

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки та електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

МОДЕЛЮВАННЯ ПРОГНОЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ РОБОТОЮ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗНИЖЕННЯ ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 маг. курсу, групи ДЕА-Е23мг-1
спеціальності : 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

_____ / Олексій КОРОСТАШЕВЕЦЬ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____ / Ганна МОСІЄНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____ / Олег ПОДОЛЯК
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____ / Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____ / Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____ / Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2024 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК
(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

« ____ » _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти

здобувачу вищої освіти Олексій КОРОСТАШЕВЕЦЬ

1. Тема «МОДЕЛЮВАННЯ ПРОГНОЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ РОБОТОЮ
ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗНИЖЕННЯ
ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ»

затверджена наказом по академії № 4801-5/3345 від «12» 10 2024 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «10» 12 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Рівень напруги, умови експлуатації,
характеристика струмоведучих частин, типи кабельних ліній, метод апарат
дослідження, завдання, параметри обладнання

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):
Вступ. Перелік умовних позначень. Модель прогнозованого керування роботою
острівних мікромереж за умов нелінійних втрат на перетворення
накопичувачів. Зменшення пікових навантажень за допомогою систем
накопичення енергії від акумуляторів у розподільчих мережах: новий підхід до
зменшення локальних і глобальних пікових навантажень. Висновки. Список
посилань.

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал): Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання « 12 » _____ 10 _____ 2024 _____ р.

Керівник

(підпис)

Ганна МОСІЄНКО

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

Олексій КОРОСТАШЕВЕЦЬ

(підпис)

(ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/ п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження	02.10.24 – 05.10.24	
2	Проведення аналізу наукової літератури	06.10.24 – 15.10.24	
3	Виконання першого розділу дипломної роботи	16.10.24 – 29.10.24	
4	Виконання другого та третього розділу дипломної роботи	30.10.24 – 26.11.24	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.24 – 07.12.24	

Студент (ка)

(підпис)

Олексій КОРОСТАШЕВЕЦЬ

(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота виконана на 68 стор., містить 3 таблиці, 13 рисунків, що характеризують результати дослідження, використано 58 літературних посилань.

Об'єкт дослідження – системи керування локальних електричних мереж.

Предмет дослідження – локальні електричні мережі.

Мета роботи – МОДЕЛЮВАННЯ ПРОГНОЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ РОБОТОЮ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗНИЖЕННЯ ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ.

Ступінь впровадження: проектні інститути.

Економічна ефективність значимість роботи: дана робота має високу значимість теоретичного й практичного рівня.

В кваліфікаційній роботі представлена модель острівного MG, сформульована проблема еквівалентності визначеності MPC, наведені експлуатаційні витрати MG, та продемонстрована ефективність отриманого MPC у числовому прикладі.

В рамках проведеного дослідження представлено метод зменшення пікової потужності на конкретному вузлі, а також на трансформаторі або PPC у розподільних мережах або мікромережах за допомогою BESS. Системи зберігання розташовані у 32 різних промислових споживачів з індивідуальними профілями навантаження в мережі середнього напруги зі 146 базовими мережами низького навантаження. Розроблено метод комбінованої стратегії роботи для BESS, розташованих у промислових споживачів, щоб досягти як покращення розподільної мережі, так і економії рахунків за електроенергію для промислових споживачів. Використовуючи та адаптуючи фреймворк open_BEA, виконується точне спільне моделювання BESS і розподільних мереж. Навантаження на стаціонарні BESS на основі lib при різних стратегіях оцінюється шляхом адаптації цілісної системи моделювання зберігання енергії simses.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЕНЕРГЕТИЧНА БЕЗПЕКА, ЕФЕКТИВНІСТЬ РОБОТИ, ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, АКУМУЛЯТОРНА СИСТЕМА НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ; ЛІТІЙ–ІОННИЙ; ІНТЕГРОВАНЕ В МЕРЕЖУ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ; ПІКОВЕ ГОЛІННЯ; РОЗПОДІЛЬНА СІТКА; ЗНИЖЕННЯ ПІКОВОГО НАВАНТАЖЕННЯ

ABSTRACT

The master's thesis is completed on 68 pages, contains 3 tables, 13 figures characterizing the results of the study, 58 literary references are used.

The object of the study is local electric network control systems.

The subject of the study is local electric networks.

The purpose of the work is MODELING OF PREDICTABLE CONTROL OF LOCAL ELECTRICAL NETWORKS TO PROVIDE REDUCTION OF PEAK LOADS.

The level of implementation: design institutes.

Economic efficiency significance of the work: this work has a high significance of the theoretical and practical level.

The qualification work presents a model of an island MG, formulates the problem of equivalence of certainty of MPC, gives the operating costs of MG, and demonstrates the effectiveness of the obtained MPC in a numerical example.

Within the framework of the conducted research, a method of reducing peak power at a specific node, as well as at a transformer or PDS in distribution networks or microgrids using BESS is presented. Storage systems are located in 32 different industrial consumers with individual load profiles in a medium-voltage network with 146 low-load basic networks. A method of combined operation strategy for BESS located in industrial consumers is developed to achieve both improvement of the distribution network and savings in electricity bills for industrial consumers. Using and adapting the open_BEAS framework, an accurate joint modeling of BESS and distribution networks is performed. The load on the stationary lib-based BESS under different strategies is estimated by adapting the integrated energy storage modeling system simses.

KEYWORDS: ENERGY SECURITY, OPERATIONAL EFFICIENCY, POWER QUALITY,; BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM; LITHIUM-ION; GRID-INTEGRATED ENERGY STORAGE; PEAK SHAVING; DISTRIBUTION GRID; PEAK LOAD SHRINKING

ЗМІСТ

	с.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1. МОДЕЛЬ ПРОГНОЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ РОБОТОЮ ОСТРІВНИХ МІКРОМЕРЕЖ ЗА УМОВ НЕЛІНІЙНИХ ВТРАТ НА ПЕРЕТВОРЕННЯ НАКОПИЧУВАЧІВ	11
1.1 Огляд літератури	11
1.2. Особливості моделювання мікромереж	13
1.3. Модель мікросітки	15
1.4. Прогнозне керування моделлю еквівалентності визначеності	19
1.4.1. Інтерфейс моделі заводу	19
1.4.2. Потужність одиниць	20
1.4.2.1. Активна потужність на блоках ВДЕ	20
1.4.2.2. Активна потужність в умовних одиницях	21
1.4.2.3. Активна потужність на накопичувачах	21
1.4.3. Розподіл електроенергії одиниць формування мережі	21
1.4.4. Динаміка одиниць зберігання	23
1.4.5. Мережа передачі	26
1.4.6. Загальна модель	27
1.5. Операційні витрати	29
1.6. Кейс-стаді	30
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1	35
РОЗДІЛ 2. ЗМЕНШЕННЯ ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЗА ДОПОМОГОЮ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ ВІД АКУМУЛЯТОРІВ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ: НОВИЙ ПІДХІД ДО ЗМЕНШЕННЯ ЛОКАЛЬНИХ І ГЛОБАЛЬНИХ ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ	36

2.1. Обсяг дослідження	36
2.2. Параметри симуляції та конфігурації системи	40
2.2.1. Приклад сітки та позначення	42
2.2.2. Налаштування системи накопичення енергії батареї	44
2.2.3. Налаштування моделювання	45
2.2.4. Постановка завдання та застосовані методи	45
2.2.4.1. Стратегія роботи пікового гоління: стратегія α	45
2.2.4.2. Grid-centered peak shaving: стратегія β	47
2.2.5. Комбінований підхід до пікового гоління: стратегія γ	47
2.2.6. Система накопичення енергії батареї: розмір компонентів	50
2.3. Тематичні дослідження та обговорення	52
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2	59
ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ	60
СПИСОК ПОСИЛАНЬ	62

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВДЕ – відновлювані джерела енергії
MPC – підхід прогнозованого керування
ПК – первинне керування
DG – відновлювана енергія
MG – концепція мікромереж
PV – фотоелектричні електростанції
WT – вітрові турбіни
ESS – джерело накопичення енергії
MPP – максимальна точка потужності
PI– пропорційно–інтегральний контролер
PD – пропорційно–похідний контролер
TCT – перехресне зв’язування
PF – коефіцієнт потужності
PV – фотоелектрична система
SAPF – фільтр активної потужності
ШИМ – широтно–імпульсна модуляція
DMC – динамічне матричне керування
GPC – узагальнене прогнозне керування
NMPC – нелінійне прогнозне керування
LPF – фільтр низьких частот
BPF – смуговий фільтр
ЕМ – електрична мережа
ММ – математичні моделі
МКЕ – метод кінцевих елементів
МКР – метод кінцевих різниць
ПП – первинна підстанція
ПС – вторинна підстанція
РМ – розподільчі мережі

ВСТУП

Електроенергетичні системи відігравали ключову роль у технологічному прогресі, розвитку інфраструктури та економічному зростанні з моменту їх винаходу [1]. Однак звичайні енергетичні системи зазвичай використовують викопне паливо (наприклад, вугілля, природний газ або нафту), а також атомні та гідроелектростанції [2]. На жаль, продуктивність більшості з них призводить до значного збільшення викидів парникових газів. Тому в останні роки дослідників заохочують зменшити викиди парникових газів і споживання викопного палива в енергетичних системах. Одним із найефективніших способів скоротити викиди парникових газів є заміна звичайних генераторів на відновлювані джерела енергії (ВДЕ) [3] – наприклад, фотоелектричні (PV) електростанції або вітрові турбіни (WT). Крім того, для полегшення інтеграції значної кількості одиниць розподіленої генерації відновлюваної енергії (DG), концепція мікромереж (MG) стає все більш популярною [4, 5].

Мікромережа – це невелика енергетична система, яка зазвичай складається зі звичайних генераторів, ВДЕ, джерел накопичення енергії (ESS) і навантажень, з'єднаних між собою лініями електропередачі [6, 7, 8]. Загалом, MG зазвичай можуть працювати в мережевому або острівному режимі. Нещодавно система керування MG була стандартизована на три рівні [7]. Внутрішній контур називається первинним керуванням (ПК), і він надає еталони для перетворювачів живлення постійного струму в змінний струм DG. ПК децентралізовано для встановлення бажаного розподілу влади між DG, зберігаючи при цьому стабільність MG за допомогою терміну контролю падіння. Цей рівень зазвичай працює в швидкому часовому масштабі (в діапазоні від десятків мілісекунд до секунд). Потім, оскільки DG на основі інверторів не мають інерції, рівень вторинного керування (SC) необхідний для компенсації відхилень частоти та напруги, внесених умовами керування падінням ПК, і зазвичай працює в часовому масштабі від секунд до хвилин. Нарешті, керування роботою призначене для оптимізації роботи MG шляхом

надання заданих значень потужності нижчим рівням керування. Контроль роботи зазвичай працює в часовому масштабі від хвилин до часток годин. Для цього завдання гарним вибором вважаються підходи передбачуваного керування моделлю (MPC), оскільки вони дозволяють нам явно включати обмеження на одиниці та оцінювати динаміку системи. Ця робота в основному зосереджена на оптимальній роботі мікромереж з високою часткою відновлюваних джерел.

У зв'язку з цим метою цієї магістерської роботи є МОДЕЛЮВАННЯ ПРОГНОЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ РОБОТОЮ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗНИЖЕННЯ ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Об'єкт дослідження – системи керування локальних електричних мереж.

Предмет дослідження – локальні електричні мережі.

РОЗДІЛ 1. МОДЕЛЬ ПРОГНОЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ РОБОТОЮ ОСТРІВНИХ МІКРОМЕРЕЖ ЗА УМОВ НЕЛІНІЙНИХ ВТРАТ НА ПЕРЕТВОРЕННЯ НАКОПИЧУВАЧІВ

1.1. Огляд літератури

Повідомлялося про кілька схем контролю для роботи острівних MG. Відповідно до того, як вони обробляють невизначеності, ці підходи можна класифікувати як: (I) еквівалентність визначеності, коли прогноз у формі середнього значення є повністю надійним; (II) найгірший випадок, коли інформація про можливість не передбачається; (III) нейтральний до ризику стохастичний, де розподіл ймовірностей прогнозу є повністю надійним, і (IV) неохочий до ризику, де враховуються невизначеності в розподілі ймовірностей прогнозу.

У цьому контексті в [9] записаний двоетапний алгоритм керування операцією, який включає розклад і рівень диспетчеризації. Для диспетчеризації генераторів острівних MG в [10] запропоновано підхід до керування енергією шляхом адаптації заданих значень потужності та коефіцієнтів падіння блоків. Крім того, в [11] наведено метод планування острівних MG. Однак реф. [9, 10, 11] не дозволяють нам обмежити подачу від ВДЕ. Використовуючи генетичні алгоритми, розклад на добу наперед для MG також розроблено в [12]. Додатково вих. [13] пропонує контролер роботи на основі стратегії рухомого горизонту. Інший контроль роботи введено в [14] для вирішення проблеми управління енергією для детермінованих прогнозів навантаження та відновлюваної генерації. Автори в [15] сформулювали задачу багатоцільової оптимізації на основі прогнозного керування моделлю з цілями мінімізації витрат на паливо та змін у вихідній потужності дизель-генераторів, мінімізації витрат, пов'язаних із низьким терміном служби батареї накопичувача енергії. Однак втрати та межі потоку електроенергії не враховуються. Використовуючи трс, централізована система керування енергією для ізолюваних мікрмереж

без урахування втрат електроенергії розроблена в [16], що дозволяє належним чином розподіляти накопичувачі енергії. Однак реф. [13, 14, 15, 16] нехтують потоком електроенергії по лініях електропередачі. Модель прогнозного управління роботою мікромереж в острівному режимі роботи досліджено в [17]. Хоча існує обмеження на подачу вде, втрати конверсії накопичувачів ігноруються. Нова ems на добу наперед, заснована на EV, враховуючи нецілогодичний потік енергії, згодом представлена в [18] для груп пелагічних острівних мікросіток. Автори в [19] пропонують первинне регулювання в реальному часі, яке в основному залежить від оптимізованого коефіцієнта падіння PF. Цей регулятор зменшує втрати потужності за всіх умов роботи в острівній мікромережі. Система енергетичного планування на основі mrc розроблена в [20] для автономної острівної мікромережі з рв, диспетчеризованим генератором і гібридною ESS. Підхід у [20] страждає від того факту, що він застосовний лише до підключених до мережі mg, де мережа передачі діє як вільний вузол. У [21] сформульована опукла ems для острівного mg, яка оптимізує його експлуатаційні витрати та витрати на викиди. Крім того, в [22, 23], повідомляється про стохастичні підходи mrc на основі сценарію для роботи острівних MG. Крім того, підходи до передбачуваного управління моделлю розподіленої умовної співпраці можна знайти в [24, 25]. Для підходів, використаних [22, 23, 24, 25], усі їхні результати ґрунтуються на припущенні, що в одиницях зберігання немає втрат від перетворення.

Коротше кажучи, хоча всі згадані стратегії є багатообіцяючими, більшості моделей перешкоджає одне з наступних обмежень: (I) вони не враховують можливе обмеження живлення від вде [29, 30, 31, 34, 35, 36]; (II) динаміка одиниць зберігання не моделюється [30]; (III) формулювання не включають динаміку зберігання з втратами на перетворення потужності [29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45]; (IV) не передбачається, що звичайні одиниці можна вмикати та вимикати [29, 30]; (V) вони явно не моделюють потік потужності через мережу передачі [29, 30, 31, 33, 34, 35, 36, 46]. Крім

того, автори в [30, 37, 42, 43] враховують лише розподіл влади одиниць формування сітки.

1.2. Особливості моделювання мікромереж

Таким чином, ми розширюємо роботи в [42, 43] шляхом включення втрат перетворення в динаміку запам'ятовуючих одиниць і в запропонований контролер для зменшення помилки прогнозування в запам'ятовуючих одиницях. Ми припускаємо номінальний прогноз навантаження та доступного відновлюваного живлення в запропонованому контролері, тоді як невизначені вде та навантаження розглядаються в моделі MG. Налаштування замкнутого циклу запропонованої схеми mpc еквівалентності визначеності для роботи острівного mg показано на рисунку 1.1 .

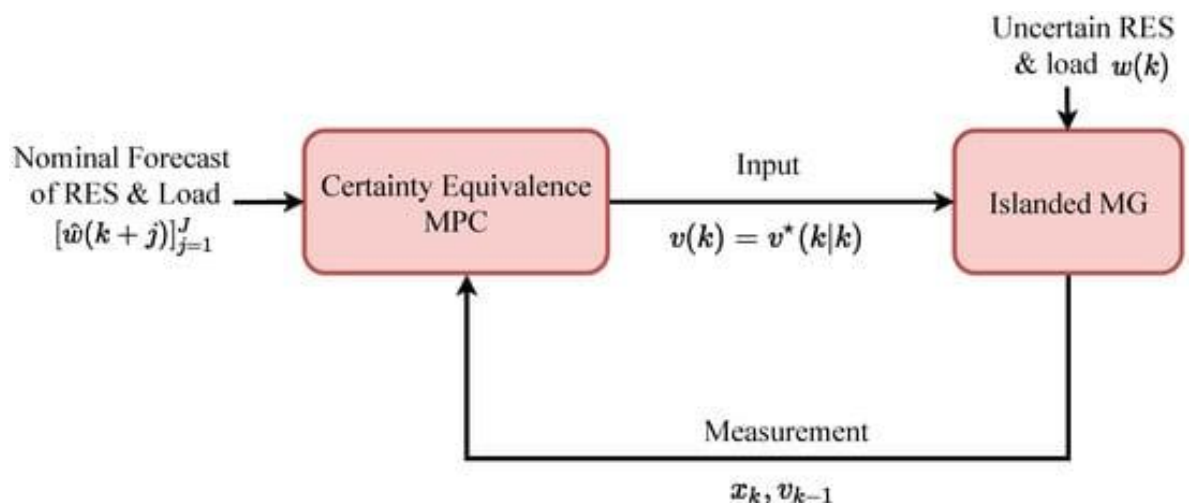


Рисунок 1.1. – Схема визначеності еквівалентності mpc для роботи острівного mg в момент часу k і $\forall k=0, \dots, N-1$

Коротко кажучи, внески цієї роботи такі:

- Ми розробили модель острівного mg з невизначеною відновлюваною генерацією та навантаженнями з дуже високою часткою вде. Ця модель, мотивована [22], розглядає можливе обмеження поновлюваного джерела живлення, тоді як обмеження на лініях передачі приблизно

враховуються з використанням наближень потоку електроенергії постійного струму.

- Ми моделюємо запам'ятовуючі пристрої як блоки, що утворюють мережу, і, щоб зробити модель mg більш реалістичною, ми враховуємо втрати перетворення накопичувачів, втрати силових електронних пристроїв під час перетворення змінного струму (AC) у постійний струм (DC). (і навпаки), а також омічні втрати в батареях як квадратичні функції в динаміці накопичувачів.

