд сучасних архітектур мікрогрід, які є важливими компонентами енергетичних систем майбутнього. Визначено основні типи мікрогрід - змінного струму, постійного струму, гібридні АС/DC, а також мультиенергетичні мережі, - які дозволяють гнучко інтегрувати різні джерела та навантаження. Розглянуто особливості кожного типу архітектури, їх переваги та обмеження, включаючи можливості для зниження витрат, підвищення надійності та стійкості енергосистем. Крім того, проаналізовано перспективні архітектури з високочастотною лінією змінного струму, які можуть значно покращити ефективність інтеграції енергоресурсів у майбутніх мікрогрід.

Таким чином, архітектури мікрогрід є базовою основою для побудови енергоефективних, економічно вигідних і екологічно стійких систем, що сприяє їх широкому впровадженню в різних галузях, від наземних енергосистем до морських і аерокосмічних установок.

РОЗДІЛ 2

СИСТЕМИ ТА МОДЕЛІ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ

Накопичувачі енергії відіграють центральну роль у надійній та стабільній роботі МГ. Існує багато типів СНЕ, придатних для додатків МГ при різних перешкодах від РЕС, навантажень, відмов компонентів тощо. Ці СНЕ, як правило, є послідовними комбінаціями систем перетворення енергії (СПЕ) і накопичувачів енергії. Чіткі фізичні характеристики матеріалів для зберігання енергії допускають специфічні електричні моделі, які повинні бути належним чином змодельовані, щоб забезпечити безпечне та оптимальне використання СНЕ. У цьому розділі моделі СНЕ узагальнені з їх ролі в управлінні енергією МГ.

2.1. Системи накопичення енергії для мікрогрід

СНЕ можна класифікувати на механічні, термічні, електрохімічні, хімічні та електричні системи на основі їх утворень та матеріалів складу. Вимоги зазвичай залежать від подій, зокрема очікуваних подій і неочікуваних подій. В межах очікуваних подій їх можна класифікувати на короткострокові та середньострокові збурення, наприклад, випадковий вихід з ладу компонентів, переривчастість відновлюваного виробництва та варіація навантаження, що вимагає багаточасових масштабних реакцій, включаючи інерційні, первинні, вторинні тощо. У разі непередбачуваних подій, наприклад, екстремальних погодних явищ, необхідна повторна конфігурація СНЕ, щоб підтримати регулювання електричних меж МГ.

Функція накопичення енергії реалізується шляхом двонаправленого перетворення між електричною та механічною енергією в механічних СНЕ, включаючи кінетичні та потенційні СНЕ. Кінетична енергія переміщається на

ротор електричної машини за допомогою маховика СНЕ. Завдяки численным життєвим циклам, швидкому реагуванню та низькому впливу на навколишнє середовище маховикові СНЕ спочатку використовувалися як джерело безперебійного живлення (ДБЖ) для критично важливих користувачів, а потім були включені в МГ при короткострокових і середньострокових перешкодах. Гідронасосна система та стиснене повітря також є репрезентативними потенційними СНЕ, придатними для довгострокового та великомасштабного зберігання енергії. Як найбільш зрілі технології накопичення енергії, гідроелектростанції з насосом були прийняті для роботи енергетичних систем з 1882 року, а станція очищення стічних вод як МГ в Ухані, Китай, 2022 рік. Що стосується МГ, то гідроелектростанції з насосною електростанцією мають потенціал для розгортання в гірських районах з багатими річковими ресурсами [56], наприклад, у провінціях Гуйчжоу та Юнань у Китаї. СНЕ зі стисненим повітрям можуть здійснювати накопичення енергії безпечним, ефективним та економічно вигідним способом. Вони можуть бути розгорнуті для МГ, розташованих поблизу печер, з меншими будівельними обмеженнями в порівнянні з насосними гідроелектростанціями, наприклад, пелагічними островами [57]. Гравітаційне зберігання енергії – це нова технологія для великомасштабного та швидкого зберігання енергії, яка привертає все більше уваги.

Прихована теплота, відчутна теплота і термохімічна сорбція є типовими варіаціями теплових СНЕ. Приховані теплоти СНЕ мають високу щільність енергії і ККД при постійній температурі, що підходить для побудови МГ [17]. Використовуючи тверді і рідкі середовища, в повсякденному житті широко використовуються СНЕ з відчутним теплом. Маючи більш високу щільність енергії, термохімічні сорбційні СНЕ є перспективними методами зберігання енергії для ММГ.

Енергія накопичується шляхом двонаправленого перетворення між електрикою та хімічною енергією в електрохімічній системі зберігання, і хімічні реакції з високою ймовірністю призведуть до скорочення терміну служби системи. Вторинні акумулятори та проточні батареї є двома основними гілками електрохімічних систем зберігання. Демонструючи високу щільність енергії, щільність потужності, незначний ефект пам'яті та широкі робочі температури, вторинні акумулятори домінують на ринку портативних накопичувачів енергії. Вони широко використовуються для мобільних МГ, наприклад, електромобілів та ПЕС. Окислювально-відновна проточна батарея (ОВПБ) є прикладом проточної батареї, яка визнає високу стабільність життєвого циклу, високу ефективність і високу потужність. ОВПБ підходять для застосування в масштабі сітки [58].

Енергія, накопичена у вигляді хімічного палива, може бути легко перетворена в електричну енергію в хімічних СНЕ. СНЕ на основі водню популярні та доступні на ринку. Завдяки поєднанню водню та кисню для виробництва електроенергії паливні елементи (ПЕ) на основі водню не містять вуглецю з високою ефективністю. Вони можуть виробляти електроенергію та тепло одночасно, що підходить для мобільних МГ, наприклад, транспортних засобів, будівельних МГ та ММГ.

На відміну від інших СНЕ, енергія накопичується в електричному полі шляхом поділу зарядів або магнітних полів потоком в електричних ЕСС. Суперконденсатори (СК) і надпровідні магнітні СНЕ є типовими електричними СНЕ. Завдяки високій потужності, ефективності та тривалому життєвому циклу, СК можуть забезпечити швидке реагування на зовнішні системи з обмеженою енергоємністю та є привабливими рішеннями для покращення якості електроенергії та гібридизації з іншими СНЕ. Надпровідні магнітні СНЕ демонструють вищу ефективність, довший життєвий цикл і відгук у

мілісекундному масштабі, які підходять для військових застосувань МГ та додатків із швидким споживанням енергії.

2.2. Моделі накопичення енергії

Моделі електричних схем визначають взаємозв'язок між електричними параметрами СНЕ і послугами, що надаються СНЕ. Ці електричні параметри охоплюють напругу, струм, потужність та енергію. Енергетика та енергетичні послуги широко обговорюються в кодексах мереж [67] та технічних стандартах, наприклад, IEEE Std 1547.9-2021™ та IEC TS 62933-3-1.

Управління температурним режимом має вирішальне значення для безпеки СНЕ. Для СНЕ було запропоновано кілька стандартних процедур тестування, наприклад, випробування на рівні клітин, модулів і системи в стандартах серії UL-9540 [21]. Невідповідні напруга і струм можуть призводити до теплового розбігу СНЕ і можуть бути зображені електротермічними моделями СНЕ [44], [68]. Теплові моделі можуть бути представлені у вигляді диференціальних рівнянь з частинними похідними (ДРЧП), включаючи генерацію та передачу тепла, наприклад, конвекцію, провідність, теплове випромінювання та випарне охолодження. Тепло зазвичай утворюється внаслідок втрати електроенергії або зловживання СНЕ. Теплова динаміка акумуляторного модуля фіксується глибокою нейронною мережею для зображення процесу теплового розбігу в [69].

Деградація є одним з основних факторів довгострокової надійності СНЕ, включаючи деградацію потужності та деградацію енергоємності. Це один з основних факторів, що зв'язують процеси управління, експлуатації та планування в рамках МГ. Деградація ємності зазвичай зображується лінійними і нелінійними функціями в залежності від декількох критичних змінних,

наприклад, швидкості розряду, глибини розряду (ГР) і глибини заряду (ГЗ) [14], [45], [61], [70].

Нові МММГ та ММГ впроваджують гнучкість просторових розмірів для координації роботи між НСЕ та МГ. НСЕ, що враховують мобільність, зазвичай охоплюють суто транспортні цілі ММГ та електромобілі, де електромобілі можна класифікувати на електромобілі, що підключаються [71] та електромобілі, що замінюють батареї [72], [73]. МСНЕ - це поїзд [74] або вантажний [13], [75] навісні СНЕ. Щоб повною мірою використовувати гнучкість МСНЕ, транспортні мережі, включаючи автомобільні, залізничні тощо, повинні бути належним чином змодельовані, щоб фіксувати часові та просторові рухи МСНЕ. Подібно до аналізу транспортних потоків, особливості мобільності МСНЕ можуть бути представлені у вигляді мікроскопічних [74], [76], мезоскопічних [13], [22] та макроскопічних моделей.

2.3. Обговорення моделей накопичення енергії для управління енергією в мікрогрід

Моделі накопичення енергії є мостом між роллю СНЕ в МГ і енергетичному управлінні МГ. За математичними властивостями їх можна класифікувати на алгебру, звичайні диференціальні рівняння (ЗДР) та ДРЧП. Лінійні ЗДР використовуються для зображення теплової та гідродинаміки теплових НСЕ та віртуальних НСЕ. Функції нелінійної алгебри були запропоновані для кількісної оцінки впливу розряду, ГР і ГЗ на деградацію. Переваги існуючих лінійних і нелінійних моделей полягають в тому, що вони можуть бути легко вбудовані в існуючі моделі управління енергією МГ як обмеження або цільові функції, а сформульовані задачі можуть бути вирішені з низькими обчислювальними витратами за допомогою кусково-апроксимації, кінцевої різниці і т.д. Мінуси полягають у тому, що вони не можуть вловити

електротермічну динаміку НСЕ, що призводить до проблем безпеки, які не можуть бути вирішені за допомогою існуючого управління енергією МГ. Якщо питання безпеки НСЕ повинні бути вирішені в управлінні енергією МГ, слід запропонувати електротермічні моделі, збалансовані за точністю та обчислювальними витратами, наприклад, ДРЧП зі зменшеним порядком або деякі глибокі мережі.

Висновки до розділу 2

У другому розділі розглянуто різні типи накопичувачів енергії для мікрогрід, які є ключовими компонентами для забезпечення стабільної та надійної роботи мікроенергетичних систем. Проаналізовано основні види накопичувачів, зокрема механічні, термічні, електрохімічні, хімічні та електричні системи, і їх вплив на стабільність та ефективність енергосистеми. Окремо досліджено моделі енергетичних накопичувачів, що дозволяють оптимізувати управління енергією, включаючи теплові, електрохімічні та деградаційні характеристики.

Також обговорено актуальні питання безпеки та надійності накопичувачів, що виникають при інтеграції різних систем у мікрогрід. Моделі накопичення енергії, які було проаналізовано, дозволяють оцінювати вплив умов експлуатації на довговічність та ефективність системи, що є важливим для забезпечення оптимального енергетичного менеджменту. Отже, впровадження накопичувачів енергії у мікрогрід сприяє зниженню експлуатаційних витрат, підвищенню енергоефективності та стабільності роботи мережі.

РОЗДІЛ 3

ФОРМУВАННЯ ПРОБЛЕМ УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГІЄЮ МІКРОГРІД ТА МЕТОДИ ЇХ ВИРІШЕННЯ

Поряд з еволюцією архітектури МГ і взаємодією між СНЕ, сформульовані проблеми управління енергією для забезпечення ефективної, надійної, екологічної та стійкої роботи МГ як в мережевому, так і в ізольованому режимах, шляхом оптимального планування РЕС, СНЕ і т.д., в невизначених умовах експлуатації. Умови варіюються від невизначеного виходу з виробництва відновлюваних джерел енергії, навантажень тощо до випадкового виходу з ладу критичних компонентів у МГ. Вони можуть бути передбачені за допомогою численних методів прогнозування і представлені різними математичними моделями як вхідні дані проблем управління енергією. У бік надійності, відмовостійкості та ефективності проблеми управління енергією формуються як невизначені задачі оптимізації. Моделі управління енергією узагальнюються в рамках різних економічних показників енергетичного ринку. Проблеми управління енергією вирішуються за допомогою готових алгоритмів за допомогою переформулювання, включаючи методи математичного програмування, адаптивне динамічне програмування (АДП) і глибоке навчання з підкріпленням (ГНП).

3.1. Моделі невизначеностей для управління енергією мікрогрід

Моделі невизначеності призначені для визначення того, наскільки ймовірними є певні результати, якщо деякі аспекти системи точно не відомі [77], і вони завжди є першим кроком для реалізації оптимального управління енергією МГ [78]. Невизначеності можна класифікувати на екзогенні та ендогенні моделі [79]. Зображуючи природні варіації, екзогенні невизначеності

зазвичай стосуються навантажень, виходів відновлюваних джерел енергії, цін і непередбачених обставин, які були широко вирішені методами на основі штучного інтелекту, наприклад, глибокими мережами [79], [80]. У зв'язку з обмеженими знаннями ендогенні невизначеності також відомі як модельні невизначеності, включаючи параметри та структурні невизначеності в моделях управління енергією, наприклад, моделях параметрів реакції на попит [81], [82], резервних [83] та навчених глибоких мережах [84].

Невизначеності в проблемах управління енергією давно сформульовані як екзогенні невизначеності, тобто невизначеності не залежать від рішень. Вони можуть бути сформульовані у вигляді функцій розподілу ймовірностей (ФРЙ), робастних множин невизначеностей та розподільно стійких множин неоднозначності.

