

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

ДОСЛІДЖЕННЯ СТАНУ ОПТИМАЛЬНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ
ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ З УРАХУВАННЯМ

РЕЖИМІВ РОБОТИ

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 маг. курсу, групи ДЕБ-24мг
спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____ / Віктор КИСІЛЬ

(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____ / Павло ВАСЮЧЕНКО

(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)

Секретар ЕК _____ / Ігор КИРИСОВ

(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2025 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 Енергетична безпека

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

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

«___» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

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

здобувачу вищої освіти Віктору КИСІЛЮ

1. Тема «ДОСЛІДЖЕННЯ СТАНУ ОПТИМАЛЬНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ З УРАХУВАННЯМ РЕЖИМІВ РОБОТИ»

затверджена наказом по академії № 4801-5/3664 від «06» жовтня 2025 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «10» _____ 12 _____ 2025 р.

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

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):

Вступ. Перелік умовних позначень. ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІАЛУ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ПРОМИСЛОВИХ КОМПЕНСАЦІЙНИХ СИСТЕМ. ЦЕНТРАЛЬНА СТРАТЕГІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕАКТИВНОЮ ПОТУЖНІСТЮ. ВИМІРЯНИЙ ПОТЕНЦІАЛ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА СТРАТЕГІЯ РОЗВИТКУ. 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» жовтня 2025 р.

Керівник

(підпис)

Павло ВАСЮЧЕНКО

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Віктор КИСІЛЬ

(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	02.10.25 – 05.10.25	
2	Проведення аналізу наукової літератури	06.10.25 – 15.10.25	
3	Виконання першого розділу дипломної роботи	16.10.25 – 29.10.25	
4	Виконання другого та третього розділу дипломної роботи	30.10.25 – 26.11.25	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.25 – 07.12.25	

Студент (ка)

(підпис)

Віктор Кисіль

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота виконана на 60 стр., містить 6 таблиці, 13 рисунків, що характеризують результати дослідження, використано 53 літературних посилань.

Об'єкт дослідження – розподільчі електричні мережі.

Предм дослідження – компенсація реактивної потужності.

Тема магістерської роботи – Дослідження стану оптимальної компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах з урахуванням режимів роботи.

У цьому дослідженні представлено метод інтеграції промислових споживачів, які володіють системами компенсації як альтернативними джерелами реактивної потужності, в процеси експлуатації мережі. Як винагороду, вони отримують ринкове забезпечення реактивною потужністю.

Метою є аналіз потенціалу систем компенсації реактивної потужності промислових компаній, підключених до мереж змінного струму середньої напруги (10 кВ–30 кВ), з метою підвищення реактивної потужності розподільчих мереж.

Представлено методи вимірювання та результати дослідження потенціалу реактивної потужності шести промислових компаній для характеристики обсягу та часової доступності їхнього потенціалу реактивної потужності. Представлений підхід до використання децентралізованого потенціалу реактивної потужності є централізованим методом управління реактивною потужністю та базується на розрахунках оптимального потоку потужності (ОПП). Для координації відновлення реактивної потужності, налаштованої на фактичний попит, використовується алгоритм оптимізації, заснований на лінійному програмуванні. Впливаючими величинами є поточний стан мережі (резерви напруги та пропускної здатності потоку навантаження у вузлах мережі та лініях електропередач) та поточний потенціал реактивної потужності джерел реактивної потужності. Вплив компенсації шести вимірюваних промислових компаній на зразкову мережу середньої напруги показано на прикладі застосування.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ; ОПТИМАЛЬНИЙ ПОТІК ПОТУЖНОСТІ; ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ; ПРОМИСЛОВІ СИСТЕМИ КОМПЕНСАЦІЇ; РЕСУРСИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ; СЕРЕДНЯ НАПРУГА; РОЗПОДІЛЬЧА МЕРЕЖА

ABSTRACT

The master's thesis is 60 pages long, contains 6 tables, 13 figures characterizing the results of the study, and 53 references are used.

The object of the study is distribution electrical networks.

The subject of the study is reactive power compensation.

The topic of the master's thesis is the study of the state of optimal reactive power compensation in distribution networks taking into account operating modes.

This study presents a method for integrating industrial consumers who have compensation systems as alternative sources of reactive power into the network operation processes. As a reward, they receive market provision of reactive power.

The goal is to analyze the potential of reactive power compensation systems of industrial companies connected to medium-voltage alternating current networks (10 kV–30 kV) in order to increase the reactive power of distribution networks.

The measurement methods and results of the study of the reactive power potential of six industrial companies are presented to characterize the volume and time availability of their reactive power potential. The presented approach to the use of decentralized reactive power potential is a centralized reactive power control method and is based on optimal power flow (OPF) calculations. To coordinate the recovery of reactive power tuned to the actual demand, an optimization algorithm based on linear programming is used. The influencing variables are the current state of the network (voltage reserves and load flow capacity in network nodes and power lines) and the current reactive power potential of reactive power sources. The impact of compensation of six measured industrial companies on a model medium voltage network is shown in an application example.

KEYWORDS: REACTIVE POWER; OPTIMAL POWER FLOW; REACTIVE POWER DISPATCHING; INDUSTRIAL COMPENSATION SYSTEMS; REACTIVE POWER RESOURCES; MEDIUM VOLTAGE; DISTRIBUTION NETWORK

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІАЛУ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ПРОМИСЛОВИХ КОМПЕНСАЦІЙНИХ СИСТЕМ	12
1.1. Склад та точки вимірювання зразкової промислово-внутрішньої мережі з двома підстанціями	11
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1	20
РОЗДІЛ 2. ЦЕНТРАЛЬНА СТРАТЕГІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕАКТИВНОЮ ПОТУЖНІСТЮ	21
2.1. Керування центральною оптимальною стратегією керування реактивною потужністю	21
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2	26
РОЗДІЛ 3 ВИМІРЯНИЙ ПОТЕНЦІАЛ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА СТРАТЕГІЯ РОЗВИТКУ	27
3.1. Аналіз функціональності в усталених умовах та досягнення цілей реактивної потужності	27
3.2. Презентація досягнень	30
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3	34
РОЗДІЛ 4. ПОРІВНЯННЯ МЕТОДІВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ПРОМИСЛОВІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ З ПРОБЛЕМАМИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	35
4.1. Дослідження порівняння техніко-економічних аспектів концентрованої та розподіленої компенсації коефіцієнта потужності	35
4.2. Матеріали та методи дослідження	40
4.2.1. Характеристика ІЕС	42
4.2.2. Вимірність рішень	47
4.2.3. Оцінювання рішень	49

4.2.4. Порівняння та найкраще рішення	50
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4	52
ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ	53
СПИСОК ПОСИЛАНЬ	55

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ADN – активні розподільчі мережі
- AMI – розширена інфраструктура вимірювань
- КП – коефіцієнт потужності
- ККП – компенсатори потужності
- ОПП – оптимальний потік реактивної потужності
- ПЕС – промислові електричні системи
- ЛП – лінійного програмування
- CCU – центральний обчислювальний блок
- ІКТ – інформаційно-комунікаційна технологія
- DSO – оператором розподільчої системи
- FACTS – гнучкі системи передачі змінного струму
- ICS – промислові системи компенсації реактивної потужності
- VSR – реактори зі змінною шунтуючою потужністю
- PF – коефіцієнт потужності
- MSC(DN) – механічно перемикаючі конденсатори (з демпфуючою мережею)
- TSO – оператори систем передачі електроенергії

ВСТУП

У зв'язку з енергетичним переходом у Стран Євросоюзу, прийнято рішення більшити частку електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, у відсотках від валового споживання електроенергії щонайменше до 65% до 2030 року, згідно з §1 EEG 2021 [1]. В результаті цього закону поступова відмова від ядерної енергетики буде реалізована у 2023 році (§7 AtG [2]), а відмова від вугільної енергетики буде розпочата до 2038 року [3]. Ліквідація великих електростанцій призводить до відсутності важливих джерел реактивної потужності в системі передачі, які необхідно замінити для підтримки стабільності напруги в мережах. У [4] чотири оператори систем передачі (TSO) у Стран Євросоюзу оцінюють мінімальний дефіцит реактивної потужності від 38,1 Гвар до 74,3 Гвар у 2035 році. Щоб покрити цей перспективний попит на реактивну потужність, необхідно встановити або розробити нові джерела реактивної потужності. Завдяки директиві про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії [5] та регламенту Європейського Парламенту та Ради про внутрішній ринок електроенергії [6], нормативно-правова база ЄС забезпечує прозоре, недискримінаційне та ринкове надання нечастотних допоміжних послуг. Цей аспект [6] був транспонований у національне законодавство за допомогою §12 h EnWG [7]. Надання реактивної потужності є варіантом для допоміжної послуги регулювання напруги в стаціонарному режимі. Існують різні технології для забезпечення реактивної потужності, наприклад, реактори зі змінною шунтуючою потужністю (VSR), механічно перемикаючі конденсатори (з демпфуючою мережею (MSC(DN))), гнучкі системи передачі змінного струму (FACTS), синхронні конденсатори та інвертори. У недискримінаційній процедурі кожна технологія, яка відповідає технічним вимогам, повинна розглядатися для задоволення очікуваного попиту на реактивну потужність. Технічні вимоги до джерел добротності та специфікації ринкової процедури повинні бути визначені національним регуляторним органом [7]. Тому промислові компанії з системами компенсації також можуть

брати участь у майбутньому ринку реактивної потужності. На цьому тлі в цій роботі аналізується потенціал реактивної потужності кількох промислових компаній з промисловими системами компенсації (ICS), і показано потенційні стратегії розвитку.

Локальні підходи до управління реактивною потужністю за допомогою ICS або децентралізованих енергетичних установок вже досліджувалися, наприклад, у [12, 13, 14, 15, 16, 17]. Подібні дослідницькі аспекти щодо управління реактивною потужністю за допомогою розрахунків OPF виконані в [18] без врахування обмежень напруги або потоку навантаження. Використання потенціалу промислової реактивної потужності для компенсаційних аспектів на вищих рівнях мережі досі не розглядалося. Тому основна увага цієї роботи приділяється інтеграції реального вимірюваного потенціалу промислових систем компенсації в процеси роботи мережі для управління реактивною потужністю. Таким чином, можуть бути необхідні системи компенсації меншої реактивної потужності з вищими рівнями напруги. Згідно з [19, 20, 21], для локальної статичної стабілізації напруги в розподільчих мережах необхідна поведінка реактивної потужності з мінімальним коефіцієнтом потужності зміщення $\cos\varphi$ індуктивний, рівним 0,9. Необхідно враховувати локальні розподіли та часову доступність потенціалу промислової реактивної потужності. Початкові дослідження в [22] вказали на включення ICS до стратегій компенсації реактивної потужності з метою використання їхнього економічно ефективного потенціалу. Подальші дослідження щодо кількості та доступності проведені в розділі 2 цієї роботи. В рамках опитування та вимірювальної кампанії проаналізовано потенціал реактивної потужності шести промислових компаній.

Стратегія керування реактивною потужністю, описана в розділі 3, базується на задачі оптимального потоку потужності (ОПП), яка, загалом, є нелінійною задачею та вперше була представлена в [23, 24]. Протягом останніх десятиліть розвивалися різні формулювання та методи вирішення, наприклад, у [25, 26, 27, 28, 29]. Більшість задач диспетчеризації реактивної потужності спрямовані на зменшення втрат потужності, див. [30, 31, 32, 33, 34, 35, 36].

Проблему цієї роботи можна описати як оптимізацію вертикального обміну реактивною потужністю, тобто двонаправленого потоку реактивної потужності між рівнями мережі на трансформаторній підстанції. Зазвичай двосторонні контракти між оператором передавальної системи (TSO) та оператором розподільчої системи (DSO) регулюють відповідність поведінки вертикального потоку потужності в точках підключення до мережі, що є межами власності. Порушення можуть призвести до штрафів. З технічної точки зору, і поза цими контрактами, цілеспрямоване постачання реактивної потужності з розподільчих мереж може бути корисним для стабілізації напруги на вищих рівнях мережі. Таким чином, мету оптимальної компенсації реактивної потужності в цьому дослідженні можна інтерпретувати як часткову оптимізацію з точки зору оператора розподільчої мережі.

Підхід до розв'язання в цьому дослідженні стареалізується шляхом лінеаризації задачі OPF з неперервними змінними керування та використанням коефіцієнтів чутливості напруги та гілок. Подібний підхід на основі чутливості без оптимізації та з метою керування напругою реалізовано в [37].

РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТЕНЦІАЛУ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ПРОМИСЛОВИХ КОМПЕНСАЦІЙНИХ СИСТЕМ

1.1. Склад та точки вимірювання зразкової промислово-внутрішньої мережі з двома підстанціями

На рисунку 1.1. показано склад та топологію прикладної внутрішньої промислової мережі з двома підстанціями середньої та низької напруги, з двома трансформаторами кожна, які відповідно живлять одну електростанцію. Електростанція може містити кілька споживачів, генеруючих установок (наприклад, фотоелектричних електростанцій або когенераційних установок) та ICS. Зеленими точками позначено розподіл точок вимірювання для визначення потенціалу реактивної потужності промислового підприємства.

Представлена концепція вимірювання має точність для кожної окремої станції. Таким чином, можна провести подальші внутрішні дослідження промислової мережі з урахуванням потужності активів, чутливості до напруги та аналізу обмежень. Для кожної станції з ICS і необхідні три вхідні параметри для розрахунку її потенціалу реактивної потужності. Вони наведені в таблиці 1.1., а приклад позначено на рисунку 1.1. для станції один.

Таблиця 1.1. – Вхідний параметр вимірювання для розрахунку потенціалу реактивної потужності

Нотація	Опис	Одиниця
$Q_{\text{transform},i}(t)$	Залежна від часу поведінка реактивної потужності установок і на трансформаторній підстанції	змінна
$Q_{\text{ICS},i}(t)$	Залежна від часу забезпечення реактивної потужності всіма встановленими ІКС на станції	змінна
$Q_{\text{ICS},\text{inst},i}$	Встановлена реактивна потужність усіх ІКС на станції і	змінна

Щоб отримати загальний потенціал реактивної потужності, необхідно підсумувати вхідні параметри, наведені в таблиці 1.1., для всіх установок (див. (1.1.)–(1.4.)). У цій роботі розглядається лише потенціал реактивної потужності ICS. Додатковий потенціал реактивної потужності генеруючих блоків у цій роботі не розглядається.