- Ми враховуємо розподіл потужності з активними умовними блоками. Таким чином, коливання навантаження та відновлювані блоки впливають на потужність усіх блоків та стан заряду накопичувачів. Таким чином, модель також може працювати там, де активні лише вде та накопичувачі, і звичайний блок не потрібен.

- Ми пропонуємо новий підхід mpc для оптимальної роботи острівного MG з дуже високою часткою відновлюваних джерел енергії. Щоб вирішити проблему оптимізації та пом'якшити вплив помилок у прогнозуванні стану заряду накопичувачів, ми переформулюємо функції втрат перетворення як функції лінійної нерівності змішаного цілого числа та включимо їх у запропоновану схему.

- Ми підтверджуємо властивості запропонованої схеми управління роботою за допомогою реалістичного моделювання з високою часткою відновлюваної енергії.

Множини комплексних, дійсних, строго додатних і від'ємних дійсних чисел позначаються через C , R , $R<0$, і $R>0$, відповідно. Крім того, множина недодатних дійсних чисел є $R\leq 0$ і набір додатних дійсних чисел, включаючи 0 $R\geq 0$. Множина натуральних чисел є N , а множина цілих невід'ємних чисел дорівнює 0. Крім того, набір булевих чисел є $B=\{0, 1\}$. Для $i\in N$ вектор-стовпець $e_i\in R^d$, нехай x' буде його транспонуванням. Дано матрицю a , її транспонування позначається A' , тоді як його ермітове (комплексно спряжене) транспонування є AH . Матриця a також є невід'ємною (PSD),

позначається $\geq \geq \geq 0$, якщо A є ермітовим і $\geq \geq \geq \geq \geq \geq 0$ для всіх $\in \in \in \mathbb{C}^n$. Дано комплексне число z , його дійсну частину позначають $\text{Re}(z)$, а уявну частину комплексного числа z позначимо $\text{Im}(z)$. Крім того, заданий скаляр a , його абсолютне значення визначається як $|a|$. Нарешті, I_n позначає n -вимірну одиничну матрицю, а через 1_n і 0_n , відповідно, представлені всі 1 і всі 0_n – вимірні вектори–стовпці.

1.3. Модель мікросітки

Ми розглядаємо MG, який включає групу звичайних генераторів, накопичувачів відновлюваної енергії та навантажень, з'єднаних лініями електропередачі. На рисунку 1.2 зображено базовий MG, що складається з усіх цих компонентів. Електричний зв'язок між блоками та навантаженнями через лінії електропередач можна змодельовати диграфом $((V, E))$, де $V = \{1, \dots, N\}$ представляє набір агентів і $E \subseteq \{V \times V\}$ це набір ребер (ліній передачі) між двома різними агентами. У цьому рукописі ми вважаємо, що набір агентів включає чотири підмножини V_G, V_S, V_R, V_L , де ці літери позначають, відповідно, набори звичайних, енергоакумуючих, відновлюваних одиниць і навантажень. Позначимо також через G_{ij} лінія пропуску між i -м агентом і j -м агентом, де G_{ij} покаже провідність лінії та сприйнятливості між i -м агентом та j -м агентом. Якщо між i -м агентом і j -м агентом немає зв'язку, $G_{ij} = 0$.

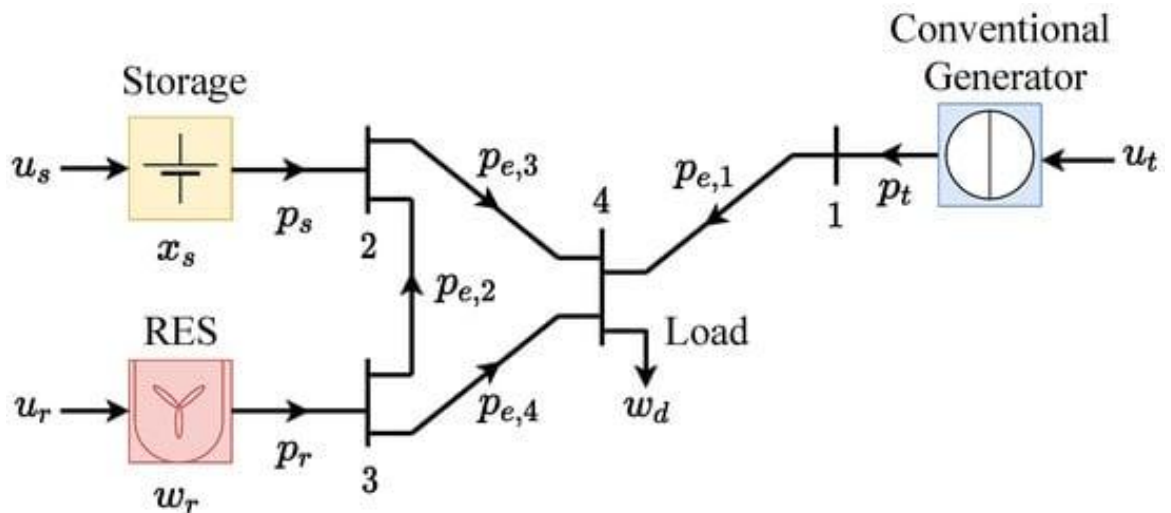


Рисунок 1.2. – MG, що використовується для керування роботою, як поточний приклад

За допомогою змінних, узагальнених у таблиці 1.1 , поведінка MG моделюється за допомогою:

$$x(k+1) = x(k) - T_s \cdot \left\{ B \cdot \bar{q}(k) + \mathbb{F}(k) \right\},$$

$$h_1 \geq H_1 \cdot x(k+1),$$

$$h_2 \geq H_2 \cdot [v(k)' \quad \bar{q}(k)' \quad w(k)']',$$

$$g = G \cdot [v(k)' \quad \bar{q}(k)' \quad w(k)']',$$

де $k \in \mathbb{N}_0$ індекс часу, $x(k) \in \mathbb{R}_S \geq 0$ – вектор стану з початковим значенням $x_0 \in \mathbb{R}_S \geq 0$. Насправді цей вектор містить елементи $x_i(k)$, які представляють накопичену енергію одиниці $i \in \mathbb{N}[1, S]$. $q(k) \in \mathbb{R}^Q$ – Називається вектором $Q \in \mathbb{N}$ Допоміжні змінні $F(k)$ є вектором $S \in \mathbb{N}$, В якому кожен його елемент представляє функцію втрат перетворення. $v(k) = [u(k)' \delta t(k)']'$ Є також вектором керуючих входів, де $u(k) \in \mathbb{R}^U$ Позначається як вектор дійсних керуючих входів усіх $U \in \mathbb{N}$ Одиниць і $\delta t(k) \in \{0, 1\}$. T Визначається як вектор $T \in \mathbb{N}$ Логічні входи. Невизначений зовнішній вхід також збирається у векторі $w(k) = [w_r(k)' w_t(k)']'$, де $w_r(k)$. Максимальна подача за погодних умов усіх відновлюваних установок і $w_t(k)$ включає всі навантаження, $W \in \mathbb{N}$. Нехай $B \in \mathbb{R}^{S \times Q}$ мають відповідні

розміри. Крім того, ми розглядаємо в (1c), H і h_2 , відповідно, як матриця та вектор відповідних розмірностей, які відображають обмеження нерівності. Подібним чином у (1d) G є матрицею, AG – вектором відповідних розмірів, які відображають обмеження рівності. Якщо говорити більш детально, вхідними параметрами керування з реальним значенням є задані значення потужності одиниць $u(k) = [u_t(k)' u_s(k)' u_r(k)']'$, де $u_t(k)' \in RT \geq 0$ відноситься до умовних одиниць, $u_s(k)' \in RS$ до одиниць зберігання та $u_r(k)' \in R \geq 0$ до відновлюваних джерел енергії, таких як вітрові турбіни та фотоелектричні електростанції. Що стосується накопичувачів і звичайних генераторів, $u_s(k)$ і $u_t(k)$ Представляють бажані значення потужності для ВДЕ, $u_r(k)$ являють собою верхню межу погодозалежної вхідної потужності. Отже, $u_r(k)$ є їх максимально допустимим значенням.

Таблиця 1.1.– Специфічні змінні моделі

Symbol	Explanation	Unit	Size
x	Energy of storage units (state)	pu h	S
u_t	Setpoint inputs of conventional units	pu	T
u_s	Setpoint inputs of storage units	pu	S
u_r	Setpoint inputs of renewable units	pu	R
u	Setpoint inputs of all units	pu	U
δ_t	Boolean inputs of conventional units	-	T
v	Vector of all control inputs	-	Q
w_r	Uncertain available renewable power	pu	R
w_d	Uncertain load	pu	D
w	Vector of all uncertain inputs	pu	W
p_t	Active power of conventional units	pu	T
p_s	Active power of storage units	pu	S
p_r	Active power of renewable units	pu	R
p	Active power of all units	pu	U
p_e	Power over transmission lines	pu	E
δ_r	Boolean auxiliary variables	-	R
ρ	Real-valued auxiliary variable	-	1
$\bar{q}$	Vector of all auxiliary variables	-	Q

Крім того, для кожного звичайного генератора є логічний контрольний вхід $\delta_t, i(k) \in \{0, 1\}$

Вважається, цей вхід показує, чи генератор $i \in \mathbb{N} [1, T]$ Активний ($\delta t, i(k)=1$) або неактивний ($\delta t, i(k)=0$). Логічні змінні всіх звичайних генераторів зібрані у вектор δt .

Далі ми виведемо орієнтовану на управління модель MG виду (1). Ми починаємо з висунення деяких припущень.

Припущення 1 – (нижні рівні управління). Вважається, що нижні рівні керування, тобто первинне та вторинне керування, компенсують відхилення частоти та напруги шляхом надання заданих значень для пристроїв, а також встановлення розподілу потужності (див., наприклад, [26, 46, 47]) серед сіткоутворюючих одиниць. Зауважте, що MG може працювати автономно в цих шарах протягом кількох хвилин.

Припущення 2 – (умовні одиниці). З точки зору часу, звичайні блоки мають коротший час запуску та вимкнення, ніж час дискретизації (MPC), тобто дії перемикачів мають бути миттєвими. Крім того, зміни потужності відбуваються миттєво, тобто не потрібно враховувати швидкості підйому.

Припущення 3 – (ВДЕ одиниць і навантажень). Припускається, що невизначений вхідний сигнал відповідає номінальному прогнозу навантаження та доступного поновлюваного джерела живлення.

Припущення 4 – (лінії електропередач). Припускається, що опір електричного зв'язку між блоками та навантаженнями MG, а також потік реактивної потужності є незначними. Оскільки амплітуди напруги в мережі постійні, а різниці фазових кутів малі, можна використовувати наближення потоку потужності постійного струму [28].

1.4. Прогнозне керування моделлю еквівалентності визначеності

1.4.1. Інтерфейс моделі заводу

Задані потужності агрегатів $u(k)=[ut(k)'us(k)'ur(k)']'\in RU$, які називаються керованими змінними дійсного значення, що містять $ut(k)'\in RT\geq 0$. Як задані значення T умовних одиниць, $us(k)'\in RS$. Задані значення накопичувачів, $Si_{ur}(k)\in R\geq 0$. Задані значення $R(RES)$. Щоб показати, що умовні одиниці ввімкнено чи вимкнено, ми розглядаємо логічний вхід для кожної умовної одиниці та збираємо всі булеві вхідні дані у вектор $\delta t(k)\in\{0, 1\}^T$. Крім того, накопичена енергія накопичувачів збирається у векторі стану $x(k)\in RS\geq 0$. Невизначений зовнішній вхід моделі виражається $w(k)=[wr(k)'wd(k)']'$, де $wr(k)\in R\geq 0$. Показує максимальну доступну потужність відновлюваних установок за даних погодних умов і $wd(k)\in RD\geq 0$. Навантаження.

1.4.2. Потужність одиниць

Ми вважаємо $p(k)=[pt(k)'ps(k)'pr(k)']'$ як вектор значень потужності, який складається з потужності умовних одиниць, $pt(k)\in RT\geq 0$, одиниці зберігання, $ps\in RS$, і ВДЕ, $pr(k)\in R\geq 0$. Варто зазначити, що в автономному режимі, оскільки виробництво, споживання та накопичувальна потужність повинні бути збалансовані за наявності невизначеного навантаження та поновлюваного живлення, потужність агрегатів $p(k)\in RU$. Не обов'язково дорівнює заданим значеннями (k) .

1.4.2.1. Активна потужність на блоках ВДЕ

Нехай активна потужність поновлюваних одиниць, $p_r(k)$, а також відповідні задані значення, $u_r(k)$, обмежених:

$$p_r^{\min} \leq p_r(k) \leq p_r^{\max}, \quad (1.1)$$

$$p_r^{\min} \leq u_r(k) \leq p_r^{\max} \quad (1.2)$$

Крім того, ми вважаємо, що вхідна потужність $p_{r,i}(k) \in \mathbb{R}_{\geq 0}$ будь-якої відновлюваної одиниці $i \in \mathbb{N}_{[1, P]}$ може бути обмежена заданим значенням потужності $u_{r,i}(k) \in \mathbb{R}_{\geq 0}$. Зауважте, що потужність відстежує задане значення максимально можливої подачі за поточних погодних умов $w_{r,i}(k) \in \mathbb{R}_{\geq 0}$ більше або дорівнює $u_{r,i}(k)$. Це можна охарактеризувати за допомогою поелементного оператора $\min$ таким чином:

$$p_r(k) = \min(u_r(k), w_r(k)). \quad (1.3)$$

Щоб розв'язати задачу оптимізації, автори в [42] переформулювали (3.3) до набору лінійних нерівностей, включаючи цілі змінні таким чином

$$p_r(k) \leq u_r(k), \quad (1.4)$$

$$p_r(k) \geq u_r(k) + (\text{diag}(w_r(k)) - M_r I_R) \delta_r(k), \quad (1.5)$$

$$p_r(k) \leq w_r(k), \quad (1.6)$$

$$p_r(k) \geq w_r(k) - (\text{diag}(w_r(k)) - m_r I_R)(1_R - \delta_r(k)). \quad (1.7)$$

де $\delta_r(k) \in \{0, 1\}^R$ представляє вільну змінну, $M_r > \max(p_r^{\max})$ є постійними коефіцієнтами, які обчислюються в автономному режимі.

1.4.2.2. Активна потужність в умовних одиницях

Розглянемо чи увімкнено умовну одиницю $i \in \mathcal{N}$ $[1, T]$, тобто якщо δ_t , $i(k)=1$, то його активна потужність обмежена p_{max} , $i \in \mathbb{R} \geq 0$. Якщо пристрій вимкнено, тобто δ_t , $i(k)=0$, то, природно, p_t , $i(k)=0$. Активна потужність умовних одиниць $p_{\text{max}} \in \mathbb{R} \geq 0$, $p_{\text{min}} \in \mathbb{R} \geq 0$

Можна записати у векторній формі як [42]:

$$\text{diag}(p_t^{\min}) \delta_t(k) \leq p_t(k) \leq \text{diag}(p_t^{\max}) \delta_t(k), \quad (1.8)$$

Те саме стосується заданих значень активної потужності, тобто

$$\text{diag}(p_t^{\min}) \delta_t(k) \leq u_t(k) \leq \text{diag}(p_t^{\max}) \delta_t(k) \quad (1.9)$$

1.4.2.3. Активна потужність на накопичувачах

Оскільки ми припускаємо, що всі накопичувачі завжди ввімкнені, усі їхні задані значення активної потужності та значення активної потужності обмежені як:

$$p_s^{\min} \leq p_s(k) \leq p_s^{\max}, \quad (1.10)$$

$$p_s^{\min} \leq u_s(k) \leq p_s^{\max} \quad (1.11)$$

$p_s^{\min} \in \mathbb{R}_{\leq 0}^S$ and $p_s^{\max} \in \mathbb{R}_{\geq 0}^S$ представляють відомі нижню та верхню межі потужності.

1.4.3. Розподіл електроенергії одиниць формування мережі

Зауважте, що потужність усіх блоків не обов'язково дорівнює заданим значенням потужності, призначеним системі через варіації навантаження та

поновлюваного живлення. Таким чином, ми припускаємо, що вторинний і первинний рівні керування керують усіма блоками для розподілу змін у навантаженні та поновлюваній подачі бажаним пропорційним чином. Вищезгаданий так званий пропорційний розподіл влади (див., наприклад, [47, 49]) залежить від параметра конструкції $x_i \in \mathbb{R}^{>0}$ Для всіх сіткоутворюючих вузлів. Практичний варіант для $x_i \in \mathbb{C}$, наприклад, пропорційною номінальній потужності відповідних одиниць. Розподіл влади можна описати формулою (1.7), де дві одиниці $i \in \mathcal{N}[1, T+S]$ і $j \in \mathcal{N}[1, T+S]$, $i \neq j$

Поділяють їх активну потужність пропорційно відповідно до $x_i \in \mathbb{R}^{>0}$

$x_j \in \mathbb{R}^{>0}$, якщо виконується наступне співвідношення:

$$\frac{p_i(k) - u_i(k)}{x_i} = \frac{p_j(k) - u_j(k)}{x_j} \quad (1.12)$$

Використовуючи нову допоміжну вільну змінну $\rho(k) \in \mathbb{R}$, враховуючи, що лише активовані одиниці, а саме одиниці i з δ_t , $i(k)=1$, може брати участь у розподілі влади, (3.12) може бути перероблено для всіх блоків формування

$$\text{сітки} \quad K_t = \text{diag}\left(\left[\frac{1}{x_1} \cdots \frac{1}{x_T}\right]'\right)_{\text{та}} K_s = \text{diag}\left(\left[\frac{1}{x_{(T+1)}} \cdots \frac{1}{x_{(T+S)}}\right]'\right)_{\text{як [42]:}}$$

$$K_t(p_t(k) - u_t(k)) = \rho(k)\delta_t(k) \quad (1.13)$$

$$K_s(p_s(k) - u_s(k)) = \rho(k)1_S \quad (1.14)$$

Для постановки оптимізаційної задачі сх. [22] перетворює (1.13) на наступний набір лінійних нерівностей з цілими змінними:

$$K_t(p_t(k) - u_t(k)) \leq M_t\delta_t(k) \quad (1.15)$$

$$K_t(p_t(k) - u_t(k)) \geq m_t\delta_t(k) \quad (1.16)$$

$$K_t(p_t(k) - u_t(k)) \leq 1_T\rho(k) - m_t(1_T - \delta_t(k)) \quad (1.17)$$

$$K_t(p_t(k) - u_t(k)) \geq 1_T\rho(k) - M_t(1_T - \delta_t(k)) \quad (1.18)$$

Де $M_t \in \mathbb{R}$ можна обчислити офлайн, і його значення має бути більшим за найбільше можливе значення $\rho(k)$. Отже, з найбільшим можливим значенням

для одиниць зберігання, $\rho_s^{\max} = \max(K_s(p_s^{\max} - p_s^{\min}))$, а для умовних одиниць $\rho_t^{\max} = \max(K_t(p_t^{\max} - p_t^{\min}))$, M_t повинен бути обраний таким, що $\max(\rho_s^{\max}, \rho_t^{\max}) < M_t$. Крім того, $M_t = -M_t$.