Фактори невизначеності, наприклад, навантаження, потужність фотоелектричної енергії та непередбачені обставини в задачах управління енергією, можна розглядати як випадковий вектор $\xi : \Xi \rightarrow \Omega \in \mathbb{R}^n$, де n – довжина вектора ξ і $n \geq 1$. Далі припустимо $\xi \sim P$, де P – міра ймовірності на (Ξ, F) . Коли $n > 1$, P є багатовимірним ФРЙ, а кореляцію між невизначеними факторами можна зобразити за допомогою коваріаційної матриці Σ . Ξ Це може бути сукупність дискретних подій або безперервних подій. Орієнтований на традиційні методи точкового прогнозування, P може бути отриманий за допомогою імовірнісного прогнозування, поряд зі збільшенням проникнення поновлюваних джерел енергії. P може бути зображений у вигляді параметричного та непараметричного [85] ФРЙ з використанням прогнозного розподілу за заздалегідь визначеною формою та методом оцінки щільності зерна відповідно. Для зручності стохастичної оптимізації задаються траєкторії, тобто сценарії підтримки $\Omega := P \circ \xi^{-1}$, може бути згенерована за допомогою ланцюга Маркова [86], гауссової копули, вибіркового середнього наближення (ПСЗВ) [87] та інших методів зі збереженням взаємозалежності між факторами

невизначеності, наприклад, тестування ортогональних масивів Тагучі (ТОМТ) [26].

Надійний набір невизначеностей U полягає в кількісній оцінці невизначеностей за допомогою многогранників, тобто $U := \{C\xi \leq f\}$. Використовуючи інтервальне прогнозування в імовірнісних методах прогнозування, багатовимірні невизначеності можна зобразити у вигляді $[\bar{\xi}_i - \Delta\xi_i, \bar{\xi}_i + \Delta\xi_i], i = 1, \dots, n$, $i = 1, \dots, n$, під статистичною гарантією [47]. Враховуючи взаємозалежність між невизначеностями, вводиться бюджетне обмеження [26]. Для подальшої підтримки прийняття рішень у найгіршому випадку, тобто крайніх точках $C\xi \leq f$, когерентні заходи ризику можуть бути використані для побудови цього многогранника [88]. Різні набори невизначеностей були використані для фіксації алеаторного характеру навантажень, виробництва відновлюваної енергії та непередбачених обставин. Ці набори невизначеностей використовуються для робастного, двоступеневого робастного [26], [47], багатоступеневого робастного та інтервального [61] управління енергією МГ.

Вирішення невизначеності щодо підтримки Ω та поточна інформація про P , тобто гносемічний, множина двозначностей P пропонується, що поєднує ФРЙ і множини невизначеностей. Форми і розміри є двома основними факторами для побудови множини неоднозначностей якомога меншого розміру і містифікації невідомого істинного розподілу з впевненістю [89]. Деякі репрезентативні форми були прийняті ендогенно оператором МГ, наприклад, Марков, Чебишев, Гаусс, медіанно-абсолютне відхилення, суміш [90]. Розмір P зазвичай розраховується на основі даних. Множини неоднозначностей можна класифікувати на варіації на основі дискретності, моменту, зі збереженням форми та на основі ядра [91].

Для залежних від прийняття рішень невизначеностей в МГ, наприклад, реакція на вимогу [81], [82], резерв під назвою [83], вводяться ендогенні невизначені моделі, що фіксують взаємодію між невизначеностями і рішеннями, розширюючи ФРЙ, невизначені множини і набори неоднозначностей. Для PDF-файлів простір для проведення заходу Ξ і P може залежати від змінних прийняття рішення x , тобто, $\Xi(x)$ і $P(x)$. Це призводить до стохастичних ендогенних невизначеностей, вперше визначених в [92]. Резерв в реальному часі під назвою [83], підхоплення холодного вантажу [82] і реагування на попит [81] розглядалися як репрезентативні застосування. Для надійних невизначених множин типове розширення було задано як $\mathcal{U}(x) := \{C\xi + Dx \leq f\}$, що вказують на прийняті рішення, можуть вплинути на реалізацію в найгіршому випадку в двоетапних і багатоетапних процесах прийняття рішень [93]. Набір неоднозначностей P може залежати від x , починаючи від $\Omega(x)$, $P(x)$, до статистичних відстаней [94]. Слід зазначити, що набори ендогенної невизначеності та ендогенні набори неоднозначностей не були прийняті в задачах управління енергією МГ, з дефіцитом даних та високою обчислювальною вартістю.

Відносини між моделями невизначеностей є передумовою для реалізації перетворення між різними моделями невизначеностей в рамках підходів, керованих даними, і не керованих даними [91]. Для моделей невизначеності, керованих даними, основною проблемою є асимптотична збіжність значення функції, на яку впливають невизначеності, до відомого та істинного невідомого розподілу. Коли ФРЙ відомий, для наближення цього значення використовується ПСЗВ. При множинах неоднозначностей може бути використаний алгоритм робастного ПСЗВ [95]. Для моделей невизначеності, не керованих даними, особливо коли далі ξ не впливає P , когерентні заходи ризику [88], ціна оптимізму і песимізму [96] і т. д. Можуть бути використані для калібрування параметрів в множинах невизначеностей і наборах

неоднозначностей, а також для подальшої кількісної оцінки кореляції між різними наборами невизначеностей.

3.2. Формулювання проблем енергетичного менеджменту в умовах невизначеності

Для оптимального управління ресурсами в межах МГ при заданих вимогах до експлуатації та управління детерміновані задачі оптимізації формулюються у вигляді одиничного зобов'язання (ОЗ), оптимального потоку потужності (ОПП) [104], економічної диспетчеризації (ЕД) та задач оптимального керування з відмінними змінними прийняття рішень, цільовими функціями та наборами обмежень, що подаються у вигляді наступної задачі оптимізації:

$$\begin{aligned} \min_x f(x, \xi) \\ \text{s. t. } x \in \mathcal{X}(\xi) \end{aligned} \quad (3.1)$$

де x – вектор змінної рішення;

$f(x, \xi)$ – цільова функція;

$\mathcal{X}(\xi) := \{g_i(x, \xi) \leq 0, \forall i \in \mathcal{C}\} \cap \{h_i(x, \xi) \leq 0, \forall i \in \mathcal{S}\} \cap \{k_i(x, \xi) \leq 0, \forall i \in$

$\mathcal{D}\}$ – обмеження, встановлене при різних вимогах до контролю та експлуатації;

$g_i(x, \xi)$ відноситься до обмежень на рівні компонентів;

$h_i(x, \xi)$ відноситься до обмежень рівня МГ;

$k_i(x, \xi)$ представляє для мультиенергетичного рівня та локальних обмежень спільного використання енергії.

Як показано в (3.1), невизначеності ξ в МГ можуть впливати як на цільові функції, так і на набори обмежень. Ці впливи можуть бути оцінені та вирішені за допомогою формулювань задач управління енергією невизначеності,

включаючи стохастичну оптимізацію, робастну оптимізацію, розподільно робастну оптимізацію та моделі марковського процесу прийняття рішень (МППР).

Припускаючи $\xi \sim P$, загальна стохастична задача оптимізації управління енергією показана наступним чином:

$$\begin{aligned} \min_x \mathbb{E}_P[f(x, \xi)] \\ \text{s. t. } \Pr\{x \in X(\xi)\} \geq 1 - \alpha' \end{aligned} \quad (3.2)$$

де α – це заданий рівень впевненості.

Якщо $\alpha = 0$, задача (3.2) завжди здійсненна. Так як на частотну характеристику впливає ξ , обмеження випадковості сформульовано в [105]. Коли на множинні обмеження впливають ξ , для гарантії якості обслуговування в рамках МГ може бути прийнято спільне обмеження шансів [85]. Проблема (3.2) отримала широке застосування для одноступеневого управління енергією МГ в реальному часі [105].

Для двоступеневого стохастичного управління енергією задача (2) розширюється наступним чином:

$$\min_y g(y) + \mathbb{E}_P[Q(y, \xi)], \quad (3.3)$$

де $Q(y, \xi) = \{\min_x f(x, \xi) | x \in X(\xi) \cap Z(y, \xi)\}$, y є змінною прийняття рішення на першому етапі, x є змінною прийняття рішення на другому етапі, $Z(y, \xi)$ відноситься до обмежень зв'язку між змінними першого та другого етапів.

Якщо випадкове обмеження $\Pr\{x \in X(\xi) \cap Z(y, \xi)\} \geq 1 - \alpha$ використовується як заміна примусу $x \in X(\xi) \cap Z(y, \xi)$ у задачі (3.3) сформульована двоступенева задача програмування обмеження спільної

випадковості [41]. В умовах невизначеностей відновлюваних джерел енергії та навантажень для наближення значення $\mathbb{E}_P[Q, \mathbf{y}, \xi]$. Проблема (3.3) допускає структуру «тут і зараз» і «вичікування», яка підходить для представлення послідовного прийняття рішень між управлінням енергією на добу вперед і в реальному часі МГ [25], [43], [106]. Ця проблема може бути розширена для багатоступеневого стохастичного управління енергією МГ [107].

Коли мова йде про стохастичні ендогенні невизначеності, $\mathbb{E}_P[Q, \mathbf{y}, \xi]$ і $\mathbb{E}_P[Q, \mathbf{y}, \xi]$ у рівняннях (3.2) – (3.3) слід розширити для розгляду впливу рішень на $P(x)$. Реагуючи на спільний вплив керуючих сигналів, наприклад, цін та екзогенних факторів на процеси споживання електроенергії, реакцією на попит керували за допомогою стохастичної оптимізації як в екзогенних, так і в ендогенних невизначеностях для підвищення операційної ефективності [81] та надійності [82]. МГ, прив'язані до мережі, можуть забезпечувати резерви регулювання для енергосистем. На його вихідну потужність в реальному часі впливає резерв, який називається сигнальною і резервною потужністю, що надається, і сформульована двоступенева задача стохастичного програмування в умовах як екзогенної, так і ендогенної невизначеності для управління ризиками на ринку «на добу наперед» [83].

Коли невизначеність зображується множиною невизначеностей U , загальна двоступенева задача робастної оптимізації задається наступним чином:

$$\min_{\mathbf{y} \in \mathcal{Y}} Q(\mathbf{y}) + \max_{\xi \in U} Q(\mathbf{y}, \xi). \quad (3.4)$$

При опуклому припущенні на другому ступені обмеження встановлюється w.r.t. x , у найгіршому випадку ξ^* завжди є крайньою точкою U [108]. Ця властивість може гарантувати найгіршу продуктивність, водночас

призводячи до надмірної економії рішень з управління енергією. Проблема (4) була прийнята для управління на добу вперед одиничних МГ [109], спільного розподілу енергії між МГГ [26] та динамічного управління енергією НМГ [47].

Для множин неоднозначностей широко використовується двоступенева задача розподільно-надійної оптимізації (РНО) з обмеженнями шансів подається наступним чином:

$$\min_{\mathbf{y} \in \mathcal{Y}} g(\mathbf{y}) + \max_{P \in \mathbb{P}} \mathbb{E}_P [Q'(\mathbf{y}, \xi)], \quad (3.5)$$

де

$$\begin{aligned} Q'(\mathbf{y}, \xi) &= \min_x f(x, \xi) \\ \text{s. t. } \min_{P \in \mathbb{P}} \Pr\{\mathbf{x} \in \mathcal{X}(\xi) \cap \mathcal{Z}(\mathbf{y}, \xi)\} &\geq 1 - \alpha' \end{aligned} \quad (3.6)$$

Набори неоднозначності P може бути сформульована з використанням підходів на основі даних з меншою кількістю вибірок, в порівнянні з точними ФРЙ. Проблема (3.5) широко використовується для формулювань задач управління енергією МГ в умовах, керованих даними. У відповідь на неоднозначність вихідної енергії вітру для ізольованих МГ сформульовано динамічну задачу ЕД з розподільно робастним обмеженням шансів [110]. Для мінімізації витрат на закупівлю енергії та деградацію акумуляторів для ММГ запропонована двоступенева задача РНО, де сформульовано оптимальний набір неоднозначностей на основі транспорту для агрегованої невизначеності навантажень та вихідної енергії з відновлюваних джерел [27]. Для підвищення надійності МГ при невизначених відмовах ліній пропонується двоступенева задача ДРО для оптимального формулювання МГ в системах розподілу в [111].

Управління енергією МГ, як правило, є послідовним процесом прийняття рішень в умовах дискретного часу. Коли невизначеності є стохастичними, включаючи як екзогенні, так і ендогенні, управління енергією МГ нещодавно

широко сформулювало МППР. Для ефективного управління ресурсами в рамках різних архітектур МГ, як показано в розділі 1, були сформульовані різні проблеми МППР.

МППР – це особлива модель послідовного прийняття рішень в умовах невизначеності, що включає набір часу прийняття рішення T , штати S , дії A , нагороди R , та ймовірності переходу P залежать тільки від поточного стану і дії, тобто $\{T, S, A, P, R\}$ [112]. Коли T є скінченною, МПП є задачею зі скінченним горизонтом. Коли держави S не може бути повністю дотриманий, може бути прийнятий частково спостережуваний МППР (ЧСМППР), придатний для обмежених інформаційних або комунікаційних додатків, наприклад, збереження конфіденційності, збоїв зв'язку [113]. Недавній огляд моделей на основі МППР в побудові МГ був проведений в [114].

Для МГ змінного струму, МГ постійного струму та гібридних МГ змінного/постійного струму були сформульовані задачі на основі МППР для реалізації оптимального управління енергією в ізольованому [115] та прив'язаному до мережі [116], [117] режимах. При виділенні МГ для ізольованих галузевих МГ формулюється ОМП зі скінченним горизонтом, де ймовірності переходу оцінюються за допомогою історичних даних [115]. Платформа ЧСМППР була додатково використана для управління збоями зв'язку в МГ, де впроваджено мультиагентний байєсівський МППР [113]. На відміну від традиційної функції винагороди тільки в залежності від поточного стану і дій, для поліпшення енергетичного балансу, економічної вартості і надійності пропонується цікава багатоступенева функція винагороди, де показники в межах горизонту прогнозування включаються в функцію винагороди [117].

