

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

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

Удосконалення методу управління синхронізацією електричних мереж з
розподіленою малою генерацією для підвищення рівня енергетичної безпеки
(тема кваліфікаційної роботи)

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

_____/ Ігор ВОРОНІН
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/ Костянтин БРОВКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/ Геннадій КАНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

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

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

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

Харків – 2024 рік

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

Навчально-науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Енергетична безпека

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

К.Т.Н., доцент Артем ЧЕРНЮК

(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

« ____ » _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

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

здобувачу вищої освіти Ігор ВОРОНІН

1. Тема «Удосконалення методу управління синхронізацією електричних мереж з розподіленою малою генерацією для підвищення рівня енергетичної безпеки»

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

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

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Теоретичні та практичні розробки вітчизняних та зарубіжних авторів за темою роботи, періодичні видання

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

ВСТУП; РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ СИНХРОНІЗАЦІЇ ТА ВІДНОВЛЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ОБ'ЄКТІВ З МАЛОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ; РОЗДІЛ 2. ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНА СИНХРОНІЗАЦІЯ ЧАСТИН АКТИВНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З МАЛОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ПРИ ВІДНОВЛЕННІ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ АВАРІЙНОГО РОЗДІЛЕННЯ; ВИСНОВКИ; ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

6. Консультант:

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

7. Дата видачі завдання «12» жовтня 2024р.

Керівник

(підпис)

Костянтин БРОВКО

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

_____ Ігор ВОРОНІН
(підпис) (ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної дипломної роботи

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

Студент (ка)

(підпис)

Ігор ВОРОНІН

(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Сторінок тексту – _____ ; рисунків – _____; таблиць - _____;
літературних джерел – _____.

В даний час широке використання джерел малої генерації відіграє роль каталізатора в процесі перетворення пасивних розподільчих мереж на активні, створюючи нові завдання з управління режимами їхньої роботи. Перехід до децентралізованої системи електропостачання споживачів призвело до появи концепції активних електричних мереж із розподіленою малою генерацією, з урахуванням якої створюються Mini- і MicroGrid, є інтелектуальними автоматизованими системами електропостачання.

Актуальність теми магістерської роботи обумовлена тим, що в електричних мережах, що містять об'єкти з малою генерацією, у тому числі Mini- і MicroGrid (далі просто узагальнено MicroGrid), неможливо виключити виникнення різних аварійних збурень, як і у великих енергосистемах, що часто призводять до їх поділу на частини. Тим не менш, синхронізація об'єктів MicroGrid після розпаду скрутна через стохастичний характер зміни навантаження і малої інерційності енергоблоків. До того ж, острівна робота таких об'єктів, як правило, не відповідає вимогам надійності та якості електричної енергії, особливо за частотою.

Об'єктом дослідження є процес управління електричною мережею з MicroGrid та розподіленою малою генерацією.

Предметом дослідження спосіб управління режимними параметрами генеруючих установок MicroGrid та активних частин електричної мережі при їх синхронізації, відновленні цілісності та нормального режиму мережі.

Мета роботи: підвищення рівня енергетичної безпеки електричної мережі з MicroGrid та розподіленою малою генерацією на основі алгоритму прототипа автоматики децентралізованого управління синхронізацією і відновлення цілісності.

ABSTRACT

Pages of text – ____; pictures – ____; tables – ____;
literary sources – ____.

Currently, the widespread use of small generation sources plays the role of a catalyst in the process of transforming passive distribution networks into active ones, creating new tasks for managing their operation modes. The transition to a decentralized system of electricity supply to consumers has led to the emergence of the concept of active electrical networks with distributed small generation, taking into account the creation of Mini- and MicroGrid, which are intelligent automated power supply systems.

The relevance of the topic of the master's thesis is due to the fact that in electric networks containing objects with small generation, including Mini- and MicroGrid (hereinafter simply summarized as MicroGrid), it is impossible to exclude the occurrence of various emergency disturbances, as well as in large power systems, which often lead to their division into parts. Nevertheless, the synchronization of MicroGrid objects after the breakdown is difficult due to the stochastic nature of the load change and the low inertia of the power units. In addition, the island operation of such objects, as a rule, does not meet the requirements of reliability and quality of electric energy, especially in terms of frequency.

