

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 ВПЛИВУ ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО РЕГУЛЮВАННЯ
НАПРУГИ ЧЕРЕЗ ОПТИМАЛЬНИЙ ПЕРЕТІК РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ
НА РІВЕНЬ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ З
РОЗОСЕРЕДЖЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 маг. курсу, групи ДЕА-ЕБ23мг-1
спеціальності : 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

_____ / Олександр КЛИМЕНКО
(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 Енергетична безпека

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 Олександр КЛИМЕНКО

1. Тема «Дослідження впливу децентралізованого регулювання напруги через оптимальний перетік реактивної потужності на рівень енергетичної безпеки розподільчих мереж з розосередженою генерацією»

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. 1. Аналіз комбінованих систем електропостачання з використанням поновлюваних джерел енергії 2. Розробка моделі гібридної системи електропостачання з використанням поновлюваних джерел енергії 3. Розробка й реалізація алгоритму оптимізації вибору устаткування 4. Вибір устаткування гібридної системи електропостачання для конкретного заданого об'єкта 5. Фінансовий менеджмент, ресурсоефективність і ресурсозбереження. 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

(підпис)

Олександр КЛИМЕНКО
(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)

Олександр КЛИМЕНКО
(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

Юлія ОЛІЙНИК

РЕФЕРАТ

Магістерська робота виконана на 73 стор., містить 4 таблиці, 25 рисунків, що характеризують результати дослідження, використано 48 літературних посилань.

Об'єкт дослідження – процес регулювання напруги.

Предмет дослідження – перетік реактивної потужності.

Мета роботи – дослідження впливу децентралізованого регулювання напруги через оптимальний перетік реактивної потужності на рівень енергетичної безпеки розподільчих мереж з розосередженою генерацією.

У результаті дослідження був розроблений інструмент моделювання систем електропостачання децентралізованих споживачів.

У майбутньому планується вдосконалення моделі й програми оптимізації.

Глобальна потужність виробництва електроенергії з відновлюваних джерел різко зросла, головною рушійною силою є розподілена фотоелектрична генерація. Зростаюче проникнення непрограмованих відновлюваних розподілених енергетичних ресурсів (DER) створює проблеми для належного управління розподільними мережами, що вимагає передових методів регулювання напруги. У роботі пропонується інноваційна децентралізована стратегія напруги, яка розглядає DER, зокрема інверторні, як автономні регулятори відповідно до найсучасніших європейських технічних стандартів і мережних кодексів. У запропонованому методі використовується оптимальний перетік реактивної потужності, що мінімізує відхилення напруги по всіх вузлах середньої напруги; щоб перевірити продуктивність алгоритму, його було застосовано до невеликої тестової мережі та реальної європейської розподільної мережі середньої напруги та порівняно з повністю централізованим ORPF. Результати показують, що запропонована децентралізована автономна стратегія ефективно покращує профілі напруги в обох прикладах, зменшуючи відхилення напруги на кілька процентних пунктів; ці результати додатково підтверджуються аналізом, який проводився протягом кількох днів, щоб спостерігати, як пори року впливають на результати.

Ключові слова: РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, РОЗПОДІЛЬЧА МЕРЕЖА, МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ДЕЦЕНТРАЛІЗАЦІЯ, НАКОПИЧУВАЧІ ЕНЕРГІЇ, ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ.

ABSTRACT

The master's work is completed on 73 pages, contains 4 tables, 25 figures characterizing the results of the research, 48 literary references are used.

The object of research is the voltage regulation process.

The subject of research is the flow of reactive power.

The purpose of the work is to investigate the influence of decentralized voltage regulation through optimum flow of reactive power on the level of energy security of distribution networks with distributed generation.

As a result of the study, a modeling tool for decentralized consumers' electricity supply systems was developed.

Improvements to the model and optimization program are planned in the future.

Global renewable electricity generation capacity has increased dramatically, with distributed photovoltaic generation as the main driver. The growing penetration of non-programmable renewable distributed energy resources (DER) poses challenges for the proper management of distribution networks, requiring advanced voltage regulation techniques. This paper proposes an innovative decentralized voltage strategy that treats DERs, in particular inverters, as autonomous regulators according to the latest European technical standards and network codes. The proposed method uses the optimal flow of reactive power, which minimizes the voltage deviation on all nodes of medium voltage; to test the performance of the algorithm, it was applied to a small test network and a real European medium voltage distribution network and compared with a fully centralized ORPF. The results show that the proposed decentralized autonomous strategy effectively improves the voltage profiles in both examples, reducing the voltage deviation by several percentage points; these results are further supported by an analysis conducted over several days to observe how the seasons affect the results.

Keywords: VOLTAGE REGULATION, DISTRIBUTION NETWORK, SYSTEM MODELING, POWER SUPPLY, DECENTRALIZATION, ENERGY STORAGE, ELECTRICAL EQUIPMENT.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМОМ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЯК ФАКТОР ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ	14
1.1 Тенденції розвитку теоретичних засад досліджень у сфері енергетичної безпеки. Визначення сфери (об'єкта) енергетичної безпеки	14
1.2 Регулювання напруги в сучасних розподільних мережах	24
1.3 Оптимальний потік реактивної потужності	30
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1	33
РОЗДІЛ 2 МЕТОДОЛОГІЯ ЗАКОНУ РОЗПОДІЛЕНОГО КЕРУВАННЯ ТА РЕАЛІЗАЦІЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ	34
2.1. Обґрунтування й опис основних параметрів моделі	34
2.2. Закон керування $Q(V)$	35
2.3. Математична модель	37
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2	39
РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ЧИСЕЛЬНІ РЕЗУЛЬТАТИ ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО КОНТРОЛЮ	40
3.1. Перевірка запропонованого методу	40
3.2. Чисельні результати: Мінімізація коливань напруги	41
3.3. Практичний приклад розрахунку	48
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3	54
РОЗДІЛ 4. ПОРІВНЯННЯ КОНЦЕНТРОВАНОЇ ТА РОЗПОДІЛЕНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	55
4.1. Постановка завдання	55
4.2. Техніко-економічне порівняння запропонованих рішень	59

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4	65
ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ	67
СПИСОК ПОСИЛАНЬ	69

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

DER – непрограмовані відновлювані розподілені енергетичні ресурси

DSO – оператор системи розподілу

IES – промислові електричні системи

ORPF – оптимальний потік реактивної потужності

PV – сонячна фотовольтаніка

PF – коефіцієнт потужності

PCC – точка загального з'єднання

DSO – оператори систем розподілу

ЕМ – електрична мережа

ММ – математичні моделі

МКЕ – метод кінцевих елементів

МКР – метод кінцевих різниць

ПП – первинна підстанція

ПС – вторинна підстанція

РМ – розподільчі мережі

РПН – регулювання напруги під напругою

СНАУ – система нелінійних алгебраїчних рівнянь

СЛАУ – система лінійних алгебраїчних рівнянь

FEMM – Finite Element Method Magnetics

ПДЕ – поновлювальні джерела енергії

СЕП – система електропостачання

ФЕУ – фотовольтанична електрична станція

ВСТУП

Енергетична безпека є одним з основних пріоритетів для національних урядів, оскільки кожна країна визначає свої цілі та механізми реалізації політики в цій сфері з урахуванням власних особливостей організації суспільного життя та моделей управління.

Управлінська діяльність у галузі енергетичної безпеки є складною і багатогранною, оскільки включає в себе численні аспекти, такі як ресурсні, технічні, економічні, екологічні, організаційно-адміністративні, управлінські, соціальні, інноваційні, політичні, геополітичні та безпекові питання. Вона також має враховувати світоглядні аспекти енергозабезпечення життєво важливих потреб та функцій держави, суспільства та економіки. Крім того, політика енергетичної безпеки може зазнавати змін у часі, в залежності від соціально-економічного та науково-технологічного розвитку країни, а також від трансформації моделей функціонування енергетичних ринків.

Необхідність врахування цих різноманітних аспектів ускладнює розробку єдиного методологічного підходу для оцінки стану енергетичної безпеки країни. Останнім часом як в Україні, так і в інших країнах спостерігаються суттєві зміни в принципах регулювання енергетичного сектору, з розширенням використання енергетики як інструмента досягнення політичних цілей, що ще більше зумовлює різноманіття підходів до цього питання.

Переважаюча більшість досліджень, що стосуються оцінки стану енергетичної безпеки, здійснюється з використанням комплексного підходу. Проблема цього підходу полягає в довільному виборі параметрів, які, на думку дослідників, є важливими для аналізу. Такий підхід не дає можливості розробити універсальний метод вибору параметрів оцінки енергетичної безпеки, оскільки для різних країн і специфічних умов функціонування їх енергетичних ринків можуть бути необхідні різні набори критеріїв. Більш того, цей підхід ускладнює стратегічне планування в галузі енергетичної безпеки, оскільки зміни у виборі параметрів через технологічні трансформації та зміни моделей ринку енергетики фактично потребують перегляду методик

оцінювання рівня енергетичної безпеки, оновлення індикаторів і пошуку нових даних для розрахунків.

У останні роки глобальна потужність з виробництва електроенергії з відновлювальних джерел значно зросла, досягнувши рекордних темпів. Відновлювані джерела енергії створюють реальні можливості для потроєння світової потужності до 2030 року. У 2023 році нові потужності відновлювальних джерел енергії, додані до світових енергетичних систем, зросли на 50%, досягнувши майже 510 ГВт, з яких три чверті складали сонячні фотоелектричні системи. Очікується, що в Європі темпи зростання відновлювальних потужностей подвояться в 2023–2028 роках, порівняно з попередніми шістьма роками, з додатковими 532 ГВт. Одним з основних джерел цього зростання залишатимуться розподілені сонячні фотоелектричні системи, які підтримуються новими тарифами, податковими пільгами, інноваціями в автоматизації та поліпшенням акумуляторних технологій для зменшення невизначеності в виробництві фотоелектричної енергії.

У новому сценарії, який передбачає масове впровадження відновлювальних і непрограмованих розподілених енергетичних ресурсів (DER), операторам систем розподілу (DSO) доводиться стикатися з дедалі складнішими проблемами. Оскільки DER мають періодичний характер і залежать від мінливості погодних умов, вони можуть негативно впливати на енергосистему, що проявляється у вигляді збільшення потоків реактивної потужності, коливань напруги, дисбалансів і перевантажень.

Якість напруги є важливим аспектом роботи розподільчих мереж (PM), на який значно впливає наявність великої кількості DER. Оператори систем розподілу повинні забезпечувати стабільну напругу для належного функціонування всіх електроприладів, ефективної роботи генеруючих установок і запобігання пошкодженню інфраструктури мережі. Тому регулювання напруги є ключовим фактором для того, щоб напруга залишалась у допустимих межах. Згідно з технічним стандартом EN 50160, напруга на

розподільчих мережах повинна бути в межах $\pm 10\%$ від еталонного рівня напруги в нормальних умовах.

Традиційно перемикач під навантаженням (РПН) високовольтних і середньовольтних трансформаторів використовувався на первинних підстанціях (ПС) для підтримки стабільного рівня напруги в мережах. Це досягалося шляхом компенсації змін, що виникають через коливання генерації, навантаження та зміни в мережі передачі. Однак з огляду на збільшення коливань профілів напруги в розподільних лініях, спричинених варіаціями генерації навантаження та впливом розподілених енергетичних ресурсів (DER), регулювання напруги через РПН в електричних мережах може бути недостатнім для забезпечення підтримки напруги на всьому розподільному рівні в межах допустимих значень.

У цьому контексті децентралізоване регулювання напруги вважається потенційним рішенням для покращення якості напруги в розподільних мережах. DER, особливо на основі інверторів, можуть виступати ключовими елементами цієї системи, оскільки вони здатні регулювати реактивну потужність (а в окремих випадках і активну потужність) для підтримки стабільної напруги. З цією метою в багатьох країнах були оновлені технічні вимоги до підключення DER, щоб включити мінімальні функції керування потужністю для підтримки стабільності мережі в разі надзвичайних ситуацій.

В країнах ЄС технічні стандарти CEI 0-16 та 0-21 визначають вимоги щодо можливостей керування DER, що відповідають мережевому кодексу ENTSO-E. DER можуть використовувати ці функції для виконання ролі розподілених регуляторів напруги, покращуючи рівень напруги на своїх клеммах і зменшуючи випадки перевищення чи зниження напруги в мережі. Завдяки цьому DER можуть забезпечити ефективну і недорогу компенсацію реактивної потужності по всій мережі, зменшуючи навантаження на традиційні механічні пристрої регулювання та покращуючи профілі напруги навіть при високому проникненні переривчастої генерації.

Цей документ має на меті закласти основи для розробки методу контролю напруги на розподільчих мережах (DN) за допомогою децентралізованої стратегії, що вирішує основні проблеми поточних стратегій регулювання напруги. На сьогодні значення напруги на клемах розподілених енергетичних ресурсів (DER) зазвичай контролюються відповідно до місцевих вимог регулювання, без будь-якої інтеграції між різними DER. Зазвичай контроль напруги використовує функцію падіння, яка регулює реактивну потужність кожного DER залежно від локально виміряної напруги на точці з'єднання з мережею. У такому випадку коефіцієнт падіння функції регулювання напруги (тобто її кутовий коефіцієнт) однаковий для всіх DER.

Попри свою простоту, ця методика не є оптимальною, оскільки чутливість реактивної потужності до напруги може змінюватися в залежності від топології мережі та умов роботи. Для вирішення цієї проблеми у цій роботі запропоновано застосування оптимального потоку реактивної потужності (ORPF), що дозволяє мінімізувати відхилення між значенням напруги в кожному вузлі і його номінальним значенням шляхом оптимального налаштування коефіцієнта падіння кожного DER. Цей підхід враховує специфічні можливості керування кожним генератором.

Запропонована методологія включає процедуру оптимального налаштування контролю падіння для DER, використовуючи функціональні можливості, визначені в мережевих кодах. Метод перевірено як на дрібномасштабних тестових мережах, так і на реальних європейських розподільчих мережах, що дозволяє запропонувати ефективне вирішення проблеми регулювання напруги.

У розділі 1 подано великий огляд відповідної літератури, включаючи ключові теоретичні основи та відповідні дослідження. Розділ 2 описує методологію, висвітлюючи закон розподіленого керування та реалізовану математичну модель. Розділ 3 містить ілюстративне невелике прикладне дослідження, щоб висвітлити потенціал та особливості запропонованого децентралізованого контролю. Крім того, у цьому розділі оцінюється практичне

дослідження та результати, отримані в результаті чисельного моделювання, виконаного на реальній існуючій розподільчій мережі.

У зв'язку з цим **метою** цієї магістерської роботи є ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ЧЕРЕЗ ОПТИМАЛЬНИЙ ПЕРЕТІК РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА РІВЕНЬ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ З РОЗОСЕРЕДЖЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ.

Об'єктом дослідження – процес регулювання напруги.

Предмет дослідження – перетік реактивної потужності.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМОМ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЯК ФАКТОР ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ

1.1. Тенденції розвитку теоретичних засад досліджень у сфері енергетичної безпеки. Визначення сфери (об'єкта) енергетичної безпеки

На сьогодні не існує єдиного методологічного підходу до визначення сфери енергетичної безпеки. Кожна країна застосовує власні підходи до визначення терміну «енергетична безпека», формує систему управління, встановлює критерії оцінки її стану (рівня) та визначає загрози. Зазвичай об'єкт дослідження (сфера енергетичної безпеки) описується через набір параметрів, що характеризують основні властивості цього об'єкта. Ці параметри групуються на основі схожості за певними ознаками, що дозволяє виділити економічні, політичні, технологічні, екологічні, соціальні, управлінські та інші групи показників.

Основною проблемою застосування комплексного підходу є суб'єктивний вибір параметрів, які вважаються важливими для аналізу, залежно від знань дослідника, його політичних переконань, технологічного розвитку та актуальної безпекової ситуації. Для уникнення помилок у виборі параметрів дослідники зазвичай орієнтуються на узагальнення попередніх досліджень у цій сфері, намагаючись визначити найбільш значущі параметри.

З часом цей підхід призводить до розширення набору «важливих» параметрів. Наприклад, Б. Совакул і М. Браун, аналізуючи 91 публікацію за період 2003–2008 років, визначили, що енергетична безпека має враховувати чотири основні чинники: наявність енергії, її доступність, ефективність використання та екологічність (availability, affordability, efficiency, and environmental stewardship) [7]. Пізніше інші дослідники, А. Азуні та К. Бреєр, проаналізувавши дослідження за період 1971–2016 років, виокремили 15 груп

параметрів, що необхідні для опису об'єкта управління енергетичною безпекою [10].

Підсумовуючи концептуальні підходи до формалізації поняття «енергетична безпека» у роботах українських та зарубіжних науковців, а також в аналізі політичних і стратегічних документів різних країн, можна виділити кілька основних сфер регулювання, які згадуються більшістю учасників дискусії (науковців, експертів, політиків, законодавців). Ураховуючи різні механізми регулювання та логіку прийняття управлінських рішень, можна виокремити такі сфери регулювання енергетичної безпеки [31]:

У сфері енергетичної безпеки можна виокремити кілька ключових аспектів, які взаємопов'язані між собою і визначають основні напрямки політики та стратегічного управління енергетичними ресурсами:

1. **Наявність енергозабезпечення** – це ресурсно-технічний вимір, який полягає в забезпеченні належної працездатності енергетичних систем для задоволення потреб споживачів. В цьому контексті, наявність енергозабезпечення здебільшого визначається фізичною наявністю енергії, доступної для використання, а також можливістю задоволення попиту на енергію. Ця складова відображається в англійській літературі через термін "availability" або "accessibility".

2. **Доступність енергозабезпечення** – відображає зв'язок між ресурсно-технічними характеристиками і економікою енергетичного сектору. Це стосується прибутковості енергетичних компаній та вартості енергопостачання для споживачів і суспільства в цілому. Доступність зазвичай пов'язується з терміном "affordability" в англійській літературі і визначає, наскільки енергія є економічно доступною для користувачів на різних рівнях.

3. **Прийнятність моделі енергозабезпечення** – це розширення сфери регулювання, яке об'єднує ресурсно-технічний і економічний виміри з політичними аспектами, такими як моделі регулювання енергетики, екологічні, соціальні та цінові проблеми. Прийнятність моделі енергозабезпечення охоплює питання екології (забруднення, зміна клімату), соціальної

відповідальності, цінової доступності для споживачів та інші аспекти, що пов'язані з реалізацією державної політики. У зарубіжній літературі це часто пов'язується з терміном "acceptability".

4. **Захищеність національних інтересів** – цей аспект політики забезпечення енергетичної безпеки визначає пріоритети державної політики щодо національних інтересів у сфері енергетики. Це включає стратегії, які можуть варіюватися залежно від конкретних політичних та економічних цілей держави. Сфери захищеності національних інтересів можуть включати стабільність постачання енергії, геополітичні фактори та інші стратегічні аспекти.

На основі цих складових можна створити модель енергетичної безпеки, яка враховує фізичні ресурси, технологічне обладнання, економічну організацію ринків і політичні стратегії. Вона передбачає взаємодію різних суб'єктів, які відповідальні за управління енергетичними системами та реалізацію державної політики в цій сфері.