Коли кілька МГ пов'язані між собою як МГ, теоретичні підходи до гри широко використовуються для реалізації розподілу енергії всередині та між МГ, включаючи внутрішні та зовнішні ринки з системами розподілу та

системами передачі. Раціональна поведінка МГ [118], [119] або процес ринкового клірингу [120] можна розглядати як МППР. Для ММГ запропонована двоступенева платформа торгівлі енергією, де внутрішні торгові ціни оптимізуються на основі МППР на основі гри Штакельберга [118]. Для реалізації торгівлі енергією в приватному порядку для оператора системи розподілу (ОСР) пропонується проблема управління енергією на основі МППР, що реалізує торгівлю енергією між декількома МГ [120]. Для ММГ запропонована треступенева оптимізація, де реакція на попит в межах кожної МГ реалізується за допомогою МППР, а взаємодія між МГ і зовнішньою системою зображується як потенційна гра [119].

3.3. Моделі управління трансактивною енергією

Використання місцевих енергетичних ресурсів прискорило дерегуляцію енергетичних ринків з боку попиту. Споживачі, постачальники та просьюмери можуть торгувати енергією в межах окремих МГ, МГ та ММГ, і трансактивна енергія виходить на ринок. Трансактивну енергетику прийнято називати системою економічних і керуючих механізмів, що дозволяє встановити динамічний баланс попиту і пропозиції, використовуючи вартість в якості ключового експлуатаційного параметра [132].

Для управління трансактивною енергією на основі ціноутворення, громадські [127], [128] та однорангові [16], [27], [129], [131] є двома широко поширеними механізмами, де можуть використовуватися теорія ігор та методи оптимізації. Для реалізації торгівлі енергією та резервом гравців у МГ були прийняті підходи до некооперативної гри [133]. Фіксуючи ієрархічну властивість між гравцями, гра Штакельберга була прийнята для зображення взаємодії між просьюмерами в межах МГ [131], МГ і розподільчих мереж [89], [106], [128], МГ і мереж передачі [46], [66], [106], а також роботою на добу

вперед і в реальному часі [16]. Методи оптимізації є альтернативою кількісній оцінці цін. У [27] запропонована схема однорангової торгівлі на добу вперед для НМГ, з'єднаних між собою SNOP. Торгова проблема сформульована у вигляді задачі РНО, де прийнятий механізм тіньового ціноутворення. У [127] торгівля енергією в режимі реального часу для просьюмерів в рамках ММГ сформульована як проблема мінімізації ризику. У [25] проблема торгівлі енергією в реальному часі серед ММГ, прив'язаних до мережі, сформульована як проблема МППР. Коли МГ можуть взаємодіяти з газовими мережами, для участі операторів МГ в оптовій торгівлі на добу вперед і ринку газу пропонується стратегія управління трансактивною енергією, яка не схильна до ризику, для участі операторів МГ в оптовій торгівлі на добу вперед і ринку газу [134].

Якщо ціновий сигнал відсутній, наприклад, в рамках регульованих ринків [135], можуть бути використані теоретико-кооперативні ігри та оптимізаційні підходи, включаючи опуклу гру [46], коаліційну гру [130], торг Неша [136], аукціон Вікрі-Кларка-Гроувза [137], двоступеневу робастну оптимізацію [138] тощо. У [46] оптимальна робота НМГ на добу вперед сформульована у вигляді опуклої гри, де управління невизначеностями здійснюється за допомогою афінної надійної схеми оптимізації. Сформульована велика коаліція для розподілу витрат між ММГ [130]. Сформульована задача подвійного управління трансактивною енергією для операторів МГ і агрегаторів ПЕС в рамках МГ [138].

3.4. Методи розв'язання задач енергетичного менеджменту

Проблеми управління енергією невизначеності, як правило, нерозв'язні через існування невизначених змінних у цільових функціях або обмеженнях, як показано в задачі (3.1).

Детерміністичне формулювання полягає в наближенні проблем управління енергією невизначеності, наприклад, (3.2)-(3.5), їх розв'язуваними аналогами. Для задач стохастичної оптимізації безперервні ФРЙ можуть бути апроксимовані незалежними ідентично розподіленими наборами сценаріїв з використанням ПСЗВ, з сильними асимптотичними гарантіями продуктивності [87]. Властивість рівномірної збіжності вимагає, щоб кардинальність набору сценаріїв могла бути нескінченною, що призводить до високої обчислювальної вартості переформульованої задачі. Для зменшення кардинальності наборів сценаріїв може бути використаний оптимальний метод скорочення сценарію, що дозволяє мінімізувати відстань розбіжності [139]. Рівень достовірності отриманого розчину може бути кількісно визначений за допомогою процедури реплікації.

Для надійних задач оптимізації співвідношення між ξ і x можна розглядати як гру з нульовою сумою. Якщо $Q(y, \xi)$ є опуклою, метод подвійної основи Лагранжа широко використовувався для переформулювання $\max_{\xi \in U} Q(y, \xi)$ як неопукла задача квадратичного програмування [108]. Вона може бути переформульована в задачу змішаного цілочисельного лінійного програмування (ЗЦЛП), коли найгірший сценарій є крайньою точкою U .

Дуальний метод є загальним підходом до переформулювання проблем управління енергією РНО, включаючи дуальність Лагранжа [89], дуальність Феншеля, конічну дуальність тощо. Ці проблеми можуть допускати сильні властивості подвійності, за деяких умов, наприклад, при існуванні P в \mathbb{P} [91]. Для множин неоднозначностей, заснованих на розбіжності, для переформулювання проблеми торгівлі енергією в ММГ в [89] прийнято дуалізм Лагранжа. Для множин неоднозначностей на основі моментів теорія двоїстості нескінченновимірних опуклих задач може бути використана для виведення напівнескінченних задач програмування [110], [111]. Крім подвійності, для задач РНО в [95] запропонована однорідна збіжна робастна ПСЗВ.

Досліджуючи змінну зв'язку та природу обмежень детермінованого аналога для проблем управління енергією, алгоритми декомпозиції можуть вирішувати їх децентралізовано або розподілено, реалізуючи децентралізоване та розподілене управління енергією. (Доповнена) Лагранжівське розкладання [140], (узагальнене) розкладання Бендерса [141], прогресивне хеджування [142], метод множника змінного напрямку (ММЗН) [47], [143], [144], опукло-увігнута процедура (ОУП) [145], каскадування аналітичних цілей (КАЦ) [146], генерація стовпців і обмежень (ГСО) [108] є популярними алгоритмами для вирішення проблем управління енергією МГ.

Алгоритми декомпозиції допускають різні властивості збіжності з конкретними припущеннями. Збіжність алгоритмів розкладання завжди може бути гарантована при опуклих припущеннях. Більш того, класичний ММЗН може сходитися тільки в двоблоковій структурі [47]. Розкладання Бендерса може сходитися в кінцевих ітераціях, коли задача на звернення $Q(y, \xi)$ є опуклою. ГСО може сходитися в скінченних ітераціях, коли скінченні крайні точки існують в U і може бути записана в головній задачі.

Останніми роками все більшої уваги привертають алгоритми АДП для вирішення проблем управління енергією на основі МППР, які також відомі як наближені алгоритми динамічного програмування. Ці проблеми можна розглядати як динамічні програмні моделі, що страждають від широко відомого «прокляття розмірності». Використовуючи рівняння Беллмана та наближення функцій, оригінальна задача МПП може бути ефективно вирішена за допомогою ітеративних підходів.

Ітерація значень [122], [123], ітерація політики [125], [147] та змішана ітерація [126] є трьома основними розділами алгоритмів АДП для вирішення проблем управління енергією МГ. Дві нові таблиці пошуку побудовані для апроксимації функцій значень навколо стану після прийняття рішення з лінійними [122] та нелінійними системними обмеженнями [123]. Коли простір

станів має високу розмірність, для апроксимації функції значення в [124] приймається глибока рекурентна нейронна мережа. Чотири типові політики, які підходять для управління енергією МГ, наведені в [147]. Запропоновано політику споживача для прискорення прогресу апроксимації функції значення в [125]. Представлений змішаний ітераційний алгоритм управління батареями в межах житлових МГ [126].

Маючи той же теоретичний корінь, що і АДП, навчання з підкріпленням додатково використовує глибокі нейронні мережі для підвищення своїх можливостей апроксимації між станом, дією та винагородою, як ГНП [116], [118]. ГНП без моделей і на основі моделей є двома основними варіаціями для вирішення проблем на основі МППР.

Для вирішення дискретних, безмодельних задач МППР [113], [117], [120], глибокий детермінований градієнт політики (ГДГП) [119], [129], оптимізація проксимальних політик (ОПП) і перевага актора-критика [115] можуть бути використані для вирішення дискретних, безперервних і гібридних задач простору дискретно-неперервних дій. У [119] запропонований алгоритм ГДГП на основі правил для реалізації реакції споживачів на попит в рамках ММГ.

При оборотному доступі до динаміки МПП в якості моделі, як правило, відомої або вивченої R і P [148], було запропоновано кілька алгоритмів ГНП на основі моделей, наприклад, MuZero [121], LSTM- ГДГП [149], MPC- ОПП. У [121] запропоновано цікаве застосування MuZero для розв'язання онлайн-задачі управління енергією МГ як задачі змішаного цілого числа кінчного програмування другого порядку (ЗЦ-КПДП), де планування виконується за вивченою моделлю. У [149] LSTM прийнята для вивчення функцій переходу і винагороди.

3.5. Обговорення методів вирішення проблем управління енергією мікрогрід

Методи вирішення – це цілеспрямоване застосування математичного інструментарію для вирішення задач управління енергією МГ. Класичні алгоритми математичного програмування, наприклад, стохастична, робастна та дистрибутивно надійна оптимізація, а також методи декомпозиції, служать орієнтирами для нових алгоритмів АДП та ГНП. Незважаючи на те, що безмодельні алгоритми ГНП продемонстрували значний успіх у вирішенні дискретних і деяких задач МППР безперервної дії, алгоритми ГНП на основі моделей [121] можуть бути перспективною платформою для повного використання знань предметної області існуючих алгоритмів математичного програмування та методів на основі даних. Однак більш високі обчислювальні витрати при навчанні і плануванні, пам'ять і потенційна нестабільність алгоритмів ГНП на основі моделей повинні бути вирішені належним чином [148].

3.6. Схеми управління енергією мікрогрід

Споживачі, виробники та просьюмери є гравцями на місцевих енергетичних ринках у межах МГ. МГ, ОСР та незалежні системні оператори (ISO) є гравцями на енергетичних ринках у межах ММГ та МММГ. МГ завжди виступають у ролі ціноутворювача на місцевих енергетичних ринках, а місцеві енергетичні ринки відіграють роль цінового маркера на оптових ринках. У цьому підрозділі узагальнюються ієрархічні, розподілені та децентралізовані схеми управління енергією.

Ієрархічна архітектура управління енергією для МГ, що включає первинний, вторинний і третинний контроль, широко прийнята промисловістю

[34], і це показано на рис.3.1. Первинне керування ДГ нижнього рівня полягає у визначенні місцевої інформації про напругу та струм без будь-якого зв'язку з іншими ДГ для досягнення функції автономної системи управління живленням (СУЖ). Керування вторинним рівнем призначене для відновлення частоти мережі змінного струму та напруги мережі постійного струму та оновлення інформації про ресурси, сховища та навантаження. Третинне управління - це управління потоками змінного і постійного струму між різними МГ. Вторинне і третинне управління реалізуються місцевими EMS і універсальними EMS (UEMS) відповідно, які потребують зв'язку всередині МГ, а також між МГ і зовнішніми системами, наприклад, системами розподілу і ринками електроенергії [66], [128].

Запропонована схема на основі гри Штакельберга для змішаних стратегічних і звичайних користувачів в АС МГ [131]. Для кількісної оцінки взаємозв'язків між енергією, резервом і частотним виведенням в ізольованих МГ запропонована ієрархічна схема, де третинний контроль виступає в ролі лідера, а первинний контроль виступає в ролі послідовників [101]. Для ММГ, що підключають системи розподілу, запропонована трирівнева схема управління енергією в [151], де координація енергії між ММГ і ОСР зображується як верхній рівень, енергетичний баланс гарантується на середньому рівні, а балансування потужності в реальному часі реалізовано як нижній рівень. У [66] для зображення стратегічної взаємодії між ММГ і ОСР на ринку балансування в режимі реального часу пропонується ієрархічна схема управління енергією, тобто гра з кількома послідовниками одного лідера. Для дослідження потенціалу координації між ізольованими ММГ і віртуальними електростанціями запропонована триступенева ієрархічна схема управління, де в послідовні етапи реалізуються зона обслуговування, енергія МГ і управління віртуальною електростанцією [107].

Функції управління енергією вторинного і третинного рівнів завжди можуть бути реалізовані розподіленим [28], [152], [153] або децентралізованим [59], [105] способом. Це вказує на те, що силові та енергетичні характеристики в межах МГ можуть бути належним чином вловлені за допомогою багаторівневого характеру ієрархічного управління.

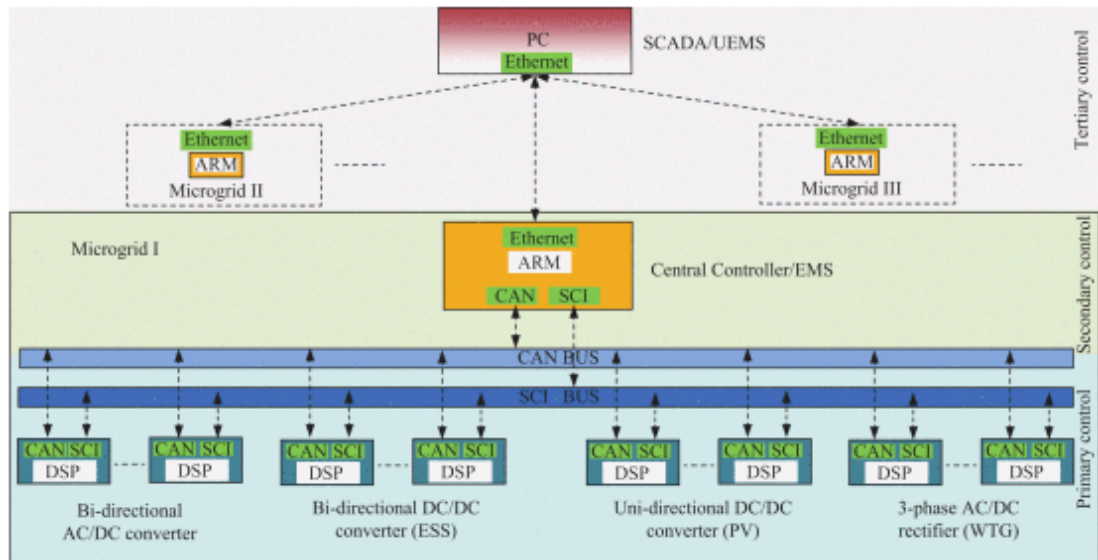


Рис. 3.1. Приклад ієрархічної схеми управління енергією для МГ [34]

З високим рівнем проникнення ПЕС, які можуть належати різним суб'єктам, розподілені схеми постають як перспективне рішення для реалізації координації між ними. У SCADA існує декілька контролерів, де кожен може обмінюватися даними зі своїми сусідами. За допомогою розподіленого зв'язку [10] і алгоритмів розподілених обчислень [28] розподілені схеми дозволяють додатково уникнути односторонніх зв'язків і знизити витрати на зв'язок. Ця особливість може бути посилена асинхронними [152] і пружними розподіленими алгоритмами оптимізації та управління [153]. Крім відмовостійкості, розподілені схеми мають і інші переваги, наприклад, прозорість, безпеку і масштабованість, в порівнянні з централізованими схемами.