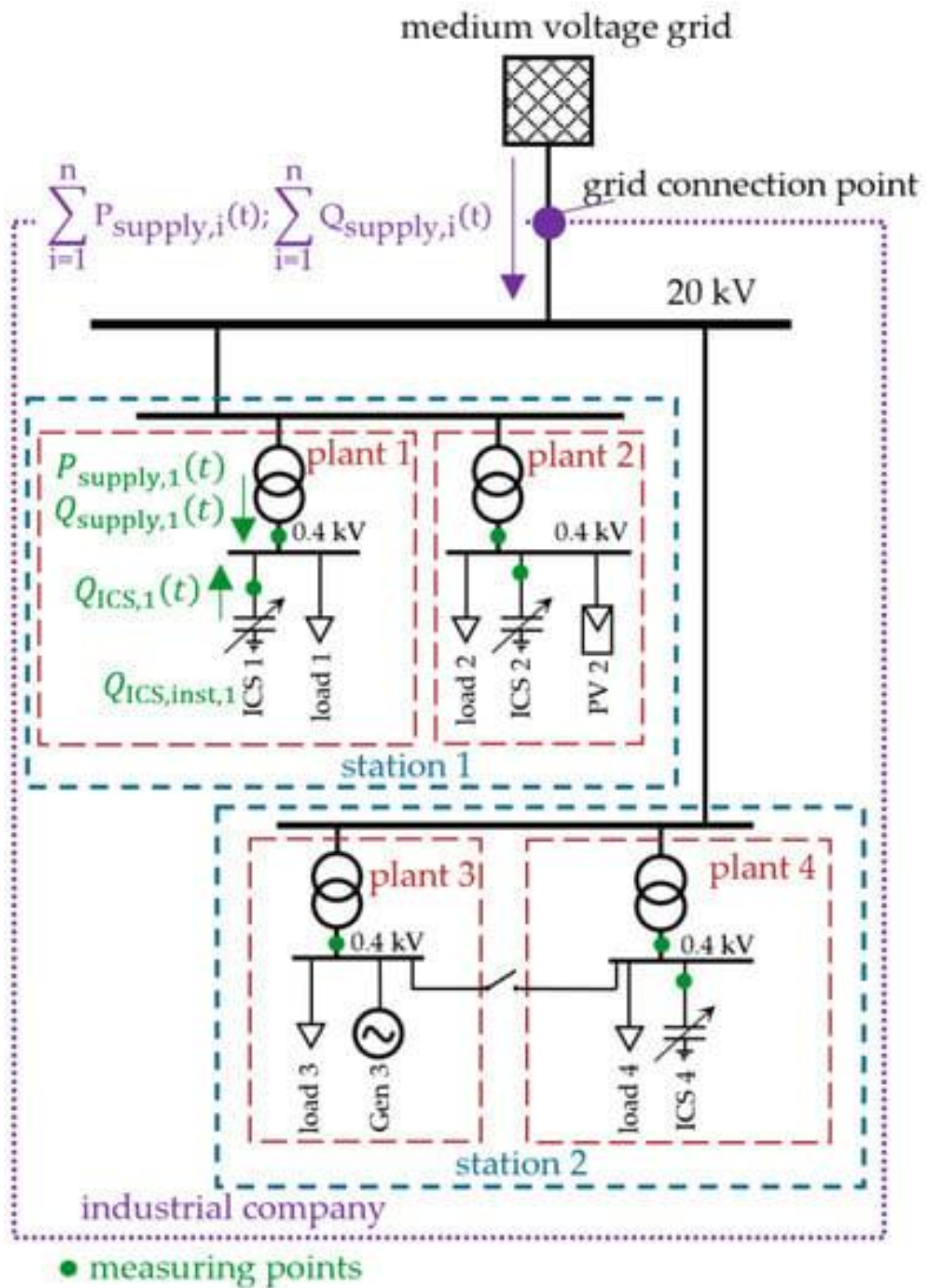


Рисунок 1.1. – Склад та точки вимірювання зразкової промислово-внутрішньої мережі з двома підстанціями, кожна з яких має по два трансформатори (чотири електростанції)

Звичайна мета кожної ICS полягає в забезпеченні потреби реактивної потужності установки та компенсації індуктивної реактивної потужності, що виникає локально [22]. Для цього ICS налаштовується залежно від фактичного споживання активної потужності для певного коефіцієнта потужності зміщення $\cos\varphi$. Потенціал реактивної потужності компанії з n установками можна розрахувати за її повністю некомпенсованою або повністю компенсованою поведінкою реактивної потужності:

$$Q_{\text{full-uncomp}}(t) = \sum_{i=1}^n Q_{\text{supply},i}(t) - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ICS},i}(t), \quad (1.1.)$$

$$Q_{\text{full-comp}}(t) = Q_{\text{full-uncomp}}(t) + \sum_{i=1}^n Q_{\text{ICS},\text{inst},i}. \quad (1.2.)$$

Потенціал реактивної потужності промислового підприємства можна визначити як здатність змінювати поведінку реактивної потужності в точці підключення до мережі, що називається, який налаштовується ICS для відповідності вимогам [20] щодо стабілізації напруги:

$$Q_{\text{pot,inductive}}(t) = Q_{\text{full-uncomp}}(t) - \sum_{i=1}^n Q_{\text{supply},i}(t) = - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ICS},i}(t), \quad (1.3.)$$

$$Q_{\text{pot,capacitive}}(t) = Q_{\text{full-comp}}(t) - \sum_{i=1}^n Q_{\text{supply},i}(t) = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ICS},\text{inst},i} - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ICS},i}(t). \quad (1.4.)$$

Вимкнення компенсаційних ступенів ICS призводить до більш некомпенсованого, а отже, до вищої індуктивної реактивної потужності промислового підприємства. Вимкнення всіх компенсаційних ступенів ICS дозволяє використовувати повний індуктивний потенціал потужності промислової компанії застосовується таможна виміряти в точці підключення до мережі. Перемикання ступенів компенсації призводить до перекомпенсованої поведінки, а отже, до вищої ємнісної реактивної потужності промислового підприємства. Завдяки використанню всіх ступенів компенсації встановлена реактивна потужність ICS забезпечує повний ємнісний потенціал. У цьому випадку, з'являється в точці підключення до мережі. Через зв'язок P та Q , може дещо змінитися. Активне налаштування та зміна споживання активної

потужності на розглянутих промислових компаніях не є предметом цього дослідження. Крім того, обмеження потужності мережі та активів, втрати в мережі та динамічні фактори впливу (наприклад, час активації та спаду ICS), які технічно зменшують потенціал реактивної потужності, не враховуються в (1.1.)–(1.4.).

В опитуванні 73 промислові компанії, підключені до мережі середньої напруги двох баварських операторів розподільчих систем (DSO), були попрошені надати свої стратегії компенсації. Відгуки 35 компаній виявили, що 16 компаній (45,7%) мають встановлені ICS із загальним потенціалом реактивної потужності ϵ мності. Для аналізу потенціалу реактивної потужності залежно від часу та споживання активної потужності, протягом кількох тижнів (від 20 до 242 днів) вимірювалися показники шести промислових компаній з ICS. Тому для вимірювання напруги, струму та фазового зсуву використовувалися реєстратори потужності та енергії. Відповідно, активна та реактивна потужність для кожної фази в точках вимірювання визначалися згідно з рисунком 1.1. У таблиці 1.2. наведено огляд шести промислових компаній, що проводилися вимірюваннями. Максимальне виміряне ефективне споживання потужності дає уявлення про розмір компанії. представляє загальну встановлену реактивну потужність усіх ICS компанії. На основі даних вимірювань індуктивний та ємнісний потенціал реактивної потужності цих компаній розраховуються за допомогою (1.3.) та (1.4.) та відображаються у вигляді коробкових діаграм на рисунку 1.2.

Таблиця 1.2. – Характерні дані шести досліджуваних промислових компаній

Ідентифікатор	Сектор/Тип	Макс. виміряна ефективна споживана потужність у кВт	$\sum_{i=1}^n Q_{ICS,inst,i}$ у Кварі	Період вимірювання в днях	Роздільна здатність вимірювання
B1	друкарня	2193	1000	20	1 секунда
B2	університет	5872	2205	22	1 хвилина
B3	постачальник автомобільної продукції	1359	1150	21 рік	1 секунда
B4	виробництво	263	325	22	1 секунда
B5	машинобудування	1192	1150	46	1 секунда
B6	виробництво	7623	7075	242	1 хвилина

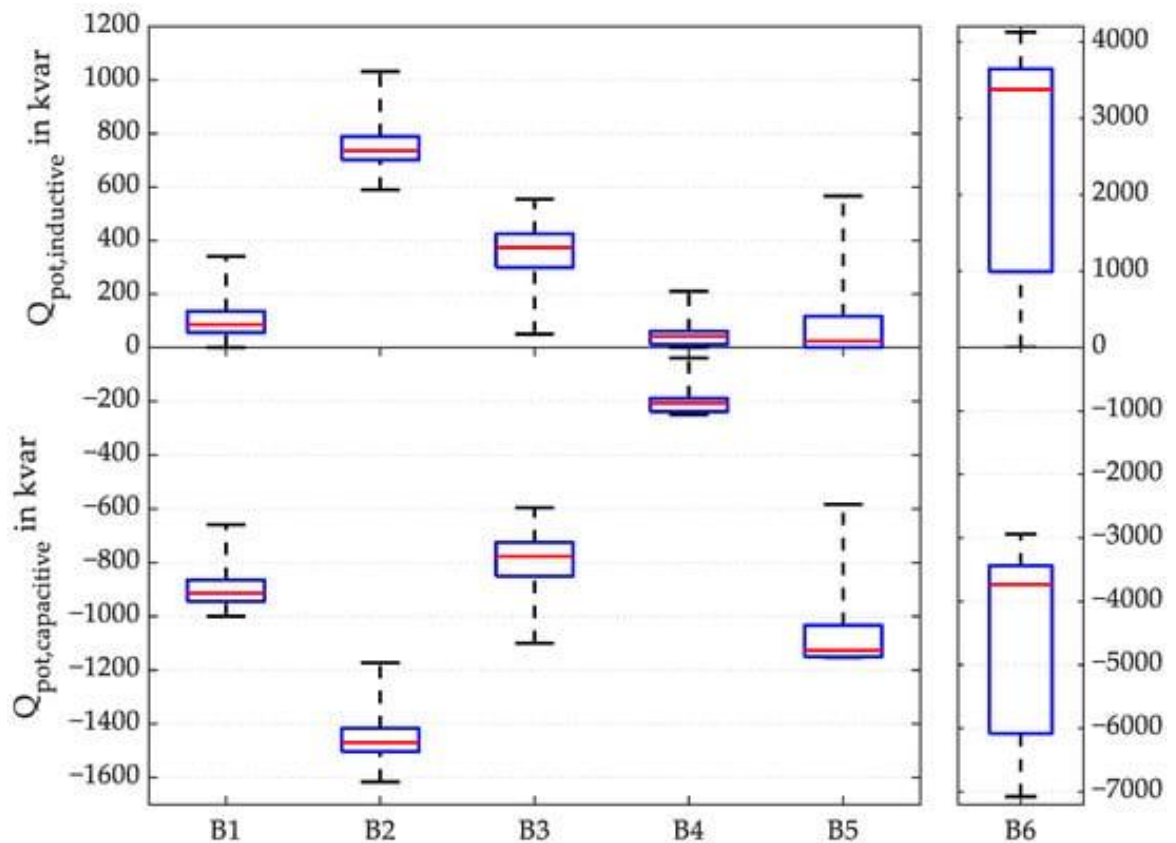


Рисунок 1.2. – Потенціал реактивної потужності індуктивного та ємнісного типів шести вимірних промислових компаній, відображений за допомогою коробкових діаграм (червоні лінії показують середнє значення, сині коробки показують верхній та нижній квартилі, а нижні лінії показують максимум або мінімум потенціалів реактивної потужності). Через порівняно високі значення B6 представлено окремо

Кожне окреме промислове підприємство, що розглядається, демонструє мінімальний потенціал реактивної потужності:

$$\min(Q_{\text{pot,capacitive},B_i}(t)) \neq 0, i = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\} \quad (1.5.)$$

але немає мінімального потенціалу індуктивної реактивної потужності:

$$\min(Q_{\text{pot,inductive},B_i}(t)) = 0, i = \{1, 4, 5, 6\} \quad (1.6.)$$

будь-який час протягом періоду вимірювання.

Мінімальні потенціали реактивної потужності (нерівні нулю, як у (1.5.)) можуть бути надійно забезпечені (доступність 100%) для процесів управління

реактивною потужністю в електричних мережах у будь-який час і є значними значеннями щодо процесів планування реактивної потужності операторів мережі. Для комплексної оцінки мінімальних потенціалів реактивної потужності щодо сезонних наслідків та впливу перерв у роботі необхідно враховувати набагато більший (вимірювальний) період, наприклад, цілий рік. Для промислових компаній з щорічним впливом на споживання реактивної потужності, наприклад, внаслідок волатильного попиту на продукцію, слід дослідити кілька років для отримання репрезентативної вибірки вимірювань.

Рисунок 1.2. та рівняння (1.6.) показують, що В2 та В3 демонструють мінімальний індуктивний потенціал потужності, нерівний нулю, який може бути відновлений у будь-який момент. Цей ефект є результатом поєднання двох характеристик, а саме:

- споживачі базового навантаження в межах своєї промислової мережі, які отримують індуктивну реактивну потужність та
- постійно вмикаються ступені компенсації ICS.

Промислова компанія, яка експлуатує споживачів з індуктивним базовим навантаженням, може створити постійно доступний потенціал індуктивної реактивної потужності, частково експлуатуючи ICS. Цей випадок не обов'язково означає, що поведінка реактивної потужності — або, відповідно, повністю некомпенсована поведінка компанії — є недостатньо збудженою. (5) призводить до сприйняття того, що ступінь використання ICS у всіх промислових компаніях у будь-який момент часу нижчий за 100%, що вказує на те, що встановлена реактивна потужність ICS може бути дещо більшою, ніж потрібно.

В6 має найвищу встановлену реактивну потужність ICS серед усіх виміряних компаній. Це призводить до значно вищого потенціалу індуктивної та ємнісної реактивної потужності, який представлений окремо на рисунку 1.2. З цієї причини В6 аналізується детально.

На рисунку 1.3. показано часові характеристики ефективного споживання потужності (чорна лінія) з масштабуванням по лівій осі Y, а також поведінку повністю некомпенсованої реактивної потужності (синя лінія) та поведінку

повністю компенсованої реактивної потужності (помаранчева лінія) для B6 за грудень 2017 року з масштабуванням по правій осі Y. Потенціал індуктивної реактивної потужності потенціал реактивної потужності ємнісного типу, розраховані за (3) та (4), позначені стрілками та відповідають синій та помаранчевій областям. Кореляція міжпромислової компанії та її ефективне споживання електроенергії тачітко спостерігається. Як наслідок цього та згідно з (3), індуктивний потенціал реактивної потужності корелює з ефективним споживанням потужності. Щодо (2), ємнісний потенціал реактивної потужності також корелює з ефективним потенціалом потужності. Через негативний знак ємнісного потенціалу реактивної потужності, зв'язок з ефективним споживанням потужності можна інтерпретувати як антикореляцію. Коефіцієнт кореляції Пірсона, який вимірює лінійну залежність між потенціалами реактивної потужності та ефективним споживанням потужності, становить 0,96.

