

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Терентюк Максим Петрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Моделювання та розробка методів розрахунку та аналізу енергорозподілу в
електричних мережах
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Терентюк М. П.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Соколовський Олег Феліксович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

АНОТАЦІЯ

Терентюк М. П. Моделювання та розробка методів розрахунку та аналізу енергорозподілу в електричних мережах. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2022.

Основною метою кваліфікаційної роботи є розробка та використання нової – потокової моделі усталеного режиму роботи мереж 6-35 кВ, адекватної їх технологічному та інформаційному розвитку для подальшого вирішення на її основі завдань оцінювання стану та оптимізації з метою зниження витрат на енергозабезпечення різних учасників. Практична значимість роботи полягає у зниженні сумарних витрат на енергозабезпечення різних учасників енергообміну розподільчих мереж за рахунок зменшення втрат

Ключові слова: розподільні мережі, потокова модель, енергозабезпечення.

ABSTRACT

Terentyuk M. P. Modeling and development of methods of calculation and analysis of energy distribution in electrical networks. Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polish National University, Zhytomyr, 2022.

The main goal of the qualification work is the development and use of a new - flow model of the established mode of operation of 6-35 kV networks, adequate to their technological and informational development for further solving on its basis the tasks of state assessment and optimization in order to reduce the costs of energy supply of various participants. The practical significance of the work consists in reducing the total costs for energy supply of various participants in the energy exchange of distribution networks due to the reduction of losses

Keywords: distribution networks, flow model, energy supply.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ПОТОЧНОГО СТАНУ ІСНУЮЧИХ СХЕМ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ	7
1.1. Реалізація елементів концепцій Smart Grid та Smart Metering	7
1.2. Огляд електричних схем розподільчих мереж	12
1.2.1 Існуючі схеми розподільчих мереж.	12
1.2.2 Перспективні схеми розподільчих мереж.	16
Висновки по розділу 1	19
РОЗДІЛ 2. ПЕРСПЕКТИВИ ТА НАПРЯМКИ ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНІЧНОГО, ІНФОРМАЦІЙНОГО ТА ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ	20
2.1. Особливості роботи мереж у замкнутих кільцевих схемах.	20
2.1.1 Фактори, що обмежують використання кільцевих схем.	21
2.1.2 Способи організації кільцевих структур у існуючих схемах.	26
2.2 Схема функціонування диспетчерсько-технологічного контролю.	29
Висновки по розділу 2	34
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА ПОТОКОВОЇ МОДЕЛІ РЕЖИМУ РОБОТИ МЕРЕЖІ	35
3.1 Моделі для розрахунку усталених режимів електричних мереж	35
3.1.1 Аналіз існуючих моделей режиму роботи мережі.	36
3.1.2 Розробка потокової режимної моделі.	39
3.2 Порівняння потокової та класичної режимних моделей.	46
Висновки по розділу 3	51
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	52
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	53

ВСТУП

Актуальність теми. Зниження витрат на процеси вироблення та передачі електроенергії (ЕЕ), її зберігання та споживання є одним із головних завдань підвищення ефективності функціонування сучасного електромережевого розподільчого комплексу. Відомими в даний час ключовими напрямками, пов'язаними з вирішенням цього завдання, є концепції: «інтелектуальної» активно-адаптивної мережі (Smart Grid) [1], «інтелектуальних» вимірів (Smart Metering) [2], Інтернету речей (Internet of Things) [3]. Їхні елементи отримують свій розвиток у силовому устаткуванні, терміналах релейних захистів та автоматики, пристроях зв'язку та комунікації від різних російських та світових виробників. Разом з тим рішення поставленого завдання присвячені заходи з технічного та інформаційного переозброєння мереж напругою 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ та 35 кВ, які далі називаються розподільчими мережами (РМ). У них починають застосовуватися сучасна комутаційна апаратура та автоматизовані реклоузери, мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики з дискретними сигналами, установки розподіленої генерації (РГ) та накопичувачі ЕЕ, а також широко розвиваються «інтелектуальні» автоматизовані інформаційно-вимірювальні системи (АІВС) з двосторонніми каналами [4].

Ключовим напрямом у розвитку інформаційно-вимірювальних систем РМ стає інтеграція всіх вимірів із системами оперативно-технологічного управління. Доступні вимірювання режимних параметрів мережі від інтелектуальних лічильників ЕЕ, що працюють у складі АІВС комерційного обліку електроенергії (КОЕ) та технічного обліку електроенергії (ТОЕ) обліку ЕЕ і, водночас, дискретні сигнали про стан контактів комутаційної апаратури від цифрових пристроїв релейного захисту та автоматики утворюють інформаційну основу мереж 10-35 кВ. Система інформаційної підтримки має ґрунтуватися на інтегральних характеристиках (вимірюваннях електроенергії) вузлів навантажень та генерації та давати оцінку режимним параметрам не миттєво, а на певних, заздалегідь налаштованих для РС, інтервалах часу. У

роботі взаємозв'язок перерахованих тенденцій у розвитку РМ реалізовано в єдиній потоковій моделі (ПМ) режиму роботи мережі, основу якої становить завдання енергорозподілу [5], що спирається на балансові рівняння у гілках та вузлах схеми мережі. Потокова модель дозволяє проводити оцінку стану (ОС) режиму роботи мережі за відсутності базисного вузла, в умовах схемно-режимних змін і наявності ділянок, що не спостерігаються, в мережі, які часто мають місце в РМ.

Метою роботи є використання нової – потокової моделі усталеного режиму роботи мереж 6-35 кВ, адекватної їх технологічному та інформаційному розвитку для подальшого вирішення на її основі завдань оцінювання стану та оптимізації з метою зниження витрат на енергозабезпечення різних учасників.

Об'єктами дослідження є розподільні мережі та системи зовнішнього електропостачання разом із встановленими в них пристроями вироблення, передачі, розподілу та споживання електричної енергії.

Теоретична та практична значимість роботи полягає у зниженні сумарних витрат на енергозабезпечення різних учасників енергообміну розподільчих мереж за рахунок зменшення втрат у їх мережах, вибору оптимальної стратегії роботи генеруючих установок, умов купівлі та продажу ЕЕ.

Предмет дослідження – роздільне підвищення ефективності роботи різних учасників енергообміну, які мають у своєму розпорядженні ділянки розподільчих мереж та пристрої керування.

Методологія та методи дослідження. Поставлені завдання вирішувалися з використанням методів комбінаторного аналізу, теоретичних засад електротехніки, застосовувалися методи нелінійного програмування.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Терентюк М.П. ПЕРСПЕКТИВНІ СХЕМИ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2022» 30 листопада 2022 року. Житомир: Поліський національний університет, 2022.- С .

Соколовський О. Ф., Терентюк М. П. СПОСОБИ ОРГАНІЗАЦІЇ КІЛЬЦЕВИХ СТРУКТУНИХ МЕРЕЖ У ІСНУЮЧИХ СХЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2022» 30 листопада 2022 року. Житомир: Поліський національний університет, 2022.- С .

Гончаренко Ю. П., Терентюк М. П. ОБГРУНТУВАННЯ СХЕМИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ДИСПЕТЧЕРСЬКО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО КОНТРОЛЮ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2022» 30 листопада 2022 року. Житомир: Поліський національний університет, 2022.- С .

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ПОТОЧНОГО СТАНУ ІСНУЮЧИХ СХЕМ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ

Розділ присвячений опису поточного технічного стану та інформаційного оснащення розподільчих мереж напругою 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ та 35 кВ, а також сучасних тенденцій їх розвитку в рамках реалізації в них концепцій «Активно-адаптивної мережі» (Smart Grid) та «Інтелектуальні виміри» (Smart Metering). Приділяється увага зміні традиційних розімкнених схем розподільчих мереж та їх переходу на перспективні замкнуті кільцеві архітектури. Описуються пов'язані з цим особливості та проблеми щодо розрахунку режиму роботи мереж 6-35 кВ за наявності замкнутих кільцевих ділянок. Наводяться вимоги до систем збору та передачі вимірювальної інформації про режим роботи розподільчих мереж. Сформульовано концепцію управління режимами роботи ділянок таких мереж та мікроенергосистем, ефективна реалізація якої неможлива без створення адекватної їй функціонуванню та розвитку математичної режимної моделі.

1.1 Реалізація елементів концепцій Smart Grid та Smart Metering

Сьогодні впровадження нових технічних пристроїв і насамперед інформаційно-цифрових технологій в електроенергетиці найчастіше відбувається саме в розподільчих мережах (РМ). На класах напруги від 6 кВ до 35 кВ основними передумовами цього є ініціативи різних суб'єктів та учасників енергообміну РМ до підвищення їх економічної та технологічної ефективності роботи. Основні тези щодо забезпечення максимальної енергоефективності, керованості, надійності та інформаційної відкритості лягли в основу появи концепції Smart Grid (Інтелектуальної мережі), орієнтованої переважно на розподільні мережі [1]. Сучасна концепція Smart Grid дає наступний опис розподільчих мереж майбутнього: «Електрична розподільна мережа наступного покоління призначена для усунення поточних недоліків у роботі мереж за рахунок застосування технічних засобів

управління та моніторингу, тобто. має бути побудована на базі комунікаційних технологій. Крім того, така мережа має бути здатна до самовідновлення у разі ушкодження» [6].

Спираючись на ключові положення концепції, в електроенергетиці починають прагнути досягти симбіозу різного технологічного обладнання та інформаційної надбудови, що дозволяє здійснювати моніторинг та управління процесом виробництва, передачі та споживання електроенергії (ЕЕ) [6]. Важливість забезпечення зв'язку роботи технологічного обладнання та інформаційних потоків з одночасною обробкою великого масиву вимірювальної інформації та відображенням необхідних даних призвела до появи іншої концепції – Smart Metering (Інтелектуальні вимірювання) [2], що є складовою концепції Smart Grid. Передбачається, що результат цих двох концепцій має посилюватися з допомогою запровадження нових ринкових механізмів взаємодії різних власників РМ між собою.

Використання елементів концепції Smart Grid в Росії на даний момент відбувається в основному за рахунок технічного переозброєння РМ. Завдання, пов'язані з підвищенням надійності електропостачання споживачів, є пріоритетом для мережевих компаній (МК) і вирішуються за рахунок встановлення сучасних автоматизованих реклоузерів та заміною старих масляних та маломасляних силових вимикачів на вакуумні. Сучасні вимикачі мають великий комутаційний ресурс і вимагають мінімального обслуговування. Суть заміни силових вимикачів та підвищення загальної кількості комутаційної апаратури у розподільчих мережах полягає у зниженні ризиків неспрацьовування вимикачів при коротких замиканнях (КЗ), підвищенні швидкості ліквідації аварійних ситуацій та часткової автоматизації ділянок мереж. На даний момент загальна частка сучасної комутаційної апаратури в РМ залишається низькою, проте обсяги нововстановлюваних і замінних вимикачів зростають. На рисунку 1.1 показано розподіл частки сучасних комутаційних апаратів, включаючи реклоузери,

різних рівнях мережі. Інформація була отримана на основі вивчення даних, наданих безпосередньо кількома великими МК України.

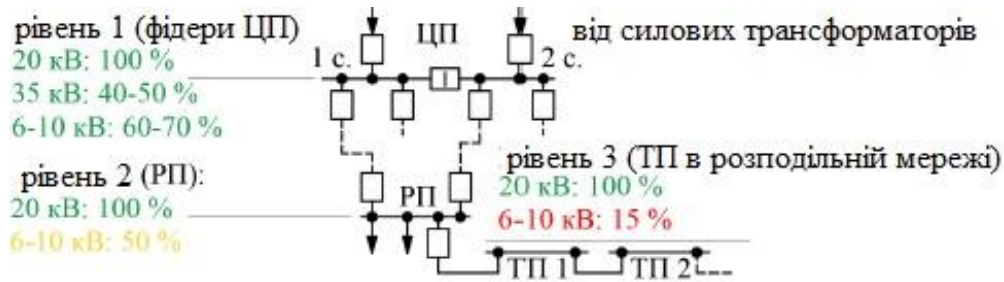


Рисунок 1.1 – Розподіл долі сучасної комутаційної апаратури

На сьогодні низькою залишається оснащеність сучасної комутаційної апаратурою ділянок РМ, що відходять від шин центрів живлення-підстанцій (ЖП) чи розподільчих підстанцій (РП) міських мереж. Нові ділянки мереж напругою 20 кВ, поширені за кордоном і що будуються в західній частині України, оснащуються сучасними вимикачами на етапі будівництва, тоді як мережі 35 кВ містять вакуумні вимикачі, так і газові (елегаз SF6 або CO2). Спостерігається загальне зниження рівня оснащеності ділянок РМ сучасними вимикачами під час руху від центрів живлення до РП і далі трансформаторних підстанцій (ТП). При цьому динаміка зростання числа сучасних вимикачів, які щорічно встановлюються в мережах 6 кВ, 10 кВ та 35 кВ (рисунок 1.1: рівень 3), за винятком мереж 20 кВ, є позитивною (рисунок 1.2).

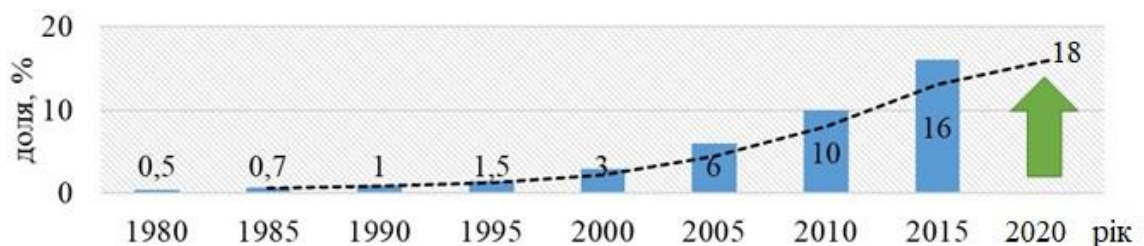


Рисунок 1.2 – Динаміка росту долі вакуумної комутаційної апаратури

Частка ділянок РС, що повністю оснащені сучасною комутаційною апаратурою, становить менше 0.5 %. До них відносяться досвідчені полігони Smart Grid, побудовані та підтримувані великими компаніями (Schneider

Electric, Siemens та ін.) у рамках впровадження стандарту Facility Smart Grid Information Model у розподільчі мережі [7]. Серед таких полігонів можна виділити: Energy Smart Miami, American Electric Power, Pacific Gas and Electric, нові ділянки мережі напругою 20 кВ, зовнішні і внутрішньозаводські РМ сучасних великих підприємств. Тому реалізувати елементи концепції Smart Grid і впровадити системи управління, що розробляються, стає найпростіше в мережах сучасних великих підприємств, що мають хорошу технічну оснащеність, а також на відносно нових ділянках мереж напругою 20 кВ.