Для МГ постійного струму в режимі реального часу запропонована схема розподіленого управління енергією в режимі реального часу з можливістю plug-and-play, і вона була перевірена результатами моделювання апаратного забезпечення в циклі. Для уникнення одностороннього збою і зниження вимог до зв'язку централізованої ЕМС для МГ віддалених районів в [154] запропонована двоступенева стратегія управління енергією. У [105] для прискорення відновлення ММГ запропонована розподілена схема управління енергією з обмеженням ризику. Для великомасштабних МГ запропоновано розподілене багатоступеневе управління енергією, що реалізує баланс потужностей на кожному вузлі по горизонту планування [155]. Щоб зменшити ризики від кібераномалій, блокчейн був використаний для управління розподіленою трансактивною енергією, що обговорювалася в [156], [157].

У мережах зв'язку існує безліч контролерів, наприклад, SCADA, де кожен контролер виступає в ролі агента для управління заздалегідь визначеними пристроями, наприклад, ДГ, перетворювачами в умовах дерегульованого ринку. Лише частина контролерів може обмінюватися даними з іншими контролерами, що забезпечує відповідну платформу для реалізації координації МММГ та ММГ зі збереженням конфіденційності інформації в межах локальних МГ. Децентралізоване управління може знизити ризик односторонніх збоїв, а також підвищити масштабованість централізованих.

Для пелагічних острівних МГ запропонована динамічна схема децентралізованого управління енергією на основі гри Штакельберга [59]. Для гарантії безпечної торгівлі всередині МГ запропонована децентралізована схема управління напругою в [150]. У [143] для МММГ запропонована децентралізована схема управління енергією в рамках змішаних етапів, включаючи УС на добу вперед і онлайн-коригування в режимі реального часу.

Висновки до розділу 3

У третьому розділі досліджено проблеми управління енергією мікрогрід в умовах невизначеності та різні підходи до їх вирішення. Проаналізовано моделі невизначеностей, що виникають у процесах планування та експлуатації мікрогрід, зокрема невизначеності у виробництві відновлюваної енергії та навантаження. Розглянуто сучасні методи вирішення цих проблем, такі як робастна та стохастична оптимізація, а також методи машинного навчання, включаючи глибоке навчання з підкріпленням.

Розроблені схеми управління дозволяють ефективно балансувати попит і пропозицію, знижуючи ризик відмови та забезпечуючи стабільність і надійність енергосистеми навіть у разі змінних умов експлуатації. У результаті впровадження моделей управління енергією мікрогрід забезпечує оптимальне використання енергетичних ресурсів, підвищення енергоефективності та зниження витрат, що є важливим для сталого розвитку та екологічної стабільності системи.

РОЗДІЛ 4

ЕНЕРГЕТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВСТАНОВЛЕННЯ СОНЯЧНИХ ПАНЕЛЕЙ

У цьому розділі проведемо енергетичне обґрунтування доцільності встановлення сонячних панелей на фермі великої рогатої худоби ТОВ «Красногірське», який розташований у с. Антипівка, Золотоніський р-н, Черкаська обл. для покриття її енергетичних потреб [165]. Враховуємо потужність та річне споживання ферми, обчислюємо необхідну кількість сонячних панелей та порівнюємо отримані дані з енергоспоживанням з мережі.

4.1. Визначення енергоспоживання ферми, потужності та структури сонячної станції

Згідно з даними ТОВ «Красногірське» [165], ферма має річне споживання електроенергії, яке складає 376801 кВт·год. Це річне значення відображає потреби ферми у електроенергії для роботи всіх необхідних систем: освітлення, вентиляції, доїльного обладнання та іншого.

Для подальших розрахунків річне споживання електроенергії розподілимо на середньомісячне значення:

$$E_{\text{місяць}} = \frac{E_{\text{річне}}}{12} = \frac{376801}{12} = 31400,08 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (4.1)$$

Таким чином, середнє місячне споживання ферми складає 31400,08 кВт·год.

Середньорічна потужність споживання протягом години:

$$P_{\text{спож}} = \frac{E_{\text{річне}}}{8760} = \frac{376801}{8760} = 43 \text{ кВт} \quad (4.2)$$

Відповідно, потужність сонячної станції P_{AC} вибрано 50 кВт.

Тоді загальна потужність сонячних модулів з урахування співвідношення DC/AC 1.15 визначено як:

$$P_{DC} = P_{AC} \cdot 1.15 = 57 \text{ кВт} \quad (4.3)$$

4.2. Вибір та розрахунок сонячних панелей

Для забезпечення повного покриття потреб ферми розглядаємо сонячні панелі Canadian Solar CS3L-360 [166] потужністю 360 Вт, що виробляють на рік (див. рис. 4.1).

Компанія Canadian Solar має дочірні підприємства у понад 24 країнах на 5 континентах. Окрім виробництва сонячних фотомодулів, компанія пропонує комплексні рішення в галузі сонячної енергетики, а також реалізує географічно диверсифіковані енергетичні проекти.

Завдяки придбанню компанії Recurrent Energy загальна проектна потужність Canadian Solar наразі становить 20,4 ГВт, із яких 2,4 ГВт припадають на проекти на завершальній стадії реалізації. У компанії працюють близько 9 тисяч співробітників у всьому світі, включно з двома виробничими підприємствами в Онтаріо. За останні 15 років Canadian Solar поставила понад 16 ГВт сонячних панелей, що відповідає приблизно 70 мільйонам фотомодулів.

Canadian Solar пропонує широкий асортимент продукції, зокрема сонячні модулі, енергосистеми, автономні сонячні рішення для домашнього використання та спеціалізовані сонячні продукти. Глобальний підрозділ компанії з розробки фотоелектричних проектів працює понад шість років,

займаючись розробкою, проектуванням, фінансуванням та впровадженням фотоелектричних систем потужністю від кількох сотень кіловат до мегаватів.

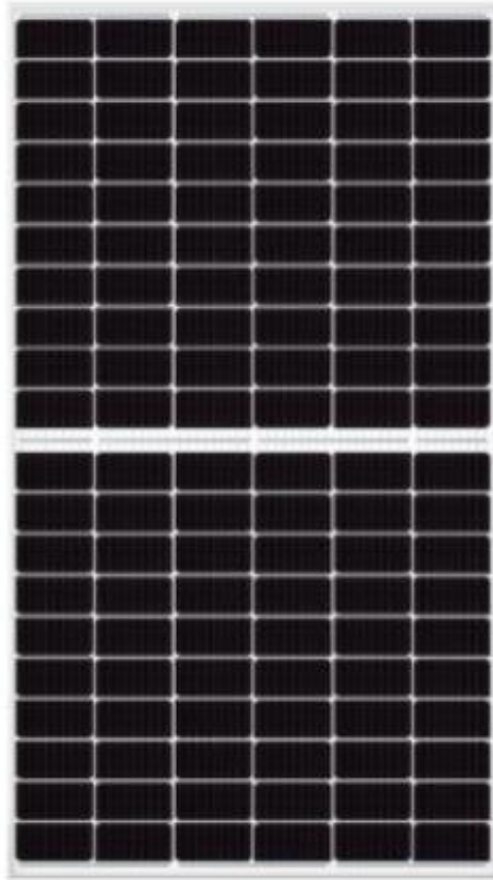


Рис. 4.1. Сонячна батарея Canadian Solar CS3L-360 [166]

Характеристики сонячної батареї Canadian Solar CS3L-360:

1. Потужність: 360 Вт.
2. Тип модуля: монокристалічний.
3. Кількість осередків: 120 половинчастих (Half-cell).
4. Максимальна ефективність: 19,46 %.
5. Технологія: PERC.
6. Низькі втрати потужності при з'єднанні осередків.
7. Розміри модуля: 1765×1048×40 мм.

Електричні характеристики:

1. Робоча напруга (V_{mp}): 33.1 В.
2. Робочий струм (I_{mp}): 10.88 А.
3. Напруга холостого ходу (V_{oc}): 40.0 В.
4. Струм короткого замикання (I_{sc}): 11.45 А.

Температурні характеристики:

1. Температурний коефіцієнт потужності (P_{max}): $-0.35 \% / ^\circ\text{C}$.
2. Температурний коефіцієнт напруги (V_{oc}): $-0.29 \% / ^\circ\text{C}$.
3. Температурний коефіцієнт струму (I_{sc}): $0.05 \% / ^\circ\text{C}$.

Обрана панель характеризується високою ефективністю, низькими втратами потужності та стійкістю до змін температури, що робить її оптимальним вибором для реалізації проекту на основі сонячної енергії.

Розрахуємо кількість панелей, що забезпечать необхідну фотовольтаїчну потужність станції:

$$N = \frac{P_{DC}}{360} = \frac{57000}{360} = 158 \text{ панелей.} \quad (4.4)$$

Наступним етапом є розподіл сонячних панелей на стрінги та вибір мережевого інвертора. Програмне забезпечення PVSOL автоматизує цей процес, дозволяючи оптимально розділити панелі на стрінги та підібрати необхідну кількість інверторів. Завдання користувача полягає лише у виборі марки та потужності інвертора.

У результаті розрахунків було обрано один інвертор Solis-S5-GC60K (див. рис. 4.2), які підходять для встановлення трифазної вхідної фотоелектричної системи комерційних і промислових фотоелектричних установок. Використовує конструкцію 5/6 MPPT (Maximum Power Point Tracking), щоб забезпечити більш гнучку схему конфігурації та вищу ефективність генерації.



Рис. 4.2. Інвертор Solis-S5-GC60K [167]

Основні технічні характеристики Solis-S5-GC60K:

1. Номінальна потужність: 60 000 Вт.
2. Фази: 3.
3. ККД 98,7 %.
4. Захист від перенапруги типу II як для постійного струму, так і для змінного струму.
5. Широкий діапазон напруги – наднизька початкова напруга 195 В і максимальна вхідна напруга PV 1100 В.
6. Максимальна фотоелектрична постійна потужність 90 кВт.
7. 32 А вхід на MPPT, 16 А на вхід для кожного PV рядка.
8. Максимальна вихідна потужність 66 кВт.

9. Конструкція 6 MPPT з точним алгоритмом MPPT, з 2 входами постійного струму на MPPT ефективно зменшення невідповідності рядків.
10. Інтелектуальний моніторинг, інтелектуальна діагностика I-V кривої.
11. Вбудований AFCI (захист від дугового замикання постійного струму).
12. Клас захисту IP66 і рівень антикорозії C5.
13. Вбудований вимикач постійного струму для аварійного вимкнення фотоелектричної енергії або безпечного обслуговування фотоелектричної енергії.
14. Захист від зворотної полярності постійного струму.
15. Підтримує зв'язок PLC/GPRS/WiFi з меншою кількістю проводів та зниженими витратами на встановлення. Обраний інвертор забезпечує надійність та високу продуктивність системи, а також відповідає вимогам до масштабованих сонячних енергетичних проєктів. Завдяки своїм технічним характеристикам і високому ступеню захисту (IP65), Canadian Solar CSI-30K-T400 є ідеальним рішенням для ефективного управління енергетичним потоком і оптимізації роботи сонячної станції.

4.3. Порівняння місячного споживання з мережі та генерації від сонячних панелей

Помісячну генерацію електроенергії обраної сонячної станції отримано з використанням системи моделювання генерації відновлюваних джерел енергії System Advisor Model (SAM), розробленої Національною лабораторією відновлюваної енергії (NREL). Модель SAM PVWatts використовує той самий базовий код, що й онлайн-калькулятор PVWatts® від NREL. Погодні характеристики для обраного місця розташування сонячної електростанції (с. Антипівка, Золотоніський р-н, Черкаська обл.) для визначення її

продуктивності отримано з внутрішньої бази погодних даних для типового року (див. рис. 4.3).