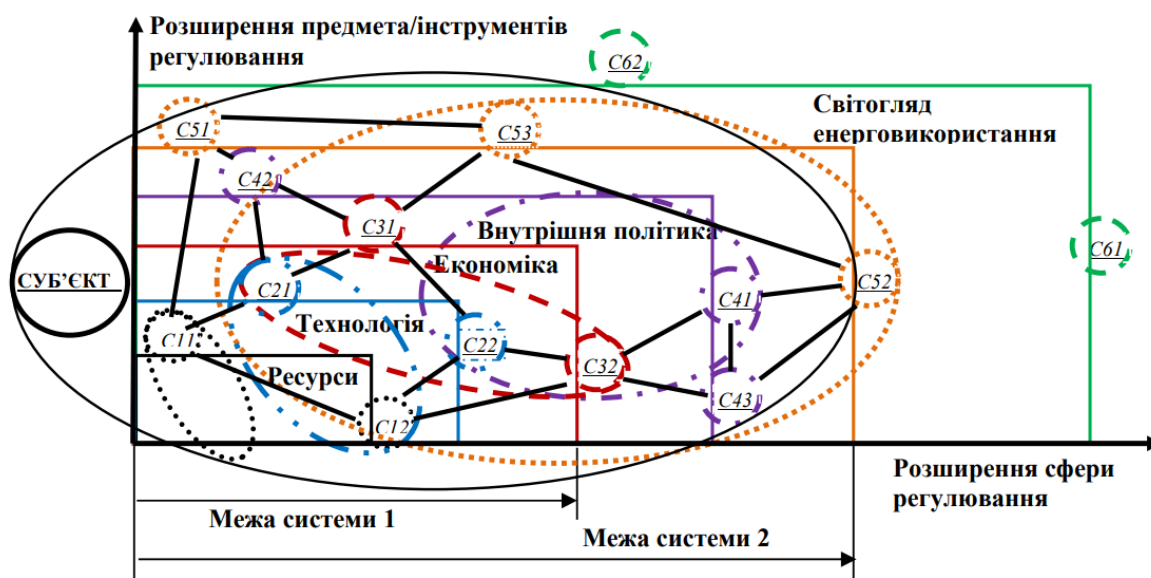


Рисунок 1.1 – Модель виділення сфери енергетичної безпеки

Термін «енергетична безпека» має багато різних трактувань залежно від контексту та конкретних умов кожної країни. Як ви зазначили, класичне

визначення, надане Міжнародним енергетичним агентством (МЕА), акцентує увагу на безперервній наявності енергоресурсів за доступними цінами. Це підкреслює такі аспекти, як фізична наявність ресурсів, безперервність їх постачання та економічна доступність.

Однак, це визначення є досить вузьким і орієнтованим на країни з усталеною моделлю демократичного урядування та зрілою ринковою економікою. Така модель підходить для стабільних ситуацій на енергетичних ринках, але не завжди враховує більш складні виклики, з якими можуть зіштовхуватися країни в умовах енергетичних криз, змін клімату або геополітичних ризиків.

З огляду на актуальні глобальні тенденції, питання екологічно сприятливого енерговикористання стало важливим аспектом енергетичної безпеки. Включення екологічного виміру в концепцію енергетичної безпеки розширює межі об'єкта дослідження та управління, як це було закладено в **Основних напрямках державної політики у сфері забезпечення енергетичної безпеки України**. Згідно з цим документом, енергетична безпека передбачає не лише технічну надійність і економічну ефективність, але й екологічну безпеку постачання енергетичних ресурсів для економіки та соціальної сфери держави.

Такий підхід дозволяє більш комплексно підходити до формулювання політики в галузі енергетичної безпеки, враховуючи не лише економічні та технологічні аспекти, але й екологічні та соціальні чинники, що є важливими для сталого розвитку та забезпечення енергетичної стабільності в країні.

Зауваження про необхідність системного підходу до енергетичної безпеки і оцінювання політичних рішень з урахуванням всіх аспектів, включаючи економічні, соціальні та екологічні, є важливим. Дійсно, ухвалення рішень щодо енергетики в країнах з розвинутою ринковою економікою, згідно з моделями Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), ґрунтується на економічних принципах, де пріоритет віддається тому, щоб рішення не спотворювали ринок і не створювали додаткових навантажень для економіки. Важливою є логіка, яка дозволяє запроваджувати політичні рішення «тільки

тоді, коли це справді необхідно», мінімізуючи негативний вплив на функціонування енергетичних ринків.

Однак, як правильно зазначено, в реальній політичній практиці, зокрема в Україні, часто спостерігається відсутність узгодженості між різними видами рішень, що призводить до суперечностей між технічними, економічними та соціальними цілями. Наприклад, соціальний захист споживачів або стимулювання енергоефективності іноді реалізується за рахунок погіршення стану енергетичної інфраструктури, що призводить до довгострокових негативних наслідків для енергетичного сектору та економіки в цілому.

Це підкреслює важливість інтегрованого підходу до управління енергетичною безпекою, де важливо враховувати всі фактори, не лише економічні чи соціальні. Проблеми технічної та фінансово-економічної стабільності енергетичної інфраструктури повинні бути частиною загальної стратегії національної енергетичної безпеки, щоб досягти сталого розвитку в енергетичному секторі.

Невідповідність між різними аспектами регулювання може також вказувати на відсутність належної координації між політичними органами, галузевими експертами та іншими зацікавленими сторонами, що є важливим кроком для поліпшення прийняття політичних рішень у сфері енергетичної безпеки.

Порушена важлива проблема в контексті енергетичної безпеки України, зокрема, її залежність від політичного патерналізму та наявність «планово-збиткової діяльності» в енергетичному секторі. Це підкреслює необхідність адаптації до реалій, які значно відрізняються від західних концепцій, де «планово-збиткова» діяльність є неприйнятною в рамках ринкової економіки. У той же час, ваша позиція щодо врахування внутрішньополітичних аспектів у визначенні об'єкта енергетичної безпеки є обґрунтованою.

Дійсно, в Україні системна криза в енергетичному секторі, зумовлена неефективним управлінням і політичною залежністю, негативно впливає на енергетичну безпеку, оскільки ресурси використовуються не для розвитку, а

для утримання штучно збиткових підприємств. В таких умовах важливо переосмислити не лише економічні аспекти, але й політичні механізми, які мають забезпечити стабільність і розвиток енергетичної інфраструктури в контексті національних інтересів.

Ідея включення національних інтересів у формулювання об'єкта енергетичної безпеки має сенс, зокрема, через потенціал енергетичної сфери як «зброї» в міжнародних відносинах. Врахування зовнішньополітичних аспектів, таких як використання енергетичних ресурсів або інфраструктури для досягнення стратегічних цілей, особливо в умовах глобальних геополітичних змін і гібридних загроз, є ключовим для формулювання більш адаптованої стратегії енергетичної безпеки.

Тому, визначення меж об'єкта енергетичної безпеки на рівні національних інтересів, де враховуються як економічні, так і зовнішньополітичні аспекти, є логічним кроком. Цей підхід дозволить збалансувати внутрішні виклики з необхідністю інтеграції в міжнародний контекст безпеки, що має вирішальне значення для сталого розвитку та незалежності енергетичної системи країни.

Запропоноване визначення енергетичної безпеки має всебічний і комплексний підхід, що охоплює різноманітні аспекти, починаючи від технічної надійності та економічної ефективності до екологічної прийнятності і національної безпеки. Воно дозволяє побудувати чітку систему управління енергетичною безпекою, що включає всі ключові складові: енергетичні ресурси, стабільність економіки в умовах як нормального функціонування, так і криз, а також захист національних інтересів через енергетичну політику.

Підхід до енергетичної безпеки зокрема враховує:

1. **Технічну надійність**, що передбачає забезпечення безперервності енергопостачання і підтримання функціонування енергетичних інфраструктур на належному рівні.

2. Економічну ефективність, яка включає в себе розуміння вартості енергозабезпечення для споживачів, а також економічну стійкість енергетичного сектору.

3. Екологічну прийнятність, що стосується мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище, особливо в контексті глобальних змін клімату і сталого розвитку.

4. Захист національних інтересів, який акцентує на важливості енергетичної політики для забезпечення суверенітету держави та її незалежності в міжнародних відносинах.

Загалом, визначення дозволяє розглядати енергетичну безпеку як складну і багатовимірну систему, де кожен аспект взаємодіє з іншими, що дає змогу побудувати ефективні механізми управління на різних рівнях — від окремих енергетичних систем до державної політики в глобальному контексті.

Вибір іншої межі для визначення об'єкта управління (наприклад, обмеження лише економічними аспектами чи окремими енергетичними системами) також є можливим, але в такому разі потрібно буде зосереджувати увагу лише на вузьких проблемах, що можуть обмежити більш широке розуміння та реалізацію енергетичної безпеки як цілісної системи.

Підхід, який охоплює всі ці компоненти, забезпечує кращу адаптацію до реальних потреб національної безпеки та розвитку енергетичної інфраструктури.

Ідея щодо оцінки енергетичної безпеки через призму загроз є важливим підходом, який дозволяє більш ефективно враховувати не лише поточний стан енергетичної безпеки, а й потенційні ризики, які можуть виникнути в майбутньому. Такий підхід орієнтований на проактивне реагування на можливі небезпеки, що має велике значення для стабільності енергетичних систем.

Оцінка загроз енергетичної безпеки

1. Зовнішні загрози — геополітичні та макроекономічні фактори, які можуть включати зміни у світових енергетичних ринках, політичні конфлікти,

санкції чи зміни в міжнародних відносинах. Вони можуть суттєво впливати на надійність постачання енергоресурсів.

2. Внутрішні загрози – ці загрози пов'язані із станом національної енергетичної інфраструктури, її здатністю адаптуватися до нових технологій, оновлювати обладнання і забезпечувати сталий розвиток. Внутрішні загрози можуть включати технічні аварії, людські помилки, зношеність систем чи відсутність ефективних механізмів управління.

3. Ризики в управлінні – важливою частиною є класифікація загроз за рівнями передбачуваності. Цей підхід дозволяє визначити, які загрози можуть бути попереджені, а які вимагають негайного реагування через низьку передбачуваність. Наприклад:

- Передбачувані загрози – які можна спрогнозувати, аналізуючи поточні економічні, політичні чи технологічні тенденції.
- Імовірні загрози – вимагають проведення моніторингу та регулярного аналізу для своєчасного реагування.
- Важко передбачувані та невідомі загрози – які виникають внаслідок нестабільних політичних ситуацій чи раптових технічних несправностей, але їх можна оцінити на основі попередніх сценаріїв.

Підхід К. Вінцера до аналізу загроз:

К. Вінцер пропонує інтерпретувати енергетичну безпеку через призму стабільності енергопостачання, що визначається через безперервність постачання енергії відповідно до потреб. Водночас решта аспектів (економічні, екологічні, соціальні) виокремлюються як загрози, що є результатом нестабільності і можуть призводити до порушень стабільного енергопостачання. Таким чином, весь процес управління енергетичною безпекою можна розглядати через стратегії управління ризиками та загрозами.

Ключові виміри для оцінки загроз:

1. Джерела загрози: визначення, де саме можуть виникнути загрози — чи то в геополітичній сфері, чи в технологічному середовищі.

2. Сфера дії впливу загрози: оцінка, на які сфери енергетичного сектора впливатиме загроза.

3. Швидкість впливу загрози: важливо оцінити, наскільки швидко загроза може реалізуватися і які будуть наслідки для енергосистеми.

4. Розмір впливу загрози: оцінка того, як серйозно загроза може вплинути на енергетичну інфраструктуру та економіку в цілому.

5. Стійкість наслідків загрози: здатність енергетичної системи відновлюватися після впливу загрози.

6. Поширення наслідків загрози: як загроза може поширюватися на інші сектори економіки чи суспільства.

7. Особливості впливу загрози: унікальні чи специфічні умови, які можуть ускладнити або полегшити реакцію на загрозу.

8. "Безсумнівність" загроз: оцінка рівня невизначеності та важливість подолання цих невизначеностей для мінімізації ризиків.

Позиція А. Черпа та Дж. Джуел, яка акцентує увагу на важливості оцінки загроз для «важливих енергетичних систем» (vital energy systems), дійсно має сенс у контексті прагнення зосередити аналіз на критичних аспектах енергетичної безпеки. Вони визначають такі системи як ті, що об'єднують «потік енергії» між енергетичними ресурсами, технологіями та споживачами, і які відіграють ключову роль у функціонуванні суспільства та держави.

Переваги цього підходу:

1. Фокус на критичних енергетичних системах: Замість того, щоб намагатися оцінити всю енергетичну безпеку країни в загальному, аналіз зосереджується на тих системах, від яких залежить безпека функціонування держави. Це дозволяє більш точно визначати пріоритети та вжити ефективних заходів для запобігання можливим загрозам.

2. Звуження предмету дослідження: Як зазначають Черп та Джуел, дослідники або органи управління, визначаючи конкретні «важливі енергетичні системи», можуть спростити аналіз енергетичної безпеки, фокусуючись на

критичних аспектах, що мають безпосередній вплив на національну безпеку і життєдіяльність суспільства.

3. Оцінка потоків енергії: Це підкреслює важливість систем, які поєднують енергетичні ресурси, технології та споживачів. Вони забезпечують безперервність постачання енергії для критичних потреб і можуть бути уразливими до різноманітних загроз, як внутрішніх (технічних, організаційних), так і зовнішніх (геополітичних, економічних).

4. Збалансування між теоретичними та практичними потребами: Такий підхід дозволяє дослідникам або політикам чітко сформулювати параметри енергетичної безпеки, що є важливими для досягнення національних цілей. Це дає змогу не тільки виявити слабкі місця в існуючих системах, а й оперативно реагувати на нові виклики.

Практичні наслідки:

- Опис об'єкта управління: Дослідники або органи управління повинні чітко окреслити, які саме системи є «важливими» для забезпечення енергетичної безпеки. Цей крок є необхідним для визначення меж об'єкта дослідження, оскільки різні енергетичні системи можуть бути різного рівня критичності.
- Параметри аналізу: Опис обраної енергетичної системи має включати ключові параметри, такі як стабільність енергопостачання, технологічна надійність, енергоефективність, а також соціально-економічні аспекти (доступність енергії для різних груп населення, екологічні наслідки, тощо).

Таким чином, звуження предмета аналізу, як запропоновано Черпом і Джуелем, може значно підвищити ефективність управління енергетичною безпекою, оскільки дозволяє зосередити увагу на найбільш критичних аспектах і ефективно реагувати на загрози, мінімізуючи ризики для держави і суспільства.

1.2. Регулювання напруги в сучасних розподільних мережах

Аналіз ефективності управління режимом реактивної потужності в розподільчих мережах є важливим елементом забезпечення надійності та стабільності роботи електроенергетичної системи. Оптимальне управління реактивною потужністю дозволяє зменшити втрати електроенергії, поліпшити показники якості електроенергії та знизити ризик аварійних ситуацій.

Основні етапи аналізу ефективності управління реактивною потужністю:

1. Оцінка поточного стану розподільчої мережі:
 - Аналіз обсягу споживаної та генерованої реактивної потужності на різних ділянках мережі.
 - Визначення основних джерел реактивної потужності, таких як трансформатори, двигуни, та великі споживачі.
2. Моделювання режимів реактивної потужності:
 - Використання спеціалізованого програмного забезпечення для створення моделі розподільчої мережі та симуляції її роботи.
 - Моделювання різних сценаріїв навантаження та аналіз їх впливу на баланс реактивної потужності.
3. Оптимізація розподілу реактивної потужності:
 - Використання пристроїв компенсації реактивної потужності, таких як конденсаторні батареї та синхронні компенсатори.
 - Розробка алгоритмів управління, що забезпечують автоматичне підключення або відключення компенсаторів у залежності від потреб мережі.
4. Моніторинг та контроль реактивної потужності:
 - Встановлення датчиків та систем моніторингу для автоматичного контролю за режимами реактивної потужності.
 - Використання SCADA-систем для централізованого управління та прийняття оперативних рішень.

5. Аналіз показників ефективності:

- Вимірювання втрат електроенергії та їх зниження після впровадження заходів з управління реактивною потужністю.
- Оцінка показників якості електроенергії, таких як коефіцієнт потужності та рівень напруги в мережі.
- Розрахунок економічного ефекту від зниження втрат та підвищення надійності мережі.

Переваги ефективного управління реактивною потужністю:

- Зниження втрат електроенергії.
- Поліпшення якості електроенергії та стабільності роботи мережі.
- Підвищення терміну служби обладнання.
- Зниження навантаження на генератори та трансформатори, що знижує витрати на їх технічне обслуговування.

Ефективне управління реактивною потужністю є важливим компонентом для забезпечення стабільної та надійної роботи розподільчих мереж, особливо в умовах інтеграції відновлюваних та розподілених енергетичних ресурсів (DER). Додавання DER, таких як сонячні панелі або вітряні турбіни, в розподільчі мережі створює нові виклики для підтримки стабільності напруги та балансу потужностей у мережах.

Ключові аспекти управління реактивною потужністю:

1. Компенсація реактивної потужності: Реактивна потужність необхідна для підтримки електричних полів у мережах, але її надмірність або дефіцит може призвести до нестабільності напруги. Використання компенсаційних пристроїв, таких як конденсаторні батареї або статичні компенсатори, дозволяє регулювати реактивну потужність і забезпечувати стабільність напруги в межах нормативних значень.

2. Вплив DER на стабільність мережі: Впровадження DER може збільшити варіативність напруги через динамічний характер генерації та споживання енергії, зокрема у випадках, коли виробництво DER не збігається з

реальним попитом. Це може призвести до перевищення або зниження напруги в певних точках мережі, що вимагає точного налаштування і управління реактивною потужністю для запобігання потенційним аваріям.

3. Технології для управління напругою: Сучасні технології, такі як автоматизовані системи контролю за напругою, інтеграція із системами управління енергоспоживанням та використання адаптивних алгоритмів для оптимізації роботи DER, дозволяють підтримувати напругу в допустимих межах. Це також включає в себе інтеграцію інтелектуальних мереж (smart grids), що автоматично реагують на зміни в умовах роботи мережі.

4. Топологія мережі: Топологія мережі також грає важливу роль у впливі DER на стабільність напруги. Зміни в мережевій структурі можуть змінювати розподіл навантаження та реактивної потужності, що вимагає ретельного проектування і адаптації мереж до нових умов.

Проблеми та виклики:

- Перевищення або зниження напруги: Одним із головних наслідків неправильного балансу реактивної потужності є зміни в напрузі, що можуть вплинути на роботу споживачів, а в крайніх випадках призвести до пошкодження обладнання.
- Невизначеність в інтеграції DER: Технології, що інтегрують DER в розподільчі мережі, повинні враховувати всі ці фактори, щоб забезпечити стійкість і надійність мережі.
- Гнучкість управлінських систем: Враховуючи швидко змінювані умови на енергетичних ринках та варіативність виробництва енергії, управління реактивною потужністю повинно бути гнучким і адаптивним.

Для успішного інтегрування DER (розподілених енергетичних ресурсів) у розподільчі мережі та досягнення енергоефективності важливо мати гнучкі та ефективні стратегії управління, особливо в аспекті контролю за реактивною потужністю. Враховуючи швидкий розвиток DER та необхідність оперативно реагувати на зміни в енергетичних мережах, традиційні методи управління можуть виявитися недостатніми. Вони не завжди здатні відповідати темпам

зміни енергетичного ландшафту та забезпечувати стабільність напруги в мережах середнього та низького напруги.

Традиційні методи управління:

- Збільшення розміру провідників: Це дозволяє знизити втрати та підтримувати стабільну напругу, однак це пов'язано з великими інвестиціями в інфраструктуру.
- Встановлення регуляторів напруги: Регулятори напруги дозволяють підтримувати стабільну напругу в мережі, але вони можуть бути обмежені в контексті високої динамічності навантаження та генерації з DER.
- Зміна відводів трансформаторів: Зміни в обмотках трансформаторів дозволяють коригувати напругу, однак цей метод також має обмеження у випадку швидких коливань у мережі.

Найбільші виклики для традиційних методів керування виникають через швидкий перехід на відновлювані джерела енергії (DER), який створює постійну зміну балансу між попитом і пропозицією енергії. У той час як централізоване управління може бути ефективним за умов стабільних мереж, швидке зростання DER потребує більш гнучких підходів.

Стратегії управління напругою:

1. Централізоване управління: У рамках цього підходу оператори розподільчої мережі (DSO) надсилають командні сигнали до DER, OLTC (онлайн трансформаторні регулятори напруги) або STATCOM (статичні компенсатори). Цей метод забезпечує централізоване координування всіх ресурсів у мережі для оптимізації її роботи. Проте, він вимагає постійного доступу до всієї необхідної інформації і великої інфраструктури зв'язку між датчиками, контролерами та центром управління.