Підвищення надійності електропостачання окремих споживачів останнім часом досягається за рахунок встановлення доступних пристроїв вироблення та зберігання ЕЕ. До таких установок належать мобільні споживчі газопоршневі (ГПУ), дизель-генераторні (ДГУ) та високоманеврені газотурбінні установки (ГТУ), а також генеруючі джерела, що працюють на відновлюваній енергії (ВІЕ). Останні, зважаючи на велику нестаціонарність відновлюваних джерел (вітру, сонця, хвиль тощо), призводять до появи та розвитку систем зберігання ЕЕ. До перелічених установок застосуємо термін "розподілена генерація" (РГ) [2]. Крім збільшення надійності, поява установок РГ у РМ пов'язане з бажанням споживачів знижувати свої витрати на енергозабезпечення. Найбільше зростання кількості споживчих генеруючих установок зафіксовано великими підприємствами з видобутку та переробки нафти і газу, металургійними заводами технологічним і чистим виробництвом електромобілів (Tesla©) та компаніями, що займаються виробництвом портативної електроніки (Apple, Inc. General Campus Park). Потенційно розвиток генерації в РМ надає нові можливості управління споживаною як реактивної, так і активної потужності. Крім того, у рамках розвитку ринкових механізмів роздрібного ринку, встановлення споживчих джерел генерації поступово стає економічно вигідним.

Поряд із РГ, у мережах 6-35 кВ широке поширення починають отримувати швидкодіючі джерела гнучкої компенсації реактивної потужності.

Ще одним пристроєм, що спочатку присутнім в РМ і дозволяє коригувати їх режим роботи, є пристрій регулювання напруги під навантаженням (РПН) силових трансформаторів, встановлених на ЦП 35 кВ і вище. Оскільки комутаційний ресурс даних пристроїв вважається порівняно невеликим, використання перемикачів відпайок донедавна здійснювалося рідко, в основному сезонно, суттєво змінюючи режим роботи ділянок мережі у періоди. Перемикачів регульованих відпайок проводилися або оперативним персоналом вручну, або під дією локальних блоків автоматичного регулювання типу БАР. У зв'язку з цим пристрої РПН, що виробили свій ресурс, виводилися з роботи шляхом їх відключення від автоматики та фіксації в межах однієї відпайки. Проте, останнім часом відбувається поступове відновлення ремонтів пристроїв РПН. Ремонти виконуються під час проведення комплексного технічного обслуговування трансформаторів чи реконструкції підстанцій (ПС). У разі пристрої РПН можуть дооснащуватися блоками телеуправління, що дозволить віддалено, без участі оперативно-виїзних бригад (ОВБ) здійснювати перемикачів відпайок РПН.

У рамках реалізації концепції Smart Metering в РС, вимірювальні пристрої векторних вимірювань (WAMS, PMU), реєстратори аварійних подій, вимірювальні блоки релейного захисту та автоматики, а також розумні» автоматизовані інформаційно-вимірювальні системи (АІВС) комерційного (-КOE) та технічного (-ТОЕ) обліку ЕЕ поступово починають інтегруватися в єдину систему збору та передачі інформації (СЗПІ). Системи обліку будуються з урахуванням мікропроцесорних лічильників ЕЕ з можливістю двостороннього обміну. В першу чергу ці системи призначені для виконання функцій балансового контролю в РМ, а основними параметрами, що фіксуються, є електроенергія і потужність. Збір інформації з лічильників, встановлених у розподільчих мережах, здійснюється в основному за допомогою бездротових технологій (мереж: стільникового зв'язку, ZigBee, Yota, Wi-Fi), а також технологій передачі інформації високочастотним каналом з використанням силових проводів ліній електропередачі (PLC).

1.2 Огляд електричних схем розподільчих мереж

Створення системи управління мережами 6-35 кВ має ґрунтуватися на знанні можливих електричних схем мереж та варіантів підключень до них споживачів, а функціонування системи – на отриманні інформації про її актуальний стан схеми та режим роботи. Порівняно з мережами вищих класів напруги, що мають традиційні радіальні та кільцеві схеми з їх нечастою зміною на час ремонтів або при виникненні аварійних ситуацій, РМ мають в основному лише розімкнені електричні схеми з безліччю комбінацій щодо їх підключення до ЦП та підключення споживачів до мережі. Крім того, в РМ зміна схеми широко використовується для підвищення їхньої ефективності роботи, а наявність автоматизованих реклоузерів дозволяє проводити автоматичні (пере)комутації в мережі. Велика схемна варіативність як за часом, так і за можливими конфігураціями є специфікою мереж 6-35 кВ і призводить до необхідності її обліку при створенні систем управління.

1.2.1 Існуючі схеми розподільчих мереж

У мережах напругою 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ та 35 кВ застосовують кілька схем електропостачання для живлення споживачів. Залежно від території проходження ділянки РМ зазвичай поділяють мережі міської забудови, заміські і заводські, чи промислові мережі [8]. Однак через різноманітність споживачів і території проходження мереж, чітку межу між ними провести стає складно. Виникає необхідність використання всіх типів мереж в тих самих умовах. Оскільки вибір схем для ділянок РМ визначається складом споживачів за категоріями надійності електропостачання, такі мережі можуть підключатися до одного або кількох незалежних центрів живлення. Проте, сьогодні практикують вибір схеми електропостачання здійснюється виходячи із загальної маси споживачів, за винятком особливих груп. Тому широкого поширення набули розімкнені петльові та кільцеві (інша назва – «псевдокільцеві») схеми електропостачання, з'єднані з одним або кількома ЦП. Такий підхід дозволяє об'єднувати в рамках однієї схеми мережі споживачів різних груп надійності електропостачання. Розглянемо

докладніше компонування основних схем, що застосовуються для побудови ділянок мереж 6-35 кВ в Україні та за кордоном.

Для розподільчих мереж міст характерний ряд особливостей. По-перше, такі мережі мають невелику протяжність, а як лінії електропередачі в основному використовують кабелі. При такому компонуванні ТП та РП виявляються розташованими на невеликій відстані один від одного. По-друге, склад навантаження містить досить велику кількість споживачів першої та особливої груп електропостачання, що накладає особливі умови забезпечення надійності їх живлення. По-третє, розподільні мережі в основному підключаються до ЦП опосередковано, через РП, задля забезпечення транзиту великої потужності із центрів живлення до розподільчої мережі.

Особливістю роботи ділянок замських розподільних мереж є охоплення мережами великих територій із малою щільністю навантажень. Такі мережі виконуються повітряними лініями електропередачі за радіально-променевим принципом із приєднанням до магістральної лінії однострансформаторних підстанцій, які живлять невідповідних споживачів. Перевагою використання повітряних ліній електропередач можна вважати можливість простого підключення нових навантажень ТП до єдиної магістральної лінії.

Як при побудові розподільних мереж міської забудови, так і для замських мереж використовують принципово схожі за своєю архітектурою схеми мереж. Основними з них є магістральні двопробеневі та «петлеві» схеми, показані на рисунках 1.3 та 1.4 відповідно. Склад комутаційної апаратури в РМ може істотно відрізнитися, оскільки залежить від величини струмів КЗ, складу обладнання та умов роботи мережі. Тому далі на рисунках, що пояснюють схеми мереж, комутаційну апаратуру не показано.

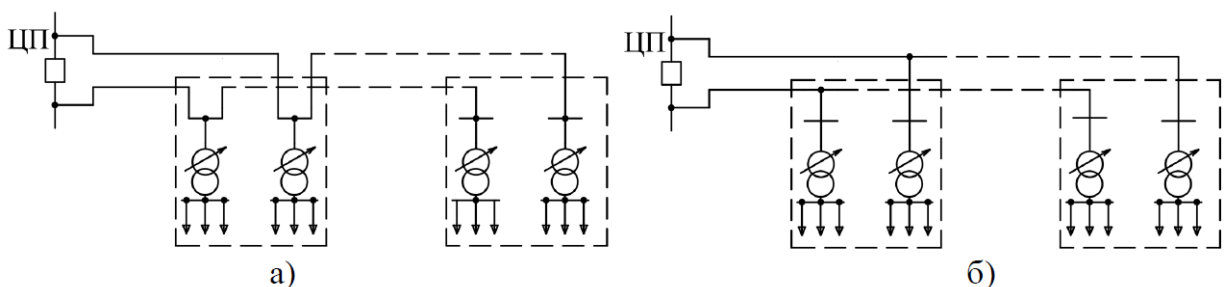


Рисунок 1.3 – Схеми побудови двопроменевої розподільної мережі: а) схема міської мережі; б) схема заміської мережі з відгалуженнями

Магістральні двопроменеві схеми працюють у розімкненому радіальному режимі завдяки роздільній роботі силових трансформаторів у ТП. У нормальному режимі кожен із двох трансформаторів, розташованих у ТП, отримує живлення від різних секцій одного ЦП. При виникненні пошкодження на одній з ліній живлення вимикач у ЦП відключається, що призводить до відключення всіх споживачів пошкодженої лінії на час дії автоматики введення резерву (АВР), встановленої в ТП. Така схема не вимагає автоматизації по мережі 6-10 кВ і використовується для живлення споживачів 1 та 2 категорії. Архітектура схем міської та заміської мереж, зображених на рисунку 1.3, є дуже близькою і відрізняється в основному лише способом підключення ТП та окремих навантажень до магістральних ділянок ліній.

Крім радіальної конфігурації мережі в РМ застосовується «петльова» схема, зображена на рисунку 1.4. Ця схема є найпростішою. Її особливістю є підключення магістральної лінії до різних секцій одного або кількох незалежних центрів живлення – джерел живлення (ДЖ).

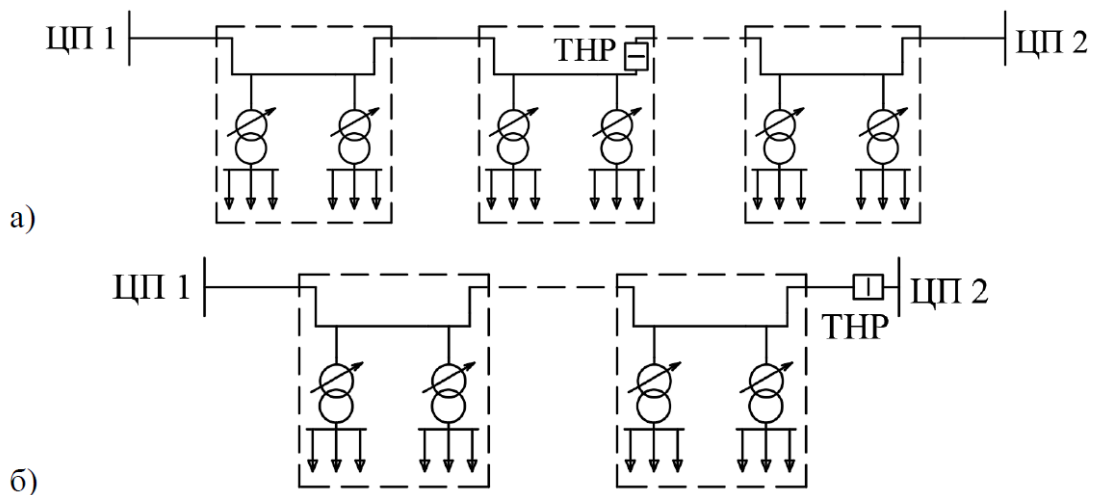


Рисунок 1.4 – Схеми побудови «петльової» мережі а) схема міської мережі; б) схема заміської мережі

Обидві двопробеневі «петльові» схеми мають точку нормального розриву (ТНР), яка збігається з відключеним положенням комутаційного апарату. Завдяки такій конфігурації досягається можливість ефективної та надійної роботи мережі без збільшення коштів у будівництво додаткової кабельної або повітряної лінії. Основна різниця в архітектурі живлення замиської та міської мережі в рамках схеми, що розглядається, є положення точки нормального розриву. У замиській лінії ТНР проходить по вимикачу резервного джерела живлення, тоді як у міській мережі точкою нормального розриву служить вимикач в одній з ТП або РП ділянки мережі. Недоліком даної схеми є повна втрата споживачів при пошкодженнях на обох лініях живлення або ЦП. Для збільшення надійності живлення в такій схемі достатньо прокласти додаткові лінії живлення до найближчих РП або ТП для отримання двопробеневої зустрічної схеми або збільшити кількість підключень до незалежних ЦП. Ця принципова схема знайшла велике застосування в мережах електропостачання великих міст [8] через модульність побудови та високу надійність електропостачання споживачів.

Крім того, вона може поєднувати можливість підключення споживачів 1 і 2 категорії разом з менш відповідальними споживачами 3 категорії.

У зв'язку з прихованим використанням РГ, неузгодженим підключенням додаткових навантажень і слабкою оснащеністю комутаційною апаратурою РМ дедалі частіше утворюються структури, які поєднують у собі принципи побудови замиських і муніципальних ділянок мереж. На даний момент широкого поширення набули комбіновані або змішані схеми електропостачання, з'єднані з одним або кількома ЦП (рисунок 1.5).

У змішаних архітектурах сучасних мегаполісів слабо проглядається типова архітектура мереж. Ця ситуація склалася під впливом постійного зростання нових навантажень за умов фінансової обмеженості для технічного переоснащення мереж. Подана на рисунку 1.5 ділянка змішаної мережі так само, як і в раніше розглянутих схемах, повинна мати точку нормального розриву. Незважаючи на згадку в назвах розглянутих типових схем

електропостачання кілець, всі розглянуті типології «псевдокільцевими», тому що їхні ділянки працюють у розімкнутому режимі. Ефективність передачі електроенергії в РМ може бути досягнута шляхом сезонних змін положень точок нормальних розривів у мережі.

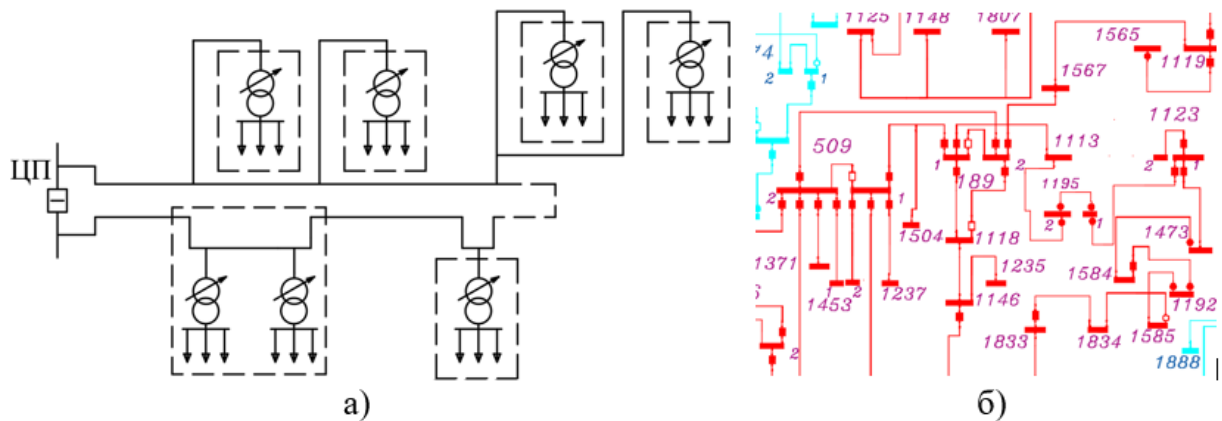


Рисунок 1.5 а) загальна структурна схема розподільчої мережі;

б) фрагмент нормальної схеми міської мережі 6 кВ та 10 кВ мегаполісу

Розподільні мережі напругою 35 кВ також працюють у розімкнутому режимі і за своєю архітектурою можуть бути близькими як до мереж 110 кВ – у разі виконання повітряними лініями електропередачі, так і до мереж 6-35 кВ міської забудови, якщо використовуються кабелі. Тут також варто згадати про заводські мережі як третій тип розподільчих мереж. Відмінною особливістю заводських чи промислових мереж є підключення навантажень до кількох джерел живлення. У їх схемах також використовуються петльові та променеві архітектури, які принципово від розглянутих схем не відрізняються і окремо описуватися не будуть.