1.4.4. Динаміка одиниць зберігання

Динаміку всіх одиниць зберігання можна сформулювати так:

$$x(k+1) = x(k) - T_s p_s(k) - T_s \mathbb{F}(p_s(k)) \quad (1.19)$$

Де $T_s \in \mathbb{R}^+ > 0$ – це час вибірки і $x(k)$ являє собою збережену енергію з початковим станом $x(0)=x_0$. Обмеження накопиченої енергії визначається як:

$$x^{\min} < x(k+1) < x^{\max} \quad (1.20)$$

де $x_{\min}=0$ і $x_{\max} \in \mathbb{R} \geq 0$. Зокрема, $F(p_s(k)) = [f_1(p_s, 1(k)), \dots, f_S(p_s, s(k))]'$ є вектором $S \in \mathbb{N}$, де кожен із його елементів представляє втрати на перетворення, включаючи втрати на перетворення накопичувачів, втрати силових електронних пристроїв під час перетворення змінного струму на постійний (і навпаки), а також омічні втрати в батареях, які вважаються бути опуклою квадратичною функцією таким чином:

$$f_i(p_{s,i}(k)) = a p_{s,i}(k)^2 + b p_{s,i}(k) + c, \quad a, b, c \in \mathbb{R} \quad (1.21)$$

де $p_s, i(k)$ вважається обмеженням як:

$$p_{s,i}(k) \in \mathcal{D}_i = \{p_{s,i}(k) | p_{s,i}^{\min} \leq p_{s,i}(k) \leq p_{s,i}^{\max}\} \quad (1.22)$$

Зверніть увагу, що поліноміальна функція $f_i(p_s, i(k))$, є прикладом, і його можна замінити деякими іншими складними функціями для іншої технології зберігання. Крім того, коефіцієнти можна знайти в автономному режимі, переглядаючи одиниці зберігання та аналізуючи вимірювання.

Для вирішення задачі оптимізації корисно переформулювати функцію $f(p_{s,i}(k))$ Як кусково-афінні функції (див., наприклад, [30]), тобто

$$f_i(p_{s,i}(k)) = \begin{cases} A_{1,i}p_{s,i}(k) + B_{1,i}, & p_{s,i}(k) \in \mathcal{D}_{1,i}, \\ A_{2,i}p_{s,i}(k) + B_{2,i}, & p_{s,i}(k) \in \mathcal{D}_{2,i}, \\ \vdots \\ A_{r,i}p_{s,i}(k) + B_{r,i}, & p_{s,i}(k) \in \mathcal{D}_{r,i}. \end{cases} \quad (1.33)$$

в якому $A_{y,i}, B_{y,i} \in \mathbb{R}$ і має місце наступне:

$$\bigcup_{1 \leq y \leq r} \mathcal{D}_{y,i} = \mathcal{D}_i \quad (1.34)$$

$$\bigcap_{1 \leq y \leq r} \mathcal{D}_{y,i} = \emptyset \quad (1.35)$$

і, на межах послідовних $\mathcal{D}_y$, лінійні відрізки сполучені, що означає, що $f_i(p_{s,i}(k))$ є безперервним. Умова $p_{s,i}(k)$ На кожній перегородці $\mathcal{D}_{y,i}$ можна асоціювати з двійковою змінною $\delta_{y,i}(k) \in \{0, 1\}$, що задовольняє умову виняткового або:

$$\bigoplus_{y=1}^r [\delta_{y,i}(k) = 1] \quad (1.36)$$

ткий, що:

$$[\delta_{y,i}(k) = 1] \longleftrightarrow p_{s,i}(k) \in \mathcal{D}_{y,i} \quad (1.37)$$

З (1.37) існує деякий $\delta_{y,i}(k) \in \{0, 1\}$, що має на увазі $\delta_{y,i}(k) \in \{0, 1\}$, і, протиріччя (1.35). Тому (1.35)–(1.37) еквівалентні:

$$\mathbb{J}_{y,i}^T p_{s,i}(k) - \mathbb{H}_{y,i}^T \leq \mathbb{M}_i^* [1 - \delta_{y,i}(k)] \quad (1.38)$$

$$\sum_{y=1}^r \delta_{y,i}(k) = 1 \quad (3.39)$$

$$\mathbb{M}_i^* \cong \max_{p_{s,i}(k) \in \mathcal{D}_i} \mathbb{J}_{y,i}^T p_{s,i}(k) - \mathbb{H}_{y,i}^T \quad (1.40)$$

Використовуючи цю бінарну змінну, ми можемо переформатувати (3.40) таким чином (див., наприклад, [30]):

$$f_i(p_{s,i}(k)) = \begin{cases} A_{1,i}p_{s,i}(k) + B_{1,i}, & \text{if } \delta_{1,i}(k) = 1, \\ A_{2,i}p_{s,i}(k) + B_{2,i}, & \text{if } \delta_{2,i}(k) = 1, \\ \vdots \\ A_{r,i}p_{s,i}(k) + B_{r,i}, & \text{if } \delta_{r,i}(k) = 1. \end{cases} \quad (1.41)$$

Тому (3.41) можна переписати так:

$$f_i(p_{s,i}(k)) = \sum_{y=1}^r [A_{y,i}p_{s,i}(k) + B_{y,i}]\delta_{y,i}(k) \quad (1.42)$$

На жаль, (1.42) є нелінійним, оскільки включає добутки між логічними змінними та входами. Тому ми перетворюємо його в еквівалентні мішано-цілі лінійні нерівності. Це можна зробити за допомогою подібної стратегії, запропонованої в [50]. З цією метою ми встановили:

$$f_i(p_{s,i}(k)) = \sum_{y=1}^r z_{y,i}(k) \quad (1.43)$$

$$z_{y,i}(k) \cong [A_{y,i}p_{s,i}(k) + B_{y,i}]\delta_{y,i}(k) \quad (1.44)$$

Тоді (1.44) еквівалентно:

$$\begin{aligned} z_{y,i}(k) &\leq \tilde{M}_i \delta_{y,i}(k), \\ z_{y,i}(k) &\geq \tilde{m}_i \delta_{y,i}(k), \\ z_{y,i}(k) &\leq A_{y,i}p_{s,i}(k) + B_{y,i} - \tilde{m}_i(1 - \delta_{y,i}(k)), \\ z_{y,i}(k) &\geq A_{y,i}p_{s,i}(k) + B_{y,i} - \tilde{M}_i(1 - \delta_{y,i}(k)) \end{aligned} \quad (1.45)$$

буття

$$\tilde{M}_i \cong \max_{y=1,\dots,r} \left\{ \max_{p_{s,i}(k) \in \mathcal{D}_i} A_{i,y}p_{s,i}(k) + B_{i,y} \right\} \quad (1.46)$$

$$\tilde{m}_i \cong \min_{y=1,\dots,r} \left\{ \max_{p_{s,i}(k) \in \mathcal{D}_i} A_{i,y}p_{s,i}(k) + B_{i,y} \right\} \quad (1.47)$$

Зауваження 1. Зверніть увагу, що в [42] динаміка всіх одиниць зберігання розглядається без кусково-афінних членів втрат, а саме:

$$x(k+1) = x(k) - T_s p_s(k) \quad (1.48)$$

$$x^{\min} \leq x(k+1) \leq x^{\max} \quad (1.49)$$

1.4.5. Мережа передачі

Дотримуючись [44], наближення потоку потужності постійного струму можна використовувати для отримання потужності ліній електропередачі, $(((((0)))=[, , , 1(0))\dots, (()))'$. Отже, потужність на лініях може бути сформульована з потужності одиниць і навантаження за допомогою наступного лінійного рівняння:

$$p_e(k) = F \cdot [p(k)' \quad w_d(k)']' \quad (1.50)$$

Являє собою матрицю, яка пов'язує потужність, що протікає по лініях, з потужністю, виробленою або спожитою блоками та навантаженнями. Детальніше про виведення f наведено в [51]. Передбачається, що $(((((0))$ Обмежена:

$$p_e^{\min} \leq p_e(k) \leq p_e^{\max} \quad (1.51)$$

Це припущення є розумним через фізичне обмеження можливостей передачі ліній. Крім того, вироблена потужність повинна дорівнювати споживаній потужності в будь-який час [24], наприклад,

$$1'_T p_t(k) + 1'_S p_s(k) + 1'_R p_r(k) = 1'_D w_d(k) \quad (1.52)$$

1.4.6. Загальна модель

Відповідно до рівнянь, розглянутих для різних частин острівного тг, загальну модель можна сформулювати наступним чином. Обмеження на потужність і задане значення впливають з (1.2), (1.5) і (1.6), а саме:

$$\begin{bmatrix} \text{diag}(p_t^{\max})\delta_t(k) \\ p_s^{\max} \\ p_r^{\max} \end{bmatrix} \leq u(k) \leq \begin{bmatrix} \text{diag}(p_t^{\min})\delta_t(k) \\ p_s^{\min} \\ p_r^{\min} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \text{diag}(p_t^{\max})\delta_t(k) \\ p_s^{\max} \\ p_r^{\max} \end{bmatrix} \leq p(k) \leq \begin{bmatrix} \text{diag}(p_t^{\min})\delta_t(k) \\ p_s^{\min} \\ p_r^{\min} \end{bmatrix} \quad (1.61)$$

Посилаючись на (1.61), динаміка накопичувача описується:

$$x(k+1) = x(k) - T_s p_s(k) - T_s [f_1(p_{s,1}(k)), \dots, f_S(p_{s,S}(k))]'$$

(1.62)

з функціями обмежень

$$x^{\min} \leq x(k+1) \leq x^{\max} \quad (1.63)$$

$$f_i(p_{s,i}(k)) = \sum_{y=1}^r z_{y,i}(k) \quad (1.64)$$

Поновлюване живлення, яке є функцією заданого значення та доступної потужності за погодних умов, визначається (1.4) як:

$$z_{y,i}(k) \leq \tilde{M}_i \delta_{y,i}(k), \quad (1.65)$$

$$z_{y,i}(k) \geq \tilde{m}_i \delta_{y,i}(k), \quad (1.66)$$

$$z_{y,i}(k) \leq A_{y,i} p_{s,i}(k) + B_{y,i} - \tilde{m}_i (1 - \delta_{y,i}(k)) \quad (1.67)$$

$$z_{y,i}(k) \geq A_{y,i} p_{s,i}(k) + B_{y,i} - \tilde{M}_i (1 - \delta_{y,i}(k)) \quad (1.68)$$

Розподіл влади блоків, що формують сітку, описується формулою (1.8), яка, використовуючи (9), може бути перетворена у:

$$p_r(k) \leq u_r(k), \quad (1.69)$$

$$p_r(k) \geq u_r(k) + (\text{diag}(w_r(k)) - M_r I_R) \delta_r(k), \quad (1.70)$$

$$p_r(k) \leq w_r(k), \quad (1.71)$$

$$p_r(k) \geq w_r(k) - (\text{diag}(w_r(k)) - m_r I_R)(1_R - \delta_r(k)) \quad (1.72)$$

Нарешті, обмеження потужності ліній передачі вводиться (3.72), тобто

$$K_t(p_t(k) - u_t(k)) \leq M_t \delta_t(k), \quad (1.73)$$

$$K_t(p_t(k) - u_t(k)) \geq m_t \delta_t(k), \quad (1.74)$$

$$K_t(p_t(k) - u_t(k)) \leq 1_T \rho(k) - m_t(1_T - \delta_t(k)). \quad (1.75)$$

$$K_t(p_t(k) - u_t(k)) \geq 1_T \rho(k) - M_t(1_T - \delta_t(k)) \quad (1.76)$$

Схема керування визначеністю еквівалентності трс за функціями втрат перетворення наведена на рисунку 1.3 . Базуючись на цьому розділі, ми зараз сформулюємо функцію витрат для острівного MG з високою часткою відновлюваних джерел.

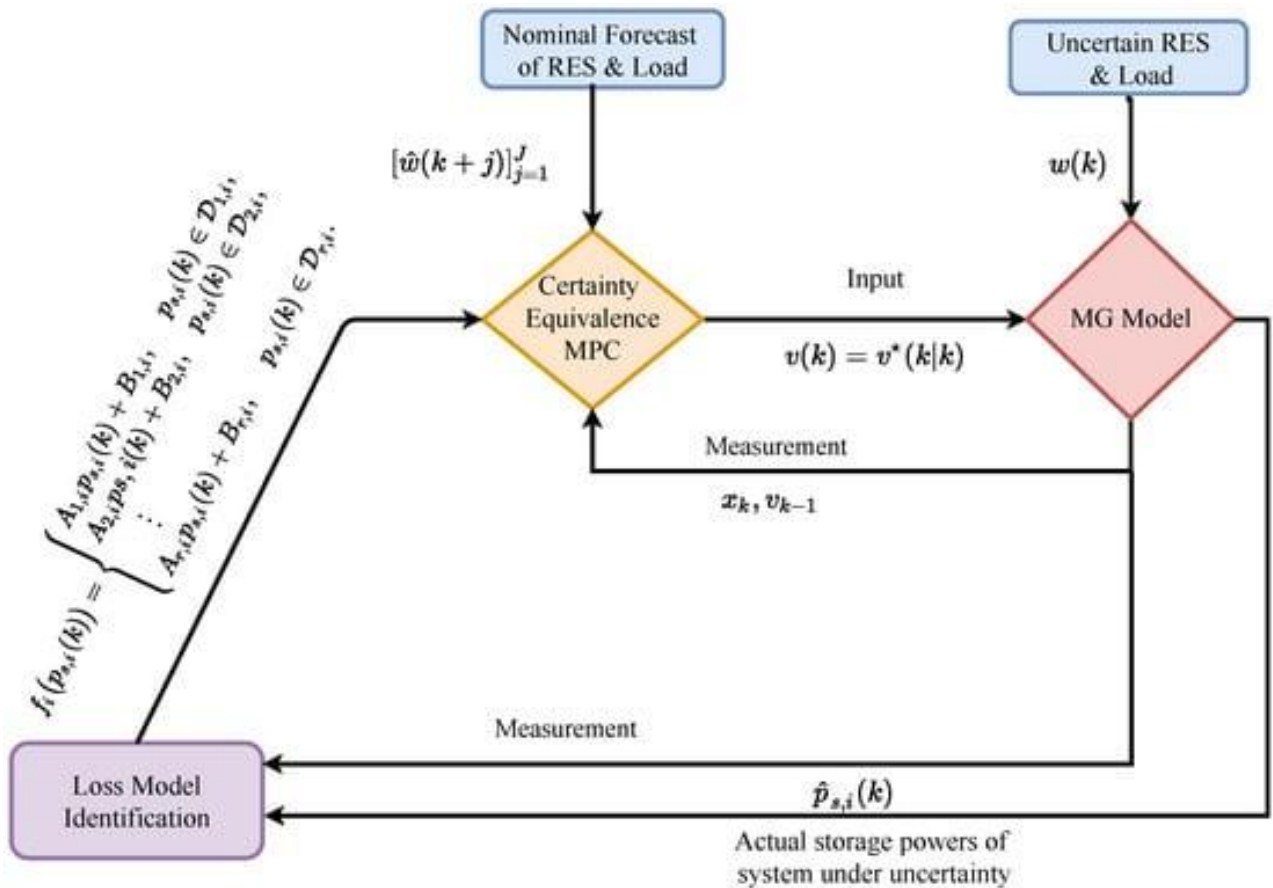


Рисунок 1.3 – Схема керування визначеністю еквівалентності MPC за функціями втрат перетворення

1.5. Операційні витрати

На підставі [22] тут ми витягуємо функцію операційних витрат для mg . Складається з двох частин. Перша частина позначена $\ell_o((--1), ((())), _((++1))) \in \mathbb{R} \geq 0$ є економічно вмотивованим. Друга частина позначається $\ell_s((())) \in \mathbb{R} \geq 0$ пов'язана з бажаною областю роботи стану заряду та втрат на перетворення. Таким чином, функція вартості в момент часу k , тобто вартість етапу, дорівнює:

$$\ell(v(k-1), v(k), \bar{q}(k+1)) = \ell_o(v(k-1), v(k), \bar{q}(k+1)) + \ell_s(\bar{q}(k))$$

Економічно мотивовані витрати включають (i) витрати на паливо для умовних одиниць, ℓ кімнатна температурат(((())), _((++1))) \in \mathbb{R} \geq 0; (ii) витрати,

спричинені ввімкненням або вимкненням традиційних одиниць, $\ell_{\text{swt}}(((--1), ())) \in \mathbb{R}_{\geq 0}$

Та (III) витрати, пов'язані з низьким рівнем використання відновлюваних джерел, $\ell_r(+++1)) \in \mathbb{R}_{\geq 0}$, тобто $\ell_o(((--1), ((O))), _ (k+1) = \ell$ кімнатна температура $t(((O))), _ (k+1)) + \ell_{\text{swt}}(((--1), (((k)) + \ell_r(++ + 1)))$

Зауваження 2. Слід зазначити, що якщо припущення 1 не виконується, ми не можемо мати оптимальний контроль роботи. Загалом, ми маємо бути впевнені, що нижні рівні керування (первинний і вторинний рівні) працюють добре; інакше немає сенсу мати оптимальну економічну роботу. Крім того, якщо припущення 3 не виконується, стан заряду може відрізнятись від очікуваного. Таким чином, у цьому випадку нам потрібно використовувати складні моделі невизначених вхідних даних, наприклад, дерева сценаріїв (див. [22]), щоб прогнозувати навантаження та відновлювані блоки. Однак основна мета цієї статті полягає в тому, щоб показати реалістичну модель накопичувачів з урахуванням втрат при перетворенні.