2. Децентралізоване автономне керування: Це підхід, при якому кожен DER працює автономно і на місці приймає рішення, базуючись на вимірюванні параметрів місцевої напруги і генерації. Цей метод дозволяє зменшити потребу в постійному зв'язку з центром управління і зменшує ризики, пов'язані з технологічними відмовами або затримками в обміні даними.

3. Децентралізоване координоване керування: У цьому випадку DER можуть працювати автономно, але з координуванням між різними пристроями для досягнення загальної мети управління напругою в мережі. Це дозволяє більш гнучко реагувати на зміни в мережі та забезпечує більш ефективне використання розподілених ресурсів.

Проблеми централізованого управління: Централізоване управління передбачає, що координатор мережі має постійний доступ до всіх необхідних даних для ефективної роботи мережі.

Однак:

- Вартість і складність підтримки зв'язку: Постійний доступ до інформації від усіх компонентів мережі може бути не лише технічно складним, але й економічно не вигідним.
- Надійність зв'язку: Якщо система управління не може забезпечити стабільний зв'язок між датчиками напруги, пристроями контролю та центром управління, це може знизити ефективність керування і, в кінцевому підсумку, поставити під загрозу стабільність мережі.

Для досягнення енергоефективності та стабільності в розподільчих мережах необхідно поєднувати традиційні методи управління з новітніми технологіями, такими як централізоване і децентралізоване управління. Вибір між цими підходами залежить від характеристик конкретної мережі, рівня впровадження DER і економічної доцільності.

Децентралізовані стратегії управління напругою надають значну гнучкість і можливість масштабування порівняно з централізованими методами. Однак ці підходи мають певні виклики та обмеження, які пов'язані з великою кількістю даних, що необхідно обробляти, а також з високими вимогами до обчислювальних потужностей. Ось основні аспекти:

Переваги децентралізованого управління:

1. Гнучкість і масштабованість: Децентралізовані системи дозволяють кожному DER приймати автономні рішення для регулювання напруги, що забезпечує високу адаптивність мережі до змін у навантаженні та генерації.

Такий підхід підвищує стійкість мережі до локальних неполадок і змін в енергетичному попиті.

2. Масштабованість: Децентралізовані стратегії дозволяють ефективно інтегрувати нові DER у мережу без необхідності суттєвих змін в центральній інфраструктурі управління, що особливо важливо для мереж з великою кількістю малих і середніх генераторів.

Виклики децентралізованого управління:

1. Великі обсяги даних: Для децентралізованих стратегій потрібно обробляти великі обсяги даних, що надходять від численних DER і сенсорів. Це створює додаткові вимоги до обчислювальних ресурсів і зберігання даних, що є важливим для реального часу.

2. Обчислювальні потужності та складність налаштування: Кожен DER взаємодіє з іншими елементами мережі, що вимагає значних обчислювальних потужностей для координації дій. Крім того, складність налаштування таких систем може бути високою, що ускладнює їх реалізацію в реальних умовах.

3. Багатоагентні системи: Для покращення регулювання напруги активно використовуються багатоагентні підходи, що дозволяють DER діяти синхронно. Однак ці системи потребують обробки великих обсягів даних і складних алгоритмів, що може ускладнити їх впровадження в реальних умовах.

4. Проблеми зі стабільністю мережі: Багато досліджень зосереджуються на локальних рішеннях для окремих DER. Однак для забезпечення загальної стабільності системи потрібно враховувати взаємодію DER із іншими частинами мережі.

Потенційні рішення:

1. Глибоке навчання з підкріпленням: Використання методів глибокого навчання з підкріпленням може допомогти оптимізувати управління DER, дозволяючи агентам (DER) приймати рішення на основі вивчених патернів та історичних даних.

2. Універсальні підходи: Потрібно розробляти підходи, які можуть бути застосовані до широкого спектра випадків і не вимагатимуть великих обчислювальних зусиль.

3. Гібридні стратегії: Можливою альтернативою є поєднання централізованих і децентралізованих підходів, що дозволяє знайти баланс між швидкістю реагування та контролем. В таких системах DSO можуть здійснювати загальний моніторинг і координувати критичні аспекти, залишаючи більшість операцій для DER.

Таким чином, хоча децентралізовані стратегії мають великий потенціал для інтеграції DER в розподільчі мережі, їх ефективність залежить від розвитку технологій обробки даних, навчальних алгоритмів та інтеграції з іншими елементами мережі.

1.3. Оптимальний потік реактивної потужності

ORPF є складними, нелінійними та неопуклими задачами, необхідними для математичного програмування для вивчення правильної роботи та контролю електромереж [42]. Мета ORPF полягає в тому, щоб мінімізувати загальну вартість системи шляхом адекватного диспетчеризації оптимального заданого значення реактивної потужності кожної виробничої одиниці. Крім того, в DN ORPF може також керувати РНП і батареями конденсаторів [43]. Управління цими елементами шляхом оптимізації дозволяє ідентифікувати їхні задані значення для безпечної та ефективної роботи мережі. У літературі досліджено численні цільові функції, такі як вартість кВАР, загальна вартість палива, втрати активної потужності при передачі та відхилення/стабільність напруги [44, 45]. Варто зауважити, що різні цільові функції повертають різні оптимізовані результати, і їх прийняття може залежати від конкретного випадку.

Оптимальний потік реактивної потужності у розподільчих мережах характеризується такими ключовими ознаками:

- Мінімальні втрати потужності в мережі: оптимальний розподіл реактивної потужності знижує втрати в лініях електропередачі, трансформаторах та іншому обладнанні, мінімізуючи неефективні витрати енергії.
- Стабільність рівнів напруги: реактивна потужність є важливою для підтримання напруги в межах допустимих значень. Оптимальний потік реактивної потужності дозволяє уникнути різких перепадів напруги, що підвищує якість енергопостачання для споживачів.
- Підтримка необхідного коефіцієнта потужності: в ідеальних умовах коефіцієнт потужності має бути близьким до одиниці, що дозволяє знизити загальні втрати у системі та підвищити ефективність використання активної потужності. Оптимальний потік реактивної потужності допомагає досягти цього показника.
- Рівномірне навантаження на обладнання: оптимальний розподіл реактивної потужності зменшує нерівномірність навантаження на обладнання, знижуючи ймовірність перегріву та подовжуючи термін служби мережевих елементів.
- Економічна ефективність: зниження втрат енергії та оптимальне використання ресурсів призводять до зменшення експлуатаційних витрат на обслуговування мережі. Це економічно вигідно, оскільки знижує потребу у додаткових інвестиціях в оновлення та ремонт інфраструктури.
- Зниження потреби в генерації додаткової реактивної потужності: за рахунок оптимального потоку реактивної потужності можна зменшити потребу в джерелах генерації, таких як синхронні компенсатори чи конденсаторні батареї. Це знижує експлуатаційні витрати і підвищує стабільність роботи мережі.
- Можливість адаптивного управління: в умовах змінного навантаження оптимальний потік реактивної потужності дозволяє оперативно керувати балансом потужності, завдяки чому мережа стає більш стійкою до зовнішніх впливів та змін навантаження.

Методи досягнення оптимального потоку реактивної потужності:

- Використання пристроїв компенсації реактивної потужності (конденсаторні батареї, синхронні компенсатори, статичні компенсатори) для локальної компенсації реактивної потужності.
- Оптимізація топології мережі через регулювання режимів роботи трансформаторів і пристроїв керування.
- Системи автоматизованого керування (SCADA, системи диспетчерського управління) для моніторингу та швидкого реагування на зміни в режимах роботи.
- Моделювання та прогнозування на основі історичних даних для адаптації режимів роботи до змін навантаження та вимог.

Оптимальний потік реактивної потужності дозволяє забезпечити високу надійність, стабільність і економічну ефективність роботи розподільчих мереж.

Математичне програмування використовує алгоритми для ідентифікації значення змінних, які забезпечують глобальний оптимум даної цільової функції. Основна проблема конвергенції в математичному програмуванні полягає в бінарних змінних. Цей елемент всередині оптимізації розділяє область здійсненності проблеми, обмежуючи ефективність розв'язувача. Крім того, рівняння потоку потужностей є нелінійними та невиконуваними через наявність тригонометричних компонент, що може призвести до локальних оптимальних рішень замість глобальних. Обговорюється лінеаризація рівнянь потоку потужності, що дозволяє лінеаризувати тригонометричний вираз [46]. Апроксимація рівняння потоку потужності призводить до похибки, пропорційної куту, що розглядається в тригонометричній функції [47]. Кут напруги має низьке значення в DN через обмежену електричну відстань ліній; в середньому похибка лінеаризації має значення близько 1% для DN [47]. Також важливо відзначити, що реалізація на DN стандартних методів ORPF є непростю через відсутність належних пристроїв моніторингу [48] і отримання вимірювань у реальному часі; отже, альтернативні методи, здатні більш ефективно впоратися з проблемою, зазвичай є кращими [49, 50, 51].

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

В рамках кваліфікованої роботи виконано глибокий бібліографічний огляд, проведено ретельний аналіз різних стратегій регулювання напруги; значна увага приділяється ORPF як одній із методологій, які сьогодні найчастіше використовуються для вирішення проблеми регулювання напруги.

Дослідження пропонує частково автономну децентралізовану стратегію управління, в якій блоки DER автономно працюють у відповідь на відхилення напруги на своїх терміналах; як правило, DER в DN включають контроль падіння напруги для регулювання їх реактивної потужності для компенсації вимірних відхилень напруги. За допомогою цієї стратегії обмін даними між різними ресурсами, задіяними в регулюванні, обмежений, оскільки DSO надсилає сигнали заданих значень розосередженим одиницям із попередньо визначеною (низькою) періодичністю (наприклад, щодня або щомісяця). Потім у режимі реального часу кожен DER в мережі автономно регулює напругу на своєму терміналі за допомогою локальної характеристики падіння напруги. Спеціальний алгоритм ORPF забезпечує ефективні задані значення кутового коефіцієнта для кожної DER; узагальнення цієї інформації дозволяє створити правило або стратегію для ОСР для більш ефективного управління електроенергетичною системою.

РОЗДІЛ 2. МЕТОДОЛОГІЯ ЗАКОНУ РОЗПОДІЛЕНОГО КЕРУВАННЯ ТА РЕАЛІЗАЦІЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ

2.1 Обґрунтування й опис основних параметрів моделі

У цій роботі пропонується децентралізоване регулювання напруги на основі ORPF. Ідея цього методу полягає в тому, щоб контролювати кутовий коефіцієнт лінійного локального закону регулювання напруги кожного блоку DER у мережі DN: цей параметр (падіння напруги) регулює внесок реактивної потужності кожного розподіленого ресурсу відповідно до напруги, виміряної на його терміналі ($Q(V)$ закон керування). ORPF дозволяє визначити оптимальний кутовий коефіцієнт, який мінімізує відхилення напруги від номінальних значень. Слід зазначити, що оптимізація, заснована на математичній моделі ORPF, безпосередньо не змінює внесок реактивної потужності кожного DER, але діє на спад закону регулювання напруги: це має на меті уникнути постійного зв'язку між DSO та DER, покращуючи ефективність та надійність запропонованої стратегії. Дійсно, сигнал зв'язку надсилається DSO до розосереджених блоків із заздалегідь визначеною періодичністю (наприклад, щодня або щомісяця) для встановлення оптимального кутового коефіцієнта регулювання напруги, залишаючи DER автономно регулювати реактивну потужність на своїх терміналах відповідно до закон контролю.

2.2. Закон керування Q(V)28

У цьому дослідженні для локального керування профілем напруги на клеммах DER було реалізовано закон керування $Q(V)$, представлений на рисунку 2.1: він змінює реактивну потужність, яку обмінює блок DER (Q), як при поглинанні, так і при введенні. на основі напруги (V), виміряної в точці підключення генератора. Навіть при невеликих коливаннях навколо значення еталонної напруги (1,0 о.е.), передбачається, що регулювання регулює реактивну потужність (без регулювання зони нечутливості); натомість, якщо значення напруги знаходиться за межами діапазону $V_i \div V_s$, регулювання насичується при $\pm Q_{max}$. Відповідно до технічних стандартів Q_{max} визначається як 0,4843 номінальної активної потужності DER (P_{max}), що відповідає коефіцієнту потужності 0,9. Рівняння, яке описує цей закон керування, наведено далі:

$$Q = \begin{cases} Q_{max} & \text{if } V < V_i \\ m \cdot P_{max} \cdot (V - V_{ref}) & \text{if } V_i \leq V \leq V_s \\ -Q_{max} & \text{if } V > V_s \end{cases} \quad (2.1)$$

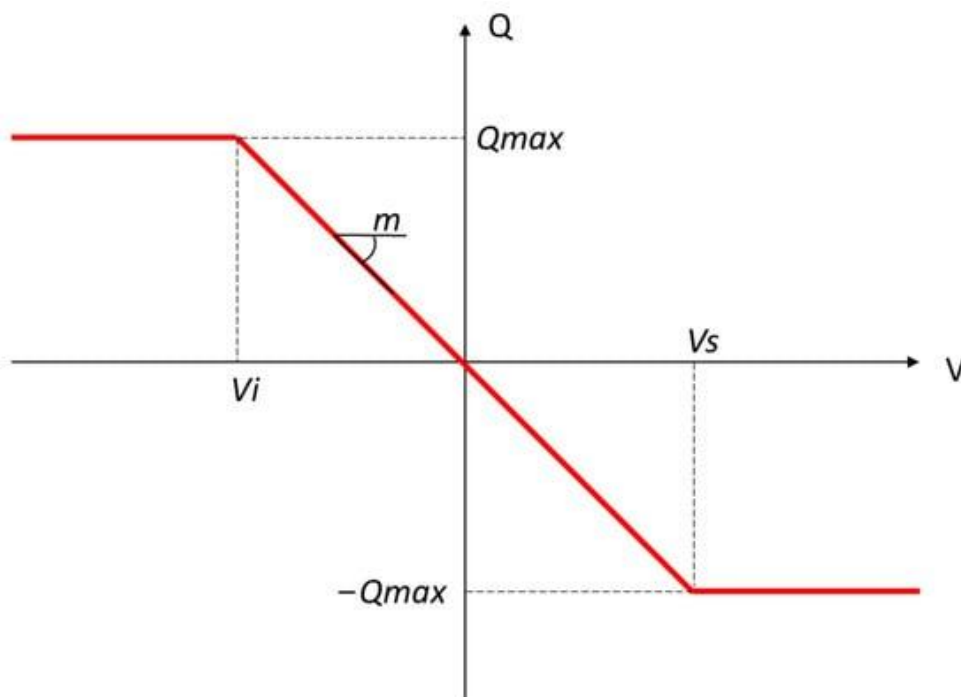


Рисунок 2.1 – Схематичне зображення закону керування $Q(V)$

У цьому випадку V_{ref} встановлено рівним 1,0 о.е., тоді як m є негативним кутовим коефіцієнтом, який контролює обмін реактивною потужністю за допомогою DER як функцію виміряного значення напруги; розроблений новий алгоритм ORPF оптимізує цей параметр.

За допомогою запропонованого підходу закон керування $Q(V)$ модифікується, як показано на рисунку 2.2. Зокрема, кутовий коефіцієнт m змінюється, щоб отримати різні внески реактивної потужності для однакового відхилення напруги; отже, $\pm Q_{max}$ досягається для різних рівнів напруги V_i та V_s . Кутовий коефіцієнт m і порогові значення напруги залежатимуть від результату процесу оптимізації, описаного в наступному підрозділі. Це визначено для отримання максимальної вигоди від можливостей регулювання кожного DER. Варто зауважити, що напруга в кожному вузлі системи не може подолати V_{min} і V_{max} , відповідно, рівні 0,90 і 1,10 о.е.

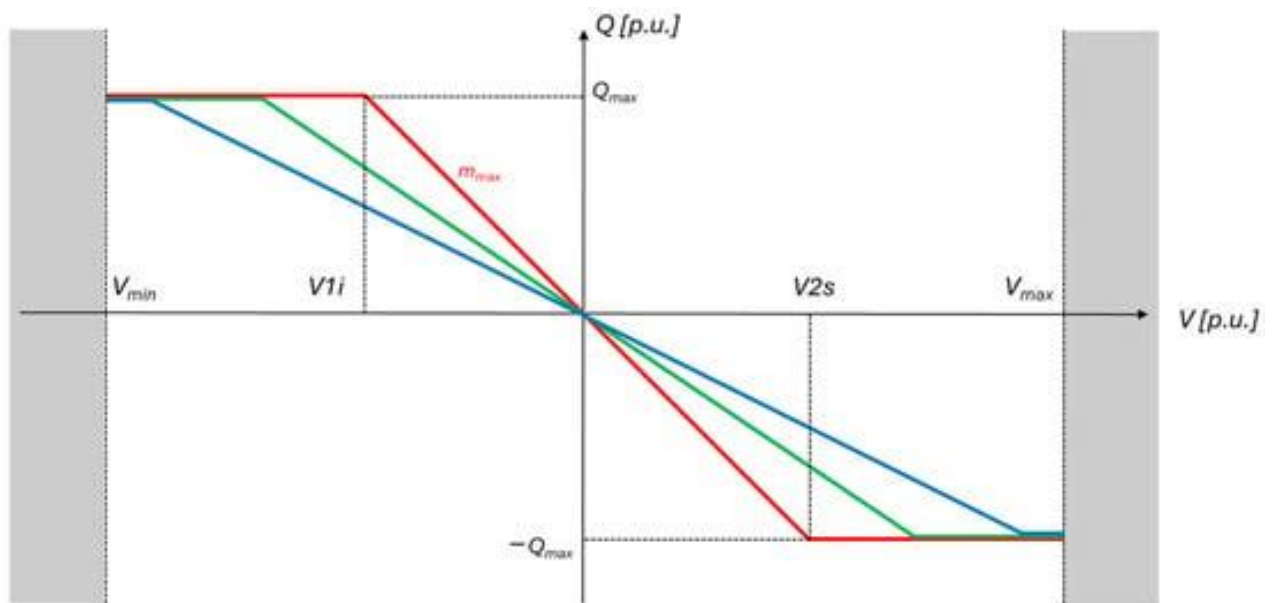


Рисунок 2.2 – Різні характеристики $Q(V)$

2.3. Математична модель

Задача ORPF — це задача оптимізації, яка складається з мінімізації цільової функції, що підлягає набору обмежень, які виражають правильну роботу досліджуваної системи. У свою чергу, обмеження поділяються на обмеження рівності, такі як рівняння потоку потужності, і обмеження нерівності, такі як обмеження напруги, струму, можливостей генератора тощо.

Що стосується обмежень рівності, набір рівнянь потоку потужності, які фізично описують точку роботи мережі, можна визначити як:

$$P_g(k) - P_d(k) = \sum_{m \in \mathbb{B}} V_k V_m Y_{km} \cos(\delta_k - \delta_m - \theta_{km}), \forall k \in \mathbb{B} \quad (2.2)$$

$$Q_g(k) - Q_d(k) = \sum_{m \in \mathbb{B}} V_k V_m Y_{km} \sin(\delta_k - \delta_m - \theta_{km}), \forall k \in \mathbb{B} \quad (2.3)$$

де:

- $\mathbb{B}$ – множина всіх вузлів сітки;
- $P_g(k)$ – активна потужність, що вводиться в $b^{-\text{ту}}$ шину;
- $P_d(k)$ – активна потужність, необхідна $b^{-\text{ій}}$ шині;
- $Q_g(k)$ – реактивна потужність, подана в $b^{-\text{ту}}$ шину;
- $Q_d(k)$ – реактивна потужність, необхідна $b^{-\text{му}}$ вузлу;
- V_k, V_m – величини вузлової напруги в о.е.;
- δ_k, δ_m – кути вузлової напруги в о.е.;
- Y_{km} – величина $\text{km}^{-\text{го}}$ елемента матриці вузлової адмітанси;
- θ_{km} – кут $\text{km}^{-\text{го}}$ елемента матриці вузлової адмітанси.