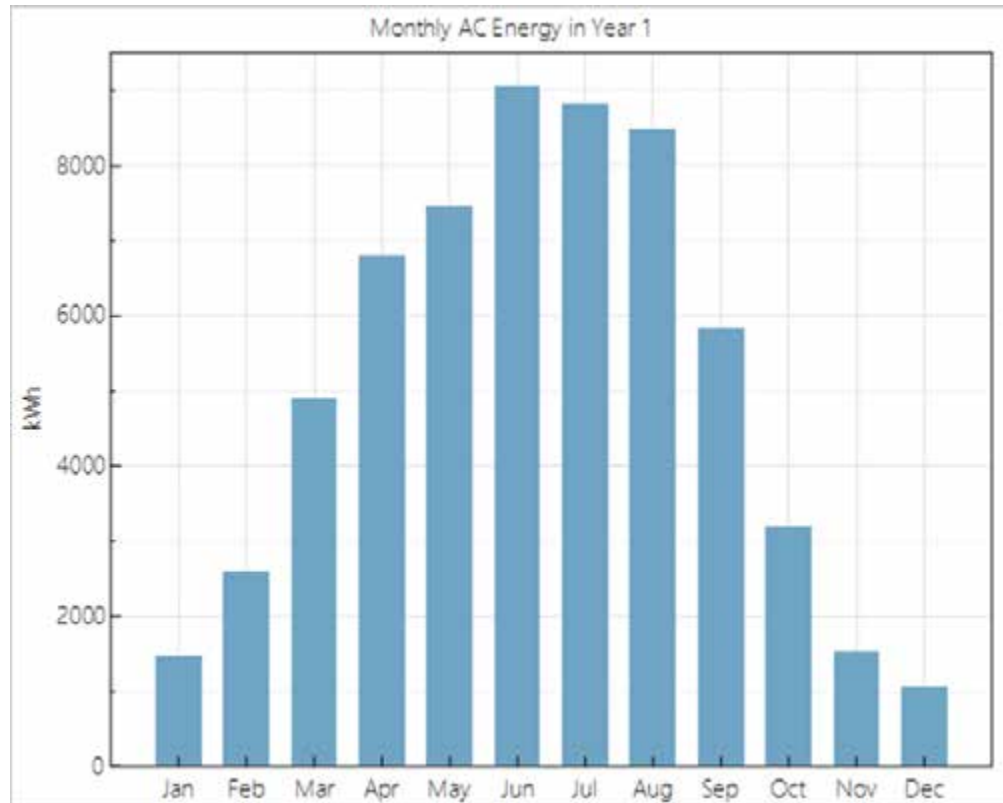


Рис. 4.3. Щомісячна енергія АС в рік

| Знаення | Показник |
|--------------------------------------|-------------------|
| Річна енергія АС в 1-му році | 61,251 кВт |
| Коефіцієнт потужності DC в 1-му році | 12,3 % |
| Вихід енергії в 1-й рік | 1,075 кВт·год/кВт |

Зробимо порівняння середньомісячного споживання з мережі та вироблення сонячної енергії, щоб оцінити, наскільки сонячні панелі можуть покрити потреби ферми в кожен місяць року (таблиця 4.1).

Таблиця 4.1

Середньомісячне споживання з мережі та вироблення сонячної енергії

| Місяць | Споживання з мережі (кВт·год) | Генерація від сонячних панелей (кВт·год) | Покриття (%) |
|----------|-------------------------------|--|--------------|
| Січень | 31400,08 | 1477.4 | 4.7 |
| Лютий | 31400,08 | 2608.9 | 8.3 |
| Березень | 31400,08 | 4910.5 | 15.6 |
| Квітень | 31400,08 | 6795.2 | 21.6 |
| Травень | 31400,08 | 7458.3 | 23.8 |
| Червень | 31400,08 | 9054.7 | 28.8 |
| Липень | 31400,08 | 8820.4 | 28.1 |
| Серпень | 31400,08 | 8485.1 | 27.0 |
| Вересень | 31400,08 | 5849.3 | 18.6 |
| Жовтень | 31400,08 | 3199.6 | 10.2 |
| Листопад | 31400,08 | 1528.8 | 4.9 |
| Грудень | 31400,08 | 1062.9 | 3.4 |
| Разом | 376801 | 61251 | - |

Порівняємо результати для різних місяців на основі отриманого балансу. Це дозволить побудувати графік (див. рис. 4.2), що наочно покаже відсоток заміщення енергії з мережі на сонячну генерацію.

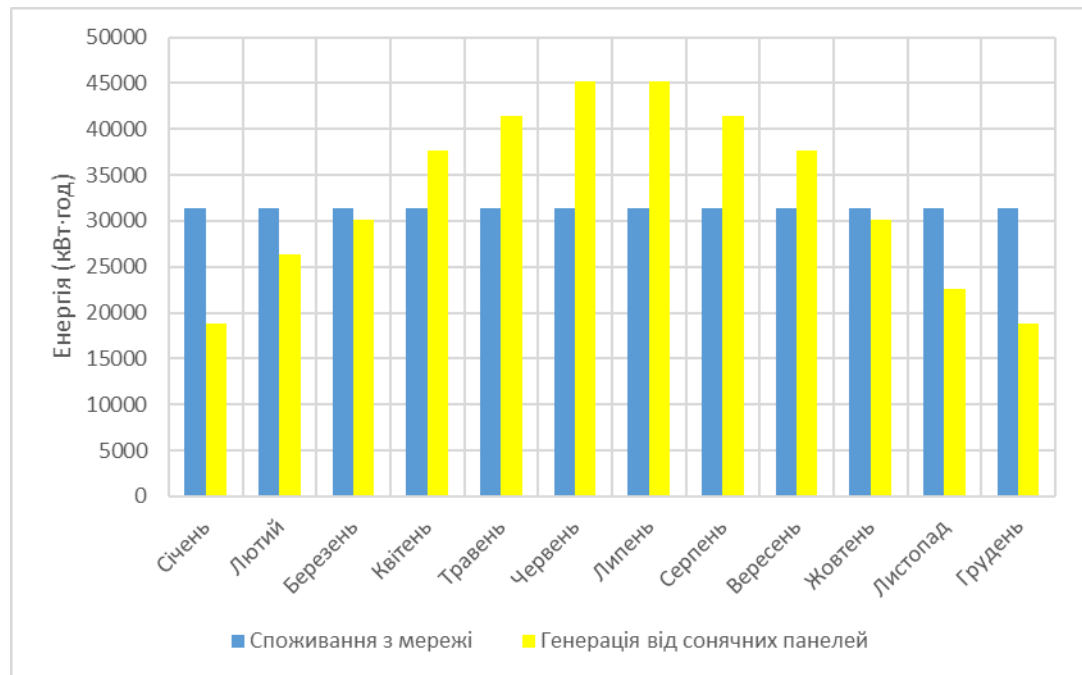


Рис. 4.2. Місячне порівняння споживання з мережі та генерації від сонячних панелей [165]

Рисунок 4.2 наочно демонструє, що сонячна енергія може забезпечити повне покриття потреб ферми в літні місяці, а в зимовий період потреба в додатковій енергії з мережі зростає.

4.4. Енергоефективність та її роль у встановленні сонячних панелей

Енергоефективність – це ключовий показник, що характеризує здатність енергетичної системи забезпечувати максимальний рівень енергетичної продуктивності при мінімальному використанні ресурсів. У контексті ферми великої рогатої худоби енергоефективність включає оптимізацію споживання електроенергії, скорочення втрат енергії та зменшення викидів парникових газів за рахунок впровадження сучасних технологій, таких як сонячні панелі.

Основні аспекти енергоефективності на фермі включають:

1. Мінімізація енергетичних витрат (встановлення сонячних панелей дозволяє значно скоротити споживання електроенергії з мережі, що знижує витрати на оплату електроенергії).

2. Зменшення втрат енергії (використання локальних джерел енергії, таких як сонячні панелі, зменшує втрати на транспортування електроенергії, які виникають у централізованих мережах).

3. Забезпечення стабільного енергопостачання (завдяки власному генератору енергії ферма стає більш незалежною від можливих перебоїв у мережевому енергопостачанні).

4. Покращення екологічних показників (використання відновлюваної енергії сприяє скороченню викидів CO₂ та зниженню впливу на навколишнє середовище).

Енергоефективність оцінюється шляхом розрахунку коефіцієнта енергетичного забезпечення, який відображає частку покриття енергоспоживання ферми за рахунок сонячної енергії:

$$\eta = \frac{E_{\text{сонячне}}}{E_{\text{загальне}}} \times 100 \% = \frac{61251}{376801} \times 100 \% = 16.3 \%, (4.5)$$

де $E_{\text{сонячне}}$ – річна генерація від сонячних панелей;

$E_{\text{загальне}}$ – загальне річне споживання електроенергії фермою.

На основі отриманих даних, енергоефективність ферми складає 16,3 % за рік, що свідчить про високу ефективність впровадження сонячних панелей.

Енергоефективність є ключовою перевагою використання сонячних панелей. Завдяки впровадженню сучасних енергетичних технологій ферма досягає не лише значної економії коштів, а й підвищує свою енергонезалежність і екологічну стійкість. Цей підхід забезпечує баланс між

енергетичними потребами та екологічними зобов'язаннями, роблячи ферму взірцем сталого розвитку.

Таблиця 4.2

Вуглецева інтенсивність виробництва електроенергії

| Назва | Кількість | Одиниця виміру |
|--|-----------|----------------------------------|
| Питомі викиди CO ₂ електроенергії з мережі | 277,0 | г CO ₂ екв/кВт·год |
| Викиди при споживанні електроенергії з мережі | 104,4 | Тонн |
| Викиди при споживанні електроенергії з мережі при інтеграції СЕС | 87,4 | Тонн |
| Скорочення викидів | 16,3 | % |

У таблиці 4.2 представлені результати розрахунків, пов'язаних із вибором і встановленням сонячних панелей для енергозабезпечення ферми. Зокрема, таблиця містить дані про технічні характеристики обраних панелей, очікуваний рівень генерації енергії, порівняння з потребами ферми, а також екологічний ефект у вигляді зниження викидів CO₂ завдяки використанню відновлюваних джерел енергії.

Висновки за розділом 4

Розрахунки показують, що встановлення сонячних панелей може значно знизити залежність ферми від енергопостачання з мережі, особливо в літні місяці, коли вироблення сонячної енергії може повністю покрити потреби ферми. У зимовий період генерація від сонячних панелей зменшується, і ферма частково залежить від мережі. Таким чином, енергетичне обґрунтування підтверджує, що встановлення сонячних панелей є доцільним для стабільного покриття енергетичних потреб ферми та забезпечення її часткової енергонезалежності.

РОЗДІЛ 5

ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ВСТАНОВЛЕНИХ СОНЯЧНИХ ПАНЕЛЕЙ

У цьому розділі розглянемо економічні показники проекту з точки зору витрат на електроенергію з мережі, економію від використання сонячних панелей та термін окупності інвестицій [169].

5.1. Вартість споживання електроенергії з мережі

Для розрахунку річних витрат ферми на електроенергію з мережі використовуємо тариф у розмірі 1.3 грн за кВт·год. Місячна вартість споживання:

$$C_{\text{місяць}} = E_{\text{місяць}} \times \text{тариф} = 31400,08 \times 8 = 251200,64 \text{ грн.} \quad (5.1)$$

Річна вартість:

$$C_{\text{річне}} = C_{\text{місяць}} \times 12 = 251200,64 \times 12 = 3014407 \text{ грн.} \quad (5.2)$$

На круговій діаграмі (рис. 5.1) зображені загальні річні витрати на електроенергію з мережі (зеленим кольором) та економія від встановлення сонячних панелей (синім кольором).

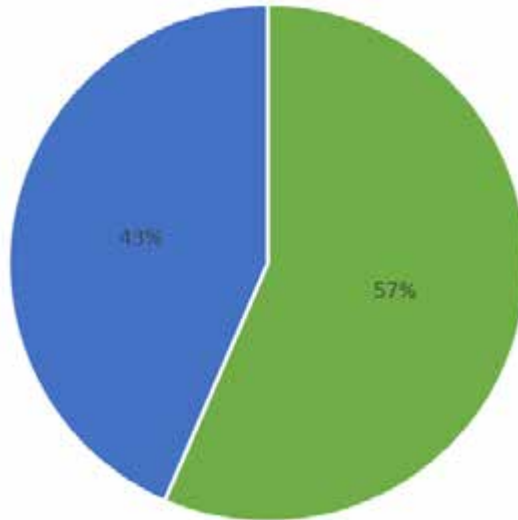


Рис. 5.1. Кругова діаграма для відображення загальних річних витрат з мережі та економії від сонячної енергії [165]

З діаграми (рис. 5.1) видно, що встановлення сонячних панелей дозволяє значно зменшити витрати на електроенергію, що підкреслює ефективність використання сонячної енергії для фермерського господарства.

5.2. Економія від використання сонячної енергії

Розрахуємо економію для кожного місяця, порівнюючи витрати з мережі та генерацію від сонячних панелей та занесемо результати до таблиці 5.1:

- січень: $1477.4 \times 8 = 11819,7$ грн. економії;
- лютий: $2608.9 \times 8 = 20870,9$ грн. економії;
- березень: $4910.5 \times 8 = 39284,1$ грн. економії;
- квітень: $6795.2 \times 8 = 54316,5$ грн. економії;
- травень: $7458.3 \times 8 = 59666,1$ грн. економії;
- червень: $9054.7 \times 8 = 72437,4$ грн. економії;
- липень: $8820.4 \times 8 = 70563,4$ грн. економії;
- серпень: $8485.1 \times 8 = 67881$ грн. економії;

- вересень: $5849.3 \times 8 = 46794,6$ грн. економії;
- жовтень: $3199.6 \times 8 = 25596,5$ грн. економії;
- листопад: $1528.8 \times 8 = 12230,2$ грн. економії;
- грудень: $1062.9 \times 8 = 8503,3$ грн. економії.

Таблиця 5.1

Щомісячні витрати з мережі та економія від сонячних панелей

| Місяць | Витрати з мережі (грн) | Витрати при інтеграції сонячних панелей | Економія від сонячних панелей (грн) |
|----------|------------------------|---|-------------------------------------|
| Січень | 251200,64 | 239381,7 | 11819,7 |
| Лютий | 251200,64 | 230329,8 | 20870,9 |
| Березень | 251200,64 | 211916,6 | 39284,1 |
| Квітень | 251200,64 | 196839,1 | 54316,5 |
| Травень | 251200,64 | 191534,6 | 59666,1 |
| Червень | 251200,64 | 178763,2 | 72437,4 |
| Липень | 251200,64 | 180637,2 | 70563,4 |
| Серпень | 251200,64 | 183319,6 | 67881 |
| Вересень | 251200,64 | 204406,1 | 46794,6 |
| Жовтень | 251200,64 | 225604,2 | 25596,5 |
| Листопад | 251200,64 | 238970,4 | 12230,2 |
| Грудень | 251200,64 | 242697,4 | 8503,3 |
| Разом | 3014408,0 | 2524400,0 | 490008 |

На цій стовпчиковій діаграмі (рис. 5.2) порівнюються загальна річна вартість споживання електроенергії з мережі та сума річної економії від використання сонячних панелей.