The object of the study is the process of managing the electric network with MicroGrid and distributed small generation.

The subject of the study is the method of managing the mode parameters of MicroGrid generating units and active parts of the electric network during their synchronization, restoring the integrity and normal mode of the network.

The purpose of the work: increasing the level of energy security of the electrical network with MicroGrid and distributed small generation based on the algorithm of the prototype automation of decentralized control of synchronization and restoration of integrity.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	
ВСТУП.....	
РОЗДІЛ 1. ОСОБЛИВОСТІ СИНХРОНІЗАЦІЇ ТА ВІДНОВЛЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ОБ'ЄКТІВ З МАЛОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	
1.1 Синхронізація генераторів з шинами електростанції та об'єкта з малою генерацією з енергосистемою	
1.2 Синхронізація активних частин електричних мереж та енергосистем.....	
1.3 Особливості синхронізації генераторів у MicroGrid та MicroGrid із зовнішньою мережею.....	
1.4 Способи та засоби керування відновленням цілісності та нормального режиму пасивних розподільчих електричних мереж	
1.5 Особливості відновлення активних електричних мереж із розподіленими об'єктами з малою генерацією.....	
1.6 Огляд досліджень відновлення електропостачання в інтелектуальних мережах.....	
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1.....	
РОЗДІЛ 2. ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНА СИНХРОНІЗАЦІЯ ЧАСТИН АКТИВНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З МАЛОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ПРИ ВІДНОВЛЕННІ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ АВАРІЙНОГО РОЗДІЛЕННЯ	
2.1 Особливості синхронізації MicroGrid із зовнішньою електричною мережею	
2.2 Умови та алгоритми синхронізації MicroGrid із зовнішньою мережею	

2.3	Моделювання процесу децентралізованої синхронізації MicroGrid із зовнішньою мережею.....
2.4	Реалізація синхронізації MicroGrid із зовнішньою енергосистемою у складі автоматики міні ТЕЦ мікрорайону «Горизонт» м. Харкова
2.5	Спосіб віддаленої синхронізації та відновлення нормального режиму аварійно розділеної електричної мережі з локальною системою електропостачання
2.6	Реалізація алгоритму децентралізованої синхронізації.....
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2.....	
ВИСНОВКИ.....	
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКООЧЕНЬ

- АРШ – автоматичне регулювання швидкості;
- АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
- АВР – автоматичне введення резерву
- АПВ – автоматичне повторне включення;
- АПС – автоматичний пункт секціонування;
- АКБ – акумуляторна батарея;
- АОЗН – автоматика обмеження зниження напруги;
- АОПН – автоматика обмеження підвищення напруги;
- АОЗЧ – автоматика обмеження зниження частоти;
- АОПЧ – автоматика обмеження підвищення частоти;
- АЧР – автоматичне частотне розвантаження
- АПВОС – автоматичне повторне включення з очікуванням синхронізму;
- БУ – блок управління;
- БФ – функціональний блок;
- В – вимикач;
- ВДЕ – відновлюване джерело енергії;
- Г – генератор;
- ГУ – генеруюча установка;
- ГПУ – газо-поршнева установка;
- ГРП – генераторний розподільний пристрій;
- Д – двигун;
- ДГУ – дизель-генераторна установка;
- ЗМН – захист мінімальної напруги;

ЗРП – закритий розподільний пристрій;

ВП – вимірювальний перетворювач;

КЗ – коротке замикання.

ВСТУП

Актуальність. В даний час широке використання джерел малої генерації відіграє роль каталізатора в процесі перетворення пасивних розподільчих мереж на активні, створюючи нові завдання з управління режимами їхньої роботи. Перехід до децентралізованої системи електропостачання споживачів призвело до появи концепції активних електричних мереж із розподіленою малою генерацією, з урахуванням якої створюються Mini- і MicroGrid, є інтелектуальними автоматизованими системами електропостачання.