1.6. Кейс-стаді

У цьому розділі ми маємо намір перевірити властивості стратегії прогнозного керування моделі еквівалентності визначеності, запропонованої в розділі 1.3. Структура мікросітки, зображена на рисунку 1.2, використовується для моделювання. Він складається з компонента зберігання та звичайного та відновлюваного блоку. Детальні параметри мікросітки наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2. – Параметри тестової системи мікросітки

Parameter	Value	Weight	Value
$[p_t^{\min}, p_r^{\min}, p_s^{\min}]$	$[0.4, 0, -1]_{pu}$	c_t	0.1178
$[p_t^{\max}, p_r^{\max}, p_s^{\max}]$	$[1, 2, 1]_{pu}$	$\hat{c}_t$	0.0048 $1/_{pu}$
$[x^{\min}, x^{\max}]$	$[0, 7]_{pu \cdot h}$	$\tilde{c}_t$	0.751 $1/_{pu}$
$[\bar{x}^{\min}, \bar{x}^{\max}]$	$[0.5, 6.5]_{pu \cdot h}$	$\tilde{c}_r$	0.0001
x^0	3 $_{pu \cdot h}$	$\hat{c}_r$	1 $1/_{pu}$
$[K_t, K_s]$	$[1, 1]$	$\tilde{c}_s$	0.09
$\tilde{M}_i$	0.1	$\hat{c}_s$	0.01
$\tilde{m}_i$	-0.17	c_t^{sw}	0.1

Ми сформулювали проблеми MPC у MATLAB за допомогою інструментарію ualmir і розв'язали їх чисельно за допомогою GUROBI. Тут ми спочатку порівнюємо похибку передбачення стану заряду у випадках, коли розглядаємо динамічне зберігання з моделлю кусково-афінних втрат і динамічне зберігання без моделі кусково-афінних втрат у проблемах mpc. Ми сформулювали цю помилку як $(\hat{x}_t - \tilde{x}_t) = ((\hat{x}_t) - \tilde{x}_t)$, в якому $((\hat{x}_t))$ -фактичний стан заряду моделі нелінійних втрат за тих самих значень потужності, тоді як $\tilde{x}_t$ - прогнозом стану заряду. Для порівняння обох випадків було проведено аналіз. Під час аналізу було виконано моделювання замкнутого циклу на 366 етапах моделювання. Для кожного кроку моделювання прогнозований стан заряду контролерів (понад 12 кроків прогнозування) порівнювався з прогнозом, виконаним за допомогою нелінійної моделі заводу для тих самих значень потужності накопичувача. Потім на кожному кроці прогнозування розподіл ймовірностей помилок прогнозу візуалізувався у формі прямокутних діаграм (див. Рисунок 1.4). Коло в кожній рамці позначає середнє значення помилок передбачення для 336 точок даних на кожному кроці прогнозування. Рамка навколо середніх значень містить усі дані від 25-го до 75-го перцентилля. Риска вниз у кожному прямокутнику позначає найменше значення помилки передбачення на кожному кроці, тоді як риска вгору позначає найвище значення.

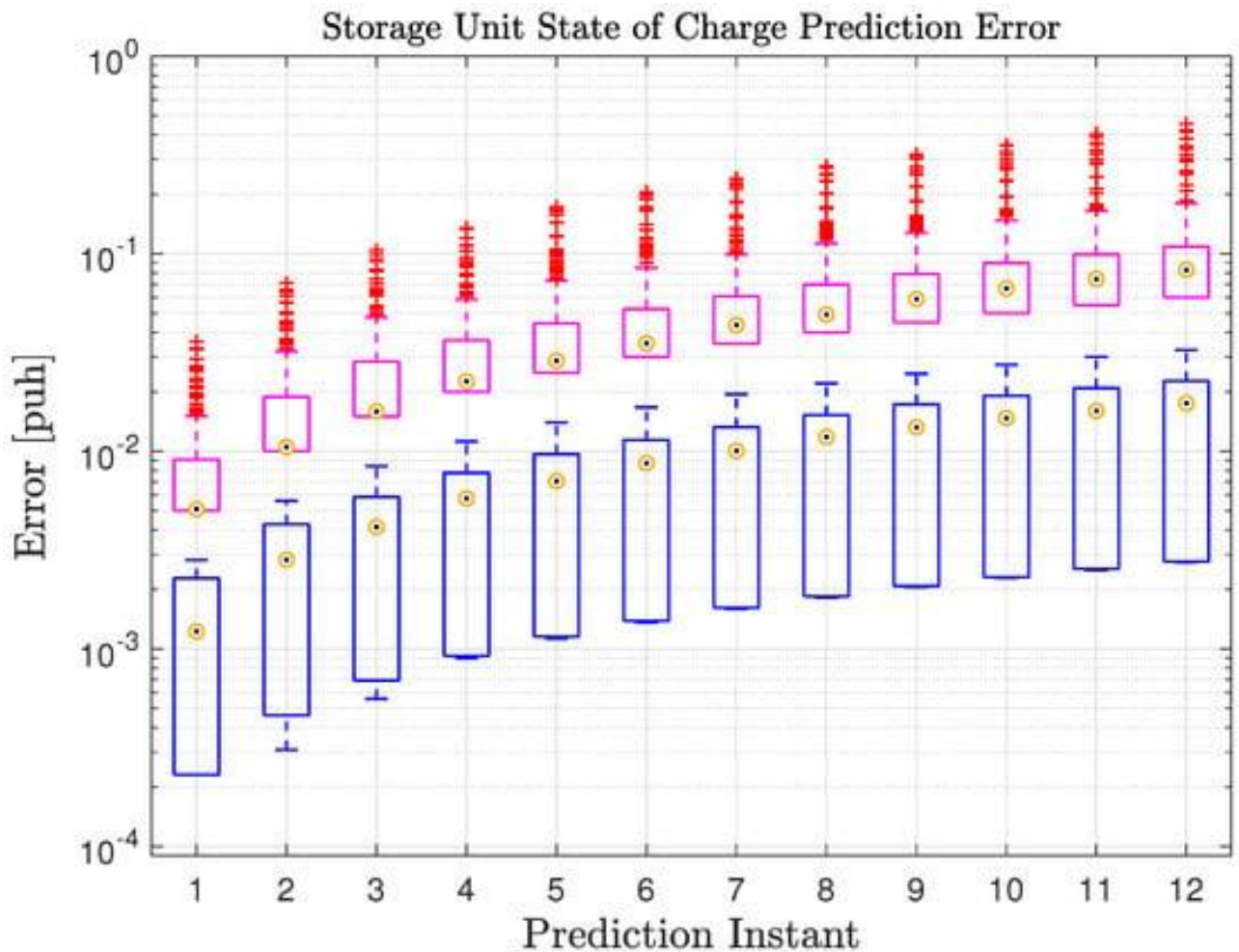


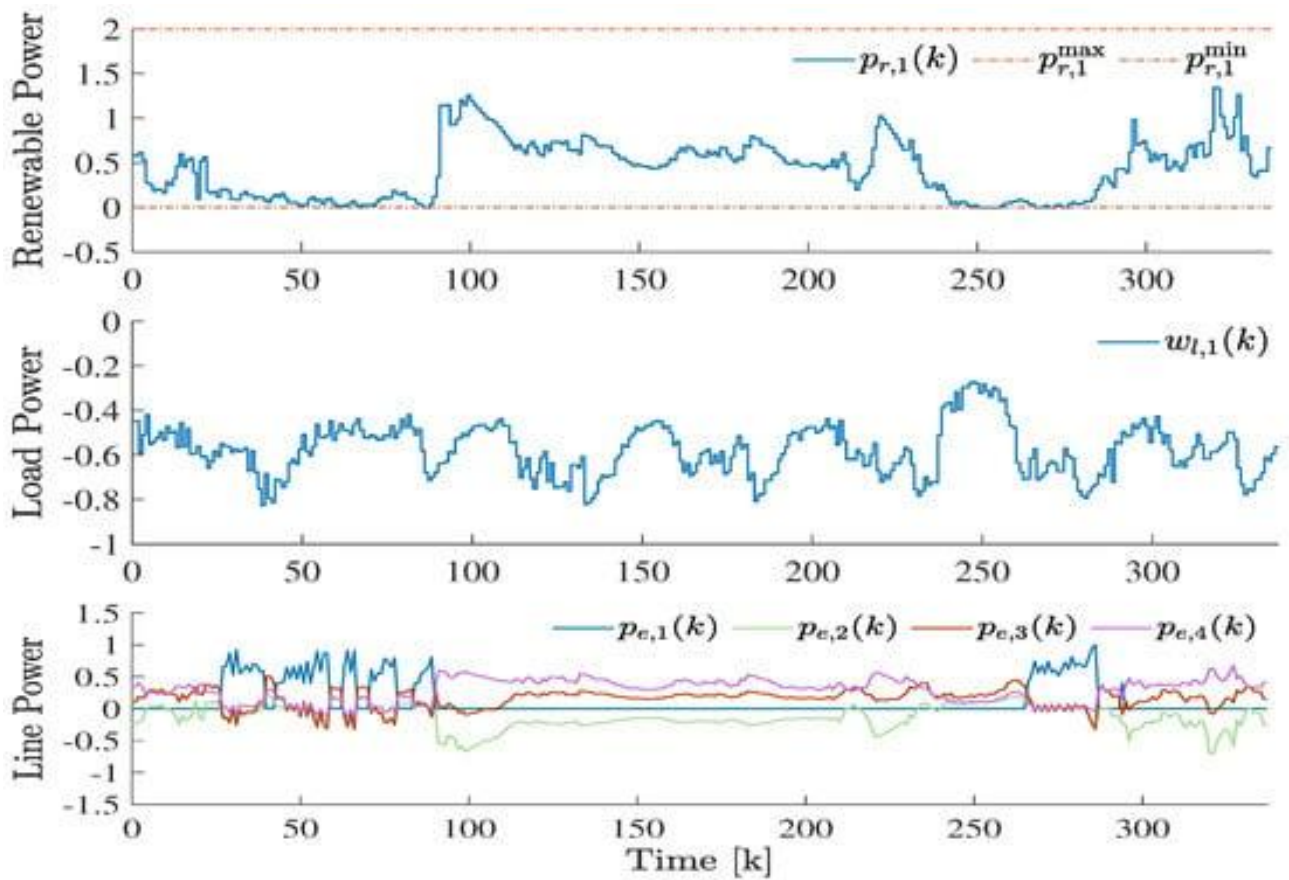
Рисунок 1.4. – Похибка прогнозування стану заряду (U_p) з динамічним накопиченням без кусково-афінної моделі втрат у контролері; (вниз) з динамічним зберіганням з кусково-афінною моделлю втрат у контролері

На рисунку 1.4 видно, що, враховуючи втрати перетворення в пропонуваній моделі прогностичного контролера, помилка прогнозування зменшується. Наприклад, при $n = 1$, коли модель втрат перетворення не використовується в контролері, середнє значення становить 5×10^{-3} . Додавши модель втрат перетворення в контролер, це значення зменшується в 3 рази до $1,5 \times 10^{-3}$. Варто зазначити, що це співвідношення зростає зі збільшенням горизонту прогнозування. Як видно з останнього кроку рисунка 1.4, середнє значення похибки дорівнює 9×10^{-2} . Коли модель втрат перетворення не включена в контролер, тоді як це значення зменшується до 2×10^{-2} . Коли модель втрат конверсії додається до формулювання проблеми trns . Отже,

отримані результати на рисунку 1.4 ілюструють, що коли ми розглядаємо динамічне зберігання з кусково-афінними функціями втрат у задачі МРС, фактичний стан заряд з набагато меншою похибкою може бути передбачено контролером.

Результати симуляції замкнутого циклу потужності блоків і навантаження, а також накопиченої енергії та потужності мережі mg зображені на рисунку 1.5. Можна зазначити, що на початку періоду, оскільки доступна потужність відновлюваної установки низька, накопичувальна установка розряджається. Коли батарея розряджена, звичайний генератор включається для забезпечення живлення навантаження. Як тільки доступна потужність відновлюваного блоку стане достатньою для забезпечення живленням навантаження, звичайний блок вимикається, а блок накопичувача заряджається. Коли накопичена енергія досягає верхньої межі бажаного стану заряду, задане значення вітрової турбіни встановлюється таким чином, що енергія вітру покриває лише навантаження. Таким чином, запасена енергія приблизно залишається на рівні $x_{\text{макс}} = 6, 5P_{\text{uh}}$. У якийсь момент доступна відновлювана потужність не може повністю покрити навантаження, і сховище розряджається. Коли поновлювана одиниця досягає мінімального значення $x_{\text{в}} = 0, 5P_{\text{uh}}$. І блок накопичувача повністю розряджений, звичайний блок знову активується для забезпечення живлення навантаження. Наприкінці моделювання доступна потужність відновлюваного джерела енергії знову збільшується, щоб блок накопичувача міг заряджатися доступною відновлюваною потужністю. Ці результати показують, що звичайні одиниці можна вмикати та вимикати під час моделювання. Таким чином, модель також може працювати, коли включені вде та накопичувачі. Однак, якщо накопичувальний блок розряджений, а доступна потужність відновлюваного блоку низька, звичайний блок неодноразово включається для забезпечення живлення навантажень і заряджання накопичувальних блоків. Потім, після збільшення доступної потужності відновлюваної установки, традиційна установка вимикається. Таким чином, вибираючи цю запропоновану стратегію управління роботою, можна значно

збільшити частку електроенергії з вде. Нарешті, на рисунку 5 видно , що потужність лінії на нижньому графіку була в заданих межах $\pm 1,3$ Пу в усі часи.



Риснуок 1.5. – Потужність агрегатів і навантаження

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

У цьому розділі ми розробили нову модель визначеності підходу прогнозного керування для роботи острівного mg з дуже високою часткою відновлюваних джерел енергії. З цією метою була виведена математична модель острівного mg шляхом розгляду втрат перетворення як квадратичних функцій для реалістичного моделювання сценарію. У модель ми включили (I) блоки зберігання, що утворюють сітку; (II) відновлювані джерела енергії, де подачу електроенергії можна обмежити, наприклад, якщо накопичувачі повністю заряджені; та (III) звичайні генератори, які можуть бути відключені, наприклад, у період високого доступного відновлюваного живлення. Крім того, модель дозволила наближено врахувати перетік електроенергії по лініях електропередачі та його обмеження, а також розподіл потужності мережоутворюючих одиниць. Щоб зменшити похибку прогнозування стану заряду, ми переформулювали втрати перетворення накопичувачів як кусково-афінні функції та включили їх у запропонований контролер. Отримані результати підтвердили, що при розгляді кусково-афінних функцій втрат перетворення в запропонованому mpc зменшилася похибка передбачення стану заряду. Крім того, показано, що запропонована схема призводить до дуже високої частки відновлюваних джерел енергії в моделюванні замкнутого циклу. У майбутніх роботах досліджуватимуться проблеми оптимального потоку потужності змінного струму (OPF), які є більш реалістичними, ніж широко використовувані апроксимації потоку електроенергії постійного струму. Щоб вирішити проблеми opf змінного струму, ми маємо намір застосувати опуклу релаксацію початкової проблеми, що призводить до конічної програми другого порядку (SOCP), яку можна вирішити доступним комерційним програмним забезпеченням.

РОЗДІЛ 2. ЗМЕНШЕННЯ ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЗА ДОПОМОГОЮ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ ВІД АКУМУЛЯТОРІВ У РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ: НОВИЙ ПІДХІД ДО ЗМЕНШЕННЯ ЛОКАЛЬНИХ І ГЛОБАЛЬНИХ ПІКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

2.1. Обсяг дослідження

Постійно зростаючий попит на електроенергію веде до нових викликів для електромереж [31]. Інфраструктура електромережі повинна бути налаштована таким чином, щоб витримувати умови пікового навантаження, і оператори мережі повинні забезпечити це [32]. Традиційне підсилення електромережі або модернізація трансформатора, як дослідили брінкель та ін., є одним із можливих рішень для покриття зростаючого попиту або забезпечення інтеграції більшої кількості електромобілів [33]. Однак із падінням вартості літій-іонної батареї (LIB) стаціонарна система накопичення енергії батареї (BESS) стає все більш привабливою як альтернативний метод зниження пікових навантажень [34, 35].

Протягом останніх років у сфері пікового гоління зростає інтерес до досліджень. Оудалов та ін. Були одними з перших, хто запровадив методологію визначення розмірів BESS і стратегію роботи, щоб зменшити пікове навантаження промислового споживача, тим самим зменшивши його загальний рахунок за електроенергію. Оскільки оператори мереж у багатьох юрисдикціях стягують плату з великих споживачів за їхню найвищу потребу в електроенергії, може бути економічно вигідно встановити BESS і розряджати його, коли перевищено певний поріг потужності. Метою оптимальної роботи BESS є максимізація прибутку від пікових операцій гоління щодо споживаної потужності, циклів батареї на рік, терміну служби батареї та плати за споживання електроенергії. Оптимальна траєкторія подій заряджання та

розряджання BESS, що є результатом робочої стратегії пікового зниження, отримується за допомогою динамічного програмування. У їхній роботі завдяки BESS на основі свинцевої кислоти було досягнуто зниження рахунків за електроенергію на 8%. Однак у цьому дослідженні увага була зосереджена на оптимізації BESS та економічних ефектах, а не на можливих досягненнях рельєфу мережі за допомогою стратегії зменшення пікових навантажень у розподільчій мережі [36].

У дослідженні MAMUN ET AL. Управління літій-іонним BESS було оптимізовано для того, щоб максимізувати пікову економію рахунків за електроенергію, спричинену голінням, одночасно мінімізуючи погіршення якості батареї [37]. Основна увага тут була зосереджена на моделюванні механізмів погіршення якості батареї та економічних переваг, а не на впливі на розподільчу мережу. У дослідженні TIEMANN ET AL. Було проведено широкомасштабний аналіз рентабельності зменшення піків для більш ніж 5300 профілів навантаження промислових клієнтів у німеччині [38]. Автори також прийшли до висновку, що технологія пікового гоління дає найбільший прибуток порівняно з іншими випадками використання акумуляторів. Крім того, автори стверджують, що в багатьох випадках можна досягти мінімальних періодів окупності пікових операцій гоління. Це підтверджується роботою мартінса та ін., які прийшли до висновку, що зменшення піків у багатьох випадках вже є вигідним для промислових клієнтів у німеччині [39].

У той час як більшість робіт, пов'язаних з піковими навантаженнями, зосереджені на промислових випадках використання кінцевими клієнтами, деякі останні роботи також підкреслюють можливі переваги підходу для сітки. Наприклад, у роботі DANISH ET AL. BESS, розташоване в розподільчій мережі, було оптимізовано, щоб знайти оптимальний розмір, розташування та стратегію керування. Робота базувалася на розподільчій мережі 20 кВ у кабулі з 22 шинами, і автори прийшли до висновку, що оптимально розміщений BESS зі стратегією зменшення пікових навантажень може значно покращити

продуктивність системи, а втрати електроенергії можуть бути зменшені до 20, 62% [40] .

Однак жодне з цих досліджень не вивчало вплив кількох BESS, розташованих у різних промислових споживачів, включаючи точне спільне моделювання як BESS, так і розподільної мережі. Крім того, потенціал об'єднаних стратегій енергоменеджменту ще не проаналізовано для досягнення як покращення розподільної мережі, так і економії рахунків за електроенергію для промислових споживачів.