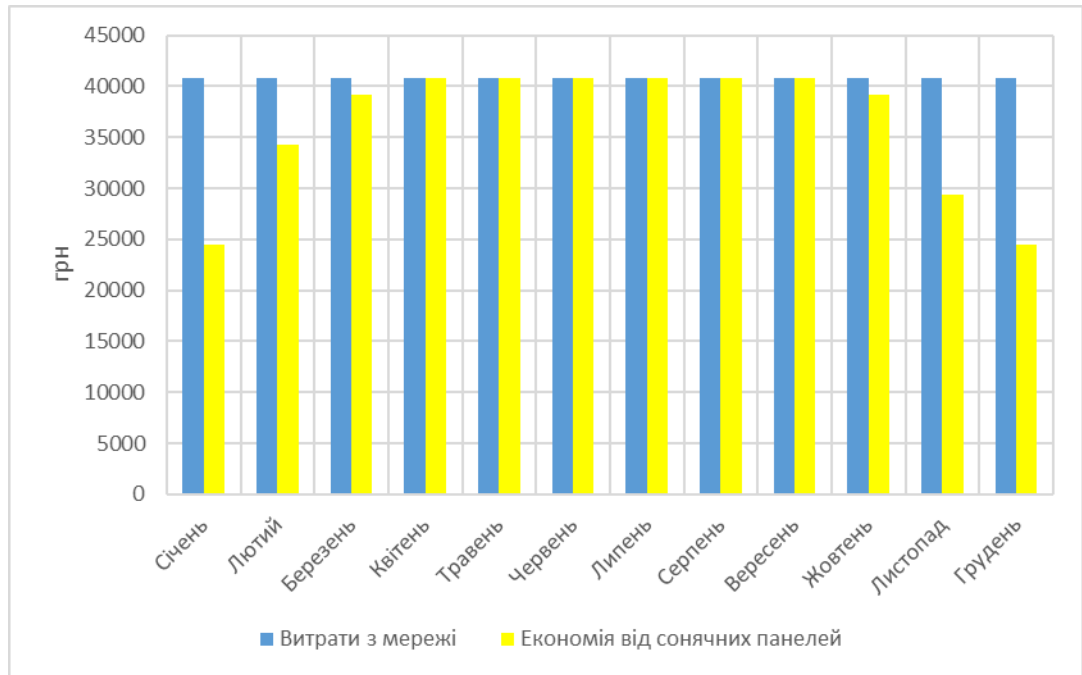


Рис. 5.2. Столпчикова діаграма для порівняння загальної річної вартості з мережі та економії від сонячних панелей [165]

Рисунок 5.2 дозволяє візуально оцінити величину економії порівняно з витратами, підкреслюючи значний потенціал зниження витрат завдяки встановленню сонячних панелей.

5.3. Термін окупності

Враховуючи річну економію від сонячної генерації, розраховуємо термін окупності:

$$\begin{aligned} \text{початкові інвестиції} &= ((5850 \cdot 158) + (60000 \cdot 1)) \cdot 1,3 = \\ &= 1370102,5 \text{ грн,} \end{aligned} \quad (5.3)$$

$$\text{Термін окупності} = \frac{\text{початкові інвестиції}}{\text{річна економія}} = \frac{1370102,5}{490008} = 2,8 \text{ років.} \quad (5.4)$$

Висновки до розділу 5

Економічні розрахунки вказують на значну економію коштів на електроенергію, яка досягається завдяки використанню сонячних панелей. Кругова діаграма демонструє, що близько 77 % витрат на електроенергію може бути компенсовано сонячною генерацією. Розрахунки також показують, що початкові витрати на встановлення сонячних панелей окупляться в розумні терміни за рахунок річної економії. У результаті економічне обґрунтування підтверджує, що встановлення сонячних панелей є вигідним вкладенням для ферми, яке забезпечує як фінансову вигоду, так і енергетичну стабільність в умовах можливих перебоїв з енергопостачанням.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі досліджено підвищення енергоефективності та економічної доцільності мікрогрід з використанням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), зокрема сонячних електростанцій (СЕС). Результати досліджень підтверджують, що впровадження СЕС у структуру мікрогрід значно знижує потребу в органічному паливі, що сприяє зменшенню експлуатаційних витрат та викидів CO₂.

Розрахунки демонструють, що встановлення сонячних панелей дозволяє значно знизити витрати на електроенергію, забезпечуючи ферму енергонезалежністю та стабільною економією.

Отже, дослідження доводить, що впровадження ВДЕ в мікрогрід є важливим кроком для забезпечення стійкого розвитку енергетичної системи, оскільки дозволяє не лише підвищити енергоефективність, а й значно покращити економічні показники.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. X. Liu, P. Wang, and P. C. Loh, "A hybrid AC/DC microgrid and its coordination control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 278–286, Jun. 2011.
2. E. Bullich-Massague, F. D'íaz-Gonzalez, M. Aragües-Peñalba, F. Girbau-Llistuella, P. Olivella-Rosell, and A. Sumper, "Microgrid clustering architectures," *Applied Energy*, vol. 212, pp. 340–361, Feb. 2018.
3. H. Wang and J. W. Huang, "Incentivizing energy trading for interconnected microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2647–2657, Jul. 2018.
4. B. Zhou, J. T. Zou, C. Y. Chung, H. Z. Wang, N. Liu, N. Voropai, and D. S. Xu, "Multi-microgrid energy management systems: architecture, communication, and scheduling strategies," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 3, pp. 463–476, May 2021.
5. Z. Y. Li, M. Shahidehpour, F. Aminifar, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, "Networked microgrids for enhancing the power system resilience," *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1289–1310, Jul. 2017.
6. S. D. Fang, Y. Wang, B. Gou, and Y. Xu, "Toward future green maritime transportation: an overview of seaport microgrids and allelectric ships," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 69, no. 1, pp. 207–219, Jan. 2020.
7. B. Chen, J. H. Wang, X. N. Lu, C. Chen, and S. J. Zhao, "Networked microgrids for grid resilience, robustness, and efficiency: a review," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 1, pp. 18–32, Jan. 2021.
8. S. L. Wen, T. Y. Zhao, Y. Tang, Y. Xu, M. Zhu, and Y. Q. Huang, "A joint photovoltaic-dependent navigation routing and energy storage system sizing scheme for more efficient all-electric ships," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 6, no. 3, pp. 1279–1289, Sep. 2020.

9. S. D. Fang, Y. Xu, Z. M. Li, T. Y. Zhao, and H. D. Wang, "Two-step multi-objective management of hybrid energy storage system in allelectric ship microgrids," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 68, no. 4, pp. 3361–3373, Apr. 2019.
10. V. Kounev, D. Tipper, A. A. Yavuz, B. M. Grainger, and G. F. Reed, "A secure communication architecture for distributed microgrid control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2484–2492, Sep. 2015.
11. P. Wheeler and S. Bozhko, "The more electric aircraft: technology and challenges," *IEEE Electrification Magazine*, vol. 2, no. 4, pp. 6–12, Dec. 2014.
12. S. Mashayekh, M. Stadler, G. Cardoso, M. Heleno, S. C. Madathil, H. Nagarajan, R. Bent, M. Mueller-Stoffels, X. N. Lu, and J. H. Wang, "Security-constrained design of isolated multi-energy microgrids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 2452–2462, May 2018.
13. S. H. Yao, P. Wang, and T. Y. Zhao, "Transportable energy storage for more resilient distribution systems with multiple microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 3331–3341, May 2019.
14. C. Q. Ju, P. Wang, L. Goel, and Y. Xu, "A two-layer energy management system for microgrids with hybrid energy storage considering degradation costs," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6047–6057, Nov. 2018.
15. X. K. Xu, M. Bishop, D. G. Oikarinen, and C. Hao, "Application and modeling of battery energy storage in power systems," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 2, no. 3, pp. 82–90, Sep. 2016.
16. H. Nezamabadi and V. Vahidinasab, "Arbitrage strategy of renewable-based microgrids via peer-to-peer energy-trading," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 2, pp. 1372–1382, Apr. 2021.
17. B. Mohandes, S. Acharya, M. S. El Moursi, A. S. Al-Sumaiti, H. Doukas, and S. Sgouridis, "Optimal design of an islanded microgrid with load shifting

mechanism between electrical and thermal energy storage systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, pp. 2642–2657, Jul. 2020.

18. M. Farrokhabadi, C. A. Canizares, J. W. Simpson-Porco, E. Nasr, ~ L. L. Fan, P. A. Mendoza-Araya, R. Tonkoski, U. Tamrakar, N. Hatziargyriou, D. Lagos, R. W. Wies, M. Paolone, M. Liserre, L. Meegahapola, M. Kabalan, A. H. Hajimiragha, D. Peralta, M. A. Elizondo, K. P. Schneider, F. K. Tuffner, and J. Reilly, “Microgrid stability definitions, analysis, and examples,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 13–29, Jan. 2020.

19. G. D. Zhang, J. Yuan, Z. Li, S. S. Yu, S. Z. Chen, H. Trinh, and Y. Zhang, “Forming a reliable hybrid microgrid using electric spring coupled with non-sensitive loads and ESS,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 2867–2879, Jul. 2020.

20. H. T. Nguyen, A. S. Al-Sumaiti, K. Turitsyn, Q. F. Li, and M. S. El Moursi, “Further optimized scheduling of micro grids via dispatching virtual electricity storage offered by deferrable power-driven demands,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 5, pp. 3494–3505, Sep. 2020.

21. P. Lyu, X. J. Liu, J. Qu, J. T. Zhao, Y. T. Huo, Z. G. Qu, and Z. H. Rao, “Recent advances of thermal safety of lithium ion battery for energy storage,” *Energy Storage Materials*, vol. 31, pp. 195–220, Oct. 2020.

22. S. H. Yao, P. Wang, X. C. Liu, H. J. Zhang, and T. Y. Zhao, “Rolling optimization of mobile energy storage fleets for resilient service restoration,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1030–1043, Mar. 2020.

23. T. Ding, Z. K. Wang, W. H. Jia, B. Chen, C. Chen, and M. Shahidehpour, “Multiperiod distribution system restoration with routing repair crews, mobile electric vehicles, and soft-open-point networked microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 4795–4808, Nov. 2020.

24. The Specification of Microgrid Controllers, *IEEE Standard 2030.7- 2017*, 2018.

25. X. M. Mo, J. Q. Zhu, J. J. Chen, Y. Guo, Y. R. Xia, and M. B. Liu, "A stochastic spatiotemporal decomposition decision-making approach for real-time dynamic energy management of multi-microgrids," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 2, pp. 821–833, Apr. 2021.
26. M. I. S. L. Purage, A. Krishnan, E. Y. S. Foo, and H. B. Gooi, "Cooperative bidding-based robust optimal energy management of multimicrogrids," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 16, no. 9, pp. 5757–5768, Sep. 2020.
27. J. Y. Li, M. E. Khodayar, J. H. Wang, and B. Zhou, "Data-driven distributionally robust Co-optimization of P2P energy trading and network operation for interconnected microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 6, pp. 5172–5184, Nov. 2021.
28. M. H. Ullah, B. Babaiahgari, A. Alseyat, and J. D. Park, "A computationally efficient consensus-based multiagent distributed EMS for DC microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, no. 6, pp. 5425–5435, Jun. 2021.
29. R. Rahmaniani, T. G. Crainic, M. Gendreau, and W. Rei, "The Benders decomposition algorithm: a literature review," *European Journal of Operational Research*, vol. 259, no. 3, pp. 801–817, Jun. 2017.
30. T. Roughgarden, "Algorithmic game theory," *Communications of the ACM*, vol. 53, no. 7, pp. 78–86, Jul. 2010.
31. S. S. M. Venkata and M. Shahidehpour, "Microgrid controllers: the brain, heart, & soul of microgrid automation [guest editorial]," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 4, pp. 16–22, Jul./Aug. 2017.
32. The Testing of Microgrid Controllers, *IEEE Standard 2030.8-2018*, 2018.
33. L. K. Gan, A. Hussain, D. A. Howey, and H. M. Kim, "Limitations in energy management systems: a case study for resilient interconnected microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5675–5685, Sep. 2019.
34. X. W. Pan, L. Q. Zhang, J. F. Xiao, F. H. Choo, A. K. Rathore, and P. Wang, "Design and implementation of a communication network and operating

system for an adaptive integrated hybrid AC/DC microgrid module,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 4, no. 1, pp. 19–28, Mar. 2018.

35. F. Blaabjerg, Y. H. Yang, D. S. Yang, and X. F. Wang, “Distributed power-generation systems and protection,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1311–1331, Jul. 2017.

36. K. E. Holmefjord, L. Husdal, M. de Jongh, and S. Torben, “Variable speed engines on wind farm support vessels,” *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 8, no. 3, pp. 229, Mar. 2020.

37. J. Bailey. (2019, Jun. 14). Insiders say airbus wants to create an electric hybrid to replace the A320neo. [Online]. Available: <https://simpleflyin g.com/airbus-electric-a320neo/>.

38. P. Wang, L. Goel, X. Liu, and F. H. Choo, “Harmonizing AC and DC: a hybrid AC/DC future grid solution,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, no. 3, pp. 76–83, May/Jun. 2013.

39. C. Jin, J. J. Wang, and P. Wang, “Coordinated secondary control for autonomous hybrid three-port AC/DC/DS microgrid,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 4, no. 1, pp. 1–10, Mar. 2018.

40. H. Yu, S. Y. Niu, Y. M. Zhang, and L. N. Jian, “An integrated and reconfigurable hybrid AC/DC microgrid architecture with autonomous power flow control for nearly/net zero energy buildings,” *Applied Energy*, vol. 263, pp. 114610, Apr. 2020.

41. T. Y. Zhao, X. W. Pan, S. H. Yao, C. C. Ju, and L. Li, “Strategic bidding of hybrid AC/DC microgrid embedded energy hubs: a two-stage chance constrained stochastic programming approach,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 1, pp. 116–125, Jan. 2020.