Актуальність теми магістерської роботи обумовлена тим, що в електричних мережах, що містять об'єкти з малою генерацією, у тому числі Mini- і MicroGrid (далі просто узагальнено MicroGrid), неможливо виключити виникнення різних аварійних збурень, як і у великих енергосистемах, що часто призводять до їх поділу на частини. Тим не менш, синхронізація об'єктів MicroGrid після розпаду скрутна через стохастичний характер зміни навантаження і малої інерційності енергоблоків. До того ж, острівна робота таких об'єктів, як правило, не відповідає вимогам надійності та якості електричної енергії, особливо за частотою.

Існуючі способи та пристрої синхронізації об'єктів з малої генерації в активних розподільчих електричних мережах недостатньо ефективні, як через недорахування стохастичності параметрів синхронізації та малої інерційності роторів, так і необхідності виконання синхронізації на віддалених комутаційних апаратах в умовах нерозвиненої системи передачі даних про режимні параметри та множини для аварійного та протиаварійного поділів мережі. На підставі викладеного вище, можна стверджувати, що децентралізована синхронізація в електричній мережі на безлічі віддалених комутаційних апаратах (без використання засобів зв'язку між генеруючими, керуючими та синхронізуючими елементами) є актуальним завданням, яке недостатньо досліджено.

Для вирішення цього завдання необхідно розробити способи та автоматику децентралізованого управління синхронізацією, відновлення цілісності мережі та її нормального режиму після розпаду на частини без обміну даними між елементами, що беруть участь у процесі синхронізації. Така автоматика дозволила б досягти повної «незалежності» учасників у мережі, знизити витрати на капіталовкладення в нові об'єкти, що будуються, і скоротити експлуатаційні витрати вже функціонуючих об'єктів, забезпечити надійне та якісне електропостачання локальних споживачів, та сприяло б подальшому розвитку інтелектуалізації розглянутих мереж.

Об'єктом дослідження є процес управління електричною мережею з MicroGrid та розподіленою малою генерацією.

Предметом дослідження спосіб управління режимними параметрами генеруючих установок MicroGrid та активних частин електричної мережі при їх синхронізації, відновленні цілісності та нормального режиму мережі.

Мета роботи: підвищення рівня енергетичної безпеки електричної мережі з MicroGrid та розподіленою малою генерацією на основі алгоритму прототипа автоматики децентралізованого управління синхронізацією і відновлення цілісності.

Завдання дослідження:

1. Аналіз особливостей існуючих способів синхронізації, відновлення цілісності мережі з MicroGrid та її нормального режиму після розпаду на частини з нормальними та післяаварійними режимними параметрами;
2. Розробка та дослідження нового способу віддаленої синхронізації та відновлення нормального режиму аварійно розділеної електричної мережі з джерелами генерації;
3. Розробка модифікованого алгоритму пасивної синхронізації MicroGrid з мережею централізованого енергопостачання.

РОЗДІЛ 1. ОСОБЛИВОСТІ СИНХРОНІЗАЦІЇ ТА ВІДНОВЛЕННЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ОБ'ЄКТІВ З МАЛОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

1.1 Синхронізація генераторів з шинами електростанції та об'єкта з малою генерацією з енергосистемою

Однією з основних умов нормального режиму роботи електричних мереж та електроенергетичних систем є безпечна синхронізація джерел та частин мережі на змінному струмі при їх включенні на паралельну роботу.

Як відомо, включення джерел та частин мережі на змінному струмі потребує виконання умов синхронізації [1]. Необхідно, щоб зрівняльний струм у момент увімкнення об'єднуючого вимикача не перевищив допустимого значення, а взаємне ковзання джерел не викликало виникнення небезпечних електромеханічних коливань. На практиці набули поширення способи точної синхронізації та самосинхронізації.

Включення за способом точної синхронізації передбачається в умовах, близьких до ідеальних, при яких у момент замикання контактів вимикача амплітуди, частоти та фази напруг частин, що об'єднуються, практично однакові.

При синхронізації генератора з шинами електростанції точна синхронізація джерел полягає в:

- вирівнювання напруги (електрорушійної сили) синхронізованого генератора з напругою шини електростанції ($U_{Г}(E_{Г}) = U_{С}$);
- підведення частоти генератора можливо ближче до частоти системи ($f_{Г} \approx f_{С}$);
- уловлювання моменту, коли кут зсуву фаз між вектором напруги генератора та напругою системи дорівнював би нулю ($\delta = 0$).