1.2.2 Перспективні схеми розподільчих мереж

Донедавна РМ працювали в режимі постачання ЕЕ тільки в одному напрямку - від великих шин центрів живлення до споживачів. Однак сьогодні, у зв'язку з появою установок РГ у вузлах мережі, їх технічним та інформаційним розвитком у рамках концепцій Smart Grid та Smart Metering, до мереж починають пред'являтися нові вимоги щодо забезпечення їхньої надійності та керованості. Стає очевидним, що для створення мереж нового покоління, побудованих на базі комунікаційних технологій та здатних до

самовідновлення у разі пошкодження, необхідне застосування нових топологічних архітектур [9]. Тому необхідно розглянути альтернативні схеми РМ, які мають місце за кордоном, а також перспективні електричні схеми, що розробляються, але поки що не використовуються через відсутність необхідної розвиненої технологічної та інформаційної інфраструктури.

За кордоном та в Україні [10] електропостачання споживачів великих міст забезпечується роботою мереж середніх класів напруги в основному в розімкненому режимі в поєднанні з сильно розвиненою мережею побутового споживання ЕЕ, що працює в замкнутому режимі (рисунок) 1.6), що отримує живлення від шин основних знижувальних підстанцій (ГПП).

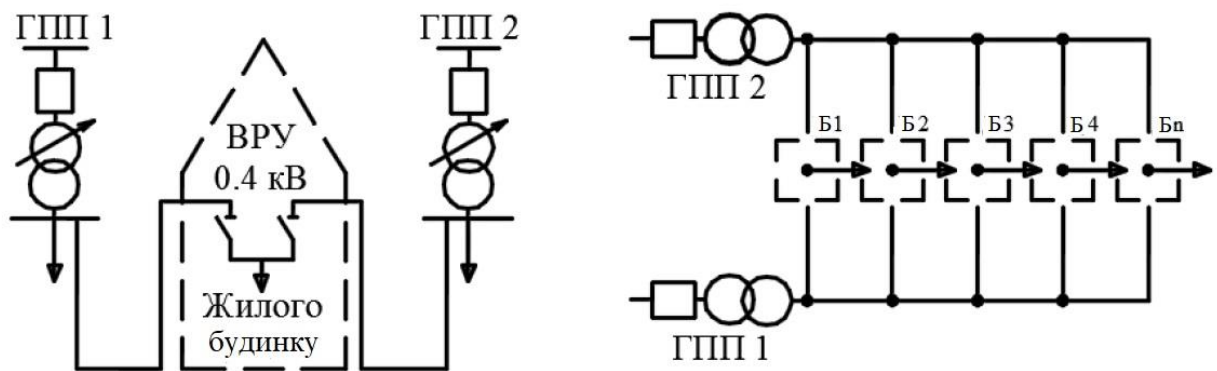
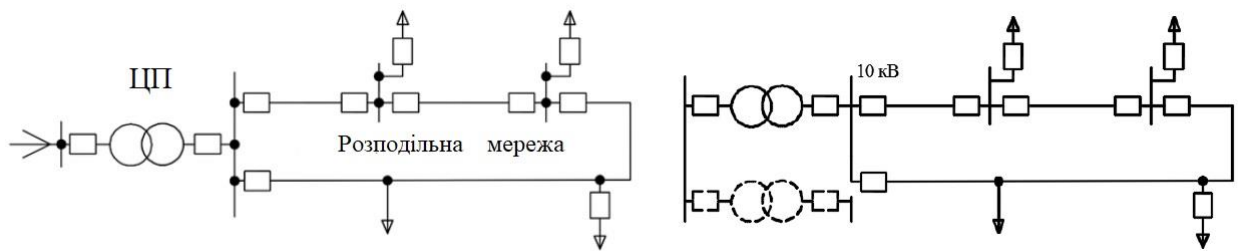


Рисунок 1.6 – Схема мережі з резервуванням за нижчою напругою

Одним з перспективних технічних рішень, спрямованим на збільшення надійності РМ і широко застосовуваним за кордоном, є будівництво однострансформаторних підстанцій живлення з автоматичним резервуванням по мережі низького класу напруги [11]. На прикладі схеми (рисунок 1.6) електропостачання споживачів в нормальному режимі може здійснюватися через один силовий трансформатор ГПП (ЦП) з резервуванням по розподільчій мережі. Таке рішення дозволяє знизити втрати холостого ходу трансформаторів та зберегти надійність живлення споживачів. Крім того, ця схема добре підходить для електропостачання дачних та садових кооперативів, невеликих котеджних селищ, що мають низьке середньорічне навантаження. Резервування у разі здійснюється по мережі 0.4 кВ. Експлуатація такої мережі висуває більш високі вимоги до кваліфікації

обслуговуючого персоналу. Інша структура мережі, що використовує кільцевий принцип живлення споживачів [6], зображено на рисунку 1.7.



а) один трансформатор

б) декілька трансформаторів

Рисунок 1.7 – Зарубіжний варіант організації замкнутої мережі

У такій мережі споживачі одержують живлення від єдиної секції одного центру живлення. Надійність живлення споживачів забезпечується кільцевою структурою, а також двома і паралельно працюючими трансформаторами з дотриманням усіх умов їх роботи. У зарубіжній практиці будівництва подібних схем поширені схеми з живленням від силового трансформатора, т.к. вважається, що силовий трансформатор є надзвичайно надійним елементом у порівнянні з елементами самої мережі.

Концепція сучасного підходу полягає у створенні єдиної технологічної та інформаційної платформи, яка дозволяє перейти від звичної радіально-магістральної архітектури до гнучкої, рівномірно розподіленої мережі. Така мережа дозволить проводити зміни у її топології відповідно до оптимального режиму її роботи [12], [13]. Одним із технічних рішень у рамках концепції є створення електричної мережі гексагонального типу [13]. У такій мережі (рисунок 1.8) кожен вузол є універсальним зі своїми алгоритмами керування та комутаційною апаратурою і може бути підключений як до навантаження, так і джерела живлення.

Головною перевагою гексагональних мереж є можливість застосування уніфікованих алгоритмів автоматичного керування споживанням та розподілом ЕЕ, що дозволить усунути недоліки

існуючих топологій мереж. Однак збільшення кількості джерел живлення в замкнутих кільцевих мережах призводить до збільшення струмів КЗ і потребує встановлення додаткових струмообмежувальних пристроїв у електричних ланцюгах вузлів [13].

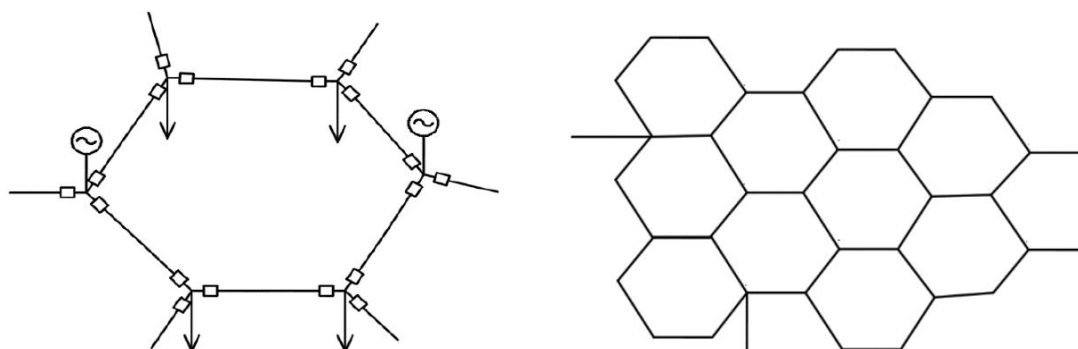


Рисунок 1.8 – Осередок та загальна структура гексагональної розподільної мережі

На сьогоднішній день всі альтернативні топології РМ передбачають їхню замкнуту структуру з паралельною роботою джерел живлення. Джерелами живлення в таких мережах є як традиційні центри живлення (головні знижувальні та розподільчі підстанції), так і споживчі установки РГ або накопичувачі ЕЕ. Замкнені кільцеві топології дозволяють позбутися недоліків існуючих розімкнених електричних схем та підвищити надійність електропостачання споживачів за умови достатньої оснащеності комутаційною апаратурою таких мереж.

Висновки по першому розділу

Сучасні тенденції в галузі технічного розвитку розподільчих мереж пов'язані з позитивною динамікою зростання в них сучасної комутаційної апаратури, установок розподіленої генерації та накопичувачів електричної енергії, пристроїв гнучкої компенсації реактивної потужності та відновлення роботи пристроїв РПН силових трансформаторів. Ці пристрої наділяють мережі напругою 6 кВ, 10 кВ і 35 кВ активними властивостями і надають нові можливості по їх управлінню в режимах роботи, що встановилися і квазі встановилися.

РОЗДІЛ 2

ПЕРСПЕКТИВИ ТА НАПРЯМКИ ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНІЧНОГО, ІНФОРМАЦІЙНОГО ТА ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

2.1 Особливості роботи мереж у замкнутих кільцевих схемах

Як уже зазначалося в п. 1.2.1, більшість ділянок РМ, що експлуатуються сьогодні, мають «псевдокільцеві» схеми і працюють у розімкнутому режимі з обов'язковими точками нормального розриву. Робота мережі в такому режимі, навіть з урахуванням підключення споживачів до кількох джерел живлення, передбачає переривання їхнього електропостачання на час пошуку, локалізації та відновлення живлення за резервною схемою. В умовах відсутності АВР та автоматизованих реклоузерів на пошкодженій ділянці мережі час відновлення живлення споживачів може бути значним (1 година та більше). Крім того, впровадження споживчих генеруючих установок, що працюють паралельно з мережею без фіксованої видачі потужності на шини споживача, вносить невизначеність у зміну графіків навантаження таких споживачів, змінює прогнозований потік розподілу у мережі та робить неефективними вибрані сезонні ТНР. Останні часто й зовсім не змінюють свого становища у схемі мережі у зв'язку з технічною неможливістю їхнього перенесення і залишаються фіксованими протягом усього часу експлуатації мережі. За таких умов забезпечити максимальну ефективність передачі ЕЕ на великих інтервалах часу в розімкнутій схемі мережі з фіксованою або неефективною ТНР неможливо. Використання структури замкнутої кільцевої мережі може усунути дані недоліки розімкнених схем і дозволить реалізувати можливості надійного, ефективного та гнучкого управління РМ у рамках реалізації в них концепції Smart Grid. Однак застосування замкнутих кільцевих структур у РМ накладає певні труднощі на їхню роботу в нормальних та післяаварійних режимах та має особливості.

2.1.1 Фактори, що обмежують використання кільцевих схем

Проблеми використання кільцевих схем в РМ може бути обумовлені шістьма основними чинниками. **Перший чинник** пов'язаний із зростанням рівня струмів КЗ. Замикання мереж кільце зменшує сумарний опір ділянки схеми мережі до точки КЗ. Крім того, збільшення числа споживчих установок, що генерують, в мережах 6-35 кВ підвищує в них число джерел електрорушійної сили (ЕРС) і перетворює їх у мережі з двостороннім живленням. Це призводить до зростання струмів КЗ та ускладнення організації релейного захисту та автоматики в таких мережах, що є **другим** фактором. Кільцевий режим роботи потребує пристроїв автоматики вловлювання синхронізму в ТП і РП, установки спрямованих захистів. Останні можуть бути реалізовані на основі терміналів з алгоритмами спрямованих максимальних струмових захистів (МСЗ) чи дистанційних захистів елементів схеми мережі. Перший і другий чинники є ключовими, оскільки призводять до зміни принципів побудови простих розподільних мереж, що склалися, з використанням недорогих і надійних технічних рішень. Проте в рамках тенденцій загального технічного переозброєння РМ зазначені проблеми вже зараз вирішуються шляхом встановлення відповідного обладнання для зменшення та селективного відключення з двох сторін зрослих у мережі струмів КЗ і не є такими гострими.

Інші проблеми є нетехнічними – режимними та наведені далі. **По-третє**, відмінності в рівнях напруги на різних секціях підстанцій живлення призводить до виникнення зрівняльного струму $I_{зр}$, що в свою чергу збільшує втрати активної потужності та енергії. У цьому випадку можна припустити, що для деяких режимів роботи електричної мережі даний зрівняльний струм може бути відсутнім або буде компенсовано протіканням основного навантажувального струму і тим самим зменшить завантаження і втрати на компенсованій ділянці мережі. **По-четверте**, оскільки розподільні мережі в основному на всьому протязі виконуються провідниками різного перерізу

внаслідок проведення ремонтів та заміни старих кабельних ділянок на нові (не завжди того ж перерізу та марки кабелю), що виникає зрівняльний струм призводить до розбіжності природного $S_{прир.}$ та економічного $S_{ек}$ розподілу потужності на кільцевій ділянці мережі:

$$S_{зр} = S_{прир.} + S_{ек} . \quad (2.1)$$

Втрати активної потужності та енергії в кільці будуть мінімальними, якщо розподіл активної та реактивної потужностей на ділянці мережі буде виконуватися лише з активним опорам [14]. Для замкненої кільцевої ділянки розподільної мережі, зображеної на рисунку 2.1:

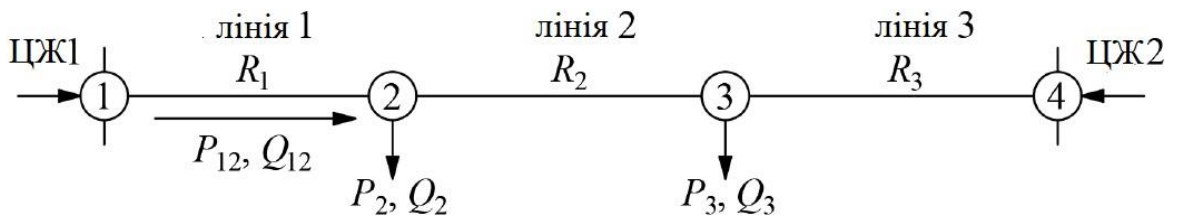


Рисунок 2.1 – Ділянка замкненої кільцевої мережі

мінімальні втрати в замкнутій мережі відповідатимуть економічному розподілу потоків активної та реактивної потужності на одній із ділянок:

$$P_{12}^{ек} = \frac{P_2(R_2 + R_3) + P_3R_3}{R_1 + R_2 + R_3} ; \quad Q_{12}^{ек} = \frac{Q_2(R_2 + R_3) + Q_3R_3}{R_1 + R_2 + R_3} , \quad (2.2)$$

Такий розрахунок буде справедливим лише тоді, коли РМ однорідна. Тому можуть бути такі режими, в яких замкнута мережа забезпечує менші втрати ЕЕ порівняно з розімкнутою. Для того, щоб зменшити різницю між економічним та природним поточкорозподілом у мережі за умови її знаходження у замкнутому стані, необхідно застосування пристроїв, що дозволяють примусово перерозподіляти потоки. До них можна віднести пристрої поздовжньої компенсації (КПК), установки РГ та накопичувачі ЕЕ.