42. N. T. Huang, W. T. Wang, and G. W. Cai, “Optimal configuration planning of multi-energy microgrid based on deep joint generation of source-load-temperature

scenarios,” CSEE Journal of Power and Energy Systems, doi: 10.17775/CSEEJPES.2020.01090.

43. F. Kamrani, S. Fattaheian-Dehkordi, M. Gholami, A. Abbaspour, L. Fotuhi-Firuzabad, and M. Lehtonen, “A two-stage flexibility-oriented stochastic energy management strategy for multi-microgrids considering interaction with gas grid,” IEEE Transactions on Engineering Management, to be published.

44. W. Violante, C. A. Canizares, M. A. Trovato, and G. Forte, “An $\tilde{\sim}$ energy management system for isolated microgrids with thermal energy resources,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 4, pp. 2880–2891, Jul. 2020.

45. M. Rezaeimozafar, M. Eskandari, and A. V. Savkin, “A self-optimizing scheduling model for large-scale EV fleets in microgrids,” IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 17, no. 12, pp. 8177–8188, Dec. 2021.

46. Y. Z. Li, T. Y. Zhao, P. Wang, H. B. Gooi, L. Wu, Y. Liu, and J. Ye, “Optimal operation of multimicrogrids via cooperative energy and reserve scheduling,” IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 14, no. 8, pp. 3459–3468, Aug. 2018.

47. Q. W. Xu, T. Y. Zhao, Y. Xu, Z. Xu, P. Wang, and F. Blaabjerg, “A distributed and robust energy management system for networked hybrid AC/DC microgrids,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 4, pp. 3496–3508, Jul. 2020.

48. S. B. Lei, J. H. Wang, C. Chen, and Y. H. Hou, “Mobile emergency generator pre-positioning and real-time allocation for resilient response to natural disasters,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 3, pp. 2030–2041, May 2018.

49. Y. Li, P. Zhang, and P. B. Luh, “Formal analysis of networked microgrids dynamics,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 3, pp. 3418–3427, May 2018.

50. S. Peyghami, P. Palensky, and F. Blaabjerg, “An overview on the reliability of modern power electronic based power systems,” *IEEE Open Journal of Power Electronics*, vol. 1, pp. 34–50, Feb. 2020.

51. X. Z. Liu, Z. D. Zheng, K. Wang, and Y. D. Li, “An energy router based on multi-winding high-frequency transformer,” in *2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2016, pp. 3317–3321.

52. A. K. Bhattacharjee, N. Kutkut, and I. Batarseh, “Review of multiport converters for solar and energy storage integration,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 2, pp. 1431–1445, Feb. 2019.

53. E. Nasr-Azadani, P. Su, W. D. Zheng, J. Rajda, C. Canizares, M. ~ Kazerani, E. Veneman, S. Cress, M. Wittemund, M. R. Manjunath, N. Wrathall, and M. Carter, “The Canadian renewable energy laboratory: a testbed for microgrids,” *IEEE Electrification Magazine*, vol. 8, no. 1, pp. 49–60, Mar. 2020.

54. P. Schneider, L. Badger, D. Brhlik, D. Goldwasser, and B. Polly, “Resilient, rural, and revolutionary: Salisbury square’s direct-current affordable microgrid community: preprint,” *National Renewable Energy Lab., Golden, CO, Tech. Rep. NREL/CP-5500–83181*, Sep. 2, 2022.

55. Airbus. (2021, Jul.). E-Fan X: a giant leap towards zero-emission flight. [Online]. Available: <https://www.airbus.com/en/innovation/zero-emission/electric-flight/e-fan-x>.

56. N. Mousavi, G. Kothapalli, D. Habibi, C. K. Das, and A. Baniasadi, “A novel photovoltaic-pumped hydro storage microgrid applicable to rural areas,” *Applied Energy*, vol. 262, pp. 114284, Mar. 2020.

57. Y. W. Li, S. H. Miao, X. Luo, B. X. Yin, J. Han, and J. H. Wang, “Dynamic modelling and techno-economic analysis of adiabatic compressed air energy storage for emergency back-up power in supporting microgrid,” *Applied Energy*, vol. 261, pp. 114448, Mar. 2020.

58. J. Noack, N. Roznyatovskaya, T. Herr, and P. Fischer, “The chemistry of redox-flow batteries,” *Angewandte Chemie International Edition*, vol. 54, no. 34, pp. 9776–9809, Aug. 2015.
59. M. Hu, Y. W. Wang, X. N. Lin, and Y. Shi, “A decentralized periodic energy trading framework for pelagic islanded microgrids,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 67, no. 9, pp. 7595–7605, Sep. 2020.
60. K. Hein, Y. Xu, G. Wilson, and A. K. Gupta, “Coordinated optimal voyage planning and energy management of all-electric ship with hybrid energy storage system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 2355–2365, May 2021.
61. B. Wang, C. Zhang, and Z. Y. Dong, “Interval optimization based coordination of demand response and battery energy storage system considering SOC management in a microgrid,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2922–2931, Oct. 2020.
62. M. G. Hong, X. Y. Yu, N. P. Yu, and K. A. Loparo, “An energy scheduling algorithm supporting power quality management in commercial building microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 1044–1056, Mar. 2016.
63. M. Javadi, Y. Z. Gong, and C. Y. Chung, “Frequency stability constrained microgrid scheduling considering seamless islanding,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 1, pp. 306–316, Jan. 2022.
64. J. F. Xiao, P. Wang, and L. Setyawan, “Multilevel energy management system for hybridization of energy storages in DC microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 847–856, Mar. 2016.
65. K. Thirugnanam, M. S. El Moursi, V. Khadkikar, H. H. Zeineldin, and M. Al Hosani, “Energy management strategy of a reconfigurable gridtied hybrid AC/DC microgrid for commercial building applications,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 3, pp. 1720–1738, May 2022.

66. Y. Du and F. X. Li, “A hierarchical real-time balancing market considering multi-microgrids with distributed sustainable resources,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 1, pp. 72–83, Jan. 2020.

67. X. J. Li and S. X. Wang, “Energy management and operational control methods for grid battery energy storage systems,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 7, no. 5, pp. 1026–1040, Sep. 2021.

68. A. M. S. M. H. S. Attanayaka, J. P. Karunadasa, and K. T. Hemapala, “Comprehensive electro-thermal battery-model for Li-ion batteries in microgrid applications,” *Energy Storage*, vol. 3, no. 3, pp. e230, Jun. 2021.

69. S. Y. Ding, C. Y. Dong, T. Y. Zhao, L. Koh, X. Y. Bai, and J. Luo, “A meta-learning based multimodal neural network for multistep ahead battery thermal runaway forecasting,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 17, no. 7, pp. 4503–4511, Jul. 2021.

70. Y. Xu, T. Y. Zhao, S. Q. Zhao, J. H. Zhang, and Y. Wang, “Multiobjective chance-constrained optimal day-ahead scheduling considering BESS degradation,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 4, no. 3, pp. 316–325, Sep. 2018.

71. Y. Liu, Y. Wang, Y. Z. Li, H. B. Gooi, and H. H. Xin, “Multi-agent based optimal scheduling and trading for multi-microgrids integrated with urban transportation networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 2197–2210, May 2021.

72. T. Y. Zhao, J. H. Zhang, and P. Wang, “Closed-loop supply chain based battery swapping and charging system operation: a hierarchy game approach,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 5, no. 1, pp. 35–45, Mar. 2019.

73. X. C. Liu, T. Y. Zhao, S. H. Yao, C. B. Soh, and P. Wang, “Distributed operation management of battery swapping-charging systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5320–5333, Sep. 2019.

74. Y. Y. Sun, J. L. Zhong, Z. Y. Li, W. Tian, and M. Shahidehpour, “Stochastic scheduling of battery-based energy storage transportation system with the penetration

of wind power,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 135–144, Jan. 2017.

75. X. Y. Jiang, J. Chen, M. Chen, and Z. Wei, “Multi-stage dynamic post-disaster recovery strategy for distribution networks considering integrated energy and transportation networks,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 408–420, Mar. 2021.

76. Q. Sui, F. R. Wei, C. T. Wu, X. N. Lin, and Z. T. Li, “Day-ahead energy management for pelagic island microgrid groups considering non-integer-hour energy transmission,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 5249–5259, Nov. 2020.

77. R. C. Smith, *Uncertainty Quantification: Theory, Implementation, and Applications*, Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2013.

78. M. Alipour, H. Chitsaz, H. Zareipour, and D. Wood, “Microgrid energy management: how uncertainty modelling impacts economic performance,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 24, pp. 5504–5510, Dec. 2019.

79. M. Y. Sun, T. Q. Zhang, Y. Wang, G. Strbac, and C. Q. Kang, “Using Bayesian deep learning to capture uncertainty for residential net load forecasting,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 188–201, Jan. 2020.

80. H. C. imen, N. C. etinkaya, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “A microgrid energy management system based on non-intrusive load monitoring via multitask learning,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 2, pp. 977–987, Mar. 2021.

81. B. Zeng, X. Wei, D. B. Zhao, C. Singh, and J. H. Zhang, “Hybrid probabilistic-possibilistic approach for capacity credit evaluation of demand response considering both exogenous and endogenous uncertainties,” *Applied Energy*, vol. 229, pp. 186–200, Nov. 2018.

82. Y. L. Li, W. Sun, W. Q. Yin, S. B. Lei, and Y. H. Hou, “Restoration strategy for active distribution systems considering endogenous uncertainty in cold load pickup,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 4, pp. 2690–2702, Jul. 2022.

83. Y. F. Zhang, F. Liu, Z. J. Wang, Y. F. Su, W. S. Wang, and S. L. Feng, “Robust scheduling of virtual power plant under exogenous and endogenous uncertainties,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 2, pp. 1311–1325, Mar. 2022.
84. D. Coppitters, W. De Paepe, and F. Contino, “Robust design optimization of a photovoltaic-battery-heat pump system with thermal storage under aleatory and epistemic uncertainty,” *Energy*, vol. 229, pp. 120692, Aug. 2021.
85. O. Ciftci, M. Mehrtash, and A. Kargarian, “Data-driven nonparametric chance-constrained optimization for microgrid energy management,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 16, no. 4, pp. 2447–2457, Apr. 2020.
86. R. H. M. Zargar and M. H. Y. Moghaddam, “Development of a markov-chain-based solar generation model for smart microgrid energy management system,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 736–745, Apr. 2020.
87. A. J. Kleywegt, A. Shapiro, and T. Homem-de-Mello, “The sample average approximation method for stochastic discrete optimization,” *SIAM Journal of Optimization*, vol. 12, no. 2, pp. 479–502, Jan. 2002.
88. D. Bertsimas and D. B. Brown, “Constructing uncertainty sets for robust linear optimization,” *Operations Research*, vol. 57, no. 6, pp. 1483–1495, Apr. 2009.
89. Z. X. Liu, L. F. Wang, and L. Ma, “A transactive energy framework for coordinated energy management of networked microgrids with distributionally robust optimization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 395–404, Jan. 2020.
90. G. A. Hanasusanto, V. Roitch, D. Kuhn, and W. Wiesemann, “A distributionally robust perspective on uncertainty quantification and chance constrained programming,” *Mathematical Programming*, vol. 151, no. 1, pp. 35–62, Jun. 2015.
91. H. Rahimian and S. Mehrotra, “Distributionally robust optimization: a review,” *arXiv preprint arXiv: 1908.05659*, 2019.

92. G. C. Pflug, “On-line optimization of simulated markovian processes,” *Mathematics of Operations Research*, vol. 15, no. 3, pp. 381–395, Aug. 1990.
93. X. V. Doan, “Distributionally robust optimization under endogenous uncertainty with an application in retrofitting planning,” *European Journal of Operational Research*, vol. 300, no. 1, pp. 73–84, Jul. 2022.
94. F. Q. Luo and S. Mehrotra, “Distributionally robust optimization with decision dependent ambiguity sets,” *Optimization Letters*, vol. 14, no. 8, pp. 2565–2594, Nov. 2020.
95. D. Bertsimas, V. Gupta, and N. Kallus, “Robust sample average approximation,” *Mathematical Programming*, vol. 171, no. 1–2, pp. 217–282, Nov. 2018.
96. H. Rahimian, G. Bayraksan, and T. Homem-de-Mello, “Controlling risk and demand ambiguity in newsvendor models,” *European Journal of Operational Research*, vol. 279, no. 3, pp. 854–868, Dec. 2019.
97. S. Q. Wang, M. Q. Du, L. G. Lu, W. Xing, K. Sun, and M. G. Ouyang, “Multilevel energy management of a DC microgrid based on virtual-battery model considering voltage regulation and economic optimization,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 9, no. 3, pp. 2881–2895, Jun. 2021.
98. L. Fu, B. Liu, K. Meng, and Z. Y. Dong, “Optimal restoration of an unbalanced distribution system into multiple microgrids considering three-phase demand-side management,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 2, pp. 1350–1361, Mar. 2021.
99. Y. F. Wang, Z. H. Huang, M. Shahidehpour, L. L. Lai, Z. Q. Wang, and Q. S. Zhu, “Reconfigurable distribution network for managing transactive energy in a multi-microgrid system,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1286–1295, Mar. 2020.

100. H. Farzin, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini-Aghtaie, “Role of outage management strategy in reliability performance of multi-microgrid distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 2359–2369, May 2018.

101. N. Rezaei, A. Ahmadi, A. H. Khazali, and J. M. Guerrero, “Energy and frequency hierarchical management system using information gap decision theory for islanded microgrids,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 10, pp. 7921–7932, Oct. 2018.

102. M. F. Zia, E. Elbouchikhi, M. Benbouzid, and J. M. Guerrero, “Energy management system for an islanded microgrid with convex relaxation,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 6, pp. 7175–7185, Nov./Dec. 2019.

103. E. Barklund, N. Pogaku, M. Prodanovic, C. Hernandez-Aramburo, and T. C. Green, “Energy management in autonomous microgrid using stability-constrained droop control of inverters,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, no. 5, pp. 2346–2352, Sep. 2008.

104. M. S. Wang, Y. F. Su, L. J. Chen, Z. M. Li, and S. W. Mei, “Distributed optimal power flow of DC microgrids: a penalty based ADMM approach,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 339–347, Mar. 2021.