Це дослідження показує різні стратегії роботи для ряду автономних BESS для зменшення локального пікового навантаження (стратегія α) або пікове навантаження в точці загального зчеплення (β) або обидва (γ). BESS, розташовані в різних вузлах прикладу сітки, мають економічно оптимальний розмір за допомогою підходу лінійного програмування. По-перше, ці системи зберігання працюють за найсучаснішою стратегією зменшення пікових навантажень. На другому етапі використовуються BESS однакового розміру та вибирається підхід централізованого керування для зменшення пікового навантаження в точці загального з'єднання (PPC). Нарешті, у новому підході, представленому в цьому дослідженні, ці два підходи об'єднані для досягнення як локального, так і глобального зниження пікового навантаження. Цей обсяг дослідження скорочено у вигляді графічного огляду на рисунку 2.1. Документ можна підсумувати таким чином:

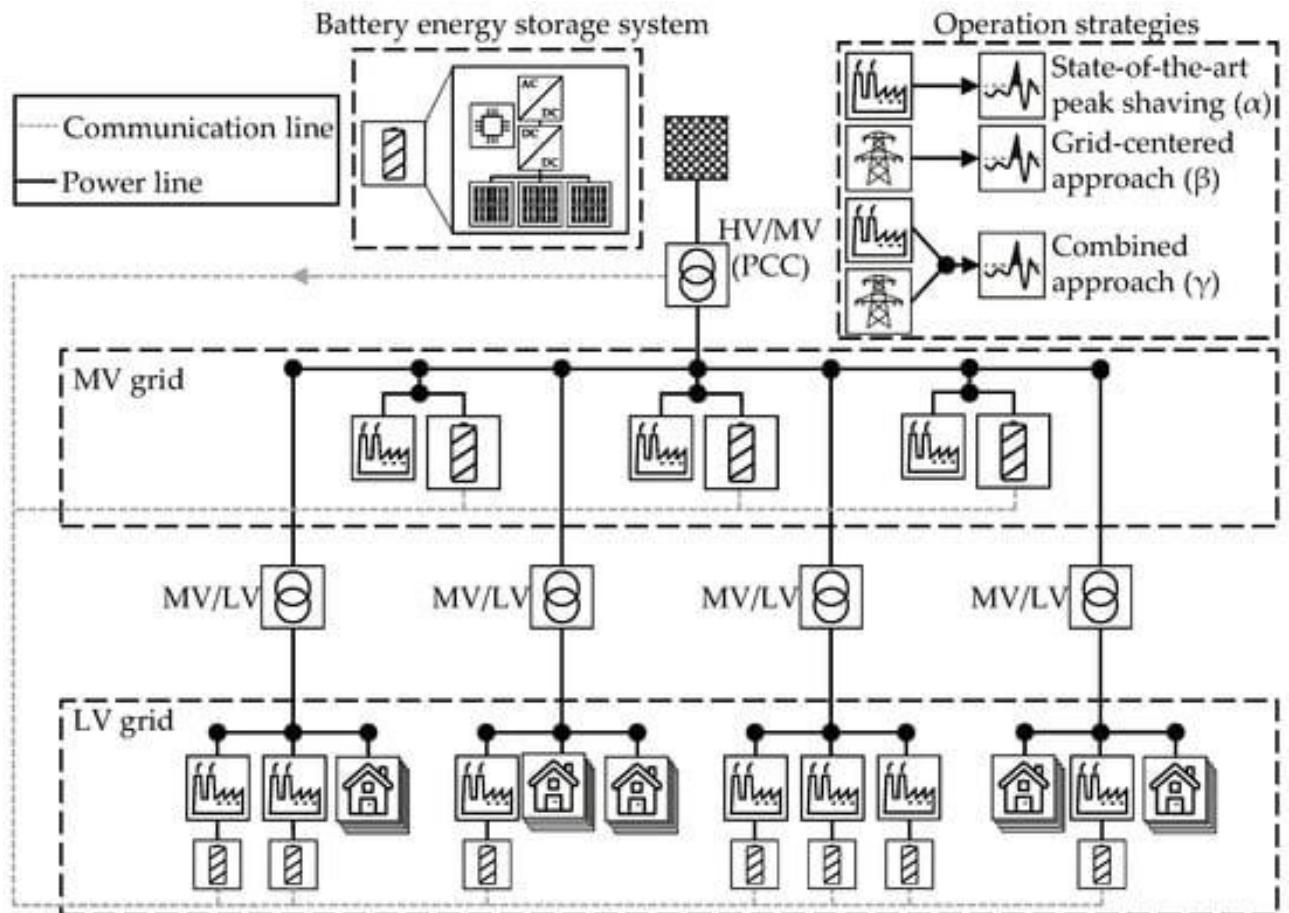


Рисунок 2.1 – Графічний огляд змодельованих мережевих і акумуляторних систем зберігання енергії (BESS), а також досліджуваних стратегій роботи. BESS, детально змодельований, розташований у різних вузлах тестової сітки, працює за трьома різними стратегіями роботи для зменшення локального пікового навантаження (стратегія α) або пікове навантаження в точці загального зчеплення (β) або обидва (γ))

Завдяки точному спільному моделюванню BESS і розподільних мереж отримано результати для різних стратегій роботи, спрямованих на зниження як локального пікового навантаження, так і глобального пікового навантаження.

Системи зберігання мають економічні оптимальні розміри за допомогою лінійної оптимізації.

Ці системи зберігання даних працюють із застосуванням найсучаснішої стратегії зменшення пікових навантажень, а також централізованого підходу та

порівнюються відповідно до зниження пікового навантаження на конкретному вузлі та РРС.

Розроблено новий комбінований підхід, спрямований на зменшення пікової потужності на РРС у прикладі розподільної мережі, не впливаючи при цьому на зниження пікового навантаження для окремого промислового споживача.

Навантаження на систему зберігання для різних операційних стратегій впливає з детального аналізу на основі шести ключових характеристик.

2.2. Параметри симуляції та конфігурації системи

У цьому розділі описано застосовані інструменти моделювання, а також використану прикладну сітку та налаштування BESS. Щоб проаналізувати поведінку та вплив на розподільну мережу систем зберігання, необхідно точне моделювання BESS і розподільчих мереж. На рисунку 2.2 наведено огляд усіх інструментів моделювання, які використовуються в цій роботі, усі вони доступні з відкритим кодом (open_BEА та simSES: <https://www.ei.tum.de/en/ees/research-teams/team-ses/system-analytics-and-integration/>, доступ 2 листопада 2024 р.: <https://github.com/openego/ediso> , доступ 2 листопада 2024 р.). Усі налаштування, такі як вибір сітки, тривалість моделювання та стратегія роботи, визначаються в open_BEА. Подальший опис open_BEА можна знайти в [41]. У цій роботі open_BEА використовується для аналізу впливу нових стратегій роботи для BESS на пікове навантаження на РРС у розподільчій мережі.

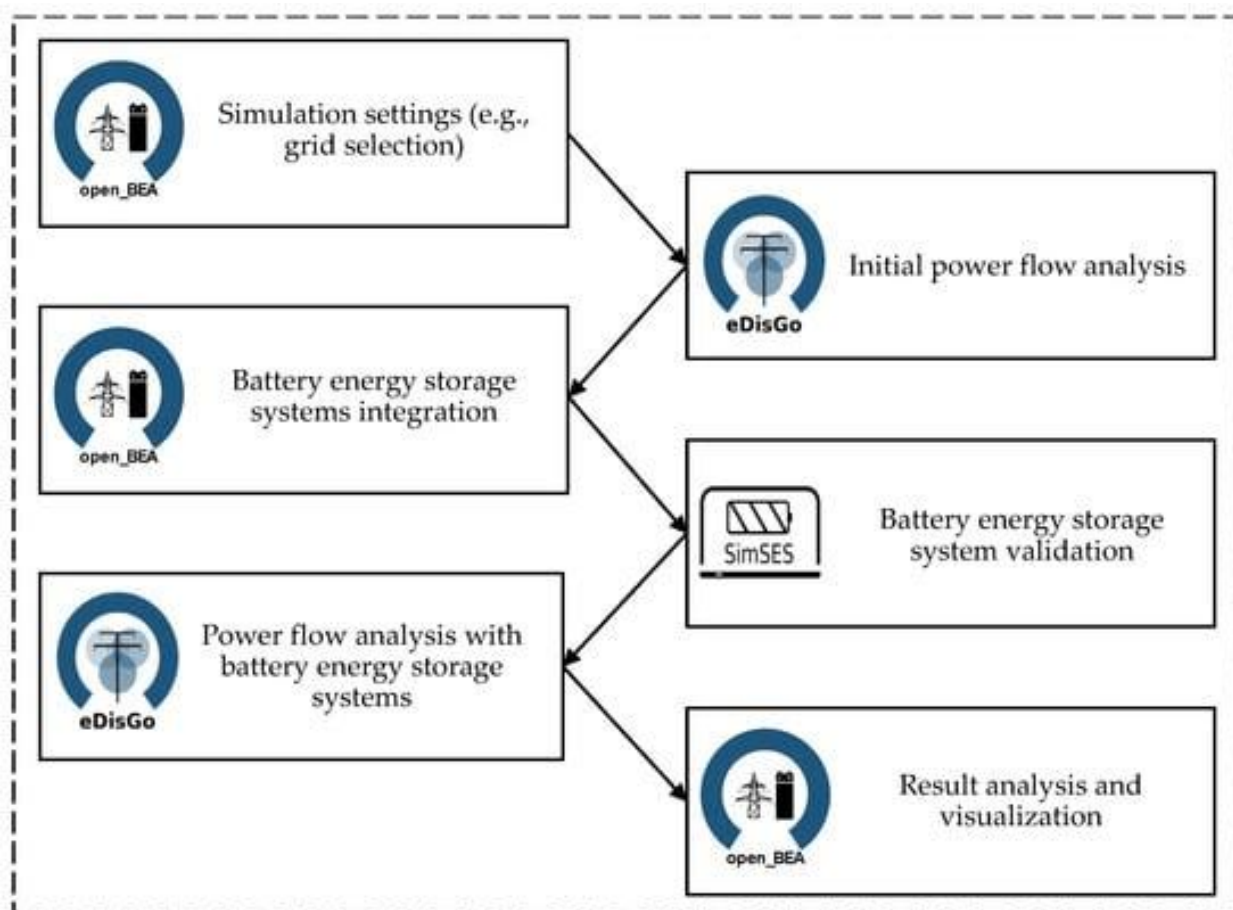


Рисунок 2.1 – Огляд усіх інструментів моделювання з відкритим вихідним кодом, які були адаптовані для використання в цьому дослідженні

Інструмент open_BEa працює і як центральний блок керування, і як блок конфігурації. Інструмент EDISGO проводить аналіз потоку електроенергії, а simses працює як блок перевірки поведінки систем зберігання енергії акумулятор

На додаток до специфікації тестової сітки та стратегії роботи ($-\gamma$) BESS, індивідуальні вимоги до навантаження призначаються різним учасникам мережі в open_BEa. Базуючись на цих вимогах до навантаження для побутових або промислових споживачів, програмне забезпечення EDISGO виконує аналіз потоку електроенергії за вибраний період. На цьому етапі аналіз потоку електроенергії проводиться без систем зберігання. Це дозволяє визначити потоки потужності на всіх конкретних вузлах і лініях за весь період моделювання. Ці результати потоку потужності, а також потужність на PPC

передаються назад до `open_BEА` для наступного етапу моделювання. На основі результатів потоку потужності стратегія розрядки (–зарядки) для кожного BESS розраховується відповідно до обраної стратегії роботи (див. розділ 2.3).

Основним завданням SIMSES є перевірка впливу цільової потужності, що забезпечується системою управління енергією інструменту `open_BEА` щодо ефективності, температури та погіршення BESS при застосуванні до системи зберігання. Кожен реалізований компонент, такий як блок силової електроніки або тип батареї, відповідає за моделювання відповідних принципів [42]. SIMSES можна розділити на частину моделювання для моделювання фізичної поведінки BESS та частину оцінки, яка надає технічні результати для цього дослідження. Перевірені часові ряди BESS тепер включені в сітку, і додатковий аналіз потоку електроенергії проводиться за допомогою EDISGO, а результати повертаються в `open_BEА` для подальшого аналізу та візуалізації.

2.2.1. Приклад сітки та позначення

Оскільки наша мета полягає в тому, щоб дослідити вплив різних стратегій BESS на розподільчу мережу, використовується приклад мережі, що включає мережу середньої напруги (CH) із відкритим контуром зі 146 базовими мережами низької напруги (HN). Зразкова мережа з'єднана з вищерозташованим рівнем мережі через одну підстанцію (PPC). Цю сітку було обрано через її схожість із типовою німецькою структурою сітки [43]. Графічне зображення показано на рисунку 2.2, де автоматичні вимикачі позначені сірим кольором, трансформатори 146 mV/lv світло–блакитним, PPC червоним, а всі трійники відгалужень темно–синім.

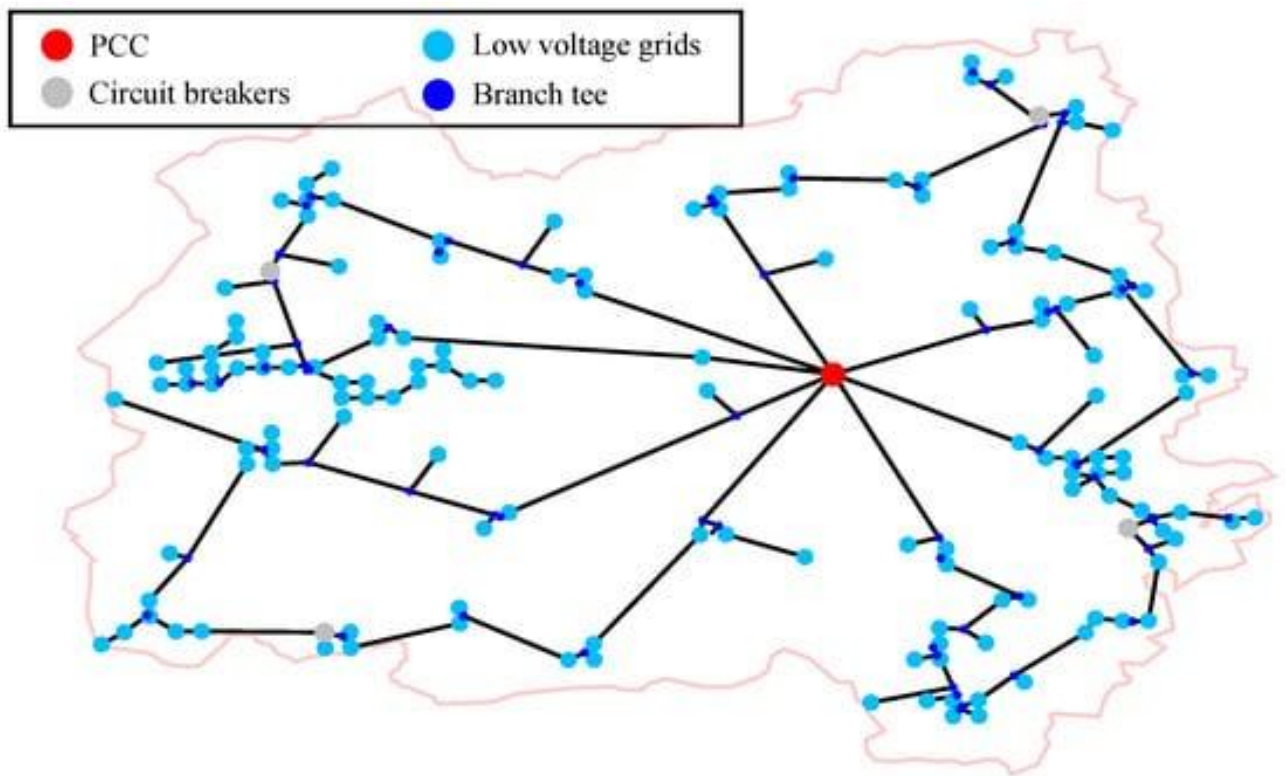


Рисунок 2.2 – Графічне зображення сітки розподілу тесту

Розімкнуті автоматичні вимикачі позначені сірим кольором, трансформатори середнього/низького напруги позначені світло-блакитним кольором, РРС – червоним, а всі трійники відгалужень – темно-синім

До розподільчої мережі входять 72 промислові споживачі з річним навантаженням понад 100 мВт·год. Лише ці кінцеві користувачі можуть потенційно отримати вигоду від застосування пікового зменшення через BESS. Рівняння (2.2) визначає вектор $\mathbf{N}$.

Для всіх промислових споживачів b в рамках описаної розподільчої мережі із загальною кількістю вузлів B :

$$\mathbf{N} = [1, \dots, b, \dots, B]^T \quad (2.1)$$

Поточний часовий крок t у визначеному часовому горизонті T визначається вектором $\mathbf{h}$

Як показано в рівнянні (2.2):

$$\mathbf{H} = [1, \dots, t, \dots, T] \quad (2.2)$$

Нарешті, явна сила s_b У кожному вузлі b для кожного тимчасового кроку t визначається матрицею S (рівняння 2.3). Індивідуальні профілі навантаження для цих промислових споживачів, а також усіх інших споживачів у мережі відповідають попередній публікації [44].

$$S = \begin{pmatrix} S_1^1 & \dots & S_t^1 & \dots & S_T^1 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_1^b & \dots & S_t^b & \dots & S_T^b \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_1^B & \dots & S_t^B & \dots & S_T^B \end{pmatrix} \quad (2.3)$$

2.2.2. Налаштування системи накопичення енергії батареї

Як описано в попередньому розділі, інструмент моделювання *simse* використовується для перевірки поведінки BESS і отримання детального уявлення про навантаження системи зберігання. Параметри та налаштування, наведені в таблиці 2.1, використовуються в цьому документі для представлення та моделювання реалістичного BESS. Для батареї обрано LІВ з літій–залізо–фосфатним (LFP) катодом і вугільно–графітовим (с) анодом [45]. Цей тип осередків особливо підходить для стаціонарних застосувань через його більшу циклічну довговічність [46]. Силова електроніка (перетворювач змінного/постійного струму) моделюється частиною, незалежною від постійного навантаження, і другою частиною, включаючи всі втрати, що залежать від навантаження [47]. Максимальний ккд даного типу перетворювача досягається при $0.46 \cdot P_{\text{rated}}$ з ефективністю $\eta_{\text{pe}}=96,9\%$. Відповідно до типу елемента батареї, максимум встановлено на 1ч^{-1}

Таблиця 2.1 – Параметри та налаштування імітованої системи накопичення енергії батареї (BESS), що включає елементи батареї, блок силової електроніки та систему керування батареєю (BMS)

Parameter/Setting	Description/Value	Unit
Battery cell manufacturer	Murata	-
Battery cell type	US26650FTC1	-
Battery cell chemistry	LFP:C	-
Battery cell capacity	2850	mAh
Nominal cell voltage	3.2	V
Cell voltage range	2–3.6	V
Maximum efficiency of power electronics	96.9	%
Maximum e^{rate}	1	h^{-1}
Starting state of energy (SOE)	100	%

2.2.3. Налаштування моделювання

Усі результати, наведені в цьому дослідженні, базуються на моделюванні тривалістю шість місяців, що представляє компроміс між сезонними коливаннями та часом обчислення, а також розмір кроку моделювання 15 хвилин. 15-хвилинна дискретизація часу базується на тому факті, що розрахунки тарифів у німеччині розраховуються з максимальними значеннями в 15-хвилинних середніх значеннях попиту [48]. Інструменти моделювання, які використовуються в цій роботі, реалізовані на PYTHON. Алгоритм лінійної оптимізації реалізовано за допомогою мови програмування MATLAB.