При існуючому оснащенні РМ комутаційною апаратурою, як правило, пошкодження в мережі ліквідуються відключенням головних вимикачів на фідерах, що відходять від ЦЖ. Після цього аварійна ділянка локалізується дією оперативно-виїзних бригад (ОВБ) або локальною автоматикою шляхом зміни схеми мережі. Після цього замикається відключений раніше вимикач

фідера ЦЖ і знову подається харчування. Організація замкнутого кільця в таких умовах не призведе до підвищення надійності живлення споживачів, оскільки будь-яке замикання на ділянці замкнутої кільцевої РМ призведе до відключення головних вимикачів на ЦЖ та втрати всіх споживачів району. Без встановлення додаткової комутаційної апаратури на всіх приєднаннях магістральної кільцевої лінії та налаштування спрямованих захистів це актуально лише для мереж, виконаних повітряними лініями електропередачі з підключенням споживачів через відпаювання до магістральної лінії (рисунок 1.1-б). Установка вакуумних вимикачів або автоматизованих реклоузерів дозволяє при пошкодженні ділянки мережі вивести його з роботи шляхом відключення двох сторін комутаційними апаратами, тим самим зберігши електропостачання споживачів, що залишилися в роботі. За такої оснащеності мережі вимикачами значно зменшується збиток від недовідпустки ЕЕ споживачам та зростає її надійність.

П'ятий фактор пов'язаний із підвищеними вимогами до надійності роботи автоматики контролю струмового завантаження кільцевих ділянок РС (рисунок 1.10)

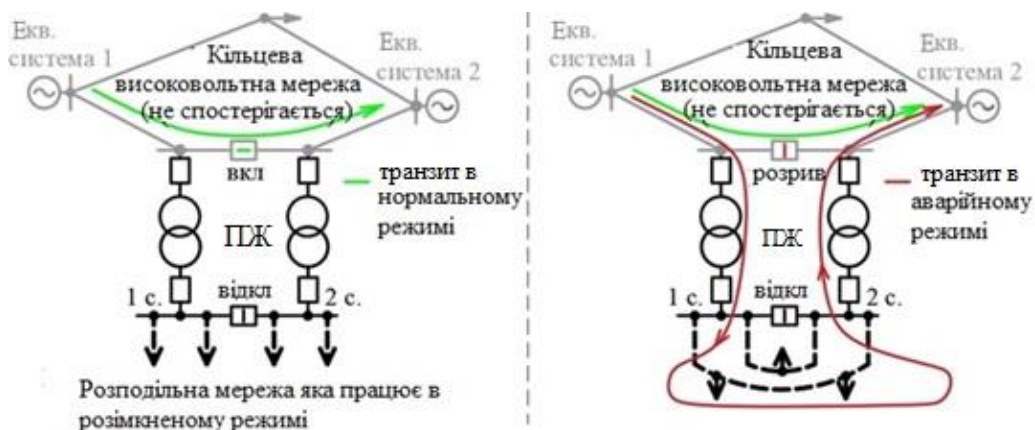


Рисунок 2.2 – Робота розподільчої мережі при різних топологіях: а) розімкнена розподільна мережа; б) замкнута кільцева мережа 6-35 кВ

Так як РМ підключаються до магістральних високовольтних ліній електропередачі, що мають в основному замкнуту кільцеву структуру,

шунтування контурів по мережах 6 кВ, 10 кВ і 35 кВ в деяких режимах може привезти до надмірного збільшення струму в провідниках розподільчих мереж. У нормальному режимі транзит через прохідні підстанції (ЦЖ) у кільці високовольтної мережі (зелена лінія на рисунку 2.2-а) проходить тільки з боку вищої напруги підстанції живлення (ПЖ). Протікання через розімкнуту розподільну мережу за умови відключеного стану секційного вимикача на стороні нижчої напруги ПЖ неможливе.

Розглянемо інший варіант роботи розподільчої мережі. Згідно з типовими інструкціями з перемикачів, допускається робота РМ у замкнутому кільцевому режимі на час оперативних перемикачів для виключення втрати живлення у споживачів. Такий режим роботи допустимий при дотриманні умов паралельної роботи силових трансформаторів, чергування фаз та підтвердження селективності роботи пристрою релейного захисту. Також, згідно з правилами технічної експлуатації [15], дозволяється замикання мереж 6 кВ і 10 кВ в кільце при різниці напруги на розімкнених контактах не більше 5 %. Тут варто відзначити досвід експлуатації РМ у великих містах. Оскільки розміщення споживачів по групах електропостачання є умовним, проводити (пере)комутацію в мережах з погашенням обох гілок на ПЖ не представляється можливим. В даному випадку на час перемикачів короткочасно використовують замкнутий кільцевий режим роботи мережі (рисунок 2.2-б). Протікання зовнішнього транзитного потоку у разі також виключено, але доти, доки є шлях протікання транзитного потоку за вищої напруги ПЖ. Якщо цей шлях втрачається, частина транзиту зовнішньої високовольтної мережі протікатиме через РМ (червона лінія рисунку 2.2-б). Величина такого транзиту залежатиме від топології та режиму роботи зовнішньої високовольтної мережі. Як правило, зовнішня високовольтна мережа з боку РМ найчастіше не спостерігається, при цьому заздалегідь оцінити величину «аварійного» транзиту неможливо. При технологічних порушеннях, що призводять до втрати високовольтного транзиту, струм у

замкнутій кільцевій РМ може істотно перевищувати допустимий навіть на її головних ділянках.

Використання складних замкнутих кільцевих архітектур в РМ є **шостим** фактором, пов'язаним з особливостями розрахунку режиму роботи таких мереж. Основна складність використання замкнутих кільцевих архітектур з організацією внутрішніх зв'язкових кілець, прикладом яких є топологія на рисунку 2.3 (комутаційна апаратура на схемі не показана), полягає у неможливості правильного розподілу навантаження між її елементами без знання інформації про схему та режим роботи зовнішньої високовольтної мережі.

Приклад на рисунку 2.3 зображує роботу ділянки складної замкненої кільцевої РС, що з двох взаємозалежних кільцевих ділянок. Мережа отримує живлення від ЦЖ за двома фідерами. Зв'язок ЖП із зовнішньою мережею здійснюється її підключенням відпаюванням до двох паралельних високовольтних ліній, що має на увазі відсутність замкнутого контуру протікання струму по стороні вищої напруги ЦЖ. Розрахунок УР роботи такої системи за даними навантажень вузлів вимагає наявності вузла, що балансує, у високовольтній мережі. Якщо параметри навантажень та схеми заміщення елементів мережі відомі, стає можливим розрахунок УР у зв'язці «високовольтна-РС» (рисунок 2.3-а). Припустимо, що режим роботи однієї із зовнішніх високовольтних ліній змінився, що призведе до зміни значень модулів напруги та їх кутів на шинах ЦП і відповідно до перерозподілу потоків усередині кілець РС (рисунок 2.3-б). Якщо інформація про такі зовнішні зміни недоступна, правильний розрахунок УР у системі неможливий. Та ж проблема виникає при моделюванні відключень гілок у схемі РС і унеможлиблює оцінку струмового завантаження її елементів. Стає очевидним, що режим роботи в замкнутих кільцевих РС необхідно вважати разом із високовольтними, які найчастіше є неспостережуваними. Зазначені проблеми розрахунку УР у РС є практично нерозв'язними. Тому використання замкнутих кільцевих схем у РС намагаються уникати.

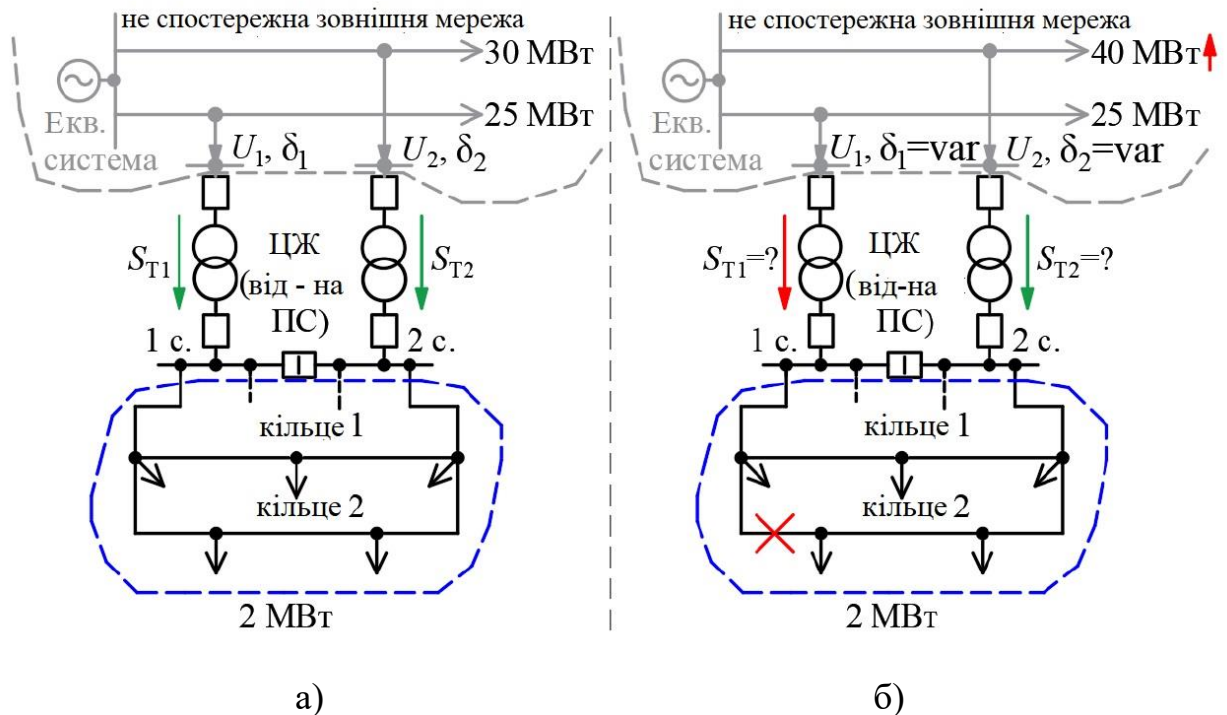


Рисунок 2.3 – Зміна режиму у складній замкнутій кільцевій мережі а) завантаження ділянки мережі допустиме; б) моделювання відключення гілки

Другою особливістю розрахунку УР у мережах 6-35 кВ є облік різних масштабів вимірювань навантажень вузлів у високовольтних мережах та РМ. Різниця в значеннях навантажень високовольтних мереж (від 25 МВт) і РМ (2 МВт) може становити кілька порядків (рисунок 2.3). Програмні комплекси з розрахунку УР, такі як RastrWin 3, EnergyCS, СК-11 та інші, погано розраховують такі системи через проблеми зі збіжністю ітераційної процедури. Тому режимні фактори, що обмежують використання замкнутих кільцевих схем, є математичною проблемою розрахунку УР і можуть бути частково вирішені використанням підходів теорії оцінювання стану (ОС) для оцінки режимних параметрів у розподільчих мережах за даними вимірювань.

2.1.2 Способи організації кільцевих структур у існуючих схемах

Напрямок розвитку РМ пов'язане насамперед із появою у яких генеруючих джерел – що перетворює в мережі з двостороннім живленням. У зв'язку з цим потрібне встановлення вимикачів по кінцях ліній електропередачі та спрямованих захистів. У таких умовах зберігати розімкнуту структуру мереж, з погляду надійності живлення споживачів, стає

актуальним. Оскільки режими роботи РМ наближаються до режимів мереж із двостороннім живленням, їх доцільно закільцювати. Тому загальносвітовий тренд сьогодні спрямований на перехід до замкнених кільцевих електричних схем (п. 2.1.1), які необов'язково можуть бути глобальними складно замкнутими. Для збереження простоти архітектури РМ, замкнуті ділянки можуть мати локальні петлеві схеми. Беручи до уваги перспективи використання замкнутих кільцевих схем у РМ, розглянемо кілька можливих варіантів їх організації на базі існуючих розімкнених схем мереж (рисунок 1.12), що враховують деякі фактори, що обмежують їх впровадження в даний момент у розподільчі мережі.

На рисунку 2.4 представлена схема з паралельною (рисунок 2.4-а) та роздільною (рисунок 2.4-б) роботою трансформаторів. Одержання кільцевих структур із існуючих розімкнених схем в РМ може бути організовано шляхом створення єдиної точки живлення для кожної кільцевої ділянки. У разі паралельної роботи трансформаторів на ЦЖ повинні виконуватися всі умови їх спільної роботи. На відміну від використання однострансформаторних підстанцій у закордонному варіанті (рисунок 1.7), кількість силових трансформаторів у такій схемі залежить тільки від необхідної потужності.

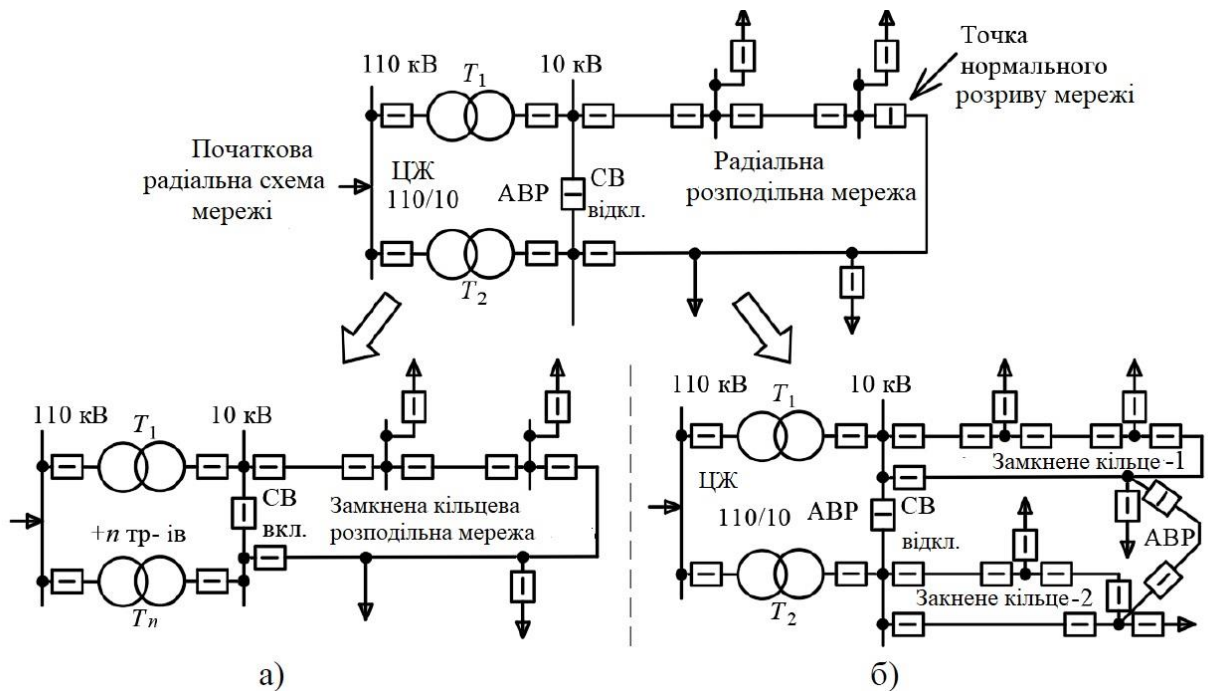


Рисунок 2.4 – Можливі варіанти організації замкнутих кільцевих мереж
 а) схема із паралельною роботою n трансформаторів; б) схема із роздільною роботою трансформаторів

У схемі з роздільною роботою силових трансформаторів використовується АВР на лінії, що зв'язує кільцеві ділянки мережі, що окремо працюють. Автоматика до такої схеми необхідна у разі виникнення КЗ на одній із секції ЦЖ та забезпечення безперебійного електропостачання того кільця, яке виявилось підключеним до пошкодженої секції ЦЖ. Основною ідеєю обох можливих схем є те, що з точки зору високовольтної мережі РМ є радіальною, а з точки зору споживачів – кільцевою (рисунок 2.5). Це дозволяє використовувати надійність та ефективність замкнутих схем та виключає ризик протікання великого транзитного потоку у разі виникнення аварійних ситуацій у високовольтній мережі.