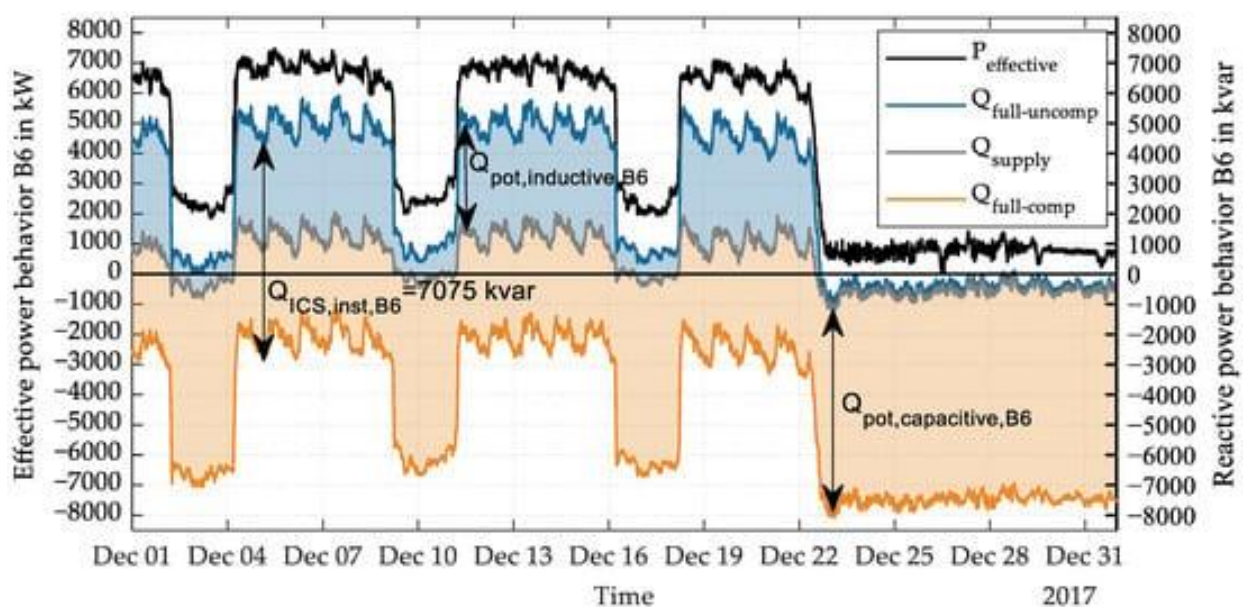


Рисунок 1.3. – Ефективне споживання потужності (чорна лінія, ліва вісь), поведінка повністю некомпенсованої реактивної потужності (синя лінія, права вісь), поведінка повністю компенсованої реактивної потужності (помаранчева лінія, права вісь), індуктивний потенціал реактивної потужності (синя область, права вісь) та ємнісний потенціал реактивної потужності (помаранчева область, права вісь) відносно початкової поведінки реактивної потужності B6 (сіра лінія, права вісь) за грудень 2017 року з хвилинною роздільною здатністю

Внаслідок перерви в роботі, спричиненої різдвяними святами, що розпочалися 23 грудня 2017 року, ефективне споживання потужності В6 і, отже, його індуктивний потенціал потужності впали до мінімуму у розглянутий період часу. Промислове підприємство не в змозі передавати свою реактивну потужність у недозбуджену зону. Величина ємнісного потенціалу зростає до максимуму в цей час. На рисунку 1.4 показано відносну частоту ємнісного (ліворуч) та індуктивного (праворуч) потенціалів реактивної потужності.

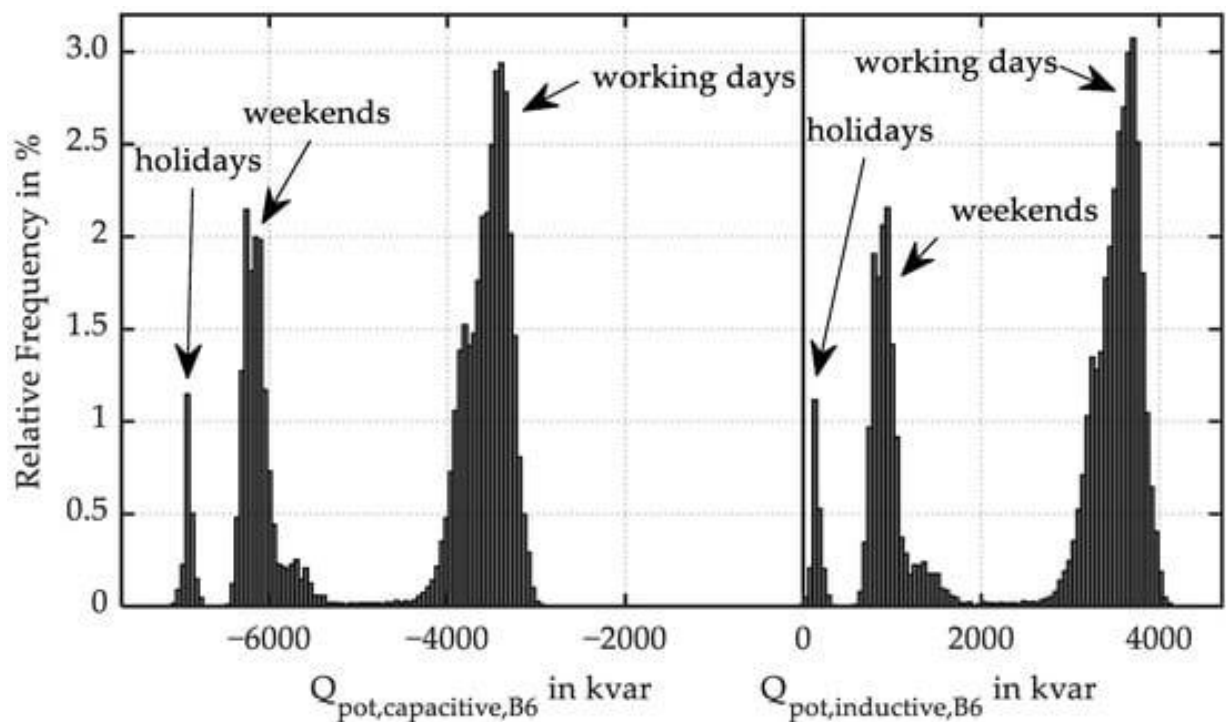


Рисунок 1.4. – Відносна частота ємнісного та індуктивного потенціалів реактивної потужності В6

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

Для кожного потенціалу можна побачити три накладені розподіли частоти. Їх можна зіставити з трьома різними типами днів: святковими, вихідними та робочими днями. Через перерви в роботі машини та двигуни, які в основному спричиняють поведінку індуктивної реактивної потужності B_6 , повністю вимикаються або навіть зупиняються під час свят. Тому необхідно враховувати ці моменти часу, щоб визначити мінімальний потенціал індуктивної реактивної потужності та максимальний потенціал ємнісної реактивної потужності. Для встановлення мінімального потенціалу ємнісної реактивної потужності та максимального потенціалу індуктивної реактивної потужності слід досліджувати робочі дні на компаніях, використання виробництва яких залежить від часу.

Для використання та розвитку потенціалу промислової реактивної потужності необхідно уточнити способи компенсації витрат на виробництво реактивної потужності. У контексті ринкового постачання реактивної потужності можливі різні схеми (наприклад, аукціони, тендери або двосторонні угоди).

РОЗДІЛ 2. ЦЕНТРАЛЬНА СТРАТЕГІЯ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕАКТИВНОЮ ПОТУЖНІСТЮ

2.1. Керування центральною оптимальною стратегією керування реактивною потужністю

Стратегія централізованого керування реактивною потужністю використовує центральний обчислювальний блок (CCU), що включає модель оптимізації, для керування відновленням реактивної потужності з джерел реактивної потужності. Прикладами є промислові компанії з ICS. Рисунок 2.1. показує процес керування із замкненим циклом. Для безперервної оптимізації, що залежить від стану мережі (стратегія OPF), необхідна інформаційно-комунікаційна технологія (ІКТ) між відповідними вузлами мережі і, експлуатаційними активами, що контролюються к (наприклад, трансформаторами та лініями електропередач), та CCU, щоб отримати фактичні та локальні напруги в робочих точках та видимі потоки потужності. Основною вхідною величиною для оптимізаційних розрахунків є загальне споживання реактивної потужності всієї мережі. Цей попит на реактивну потужність є результатом різниці між заздалегідь визначеним цільовим значенням та поточною поведінкою реактивної потужності розглянутої мережі:

$$Q_{\text{demand}}(t) = Q_{\text{set}} - Q_{\text{real}}(t) . \quad (2.1.)$$

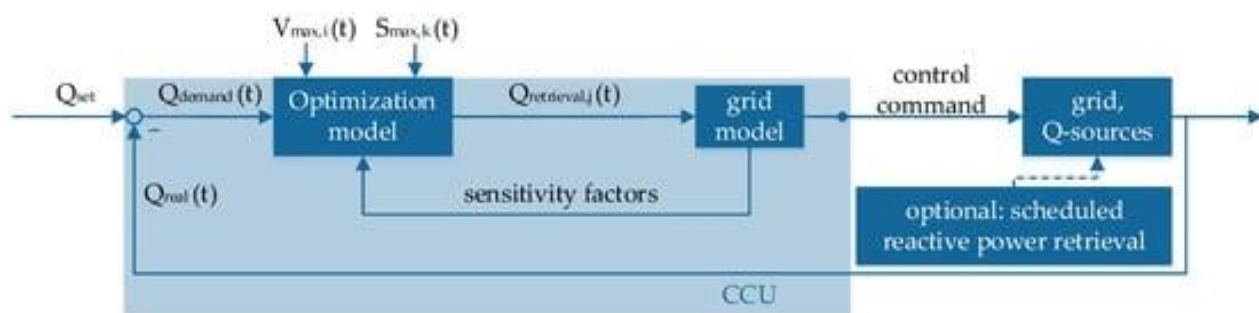


Рисунок 2.1. – Процес керування центральною оптимальною стратегією керування реактивною потужністю

Процес керування центральною оптимальною стратегією керування реактивною потужністю може бути фіксованим значенням, що залежить від часу, напруги, активної потужності мережі або інших величин передбачає прагнення повної компенсації мережі середньої напруги [38].

За допомогою моделі мережі, що входить до складу ССУ, виконуються розрахунки потоків навантаження для отримання коефіцієнтів чутливості щодо введення реактивної потужності δ :

- Зміна напруги на вузлі i , викликана введенням реактивної потужності у вузол j ;
- Зміна потоку реактивної потужності на об'єкті k , викликана введенням реактивної потужності на вузол j ;
- Зміна ефективного потоку потужності на об'єкті k , викликана введенням реактивної потужності на вузол j (не враховується в цій роботі для спрощення та лінійності в моделі оптимізації).

ССУ розраховує потребу в реактивній потужності кожного джерела реактивної потужності j , на основі обмежень напруги в кожному вузлі мережі та обмеження потоку навантаження на кожному активізацію допомогою лінійного програмування (ЛП). На цьому етапі необхідно враховувати залежність коефіцієнтів чутливості від робочої точки в розрахунках потоку навантаження. Розрахунок потоку навантаження можна сформулювати як нелінійну задачу [39]. Коефіцієнти чутливості можна розрахувати за допомогою матриці Якобіана, яка формулюється рівняннями потоку потужності Ньютона-Рафсона [40]. Зі зміною робочої точки коефіцієнти чутливості змінюються нелінійно [41]. З цієї причини розраховані будуть встановлені у вбудованій моделі мережі, що призводить до зміни робочої точки. Нові коефіцієнти чутливості повертаються назад як вхідні дані в модель оптимізації для наступної ітерації (див. Рисунок 2.1.). Таким чином, виконуються точніші розрахунки, щоб уникнути переоцінки коефіцієнтів чутливості та перевищення обмежень напруги або потоку навантаження. Після розрахунків ССУ надсилає команди керування до менеджера реактивної потужності на джерелах Q (QM) у мережі, які повідомляють про свій потенціал

реактивної потужності до ССУ як вхідні дані для оптимізації (див. Рисунок 2.1. та Рисунок 2.2.). ІСТ до джерел Q має бути дуже надійним. У разі виходу з ладу ІСТ, централізована стратегія керування не працюватиме. У контролерах станції має бути впроваджена резервна стратегія керування, яка працює локально з децентралізованими методами планування або прогнозування (див. [42, 43]). Загалом, DSO повинен планувати тимчасові (неочікувані) недоступності джерел Q. Необхідно, щоб вони забезпечували достатню кількість реактивної потужності на місцевому рівні, яка б могла компенсувати відсутню реактивну потужність у разі відмови джерел Q. Швидкість передачі ІСТ повинна бути в межах необхідної швидкості відновлення керування. Тут також необхідно враховувати час розрахунку ССУ та час реакції джерел Q. Виникаючи після того, як відновлення реактивної потужності повертається до процесу керування для порівняння цільового/фактичного значення згідно з (2.1.).

На рисунку 2.2. показано представлену систему керування для зразкової мережі середньої напруги промислової компанії, що включає дві установки з одним ІПС кожна як джерело реактивної потужності. Розраховується для кожного Q-джерела j та передається до їхнього QМ, який розділяє потребу в реактивній потужності для кожної установки та надсилає відповідний сигнал до контролера реактивної потужності (QC) ICS.

Модель лінійної оптимізації базується на оптимальній стратегії потоку потужності. Її метою є адаптація відновлення реактивної потужності від джерел реактивної потужності до потреб реактивної потужності в даній мережі. Це призводить до оптимізації потоку реактивної потужності до вищих рівнів мережі (оптимізація для DSO). Згідно з [38], мету можна сформулювати за допомогою цільової функції (2.2.), яка максимізує відновлення реактивної потужності разом з обмеженням перекомпенсації (2.4.):

$$\max f(x_j(t)) = \left(|Q_{\text{retrieval}}(t)| = \sum_{j=1}^n |Q_{\text{pot},j}(t)| \cdot x_j(t) \right). \quad (2.2.)$$

Змінні рішення - це, які можна інтерпретувати як коефіцієнти активації п джерел реактивної потужності:

$$x_j(t) = \frac{Q_{\text{retrieval},j}(t)}{Q_{\text{pot},j}(t)},$$

$$0 \leq x_j(t) \leq 1; j = 1, 2, \dots, n. \quad (2.3.)$$

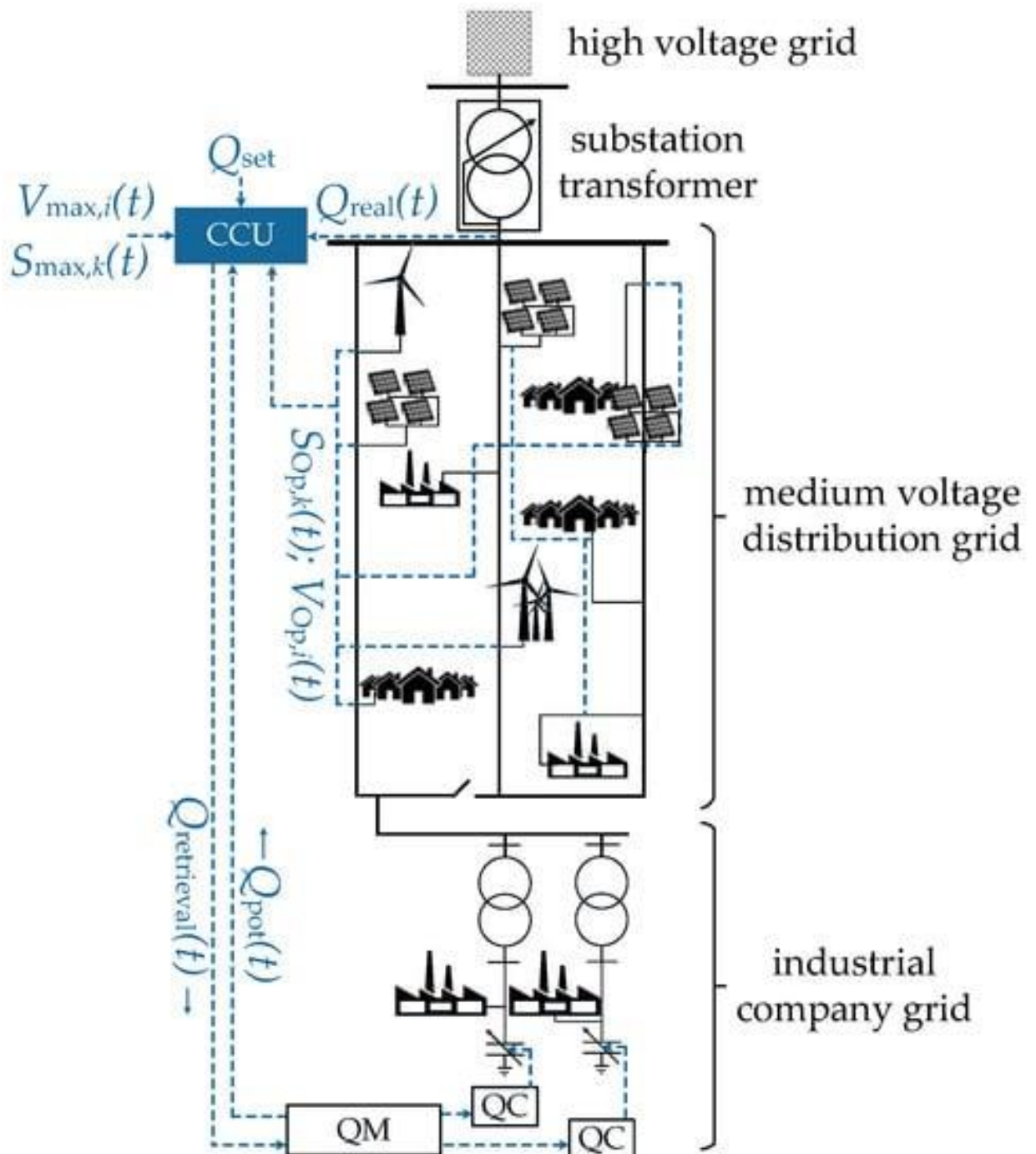


Рисунок 2.2. – Схематичне зображення стратегії централізованого керування реактивною потужністю в прикладній мережі середньої напруги з промисловою компанією з двома ICS як джерелами реактивної потужності