2.2.4. Постановка завдання та застосовані методи

2.2.4.1. Стратегія роботи пікового гоління: стратегія α

Завдяки тарифній системі, що складається з плати за попит на енергію та тарифу на пікову потужність, мета сучасного зменшення пікової потужності полягає в мінімізації максимального пікового значення потужності в одному

конкретному вузлі b протягом визначеного розрахункового періоду. Оператор мережі очікує, що використання цієї тарифної схеми дозволить уникнути перевантаження кабелю та знизити пікове навантаження на трансформатор [49].

Зокрема, великі споживачі електроенергії з річним попитом вище певного ліміту (у німеччині 100 мвт–год [48]) можуть зменшити пікову потужність, що забезпечується електромережею, що безпосередньо призводить до зниження експлуатаційних витрат у вигляді зниження плати за мережу. Для того, щоб зменшити пікову потужність у конкретному вузлі b , надлишковий попит повинен бути покритий іншим блоком, що забезпечує енергію, таким як дизельний генератор, або, у нашому випадку, BESS. BESS використовується для роз'єднання попиту та пропозиції протягом визначеного часу. Отже, важливо знайти максимальний поріг гоління, b над якою потужність забезпечує BESS.

У цій роботі ми припускаємо простий підхід заряджання, як описано в рівняннях (4) і (5): BESS заряджається щоразу, коли видима потужність s_{bt}

Даного профілю навантаження падає нижче попередньо визначеного пікового порогу зменшення b і розряджається при перевищенні граничного значення. За допомогою цієї стратегії BESS повністю заряджений більшу частину часу і використовується лише в тому випадку, якщо локальне навантаження перевищує поріг пікового гоління b . Таким чином, цей режим роботи не залежить від навантаження на PPC і тому є найнадійнішою стратегією для споживача з єдиною метою зменшити локальне пікове навантаження. Методологія визначення максимального порогу гоління b

$$\text{Charging : } S_t^b < S^{\text{thresh},b} \quad \forall t \quad (2.4)$$

$$\text{Discharging : } S_t^b > S^{\text{thresh},b} \quad \forall t \quad (2.5)$$

2.2.4.2. Grid-centered peak shaving: стратегія β

У цьому підрозділі представлено підхід до використання BESS розподілених промислових клієнтів для зменшення піків потужності на PPC оператора мережі. Для досягнення цього вектор повної потужності $\mathbf{S}^{\text{PPC}}$

На PPC використовується для визначення стратегії роботи BESS промислових клієнтів замість локального вектора профілю навантаження.

$$\mathbf{S}^{\text{PCC}} = \left[S_1^{\text{PCC}}, \dots, S_t^{\text{PCC}}, \dots, S_T^{\text{PCC}} \right] \quad (2.6)$$

Метою оптимізації сітки-центрованого пікового зменшення є мінімізація пікової потужності на PPC замість пікової потужності на конкретному вузлі b (стратегія α). Послідовно перераховуються пікові пороги знищення систем зберігання даних промислових споживачів, щоб максимально зменшити пікову потужність із заданою потужністю BESS за раніше введеним методом, тоді як $\mathbf{S}^{\text{PPC}}$

Слугує вхідними даними для планування розкладу гоління. Новий поріг , PPC озраховується за допомогою ітераційного підходу [50].

2.2.5. Комбінований підхід до пікового гоління: стратегія γ

У цьому підрозділі представлено підхід до використання BESS промислових клієнтів для зменшення як PPC, так і локальних піків. По-перше, коефіцієнт масштабування σ_b

Для кожного вузла b обчислюється, що встановлює найвищу потужність PPC по відношенню до найвищої потужності в конкретному вузлі b , як показано в рівнянні (3.2).

$$\sigma_b = \frac{\max(S_t^b)}{\max(\mathbf{S}^{\text{PCC}})} \quad (2.7)$$

У рівнянні (2.8) кожне навантаження вектора $\mathbf{S}^{\text{PPC}}$ множиться на σ_b масштабувати профіль навантаження PPC до розмірів профілю навантаження в конкретному вузлі b . Зменшений вектор позначається як $\mathbf{S}^{\text{scaled}, b}$

$$\mathbf{S}^{\text{Scaled}, b} = \mathbf{S}^{\text{PCC}} \cdot \sigma_b \quad (2.8)$$

Усі три стратегії енергоменеджменту, використані в цій роботі, зображені на рисунку 4. Усі суцільні лінії позначають результати аналізу потоку потужності без BESS, а пунктирні лінії позначають результати аналізу потоку потужності, включаючи BESS у певному вузлі b . Чорна суцільна лінія, пов'язана з правою віссю y , показує різницю в потужності, охоплену BESS. У цьому прикладі BESS з енергетичним вмістом 100 кВт/год використовується для гоління піків. Верхній графік (a) показує результати для типового промислового споживача, якщо BESS працює в автономному режимі зменшення пікових навантажень. Хоча в цьому дослідженні BESS працює лише в режимі реальної потужності, уявна потужність показана на графіку.

Суцільна лінія на підграфіку (b) показує результати аналізу потоку потужності на PPC, якщо BESS на тому самому вузлі b працює в режимі зменшення піків, зосередженого на сітці. Різниця між сховищем і без нього дуже невелика через значно вище навантаження на PPC порівняно з навантаженням на певному вузлі b , тому пунктирна лінія майже точно слідує за суцільною лінією. Різниця відображається чорною суцільною лінією, пов'язаною з правою віссю y . Максимальна різниця на 100, 2 кВа трохи перевищує максимальну потужність зразкового BESS. Це пов'язано з тим, що BESS розміщується в певному вузлі b і через це менше енергії має передаватися від PPC до цього вузла. Це дозволяє зменшити втрати в лінії.

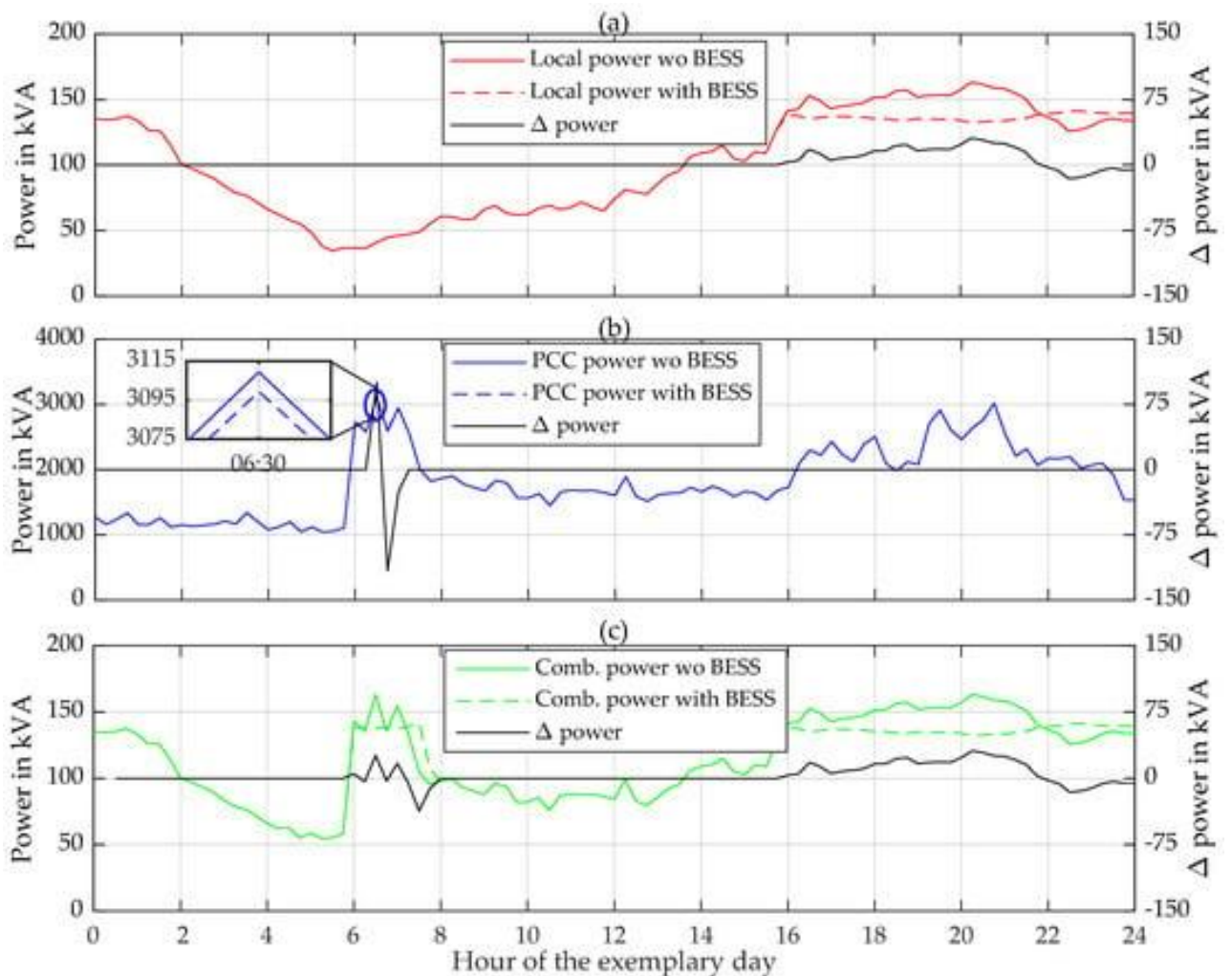


Рисунок 2.3 – Графічне представлення всіх трьох стратегій енергоменеджменту, використаних у цьому дослідженні Підсхема (а) показує зразковий профіль навантаження для промислового споживача в конкретному вузлі b. Відповідна потужність у точці загального зв'язку відображається на підсхемі (b), а підграфік (c) показує комбінований профіль. Суцільна лінія позначає результати аналізу потоку електроенергії без системи накопичення енергії батареї (BESS) у певному вузлі b, а пунктирна лінія позначає результати аналізу потоку електроенергії, включаючи BESS. Чорна суцільна лінія, пов'язана з правою віссю у, показує різницю в потужності, охоплену BESS.

Нижній графік (c) показує комбінований профіль навантаження с гребінець (суцільна лінія) для зразкового промислового споживача, включаючи масштабоване навантаження від PPC. Через годину від шостої до

восьмої можна побачити, що масштабований профіль навантаження від PPC відповідає за пік. Отже, BESS зменшує цей пік і, отже, забезпечує нижче пікове навантаження на PPC. Як і зі стратегією α , BESS також вдається подолати місцевий пік між 16 і 22 годинами за допомогою комбінованої стратегії. Знову суцільна чорна лінія показує різницю в потужності, охоплену BESS. Порівняно з двома іншими стратегіями, BESS двічі наголошується в цей чудовий день. Наслідки цього обговорюються в наступному розділі.

2.2.6. Система накопичення енергії батареї: розмір компонентів

Визначення розмірів BESS виконується з використанням прийнятої версії раніше описаного підходу до оптимізації лінійного програмування [39]: функція витрат (рівняння (2.4)) дозволяє також знайти оптимальний компроміс прибутку між витратами на електроенергію (тариф, у якому домінують річні пікові витрати) як інвестиції в сховище та штрафні витрати на пропускну спроможність заряду батареї. Мотивуючи низьку кількість циклів i , таким чином, кероване циклічне старіння протягом періоду експлуатації проекту, штрафні витрати на пропускну здатність (WTP) включаються та множаться на пропускну здатність енергії BESS.

$$OBJ = S^{\text{thresh},b} \cdot p_{\text{peak}} \cdot t_{\text{proj}} + P_{\text{max}} \cdot e^{\text{rate}} \cdot p_{\text{BESS}}^{\text{invest}} + BEES_{tp} \cdot w_{tp} \quad (2.9)$$

Як мотивовано [21]. Період експлуатації/амортизації проекту $t_{\text{проект}} = 10$ років добре охоплено дослідженнями пікового аналізу гоління за допомогою BESS, представленими Martins et al. [39], а також дослідження деградації з елементом батареї LFP:с використовується тут [46, 52].

Для літій-іонного BESS, дослідженого в цьому документі, ми вибрали значення одиниці для цього параметра, що забезпечує добре збалансовану компоновку системи та зменшення виражених піків потужності. Час роботи

батареї та пропускна здатність енергії штрафуються за допомогою вагового коефіцієнта $w_{\text{tp}} = 0,001 \text{ кВт/год}$ щоб BESS не розряджався без потреби [53].

Граничні умови BESS описані в рівняннях обмежень (2.10)–(2.14). Фактичний вміст енергії для певного кроку часу t BESS, позначений як $E_{\text{фактичний}}$, b_t , має залишатися у фізичних межах системи зберігання:

$$0 \cdot E^{\text{nominal}} \leq E_t^{\text{actual},b} \leq 1 \cdot E^{\text{nominal}} \quad (2.10)$$

Потужність зарядки та розрядки $P_{\text{заряд}}$ повинен бути нижчою за номінальну потужність $P_{\text{оцінений}}$ силовою електронікою.

$$P_t^{\text{charge},b} \leq P^{\text{rated}} \quad \forall b \quad (2.11)$$

$$P_t^{\text{discharge},b} \geq -P^{\text{rated}} \quad \forall b \quad (2.12)$$

Для кожного кроку t і кожного BESS також обмежена відповідною максимальною швидкістю енергії системи зберігання.

$$P_t^{\text{charge},b} \leq e^{\text{rate}} \cdot E^{\text{nominal}} \quad \forall b \quad (2.13)$$

$$P_t^{\text{discharge}} \geq -e^{\text{rate}} \cdot E^{\text{nominal}} \quad \forall b \quad (2.14)$$

До вмісту енергії попереднього кроку часу та віднімання розрядженої енергії розрядженої енергії. Це рівняння збереження енергії BESS визначено в рівнянні (2.15).

$$E_t^{\text{actual},b} = E_{t-1}^{\text{actual},b} + E_t^{\text{charge},b} - E_t^{\text{discharge},b} \quad (2.15)$$

Щоб отримати найкращий розмір системи BESS, ми застосували цю формулу до всього набору із 72 сценаріїв. Результатом лінійної оптимізації є потужність BESS менше 10 кВт/год для 40 із 72 клієнтів. Ці невеликі розміри накопичувачів не враховуються в цьому дослідженні, оскільки ємність більше в діапазоні домашніх систем зберігання енергії, а не в діапазоні промислових систем зберігання [54]. Вартісне припущення для початкових витрат сторін більше не дійсні. Крім того, зниження пікового навантаження і, отже, економія

коштів у цих випадках буде незначною, тому далі не розглядається. На рисунку 3.2 зображено відносні пікові межі

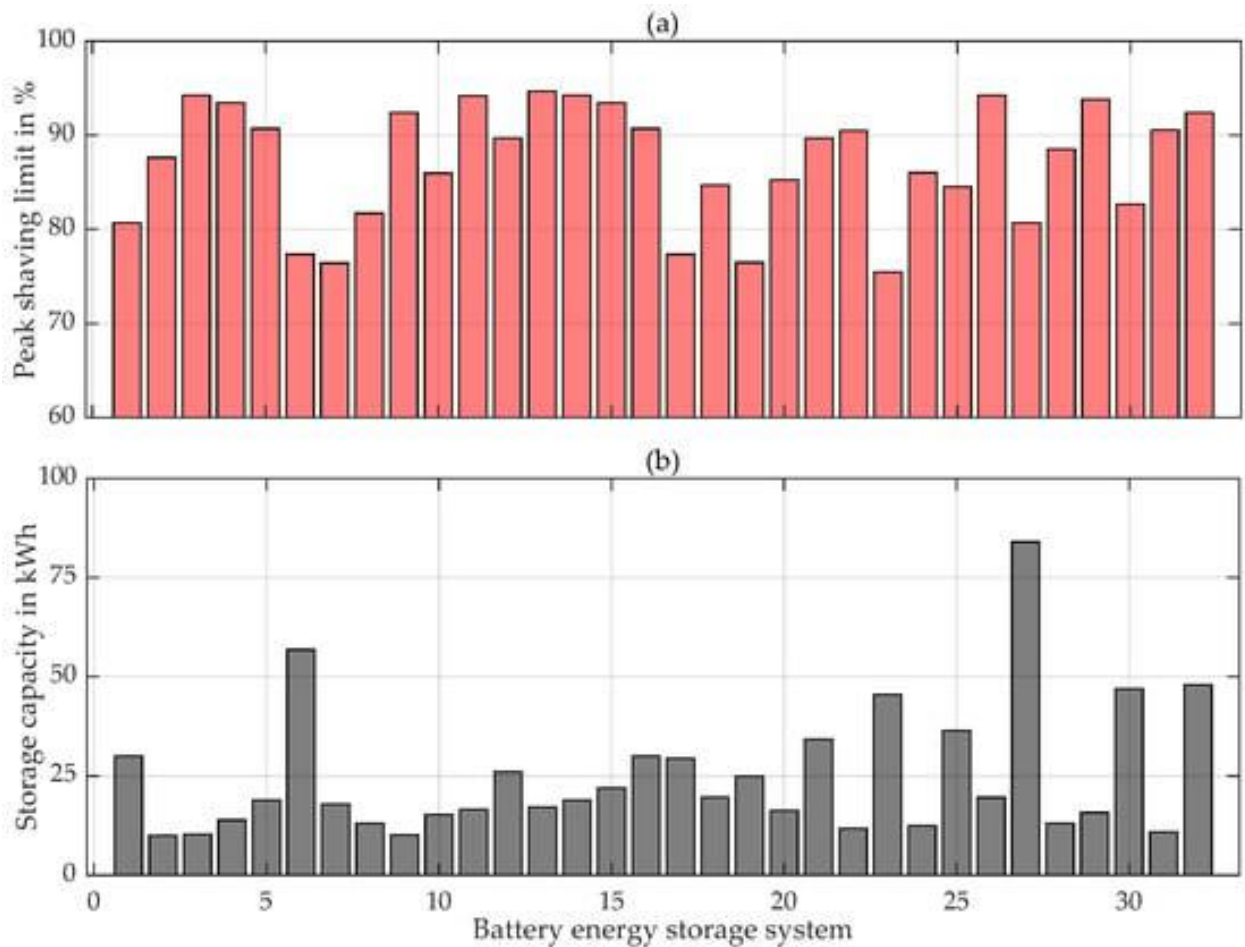


Рисунок 2.4. – Результати оптимізації розміру компонента. Верхній графік (a) показує межі пікового зниження $s_{\text{thresh}, b}$ у % від початкової пікової потужності для всіх 32 систем накопичення енергії з батареями (BESS) з ємністю понад 10 кВт/год. Нижній графік (b) показує ємність лише для цих BESS.