Іншою перевагою таких схем є відсутність складної архітектури та можливість моделювання відключення гілок у схемі мережі.

Поява РГ у мережах 6-35 кВ перетворює їх на мережі з двостороннім живленням. Наступним етапом розвитку таких мереж є створення ділянок локально-замкнутих кільцевих структур при живленні від однієї підстанції або її секції. Функціонування неможливе без розвиненої інформаційно-вимірювальної системи та адекватної математичної моделі режиму роботи РМ.

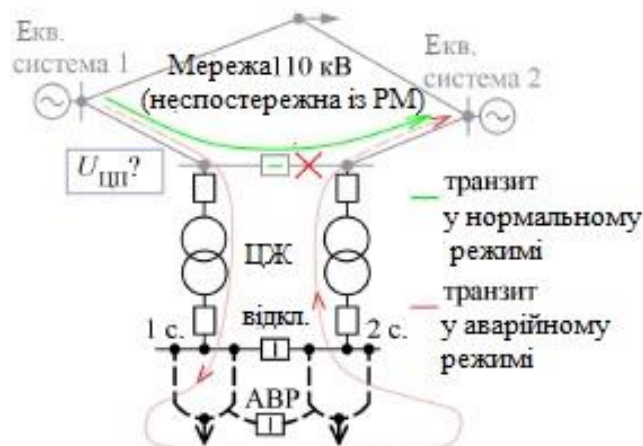


Рисунок 2.5 – Протікання транзитного потоку через локально-кільцеву схему

2.2 Схема функціонування диспетчерсько-технологічного контролю

Розвиток мереж 6-35 кВ у рамках концепції Smart Grid неможливий без удосконалення систем інформаційного забезпечення, які відіграють важливу роль у всіх аспектах управління, починаючи від моніторингу режимних параметрів і закінчуючи формуванням та реалізацією керуючих впливів (КВ) на різні пристрої керування для оптимізації режимів роботи різних власників мережі. Вся доступна інформація про режимні параметри та топологію має бути доступна єдиному центру для правильної оцінки поточної роботи мереж та видачі коректних вказівок на зміну схеми та режиму роботи ділянок мережі. Єдиним центром ухвалення рішення сьогодні є диспетчерські пункти управління РМ. Їх структура в Україні є ієрархічною, у якій команди віддаються від центральних пунктів управління до дрібнішим суб'єктам мережеских підприємств – мережеским районам (рисунок 2.6).



Рисунок 2.6 – Принцип оперативного керування електричними мережами

У загальному випадку як джерела інформації про режим роботи РМ можуть служити наявні в достатній кількості датчики струму і напруги, що підключаються до вимірювальних трансформаторів струму (ТС) і напруги (ТН) відповідно, інтелектуальні лічильники електроенергії, що працюють у складі АІВС КУЕ (-ТОЕ) та інтегрованих систем Smart-WAMS [14]. Для контролю схеми мережі можливе використання пристроїв релейного захисту та автоматизовані реклоузери, що дозволяють фіксувати положення комутаційних контактів. При цьому процес збирання та передача

вимірювальної інформації нерозривно пов'язаний з диспетчерсько-технологічним управлінням.

За рівнем інформаційного оснащення мережі напругою 6-35 кВ можна поділити на три типи, перелічені в порядку погіршення: заводські мережі, міські та заміські чи сільські. Порівняно з міськими та заміськими мережами, мережа електропостачання в рамках одного підприємства має невелику протяжність та зосереджена на порівняно малій території. Загальна кількість силових, комутаційних та необхідних вимірювальних елементів у таких мережах також порівняно невелика. Тому повна заміна старого обладнання на нове в таких мережах менш витратним, ніж у мережах, що належать мережевим компаніям. В основному реконструкція мереж електропостачання підприємств відбувається спільно з комплексною заміною силової апаратури та інформаційної інфраструктури. Остання розвивається за рахунок встановлення сучасних систем обліку енергоресурсів не тільки комерційного призначення (АІВС КОЕ), що встановлюються на межах розділу балансової приналежності (ГРБП), але у вигляді технічного обліку, що встановлюється на цехових підстанціях, що живлять усередині мережі підприємства. Вимірювання ЕЕ такими системами здійснюється лічильниками, з'єднаними між собою в рамках одного центру живлення провідними інтерфейсами RS-232/485 та передаючими вимірювальну інформацію на єдиний сервер або проміжний пристрій збору та передачі даних (ПЗПД), в умовах протяжної території підприємства – через мережі мобільного оператора. Основою розвитку інформаційних систем у мережах підприємств є реалізація як функцій обліку енергоресурсів щодо фінансових розрахунків з енергозбутовими компаніями чи гарантуючим постачальником, а й контролю на всіх етапах виробництва. Поряд з вимірюваннями обсягів ЕЕ, фіксація режимних параметрів (P, Q, I, U) на підприємствах, оснащених сучасним обладнанням, необхідна для підтримки необхідної якості та необхідного обсягу продукції, що випускається. З огляду на це, інформаційна структура

великих підприємств стає більш досконалою і схожою з інформаційно-вимірювальними системами мережевих компаній.

Для ефективного управління РМ вкрай необхідне отримання оперативної інформації про поточну схему та режим роботи мережі. Тому створення інтелектуальних РМ неможливе без механізмів обміну інформацією між організованими центрами управління. Такими центрами поступово стають ТП та РП, у яких останнім часом починають активно розвиватися системи АІВС. Так само, як і у разі різного технічного оснащення замських та міських мереж, оснащення вимірювальними пристроями останніх виявляється значно вищим. Поточні доступні виміри з прикладу однієї з ТП міської РМ показані рисунку 2.7.

Активне використання систем обліку ЕЕ зараз відбувається за нижчої напруги силового трансформатора (0.4 кВ). У місцях установки лічильників ЕЕ з'являється можливість отримувати інформацію про діючі значення струму і напруги, активну і реактивну потужність і енергію, коефіцієнт навантаження. Крім лічильників, на ділянках РМ в обов'язковому порядку встановлені ТС на лініях 6-20 кВ, що відходять від ТП і РП, мають релейний клас точності (Р), для підключення до них щитових амперметрів і релейного захисту в ТП і РП з сухими або потужними масляними трансформаторами. (Від 630 кВА і вище).

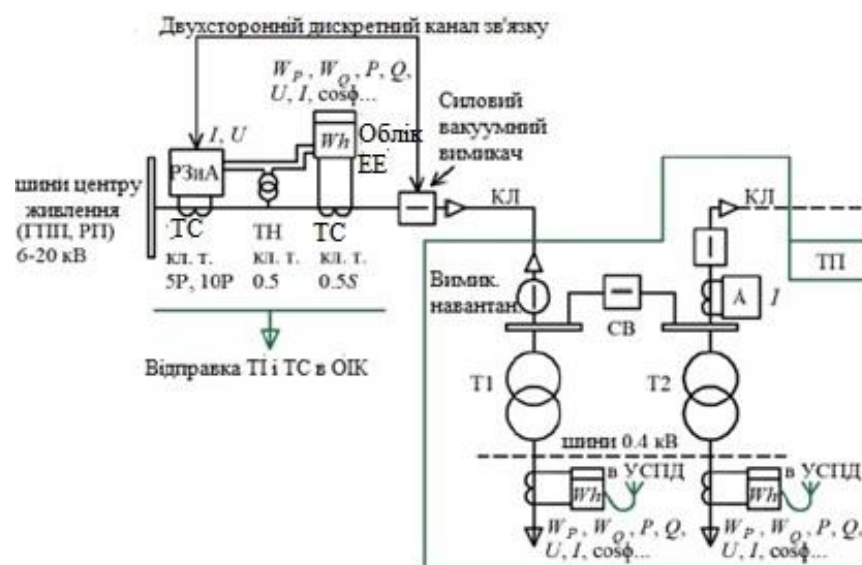


Рисунок 2.7 – Оснащення вимірювальними комплексами передбачуваної ділянки сучасної міської розподільчої мережі

Згідно з малюнком 2.7, інформаційно-вимірювальна система ЦП є більш розвиненою щодо інформаційної оснащеності ділянок РМ. Незалежно від того, чи живить ЦЖ ділянки міських мереж або заміські мережі, їх набір вимірювальних пристроїв є схожим. Для типового розподільчого пристрою нижчої напруги всіх центрів живлення характерна наявність одного або декількох комплектів технічного або комерційного обліку ЕЕ на мережах фідерах 6-20 кВ, що відходять у бік РМ. Кожне приєднання оснащено засобами релейного захисту, що підключаються до ТС та ТН. Якщо використовується сучасний цифровий захист, виміряні значення режимних параметрів з таких пристроїв можуть бути використані для дублювання основних, що передаються по каналах телевимірювань.

Використання систем обліку ЕЕ, що розвиваються, вимагатиме їх дооснащення резервними джерелами живлення у разі повного погашення ТП або РП для забезпечення роботи комутаційної апаратури та живлення пристроїв зв'язку на базі GSM та пов'язаних з ним GPRS/EDGE/3G/LTE технологій. Використання для цих цілей волоконно-оптичних ліній (ВОЛЗ) у мережах мегаполісів могло б вирішити проблему організації каналів зв'язку в РМ для забезпечення передачі інформації з різних вимірювальних пристроїв та дозволило б оснастити всі ділянки кабельних ліній високоефективними диференціальними захистами.

Перерахована вимірювальна та сигнальна інформація через структуру ОІК та інші канали зв'язку збирається та обробляється у центрі управління мережами (ЦУМ). Вона використовується з метою оцінки режиму роботи мереж у єдиної розрахункової моделі програмного комплексу (ПК) PSI Control. Ця модель дозволяє в темпі технологічного процесу вирішувати завдання ОС не тільки для мереж 110 кВ і вище, що мають гарне інформаційне та технічне оснащення, а й у перспективі впровадити у цю модель розподільні мережі. Інтеграція високовольтних і розподільчих мереж в єдиній

розрахунковій моделі значно розширить спектр завдань, що вирішуються для РМ, і дозволить поступово здійснити перехід на замкнуті кільцеві топології в РМ з контролем зовнішньої мережі.

Досі, незважаючи на високі темпи впровадження СЗП, РМ залишаються слабкими. Це пов'язано з великою розмірністю завдання щодо їх оснащення засобами вимірювань, що унеможлиблює оперативне управління ними. Крім того, значна розгалуженість і велика схемно-режимна варіативність РМ ускладнюють пошук оптимальної режимної та схемної конфігурації мережі. У таких умовах системи управління РМ мають бути максимально автоматизованими та локальними (рисунок 2.8).

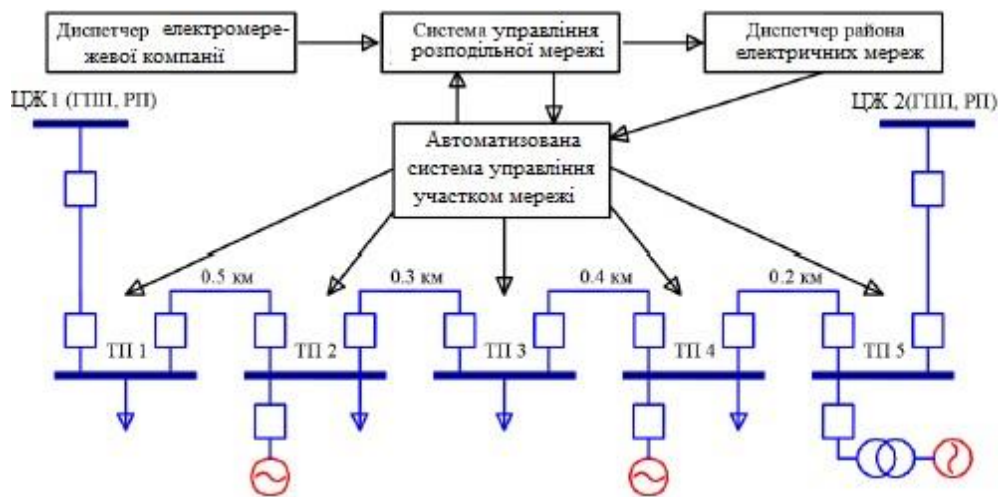


Рисунок 2.8 – Приклад організації управління локальною ділянкою сучасної міської розподільчої мережі

Такі системи не повинні ґрунтуватися на оперативному управлінні та постійному контролі топології, а забезпечувати роботу мікромереж або обмежених локальних ділянок РМ, ґрунтуючись на плануванні їхньої топології та режиму, беручи до уваги прогнози графіків навантажень вузлів мережі, а також зміна зовнішніх економічних показників. В якості економічних показників можуть служити ціни на ЕЕ, що змінюються в часі, і потужність в мережі загального користування, ціни на паливо та інші енергоресурси [17], що впливають на умови купівлі та передачі ЕЕ від ЦЖ до місць її споживання. Ці показники впливають на економічну ефективність

практично всіх учасників енергообміну в РМ і повинні враховуватися при плануванні. Виходячи з вище сказаного, автоматизовані системи управління ділянками РМ не повинні працювати в режимі реального часу (real-time operation mode) та близьких до нього, а використовувати хвилинні та годинні інтервали часу.

Висновки по другому розділу

Слід відмітити, що з погляду управління мережі 6-35 кВ стають схожими на мережі напругою 110 кВ і вище, тому що в них широко впроваджуються вимірювальні системи та з'являються можливості щодо їх управління. Основні відмінності розподільчих мереж від мереж більш високих класів напруги пов'язані з використанням простих і дешевих способів управління встановилися і квазіустановлені режими роботи локальних ділянок мереж, а також у зниженні ролі диспетчерського персоналу і підвищенні частки автоматизованих "інтелектуальних" мікропроцесорних пристроїв управління.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА ПОТОКОВОЇ МОДЕЛІ РЕЖИМУ РОБОТИ МЕРЕЖІ

Для оцінки режимних параметрів у мережах 6-35 кВ у задачі оцінювання стану обґрунтуємо використання потокової режимної моделі, рівняння стану якої записані в альтернативній формі – у формі балансів потужності чи енергії у вузлах та гілках схеми мережі. На чисельних прикладах продемонструємо основні переваги використання рівнянь потокової моделі в задачі оцінки режимних параметрів стосовно традиційної постановки задачі оцінювання стану з використанням класичних рівнянь режиму, що встановився. Проведено адаптацію математичних способів розв'язання системи рівнянь традиційної задачі оцінювання стану до потокової моделі. У заключній частині розділу запропоновано та описано алгоритм, що дозволяє знизити похибку оцінок режимних параметрів в умовах часткової відсутності вимірювальної інформації, а також визначено перспективи впровадження потокової моделі в алгоритми обробки даних на енергетичних об'єктах, що працюють в рамках концепції цифрової підстанції.