Використання максимуму потенціалу реактивної потужності ICS є метою у (2.2.) з урахуванням потреб у компенсації реактивної потужності розміщеної мережі середньої напруги. Тому вводиться обмеження перекомпенсації для обмеження відновлення реактивної потужності відповідно до фактичного попиту мережі середньої напруги:

$$\sum_{j=1}^n |Q_{\text{pot},j}(t)| \cdot x_j(t) = |Q_{\text{retrieval}}(t)| \leq |Q_{\text{demand}}(t)| \quad (2.4.)$$

Використовуючи абсолютні значення, розглядається випадок індуктивного відновлення реактивної потужності. Обмеження нерівності можна сформулювати у канонічній формі:

$$\mathbf{A}(t) \cdot \mathbf{x}_j(t) \leq \mathbf{b}(t); \mathbf{A} \in \mathbb{R}^{m \times n}; \mathbf{b} \in \mathbb{R}^m \quad (2.5.)$$

з:

$\mathbf{A}(t)$: матриця коефіцієнтів;

$\mathbf{b}(t)$: вектор коефіцієнтів, що містять максимальні значення.

Для дотримання верхніх та нижніх обмежень напруги у вузлах мережі, (2.6.) та (2.7.) визначаються як обмеження нерівності оптимізаційної моделі:

$$\sum_{j=1}^n \left(\frac{\delta V_i}{\delta Q_j} \right) (t) \cdot (-Q_{\text{pot},j}(t)) \cdot x_j(t) \leq V_{\text{max},i} - V_{\text{OP},i}(t), i = 1, 2, \dots, p, \quad (2.6.)$$

$$\sum_{j=1}^n - \left(\left(\frac{\delta V_i}{\delta Q_j} \right) (t) \cdot (-Q_{\text{pot},j}(t)) \cdot x_j(t) \right) \leq -+(t), i = 1, 2, \dots, p. \quad (2.7.)$$

Для дотримання обмежень потоку навантаження вводиться (2.8.):

$$\sum_{j=1}^n \left(\frac{\delta Q_k}{\delta Q_j} \right) (t) \cdot |Q_{\text{pot},j}(t)| \cdot x_j(t) \leq Q_{\text{max},k} - Q_{\text{OP},k}(t) \quad (2.8.)$$

$$Q_{\max,k} = \sqrt{(S_{\max,k} \cdot SB_k)^2 - P_{OP,k}(t)^2}, k = 1, 2, \dots, q. \quad (2.9.)$$

Вплив введення реактивної потужності на ефективні потоки потужності зазвичай дуже низький порівняно зі зміною потоків реактивної потужності [44]. Для лінійності чутливість до ефективної потужності нехтується у (2.8.). При цьому, до видимої теплової потужності активів можна застосувати буфер безпеки планування. У разі від'ємних значень для вирішення представленої задачі оптимізації застосовано алгоритм подвійного симплексу. Для отримання додаткової інформації щодо формулювання моделі оптимізації, процесу моделювання та перших прикладів застосування див. [38, 43, 44].

Окрім централізованих систем керування реактивною потужністю, існують також децентралізовані системи керування, які працюють з локально доступними величинами як змінними керування. передбачається методами з [42]. У цьому підході ІКТ не є необхідним. Детальніше див. [43].

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

Запропонована модель описує технічну оптимізацію компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах. Щодо витрат на виробництво реактивної потужності, у майбутніх роботах можуть бути використані деякі з наступних стратегій:

- перетворення моделі на економічну оптимізацію шляхом зміни цільової функції на мінімізацію витратта встановлення відповідності обміну реактивною потужністю як обмеження;
- встановлення лімітів витрат шляхом моделювання додаткових обмежень;
- використання багатоцільових методів;
- проведення економічної оптимізації після цього.

РОЗДІЛ 3. ВИМІРЯНИЙ ПОТЕНЦІАЛ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА СТРАТЕГІЯ РОЗВИТКУ

У цьому розділі об'єднані вимірний потенціал реактивної потужності та стратегія розвитку. Основними об'єктами цього дослідження на основі моделювання є:

- Аналіз функціональності в усталених умовах та досягнення цілей реактивної потужності
- Вплив на обмеження напруги та пропускну здатність потоку навантаження, а також їх дотримання.

3.1. Аналіз функціональності в усталених умовах та досягнення цілей реактивної потужності

Централізована стратегія оптимального керування реактивною потужністю застосовується в реальній існуючій системі середньої напруги з 66 шинами. Існує кілька причин вибору цієї випробувальної системи:

існування реальних вимірних Р- та Q-даних з роздільною здатністю 10 секунд для кожного низьковольтного навантаження та генеруючого блоку, які реалізовані в моделі мережі.

Топологія мережі є типовою кільцевою структурою середньої напруги та

Територія постачання – це сільська промислова зона з високим рівнем проникнення навантаження та типовим середовищем для шести вимірюваних промислових компаній.

Випробувальна система середньої напруги забезпечує територію площею 46,6 км². Рівень кабельної системи становить 66,9% при загальній довжині лінії електропередач 68,1 км. Номінальна повна потужність трансформатора підстанції становить 25 МВА. Шість вимірюваних промислових компаній з їхнім представленим потенціалом реактивної потужності випадковим чином

впроваджені в модель мережі. Топологія мережі та розташування шести промислових джерел добротності проілюстровано на Рисунку 3.1.

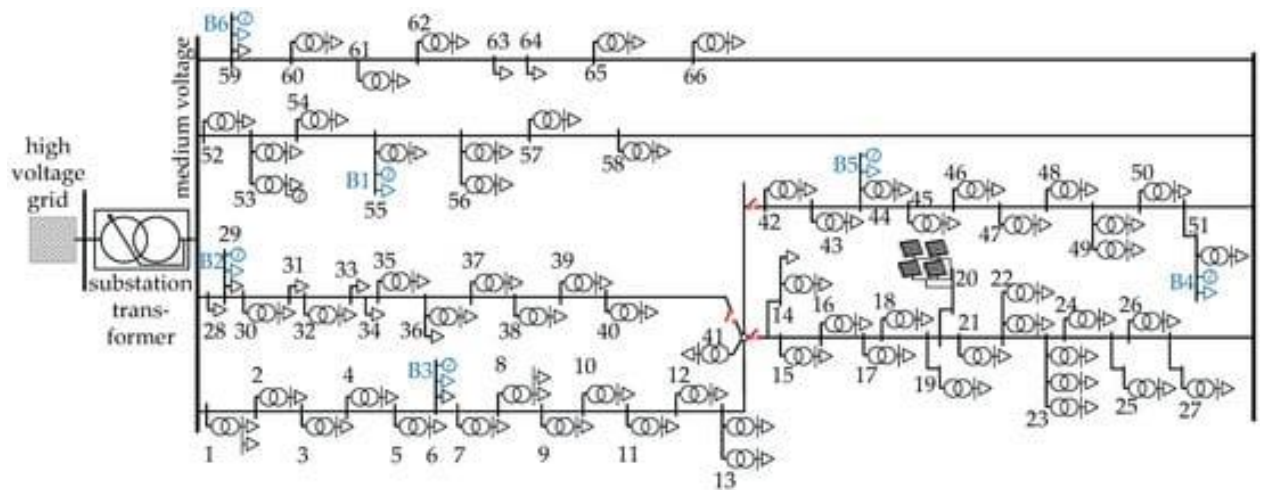


Рисунок 3.1. – Схематичне зображення радіальної топології розглянутої мережі середньої напруги з 66 шинами з точками розділення у відкритому положенні (червоний) шістьма реалізованими промисловими компаніями (синій, B1 - B6) та їхнім потенціалом реактивної потужності (генераційні блоки)

Передбачається, що всі шість промислових компаній з ICS можуть виконати відновлення реактивної потужності протягом цього часу. Для підтвердження цієї тези необхідні динамічні симуляції в малих часових масштабах та за різних умов експлуатації, щоб проаналізувати перехідну поведінку компенсації реактивної потужності в майбутніх роботах.

Для стандартизації вимірювань потенціал реактивної потужності шести промислових компаній адаптовано до 10-секундної роздільної здатності шляхом арифметичного усереднення або лінійної інтерполяції. Розглянутий період часу моделювання включає два зразкові тижні (14 послідовних днів) у липні 2017 року. Моделювання проводиться за допомогою розрахунків потоку навантаження в стаціонарному стані, що означає, що в кожен момент часу розраховується потокопостачання з оптимізацією. Вузол нестабільності визначається на стороні високої напруги трансформатора; всі інші шини є шинами навантаження з даними PQ. На рисунку 3.2. наведено максимальні (або

мінімальні) значення P та Q на шинах навантаження залежно від періоду часу моделювання (значення показчика підлеглого пристрою).

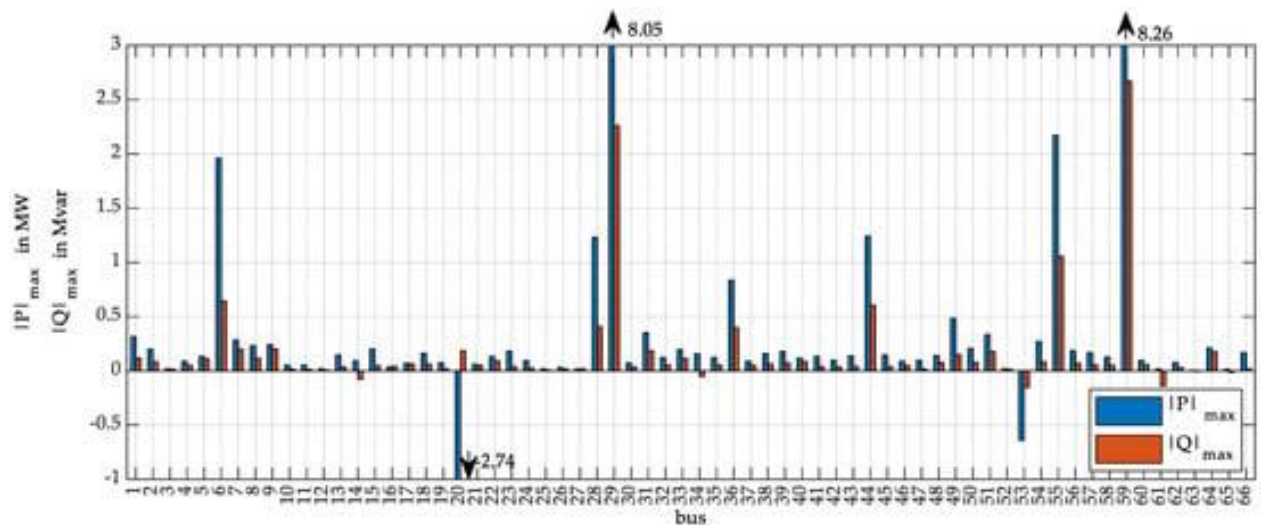


Рисунок 3.2. – Максимуми (абсолютна) активної (синій) та реактивної потужності (помаранчевий) на шинах навантаження випробувальної системи середньої напруги (неодночасно).

Головною метою цього застосування є досягнення повної компенсації всієї мережі середньої напруги, допускаючи відхилення керування e приблизно 100 квар (недозбудження та перезбудження):

$$Q_{\text{set}} = 0 \text{ kvar with } e = \pm 100 \text{ kvar.} \quad (3.1.)$$

Обмеження напруги кожного вузла середньої напруги з низьковольтною мережею, що підключається до мережі, встановлені на рівні:

$$V_{\text{max,LVgrids}} = 1.04 \cdot V_{\text{nom}}; V_{\text{min,LVgrids}} = 0.95 \cdot V_{\text{nom}} \quad (3.2.)$$

щодо номінальної напруги, що становить 20 кВ у досліджуваній мережі, для забезпечення меж напруги в низьковольтній мережі [45]. Для вузлів середньої напруги, які є точками підключення безпосередньо до споживачів мережі, наприклад, промислових компаній, застосовується смуга пропускання по всій напрузі згідно з [45]:

$$V_{\text{max,LVgrids}} = 1.1 \cdot V_{\text{nom}}; V_{\text{min,LVgrids}} = 0.9 \cdot V_{\text{nom}} \quad (3.3.)$$

З, згідно з (2.9.), пропускна здатність усіх ліній електропередачі середньої напруги в мережі може бути використана повністю.

3.2. Презентація досягнень

На рисунку 3.3. показано поведінку P–Q розглянутої мережі до (х, синій) та після (*, помаранчевий) застосування системи регулювання реактивної потужності. Очевидно, що робочі точки розташовані в квадрантах I та IV, що характеризує мережу як таку, що має інтенсивне навантаження з меншою генеруючою потужністю. Зворотний зв'язок до підключеної високовольтної мережі відсутній у будь-який момент часу.