Самосинхронізація здійснюється шляхом підключення генератора до шин без збудження. Вимикач генератора вмикається при близькій до

синхронної частоти обертання $f_{\Gamma} < f_c$, потім, на ротор подається збудження, і генератор втягується у синхронізм.

Розглянемо спосіб точної синхронізації генератора із шиною електростанції [2] (рис. 1.1).

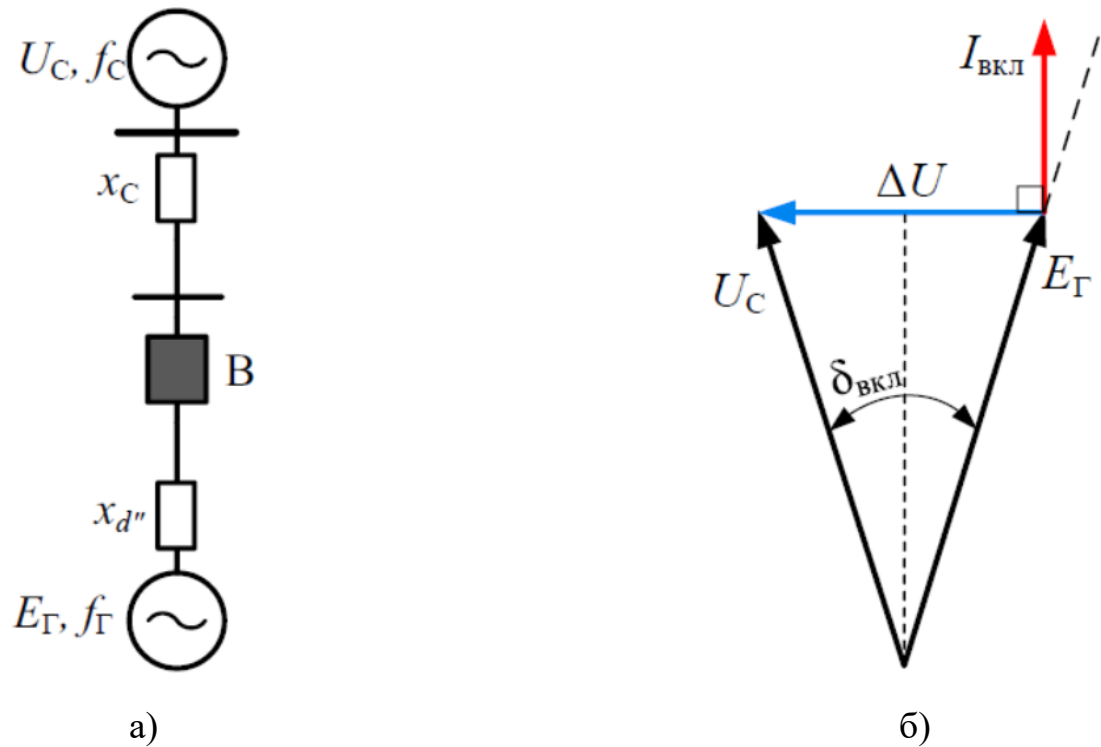


Рисунок 1.1 – Електрична схема підключення (а) та векторна діаграма (б) генератора, що синхронізується, з мережею (x_c – індуктивний опір мережі; $x_{d''}$ – надперехідний індуктивний опір генератора; B – синхронізуючий вимикач; $\delta_{\text{вм}}$ – фазовий кут включення; $I_{\text{вкл}}$ – струм включення)

При розбіжності фазових кутів векторів напруг генератора та мережі ($\delta_{\Gamma} \neq \delta_c$) в момент включення зв'язок генератор-система виявляється під різницею напруг ΔU що викликає зрівняльний струм ($I_{\text{ур}}$) згідно наступним виразам:

$$\Delta U = 2E \sin \frac{\delta_{\text{вкл}}}{2} \quad (1.1)$$

$$I_{\text{ур}} = \frac{\Delta U}{x_d'' + x_c} \quad (1.2)$$

Початкова періодична складова цього струму створює раптовий накид активної потужності і відповідного електромагнітного моменту на валу генератора:

$$P = M = EI_{\text{ур}} \cos \frac{\delta_{\text{вкл}}}{2} = E \frac{2E}{x_d'' + x_c} \sin \frac{\delta_{\text{вкл}}}{2} \cos \frac{\delta_{\text{вкл}}}{2} = \frac{E^2}{x_d'' + x_c} \sin \delta_{\text{вкл}} \quad (1.3)$$

Щоб уникнути виникнення зрівняльних струмів при синхронізації, необхідно подати імпульс на включення вимикача з деяким випередженням часу, щоб у момент включення кут пройшов через нуль.