3.1 Моделі для розрахунку ustalених режимів електричних мереж

Основним способом оцінки поточної роботи енергосистем та їх елементів є відома процедура розрахунку ustalеного режиму (УР) за даними вузлових потужностей. Результатом розрахунку УР є отримання всіх режимних параметрів у схемі мережі за заданими параметрами вузлових навантажень та генерації. Всі розрахункові моделі, що дозволяють отримувати режимні параметри, ґрунтуються на рівняннях, що зв'язують їх у рамках основних законів електротехніки, записаних через опорні розрахункові величини. Ці величини входять у єдиний вектор стану $X_{ур}$ режимної моделі і щодо них вирішується сформована система рівнянь. Параметри генерації та навантажень вузлів для розрахунку УР, що формують базис, як правило, задаються у вигляді вузлових потоків активної та реактивної потужності, рідше у формі струмів, що добре узгоджується зі специфікою інформаційного розвитку мереж 6-35 кВ, що полягає у збільшенні числа сучасних

мікропроцесорних лічильників електроенергії (ЕЕ) у вузлах мережі. Також застосування різних моделей для розрахунку УР так чи інакше передбачає прямий розрахунок або дорозрахунок потоків потужності або струмів, що певною мірою відображає їх «потоковий» характер.

3.1.1 Аналіз існуючих моделей режиму роботи мережі

У 60-х роках минулого століття широкого поширення набули моделі, засновані на нелінійних контурних рівняннях, що описують виконання другого закону Кірхгофа всередині кожного з кілець складних замкнених мереж [16]. Сума падінь напруги у кожному контурі дорівнює сумі електрорушійних сил (ЕРС) вздовж їх контурів. Система рівнянь для контурних струмів у загальному вигляді:

$$\underline{Z}_k \underline{I}_k = \underline{E}_k, \quad (3.1)$$

де \underline{I}_k , \underline{E}_k – вектора контурних струмів та ЕРС; \underline{Z}_k – матриця контурних опорів.

Основною перевагою контурних моделей на той момент було рівність числа розв'язуваних рівнянь кількості контурів у мережі, що значно знижувало вимоги до обчислювальних ресурсів. Ця модель загалом не вимагала застосування ітераційних методів на вирішення системи рівнянь (3.1), записаної в струмах, але тільки кільцевих ділянок мереж. У змішаних схемах мереж радіальні ділянки необхідно еквівалентувати до вузлів, розташованих у кільцях. У цих операціях використовувалися ітераційні методи для розрахунку та уточнення втрат. Разом з тим, алгоритмізація процедури правильного вибору хорди графа мережі та контурного струму в кожному кільці мережі представляла складнощі для великих складних замкнених схем. Це було основним недоліком цієї моделі.

У зв'язку з цим для розрахунку радіальних ділянок мереж набув поширення метод других адресних відображень [17]. Він є алгоритмізований метод ручного розрахунку мережі з прямим і зворотним ходом розрахунку потоків і уточненням модулів напруги і втрат в елементах схеми мережі. До переваг цього методу можна віднести простоту використання ітераційної

процедури Зейделя-Гаусса, а недоліком є можливість використання його алгоритму до розрахунку УР в кільцевих схемах мережі. Тенденції до переходу розподільних мереж (РМ) на замкнуті кільцеві схеми унеможливають використання даного методу в них.

Враховуючи перелічені недоліки, найбільш поширеними математичними моделями для розрахунку УР у кільцевих та радіальних схемах мереж стають моделі [17]-[18], які використовують рівняння вузлових напруг (РВН), записані у формі балансу потужностей або у формі балансу струмів. Для зв'язку режимних параметрів цих рівняннях використовується перший закон Кірхгофа і закон Ома. Система РВН може бути записана у прямокутній або полярній системі координат. Вектор стану цієї моделі в найбільш використовуваний програмних алгоритмах полярній системі координат містить модулі вузлових напруг U_y та їх кути δ_y для всіх $N-1$ вузлів схеми заміщення мережі за винятком балансуєчого $X_{yp}^T = [U_y; \delta_y]$ [18]. Система рівнянь у цій системі координат, записана у формі балансу потужності виглядає так:

$$\begin{aligned} U_i^n \left(\sum_{i=1}^M g_{ij} U_j^k \cos \delta_j + \sum_{i=1}^M b_{ij} U_j^k \sin \delta_j \right) &= P_i \\ U_i^n \left(-\sum_{i=1}^M b_{ij} U_j^k \cos \delta_i + \sum_{i=1}^M g_{ij} U_j^k \sin \delta_j \right) &= -Q_i, \end{aligned} \quad (3.2)$$

де U_i^n , U_j^k - модулі вузлових напруг початків і кінців для кожної з M гілок; g_{ij} , b_{ij} - активні та реактивні провідності кожної гілки; P_i , Q_i - активна та реактивна потужності у вузлі i ; δ_j - кут напруги у вузлі j .

Число рівнянь, що містяться в системі (3.2), залежить від числа вузлів у схемі мережі за винятком балансуєчого та дорівнює $2(N-1)$. Сама система є нелінійною та вирішується ітераційно, наприклад, методом Ньютона першого порядку [19]. Результатом розв'язання системи (3.2) є параметри вектора стану $X_{yp}^T = [U_y; \delta_y]$, через які стає можливим дорозрахунок інших режимних параметрів. На відміну від моделі контурних струмів, модель режиму мережі на основі РВН не має проблем з алгоритмізацією, але має велику розмірність,

що в умовах сучасних обчислювальних потужностей не є серйозною проблемою. У матричній формі система РВН (3.2) має такий вигляд:

$$Y(U - U_B) = \frac{S}{\bar{U}}, \quad (3.3)$$

де Y - квадратна матриця власних та взаємних провідностей; \bar{U} – вектор шуканих вузлових напруг у комплексному вигляді $[\underline{U}_y; \delta_y]$; U_B - вектор значень, що балансує вузол; S – вектор вузлових потужностей $[P_y; Q_y]$.

Незважаючи на поширеність режимних моделей на основі РВН, всі вони мають ряд істотних недоліків по відношенню до застосування їх в РМ. Перша проблема пов'язана з використанням модулів напруги та їх кутів у векторі стану. Математичне еквівалентування ділянок мережі в такій моделі можливе лише за рахунок створення фіктивних зв'язків (рисунок 2.1), без прив'язки до вихідної схеми мережі. Таке завдання може виникнути при виключенні ділянок мережі, що не спостерігаються, а також ділянок, що не впливають на результат розрахунку УР. Ділянки мережі із новими віртуальними зв'язками ускладнюють аналіз результатів розрахунку УР. Крім того, облік у схемі заміщення одночасно довгих ліній з великим опором і коротких гілок, опір яких прагне до нуля (кути напруги по кінцях таких ліній майже рівні між собою $\delta_i \approx \delta_j$), призводить до суттєвого погіршення обумовленості розв'язуваної системи рівнянь і значно ускладнює розрахунок УР за наявності малих помилок [19].

Друга проблема пов'язана з математичною некоректністю запису гілок з нульовим опором у матрицю провідностей Y виразу (2.3). У цілому нині цю проблему вирішується шляхом злиття двох сусідніх вузлів для виключення гілки з нульовим опором зі схеми мережі. Однак моделювання вимикачів та переминок у схемах розподільчих пристроїв при цьому стає неможливим. Обидві описані проблеми є актуальними при використанні класичної моделі УР з рівняннями вузлових напруг для розрахунку режиму роботи в мережах 6-35 кВ, що мають безліч ділянок, що не спостерігаються, володіють різнорозмірними за величиною опорами гілок у схемі мережі. Це обмежує

використання моделей, які використовують у векторі. стану модулі та кути напруги для розрахунку режимних параметрів у РМ.

3.1.2 Розробка потокової режимної моделі

Для розрахунку режиму роботи мереж 6-35 кВ необхідна така режимна модель, яка б враховувала їх специфіку роботи та можливі конфігурації електричних схем, тенденції в їх інформаційному розвитку, мала можливість алгоритмізації і в якій були б відсутні описані недоліки класичної моделі, що використовує класичні РВН. У зв'язку з цим на основі завдання енергорозподілу [5] сформульована альтернативна режимна модель для розрахунку УР, що використовує замість вектора стану розрахунковий вектор, що містить потоки активної та реактивної потужності для всіх M гілок схеми заміщення мережі та вузлові напруги $X_{yp}^T = [P_B^n; Q_B^n; U_y]$. На відміну від вектора стану, розмірність якого завжди становить $2(N-1)$, розрахунковий вектор запропонованої моделі ширше і, як і вектор стану, дозволяє однозначно визначити інші режимні параметри в мережі. Рівняння стану такої моделі описують окремо баланси активної і реактивної потужності у всіх $N-1$ вузлах крім балансуючого і у всіх M гілках схеми заміщення мережі. Тому в роботі ця режимна модель отримала назву "Потокова модель". Вона не використовує кути під час вирішення системи рівнянь і, на відміну класичної режимної моделі, немає пов'язаних із нею проблем.

У потоковій моделі баланси по активній та реактивній потужності для всіх $N-1$ вузлів схеми мережі, крім балансуючого вузла, можуть бути записані так:

$$\begin{aligned} \sum_{j \in \omega_i} P_{ij}^n + P_i + \Delta P_i^{T.B} &= 0, & i = 1, 2, \dots, N-1, \\ \sum_{j \in \omega_i} Q_{ij}^n + Q_i + \Delta Q_i^{T.B} &= 0, & i = 1, 2, \dots, N-1, \end{aligned} \quad (3.4)$$

де P_{ij}^n, Q_{ij}^n – потоки на початку віток; ω_i – множина вузлів, інцидентних вузлу i ; $\Delta P^{T.B}, \Delta Q^{T.B}$ – технічні втрати в вузле i ; P, Q – вузлові активні і реактивні потоки.

Лінійні баланси є рівняннями балансів у всіх M гілках схеми мережі або енергооб'єкта за активною та реактивною потужністю відповідно:

$$\begin{aligned} P_{ij}^n + P_{ji}^k + \Delta P_{ij} &= 0, & ij = 1, 2, \dots, M, \\ Q_{ij}^n + Q_{ji}^k + \Delta Q_{ij} &= 0, & ij = 1, 2, \dots, M, \end{aligned} \quad (3.5)$$

де P_{ji}^k, Q_{ji}^k – потоки кінців віток; $\Delta P_{ij}, \Delta Q_{ij}$ – технічні втрати в вітках.

Втрати в поперечних $g_i + jb_i$ елементах схеми заміщення мережі (шунтах) у виразах (3.5) виражені через змінні вектори стану потокової моделі:

$$\begin{aligned} \Delta P_i^{r,b} &= U_i^2 g_i, \\ \Delta Q_i^{r,b} &= U_i^2 b_i, \end{aligned} \quad (3.6)$$

g_i, b_i - активна та реактивна провідність шунтів i -ого вузла.

Технічні втрати в поздовжніх $r_{ij} + jx_{ij}$ елементах схеми заміщення мережі у виразах (3.6) виражені через змінні розрахункового вектора потокової моделі:

$$\begin{aligned} \Delta P_{ij} &= \frac{\left((P_{ij}^n)^2 + (Q_{ij}^n)^2 \right)}{(U_i^n)^2} r_{ij}, \\ \Delta Q_{ij} &= \frac{\left((P_{ij}^n)^2 + (Q_{ij}^n)^2 \right)}{(U_i^n)^2} x_{ij}, \end{aligned} \quad (3.7)$$

де U_i^n – напруга на початку i -го вузла.

Заданий базис для розрахунку у вигляді відомих потоків активної $P_i^{\text{зад}}$ і реактивної потужності $Q_i^{\text{зад}}$ у вузлах мережі може бути записаний через вузлові потоки:

$$\begin{aligned} P_i &= P_i^{\text{зад}}, & i = 1, 2, \dots, N-1, \\ Q_i &= Q_i^{\text{зад}}, & i = 1, 2, \dots, N-1. \end{aligned} \quad (3.8)$$

У виразах для розрахунку технічних втрат містяться вузлові напруги, зв'язок яких по кінцях гілок схеми заміщення мережі здійснюється через поздовжню та поперечну складові падіння напруги на елементі схеми мережі. Рівняння для падіння напруги, що відображають виконання закону Ома, можуть бути записані через потоки:

$$U_j^k = \sqrt{\left(U_i^n - \frac{P_{ij}^n + Q_{ij}^n}{U_i^n} \right)^2 + \left(\frac{P_{ij}^n - Q_{ij}^n}{U_i^n} \right)^2}, \quad ij = 1, 2, \dots, M = N - 1, \quad (3.9)$$

де U_i^k – напруга в кінці J – го вузла.

З урахуванням того, що в рівняннях (3.4)–(3.5) та (3.7) та (3.9) використовуються лінійні потоки, залежно від використовуваної Γ -для силових трансформаторів або Π -подібної для ліній електропередачі схеми заміщення елементів мережі із зосередженими параметрами, потоки у гілках повинні бути скориговані на величину втрат у поперечних елементах, заданих провідностями $g_{ij} + jb_{ij}$. Їх розрахунок проводиться аналогічно до виразів (3.6).

Число рівнянь (3.9) визначається схемою мережі. У радіальній мережі кількість таких рівнянь дорівнює числу гілок, тобто. M , тоді як у замкнутій кільцевій мережі рівняння для падінь напруги записуватимуться не для всіх гілок у кількості $N-1$, виключаючи повторний розрахунок напруги у вузлах схеми мережі.

Рівняння (3.4)–(3.9) містять такі змінні як потоки активної та реактивної потужності на початку та в кінці кожної гілки схеми заміщення мережі, а також активні та реактивні потоки у вузлах мережі $X_{ур}^T = [P_B^n; Q_B^n; P_B^k; Q_B^k; P_U; Q_U, U_U]$.

Так само як і система РВН (3.2), система рівнянь ПМ, що складається з її рівнянь стану (3.4)–(3.5), (3.8) та (3.9), є нелінійною щодо виразів для розрахунку технічних втрат (3.6) та (3.7) і напруги (3.9), і може бути вирішена ітераційним методом Ньютона. У матричному вигляді лінеаризована система рівнянь у прирощення потоків в умовних засадах і кінцях гілок і вузлових напруг може бути записана наступним чином:

$$[H] \Delta X_{ур} = B_{невяз}, \quad (3.10)$$

де H - матриця лінеаризованих коефіцієнтів похідних приватних (матриця Якобі); $\Delta X_{ур}$ – збільшення розрахункового вектора ПМ; $B_{невяз}$ - вектор значень нев'язок.

Розмірність системи рівнянь (3.10) залежить також від схеми мережі.