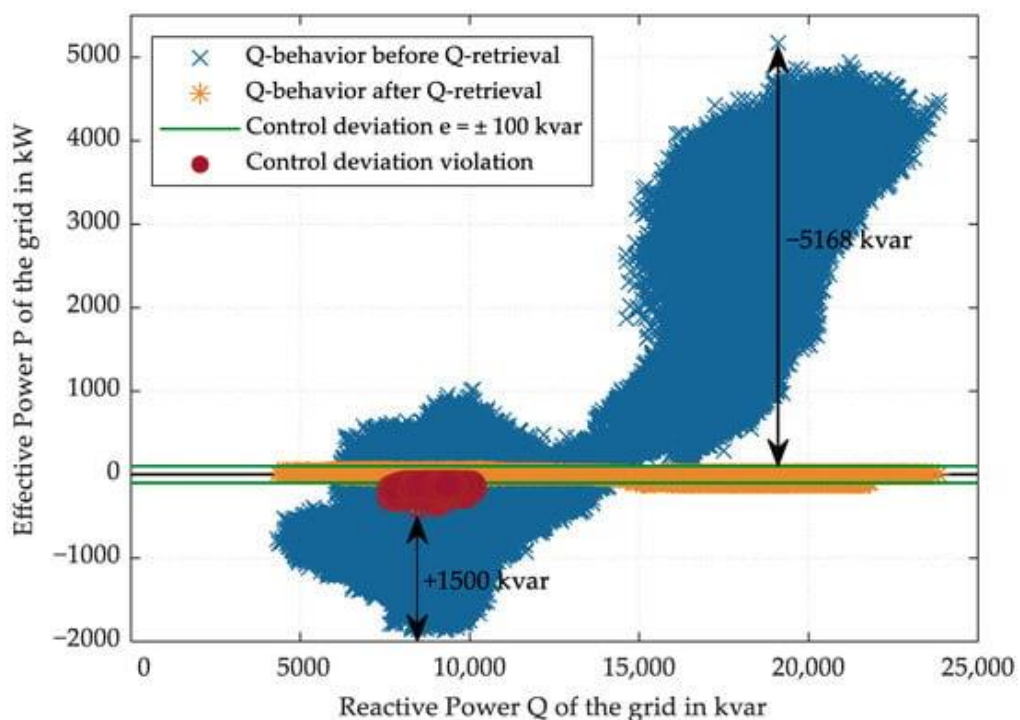


Рисунок 3.3. – P–Q поведінка розглянутої мережі середньої напруги (зафІCсованої на низьковольтній ділянці трансформатора підстанції) до (синій) та після (помаранчевий) відновлення реактивної потужності за допомогою центральної стратегії регулювання реактивної потужності з червоними обведеними точками даних, які перевищують відхилення регулювання (зелений)

На рисунку показано вплив на поведінку реактивної потужності. Поведінку при недозбудженні можна зменшити на 5168 квар, а поведінку при перезбудженні — на 1500 квар. Причини порушень відхилення керування та недосягнення мети повної компенсації представлені на рисунку 3.4. Порівнявши величину мінімального неодночасного потенціалу реактивної потужності всіх шести промислових компаній (див. рисунок 1.2.) та мінімального одночасного потенціалу реактивної потужності (таблиця 3.1.; рисунок 3.5: трикутники, позначені синім кольором), можна помітити збільшення індуктивного потенціалу на 118,2% та збільшення ємнісного потенціалу на 16,1%, спричинене стохастичною суперпозицією. У цьому застосуванні помітний дещо вищий ефект мінімальної індуктивної компенсації на 135,8% порівняно з неодночасним потенціалом. Причинами цього є взаємодія відновлення реактивної потужності з активами мережі, де поведінка недозбудженої реактивної потужності збільшується. Додаткове реактивне струмове навантаження призводить до вищих індуктивних потоків реактивної потужності. Для ємнісного компенсаційного ефекту необхідно лише 74,3% мінімального одночасного потенціалу (–6955 квар) для повної компенсації.

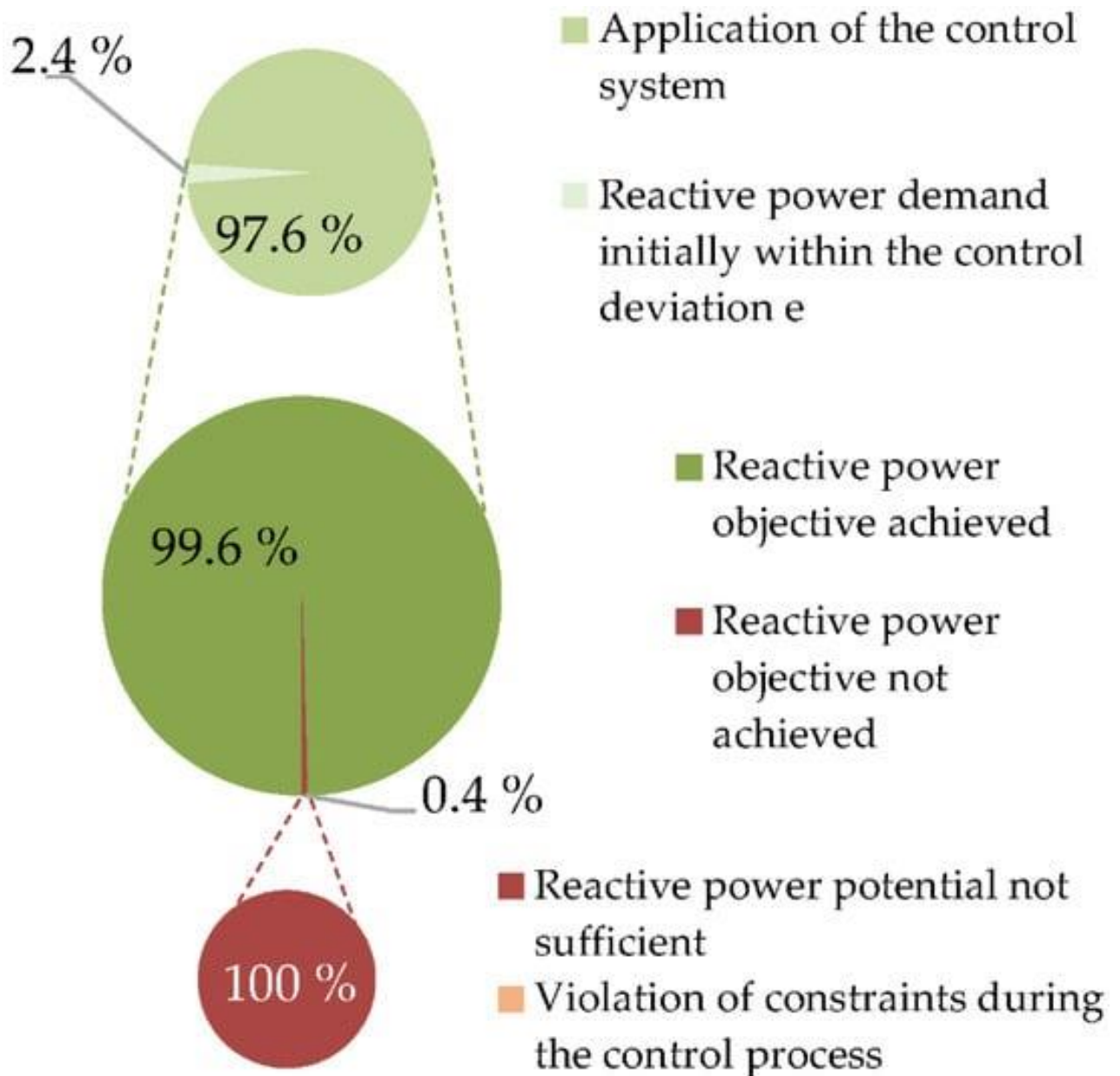


Рисунок 3.4. – Аналіз першопричин досягнення або недовсягнення мети повної компенсації (з допустимим відхиленням контролю e)

Таблиця 3.1. – Порівняння мінімального одночасного та неодноточасного потенціалу реактивної потужності

	Мінімальний потенціал реактивної потужності неодноточасно	Мінімальний потенціал одночасної реактивної потужності		Мінімальний компенсаційний ефект у застосуванні	
	Всього в кВарах	Всього в кВарах	Зміна у %	Всього в кВарах	Зміна у %
Індуктивний	636	1388	118.2	1500	135,8
Ємнісний	-5993	-6955	16.1	-5168	-13,7

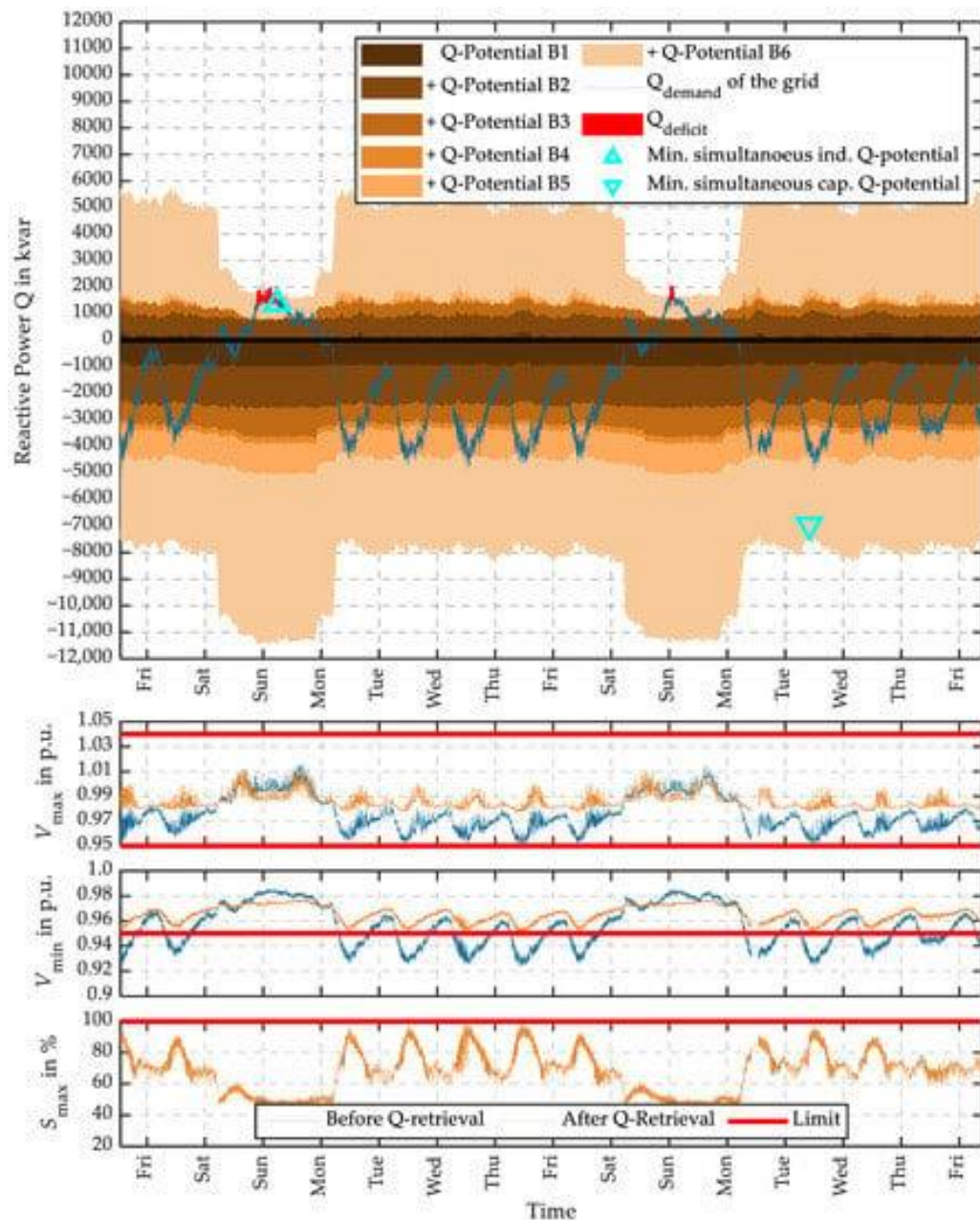


Рисунок 3.5. – Часова еволюція сумарного потенціалу реактивної потужності шести промислових компаній (від коричневого до помаранчевого), попиту на реактивну потужність мережі (синій), дефіциту реактивної потужності (червоний), моментів часу з мінімальним одночасним індуктивним та ємнісним потенціалом реактивної потужності (блакитні трикутники) та представлення екстремумів змін напруги та потоку навантаження до (синій) та після (помаранчевий) застосування процесу керування, з позначенням обмежень (червоний); примітка: лінії на графіках повної потужності майже збігаються

Для ємнісного Q-відновлення відхилення керування може бути дотримане для кожної окремої робочої точки. Однак для індуктивного Q-відновлення можна спостерігати дефіцити (див. Рисунок 3.3 : точки даних, обведені червоним; Рисунок 3.5. червона область).

У 99,6% усіх робочих точок мережі можна досягти повної компенсації з урахуванням ϵ . У кількох випадках (2,4%), поведінка реактивної потужності мережі вже знаходиться в межах ϵ . Причиною недосягнення у 0,4% усіх робочих точок мережі є недостатній потенціал промислових компаній (див. Рисунок 3.5. : червоні області). Порушення обмежень напруги або потоку навантаження, спричинене процесом керування, не розпізнається, що показано на Рисунку 3.5.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

На рисунку 3.5. наведено огляд потенціалу реактивної потужності у порівнянні з потребою в реактивній потужності мережі та показано відповідність обмеженням напруги та потоку навантаження, представляючи максимальну та мінімальну напругу, а також максимальну видиму потужність у мережі.

Завдяки централізованому процесу регулювання реактивної потужності, ситуація з напругою покращується шляхом зниження напруги у вихідні та підвищення напруги у робочі дні. Останній ефект навіть призводить до дотримання вимог...у (17). Майже немає впливу на максимальну видиму потужність ліній електропередач. Надійність процесу щодо дотримання різних та суворіших обмежень не є предметом цього звіту, але її можна простежити в [43 , 44].

РОЗДІЛ 4. ПОРІВНЯННЯ МЕТОДІВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ПРОМИСЛОВІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ З ПРОБЛЕМАМИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

4.1. Дослідження порівняння техніко-економічних аспектів концентрованої та розподіленої компенсації коефіцієнта потужності

Більшість промислових електричних систем (ПЕС) мають індуктивні навантаження, такі як електродвигуни, вентиляційні, холодильні, кондиціонерні та люмінесцентні лампи, що знижують коефіцієнт потужності (КП) [1]. Індуктивні навантаження ПЕС споживають активну та реактивну потужність. Активна потужність перетворюється на корисну енергію (тепло, світло та механічну енергію); однак реактивну потужність неможливо перетворити [2].

Низький коефіцієнт потужності (КП) в ІЕС вимагає великої реактивної потужності від комунальної мережі для зменшення проблеми [3]. Це збільшує електричні втрати в мережі та вартість енергії, зменшує значення напруги та впливає на надійність і безпеку [4]. З точки зору системного оператора, низький КП вимагає більшої потужності як у генерації, так і в передачі для забезпечення тієї ж кількості активної складової потужності через збільшення загальної видимої потужності, спричиненої індуктивними навантаженнями [5]. З точки зору споживачів, низький КП призводить до перерозміру компонентів, збільшує втрати в ІЕС та генерує додаткові витрати через штрафи [6]. Чим нижчий КП системи, тим менш ефективна вона, що призводить до більших витрат під час експлуатації [7]. Тому, з точки зору енергозбереження, завжди існує потреба в покращенні КП у промисловості.

З іншого боку, поширення навантажень, що генерують гармоніки в ІЕС, продовжує зростати [8]. Силові електронні схеми для перетворення енергії є фундаментальною технологією для численних класичних та сучасних застосувань, і вони являють собою один з критичних елементів в електрифікації енергетичного сектору [9]. Силова електроніка – це технічна галузь, що

зосереджена на передачі, перетворенні, управлінні та подачі електричної енергії, а також на забезпеченні живленням електронних пристроїв [10]. Наразі понад 70% електричної енергії обробляється силовою електронікою, і цей відсоток продовжує швидко зростати [11]. За оцінками, 80% усієї виробленої електричної енергії проходитиме через перетворювачі на основі силової електроніки [12].