Щодо обмежень нерівності, вузлова напруга мережі та теплові обмеження ліній обмежуються технічним мінімумом і максимумом:

$$V_k^{\text{min}} \leq V_k \leq V_k^{\text{MAX}}, \forall k \in \mathbb{B} \quad (2.4)$$

$$I_{km} \leq I_{km}^{MAX}, \forall k, m \in \mathbb{B} \quad (2.5)$$

Як уже було введено, цільовою функцією є мінімізація відхилення напруги: модель намагається змінити задане значення генератора m , щоб встановити вузлові напруги якомога ближче до номінального значення за допомогою потоків реактивної потужності DER. Незважаючи на те, що в літературі досліджувалися різні цільові функції [52], було показано, що мінімізація відхилення напруги є головною метою DSO. Навіть якщо під час оптимізації можуть бути враховані інші фактори (наприклад, втрати), їх релевантність з точки зору операторів систем передачі даних часто викликає сумніви, і це значною мірою залежить від стандартів якості послуг і діючих нормативних приписів. На додаток до відхилень напруги до цільової функції додано інший внесок, який спрямований на обмеження значення кутового коефіцієнта m закону керування $Q(V)$, уникаючи будь-якої різкої зміни характеристики падіння напруги; слід уникати різких змін, тому що контроль спаду насичується до $\pm Q_{\max}$ навіть за невеликих похибок напруги. Відповідно, виробництво активної потужності буде зменшено, щоб зберегти робочу точку в межах кривої можливостей DER, що створить економічні проблеми для оператора станції.

Для цього реалізована цільова функція:

$$OF = \min \left(\sum_{k \in \mathbb{B}} |V_k - V_k^n| - \sum_{g \in \mathbb{G}} C \cdot m_g \right) \quad (2.6)$$

де:

- $\mathbb{G}$ – множина вузлів сітки, в яких з'єднані DER;
- C – відповідним коефіцієнтом штрафу;
- m_g – кутовий коефіцієнт g^{-10} розподіленого генератора.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

В рамках розділу детально пояснюється запропонована методологія; у розділі проаналізовано закон контролю падіння напруги визначено відповідно до європейських технічних стандартів CEI 0–16, описана чисельна модель ORPF, а також надані характеризуючі рівняння для всіх описаних моделей.

Варто зауважити, що функція оптимізації безпосередньо не керує заданим значенням реактивної потужності кожного DER, а кутовим коефіцієнтом закону керування $Q(V)$. Цей підхід розроблено таким чином, що на початку кожного розглянутого періоду (наприклад, одного дня) DSO запускає алгоритм ORPF для визначення оптимального m на основі набору даних історичних вимірювань (наприклад, вимірювання, зібрані в той самий день попередній тиждень). ORPF визначає m як найбільш ефективні значення, які мінімізують відхилення напруги. Оптимальні кутові коефіцієнти надсилаються через відповідний канал зв'язку до DER, які здійснюють необхідне регулювання автономно протягом аналізованого періоду. Структура представленого децентралізованого регулювання напруги показана на рисунку 2.3. Зокрема, щодня на кожну DER надходить m сигналів ($D1$, $D2$, $D3$), на початку доби ($t = 0$); в решту часу доби DER регулюються автономно, відповідно до отриманої уставки кутового коефіцієнта.

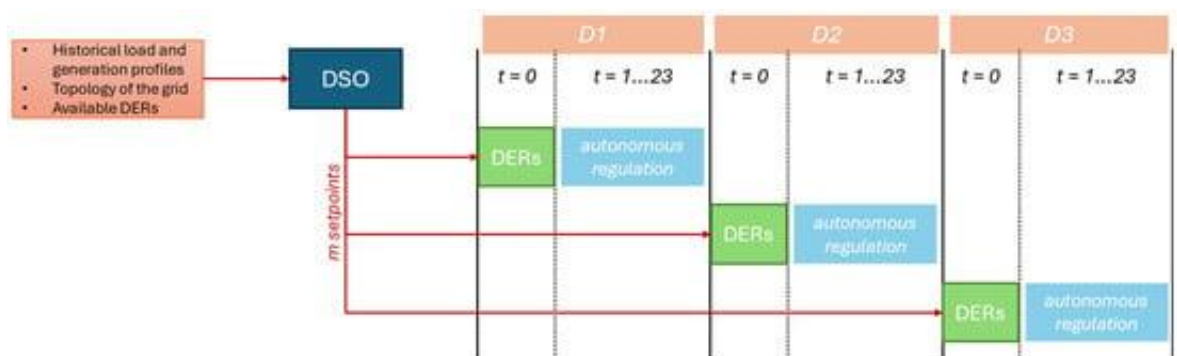


Рисунок 2.3 – Схематичне зображення представленої децентралізованої системи регулювання напруги

РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ЧИСЕЛЬНІ РЕЗУЛЬТАТИ ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО КОНТРОЛЮ

3.1. Перевірка запропонованого методу

Алгоритм автоматичного децентралізованого контролю напруги був протестований на дрібномасштабному DN (рис. 3.1) для перевірки ефективності запропонованого методу. Мережа складається з шини середнього напруги, лінії середнього напруги, навантаження середнього напруги та розподіленого генератора; коротка лінія з'єднує DER з шиною навантаження. Шина середнього напруги представляє шину провисання системи, з величиною напруги, фіксованою на 1,0 о.е., і кутом на 0° .

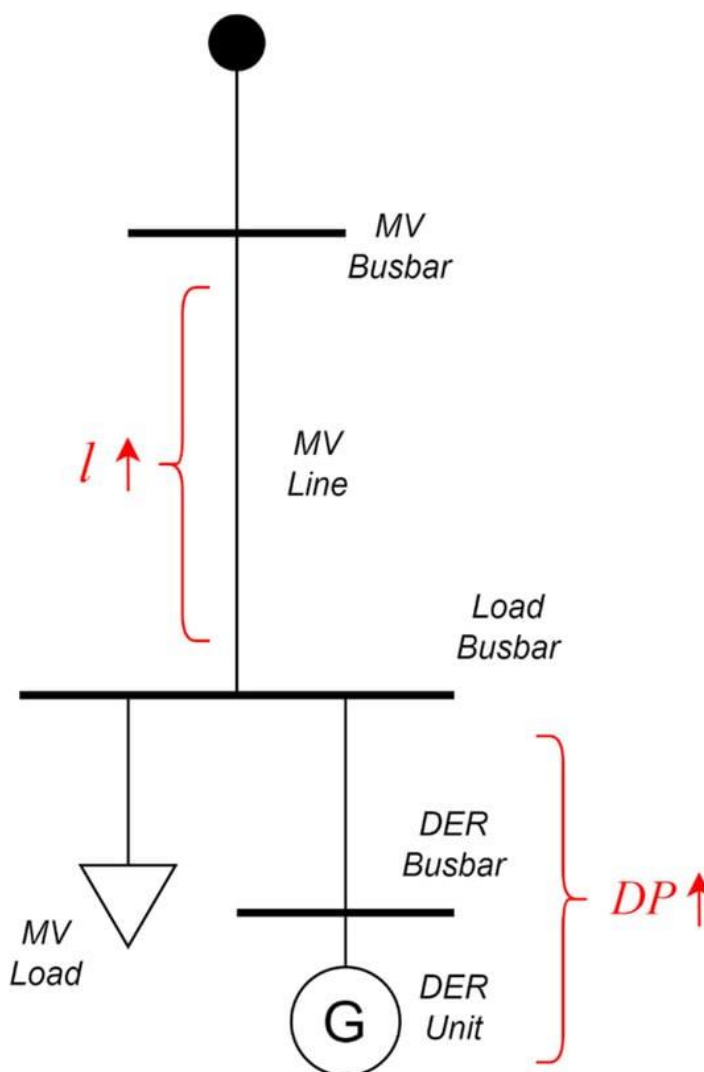


Рисунок 3.1 – Схематичне зображення малої розподільчої мережі

Для оцінки продуктивності алгоритму оптимізації два параметри тестової сітки змінюються ітераційно; цими параметрами є довжина лінії середнього напруги l і співвідношення DP між активною потужністю, виробленою DER, і потужністю, поглиненою навантаженням, отримане шляхом ітеративного збільшення потужності, виробленої DER, згідно з формулою в таблиці 3.1. Більш детально в таблиці 3.1 наведено параметри, досліджувані в тестовій сітці, для яких параметри з вершиною «0» відносяться до початкового значення. Параметри лінії взяті з таблиці даних Prysmian [53], а потужність навантаження 7 МВт була обрана як номінальна потужність лінії середнього напруги (15 кВ).

Таблиця 3.1. – Варіації співвідношення активної потужності виробництва/навантаження та довжини лінії малої розподільчої мережі

Співвідношення активної потужності виробництва/навантаження DP	Довжина лінії l
$\begin{cases} P_{load} = 7 \text{ MW} \\ \cos \varphi_{load} = 0,95 - \text{Inductive} \\ P_g = P_g^0 + 0,5 \cdot (h - 1) \\ P_g^0 = 0 \text{ МВт} \end{cases}$	$\begin{cases} l = l^0 \cdot k \\ l^0 = 0,217 \text{ км} \\ \begin{cases} R^0 = 0,042 \text{ Ом} \\ X^0 = 0,020 \text{ Ом} \\ B^0 = 13.480 \mu S \end{cases} \end{cases}$
$h = 1 : 41$, індекс зростання генератора $k = 1:73$, індекс зростання довжини рядка	

У наступному підрозділі досліджується, як зміна цих параметрів впливає на закон керування $Q(V)$, визначений алгоритмом оптимізації.

3.2. Чисельні результати: Мінімізація коливань напруги

У цьому підрозділі оцінюється вплив деяких електричних параметрів випробувальної мережі на регулювання напруги за допомогою закону керування $Q(V)$; зокрема, досліджено, як довжина лінії l та співвідношення DP

між генерацією та навантаженням впливають на значення кутового коефіцієнта m закону керування $Q(V)$. Крім того, штрафний фактор C багатокритеріальної функції (7) змінюється для дослідження чутливості кутового коефіцієнта m щодо елемента відхилення напруги. Розглядаються три різні штрафні фактори, а саме: $C = 0$, $C = 10^{-7}$, $C = 10^{-5}$. Зокрема, перший коефіцієнт штрафу було обрано для дослідження запропонованого децентралізованого регулювання напруги з цільовою функцією, яка враховує лише зміну напруги і не обмежує кутовий коефіцієнт $Q(V)$; інші два коефіцієнти штрафу були визначені відповідно до аналізу чутливості: у результаті процесу налаштування ці значення виявилися найбільш ефективним компромісом між штрафом за коефіцієнтом падіння та мінімізацією відхилення напруги.

У першому випадку оцінюється стратегія ORPF, а цільова функція встановлюється так, щоб містити лише член відхилення напруги, тобто коефіцієнт штрафу C на кутовий коефіцієнт закону керування $Q(V)$ дорівнює нулю. Тому m може приймати будь-яке значення, щоб зберегти напругу якомога ближче до еталонного значення. На рисунках 3.5 і 3.6 показано залежність між кутовим коефіцієнтом m закону керування $Q(V)$ як функцію довжини лінії l і коефіцієнта активної потужності DP відповідно. Варто зауважити, що на обох рисунках немає чітких тенденцій для значення кутового коефіцієнта m ні щодо довжини лінії, ні щодо проникнення DER у тестову мережу. Крім того, параметр m приймає дуже високі значення, досягаючи понад 1000 о.е.; таким чином, закон контролю $Q(V)$ є ступінчастим регулюванням, яке насичується при $\pm Q_{\max}$ для дуже низьких відхилень напруги. Це регулювання може бути шкідливим для роботи мережі, вносячи нестабільність у контроль напруги. Отже, нульовий коефіцієнт штрафу в алгоритмі ORPF не рекомендується та відкидається в наступному аналізі.

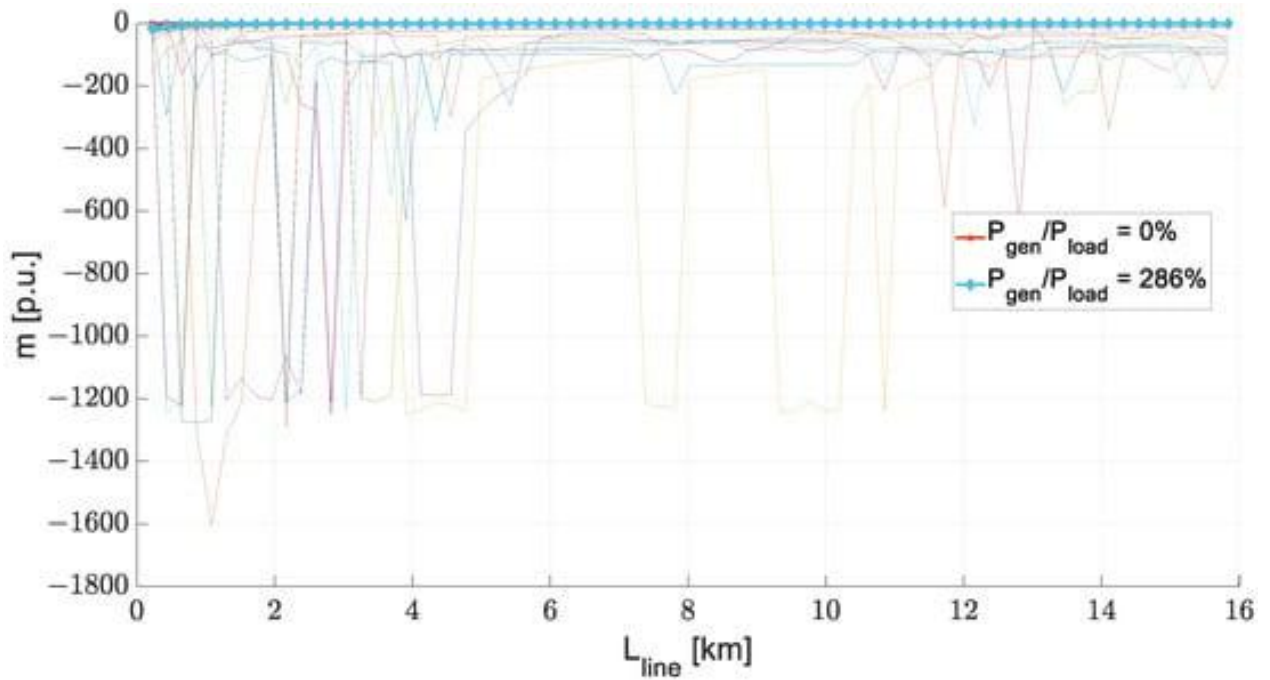


Рисунок 3.5 – Зміна кутового коефіцієнта $Q(V)$ -характеристики залежно від довжини лінії для $C = 0$.

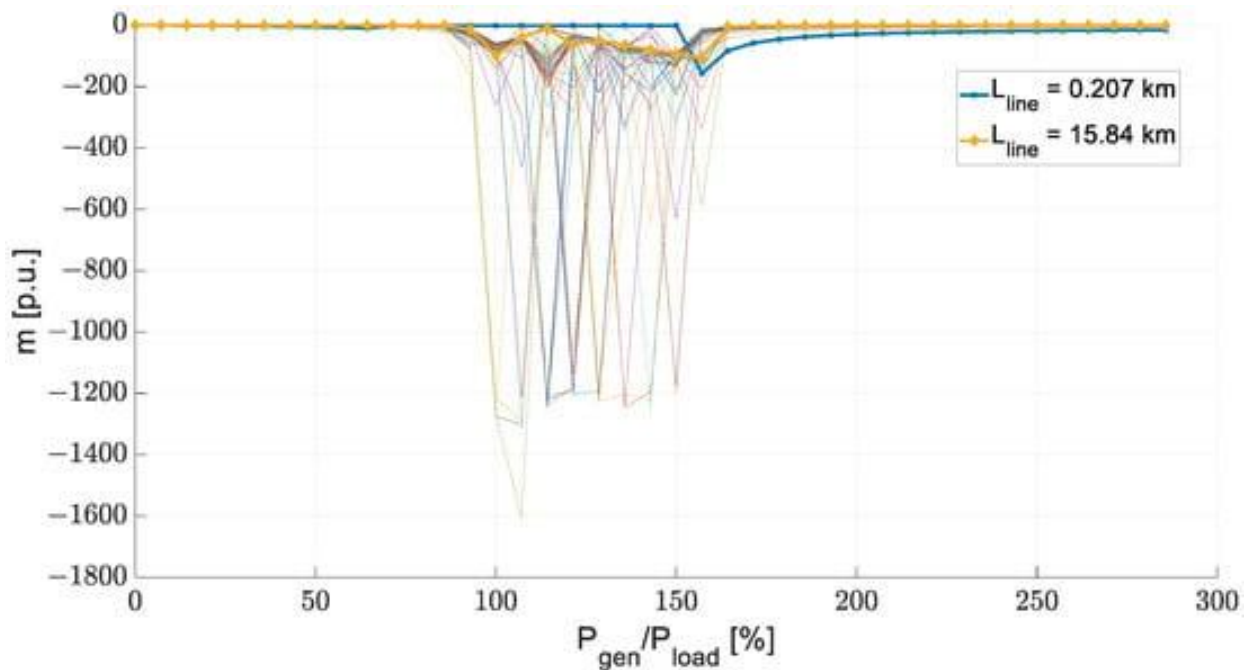


Рисунок 3.6 – Зміна кутового коефіцієнта $Q(V)$ -характеристики за коефіцієнтом активної потужності для $C = 0$.

Далі до цільової функції було додано коефіцієнт штрафу, щоб привести результат ORPF до реалістичної тенденції. А 10^{-7} штрафний коефіцієнт було вибрано таким чином, щоб мати невеликий, хоча й незначний

внесок C параметр цільової функції; в цьому випадку алгоритм ORPF має цільову функцію, яка враховує як відхилення напруги, так і кутовий коефіцієнт m закону керування $Q(V)$. На рисунках 3.7 і 3.8 показано залежність між кутовим коефіцієнтом m закону керування $Q(V)$ відносно довжини лінії l і коефіцієнта активної потужності DP . Слід зазначити, що в цьому випадку значення m менші, ніж у попередньому випадку, і на обох рисунках простежуються специфічні тенденції.