2.3. Тематичні дослідження та обговорення

У цьому розділі обговорюється вплив різних стратегій систем зберігання на тестову мережу розподілу протягом шестимісячного періоду моделювання. З цією метою потоки навантажень і потенційне зниження пікового навантаження на РРС детально оцінюються та порівнюються з результатами, отриманими за

допомогою найсучаснішого алгоритму зменшення піків (стратегія α). Вплив цих стратегій, а також результируючий стрес на BESS також досліджуються.

На рисунку 2.5 показано відносне зниження пікового навантаження для кожного з 32 моделювань з різними робочими стратегіями для BESS. Зменшення пікового навантаження в локальному вузлі b (розташування BESS) відкладено на осі абсцис, а зменшення пікового навантаження на PPC можна побачити на осі ординат. Результати пов'язані з максимальною потужністю системи зберігання. Як визначено в розділі 2.2, максимальна потужність у квт дорівнює потужності кожного BESS у квт-год.

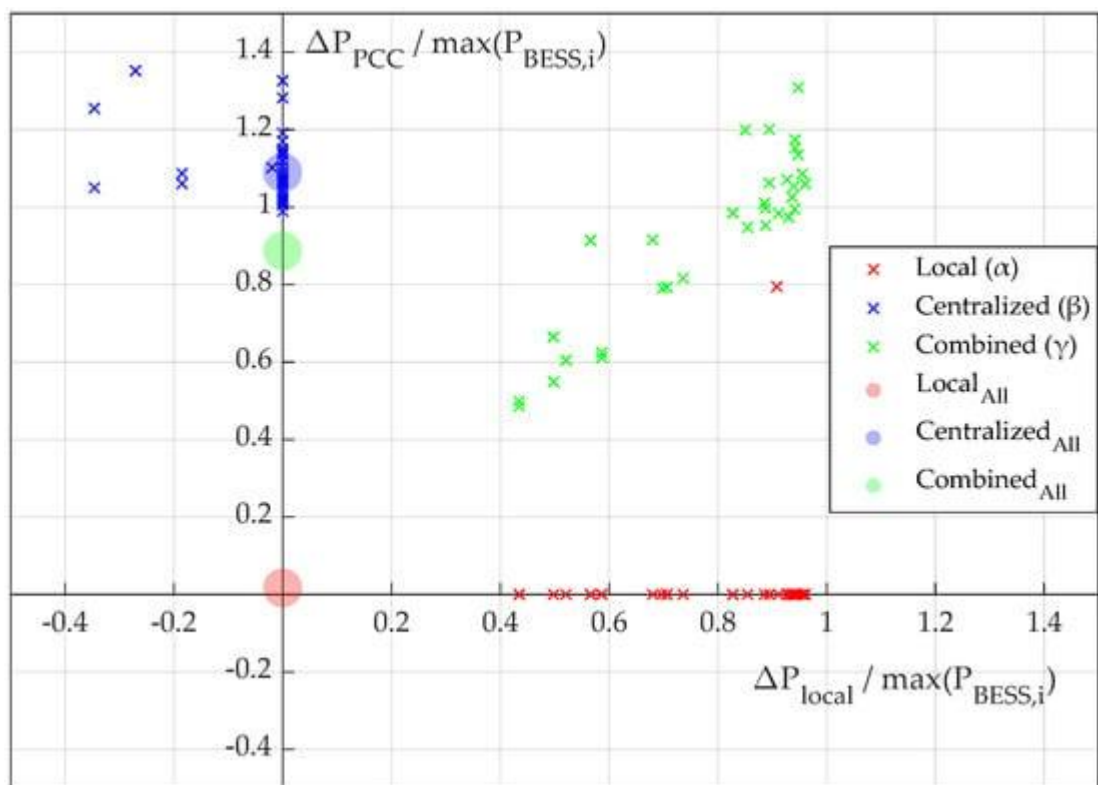


Рисунок 2.5.— Зменшення відносного пікового навантаження для кожної симуляції з різними робочими стратегіями для системи зберігання енергії акумулятора (BESS). Зменшення пікового навантаження в локальному вузлі b (розташування BESS) відкладено на осі абсцис, а зменшення пікового навантаження в точці загального зв'язку (PPC) можна побачити на осі ординат. Червоні хрестики показують зменшення, якщо BESS керується стратегією α . Сині хрестики показують результати для стратегії β і зелені для комбінованого

підходу (стратегія γ). Зафарбовані кружечки показують зменшення пікового навантаження на РРС, якщо всі 32 BESS інтегровані в мережу одночасно.

Червоні хрестики показують зменшення, якщо BESS керується стратегією α . Можна побачити, що система зберігання досягає зниження пікового навантаження на пов'язаному вузлі b у всіх 32 моделюваннях. У більшості випадків неможливо досягти зниження пікового навантаження на РРС. Причина такої поведінки полягає в тому, що в цих випадках піки в профілі навантаження мають більшу тривалість і, таким чином, вміст енергії є обмежуючим фактором. Як описано в розділі 2.3 і як приклад показано на рисунку 2.4, профілі навантаження включають реактивну потужність, тоді як BESS у цьому дослідженні працює лише з активною потужністю.

Початковою мотивацією для встановлення тарифу на пікову потужність було згладжування піків електроенергії у всій розподільчій мережі. Однак за допомогою цієї найсучаснішої стратегії пікового гоління лише один випадок демонструє зниження РРС. Навіть з усіма 32 системами зберігання, інтегрованими в мережу одночасно, лише дуже невеликі (13, 63 кВА) покращення можуть бути досягнуті за допомогою звичайного алгоритму зменшення пікових навантажень.

Скорочення для стратегії β позначено синіми хрестиками. Оскільки лише один дуже високий пік відбувається на РРС протягом періоду, що розглядається, зміна майже ідентична для всіх 32 систем зберігання та відповідає максимально можливій потужності розряду. Завдяки тому, що BESS розташовано в різних місцях мережі, втрати в лінії можуть бути зменшені під час розряду. Це призводить до відносного зменшення вище одиниці. Однак для самих промислових споживачів централізований алгоритм ніколи не досягає зниження пікового навантаження в цьому параметрі моделювання.

Зелені хрестики показують зменшення, якщо BESS працює відповідно до нещодавно розробленого комбінованого підходу (стратегія γ). У цьому випадку буде зменшено як локальне пікове навантаження, так і глобальне пікове

навантаження. Можна побачити, що зменшення в місці зберігання майже таке ж велике, як і за найсучаснішої стратегії пікового гоління. Однак тепер також досягається значне зниження пікового навантаження в РРС. Зафарбовані кружечки на рисунку показують зменшення пікового навантаження на РРС, якщо всі 32 BESS інтегровані в мережу одночасно. Знову ж таки, через те, що на РРС виникає лише один дуже високий пік, зменшення при централізованому підході є майже сумарною максимально можливою потужністю розряду всіх BESS. Навпаки, при комбінованому підході зі зниженням на 706, 70 кВа досягається майже таке ж зниження, як і при централізованому підході (868, 02 кВа).

Рисунок 2.5 підтверджує твердження з графіка відносного зменшення, показуючи абсолютне зменшення для кожного моделювання. Верхній графік (а) показує абсолютне зниження пікового навантаження для кожного моделювання, якщо BESS працює за стратегією α . Можна побачити, що пікове зменшення у відповідному вузлі b становить мінімум 5, 05 кВа та максимум 53, 3 кВа, що призводить до цифр у розділі 2.4 у річному доході приблизно від 555, 5 до 5858, 6 доларів США . Однак за допомогою цієї найсучаснішої стратегії зменшення пікових навантажень лише моделювання 13 досягає зниження на РРС із 13, 6 кВа. Всі інші не можуть зменшити пікове навантаження на РРС. При централізованому підході (стратегія β), зображеному на графіку (b), пікове навантаження на РРС зменшується на 10, 4 кВа до 83, 1 кВа. Пікове навантаження промислових споживачів ні в якому разі не знижується, а збільшується до 16, 6 кВа в шести випадках.

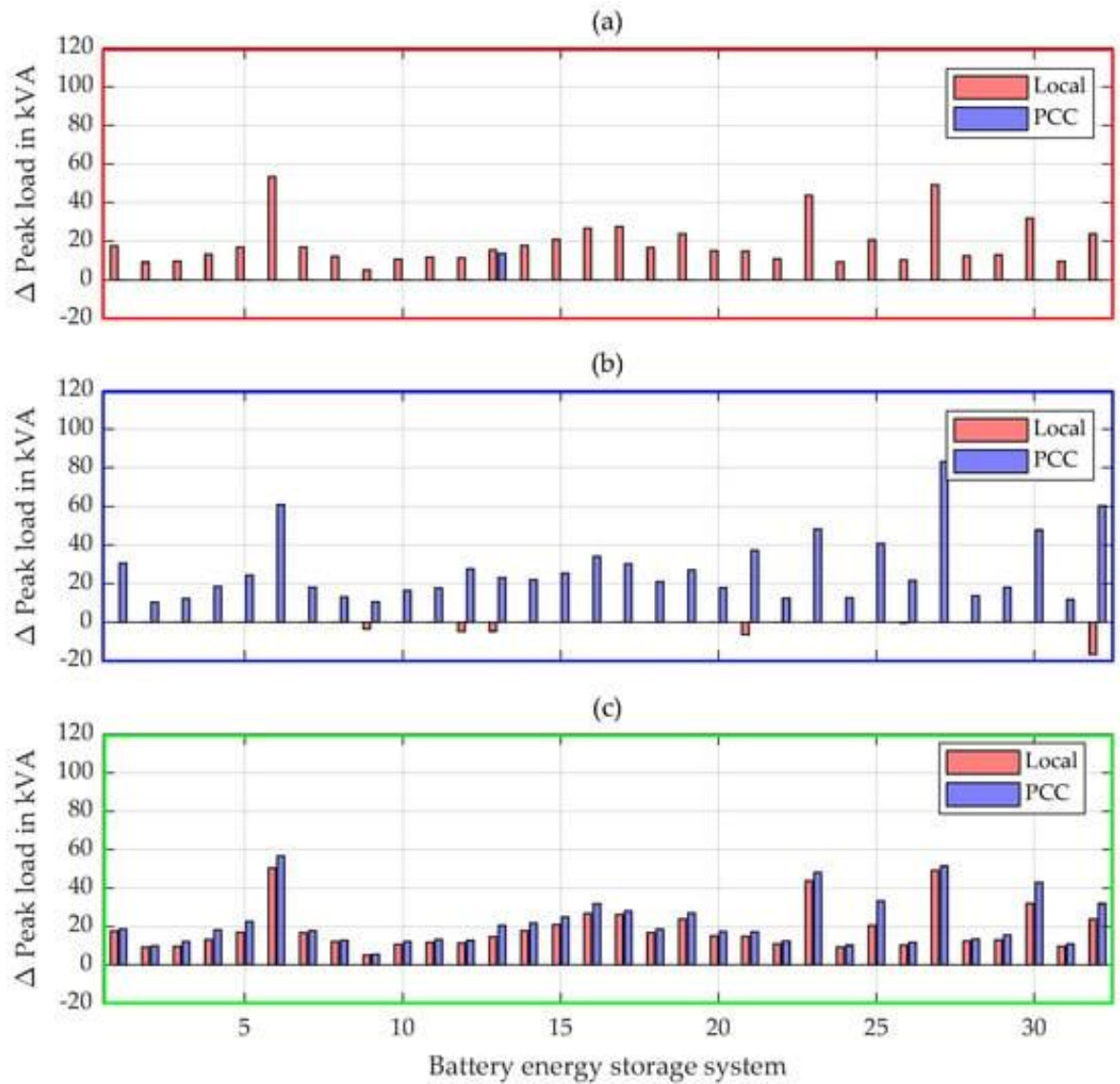


Рисунок 2.6. Верхній графік (a) показує абсолютне пікове зниження навантаження для кожного моделювання, якщо система зберігання енергії акумулятора (BESS) працює за стратегією α . Графік (b) показує результати для централізованого підходу (стратегія β). Нижня графіка (c) показує абсолютне пікове зниження навантаження для кожного моделювання, якщо BESS працює за допомогою нещодавно розробленого комбінованого підходу (стратегія γ). Червоні смуги показують різницю в піковому навантаженні в локальному вузлі b, сині смуги показують зниження пікового навантаження в точці загального з'єднання (PPC)

Нижня графіка (с) показує абсолютне зниження пікового навантаження для кожного моделювання, якщо BESS працює за стратегією γ . Червоні смуги показують різницю в піковому навантаженні на локальному вузлі b (місце зберігання), сині смуги показують зниження пікового навантаження на РРС. Зниження пікового навантаження промислових споживачів відрізняється лише у двох випадках понад 1,0 кВа. Максимум спостерігається в симуляції 6 з 2,8 кВа, що призведе до зменшення річного доходу на 308,0 доларів США. Однак за допомогою такого комбінованого підходу пікове навантаження на РРС також зменшується на 5,6 кВа до 56,7 кВа. Порівняно з попередніми максимумами (53,3 кВа та 83,1 кВа), які обидва спостерігаються під час шостого моделювання, комбінований підхід забезпечує загальне зниження на 107,2 кВа. Інтегруючи всі 32 BESS в мережу одночасно, можна досягти зниження на РРС на 706,7 кВа.

Щоб детально оцінити зменшення, необхідно також враховувати додаткове навантаження на накопичувач енергії. На рисунку 2.7 показано результати для всіх симуляцій з використанням різних ключових характеристик, які були визначені в попередній публікації [44]. Підсхема (а) показує кількість повних еквівалентних циклів, а середня ефективність двостороннього проходження відображається у підсхемі (b). Решта характеристик більш детально описують навантаження на BESS. Підсхема (с) показує середню глибину циклу в напрямку викиду, а середній час відпочинку між двома діями зображено на підсхемі (d). Кількість чергувань між заряджанням і розрядом (зміни знака) на день вказано на підсхемі (e), тоді як підсхема (f) показує енергію по відношенню до ємності BESS, яка заряджається або розряджається між змінами знаку, відповідно.

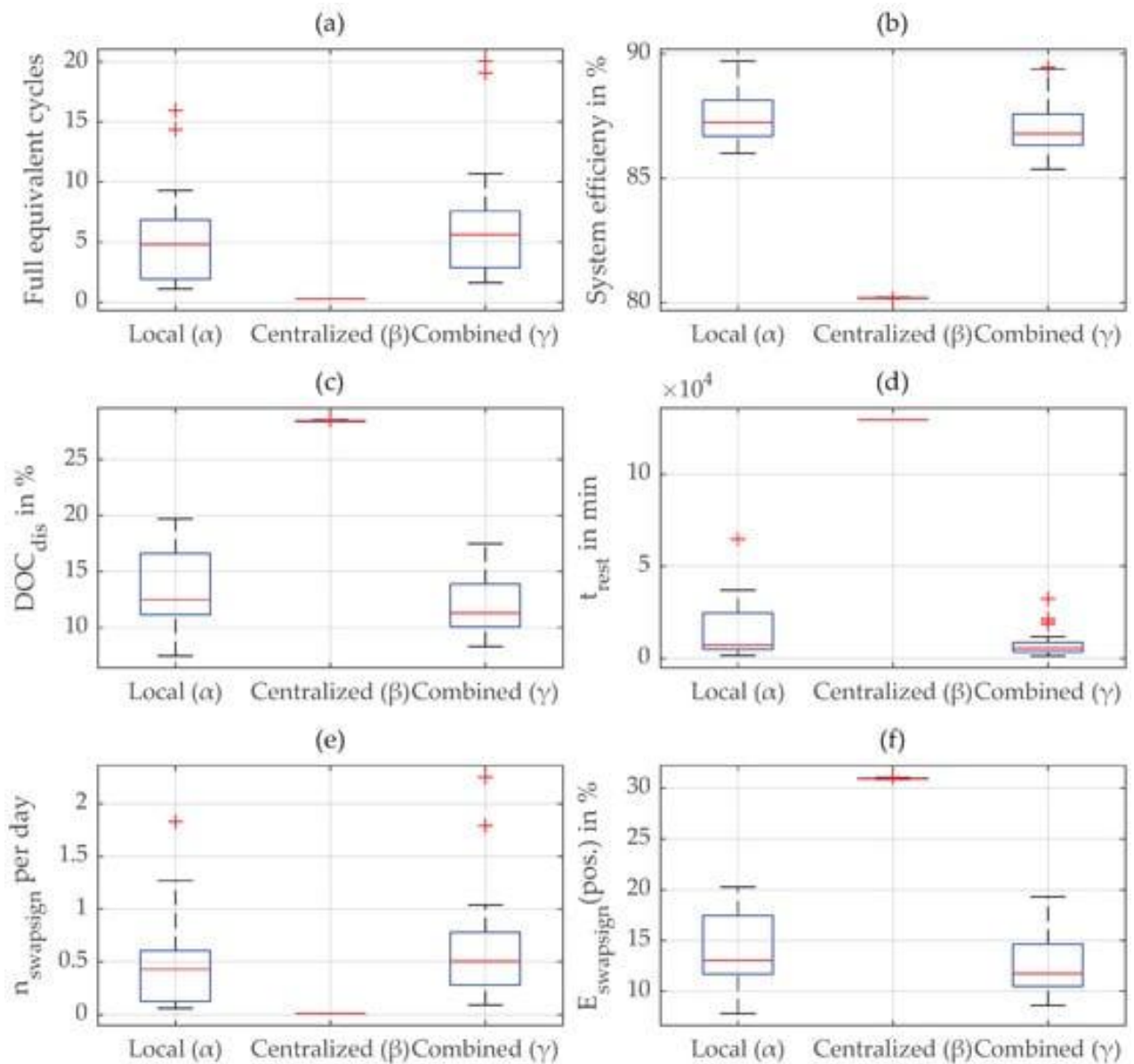


Рисунок 2.7. – Детальні результати щодо додаткового навантаження на системи накопичення енергії акумулятора (BESS) протягом шестимісячного періоду моделювання

Підсхема (а) показує кількість повних еквівалентних циклів, а середня ефективність двостороннього проходження у % відображається на підсхемі (b). Підсхема (c) показує середню глибину циклу в напрямку викиду в %, а середній час відпочинку в хвилинах між двома діями зображено на підсхемі (d). Кількість чергувань між заряджанням і розрядженням (зміни знаків) на день вказано на підграфіку (e). Нарешті, підграфік (f) показує енергію по відношенню до ємності беса, яка заряджається між цими змінами знаку

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

Найвищий пік на RPC становить 40,9 МВА і, отже, на 1,4 МВА вище, ніж другий найвищий пік. Отже, усі BESS за централізованого підходу (стратегія β) можуть зменшити лише один максимальний 15-хвилинний пік, і тому відбувається лише одна зміна знака. Це також призводить до тривалого часу відпочинку протягом шестимісячного періоду моделювання. Через втрати в системі зберігання загальна кількість повних еквівалентних циклів становить 0,28 і, отже, глибина циклу в напрямку розряду становить 28% із системами зберігання.