Перетворювачі змінного струму в змінний струм широко використовуються в промислових застосуваннях, де потрібна вихідна напруга змінного навантаження з різними амплітудами, фазами та частотами [12]. Перетворювачі на основі силової електроніки можна класифікувати за типом вхідної та вихідної потужності: випрямлячі змінного струму в постійний струм (AC-DC), інвертори DC-AC, перетворювачі DC-DC та циклоконвертери AC-AC [13]. Найпростіший перетворювач постійного струму відіграє важливу роль у силовій електроніці [14]. Хоча ці пристрої дозволяють покращити керування та енергоефективність у процесах, вони являють собою нелінійні навантаження, що генерують гармонічні спотворення [15]. Гармоніки призводять до передчасних збоїв та деградації обладнання в енергосистемі, низького коефіцієнта потужності та небажаних відключень [16]. Серед обладнання, на яке можуть впливати гармоніки в ІЕС, є трансформатори, двигуни, кабелі та вимикачі навантаження [17]. Крім того, вони можуть спричинити перегрів електрообладнання та проводки, несправність чутливого обладнання та зниження ефективності споживчого обладнання та джерел генерації [18].

Щоб уникнути дорогого встановлення та додаткового розширення потужностей, комунальні підприємства зазвичай застосовують штраф за низький коефіцієнт потужності (КП), стягуючи з клієнтів певну складову попиту (на основі кВА) протягом певного періоду часу [6]. З іншого боку, низький КП означає вищий рахунок за електроенергію за ту саму кількість активного споживання енергії (кВт) для кінцевого споживача. Отже, економії на споживанні потужності та виставленні рахунків можна досягти шляхом покращення КП об'єкта [19]. Для вирішення цих проблем важлива топологія

схеми, яка може покращити КП, особливо за умови значної присутності нелінійних навантажень в ІЕС [20].

У спеціалізованій літературі наведено кілька досліджень, які пропонують найефективніші та найекономічніші методи покращення коефіцієнта потужності (КП). Коригувальні заходи, такі як встановлення синхронних машин на місці та конденсаторних батарей для локального зниження реактивної потужності, аналізуються в [21]. У [22] досліджується корекція КП за допомогою перетворювачів з великою напругою струму, що перемикаються по лінії, з використанням конденсаторів змінної послідовності.

Інші дослідження оптимізували ємність та розташування конденсаторів з найменшими інвестиційними витратами. Вони зосереджувалися на вирішенні проблем напруги та коефіцієнта потужності (PF). У деяких із цих досліджень були реалізовані евристичні методи, засновані на штучному інтелекті. У [23] використовуються генетичні алгоритми; у [24] використовується алгоритм пошуку ворони; у [25] використовується алгоритм пошуку колонії мурах; а в [26] реалізовано алгоритм оптимізації рою частинок.

Кілька авторів розглядали вплив надійності на оптимальне розміщення конденсаторів корекції коефіцієнта потужності (PF). У роботах [26 , 27 , 28] дослідники зосереджуються на вдосконаленні конденсаторів в електричних системах для мінімізації частоти відмов лінії електропередач після встановлення конденсаторів. У роботах [29, 30] обговорюються явища перехідних комутаційних подій та їх вплив на систему.

Ці дослідження зосереджені лише на встановленні конденсаторної батареї та не враховують вплив гармонік. Однак, коли конденсаторна батарея встановлена за наявності гармонік, може виникнути резонанс через компенсацію реактивної складової імпедансу системи [31]. Крім того, конденсаторні батареї є легким шляхом до високочастотного струму за цих умов. Явища резонансу та низький імпеданс до високочастотних струмів значно збільшують циркуляцію струму в конденсаторі. Це призводить до перегріву та випинання покриття поблизу клем, що скорочує термін служби обладнання [32].

Деякі технології на основі активних фільтрів були розроблені для зменшення гармонік, покращення коефіцієнта потужності та регулювання напруги [33]. Корекція коефіцієнта потужності та регулювання гармонік прокладають шлях до повного контролю якості електроенергії [34]. Заглушення гармонік здійснюється шляхом зворотного введення гармонічних струмів з відповідними самоскасовувальними комбінаціями навантаження. Концепція інтелектуального імпедансу може бути використана для подолання фізичних обмежень налаштованих режекторних фільтрів. Інтелектуальні гібридні активні фільтри можуть покращити коефіцієнт потужності [35].

У [36] описано технічне рішення для компенсації реактивної потужності та ослаблення гармонік у промисловому застосуванні. Досліджувана галузь має велике нелінійне навантаження з номінальною потужністю 2,9 МВт та напругою 765 В, що генерує високий рівень гармонік та низький коефіцієнт потужності. Як рішення для цього випадку запропоновано чотири спеціально розроблені активні фільтри гармонік, з'єднані паралельно, кожен з номінальним струмом 300 А. Додаткові лінійні реактори та автотрансформатор також призначені для живлення активних фільтрів при їх номінальній напрузі.

У [37] теорія PQ, запропонована Акагі, використовується для розгляду компенсації шунтуючого активного фільтра потужності, який допомагає зменшити генерацію реактивної потужності, гармоніки та дисбаланс навантаження. У [38] досліджується серія активних фільтрів потужності на основі фІСованих п'яти- та семирівневих нейтральних точок з використанням модифікованої стратегії миттєвого керування реактивною потужністю для компенсації гармонік та всіх збоїв напруги. У [39] досліджується активний шунтуючий фільтр потужності на основі теорії PQ з урахуванням низькочастотних фільтрів, таких як Баттерворта, Чебишева II та Elliptic.

Хоча активні фільтри пропонуються як ефективне рішення зростаючих проблем низького коефіцієнта потужності (КП) та гармонік в ІЕС, вони все ще дорогі та призначені для встановлення в точці спільного підключення (ТСП). Фільтри, встановлені на ТСП, покращують КП, гармоніки та падіння напруги в

цій точці, усуваючи витрати низького КП для сервісних компаній. Однак цього рішення недостатньо для оптимізації втрат енергії в усьому ІЕС, оскільки компенсація в ТСП практично не впливає на нижчі ланцюги.

Підсумовуючи, враховуючи проблему низького коефіцієнта потужності (КП) в ІЕС, були розроблені оптимізаційні дослідження на місці розташування конденсаторної батареї. Однак цього рішення недостатньо, якщо в ІЕС присутні гармоніки. З іншого боку, були запропоновані нові технології активних фільтрів для покращення КП, зменшення коливань напруги та гармонік. Однак, оскільки ці рішення призначені для встановлення в розподільній решітці, вони не гарантують оптимізації для покращення коливань напруги та зменшення втрат у всій ІЕС.

Виходячи з цих аспектів, це дослідження пропонує нове дослідження, в якому оцінюються чотири альтернативні рішення для покращення коефіцієнта потужності (КП) в компенсаторі потужності (ККП) ІЕС за наявності гармонік. Оцінювані альтернативи - це компенсація, зосереджена в ККП за допомогою конденсаторних батарей, розподілена компенсація за допомогою конденсаторних батарей, компенсація, зосереджена в ККП за допомогою гармонічних фільтрів, та розподілена компенсація за допомогою гармонічних фільтрів. Здатність покращити КП в ККП відповідно до колумбійських норм, зменшення втрат та зменшення гармонік з найкоротшим терміном окупності (ПО) розглядаються як критерії порівняння. Аналіз розглянутих досліджень зосереджений на оцінці пропозицій щодо методів компенсації коефіцієнта потужності з використанням різних технологій. Однак ці дослідження не розглядають вплив розташування цих компенсаторів, не включають енергетичний аналіз та не оцінюють наявність гармонік. Виходячи з цих недоліків, це дослідження пропонує наступні внески:

У цьому дослідженні порівнюються техніко-економічні аспекти концентрованої та розподіленої компенсації коефіцієнта потужності в ІЕС.

У цьому дослідженні розглядається зменшення гармонік в ІЕС, на які впливають проблеми з якістю електроенергії.

Ця оцінка включає підхід до енергоефективності для аналізу впливу на втрати електроенергії залежно від розташування компенсаторів коефіцієнта потужності в ІЕС.

4.2. Матеріали та методи дослідження

Основним технічним критерієм цього дослідження було те, що коефіцієнт потужності (КП) на вузлах навантаження РСС повинен досягати значень від 0,9 до 1, згідно з нормативом [6]. Крім того, коефіцієнт гармонійних перетворень (THDV) на РСС був меншим за 8%, згідно зі стандартом [40]. Централізоване встановлення конденсаторних батарей та фільтрів гармонік було проаналізовано на РСС. Однак, також було проаналізовано розподілене встановлення цього обладнання на вузлах навантаження з коефіцієнтом потужності менше 0,9 та THDV більше 8%.

Дослідження проводилося у три етапи. На першому етапі було розглянуто основні існуючі методи проектування систем компенсації реактивної потужності в ІЕС. На цьому етапі було встановлено характеристики основних методів компенсації реактивної потужності та гармонік.

Далі, на другому етапі, було обрано дослідження конкретного випадку – ІЕС з низьким коефіцієнтом потужності (КП), високою частотою асинхронних двигунів та нелінійними навантаженнями. Було отримано однолінійну схему та дані про навантаження ІЕС. Електричні параметри вимірювалися в різних точках ІЕС. Дані системних вимірювань та навантаження ІЕС були реалізовані в програмному забезпеченні NEPLAN ® версії 5.5.3. Згодом були досліджені основні електричні параметри ІЕС, такі як КП, зміна напруги та резонанс. Нарешті, було досліджено чотири рішення, засновані на зосередженій та розподіленій компенсації. Схема ІЕС була налаштована для кожного випадку в програмному забезпеченні NEPLAN, і були отримані результати щодо потоку навантаження, гармонік та короткого замикання.

Зрештою, на третьому етапі було визначено найкраще рішення для покращення коефіцієнта потужності (КП) в системі керування живленням (ПКП) ІЕС. Було враховано вплив гармонік та доцільність інвестицій. Крім того, для кожного рішення було розраховано втрати енергії, вартість інвестицій (ВІ), ПП та вплив гармонік. Згодом результати кожного рішення були порівняні, і рішення з найкоротшим ПП, яке враховувало вплив гармонік, було обрано як найкраще.

Найкраще рішення було обрано на основі відповідності основному технічному критерію (тобто коефіцієнт потужності (PF) на компенсаційному коефіцієнті компенсації (PCC) між 0,9 та 1). Це рішення також має забезпечувати зменшення гармонік та втрат з найнижчим показником РР (коефіцієнта потужності), не впливаючи на термін служби компенсаційного обладнання через резонансний ефект.

На рисунку 4.1. показано методологію, застосовану в дослідженні, та її етапи. Методологія складається з п'яти послідовних кроків, починаючи від характеристики ІЕС і закінчуючи визначенням найкращого сценарію рішення. Кожен крок описано нижче разом з його компонентами.

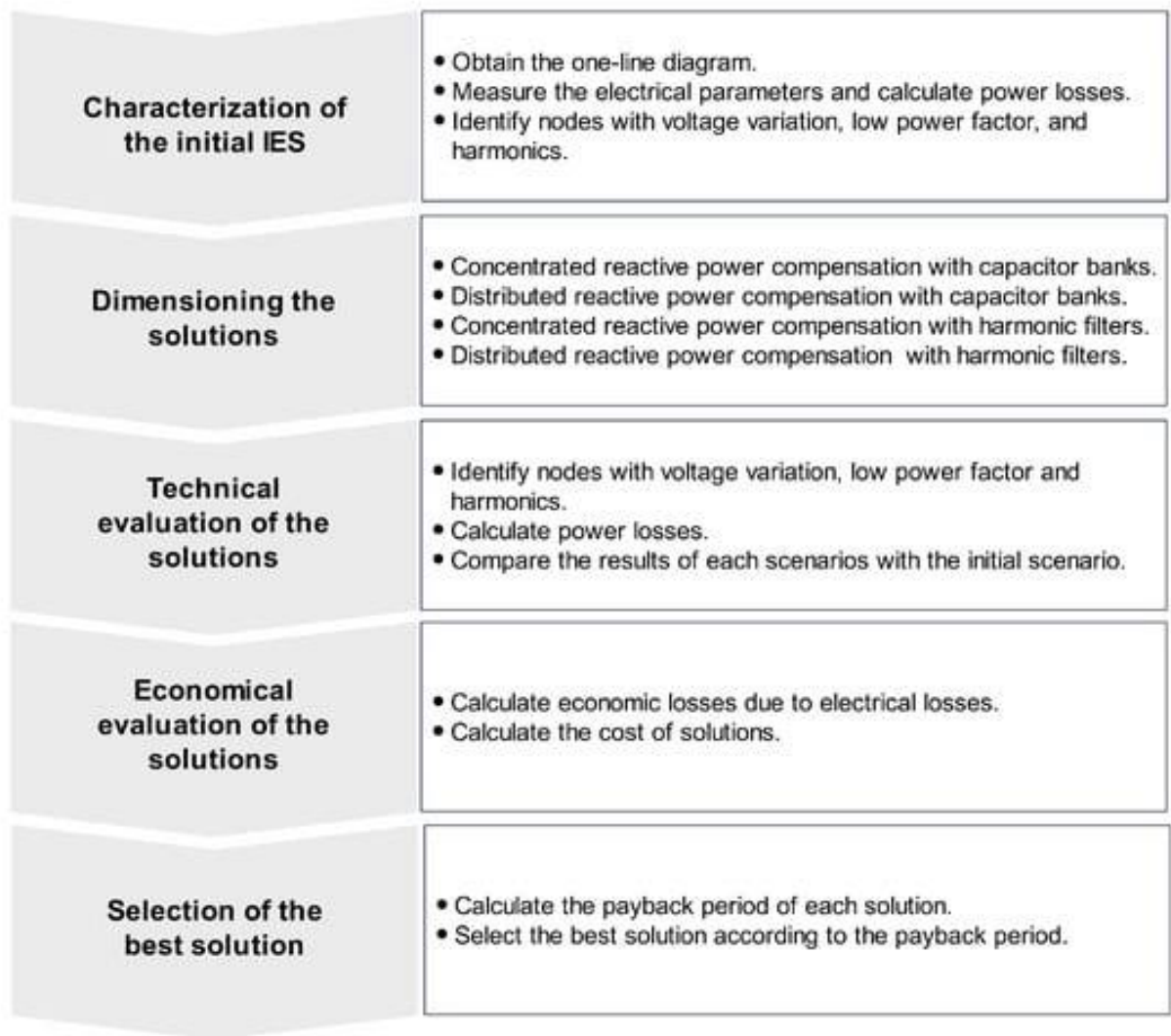


Рисунок 4.1. – Методологія компенсації реактивної потужності в ІЕС.

4.2.1. Характеристика ІЕС

Систему компенсації реактивної потужності було розроблено для уникнення проблем резонансу та коливань напруги в ІЕС з переважним використанням електродвигунів та приводів зі змінною швидкістю. У цій ІЕС також було встановлено нові виробничі лінії для збільшення електричних навантажень. На рисунку 4.2. показано однолінійну схему ІЕС, реалізовану в програмному забезпеченні NEPLAN. На схемі виділено вузли, проаналізовані на предмет концентрованої компенсації та фільтрації, позначені жовтим блоком, що

представляє відповідні пристрої. Аналогічно, позначено вузли, оцінені на предмет розподіленої компенсації та фільтрації, що позначено синім блоком, що символізує відповідні компенсатори та фільтри.