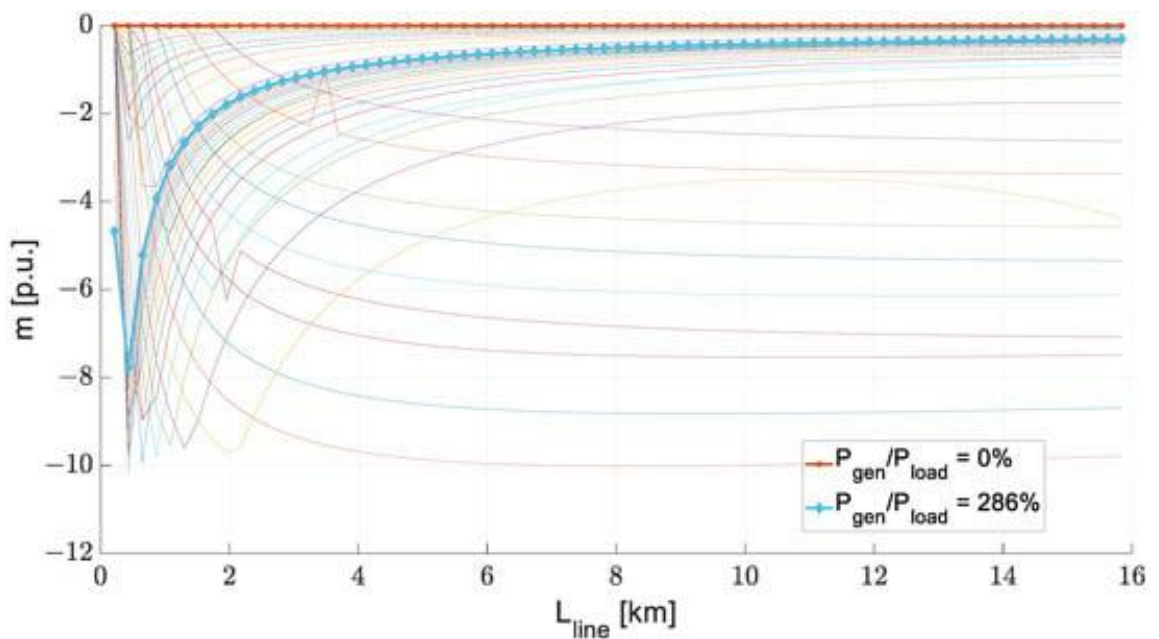


Рисунок 3.7 – Зміна кутового коефіцієнта $Q(V)$ характеристики залежно від довжини лінії для $C = 10^{-7}$

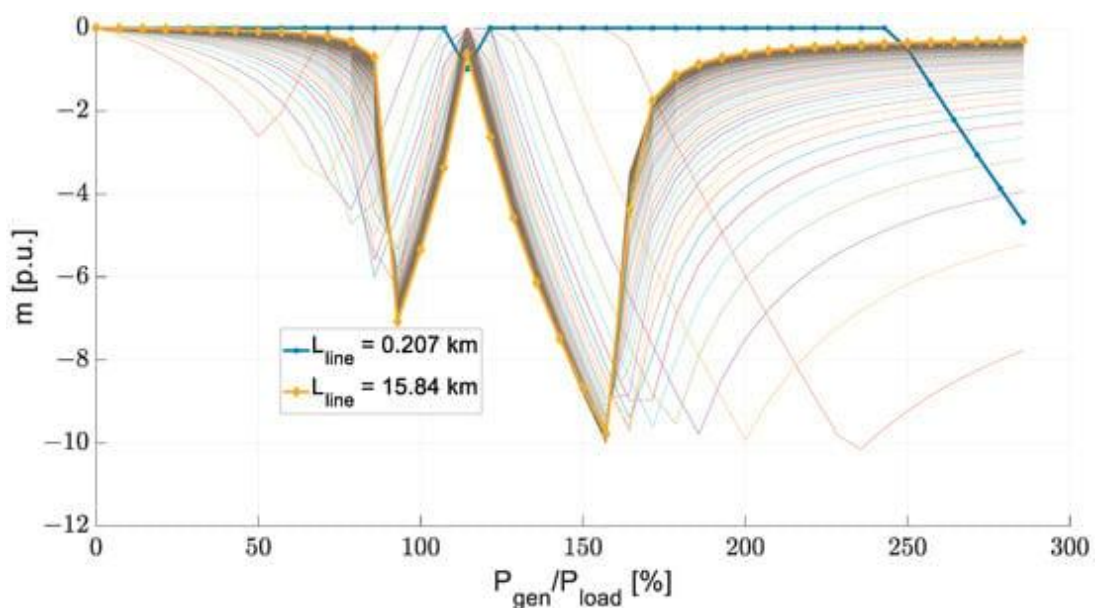


Рисунок 3.8 – Зміна кутового коефіцієнта $Q(V)$ характеристики відносно

коефіцієнта активної потужності для $C = 10^{-7}$

Для кращого розуміння отриманих тенденцій на рисунках 9 і 10 представлено три конкретні приклади, що стосуються виконаного розподіленого регулювання напруги. Зокрема, обрано мінімальний і максимальний випадки для довжини лінії l і відношення DP ; також був обраний проміжний випадок: $DP = 100\%$ і $l = 9$ км.

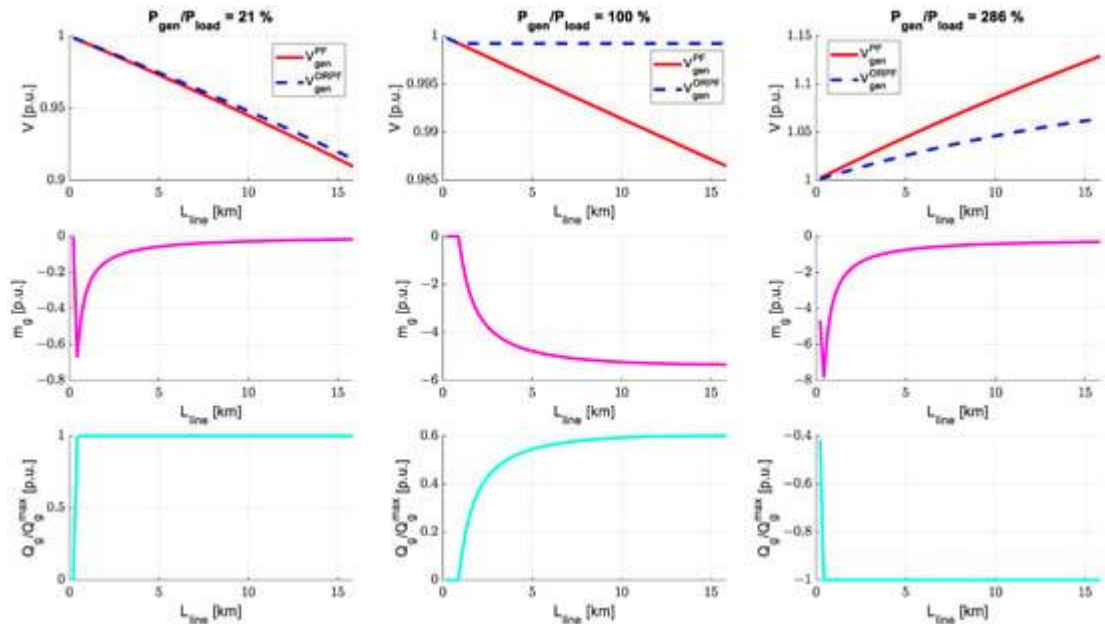


Рисунок 3.9 – Зміна напруги, кутового коефіцієнта $Q(V)$ -характеристики та реактивної потужності, виробленої довжиною лінії для $C = 10^{-7}$

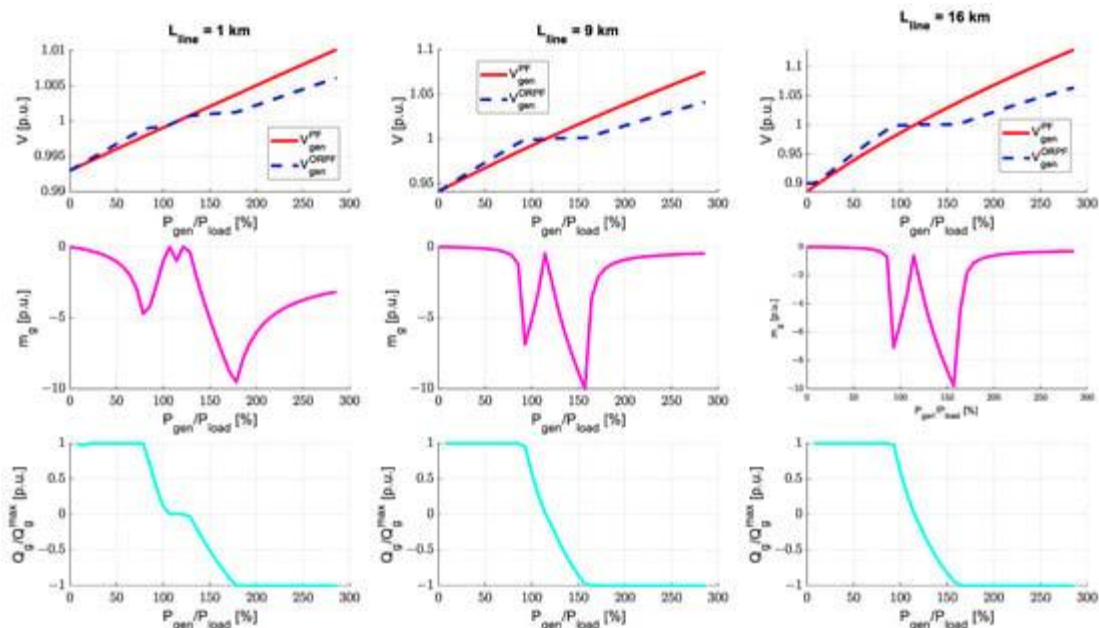


Рисунок 3.10 – Зміна напруги, кутового коефіцієнта $Q(V)$ характеристики та реактивної потужності з коефіцієнтом активної потужності для $C = 10^{-7}$

Дивлячись на перший Рисунок, стратегія ORPF благотворно впливає на напругу. У всіх трьох випадках регульована напруга $V_{\text{gen}}^{\text{ORPF}}$ ближча до еталонного значення, ніж у напрузі без регулювання $V_{\text{gen}}^{\text{PF}}$. Це пов'язано з регулюванням напруги, що здійснюється за допомогою закону контролю падіння; справді, реактивна потужність, яку обмінює DER, насичується при максимально допустимому значенні ($\pm Q_{\text{max}} - 1,0$ о.е.), показуючи, що розподілена генерація регулює напругу на своїх клемах. Це також підтверджується кривими кутових коефіцієнтів: зі збільшенням довжини лінії напруга зростає, перевищуючи еталонне значення, а реактивна потужність, що видається DER, насичується. У міру збільшення довжини напруга продовжує зростати, переміщуючи точку насичення характеристики $Q(V)$ далі від еталонного значення. З цієї причини кутовий коефіцієнт m зменшується, забезпечуючи при цьому максимальну реактивну потужність.

Подібні міркування також можна застосувати щодо варіацій потужності. У цьому випадку на кутовий коефіцієнт закону керування $Q(V)$ сильно впливає напруга на затискачах генератора: для значень DP від 100% до 150% напруга близька до еталонного значення. З цієї причини регулювання напруги не активується, знижуючи реактивну потужність DER до нуля; таким чином, кутовий коефіцієнт також дорівнює нулю. Для всіх інших значень DP спостерігається, що регульована напруга $V_{\text{gen}}^{\text{ORPF}}$ краща, ніж напруга без регулювання $V_{\text{gen}}^{\text{PF}}$ через активацію закону керування $Q(V)$, який визначає найкращий кутовий коефіцієнт, який насичується при $\pm Q_{\text{max}}$ значення реактивної потужності.

Для повного розуміння той випадок, коли коефіцієнт штрафу $C_{\text{св}}$ встановлено на 10–510–5 також було досліджено. На рисунку 3.11 і рисунку 3.12 представлені ті самі випадки, що були зображені раніше.

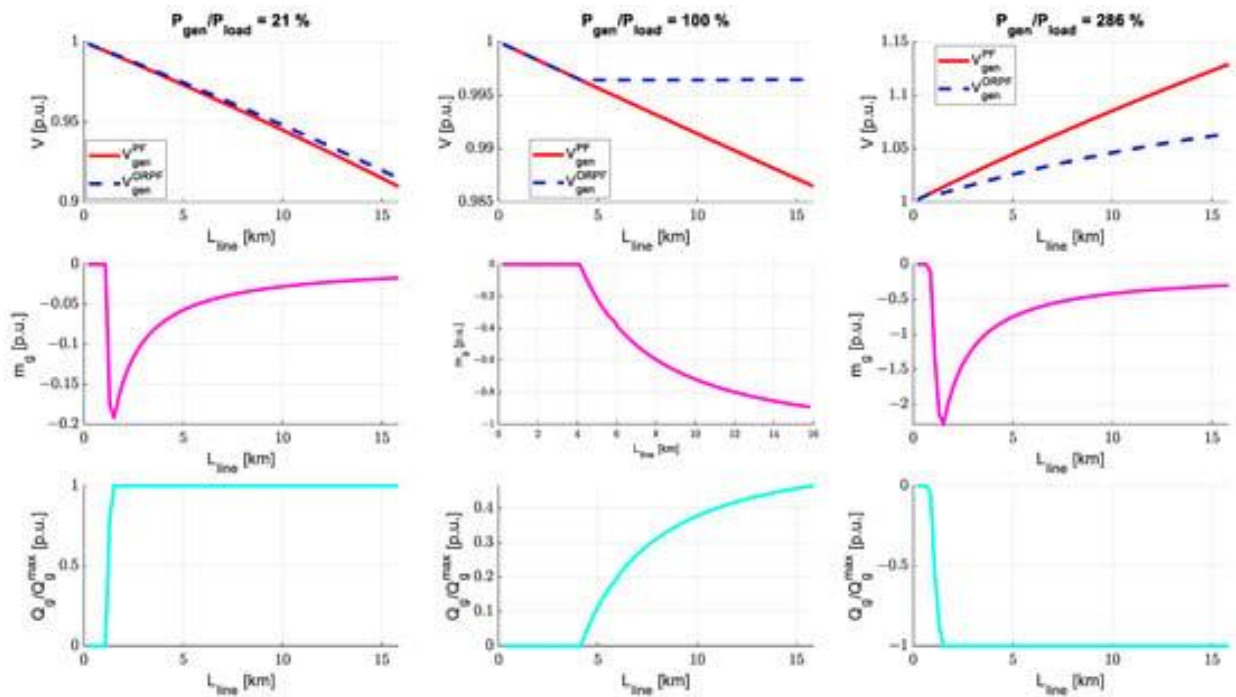


Рисунок 3.11 – Зміна напруги, кутового коефіцієнта $Q(V)$ характеристики та реактивної потужності з довжиною лінії для $C = 10^{-5}$

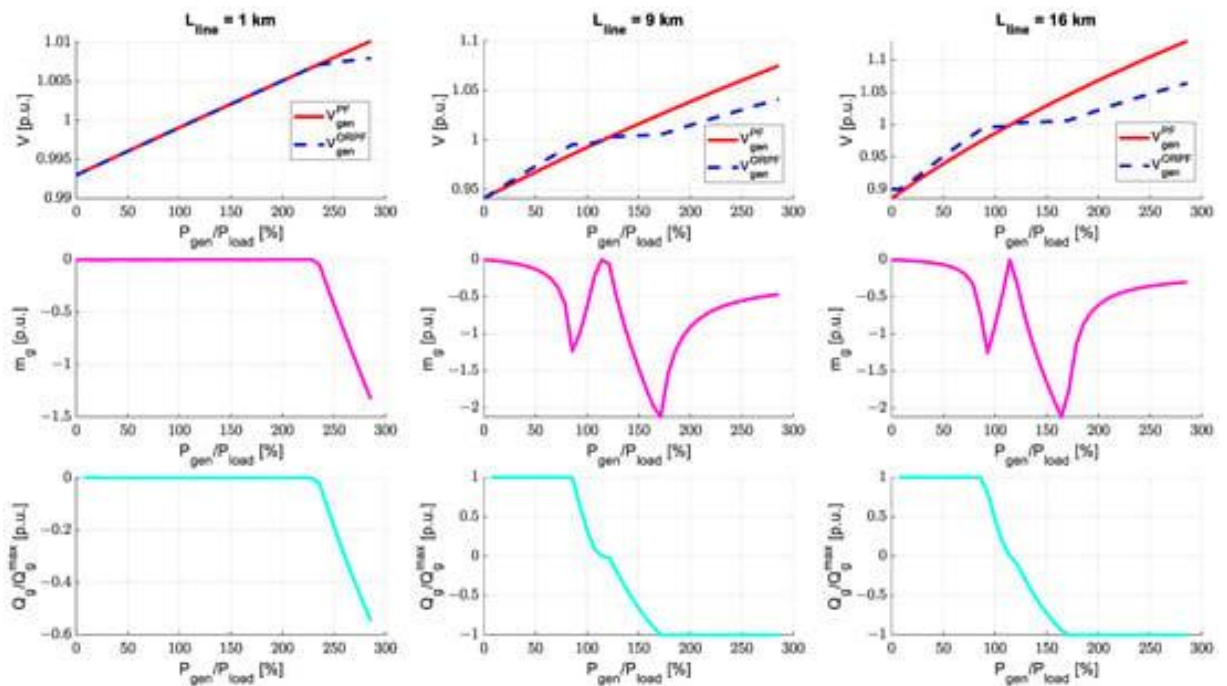


Рисунок 3.12 – Зміна напруги, кутового коефіцієнта $Q(V)$ характеристики та реактивної потужності з коефіцієнтом активної потужності для $C = 10^{-5}$

Наступний рисунок (Рисунок 3.13) повідомляє про випадки коливань напруги від еталонного значення. Помічено, що більший коефіцієнт штрафу C , чим більше відхилення напруги; однак за рахунок збільшення C , погіршення

незначне; таким чином, краще вибрати штрафні коефіцієнти, відмінні від нуля, щоб обмежити значення m , забезпечуючи при цьому реактивну потужність за допомогою DER.

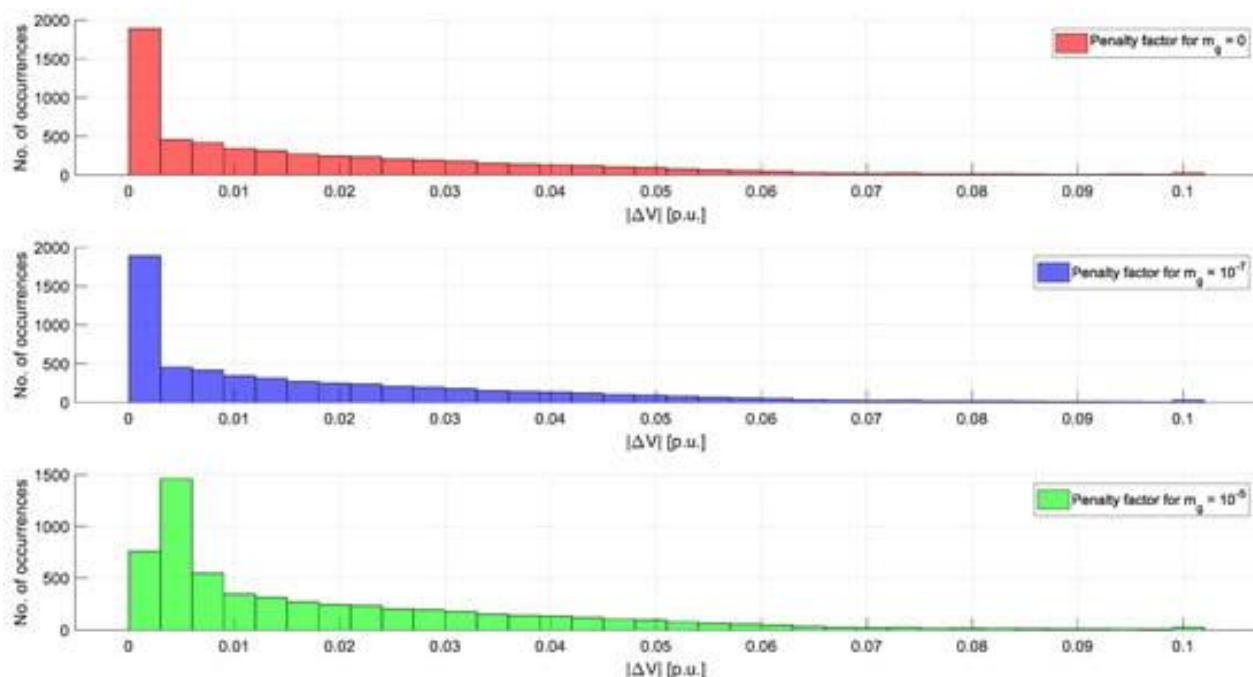


Рисунок 3.13 – Кількість випадків відхилень напруги (абсолютне значення) щодо коефіцієнта штрафу

3.3. Практичний приклад розрахунку

Ефективність запропонованого підходу також було оцінено в тематичному дослідженні, що стосується розподільної мережі. ЕС, в якій присутні два трансформатори по 31,25 МВА, живить 17 фідерів із середнім навантаженням 2 МВт і піковою потужністю 16 МВт. Кожен фідер точно описується даними про опір, індуктивність і ємність; крім того, мережа Аоста має майже 200 вторинних підстанцій. Більш детальний опис сітки можна знайти в [56].