При порівнянні результатів для стратегії β і стратегія γ , можна побачити, що BESS мають у середньому на 1, 2 повних еквівалентних циклу більше, ніж системи зберігання, що працюють із традиційною стратегією зниження пікових навантажень. У випадку використання LІВ це призводить до відхилення залишкової потужності на 0, 01% (95, 31 до 95, 32) протягом шестимісячного періоду моделювання через високу стабільність циклу. Завдяки дуже низькому додатковому навантаженню на систему зберігання майже немає відмінностей для майже всіх інших ключових характеристик. Лише тривалість часу відпочинку між двома діями значно зменшується з 237, 8 год до 131, 3 год. Однак цей середній час відпочинку все ще досить довгий, і системи зберігання залишаються недостатньо використаними з обома стратегіями, тому слід розглянути можливість використання їх для отримання додаткових доходів за допомогою підходу багаторазового використання [45] – тема, що виходить за рамки цього дослідження. .

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

В кваліфікаційній роботі представлена модель острівного MG, сформульована проблема еквівалентності визначеності MPC, наведені експлуатаційні витрати MG, та продемонстрована ефективність отриманого MPC у числовому прикладі.

В рамках проведеного дослідження представлено метод зменшення пікової потужності на конкретному вузлі, а також на трансформаторі або PPC у розподільних мережах або мікромережах за допомогою BESS. Системи зберігання розташовані у 32 різних промислових споживачів з індивідуальними профілями навантаження в мережі середнього напруги зі 146 базовими мережами низького навантаження. Розроблено метод комбінованої стратегії роботи для BESS, розташованих у промислових споживачів, щоб досягти як покращення розподільної мережі, так і економії рахунків за електроенергію для промислових споживачів. Використовуючи та адаптуючи фреймворк `open_BEA`, виконується точне спільне моделювання BESS і розподільних мереж. Навантаження на стаціонарні BESS на основі `lib` при різних стратегіях оцінюється шляхом адаптації цілісної системи моделювання зберігання енергії `simses`.

Нещодавно розроблений комбінований підхід (стратегія γ) використовує коефіцієнт масштабування для профілю потужності на PPC, щоб поєднати цей профіль навантаження з профілем навантаження окремого промислового споживача. Цей комбінований профіль слугує вхідними даними для стратегії зменшення пікових навантажень, і результати порівнюються з найсучаснішою стратегією зменшення пікових навантажень (тільки для промислових споживачів; стратегія α) і централізований підхід (лише PPC; стратегія β). BESS мають економічні оптимальні розміри з використанням підходу лінійної оптимізації.

Результати показують, що зі стратегією пікове навантаження, так і глобальне пікове навантаження можна зменшити. Скорочення на місці

зберігання майже таке ж велике, як і при стратегії α . Зі стратегією γ пікове навантаження на РРС зменшується на 5, 6 кВА до 56, 7 кВА, а загальне зниження завжди вище, ніж при стратегії α або стратегія β . Хоча в цьому сценарії BESS знижують обидва піки, додаткове навантаження протягом шестимісячного періоду моделювання в середньому лише на 1, 2 повних еквівалентних циклу вище. Це додаткове навантаження призводить до дещо більшого старіння (0, 01%) з використанням LIB.

Прискорене старіння, а також адаптація в системах енергоменеджменту повинні бути фінансово компенсовані оператором мережі власнику сховищ або промисловому споживачу. Однак слід враховувати, що оператор мережі отримує економічну вигоду, маючи можливість уникнути можливого підсилення мережі або модернізації трансформатора. Структура, показана в цьому дослідженні, вимагає зв'язку (наприклад, через стандарт зв'язку 5g [32, 57] або стандарт IEC 60870 [28]) між оператором мережі та його поточним навантаженням на РРС та промисловим споживачем, включаючи систему зберігання. Крім того, алгоритми, представлені в цьому дослідженні, вимагають створення економічної та правової бази.

Це дослідження зосереджено на технічному потенціалі комбінованих стратегій роботи систем зберігання, розташованих у різних промислових споживачів у розподільній мережі. Додаткове зниження пікового навантаження на РРС може уникнути необхідності підсилення мережі або заміни трансформатора. Майбутня робота має бути зосереджена на економічному аналізі, щоб порівняти вартість встановлення BESS із вартістю традиційного армування сіткою. З точки зору електромережі, майбутні дослідження також можуть більше зосереджуватися на інших додатках, пов'язаних з мережею, як додатковій службі BESS, наприклад, контролі реактивної потужності.

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

1. Anderson, p.a.; fouad, a.a. power system control and stability; john wiley and sons: hoboken, nj, usa, 2003. [google scholar]
2. Kundur, p.; balu, n.j.; lauby, m.g. power system stability and control; mcgraw-hill: new york, ny, usa, 1994; volume 7. [google scholar]
3. Pehnt, m. Dynamic life cycle assessment (lca) of renewable energy technologies. *Renew. Energy* 2006, 31, 55–71. [google scholar] [crossref]
4. Peças, j.a.; moreira, c.l.; madureira, a.g. defining control strategies for microgrids islanded operation. *Ieee trans. Power syst.* 2006, 21, 916–924. [google scholar]
5. Hatziargyriou, n.; asano, h.; iravani, r.; marnay, c. Microgrids. *Ieee power energy mag.* 2007, 5, 78–94. [google scholar] [crossref]
6. Gholami, m.; pilloni, a.; pisano, a.; usai, e. Robust distributed secondary voltage restoration control of ac microgrids under multiple communication delays. *Energies* 2021, 14, 1165. [google scholar] [crossref]
7. Guerrero, j.m.; vasquez, j.c.; matas, j.; de vicuña, l.g.; castilla, m. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. *Ieee trans. Ind. Electron.* 2011, 58, 158–172. [google scholar] [crossref]
8. Guerrero, j.m.; chandorkar, m.; lee, t.l.; chiang loh, p. Advanced control architectures for intelligent microgrids—part i: decentralized and hierarchical control. *Ieee trans. Ind. Electron.* 2012, 4, 1254–1262. [google scholar]
9. Kanagawa, m.; nakata, t. Assessment of access to electricity and the socio-economic impacts in rural areas of developing countries. *Energy policy* 2008, 36, 2016–2029. [google scholar] [crossref]
10. . arklund, e.; pogaku, n.; prodanovic, m.; hernandez-aramburo, c.; green, t.c. energy management in autonomous microgrid using stability-constrained droop control of inverters. *Ieee trans. Power electron.* 2008, 23, 2346–2352. [google scholar] [crossref] [green version]

11. Logenthiran, t.; srinivasan, d. Short term generation scheduling of a microgrid. In proceedings of the tencon 2009–2009 ieee region 10 conference, singapore, 23–26 january 2009; pp. 1–6. [google scholar]
12. Chen, c.; duan, s.; cai, t.; liu, b.; hu, g. Smart energy management system for optimal microgrid economic operation. *Iet renew. Power gener.* 2011, 5, 258–267. [google scholar] [crossref]
13. Palma-behnke, r.; benavides, c.; lanas, f.; sev, b.; reyes, l.; llanos, j.; sáez, d. A microgrid energy management system based on the rolling horizon strategy. *Ieee trans. Smart grid* 2013, 4, 996–1006. [google scholar] [crossref] [green version]
14. Heymann, b.; bonnans, j.f.; martinon, p.; silva, f.j.; lanas, f.; guillermo, j.e. continuous optimal control approaches to microgrid energy management. *Energy syst.* 2018, 9, 59–77. [google scholar] [crossref] [green version]
15. Mayhorn, e.; kalsi, k.; elizondo, m.; zhang, w.; lu, s.; samaan, n.; butler–purry, k. Optimal control of distributed energy resources using model predictive control. In proceedings of the 2012 ieee power and energy society general meeting, san diego, ca, usa, 22–26 july 2012; pp. 1–8. [google scholar]
16. Olivares, d.e.; cañizares, c.a.; kazerani, m. A centralized energy management system for isolated microgrids. *Ieee trans. Smart grid* 2014, 5, 1864–1875. [google scholar] [crossref]
17. Hans, c.a.; nenchev, v.; raisch, j.; reinckecollon, c. Minimax model predictive operation control of microgrids. *Ifacproceedings* 2014, 47, 10287–10292. [google scholar] [crossref] [green version]
18. Sui, q.; wei, f.; wu, c.; lin, x.; li, z. Day-ahead energy management for pelagic island microgrid groups considering non-integer-hour energy transmission. *Ieee trans. Smart grid* 2020, 11, 5249–5259. [google scholar] [crossref]
19. Tran, q.t.t.; riva sanseverino, e.; zizzo, g.; di silvestre, m.l.; nguyen, t.l.; tran, q.–t. Real-time minimization power losses by driven primary regulation in islanded microgrids. *Energies* 2020, 13, 451. [google scholar] [crossref] [green version]

20. Nair, u.r.; costa–castelló, r. A model predictive control–based energy management scheme for hybrid storage system in islanded microgrids. *Ieee access* 2020, 8, 97809–97822. [google scholar] [crossref]
21. Zia, m.f.; elbouchikhi, e.; benbouzid, m.; guerrero, j.m. energy management system for an islanded microgrid with convex relaxation. *Ieee trans. Ind. Appl.* 2019, 55, 7175–7185. [google scholar] [crossref]
22. Hans, c.a.; sopasakis, p.; raisch, j.; reincke–collon, c.; patrinis, p. Risk–averse model predictive operation control of islanded microgrids. *Ieee trans. Control syst. Technol.* 2020, 28, 2136–2151. [google scholar] [crossref] [green version]
23. Lei, j.; hans, c.a.; sopasakis, p. Optimal operation of microgrids with risk–constrained state of charge. *Arxiv* 2021, arxiv:2104.08357. [google scholar]
24. Hans, c.a.; braun, p.; raisch, j.; grüne, l.; reincke–collon, c.r. hierarchical distributed model predictive control of interconnected microgrids. *Ieee trans. Sustain. Energy* 2019, 10, 407–416. [google scholar] [crossref] [green version]
25. Sampathirao, a.k.; hofmann, s.; raisch, j.; hans, c.a. distributed conditional cooperation model predictive control of interconnected microgrids. *Arxiv* 2021, arxiv:1810.03361v2[cs.sy]. [google scholar]
26. Gholami, m.; pisano, a.; usai, e. Robust distributed optimal secondary voltage control in islanded microgrids with time–varying multiple delays. In *proceedings of the 2020 ieee 21st workshop on control and modeling for power electronics (compel), aalborg, denmark, 9–12 november 2020*; pp. 1–8. [google scholar]
27. Pilloni, a.; gholami, m.; pisano, a.; usai, e. On the robust distributed secondary control of islanded inverter–based microgrids. In *variable–structure systems and sliding–mode control*; springer: cham, switzerland, 2020; pp. 309–357. [google scholar]
28. Purchala, k.; meeus, l.; van dommelen, d.; belmans, r. Usefulness of dc power flow for active power flow analysis. In *proceedings of the ieee power*

engineering society general meeting, san francisco, ca, usa, 16 june 2005; pp. 454–459. [google scholar]

29. Krishna, a.; hans, c.a.; schiffer, j.; raisch, j.; kral, t. Steady state evaluation of distributed secondary frequency control strategies for microgrids in the presence of clock drifts. In proceedings of the 2017 25th mediterranean conference on control and automation (med), valletta, malta, 3–6 july 2017; pp. 508–515. [google scholar]

30. Bemporad, a.; morari, m. Control of systems integrating logic, dynamics, and constraints. *Automatica* 1999, 35, 407–427. [google scholar] [crossref]

31. Bollen, m.; rönnerberg, s. Hosting capacity of the power grid for renewable electricity production and new large consumption equipment. *Energies* 2017, 10, 1325. [google scholar] [crossref] [green version]

32. Benetti, g.; caprino, d.; della vedova, m.l.; facchinetti, t. Electric load management approaches for peak load reduction: a systematic literature review and state of the art. *Sustain. Cities soc.* 2016, 20, 124–141. [google scholar] [crossref]

33. Brinkel, n.; schram, w.l.; alskaif, t.a.; lampropoulos, i.; van sark, w. Should we reinforce the grid? Cost and emission optimization of electric vehicle charging under different transformer limits. *Appl. Energy* 2020, 276, 115285. [google scholar] [crossref]

34. Nykvist, b.; nilsson, m. Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. *Nat. Clim. Chang.* 2015, 5, 329–332. [google scholar] [crossref]

35. Mehr, t.h.; masoum, m.a.; jabalameli, n. Grid-connected lithium-ion battery energy storage system for load leveling and peak shaving. In proceedings of the 2013 australasian universities power engineering conference (aupec), hobart, tas, australia, 29 september–october 2013; pp. 1–6. [google scholar] [crossref]

36. Oudalov, a.; cherkaoui, r.; beguin, a. Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application: 2007 ieee lausanne power tech. In proceedings of the ieee powertech, 2007 ieee lausanne, lausanne, switzerland, 1–5 july 2007; pp. 1–5. [google scholar] [crossref]

37. Mamun, a.; narayanan, i.; wang, d.; sivasubramaniam, a.; fathy, h.k. multi-objective optimization of demand response in a datacenter with lithium-ion battery

storage. *J. Energy storage* 2016, 7, 258–269. [google scholar] [crossref] [green version]

38. Tiemann, p.h.; bensmann, a.; stuke, v.; hanke-rauschenbach, r. Electrical energy storage for industrial grid fee reduction—a large scale analysis. *Energy convers. Manag.* 2020, 208, 112539. [google scholar] [crossref]

39. Martins, r.; hesse, h.; jungbauer, j.; vorbuchner, t.; musilek, p. Optimal component sizing for peak shaving in battery energy storage system for industrial applications. *Energies* 2018, 11, 2048. [google scholar] [crossref] [green version]

40. Danish, s.m.s.; ahmadi, m.; danish, m.s.s.; mandal, p.; yona, a.; senjyu, t. A coherent strategy for peak load shaving using energy storage systems. *J. Energy storage* 2020, 32, 101823. [google scholar] [crossref]

41. Kucevic, d.; englberger, s.; sharma, a.; trivedi, a.; tepe, b.; schachler, b.; hesse, h.; srinivasan, d.; jossen, a. Reducing grid peak load through the coordinated control of battery energy storage systems located at electric vehicle charging parks. *Appl. Energy* 2021, 295, 116936. [google scholar] [crossref]

42. Naumann, m.; truong, c.n.; schimpe, m.; kucevic, d.; jossen, a.; hesse, h.c. simses: software for techno-economic simulation of stationary energy storage systems. In *international etg congress 2017; etg-fachbericht; vde: berlin/offenbach, germany, 2017; pp. 442–447.* [google scholar]

43. Müller, u.p.; schachler, b.; scharf, m.; bunke, w.d.; günter, s.; bartels, j.; pleßmann, g. Integrated techno-economic power system planning of transmission and distribution grids. *Energies* 2019, 12, 2091. [google scholar] [crossref] [green version]

44. Kucevic, d.; tepe, b.; englberger, s.; parlikar, a.; mühlbauer, m.; bohlen, o.; jossen, a.; hesse, h. Standard battery energy storage system profiles: analysis of various applications for stationary energy storage systems using a holistic simulation framework. *J. Energy storage* 2020, 28, 101077. [google scholar] [crossref]

45. Murata. Data sheet of sony fortelion us26650ftc1 battery cell; murata: kyoto, japan, 2017. [google scholar]

46. Naumann, m.; spingler, f.b.; jossen, a. Analysis and modeling of cycle aging of a commercial lifepo4/graphite cell. *J. Power sources* 2020, 451, 227666. [google scholar] [crossref]
47. Notton, g.; lazarov, v.; stoyanov, l. Optimal sizing of a grid-connected pv system for various pv module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. *Renew. Energy* 2010, 35, 541–554. [google scholar] [crossref]
48. German federal office of justice. Stromnetzentgeltverordnung. (in german). Available online: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/bjnr222500005.html> (accessed on 2 november 2021).
49. Tuunanen, j.; honkapuro, s.; partanen, j. Power-based distribution tariff structure: dso's perspective. In proceedings of the 2016 13th international conference on the european energy market (eem), porto, portugal, 6–9 june 2016; pp. 1–5. [google scholar] [crossref]
50. Collath, n.; englberger, s.; jossen, a.; hesse, h. Reduction of battery energy storage degradation in peak shaving operation through load forecast dependent energy management; neis 2020, ed.; vde/etg: hamburg, germany, 2020; pp. 1–6. [google scholar]
51. Mongird, k.; viswanathan, v.; balducci, p.; alam, j.; fotedar, v.; koritarov, v.; hadjerioua, b. An evaluation of energy storage cost and performance characteristics. *Energies* 2020, 13, 3307. [google scholar] [crossref]
52. Naumann, m.; schimpe, m.; keil, p.; hesse, h.c.; jossen, a. Analysis and modeling of calendar aging of a commercial lifepo4/graphite cell. *J. Energy storage* 2018, 17, 153–169. [google scholar] [crossref]
53. Vetter, j.; novák, p.; wagner, m.r.; veit, c.; möller, k.c.; besenhard, j.o.; winter, m.; wohlfahrt-mehrens, m.; vogler, c.; hammouche, a. Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. *J. Power sources* 2005, 147, 269–281. [google scholar] [crossref]
54. Figgenger, j.; stenzel, p.; kairies, k.p.; linßen, j.; haberschusz, d.; wessels, o.; angenendt, g.; robinius, m.; stolten, d.; sauer, d.u. the development of stationary

battery storage systems in germany—a market review. *J. Energy storage* 2020, 29, 101153. [google scholar] [crossref]

55. Englberger, s.; jossen, a.; hesse, h. Unlocking the potential of battery storage with the dynamic stacking of multiple applications. *Cell rep. Phys. Sci.* 2020, 1. [google scholar] [crossref]

56. Gheisarnejad, m.; khooban, m.h.; dragicevic, t. The future 5g network-based secondary load frequency control in shipboard microgrids. *Ieee j. Emerg. Sel. Top. Power electron.* 2020, 8, 836–844. [google scholar] [crossref]

57. Garau, m.; anedda, m.; desogus, c.; ghiani, e.; murrone, m.; celli, g. A 5g cellular technology for distributed monitoring and control in smart grid. In *proceedings of the 2017 ieee international symposium on broadband multimedia systems and broadcasting (bmsb), cagliari, italy, 7–9 june 2017*; pp. 1–6. [google scholar] [crossref]

58. Hänsch, k.; naumann, a.; wenge, c.; wolf, m. Communication for battery energy storage systems compliant with iec 61850. *Int. J. Electr. Power energy syst.* 2018, 103, 577–586. [google scholar] [crossref]