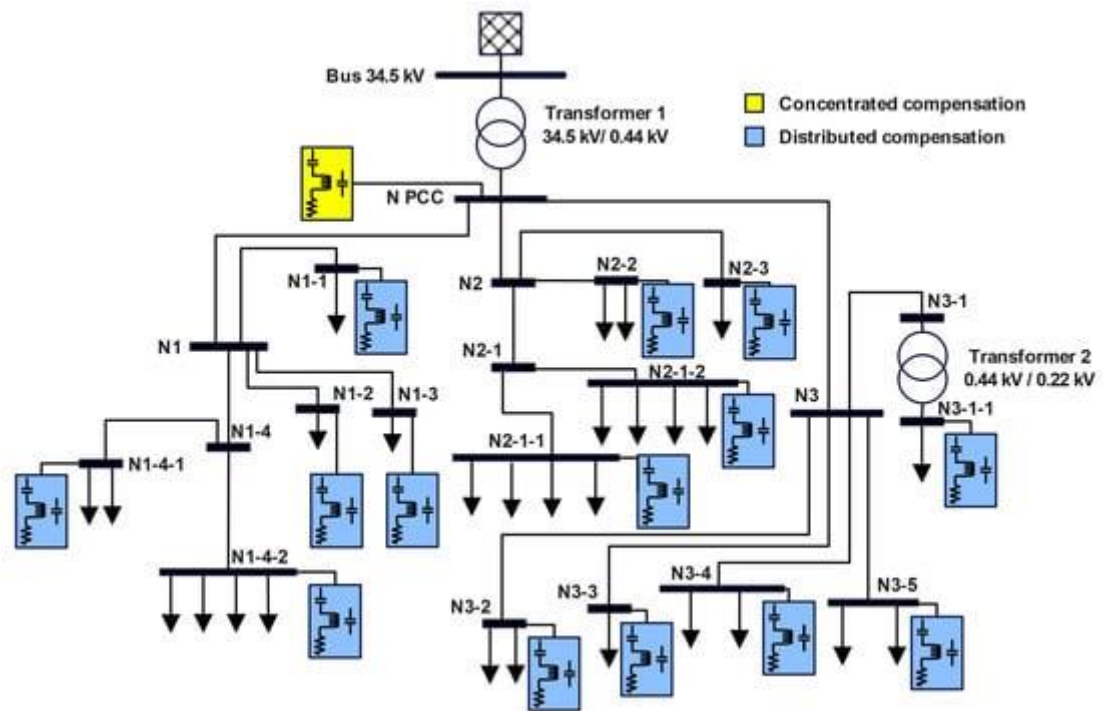


Рисунок 4.2. – Однолінійна схема ІЕС, реалізованої в програмному забезпеченні NEPLAN

ІЕС має 21 вузол, які з'єднують трансформатори та навантаження або діють як зв'язки з іншими вузлами мережі. Трансформатор потужністю 8000 кВА на напругу 34,5/0,44 кВ у РСС живить всю ІЕС напругою 440 В. Система має трансформатор потужністю 500 кВА на напругу 0,44/0,22 кВ для живлення адміністративних навантажень напругою 220 В.

Активну потужність, реактивну потужність та гармоніки струму вимірювали на кожному вузлі за допомогою аналізатора мережі протягом тижня відповідно до стандарту NTC 5001 [41]. Враховуючи, що щоденна поведінка галузі майже постійна та з незначними коливаннями умов навантаження, було використано середнє значення.

Для характеристики системи в програмному забезпеченні NEPLAN було проведено аналіз потоку навантаження, короткого замикання та гармонік. Змінні системи були розраховані відповідно до наступних міркувань:

Зміна напруги розраховується за допомогою програмного забезпечення NEPLAN.

Коефіцієнт навантаження розраховується як співвідношення між виміряною потужністю та номінальною потужністю трансформатора в РСС.

Коефіцієнт потужності (PF) розраховується за допомогою програмного забезпечення NEPLAN.

Загальний коефіцієнт гармонійних спотворень напруги (THDV) розраховується за допомогою програмного забезпечення NEPLAN.

Електричні втрати, спричинені гармоніками, обчислюються як різниця між повною потужністю та потужністю основної частоти.

Резонансна частота розраховується, як у рівнянні (1) [42]. Член— гармоніка резонансної частоти,— отримана видима потужність короткого замикання, а— реактивна потужність конденсаторної батареї.

$$F_r = \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q_c}} \quad (4.1.)$$

Електричні втрати розраховуються як різниця між потужністю в РСС та потужністю навантажень. Різниця відповідає потужності, що розсіюється в лініях [43 , 44].

Загальні втрати розраховуються як сума втрат на гармоніки та електричних втрат.

В аналізі IES було проведено аналіз зміни напруги, низького коефіцієнта потужності, гармонік та оцінку рішення за допомогою програмного забезпечення NEPLAN. Для цього було реалізовано однолінійну схему, представлену на рисунку 4.2 , з номінальними даними трансформаторів та ліній, а також

виміряними потужностями та гармоніками навантажень. У таблиці 4.1. наведено характеристики вузлів та навантажень в IES.

Таблиця 4.1. – Характеристики вузлів та навантажень в IES

Вузол	Тип	P (кВт)	Q (кВАр)
N PSS	Трансформатор 1	5507	4470
H1	Посилання	-	-
H1-1	Навантаження	82	58
H1-2	Навантаження	67	46
H1-3	Навантаження	481	310
H1-4	Посилання	-	-
H1-4-1	Навантаження	124	86
H1-4-2	Навантаження	933	663
H2	Посилання	-	-
H2-1	Посилання	-	-
H2-1-1	Навантаження	317	248
H2-1-2	Навантаження	249	176
H2-2	Навантаження	560	410
H2-3	Навантаження	740	490
H3	Посилання	-	-
H3-1	Трансформер 2	-	-
H3-1-1	Навантаження	142	98
H3-2	Навантаження	482	354
H3-3	Навантаження	253	190
H3-4	Навантаження	472	325
H3-5	Навантаження	355	258

Індикатор коливань напруги використовувався для виявлення проблем із зниженою або підвищеною напругою. У програмному забезпеченні NEPLAN цей індикатор визначається як відсоткове співвідношення напруги на вузлі до номінальної напруги IES [45]. Вузли з проблемами коливань напруги мають значення нижче 92% та вище 105%. Ці значення розглядаються відповідно до обмежень, встановлених стандартом NTC 1340 [46] для низьковольтних міських споживачів. Вузли з низьким коефіцієнтом потужності (PF) мають значення менше 0,9. Ці значення розглядаються відповідно до Резолюції CREG 015 від 2018 року [6]. Вузли з проблемами гармонік - це ті, у яких значення THDV перевищують 8%, згідно зі стандартом IEEE 519 [40].

Таблиця 4.2. – Коефіцієнт потужності (PF), зміна напруги та коефіцієнт гармонійних спотворень (THDV) в мікросхемі

Вузол	ПФ	V (%)	THDV (%)
N PCC	0,78	95,9	10.0
H1	-	-	-
H1-1	0,82	93,8	10.1
H1-2	0,82	94.1	10.1
H1-3	0,84	93.1	10.1
H1-4	-	-	-
H1-4-1	0,82	92,9	10.0
H1-4-2	0,82	88,5	10.0
H2	-	-	-
H2-1	-	-	-
H2-1-1	0,79	90,8	9.9
H2-1-2	0,82	90,5	9.9
H2-2	0,81	90,5	10.0
H2-3	0,83	91.0	10.1
H3	-	-	-
H3-1	-	-	-
H3-1-1	0,82	92,6	10.1
H3-2	0,81	93,5	10.0
H3-3	0,80	93.2	10.0
H3-4	0,82	88,3	9.9
H3-5	0,81	89,0	9.9

У таблиці 4.2. показано коефіцієнт потужності (КП), зміну напруги та коефіцієнт гармонік нерівномірного співвідношення (THDV) кожного вузла за початкової умови (IC). З цієї таблиці видно, що досліджувана IES має низький коефіцієнт потужності, зі значеннями нижче 0,9 у всіх вузлах, включаючи PCC. Значення зміни напруги нижче 0,92 є у семи вузлах, і всі вузли мають проблеми з гармоніками зі значеннями THDV більше 8%. Низький коефіцієнт потужності зумовлений роботою електродвигунів з низьким навантаженням, низька напруга – перевантаженням лінії, а приводи зі змінною швидкістю викликають

гармоніки. На основі цих результатів було оцінено розподілену компенсацію коефіцієнта потужності та зменшення гармонік у всіх вузлах.

У таблиці 4.3. – наведено втрати в лінії, втрати на гармоніках та загальні електричні втрати. Результати в таблиці 4.2. та втрати в таблиці 4.3. використовуються для оцінки впливу запропонованих рішень для покращення.

Таблиця 4.3. – Втрати в лінії, втрати на гармоніках та загальні втрати

Втрати в лінію (кВт)	Втрати гармонік (кВт)	Загальні втрати (кВт)	Вартість збитків (дол. США)
249,5	11,1	260,6	53,31

4.2.2. Вимірність рішень

Виходячи з проблем низького коефіцієнта потужності (PF), коливань напруги та гармонік, виявлених у IES, було оцінено такі рішення:

Рішення 1 (S1): компенсація концентрованої реактивної потужності за допомогою конденсаторних батарей.

Рішення 2 (S2): розподілена компенсація реактивної потужності за допомогою конденсаторних батарей.

Рішення 3 (S3): компенсація концентрованої реактивної потужності за допомогою фільтрів гармонік.

Рішення 4 (S4): розподілена компенсація реактивної потужності за допомогою фільтрів гармонік.

Головною метою цих рішень є забезпечення відповідності коефіцієнта потужності (PF) у РСС положенням Резолюції CREG 015 від 2018 року [6], при цьому PF становить від 0,9 до 1.

Конденсаторні батареї, запропоновані як рішення для покращення, були традиційними та встановленими паралельно в розподільчому щиті та вузлах навантаження. Розміри конденсаторних батарей було розраховано за рівнянням (2) [47]. У цьому рівнянні член— ємність конденсаторної батареї (кВАРн), P —

потужність, необхідна в точці аналізу (кВт), – фактичний коефіцієнт потужності (PF) (pu), та – бажаний коефіцієнт впливу (PF), заданий як 0,9 (о.о.).

$$Q_c = P(\tan \cos^{-1} PF_a - \tan \cos^{-1} PF_d) \quad (4.2.)$$

Гармоніки, присутні в ІЕС, були переважно 5-го порядку. Тому були підібрані розміри налаштованих пасивних фільтрів або фільтрів смуги пропускання. Ці фільтри були встановлені паралельно в РСС та на розподільних вузлах. Цей тип фільтра гармонік складається з послідовних ланцюгів конденсатора, індуктивності та низького опору, розрахованого за рівнянням (3) [48]. Термін – ємнісний реактивний опір, – омінальна напруга (В), n – порядок гармонік, які потрібно виключити, та – реактивна потужність для компенсації (кВАр).

$$x_c = \frac{V_n^2 n^2}{Q_1(n^2 - 1)} \quad (4.3.)$$

Ємність можна розрахувати як виражено в рівнянні (4.4.) [49]. У цьому рівнянні C – це ємність (F), а f – основна частота (Гц).

$$C = \frac{1}{2\pi f x_c} \quad (4.4.)$$

Тепер термін – індуктивний опір, виражений в омах, розрахований, як визначено в рівнянні (4.5.).

$$x_l = \frac{x_c}{n^2} \quad (4.5.)$$

Враховуючи попередній термін, індуктивність можна розрахувати, як у рівнянні (4.6.) [49]. Член L – це індуктивність у Генрі (Гн).

$$L = \frac{x_l}{2\pi f} \quad (4.6.)$$

Опір розраховується, як виражено в рівнянні (4.7.). Член R – це опір у, а Q – коефіцієнт якості фільтра, який можна вибрати в межах від 20 до 50 [48].

$$R = \frac{nx_l}{Q} \quad (4.7.)$$

Важливо зазначити, що конденсатори фільтрів гармонік дозволяли не лише фільтрувати гармоніки, але й коригувати коефіцієнт потужності [50]. Згодом, на основі цих розрахунків, конденсаторні батареї та фільтри гармонік були обрані з каталогу виробника. Були обрані найближчі або вищі значення, оскільки виробники не завжди мають пристрої з такими ж значеннями, як розраховані.

4.2.3. Оцінювання рішень

Для кожного рішення було проведено технічну оцінку на основі таких аспектів:

Перевірте, чи в PCC PF відповідає положенням резолюції CREG 015 від 2018 року [6].

Кількісно визначте кількість вузлів (PCC та розподіл) з PF поза діапазоном, встановленим у резолюції CREG 015 від 2018 року [6].

Кількісно визначте кількість вузлів (PCC та розподільчих) з напругою поза діапазоном, встановленим стандартом NTC 1340 [46].

Кількісно визначте кількість вузлів (РСС та розподіл) з гармоніками поза діапазоном, встановленим стандартом IEEE 519 [40].

Розрахунок втрат гармонік у лініях та загальних втрат електроенергії в ІЕС.
Економічна оцінка рішень.

Для економічної оцінки рішень коефіцієнт продуктивності (PP) було розраховано за рівнянням (4.8.). Термін PP позначає кількість років, необхідних для окупності початкових інвестицій (роки), CI – вартість інвестицій (дол. США), а AES – річна економія енергії завдяки електроенергії (дол. США/рік).

$$PP = \frac{CI}{AES} \quad (4.8.)$$

Індекси гармонік (CI) в S1 та S2 відповідають вартості конденсаторних батарей, тоді як CI в S3 та S4 були отримані з вартості фільтрів гармонік.

Коефіцієнт енергоефективності (AES) завдяки економії електроенергії було розраховано згідно з рівнянням (4.9.). Термін CE – це вартість електроенергії, що розглядається як 0,2 дол. США/кВт·год,– втрати енергії в ІС ІЕС у (кВт·год/рік), та– втрати енергії для кожного рішення (кВт·год/рік).

$$AES = CE(E_{loss_i} - E_{loss_s}) \quad (4.9.)$$

4.2.4. Порівняння та найкраще рішення

Після техніко-економічної оцінки кожного рішення було обрано найкращий варіант. Найкращим рішенням було те, яке мало найкоротший період відновлення та гарантувало відповідність PF у РСС резолюції CREG 015 від 2018 року [6].

У таблиці 4.5. – наведено активну потужність, реактивну потужність, коефіцієнт потужності (PF), зміну напруги та коефіцієнт гармонічних спотворень (THDV) для кожного вузла IES при застосуванні S1. З цієї таблиці видно, що лише коефіцієнт потужності (PF) в РСС покращився з урахуванням рішення, заснованого на концентрованій компенсації за допомогою конденсаторної батареї. Водночас проблеми зі зміною напруги були усунені в чотирьох вузлах, а в трьох проблема збереглася. Однак, зменшення гармонік можна спостерігати в усіх вузлах в результаті фільтрації, що здійснюється конденсаторною батареєю РСС. В цьому останньому аспекті слід враховувати, що хоча конденсаторна батарея може фільтрувати гармоніки завдяки своєму низькому імпедансу на високій частоті, вона не підходить для цієї мети. Тому вона може перегріватися через збільшення струму гармонік, що призводить до випинання покриття поблизу клем та скорочення терміну її служби [51].