Рисунок 3.14 надає схематичне зображення PS; зокрема, лише частина середньої напруги розподільної мережі розглядалася як приклад. Сторона середнього напруги підстанції розглядалася як провисла шина з фіксованою амплітудою напруги 1,0 о.е. і кутом, що дорівнює 0° . Це припущення

узгоджується з тим фактом, що ідеальний РПН розглядався в ДЕЖ, здатний постійно підтримувати напругу на базовому значенні. Межі та обмеження технології OLTC не були реалізовані в запропонованому алгоритмі.

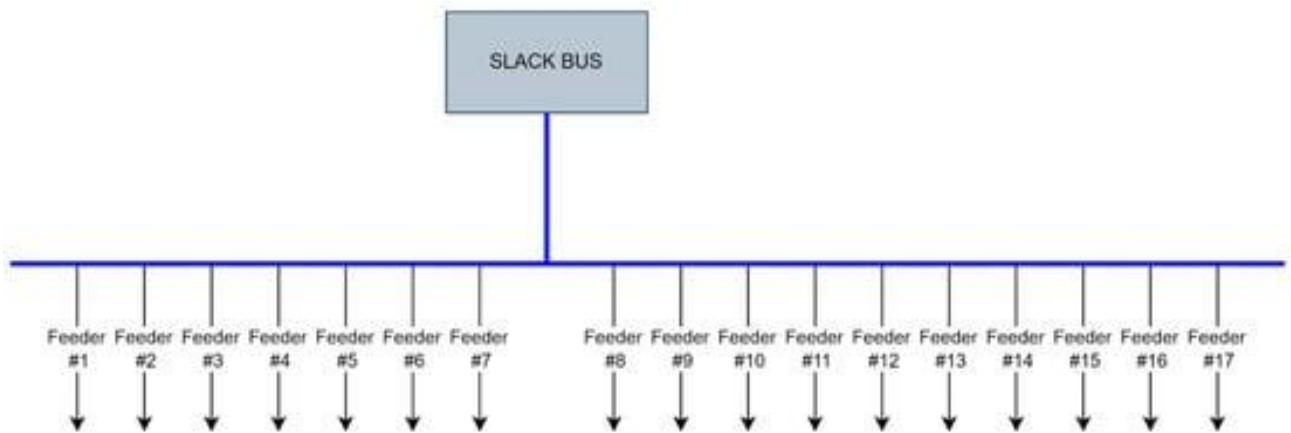


Рисунок 3.14 – Схематичне зображення системи розподілу

Щоб перевірити ефективність запропонованого алгоритму, було проведено 24-годинне моделювання з інтервалами в 1 годину, вибравши типовий день для кожної пори року, як показано на рисунку 15 і наведено в таблиці 3.2 .

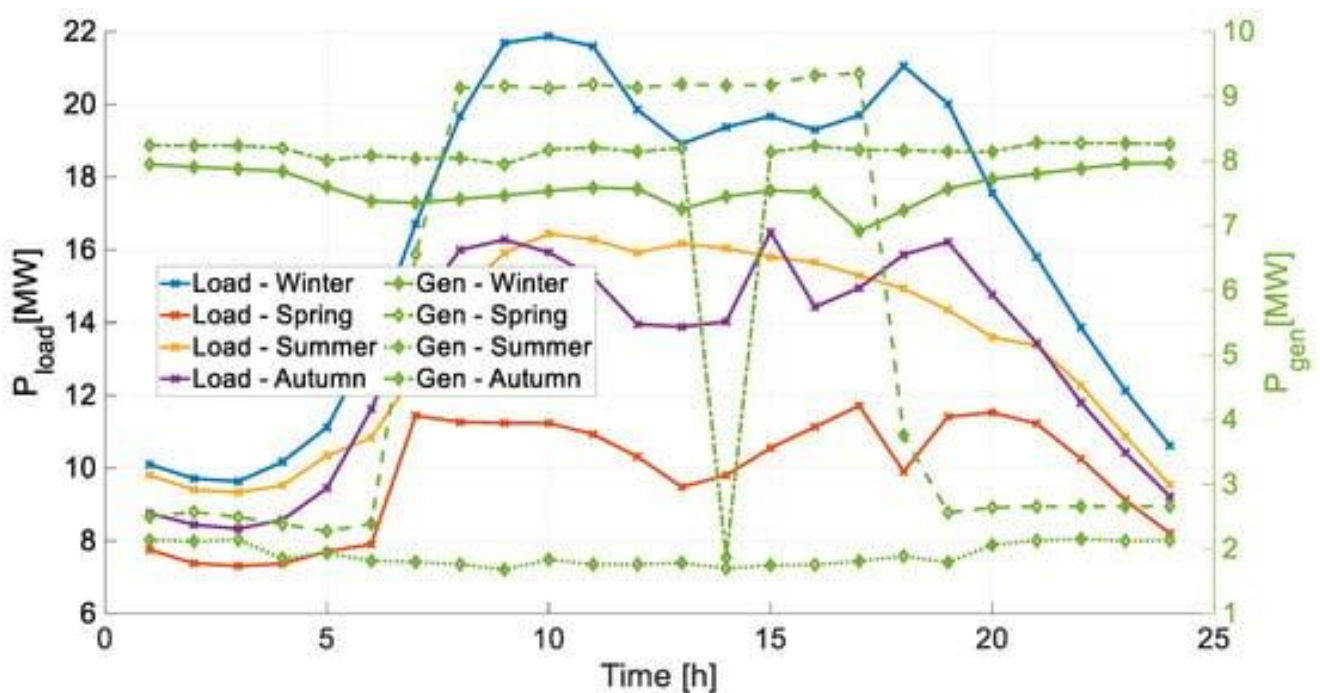


Рисунок 3.15 – Кумулятивне поглинання реальних навантажень потужності та виробництво генераторів для кожного типового дня

Таблиця 3.2.

Короткий перелік типових днів, обраних для тестування алгоритму, запропонованого в досліджуваному випадку.

День	Споживання [МВт·год]	DG Виробництво [МВт·год]	Еталонний малюнок
7 лютого	562,755	191,890	Малюнок 16
25 травня	355,964	132,565	Малюнок 17
2 серпня	407,274	44,732	Малюнок 18
17 жовтня	472,981	196,267	Малюнок 19

Профілі виробництва та погодинної генерації DN отримані з даних, зібраних на полі DSO. Профілі потужності були доступні для споживачів середньої напруги, виробників і ПС. Дані щодо погодинного споживання вторинними підстанціями були недоступні. Рівняння (3.7) оцінює споживання кожної вторинної підстанції:

$$P_{t,i}^{ss} = \frac{P_t^{ps} - P_t^{MV}}{\sum_j S_j^{TRANS}} S_i^{TRANS} \quad (3.7)$$

де:

- $P_{t,i}^{ss}$ – годинне споживання електроенергії і-ї вторинної підстанції (ПП);
- P_t^{ps} – годинне споживання електроенергії первинної підстанції (ПС);
- P_t^{MV} – є сумою погодинного споживання споживачами MV. Цей параметр також включає розподілену генерацію;
- S_j^{TRANS} – повна потужність трансформатора, встановленого на j -й вторинній підстанції.

Коефіцієнт m штрафу C встановлено рівним 10^{-5} . Результати підсумовані для чотирьох пір року на рисунку 3.16 (зима), рисунку 3.17 (весна), рисунку

3.18 (літо) та рисунку 3.19 (осінь), де напруга вузлів середнього напруги нанесена на кожну годину дня відповідно до до еквівалентної електричної відстані між шиною провисання та вузлом, визначеної як абсолютне значення еквівалентного імДЕРансу Тевенена. Загалом запропоноване регулювання забезпечує значне підвищення напруги у всіх проаналізованих випадках, як погодинно, так і сезонно; результати також узагальнені в таблиці 3 у термінах середньоквадратичної помилки (RMSE).

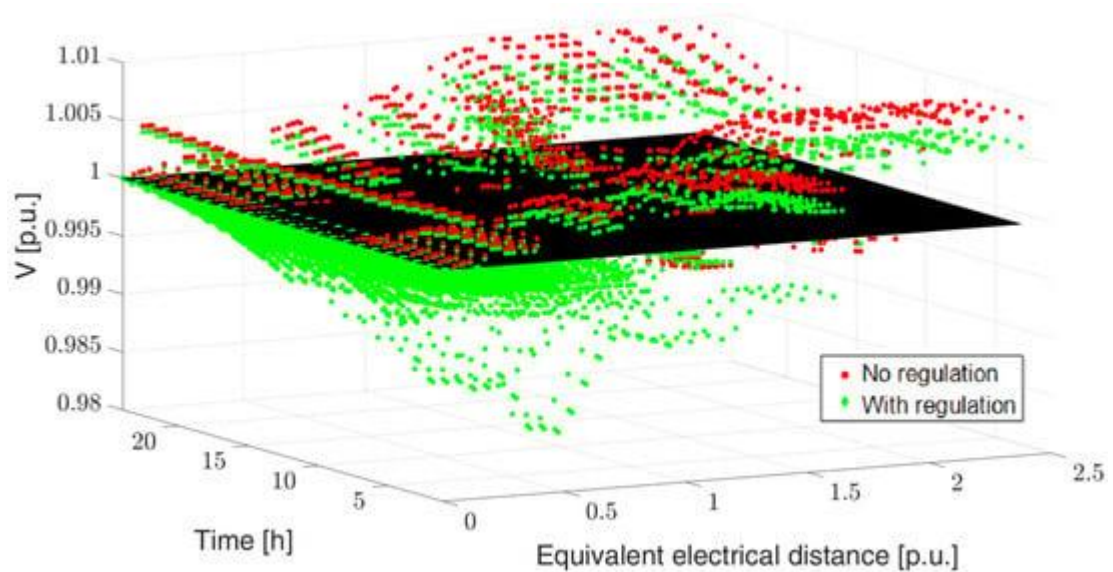


Рисунок 3.16 – Вплив регулювання напруги, запропонованого взимку

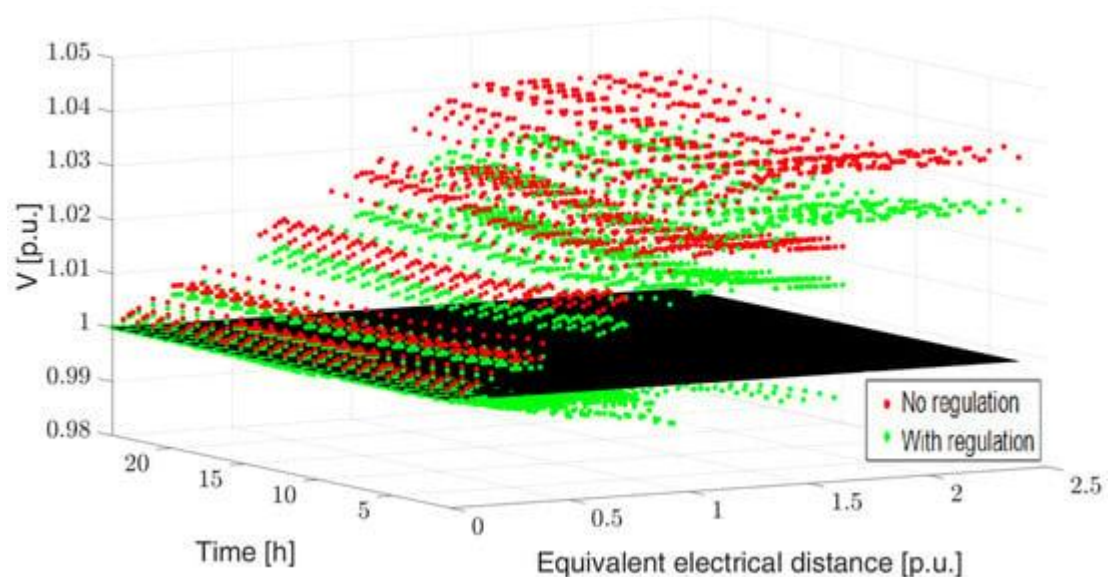


Рисунок 3.17 – Вплив регулювання напруги, запропонованого навесні

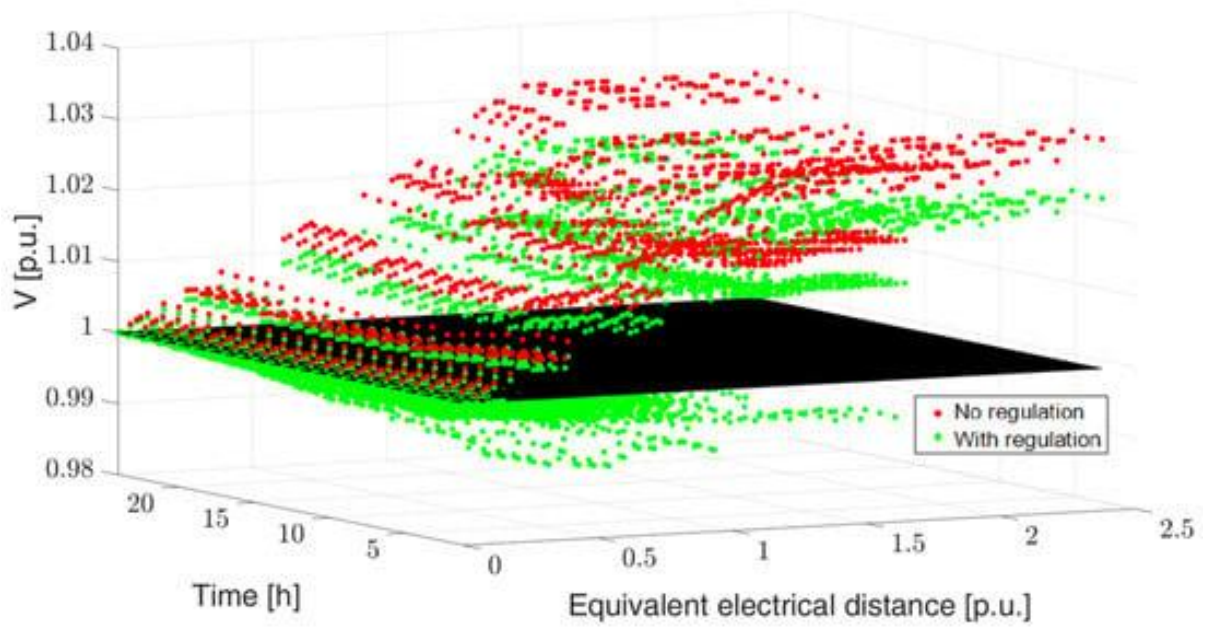


Рисунок 3.18 – Вплив регулювання напруги, запропонованого влітку

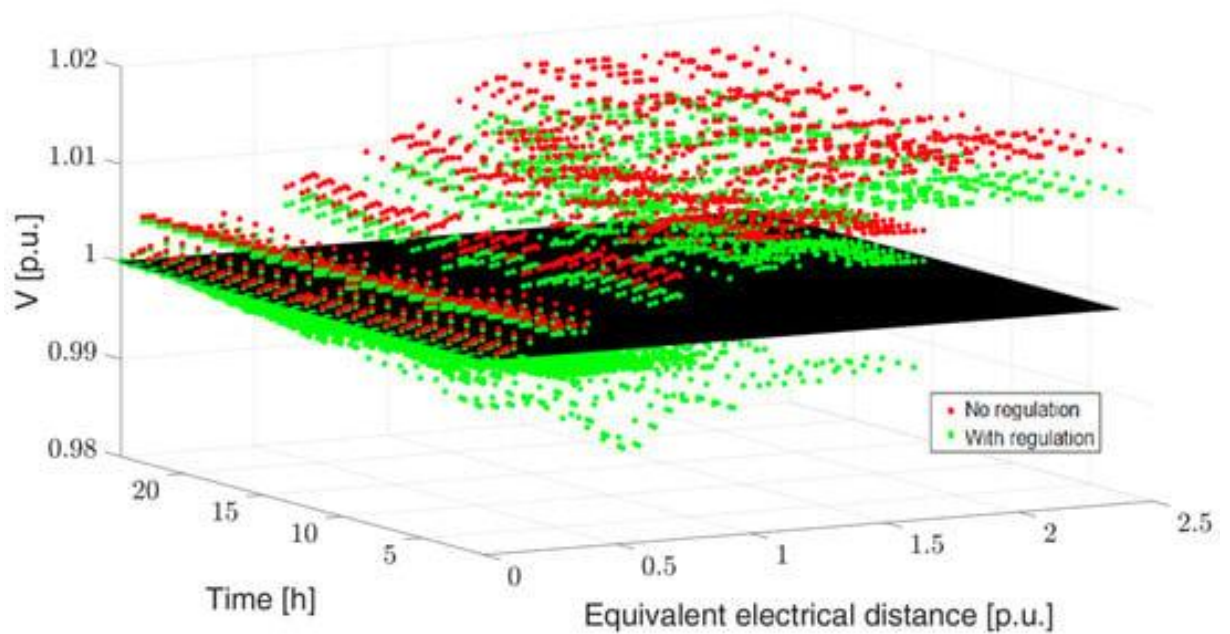


Рисунок 3.19 – Вплив регулювання напруги, запропонованого восени

Таблиця 3.3.

RMSE для вузлових напруг з регулюванням і без нього

Середня квадратична помилка напруги			
		Без регулювання	З Регламентом
Сезон	Зима	0,0036	0,0034
	Весна	0,0113	0,0084
	Літо	0,0087	0,0066
	осінь	0,0052	0,0041

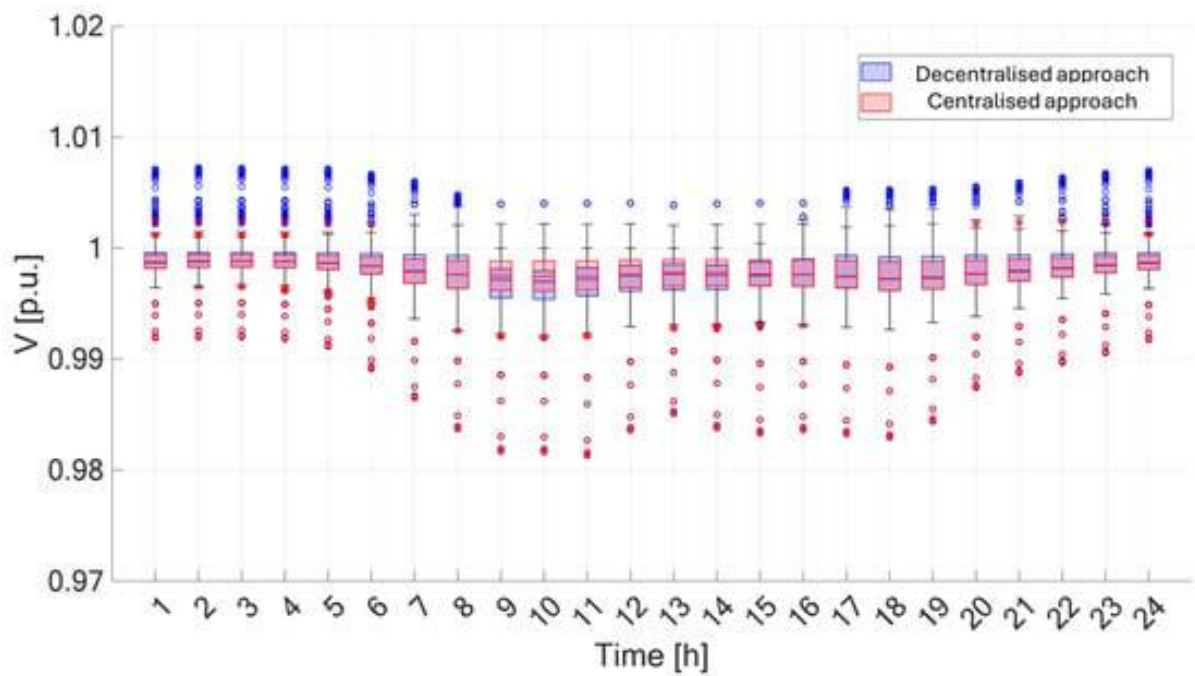


Рисунок 3.20 – Порівняння між запропонованим методом і класичним централізованим ORPF для зимового дня

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

Запропонований метод порівнюється з традиційним повністю централізованим ORPF з тією ж цільовою функцією (тобто мінімізація відхилення напруги). Числові результати показані на рисунку 3.20 для зимового дня (для спрощення інші дні опущено). З коробкових графіків можна побачити, що за запропонованого децентралізованого підходу профілі напруги є трохи гіршими, ніж отримані за допомогою централізованої стратегії: це очікуваний результат, оскільки без (1) реактивна потужність, що відбирається генераторами, становить залишено вільним для зміни, щоб мінімізувати відхилення напруги. Однак тенденції напруги в обох випадках дуже близькі. Тоді переваги децентралізованого керування з точки зору адаптації до перешкод і менших вимог до обміну даними можуть мотивувати його прийняття порівняно з традиційним.