105. F. F. Shen, Q. W. Wu, J. Zhao, W. Wei, N. D. Hatziargyriou, and F. Liu, “Distributed risk-limiting load restoration in unbalanced distribution systems with networked microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 4574–4586, Nov. 2020.

106. S. Bahramara, P. Sheikhhahmadi, A. Mazza, G. Chicco, M. ShafieKhah, and J. P. S. Catalao, “A risk-based decision framework for ~ the distribution company in mutual interaction with the wholesale day-ahead market and microgrids,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 16, no. 2, pp. 764–778, Feb. 2020.

107. F. Sheidaei and A. Ahmarinejad, "Multi-stage stochastic framework for energy management of virtual power plants considering electric vehicles and demand response programs," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 120, pp. 106047, Sep. 2020.

108. B. Zeng and L. Zhao, "Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method," *Operations Research Letters*, vol. 41, no. 5, pp. 457–461, Sep. 2013.

109. Y. Z. Li, T. Y. Zhao, P. Wang, H. B. Gooi, Z. H. Ding, K. C. Li, and W. Yan, "Flexible scheduling of microgrid with uncertainties considering expectation and robustness," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 4, pp. 3009–3018, Jul./Aug. 2018.

110. Z. C. Shi, H. Liang, S. J. Huang, and V. Dinavahi, "Distributionally robust chance-constrained energy management for islanded microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 2234–2244, Mar. 2019.

111. S. Cai, Y. Y. Xie, Q. W. Wu, M. L. Zhang, X. L. Jin, and Z. R. Xiang, "Distributionally robust microgrid formation approach for service restoration under random contingency," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 6, pp. 4926–4937, Nov. 2021.

112. M. L. Puterman, *Markov Decision Processes: Discrete Stochastic Dynamic Programming*, Hoboken: John Wiley & Sons, 2005.

113. H. Zhou, A. Aral, I. Brandic, and M. Erol-Kantarci, "Multiagent ' bayesian deep reinforcement learning for microgrid energy management under communication failures," *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 9, no. 14, pp. 11685–11698, Jul. 2022.

114. L. Yu, S. Q. Qin, M. Zhang, C. Shen, T. Jiang, and X. H. Guan, "A review of deep reinforcement learning for smart building energy management," *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 8, no. 15, pp. 12046– 12063, Aug. 2021.

115. L. Lei, Y. Tan, G. Dahlenburg, W. Xiang, and K. Zheng, "Dynamic energy dispatch based on deep reinforcement learning in IoT-driven smart isolated

microgrids,” *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 8, no. 10, pp. 7938–7953, May 2021.

116. A. Dridi, H. Afifi, H. Moun gla, and J. Badosa, “A novel deep reinforcement approach for IIoT microgrid energy management systems,” *IEEE Transactions on Green Communications and Networking*, vol. 6, no. 1, pp. 148–159, Mar. 2022.

117. H. H. Goh, Y. F. Huang, C. S. Lim, D. D. Zhang, H. Liu, W. Dai, T. A. Kurniawan, and S. Rahman, “An assessment of multistage reward function design for deep reinforcement learning-based microgrid energy management,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 6, pp. 4300–4311, Nov. 2022.

118. V. H. Bui, A. Hussain, and W. C. Su, “A dynamic internal trading price strategy for networked microgrids: a deep reinforcement learning-based game-theoretic approach,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 5, pp. 3408–3421, Sep. 2022.

119. H. F. Zhang, D. Yue, C. X. Dou, and G. P. Hancke, “A three-stage optimal operation strategy of interconnected microgrids with rule-based deep deterministic policy gradient algorithm,” *IEEE Transactions on Neural Networks and Learning Systems*, to be published.

120. Y. Du and F. X. Li, “Intelligent multi-microgrid energy management based on deep neural network and model-free reinforcement learning,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1066–1076, Mar. 2020.

121. H. Shuai and H. B. He, “Online scheduling of a residential microgrid via monte-carlo tree search and a learned model,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 2, pp. 1073–1087, Mar. 2021.

122. H. Shuai, J. K. Fang, X. M. Ai, Y. F. Tang, J. Y. Wen, and H. B. He, “Stochastic optimization of economic dispatch for microgrid based on approximate dynamic programming,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2440–2452, May 2019.

123. H. Shuai, J. K. Fang, X. M. Ai, J. Y. Wen, and H. B. He, “Optimal real-time operation strategy for microgrid: an ADP-based stochastic nonlinear optimization approach,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 931–942, Apr. 2019.

124. P. Zeng, H. P. Li, H. B. He, and S. H. Li, “Dynamic energy management of a microgrid using approximate dynamic programming and deep recurrent neural network learning,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 4435–4445, Jul. 2019.

125. A. Das, D. Wu, and Z. Ni, “Approximate dynamic programming with policy-based exploration for microgrid dispatch under uncertainties,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 142, pp. 108359, Nov. 2022.

126. Q. L. Wei, D. R. Liu, F. L. Lewis, Y. Liu, and J. Zhang, “Mixed iterative adaptive dynamic programming for optimal battery energy control in smart residential microgrids,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 5, pp. 4110–4120, May 2017.

127. Y. Ryu and H. W. Lee, “A real-time framework for matching prosumers with minimum risk in the cluster of microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 4, pp. 2832–2844, Jul. 2020.

128. Z. Q. Zhu, K. W. Chan, S. W. Xia, and S. Q. Bu, “Optimal Bilevel bidding and dispatching strategy between active distribution network and virtual alliances using distributed robust multi-agent deep reinforcement learning,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 4, pp. 2833–2843, Jul. 2022.

129. T. Y. Chen, S. R. Bu, X. Liu, J. K. Kang, F. R. Yu, and Z. Han, “Peerto-peer energy trading and energy conversion in interconnected multienergy microgrids using multi-agent deep reinforcement learning,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 715–727, Jan. 2022.

130. Y. Du, Z. W. Wang, G. Y. Liu, X. Chen, H. Y. Yuan, Y. L. Wei, and F. X. Li, "A cooperative game approach for coordinating multimicrogrid operation within distribution systems," *Applied Energy*, vol. 222, pp. 383–395, Jul. 2018.
131. K. Anoh, S. Maharjan, A. Ikpehai, Y. Zhang, and B. Adebisi, "Energy peer-to-peer trading in virtual microgrids in smart grids: a gametheoretic approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1264–1275, Mar. 2020.
132. R. B. Melton, "GridWise transactive energy framework (DRAFT Version)," Pacific Northwest National Lab., Richland, WA, Tech. Rep. PNNL-SA-22946, Nov. 6, 2013.
133. M. Pilz and L. Al-Fagih, "Recent advances in local energy trading in the smart grid based on game-theoretic approaches," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 1363–1371, Mar. 2019.
134. M. Daneshvar, B. Mohammadi-Ivatloo, M. Abapour, S. Asadi, and R. Khanjani, "Distributionally robust chance-constrained transactive energy framework for coupled electrical and gas microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, no. 1, pp. 347–357, Jan. 2021.
135. C. Lo Prete and B. F. Hobbs, "A cooperative game theoretic analysis of incentives for microgrids in regulated electricity markets," *Applied Energy*, vol. 169, pp. 524–541, May 2016.
136. J. Y. Li, C. R. Zhang, Z. Xu, J. H. Wang, J. Zhao, and Y. J. A. Zhang, "Distributed transactive energy trading framework in distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 7215–7227, Nov. 2018.
137. L. Park, S. Jeong, J. Kim, and S. Cho, "Joint geometric unsupervised learning and truthful auction for local energy market," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, no. 2, pp. 1499–1508, Feb. 2019.
138. B. Wang, C. Zhang, C. J. Li, G. Y. Yang, and Z. Y. Dong, "Transactive energy sharing in a microgrid via an enhanced distributed adaptive robust

optimization approach,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 3, pp. 2279–2293, May 2022.

139. J. Dupacov \check{a} , N. Gr \acute{o} we-Kuska, and W. R \ddot{o} misch, “Scenario reduction in ∞ stochastic programming,” *Mathematical Programming*, vol. 95, no. 3, pp. 493–511, Mar. 2003.

140. A. R. Malekpour and A. Pahwa, “Stochastic networked microgrid energy management with correlated wind generators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3681–3693, Sep. 2017.

141. A. H. Alobaidi, M. E. Khodayar, and M. Shahidehpour, “Decentralized energy management for unbalanced networked microgrids with uncertainty,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 15, no. 13, pp. 1922–1938, Jul. 2021.

142. X. C. Liu, C. B. Soh, T. Y. Zhao, and P. Wang, “Stochastic scheduling of mobile energy storage in coupled distribution and transportation networks for conversion capacity enhancement,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 1, pp. 117–130, Jan. 2021.

143. P. Xie, Y. W. Jia, H. K. Chen, J. Wu, and Z. X. Cai, “Mixedstage energy management for decentralized microgrid cluster based on enhanced tube model predictive control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 5, pp. 3780–3792, Sep. 2021.

144. H. J. Gao, J. Y. Liu, L. F. Wang, and Z. B. Wei, “Decentralized energy management for networked microgrids in future distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 4, pp. 3599–3610, Jul. 2018.

145. N. Jia, C. Wang, W. Wei, and T. S. Bi, “Decentralized robust energy management of multi-area integrated electricity-gas systems,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 6, pp. 1478–1489, Nov. 2021.

146. M. Xie, X. Ji, S. J. Ke, and M. B. Liu, “Autonomous optimized economic dispatch of active distribution power system with multimicrogrids based on analytical

target cascading theory,” *Proceedings of the CSEE*, vol. 37, no. 17, pp. 4911–4921, Sep. 2017.

147. W. B. Powell and S. Meisel, “Tutorial on stochastic optimization in energy—Part I: modeling and policies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1459–1467, Mar. 2016.

148. T. M. Moerland, J. Broekens, A. Plaat, and C. M. Jonker, “Model-based reinforcement learning: a survey,” *arXiv preprint arXiv: 2006.16712*, 2020.

149. Z. B. Zou, X. R. Yu, and S. Ergan, “Towards optimal control of air handling units using deep reinforcement learning and recurrent neural network,” *Building and Environment*, vol. 168, pp. 106535, Jan. 2020.

150. A. Paudel, M. Khorasany, and H. B. Gooi, “Decentralized local energy trading in microgrids with voltage management,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 17, no. 2, pp. 1111–1121, Feb. 2021.

151. Y. G. Du, J. Wu, S. Y. Li, C. N. Long, and S. Onori, “Hierarchical coordination of two-time scale microgrids with supply-demand imbalance,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 5, pp. 3726–3736, Sep. 2020.

152. Y. Zheng, Y. Song, D. J. Hill, and Y. X. Zhang, “Multiagent system based microgrid energy management via asynchronous consensus ADMM,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 33, no. 2, pp. 886–888, Jun. 2018.

153. Q. Zhou, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, “A cyber-attack resilient distributed control strategy in islanded microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 5, pp. 3690–3701, Sep. 2020.

154. S. Y. Wang, X. D. Wang, and W. C. Wu, “Cloud computing and local chip-based dynamic economic dispatch for microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 5, pp. 3774–3784, Sep. 2020.

155. F. Pacaud, M. De Lara, J. P. Chancelier, and P. Carpentier, “Distributed multistage optimization of large-scale microgrids under stochasticity,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 1, pp. 204–211, Jan. 2022.

156. M. Dabbaghjamanesh, B. Y. Wang, A. Kavousi-Fard, N. D. Hatziargyriou, and J. Zhang, “Blockchain-based stochastic energy management of interconnected microgrids considering incentive price,” *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 8, no. 3, pp. 1201–1211, Sep. 2021.
157. M. Dabbaghjamanesh, A. Kavousi-Fard, and Z. Y. Dong, “A novel distributed cloud-fog based framework for energy management of networked microgrids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, pp. 2847–2862, Jul. 2020.
158. S. Q. Wang, M. Q. Du, L. G. Lu, W. Xing, K. Sun, and M. G. Ouyang, “Multilevel energy management of a DC microgrid based on virtual-battery model considering voltage regulation and economic optimization,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 9, no. 3, pp. 2881–2895, Jun. 2021.
159. M. Mazidi, N. Rezaei, F. J. Ardakani, M. Mohiti, and J. M. Guerrero, “A hierarchical energy management system for islanded multimicrogrid clusters considering frequency security constraints,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 121, pp. 106134, Oct. 2020.
160. Y. Sun, X. C. Hou, J. Yang, H. Han, M. Su, and J. M. Guerrero, “New perspectives on droop control in AC microgrid,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 7, pp. 5741–5745, Jul. 2017.
161. E. Unamuno, J. Paniagua, and J. A. Barrena, “Unified virtual inertia for AC and DC microgrids: and the role of interlinking converters,” *IEEE Electrification Magazine*, vol. 7, no. 4, pp. 56–68, Dec. 2019.
162. Australian Energy Market Operator, “Black system South Australia 28 September 2016: final report,” Mar. 28, 2017.
163. X. F. Wang and F. Blaabjerg, “Harmonic stability in power electronicbased power systems: concept, modeling, and analysis,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, pp. 2858–2870, May 2019.

164. P. A. Amaral and I. M. Bomze, “Copositivity-based approximations for mixed-integer fractional quadratic optimization,” *Pacific Journal of Optimization*, vol. 11, no. 2, pp. 225–238, Apr. 2015.

165. <https://tripoli.land/ua/farmers/cherkasskaya/zolotonoshskiy/krasnogirske-34223684>.

166. Сонячна енергетика UTEM Solar. Режим доступу: https://utem.org.ua/cats/solnechnye_batarei.

167. Альтернативні джерела енергії. Режим доступу: <https://solar-tech.com.ua/ua/solar-power-system/solar-collectors//>.

168. System Advisor Model™ Version 2023.12.17 (SAM™ 2023.12.17). National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. Available at: <https://sam.nrel.gov>. (accessed 30.07.2024)

169. Практичний посібник з будівництва сонячної електростанції для забезпечення електроенергією житлової будівлі. «Сонячна енергія – це наше майбутнє!». – Херсон, 2016. – 126 стор.