Таблиця 4.5. – Активна потужність, реактивна потужність, коефіцієнт потужності (PF), варіація напруги та коефіцієнт гармонічних спотворень (THDV) для кожного вузла IES при застосуванні S1

Вузол	Тип	P (кВт)	Q (кВАр)	ПФ	V (%)	THDV (%)
N РСС	Трансформатор 1	5495.9	2548.7	0,91	97,7	1,7
H1-1	Навантаження	82	58	0,82	95,7	1,4
H1-2	Навантаження	67	46	0,82	95,9	1,5
H1-3	Навантаження	481	310	0,84	94,9	1,4
H1-4-1	Навантаження	124	86	0,82	94,8	1,4
H1-4-2	Навантаження	933	663	0,82	90,4	1,1
H2-1-1	Навантаження	317	248	0,79	92,7	1,3
H2-1-2	Навантаження	249	176	0,82	92,4	1,3
H2-2	Навантаження	560	410	0,81	92,4	1,2
H2-3	Навантаження	740	490	0,83	92,9	1,1
H3-1-1	Навантаження	142	98	0,82	94,5	1,2
H3-2	Навантаження	482	354	0,81	95,4	1,2
H3-3	Навантаження	253	190	0,80	95,1	1,5
H3-4	Навантаження	472	325	0,82	90,3	1,3
H3-5	Навантаження	355	258	0,81	91,0	1,4

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

На рисунку 4.5. наведено огляд потенціалу реактивної потужності у порівнянні з потребою в реактивній потужності мережі та показано відповідність обмеженням напруги та потоку навантаження, представляючи максимальну та мінімальну напругу, а також максимальну видиму потужність у мережі.

Завдяки централізованому процесу регулювання реактивної потужності, ситуація з напругою покращується шляхом зниження напруги у вихідні та підвищення напруги у робочі дні. Останній ефект навіть призводить до дотримання вимог у (4.17.). Майже немає впливу на максимальну видиму потужність ліній електропередач. Надійність процесу щодо дотримання різних та суворіших обмежень не є предметом цього звіту, але її можна простежити в [43 , 44].

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ

Промислові компанії з системами компенсації, такими як конденсаторні батареї, демонструють корисний потенціал реактивної потужності, який може бути інтегрований у процеси експлуатації та планування мережі для аспектів стабілізації напруги в розподільчих мережах. У цьому дослідженні представлені концепції вимірювання, методи розрахунку та стратегії розробки потенціалів реактивної потужності промислових компаній. Кількісно визначено доступність та величину потенціалу реактивної потужності шести зразкових та реально виміряних промислових компаній середньої напруги з промисловими системами компенсації. Всі компанії демонструють певний ємнісний потенціал реактивної потужності, який може бути надійно забезпечений у будь-який час. В одній промисловій компанії можна підтвердити індуктивний потенціал реактивної потужності до 4 Мвар та ємнісний потенціал реактивної потужності до 7 Мвар. Крім того, у цьому дослідженні показано, що завдяки стохастичній суперпозиції мінімальний одночасний потенціал реактивної потужності та ефект компенсації можуть бути значно збільшені (у прикладі застосування до 35,8%). Децентралізований потенціал реактивної потужності промислових компаній, а також енергетичних установок або інших джерел реактивної потужності може бути розроблений за допомогою представленої системи оптимального керування потоком реактивної потужності на основі чутливості. Стратегія керування використовує існуючий потенціал, задовольняючи потреби в реактивній потужності всієї мережі середньої напруги. Контролюється дотримання обмежень напруги та потоку навантаження. Для цього необхідна інформаційно-комунікаційна технологія для джерел реактивної потужності (включаючи резервні стратегії у разі відмови), критичних вузлів мережі та активів.

Для закупівлі промислового потенціалу реактивної потужності витрати на його забезпечення повинні компенсуватися. Тому відповідальний національний регуляторний орган повинен розробити ринкові механізми. Представлена стратегія управління потенціалом реактивної потужності включає математичну

оптимізацію з точки зору технічної відповідності мережі. З урахуванням витрат на виробництво реактивної потужності промисловими компаніями, адаптація або вдосконалення моделі оптимізації повинні бути проведені в подальших дослідженнях, щоб гарантувати економічне диспетчеризацію реактивної потужності.

Для оцінки стратегію керування реактивною потужністю застосовується в реальній існуючій системі середньої напруги з 66 шинами, яка представляє типову топологію та проникнення навантаження/генерації в сільську промислову мережу. Результати показують, що значна частина потреби в реактивній потужності всієї розподільчої мережі середньої напруги може бути повністю компенсована у 99,6% випадків використання мережі в стаціонарних умовах. Результати базуються на моделюванні потоку навантаження в стаціонарному режимі з роздільною здатністю 10 секунд. У майбутніх роботах слід проводити динамічне моделювання з меншим часовим масштабом аналізу для дослідження перехідної поведінки компенсації реактивної потужності за різних робочих умов перед використанням у реальних умовах. Дефіцит компенсації виникає через недостатній індуктивний потенціал реактивної потужності розглянутих промислових компаній у вихідні дні. Екстремальні значення напруги можна покращити під час процесу керування. Таким чином, можна збільшити інтеграційну здатність мережі. Продемонстровано гарантію дотримання обмежень напруги та потоку навантаження.

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

1. Конституція України: Конституція України; Верховна Рада України від 28.06.1996 № 254к/96–ВР // База даних «Законодавство України» / 45 Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/254%D0%BA/96-%D0%B2%D1%80>
2. Омельченко Володимир. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни. Центр Разумкова. 2022. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/sektor-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pidchas-ta-pislya-viyny>
3. Про Концепцію діяльності органів виконавчої влади у забезпеченні енергетичної безпеки України : Постанова Кабінету Міністрів України від 19.01.1998 № 48 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/48-98-%D0%BF/>
4. Про нафту і газ : Закон України від 12.07.2001 № 2665–III URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2665-14>
5. Про Національний план дій з енергоефективності на період до 2030 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України; План, Заходи від 12.2021 № 1803–р // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/1803-2021-%D1%80>
6. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг : Закон України від 22.09.2016 № 1540–VIII // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/1540-19>
7. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019–VIII URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2019-19>
8. Про схвалення Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України; Концепція, План, Заходи від 14.10.2022 № 908–р // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/908-2022-%D1%80> .

9. Про схвалення Плану розвитку системи передачі на 2021–2030 роки : Постанова; Нацком.енергетики, ком.послуг від 20.01.2021 № 57 // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0057874-21>
10. Паливно–енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття [За заг. ред. А.К. Шидловського, М.П. Ковалка]. – К.: УЕЗ, – 2001. – 398 с.
11. The German Bundestag. Renewable Energy Sources Act (EEG 2021); Federal Ministry of Justice: Berlin, Germany, 2022.
12. The German Bundestag. Atomic Energy Act on the Peaceful Utilization of Atomic Energy and the Protection against Its Hazards (AtG); Federal Ministry of Justice: Berlin, Germany, 2021.
13. The German Bundestag. Coal–Fired Power Generation Termination Act (KVBG); Federal Ministry of Justice: Berlin, Germany, 2021.
14. The European Parliament and the Council of the European Union. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU; Official Journal of the European Union: Brussel, Belgium, 2019.
15. The European Parliament and the Council of the European Union. Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the Internal Market for Electricity; Official Journal of the European Union: Brussel, Belgium, 2019.
16. The German Bundestag. German Energy Industry Act (EnWG); Federal Ministry of Justice: Berlin, Germany, 2022.
17. Zhang, W.; Tolbert, L.M. Survey of reactive power planning methods, Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2005, 2, 1430–1440.
18. Zhang, W.; Li, F.; Tolbert, L.M. Review of Reactive Power Planning: Objectives, Constraints, and Algorithms. IEEE Trans. Power Electron. 2007, 22, 2177–2186.
19. Soma, G.G. Optimal Sizing and Placement of Capacitor Banks in Distribution Networks Using a Genetic Algorithm. Electricity 2021, 2, 187–204.

20. Yuvaraj, T.; Devabalaji, K.R.; Prabakaran, N.; Haes Alhelou, H.; Manju, A.; Pal, P.; Siano, P. Optimal Integration of Capacitor and Distributed Generation in Distribution System Considering Load Variation Using Bat Optimization Algorithm. *Energies* 2021, 14, 3548.
21. Kingston, R.; Baghzouz, Y. Power factor and harmonic compensation in industrial power systems with nonlinear loads. In *Proceedings of the Industrial and Commercial Power Systems Conference*, Irvine, CA, USA, 1–5 May 1994.
22. Ekel, P.; Ansuji, S.; Schinzing, R.; Prakhovnik, A.; Razumovsky, O. Automation of reactive power compensation in industrial power systems. In *Proceedings of the IEEE International Conference on Control and Applications*, Glasgow, UK, 24–26 August 1994.
23. Putman, R.E.; Huff, F.C.; Pal, J.K. Optimal reactive power control for industrial power networks. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 1999, 35, 506–514.
24. Glöckler, C.; Harms, Y.; Hau, M.; Jost, D.; Löwer, L.; Stock, D.; Wecker, M.; Wessel, A. IMOWEN-Integration großer Mengen Onund Offshore erzeugter Windenergie in das elektrische Netz durch intelligente Netzanalyse und Clusterbetriebsführung: Schlussbericht; Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE: Kassel, Germany, 2018.
25. Małaczek, M.; Wasiak, I. Control of low voltage microgrid in autonomous operation mode. In *Proceedings of the 2016 Electric Power Networks (EPNet)*, Szklarska Poreba, Poland, 19–21 September 2016.
26. Andrychowicz, M.; Olek, B. Energy storing vs. generation curtailment—The measures for controlling renewable generation. In *Proceedings of the 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Dresden, Germany, 6–9 June 2017.
27. Grab, R.; Köppe, H.; Schuster, M. PV-Wind-Symbiose-Ausnutzung der sich ergänzenden Eigenschaften von PV- und Wind-Kraftwerken hinsichtlich Spannungsqualität und der Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung: Schlussbericht zum Verbundvorhaben; Fraunhofer ISE: Freiburg im Breisgau, Germany, 2019.

28. VDE-AR-N 4105:2018-11; Generators Connected to the Low-Voltage Distribution Network-Technical Requirements for the Connection to and Parallel Operation with Low-Voltage Distribution Networks. FNN: Berlin, Germany, 2018.
29. VDE-AR-N 4110:2018-11; Technical Requirements for the Connection and Operation of Customer Installations to the Medium Voltage Network (TAR Medium Voltage). FNN: Berlin, Germany, 2018.
30. VDE-AR-N 4120:2018-11; Technical Requirements for the Connection and Operation of Customer Installations to the High Voltage Network (TAR High Voltage). FNN: Berlin, Germany, 2018.
31. Brückl, O.; Haslbeck, M. Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives BlindleistungsManagement in der Stromversorgung Deutschlands; ZVEI-Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V., Fachverband Starkstromkondensatoren: Frankfurt, Germany, 2013.
32. Carpentier, J. Contribution à l'étude du dispatching économique. Bull. Société Fr. Électriciens 1962, 3, 431–447.
33. Dommel, H.; Tinney, W. Optimal Power Flow Solutions. IEEE Trans. Power Appar. Syst. 1968, 87, 1866–1876.
34. Stephen, F.; Steponavičė, I.; Rebennack, S. Optimal Power Flow: A bibliographic survey I. Energy Syst. 2012, 3, 221–258.
35. Stephen, F.; Steponavičė, I.; Rebennack, S. Optimal Power Flow: A bibliographic survey II. Energy Syst. 2012, 3, 259–289.
36. Buksh, W.; Grothey, A.; McKinnon, K.I.M.; Trodden, P.A. Local Solutions of the Optimal Power Flow Problem. IEEE Trans. Power Syst. 2013, 28, 4780–4788.
37. Qiu, Z.; Deconinck, G.; Belmans, R. A literature survey of Optimal Power Flow problems in the electricity market context. In Proceedings of the 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, Seattle, WA, USA, 15–18 March 2009.

38. Molzahn, D.K.; Dörfler, F.; Sandberg, H.; Low, S.H.; Chakrabarti, S.; Baldick, R.; Lavaei, J. A Survey of Distributed Optimization and Control Algorithms for Electric Power Systems. *IEEE Trans Smart Grid* 2017, 8, 2941–2962.
39. Granville, S. Optimal reactive dispatch through interior point methods. *IEEE Trans. Power Syst.* 1994, 9, 136–146.
40. Wu, Q.H.; Ma, J.T. Power system optimal reactive power dispatch using evolutionary programming. *IEEE Trans. Power Syst.* 1995, 10, 1243–1249.
41. Dai, C.; Chen, W.; Zhu, Y.; Zhang, X. Seeker Optimization Algorithm for Optimal Reactive Power Dispatch. *IEEE Trans. Power Syst.* 2009, 24, 1218–1231.
42. Syah, R.; Faghri, S.; Nasution, M.K.; Davarpanah, A.; Jaszczur, M. Modeling and Optimization of Wind Turbines in Wind Farms for Solving Multi-Objective Reactive Power Dispatch Using a New Hybrid Scheme. *Energies* 2021, 14, 5919.
43. Nagarajan, K.; Parvathy, A.K.; Rajagopalan, A. Multi-objective optimal reactive power dispatch using levy interior search algorithm. *Int. J. Electr. Eng. Inform.* 2020, 12, 547–570.
44. Das, D.B.; Patvardhan, C. Reactive power dispatch with a hybrid stochastic search technique. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2002, 24, 731–736.
45. Tudose, A.M.; Picioroaga, I.I.; Sidea, D.O.; Bulac, C. Solving Single- and Multi-Objective Optimal Reactive Power Dispatch Problems Using an Improved Salp Swarm Algorithm. *Energies* 2021, 14, 1222.
46. Tao, Q.; Wang, D.; Yang, B.; Liu, H.; Yan, S. Voltage control of distribution network with distributed generation based on Voltage Sensitivity Matrix. In *Proceedings of the 2018 IEEE International Conference on Energy Internet (ICEI)*, Beijing, China, 21–25 May 2018.
47. Rauch, J.; Brückl, O. Entwicklung eines Regelverfahrens für einen optimierten und zentralen Blindleistungsabruf zur Beeinflussung des Blindleistungshaushalts von Mittelspannungsverteilnetzen unter Einhaltung von Netzrestriktionen. In *Proceedings of the Konferenz Zukünftige Stromnetze*, Berlin, Germany, 30–31 January 2019. (In German).

48. Zhu, J. Optimization of Power System Operation; John Wiley & Sons: New Jersey, NJ, USA, 2009.
49. Molver, I.; Chowdhury, S. Investigation of the Impact of Grid-integrated Distributed Generation on MV Network Voltage using Load Flow Sensitivities. In Proceedings of the 2019 IEEE PES/IAS PowerAfrica, Abuja, Nigeria, 20–23 August 2019.
50. Haslbeck, M. Planerische Bestimmung von Randbedingungen zur Steuerung von Blindleistungsquellen an Knoten von Mittelspannungsnetzen. Ph.D. Thesis, Clausthal University of Technology, Clausthal-Zellerfeld, Germany, 2020. (In German).
51. Rauch, J.; Klitsman, M.; Haslbeck, M.; Brückl, O. Entwicklung von Methoden zur Prognose der Blindleistungsbilanz von Mittelspannungsnetzen zur Steuerung eines dezentralen Blindleistungsabrufs. In Proceedings of the Zukünftige Stromnetze, Berlin, Germany, 30–31 January 2018. (In German).
52. Haslbeck, M.; Kreuzer, R.; Rauch, J.; Brückl, O.; Günther, A.; Bäsman, R.; Rietsche, H.; Tempelmeier, A. SyNErgieSystemoptimierendes Netz- und Energiemanagement für die Verteilungsnetze der Zukunft: SyNErgie-Stromnetze Forschungsinitiative der Bundesregierung: Schlussbericht; Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg FENES: Regensburg, Germany, 2018.
53. Rauch, J. Entwicklung eines Regelverfahrens für einen optimierten und zentralen Blindleistungsabruf zur Beeinflussung des Blindleistungshaushalts von Mittelspannungsnetzen unter Einhaltung von Netzrestriktionen. Master's Thesis, Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, Regensburg, Germany, 2018.