РОЗДІЛ 4. ПОРІВНЯННЯ КОНЦЕНТРОВАНОЇ ТА РОЗПОДІЛЕНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

4.1. Постановка завдання

Більшість промислових електричних систем (IES) мають індуктивні навантаження, такі як електродвигуни, вентиляція, охолодження, кондиціонування повітря та люмінесцентне освітлення, які зменшують коефіцієнт потужності (PF) [1]. Індуктивні навантаження IES викликають споживання активної та реактивної потужності. Активна потужність перетворюється в корисну енергію (теплову, світлову, механічну енергію); однак реактивна потужність не може бути перетворена [2].

Низький PF в IES вимагає великої передачі реактивної потужності від комунальної мережі, щоб пом'якшити проблему [3]. Це збільшує втрати електроенергії в мережі та вартість енергії, знижує величини напруги та впливає на надійність і безпеку [4]. З точки зору системного оператора, низький PF вимагає більшої потужності як у генерації, так і в передачі, щоб забезпечити ту саму кількість компонента активної потужності через збільшення повної потужності, викликаній індуктивними навантаженнями [5]. З точки зору споживачів, низький PF створює перевищення розмірів компонентів, збільшує втрати IES і створює додаткові витрати через штрафи [6]. Чим нижчий PF системи, тим вона неефективніша, що несе більше витрат під час експлуатації [7]. Таким чином, з точки зору енергозбереження, у промисловості завжди існує потреба покращувати PF.

З іншого боку, поширення навантажень, які генерують гармоніки в IES, продовжує збільшуватися [8]. Силові електронні схеми для перетворення енергії є фундаментальною технологією для численних класичних і сучасних застосувань, і вони представляють собою один із критичних елементів електрифікації енергетичного сектора [9]. Силова електроніка – це технічна галузь, яка зосереджена на передачі, перетворенні, контролі та доставці

електричної енергії та забезпеченні живленням електронних пристроїв [10]. В даний час більше 70% електричної енергії обробляється силовою електронікою, і цей відсоток продовжує стрімко зростати [11]. Вважається, що 80% усієї виробленої електроенергії проходитиме через перетворювачі на основі силової електроніки [12].

Перетворювачі змінного струму в змінний струм широко використовуються в промислових застосуваннях, де потрібна вихідна напруга змінного струму 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 (AC–DC), інвертори DC–AC, перетворювачі DC–DC та циклоперетворювачі AC–AC [13]. Найпростіший перетворювач DC-DC відіграє важливу роль у силовій електроніці [14]. Незважаючи на те, що ці пристрої дозволяють покращити контроль та енергоефективність процесів, вони є нелінійними навантаженнями, які генерують гармонійні спотворення [15]. Гармоніки спричиняють передчасні збої та погіршення якості обладнання в енергосистемі, низький коефіцієнт коефіцієнта потужності та небажані відключення [16]. Серед обладнання, на яке можуть впливати гармоніки в IES, є трансформатори, двигуни, кабелі та вимикачі навантаження [17]. Крім того, вони можуть спричинити перегрів електрообладнання та електропроводки, несправність чутливого обладнання та зниження ефективності споживчого обладнання та джерел генерації [18].

Щоб уникнути дорогого встановлення та додаткового розширення потужності, комунальні послуги зазвичай застосовують штраф за низький коефіцієнт коефіцієнта корисної дії, стягуючи з клієнтів компонент попиту (на основі кВА) протягом певного періоду часу [6]. З іншого боку, низький PF означає вищий рахунок за електроенергію за той самий обсяг споживання активної енергії (кВт) для кінцевого споживача. Отже, економія попиту на електроенергію та виставлення рахунків може бути досягнута шляхом покращення PF сайту [19]. Для вирішення цих проблем необхідна топологія

схеми, яка може покращити PF, особливо з наявністю значного нелінійного навантаження в IES [20].

У спеціалізованій літературі повідомляється про кілька досліджень, які пропонують найбільш ефективні та економічні методи покращення ФП. Коригувальні заходи, такі як синхронні машини на місці та встановлення батарей конденсаторів для локального зниження реактивної потужності, аналізуються в [21]. У [22] досліджується корекція PF з комутованими перетворювачами з великим струмом із використанням змінних конденсаторів.

Інші дослідження оптимізували ємність і розташування конденсаторів за найменших інвестиційних витрат. Вони зосередилися на вирішенні проблем напруги та PF. Деякі з цих досліджень реалізували евристичні методи на основі штучного інтелекту. У [23] використовуються генетичні алгоритми; в [24] використовується алгоритм пошуку ворона; в [25] використовується алгоритм пошуку колонії мурашок; а в [26] реалізовано алгоритм оптимізації рою частинок.

Кілька авторів розглядали вплив надійності на оптимальне розміщення конденсаторів корекції PF. У [26, 27, 28] дослідники зосереджені на вдосконаленні конденсаторів в електричних системах, щоб мінімізувати частоту відмов лінії електропередачі після встановлення конденсатора. У [29, 30] обговорюються явища перехідних перемикачів та їх вплив на систему.

Ці дослідження зосереджені лише на встановленні батареї конденсаторів і не враховують ефект гармонік. Однак, коли конденсаторна батарея встановлена в присутності гармонік, може виникнути резонанс через скасування реактивної складової імпедансу системи [31]. Крім того, за цих умов батареї конденсаторів є легким шляхом до високочастотного струму. Резонансні явища і низький опір струмам високої частоти значно збільшують циркуляцію струму в конденсаторі. Це спричиняє перегрів і здуття покриття біля клем, що зменшує термін служби обладнання [32].

Деякі технології, засновані на активних фільтрах, були розроблені для пом'якшення гармонік, підвищення PF і регулювання напруги [33]. Корекція PF

і гармонічний контроль ведуть шлях до повного контролю якості електроенергії [34]. Компенсація гармонік виконується шляхом зворотної інжекції гармонійних струмів з відповідними комбінаціями навантажень, що самогасяться. Концепцію інтелектуального імпедансу можна використовувати для подолання фізичних обмежень налаштованих режекторних фільтрів. Розумні гібридні активні фільтри можуть покращити PF [35].

У [36] повідомляється про технічне рішення для компенсації реактивної потужності та ослаблення гармонік у промисловому застосуванні. Досліджувана галузь має велике нелінійне навантаження з номінальною потужністю 2,9 МВт і 765 В, що генерує високі рівні гармонік і низький коефіцієнт коефіцієнта потужності. Як рішення для цього випадку пропонуються чотири спеціально розроблені активні фільтри гармонік, з'єднані паралельно, кожен з номінальним струмом 300 А. Комплементарні лінійні реактори та автотрансформатор також призначені для живлення активних фільтрів при їхній номінальній напрузі.

У [37] теорія PQ, запропонована Акагі, використовується для компенсації фільтра активної потужності шунта, що допомагає зменшити генерацію реактивної потужності, гармоніки та дисбаланс навантаження. У [38] серія фільтрів активної потужності на основі фіксованих п'яти- та семирівневих нейтральних точок досліджується з використанням модифікованої стратегії керування миттєвою реактивною потужністю для компенсації гармонік та всіх збурень напруги. У [39] досліджується шунтовий фільтр активної потужності, заснований на теорії PQ, враховуючи фільтри низьких частот, такі як Баттерворт, Чебишев II і Еліптичний.

Незважаючи на те, що активні фільтри пропонуються як ефективне рішення зростаючих проблем низького PF і гармонік в IES, вони все ще дорогі та призначені для встановлення в точці загального підключення (PCC). Фільтри, встановлені на PCC, покращують PF, гармоніки та падіння напруги на цьому етапі, усуваючи покарання за низький PF для обслуговуючих компаній.

Однак цього рішення недостатньо для оптимізації втрат енергії в IES, оскільки компенсація в РСС практично не впливає на вихідні схеми.

Таким чином, враховуючи проблему низького PF в IES, були розроблені дослідження щодо оптимізації розташування батареї конденсаторів. Однак цього рішення недостатньо, якщо IES представляє гармоніки. З іншого боку, були запропоновані нові технології активних фільтрів для покращення PF, зміни напруги та пом'якшення гармонік. Однак, оскільки це рішення, призначені для встановлення в РСС, вони не гарантують оптимізацію для покращення коливань напруги та зменшення втрат усього IES.

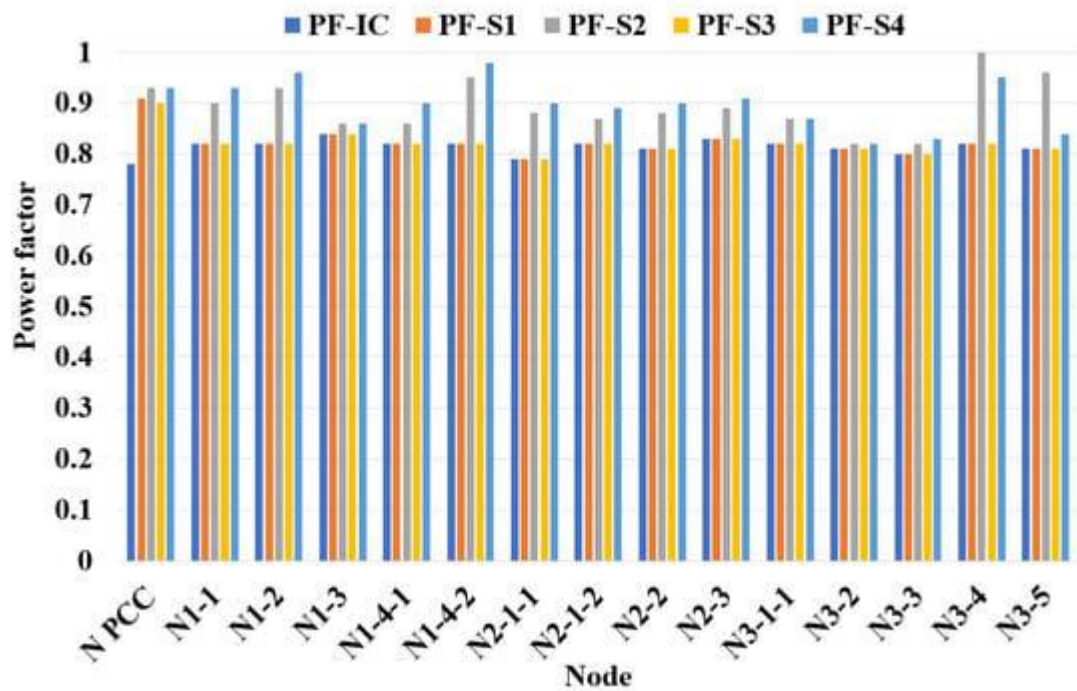
Грунтуючись на цих аспектах, це дослідження пропонує нове дослідження, у якому оцінюються чотири альтернативні рішення для покращення PF у РСС IES за наявності гармонік. Оцінені альтернативи: компенсація, зосереджена в РСС з батареями конденсаторів, розподілена компенсація з батареями конденсаторів, компенсація, зосереджена в РСС з фільтрами гармонік, і розподілена компенсація з фільтрами гармонік. Здатність покращувати PF у РСС відповідно до колумбійських нормативів, зменшення втрат та пом'якшення гармонік із найкоротшим періодом окупності (PP) 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, вони не включають енергетичний аналіз і не оцінюють наявність гармонік.

Це дослідження порівнює технічні та економічні аспекти зосередженої та розподіленої компенсації коефіцієнта потужності в IES.

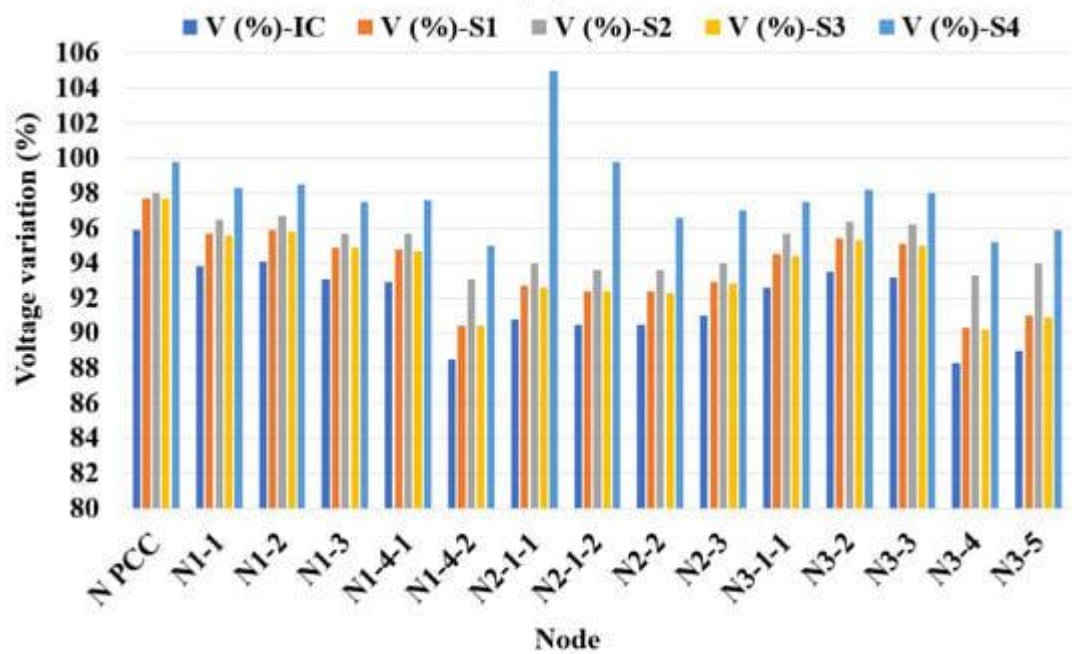
4.2. Техніко-економічне порівняння запропонованих рішень

Далі проводиться техніко-економічне порівняння рішень. На рисунку 4.1 показано PF, зміну напруги та гармоніки для кожного вузла IES в IC. Крім того,

на рисунку показано кожне рішення з відповідними обмеженнями відповідно до CREG 015 від 2018 [6], NTC 1340 [46] та IEEE 519 [40].



(a)



(b)

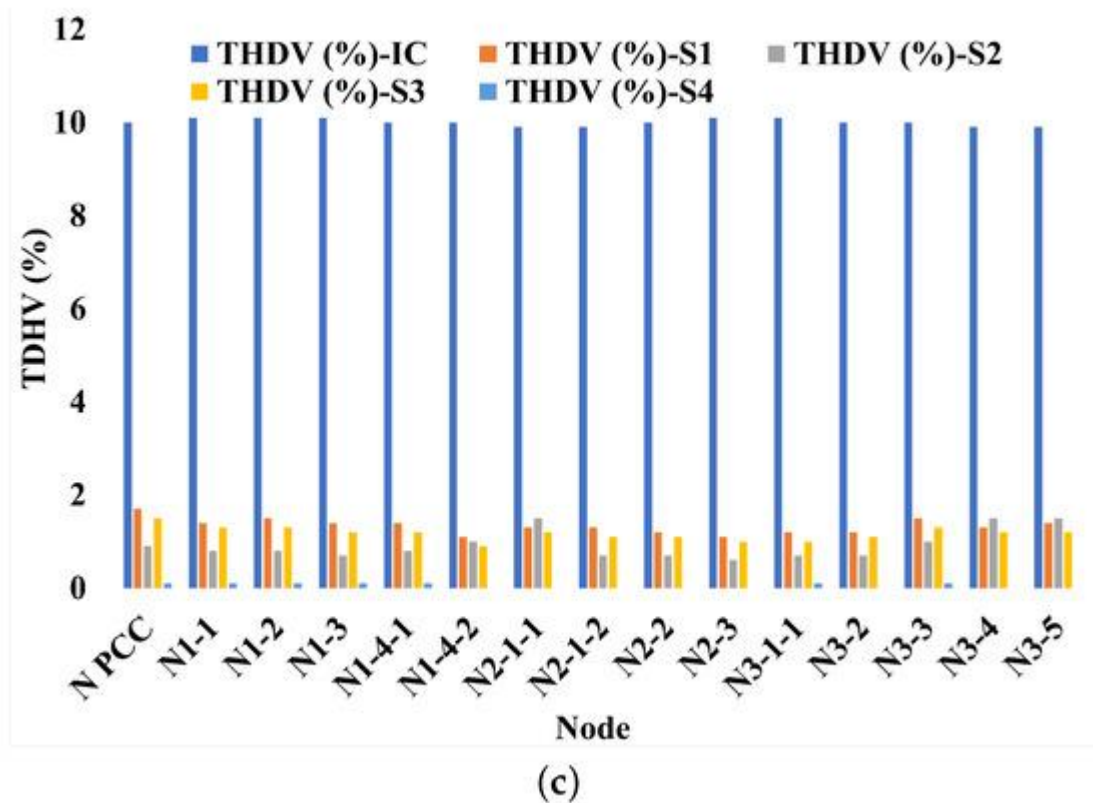


Рисунок 4.1 – Значення (а) PF, (b) зміни напруги та (c) THDV для всіх умов

На рисунку 4.1 показано, що в IC усі вузли мають низькі коефіцієнти потужності, сім вузлів мають низькі напруги та п'ять вузлів мають високі гармоніки. З S1 і S3 (концентрованими) покращився лише PF у PCC, а в трьох вузлах (N1-4-2, N3-4 і N3-5) зберігалася низька напруга. З S2 і S4 (розподілених) PF було покращено в шести і дев'яти вузлах відповідно, а проблеми зі зміною напруги були усунені в усіх вузлах. Гармоніки, зі свого боку, були пом'якшені при розгляді чотирьох рішень (S1, S2, S3 і S4), при цьому S4 було рішенням з найбільшим зниженням.

Інший аспект, який можна спостерігати, полягає в тому, що з S2 у вузлі N3-4 PF досяг значення 1, що є верхньою межею, встановленою CREG 015 від 2018 року [6]. Це представлено з наступних причин [52 , 53]:

1. Постійно підключені батареї фіксованих конденсаторів.
2. Автоматичні конденсаторні батареї з вимірюванням в одній фазі, фазі з найбільшим споживанням.

З S4 було досягнуто перенапруги 105% у вузлі N2-1-1, що є верхнім граничним значенням, встановленим NTC 1340 [46]. Як і в попередньому випадку, це можна пояснити використанням батареї постійних конденсаторів.

Що стосується параметрів PF, зміни напруги та гармонік, можна зробити висновок, що найкращі рішення були запропоновані розподіленою компенсацією з банком конденсаторів і фільтрів. Помічено, що покращити всі параметри вузлів є складним завданням. Крім того, деякі вузли представили збільшення PF і перенапруги в результаті можливої надмірної компенсації.

На рисунку 4.2. графічно підсумовано кількість вузлів поза межами, встановленими CREG 015 від 2018 [6], NTC 1340 [46] і IEEE 519 [40] під IC і для кожного рішення (S1–S4).