Загальна кількість рівнянь у системі, що визначається як $2(N-1)+2M+2(N-1)+M$, для радіальної мережі дорівнює кількості змінних у розрахунковому векторі. Для кільцевої мережі ця система буде недовизначеною і вимагатиме додавання контурних рівнянь активної та реактивної потужності, записаних на основі виразу (3.1) для кожного з контурів $L_k=M-(N-1)$, розширивши при цьому систему рівнянь до $2(N-1)+2M+2(N-1)+N-1+2L_k$ або $3(N-1)+4M$. У задачі розрахунку УР контурні рівняння "замінують" собою вимірювання у гілках схеми мережі. У спрощеній формі вони записуються окремо для активних та реактивних потоків у гілках контурів мережі через параметри розрахункового вектора ПМ $X_{ур}$, використовуючи другий закон Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \sum_{i,j \in l_k} P_{ij}^n x_{ij} + \sum_{i,j \in l_k} \varepsilon_{P_{ij}} &\approx 0, & k = 1, 2, \dots, L_k = M - (N - 1), \\ \sum_{i,j \in l_k} Q_{ij}^n x_{ij} + \sum_{i,j \in l_k} \varepsilon_{Q_{ij}} &\approx 0, & k = 1, 2, \dots, L_k = M - (N - 1), \end{aligned} \quad (3.11)$$

де l_k - безліч гілок, що входять до k -й контур; $\varepsilon_{P_{ij}}$ - величини, які враховують члени вищого порядку при лінеаризації залежностей $P(\delta)$ та $Q(U)$.

Загальну структуру лінеаризованої системи рівнянь ПМ (3.10), яка за розмірами повністю збігатиметься з нелінійною системою рівнянь, що вирішується, можна представити в блочно-матричному вигляді наступним чином:

Рівняння:	Розмірність:	P_b^n	Q_b^n	P_b^k	Q_b^k	P_y	Q_y	U_y
Баланси вузлів P (3.4) ,	$N-1$	\square	0	\square	0	\square	0	\square
Баланси вузлів Q (3.4) ,	$N-1$	0	\square	0	\square	0	\square	\square
Баланси віток P (3.5) ,	M	\square	\square	\square	0	0	0	\square
Баланси віток Q (3.5) ,	M	\square	\square	0	\square	0	0	\square
Вузлові значення P (3.8),	$N-1$	0	0	0	0	\square	0	0
Вузлові значення Q (3.8),	$N-1$	0	0	0	0	0	\square	0
Падіння напруги (3.9),	$M = N - 1$	\square	\square	0	0	\square	\square	\square
Контурні по P (3.11),	$M - (N - 1)$	\square	0	0	0	0	0	\square
Контурні по Q (3.11),	$M - (N - 1)$	0	\square	0	0	0	0	\square
ВСЬОГО :	<u>$3(N-1)+4M$</u>							

$$H = \left(\begin{array}{ccccccc} \square & 0 & \square & 0 & \square & 0 & \square \\ 0 & \square & 0 & \square & 0 & \square & \square \\ \square & \square & \square & 0 & 0 & 0 & \square \\ \square & \square & 0 & \square & 0 & 0 & \square \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \square & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \square & 0 \\ \square & \square & 0 & 0 & \square & \square & \square \\ \square & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \square \\ 0 & \square & 0 & 0 & 0 & 0 & \square \end{array} \right) \quad (3.12)$$

У матриці H (3.12) нулями показані блоки, в яких будуть відсутні приватні похідні, а символами « \square » - заповнені елементи. Приватні похідні від балансових рівнянь за відсутності втрат складатимуться з ± 1 і залежатимуть

від напрямку потоку у галузі схеми заміщення мережі.

Повний розрахунковий вектор ПМ X_{yp} матиме таку розмірність:

$$\begin{array}{l}
 \text{Размірність:} \\
 M \times 1 \\
 M \times 1 \\
 M \times 1 \\
 M \times 1 \\
 (N-1) \times 1 \\
 (N-1) \times 1 \\
 \underline{(N-1) \times 1}
 \end{array}
 \Delta X_{yp} = \begin{pmatrix} \Delta P_B^p \\ \Delta Q_B^p \\ \Delta P_B^k \\ \Delta Q_B^k \\ \Delta P_y \\ \Delta Q_y \\ \Delta U_y \end{pmatrix}. \quad (3.13)$$

ВСЬОГО : $(3(N-1)+4M) \times 1$

У системі рівнянь (3.12) число рівнянь, яких взяті приватні похідні, як радіальної, так замкненої кільцевої схеми мережі завжди дорівнює числу шуканих змінних у розрахунковому векторі X_{yp} (3.13). Рішення системи (3.12) дозволяє визначити всі потоки у вузлах та гілках схеми мережі. Однак у рівняннях стану ПМ набір змінних, що включають активні та реактивні потоки у всіх елементах схеми мережі, а також вузлові напруження досить широкий і вирішувати таку велику систему рівнянь незручно. Скорочення розмірності розв'язуваної задачі можливе за рахунок зменшення кількості змінних у розрахунковому векторі ПМ. На основі виразів (3.4) вузлові потоки активної та реактивної потужності, прийняті в задачі розрахунку УР за базисні величини, виражаються через потоки у відповідних до кожного i -му вузлу гілок за рахунок перенесення останніх у праву частину з відповідним знаком:

$$\begin{aligned}
 P_i^{\text{зад}} &= - \sum_{j \in \omega_i} P_{ij}^p - \Delta P_i^{\text{T.B}}, \quad i = 1, 2, \dots, N-1, \\
 Q_i^{\text{зад}} &= - \sum_{j \in \omega_i} Q_{ij}^p - \Delta Q_i^{\text{T.B}}, \quad i = 1, 2, \dots, N-1.
 \end{aligned} \quad (3.14)$$

Таким чином, з урахуванням виразів (3.14) і (3.15) рівняння зв'язку для вузлових навантажувальних потоків $P_i^{\text{наб}}$ і $Q_i^{\text{наб}}$, що є розрахунковим базисом завдання розрахунку УР, можуть бути виражені через умовні початку витікаючих у вузол і потоків у гілках від усіх $N_{\text{внт}}$ вузлів і від усіх витікаючих з вузла і потоків у гілках до всіх $N_{\text{внт}}$ вузлів і записані окремо наступним чином:

$$\begin{aligned}
P_i^{\text{ВНМ}} &= \sum_{j \in \omega_i} P_{ij}^{\text{п}} - \sum_{j \in \omega_i} \Delta P_{ji} - \sum_{j \in \gamma_i} P_{ih}^{\text{п}} - \Delta P_i^{\text{Т.В}}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{\text{ВНТ}}, h = 1, 2, \dots, N_{\text{ВНТ}}, \\
Q_i^{\text{ВНМ}} &= \sum_{j \in \omega_i} Q_{ij}^{\text{п}} - \sum_{j \in \omega_i} \Delta Q_{ji} - \sum_{j \in \gamma_i} Q_{ih}^{\text{п}} - \Delta Q_i^{\text{Т.В}}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{\text{ВНТ}}, h = 1, 2, \dots, N_{\text{ВНТ}}.
\end{aligned} \quad (3.15)$$

де $P_{ji}^{\text{п}}$, $Q_{ji}^{\text{п}}$ - потоки активної та реактивної потужності почав гілок, що втікають у вузол i від усіх вузлів j ; ΔP_{ji} , ΔQ_{ji} - технічні втрати у гілках; ω_i - безліч вузлів, інцидентних вузлу i , від яких потужність втікає у вузол i ; γ_i - безліч вузлів, інцидентних вузлу i , яких потужність витікає від вузла i ; $\Delta P_i^{\text{Т.В}}$, ΔQ_{ji} - технічні втрати (втрати в шунтах) у вузлі i ; $P_{ih}^{\text{п}}$, $Q_{ih}^{\text{п}}$ - потоки потужності початків гілок, що впливають із вузла i до вузлів h .

Рівняння для заданих (базисних) активних і реактивних потужностей для генераторних вузлів записуються на основі виразів (3.16) так само, але з урахуванням відповідних знаків. Використання такого запису дозволяє скоротити кількість змінних під час вирішення завдання розрахунку УР з $3(N-1)+4M$ до $N-1+2M$.

Після скорочення розмірності розв'язуваної системи рівнянь її компонування зміниться і, як зазначалося, залежатиме від схеми (топології) мережі:

Рівняння:	Розмірність:	$P_{\text{в}}^{\text{п}}$	$Q_{\text{в}}^{\text{п}}$	U_{y}	Розмірність:
Баланси P_i (3.16),	$N-1$	$ \mathbf{H} = \begin{pmatrix} \square & \square & \square \\ \square & \square & \square \\ \square & \square & \square \\ \square & 0 & \square \\ 0 & \square & \square \end{pmatrix} $			$M \times 1$
Баланси Q_i (3.16),	$N-1$				$M \times 1$
Падіння напруги (3.9),	$M = N-1$				$M \times 1$
Контурні по P (3.11),	$M - (N-1)$				$(N-1) \times 1$
Контурні по Q (3.11),	$M - (N-1)$				$(N-1) \times 1$
ВСЬОГО : $N-1+2M$		ВСЬОГО : $(N-1+2M) \times 1$			

$$\Delta X_{\text{yp}} = \begin{pmatrix} \Delta P_{\text{в}}^{\text{п}} \\ \Delta Q_{\text{в}}^{\text{п}} \\ \Delta U_{\text{y}} \end{pmatrix}. \quad (3.17)$$

У скороченій формі запису як і число змінних дорівнює числу рівнянь, при цьому блоки рівнянь для падінь напруги і контурних рівнянь залишилися без змін. Розмірність розв'язуваної системи рівнянь, а також кількість змінних у розрахунковому векторі значно зменшилися за рахунок сформульованих математичних операцій між балансовими рівняннями стану ПМ, що дозволяють позбутися вузлових активних та реактивних потоків та потоків в умовних кінцях гілок. В результаті скорочена матриця \mathbf{H} (3.17) не є слабо

заповненою і практично не має нульових елементів.

Включення рівнянь для падінь напруги (3.9) у загальну систему рівнянь виконується лише зручності їх розрахунку рамках єдиного ітераційного циклу. Проте слід зазначити, що система рівнянь (3.17) можна вирішити без введення виразів (3.9). У цьому випадку, з урахуванням заданої в балансувальному вузлі напруги, стає можливим дорозрахунок вузлових напруг в інших вузлах мережі кожен раз поза рішенням системи рівнянь для активних і реактивних потоків (3.17), використовуючи розрахункові значення потоків у гілках схеми мережі після кожної ітерації. При цьому розрахунковий вектор потокової моделі режиму роботи мережі вже буде складатися тільки з потоків потужності в умовних засадах гілок схеми мережі $X_{ур}^T = [P_v^m; Q_v^m]$.

З особливостей розв'язання задачі УР у ПМ слід зазначити, що вона може бути вирішена за активною та реактивною потужністю окремо. Як початкові наближення для вирішення системи нелінійних рівнянь зручніше використовувати номінальні напруги у всіх вузлах схеми мережі $U_i=0$ і нульові значення активних і реактивних потоків у її гілках $P_{ij}=Q_{ij}=0$. Крім того, розв'язувана система рівнянь (3.17) може бути досить гнучко налаштована за рахунок її подання в блочному вигляді. Так, вирази для розрахунку падінь напруги (3.9) можуть бути введені чи видалені із системи. Крім того, розрахункове завдання в ПМ може вирішуватися по активній та реактивній потужності окремо як усередині кожної ітерації, так і самостійної ітераційної процедури.

В цілому, описана в даному підголовку потокова модель режиму роботи мережі, що встановилася, представлена як нова режимна модель, що використовує альтернативні класичним РВН рівняння стану у вигляді балансів потужності у вузлах і гілках схеми заміщення мережі. Вона може застосовуватися до розрахунку УР як і мережах 6-35 кВ, і у мережах вищих класів напруги і навіть на «вузлових» енергооб'єктах – електричних станціях і підстанціях.

3.2 Порівняння потокової та класичної режимних моделей

Рівняння стану (3.4)–(3.7) у потокової режимної моделі, як і в класичній моделі УР, заснованої на рівняннях вузлових напруг (3.2), будуються на першому законі Кірхгофа і використовують закон Ома для виразу (3.9). Вони описують зв'язок режимних параметрів у схемі мережі без будь-яких спрощень і є ідентичними один одному, розрізняючись лише своєю формою запису. У потоковій моделі використовується альтернативна класичній моделі форма запису рівнянь стану, що передбачає відсутність кутів напруги в її розрахунковому векторі. У зв'язку з цим еквівалентування схеми мережі в ПМ, на відміну від моделі з використанням РВН (п. 2.1.1), проводиться без створення псевдозв'язків та алгоритмічно, ця процедура близька до формування балансів потужності або енергії вузлів та енергорайонів. Запишемо для схеми з двох вузлів та однієї гілки (рисунок 3.1) балансові вирази у повній потужності для навантажень вузлів 1 та 2, що включають технічні втрати згідно з виразами (3.4)–(3.8).

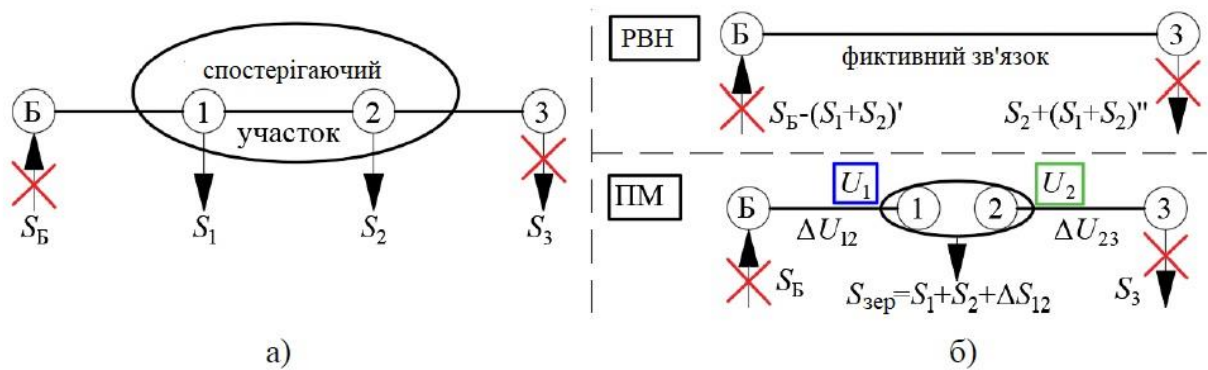


Рисунок 3.1 – Еквівалентування ділянки мережі, що не спостерігається, в обох моделях а) мережа з ділянкою, що не спостерігається; б) результати еквівалентування у моделях

$$\text{ПМ: } \begin{cases} \text{баланс вузла 1: } S_{B1} - \Delta S_{B1} - S_1 - S_{12} = 0 \\ \text{баланс вузла 2: } S_{12} - \Delta S_{12} - S_2 - S_{23} = 0 \end{cases} + \dots \Rightarrow S_1 + S_2 + \Delta S_{12} = S_{\text{зеп}}^{1+2}$$

При алгебраїчному складанні рівнянь, що описують вузлові баланси по активній і реактивній потужності для 1 і 2 вузлів, утворюється новий загальний енергорайон, що містить, що містить в загальному випадку навантаження і/або

генерацію вузлів 1 і 2 і втрати в гілці ΔS_{12} , яка їх з'єднує. Гілки і вузли, що не спостерігаються, зникають, не руйнуючи існуючі топологічні зв'язки з спостерігаються ділянками мережі. Ідея полягає в тому, що в підсумовуваних рівняннях міститься потік в частині мережі, що не спостерігається, з протилежним знаком. При підсумовуванні цей потік зникає. Варто зазначити, що на кордоні загального енергорайону з ділянками мережі, що спостерігаються, будуть присутні різні модулі вузлових напруг, які існували до еквівалентування. На рисунку 3.1-б показано, що еквівалентована ділянка є не загальним вузлом, а енергорайоном і рівняння зв'язку напруг (3.9) по кінцях гілок Б-1 і 2-3 можуть бути записані так само, як і до еквівалентування. Однак це рівняння буде відсутнє на зниклій лінії всередині енергорайону, що не спостерігається.