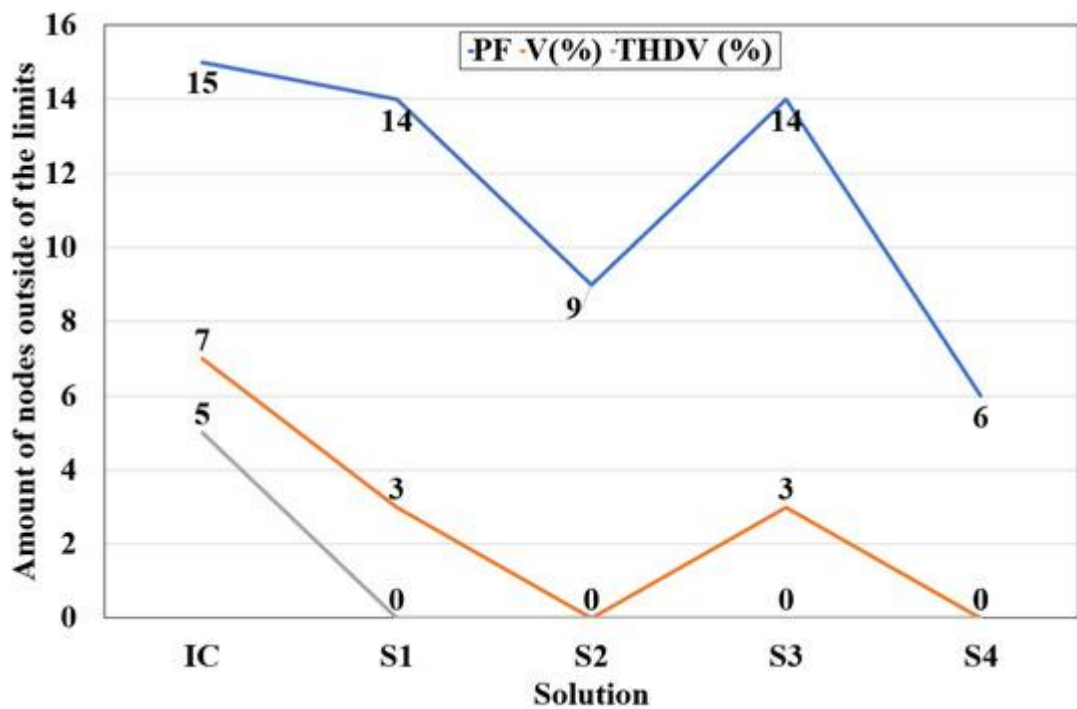


Рисунок 4.2 – Кількість вузлів із параметрами, що виходять за межі, у кожному розв’язку

На рисунку 4.3 показано втрати в лінії, втрати на гармоніки, загальні втрати та зменшення втрат, що відповідають IC та кожному розв’язку (S1–S4).

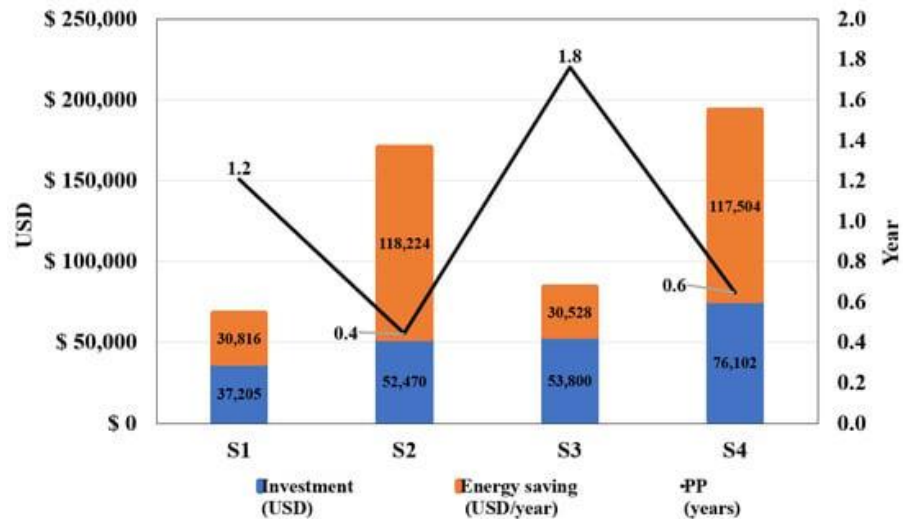


Рисунок 4.3 – Втрати та зменшення втрат у кожному розчині

На рисунку 4.3 показано, що розподілена компенсація (S2 і S4) призводить до найбільш значного зниження втрат відносно ІС. Для S2 втрати зменшуються на 32%, тоді як для S4 вони зменшуються на 31%. Зменшення втрат при розподіленій компенсації також у 3,8 рази більше, ніж при концентрованій компенсації (S1 і S3).

У рішеннях із розподіленою компенсацією (S2 і S4) також було отримано більш значну кількість вузлів, де PF і варіація напруги покращилися щодо зосередженої компенсації (S1 і S3). Це показує пряму відповідність між зменшенням втрат, покращенням PF та зміною напруги у вузлах.

На рисунку 4.4. показано CI, PP і AES.

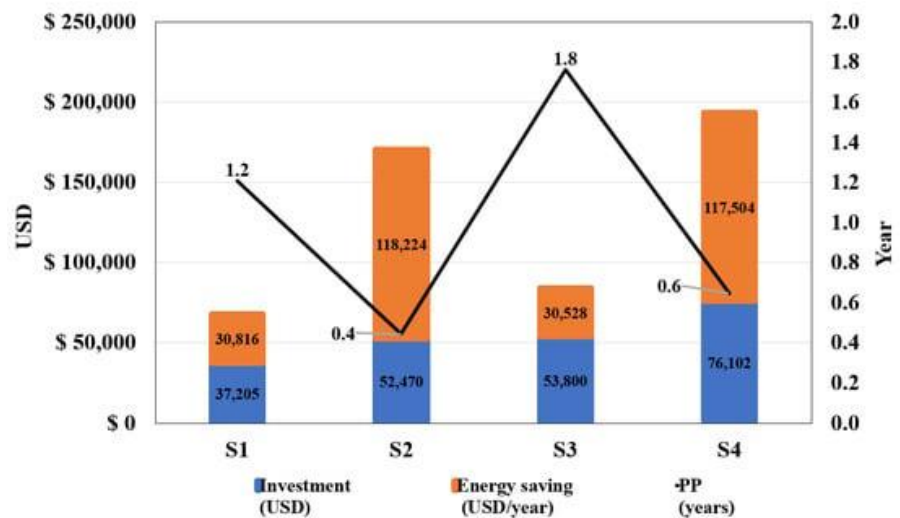


Рисунок 4.4 – PP і AES для кожного рішення

Порівнюючи CI S1 і S2 і CI S3 і S4, можна помітити, що вартість розподіленої компенсації більша, ніж зосереджена компенсація для конденсаторної батареї та фільтрів гармонік відповідно. Однак, порівнюючи ці самі рішення з розподіленою компенсацією, можна отримати більшу економію при виставленні рахунків за споживання енергії, ніж при концентрованій компенсації. Взявши ті самі порівняння як посилення, РР інвестицій у рішення з розподіленою компенсацією є меншим, ніж із концентрованою компенсацією. Це тому, що в рішеннях з розподіленою компенсацією AES переважає над CI.

Порівнюючи рішення розподіленої компенсації батареї конденсаторів (S2) щодо фільтрів гармонік (S4), можна побачити, що з S2 CI нижчий, а AES більший. Тому РР коротше, ніж S4. З цих результатів можна припустити, що S2 є найкращим рішенням із чотирьох варіантів. Однак, враховуючи технічний критерій, згідно з яким в електричній системі з гармоніками термін служби конденсаторних батарей значно скорочується через перегрів, викликаний гармоніками струму, пропонується не вибирати рішення з розподіленою конденсаторною батареєю (S2), а з розподіленими фільтрами гармонік (S4). S4 має перевагу короткого РР менше восьми місяців.

У таблиці 16 наведено техніко-економічні критерії, які дозволили нам вибрати S4 як найкраще рішення для покращення PF у РСС досліджуваного IES. Це показує, що S4 відповідає всім технічним вимогам, а також представляє короткий РР, який є сприятливим для прийняття рішень компанією.

Таблиця 4.1. – Зведення економічних і технічних критеріїв для кожного рішення

Рішення	Поліпшення PF в РСС	Усунення проблем зміни напруги у всіх вузлах	Зниження гармонік	Зменшення електричних втрат	Зменшення строку корисного використання гармонік	пп
S1	X		X	X	X	1.2
S2	X	X	X	X	X	0.4
S3	X		X	X		1.8
S4	X	X	X	X		0.6

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

В 4 розділі оцінено рішення для покращення режиму реактивної потужності в електричній мережі. Було порівняно два підходи до компенсації: зосереджена та розподілена з використанням батарей конденсаторів і фільтрів гармонік.

За результатами та аналізом можна зробити такі висновки:

- Результати показують, що розподілена компенсація більш ефективна для покращення PF, зменшення коливань напруги та пом'якшення гармонік у вузлах РСС та ІЕС. Хоча початкові інвестиції в концентровану компенсацію були меншими, економія від втрат енергії в розподіленій компенсації призвела до кращого РР.

- Ці результати демонструють, що для аналізу технічного рішення інженерної проблеми необхідна експертиза консультантів, тому що іноді одних тільки техніко-економічних оцінок не завжди достатньо, але необхідно провести комплексний аналіз, як у представленому випадку.

- Впровадження батарей конденсаторів або фільтрів гармонік зменшило гармоніки в ІЕС. Однак конденсаторні батареї продемонстрували скорочення терміну служби через перегрів, викликаний гармоніками струму. Під час вибору оптимального рішення враховувалися як технічні, так і фінансові аспекти, в результаті чого було віддано перевагу розподіленим фільтрам гармонік через їх ефективність і менший вплив на термін служби пристроїв.

- Незважаючи на загальну практику зосередженої компенсації конденсаторних батарей у РСС через низьку початкову вартість і легкість встановлення, було зроблено висновок, що це не найбільш життєздатне рішення, особливо в середовищах із зростаючими нелінійними навантаженнями, які впливають на термін служби конденсатора. банки та забезпечують незначні покращення PF та зміни напруги у вузлах ІЕС.

- Рекомендується досліджувати технології, засновані на активних фільтрах, які можна встановити в різних точках схеми ІЕС, а не тільки в РСС.

Крім того, наголошується на необхідності продовження дослідження проблем якості електроенергії в КЕС, оскільки дослідження зосереджені на системах розподілу та електроенергії.

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ

У цьому дослідженні була представлена стратегія децентралізованого регулювання напруги, розроблена для вирішення проблем, пов'язаних із зростаючою інтеграцією DER, особливо на основі інверторів, викликаною значним сплеском світового виробництва електроенергії з відновлюваних джерел, головним чином через розподілену фотоелектричну енергію.

Запропонована стратегія досліджувала децентралізоване регулювання за допомогою DER для мінімізації відхилень напруги в вузлах середньої напруги; запроваджений закон контролю узгоджений з останніми європейськими технічними стандартами та мережевими кодами для найкращого використання DER на DN.

Новинки, запропоновані методологією, містяться в ORPF, здатному ідентифікувати найбільш ефективний кутовий коефіцієнт для кожного закону керування $Q(V)$ DER. Ефективність стратегії оптимізації була підтверджена кількома чисельними симуляціями як на невеликій мережі, так і на справжньому європейському DN. Результати підтверджують ефективність децентралізованого підходу в покращенні профілів напруги в різних сценаріях. У зв'язку з цим у роботі було визначено, що на закон керування $Q(V)$ впливають електрична відстань до PS і співвідношення активної потужності DN (генерована/поглинена). Крім того, запропонована методологія щоденно тестувалася протягом чотирьох сезонів: у всіх з них алгоритм дозволяв зменшити відхилення напруги у вузлах СН у реальному часі. Крім того, було проведено порівняння з традиційним ORPF; незважаючи на те, що останній забезпечує трохи кращу продуктивність, децентралізований підхід має явні переваги, що стосуються його здатності керувати збуреннями (наприклад, раптовими коливаннями напруги) без зв'язку в реальному часі між DSO та DER, а також меншими вимогами до обміну даними.

У майбутніх роботах децентралізовану стратегію також буде перевірено з іншими цільовими функціями, щоб порівняти результати та продуктивність

алгоритму. Крім того, можна також розглянути інші ресурси регулювання, такі як OLTC у PS. Крім того, різні оптимізаційні або метаевристичні алгоритми можна порівняти або поєднати, щоб визначити оптимальний компроміс між точністю та обчислювальними зусиллями. Нарешті, дослідження інтеграції передових механізмів зв'язку та керування може ще більше підвищити надійність стратегії децентралізованого регулювання напруги в динамічних мережесередовищах.

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. Закон України "Про національну безпеку України" від 21 червня 2018 р. № 2469-VIII.
3. Закон України "Про енергетику" від 16 жовтня 1997 р. № 575/97-ВР. 3. Закон України "Про ринок природного газу" від 09 квітня 2015 р. № 329-VIII.
4. Закон України "Про альтернативні види палива" від 14 січня 2000 р. № 1391-XIV.
5. Василенко В. О., Ліщинський В. І., Стеценко С. С. Паливноенергетична безпека України: проблеми та перспективи розвитку. Київ: Ніка-Центр, 2016.
6. Кравчук І. В. Енергетична безпека України: стан, проблеми та напрями забезпечення. Львів: Каменяр, 2019.
7. Мельник Л. Г., Кіча О. М., Козак В. І. Енергетична стратегія України: сучасні виклики та шляхи реалізації. Київ: Інститут економіки та прогнозування НАН України, 2017.
8. Європейська енергетична співдружність: <https://www.energycommunity.org/>
9. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України: <https://mev.gov.ua/>
10. 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>.

11. 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/>
12. Про нафту і газ : Закон України від 12.07.2001 № 2665-III URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2665-14>.
13. 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>.
14. 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>.
15. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2019-19>.
16. 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> .
17. 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>.
18. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття[За заг. ред. А.К. Шидловського, М.П. Ковалка]. – К.: УЕЗ, – 2001. – 398 с.
19. Сайт світової енергетичної ради – Режим доступу до ресурсу: http://www.worldenergy.org/document/ethiopia_june_30_v_gbeddy_security.pdf.

20. Міжнародне енергетичне агентство. – Режим доступу до ресурсу:
http://www.iea.org/subjectetqueries/keyresult.asp?KEYWORD_ID=4103
21. Микитенко В. В. На чому базується енергетична безпека держави/В.В. микитенко// Вісник НАН України. – 2005. - № 3. – С.41-47.
22. Сайт світової енергетичної ради – Режим доступу до ресурсу:
http://www.worldenergy.org/document/ethiopia_june_30_v_gbeddy_security.pdf.
23. Міжнародне енергетичне агентство. – Режим доступу до ресурсу:
http://www.iea.org/subjectetqueries/keyresult.asp?KEYWORD_ID=4103
24. Державна служба статистики України. <http://www.ukrstat.gov.ua/>
25. BP Statistical Review of World Energy 2022.
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statisticalreview-of-world-energy.html>
26. International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook 2022.
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022> 50
27. U.S. Energy Information Administration (EIA). Country Analysis Brief: Ukraine: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/UKR>
28. Целочисленное программирование в Matlab. Режим доступа:
<http://www.mathworks.com/help/optim/ug/intlinprog.html> свободный
(Дата звернення 02.05.2017)
29. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.
30. https://www.atmosfera.ua/for-home/hibrydni-soniachni-stantsii?utm_source=google&utm_medium=performance&utm_campaign=pmax&utm_term=&gad_source=1&gclid=CjwKCAiAgeeqBhBAEiwAoDDhn1J904WozY0jTggpOUT-58fkGGue4dkRru-1Iewdgc9mEar9qyaHRhoCHT4QAvD_BwE
31. https://220volt.com.ua/ua/akkumulatornie-batarei/tip_elementa_litij-ionnaya/?gad_source=1&gclid=CjwKCAiAgeeqBhBAEiwAoDDhnwvaLMSqpftDZZ2AYegrqd5KoVRW-

[ZUvgxPQ6ePbVkd4Y2p8IaWVhoCYcAQAvD_BwE](https://doi.org/10.26907/2542-4452.2023.3.328-330)

32. Череп О. Г. Управління фінансово-економічною безпекою підприємств в Україні / О. Г. Череп, З. П. Урусова, А. А. Урусов // Вісник ЖДТУ. – 2012. – № 3(61). – С. 328-330.
33. Черниш О. В., Тарасенко І. О. Фінансова безпека підприємства в умовах кризового середовища / О. В. Черниш, І. О. Тарасенко // Вісник Хмельницького національного університету. – 2018. – № 5. – С. 117–119.
34. Ярославський А.О. Управління економічною безпекою підприємства / Ярославський А. О., Правдюк Н. Л. // Норвезький журнал розвитку міжнародної науки. - 2020. - № 42 (3). - С. 41–44.
35. Андрєєва Т.Є. Аналіз економічної безпеки діяльності підприємства як економічної категорії / Т.Є. Андрєєва, Т.Е. Петровська, І.Г. Грицькова // Коммунальное хозяйство городов. - 2019. - № 87. - С. 219-224.
36. Enerdata 2021. Глобальний енергетичний та кліматичний прогноз до 2050 року. URL: <https://eneroutlook.enerdata.net/forecast>
37. Білявський М. Орієнтири розвитку альтернативної енергетики України до 2030 р. Центр Разумкова. 2020. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/orientyry-rozvytku-alternatyvnoi-energetyky-ukrainydo-2030r>.
38. Bovera, F.; Spiller, M.; Zatti, M.; Rancilio, G.; Merlo, M. Development, validation, and testing of advanced mathematical models for the optimisation of BESS operation. *Sustain. Energy Grids Netw.* 2023, 36, 101152.
39. Ambrosini, G.; Daccò, E.; Falabretti, D.; Gulotta, F.; Premarini, S. Reactive Power Flows on Distribution Networks with Dispersed Generation: Current Trends and Opportunities. In Proceedings of the 2023 AEIT International Annual Conference (AEIT), Rome, Italy, 5–7 October 2023; pp. 1–6.
40. Caballero-Peña, J.; Cadena-Zarate, C.; Parrado-Duque, A.; Osma-Pinto, G. Distributed energy resources on distribution networks: A systematic review of modelling, simulation, metrics, and impacts. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2022, 138, 107900.
41. Ilea, V.; Bovo, C.; Falabretti, D.; Merlo, M.; Arrigoni, C.; Bonera, R.; Rodolfi,

- M. Voltage Control Methodologies in Active Distribution Networks. *Energies* 2020, 13, 3293.
42. Guzman-Henao, J.; Grisales-Noreña, L.F.; Restrepo-Cuestas, B.J.; Montoya, O.D. Optimal Integration of Photovoltaic Systems in Distribution Networks from a Technical, Financial, and Environmental Perspective. *Energies* 2023, 16, 562.
 43. Mahmud, N.; Zahedi, A. Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 64, 582–595.
 44. Wang, Y.; Tan, K.T.; Peng, X.Y.; So, P.L. Coordinated Control of Distributed Energy-Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks. *IEEE Trans. Power Deliv.* 2016, 31, 1132–1141.
 45. Masters, C.L. Voltage rise: The big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. *Power Eng. J.* 2002, 16, 5–12.
 46. Elkhatib, M.E.; El Shatshat, R.; Salama, M.M.A. Optimal Control of Voltage Regulators for Multiple Feeders. *IEEE Trans. Power Deliv.* 2009, 25, 2670–2675.
 47. Todorovski, M. Transformer Voltage Regulation—Compact Expression Dependent on Tap Position and Primary/Secondary Voltage. *IEEE Trans. Power Deliv.* 2014, 29, 1516–1517.
 48. Bajaj, M.; Singh, A.K. Grid integrated renewable DER systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques. *Int. J. Energy Res.* 2020, 44, 26–69. Available online: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/er.4847>