Аналітичні вирази для вузлових потужностей (3.10) ПМ є квадратичними за рахунок втрат, тому при розрахунку потоків у гілках схеми мережі ПМ існує кілька рішень. На прикладі двовузлової мережі постійного струму (рисунок 3.2,а) запишемо аналітичні вирази для вузлових та лінійних потоків:

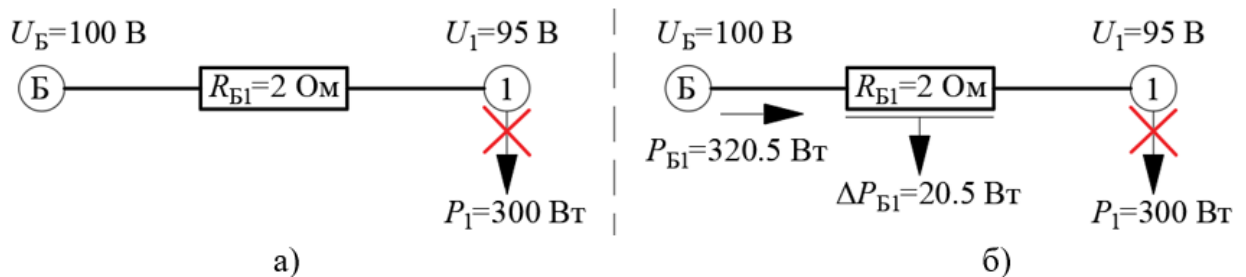


Рисунок 2.2 – Тестова двовузлова схема мережі постійного струму
а) вихідна мережа із навантаженням; б) результат розрахунку потоку у гілці
в ПМ

$$\begin{cases} P_B = -300 \\ P_{B1} + P_B - \frac{R_{B1}}{U_B^2} P_{B1}^2 = 0 \end{cases}$$

Після підстановки першого рівняння системи до другого отримуємо квадратичне рівняння, розраховуємо дискримінант і шукаємо його коріння:

$$-0.0002 P_{B1}^2 + P_{B1} - 300 = 0$$

Рішенням квадратичного рівняння є два значення лінійного потоку $P_{Б1}$, рівні 320.5 Вт (рисунок 3.2,б) та 4679.4 Вт. Друге рішення рівняння відповідає великим втратам несумірним з навантаженням і є уявним. Межа потужності, що передається при розрахунку потоків в ПМ існує так само, як і для класичної моделі, і для даного прикладу може бути знайдений шляхом вираження з умови рівності дискримінанта нулю потоку в гілці $P_{Б1}$. Межа по навантаженню вузла 1 – P^{\max} у разі буде дорівнює $U^2/2R_{Б1}$. Він обґрунтований квадратичним зростанням втрат при ітераційному збільшенні потоків у гілках.

Описувана ПМ завдяки відсутності матриці провідностей Y , такий як у класичній моделі (3.2), математично здатна враховувати гілки з нульовим опором у схемі мережі, оскільки операції, пов'язані з розподілом на нуль, будуть відсутні. Крім того, оскільки матриця Якобі H у виразі (3.17) складатиметься з елементів, рівних $[\pm 1 \pm \text{добавка від втрат } \partial \Delta S / \partial X_{\text{ур}}]$, яка часто набагато менше одиниці], вона має істотно кращу обумовленість (таблиця 3.1) при розрахунку неоднорідної мережі з різними опорами (рисунок 3.3), на відміну матриці Якобі системи рівнянь класичної моделі УР. Розглянемо приклад тривузлової мережі докладніше.

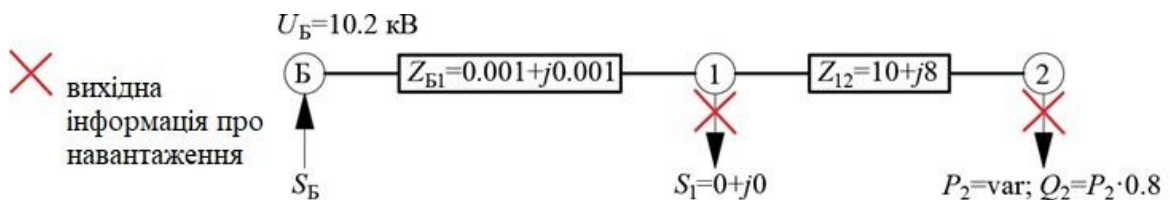


Рисунок 3.3 – Схема тестової тривузлової мережі змінного струму з різнорізними опорами віток

У тестовій мережі змінного струму (рисунок 3.3) опору гілок задані штучно, що істотно розрізняються між собою, для погіршення обумовленості матриці Якобі класичної моделі УР. Початковими наближеннями для розрахунку в класичній моделі служили нульові значення кутів і рівності напруги номінальному у всіх вузлах крім балансуєчого. У потоковій моделі ітераційний розрахунок починався з такою самою умовою для напруги та нульовими значеннями потоків у гілках. В обох моделях використовувався

ітераційний метод Ньютона першого порядку. З урахуванням нульового навантаження вузла 1 обтяження режиму з точністю 10^{-4} здійснювалося тільки за рахунок зміни навантаження вузла 2 – $P_2 = \text{var}$, при цьому коефіцієнт запасу статичної стійкості відповідно змінювався. Реактивна потужність у вузлі 2 розраховувалася згідно з його фіксованим $\cos\varphi=0.8$. Стовідсотковому запасу відповідав режим, розрахований першої ітерації з нульовими значеннями потоків у гілках. Значення коефіцієнта обумовленості матриці Якобі, як відношення максимального власного числа до мінімального, та її визначника для обох моделей розраховувалися в точці отримання рішення, при якому небаланс по модулю активної та реактивної потужності одночасно всіх вузлів схеми мережі (1 і 2) не перевищував задану розрахункову точність 10^{-5} .

Таблиця 3.1 – Порівняння класичної і потокової моделі при розрахунку граничного режиму роботи тестової мережі

Коеф-т. запасу, %	P_2 , МВт ($\cos\varphi=0.8$)	Класична режимна модель $X_{ур} = U_y^T; \delta_y $			Потокова модель $X_{ур} = P_v^P; Q_v^P; U_y $		
		Число ітерацій для досягнення точності 10^{-5}	Коеф-т обумов-ті	Визначник матриці Якобі	Число ітерацій для досягнення точності 10^{-5}	Коеф-т обумов-ті	Визначник матриці Якобі
100	0.0000	–	$9.238 \cdot 10^4$	$3.433 \cdot 10^9$	–	5.074	1.000
70	0.4757	3	$1.104 \cdot 10^5$	$2.638 \cdot 10^9$	3	5.790	0.837
50	0.7929	3	$1.304 \cdot 10^5$	$2.077 \cdot 10^9$	3	6.667	0.708
20	1.2687	4	$2.064 \cdot 10^5$	$1.112 \cdot 10^9$	4	10.322	0.448
10	1.4271	4	$2.890 \cdot 10^5$	$7.239 \cdot 10^8$	4	14.516	0.320
0.03 (\approx межа)	1.5857	8	$9.754 \cdot 10^7$	$1.627 \cdot 10^6$ далі $\rightarrow 0$	7	$4.577 \cdot 10^3$	$1.071 \cdot 10^{-3}$ далі $\rightarrow 0$

Розмірність розв'язуваної системи рівнянь у ПМ часто перевищує розмірність системи рівнянь у класичній моделі, що використовує РВН. У окремому випадку для радіальної мережі ПМ її розмірність збігається з класичною і дорівнює $2(N-1)$. У разі, якщо ПМ вводяться вирази для падінь напруги (3.9), то система рівнянь ПМ перевищуватиме систему рівнянь, записану в класичній моделі. Оскільки вектор стану ПМ визначається потоками в кожній галузі схеми мережі, в замкненій кільцевій мережі система рівняння в цій моделі буде ще ширшою, а за рахунок запису в неї контурних рівнянь по активному і реактивному потоку для кожного з L_k контурів її розмірність збільшиться ще на $2L_k$ рівнянь, тобто. на $2(M-N+1)$.

Модель, що описується, дозволяє отримувати розрахункові значення режимних параметрів у радіальних схемах мереж з використанням схожих з традиційним способом оцінки завантаження ділянок мереж механізмів формування балансів, який може застосовуватися в мережах 6-35 кВ без використання обчислювальної техніки. З іншого боку, розрахунок УР таких схемах в ПМ алгоритмічно близький до методу других адресних відображень, де він виконується досить просто. Однак при вирішенні системи рівнянь для мережі з кільцевими ділянками можливі методичні похибки, пов'язані з відсутністю у виразах (3.4)–(3.7) та (3.9) рівнянь, що описують виконання другого закону Кірхгофа. Рішенням цього може бути фіксація одного з потоків активної та реактивної потужності у гілці кільцевої частини мережі [61] або запис додаткових контурних рівнянь у систему (3.10), що так само, як і в контурних моделях (п. 3.1.1), не є сильною стороною ПМ.

Всі описані переваги потокової моделі УР досягаються відмовою від кутів у її векторі стану та використанням альтернативної порівняно з моделлю, заснованої на РВН, формою запису її балансових рівнянь стану. Серед переваг ПМ є алгоритмізація, заснована на добре опрацьованих методах вирішення систем РВН з використанням ітераційного методу Ньютона, можливість роботи з існуючими радіальними та перспективними для РМ замкнутими кільцевими ділянками мереж, а також її застосування до розрахунку УР мереж 6-35 кВ з їх особливостями роботи та різнорозмірними за величиною опорами гілок у схемі мережі.

Незважаючи на описану самостійну значущість використання ПМ для розв'язання задачі розрахунку УР, у рамках даної роботи рівняння стану ПМ прямо не вирішуються, а використовуються в задачах оцінювання стану та оптимізації режиму роботи РМ, що мають свої особливості у її застосуванні.

Висновки по третьому розділу

На основі моделі енергорозподілу запропонована альтернативна потокова модель встановленого режиму роботи мережі, яка використовує потоки потужності у гілках її схеми та вузлові напруги, використовуючи ітераційний метод Ньютона.

При написанні кваліфікаційної роботи були визначені наступні результати:

1. На основі моделі енергорозподілу запропонована альтернативна потокова модель встановленого режиму роботи мережі, яка як розрахунковий вектор використовує потоки потужності у гілках її схеми та вузлові напруги, а методом вирішення цього завдання в потоковій моделі є ітераційний метод Ньютона. Розрахунковий вектор потокової моделі розширено в порівнянні з вектором стану класичної режимної моделі. Її явною перевагою в порівнянні з традиційною режимною моделлю є нечутливість до неоднорідності параметрів схеми заміщення елементів мережі та можливість розрахунку схем за наявності в них гілок з нульовим опором.

2. Потокова модель для розрахунку встановленого режиму відрізняється від моделі розрахунку розподілу потоків електричної енергії лише виразами для технічних втрат. Потокова модель у потужностях використовується на коротких інтервалах часу при припущенні про незмінність режиму, а на тривалих інтервалах часу використовується модель енергорозподілу. Використання обох моделей дозволяє легко переходити з координат потужності енергії, що зручно за наявності режимної інформації в основному від лічильників електричної енергії.

3. За відсутності інформації про поточну електричну схему та режим роботи зовнішньої високовольтної мережі розрахунок режимних параметрів у мережах 6-35 кВ повинен проводитись на основі розв'язання задачі оцінювання стану, для якої важливим є лише набір вимірювань усередині розрахункової мережі та не потрібен вибір базисного та балансуєчого вузлів щодо розрахунку.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кобець, Б.Б., Волкова І.О. Інноваційний розвиток електроенергетики на базі концепції Smart Grid/Б.Б. Кобець, І.О Волкова. - М.: ІАЦ Енергія, 2010. - 208 с.
2. Нестеров, І.М. Smart Metering у концепції Smart Grid [Електронний ресурс]/ І.М. Нестеров // Фонд ЦСР «Північний Захід»: [сайт]. URL: http://www.csr-nw.ru/files/csr/file_content_1316.pdf (дата звернення: 12.05.2014).
3. Пінчук, О., Концепція «Інтернет речей»: два актуальні завдання реалізації / О. Пінчук, С. Мальцев, Н. Соколов, В. Фрейнкман // Перша миля. – 2016. – №8. - С. 56-65.
4. J. Müller, C. Gitte, M. Winter and J. van der Geest, "Advanced configuration system for cost-effective integration of distributed energy systems," 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), Melbourne, VIC, 2016, pp. 395-400.
5. Паздерін, А.В. Вирішення задачі енергорозподілу в електричній мережі на основі методів оцінювання стану / О.В. Паздерін// Електрика. - 2004. - № 12. - С. 2-7.
6. Lecture 8: Smart Grid, Dr. Gleb V. Tcheslavski. Lamar University 2013.
7. Steven T. Bushby, Information Model Standard for Integrating Facilities with Smart Grid BACnet ® Today & the Smart Grid | A Supplement to ASHRAE Journal November 2011, pp. 18-22.
8. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Справочник. Учебное пособие. / Г.Н. Ополева – Москва: Форум - Инфра-М, 2006. – 480 с.
9. Лоскутов, А.Б. Інтелектуальні розподільчі мережі 10-20 кВ із гексагональною конфігурацією / О.Б. Лоскутов, Є.М. Сосніна, А.А. Лоскутов, Д.В. Зирін // Промислова енергетика. - 2013. - №12. - С. 3-7.
10. Козлов, В. А. Електропостачання міст/В.А. Козлів. - 3-тє вид., Перероб. та дод. - Л.: Вища школа, 1988. - 264 с.

11. Edward Jeroen Coster. Distribution Grid Operation Including Distributed Generation. Printed by Ipskamp drukkers: Enschede, 2010. pp. 205.
12. Nikander, Ari & Repo, Sami & Järventausta, Pertti. Utilizing the ring operation mode of medium voltage distribution feeders. 17th International Conference on Electricity Distribution. Barcelona, 12-15 May 2003, pp. 1-6.
13. J. L. Morillo, J. F. Pérez, N. Quijano and Á. Cadena, "Planning open and closed- loop feeders with efficiency analysis," 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 2015, pp. 1-6.
14. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
15. Правила улаштування електроустановок./ Наказ Міністерства енергетики України від 21.07.2017 № 476
16. Ананічева, С.С. Методи аналізу та розрахунку замкнутих електричних мереж: навчальний посібник / С.С. Ананічева, А.Л. Мизин. - Єкатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПІ, 2010. - 94 с.
17. Тарасенко, В.В Алгоритми інтелектуального управління режимом розподільчої мережі // Б.Г. Булатов, В.В. Тарасенко // Вісник ЮУрДУ. Серія: Енергетика. - 2012. - №37 (296). - С. 18-22.
18. D. A. Naughton and G. T. Heydt, "A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution Systems," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 1187-1195, May 2013.
19. Тарасов, В.І. Методи мінімізації ньютонівського типу для розрахунку встановлених режимів електроенергетичних систем / В.І. Тарасів. - Вид-во: Наука. Сибірське відділення. - 168 с.