Залежно від виду випередження розрізняють такі синхронізатори: синхронізатори з постійним часом випередження, в яких момент спрацьовування визначається заданим часом випередження і синхронізатори з постійним кутом випередження, в яких момент спрацьовування визначається заданим кутом.

Автоматичні пристрої синхронізації забезпечують виконання точної синхронізації зі збігом по куту електрорушійної сили (ЕРС) генератора та напруги на шинах станції в момент включення вимикача, видаючи управляючий вплив на включення приводу вимикача з випередженням моменту збігу двох векторів частин, що синхронізуються [3].

В даний час широко використовуються сучасні мікропроцесорні пристрої синхронізації типів АС-М та SYNCHROTAСТ [4 – 6]. Перелічені пристрої забезпечують виконання всіх умов точної синхронізації генераторів із шинами електростанцій або електростанцій із вектором напруги системи у точці синхронізації. Вони реалізують функції вимірювання, аналізу та, при

необхідності, «підгонки» параметрів для синхронізації. Підганяння електричних параметрів проводиться системою телемеханіки з використанням різних каналів зв'язку з видачею сигналів автоматичним регуляторам швидкості (АРШ) та збудження (АРЗ) генераторів. При виконанні всіх умов синхронізму пристрій синхронізації формує команду включення об'єднуючого вимикача. Також необхідно зазначити, що пристрої синхронізації мають можливості проведення самодіагностики та виведення інформації на дисплеї про стан синхронізатора, що є безумовною перевагою даних пристроїв.

1.2 Синхронізація активних частин електричних мереж та енергосистем

Завдання синхронізації активних частин мережі та енергосистем виникає при початковому складанні єдиного режиму або після порушення стійкості енергосистеми внаслідок роботи протиаварійної автоматики з їх розподілом на кілька частин.

Синхронізація енергосистем або їх частин нині здійснюється централізовано диспетчерським та оперативним персоналом. У цьому випадку синхронізацію роблять строго способом точної синхронізації [7].

Як правило, при синхронізації енергосистем або їх частин, як і при синхронізації генераторів способом точної синхронізації, місця розриву електричних зв'язків між ними повинні виконуватися всі умови синхронізації.

На рис. 1.2 показано схему двох енергосистем (ЕС1, ЕС2) з еквівалентними генераторами, пов'язаними між собою міжсистемною лінією електропередачі (ЛЕП).

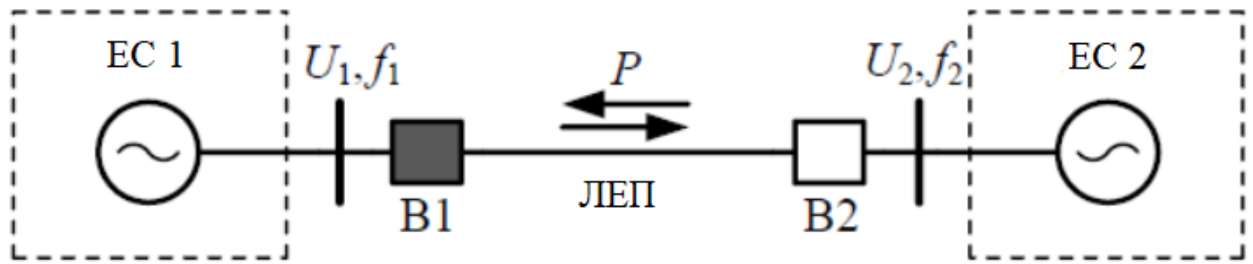


Рисунок 1.2 – Схема об'єднання двох енергосистем

При здійсненні синхронізації, припустимо, що напруги $U_1 = U_2$, кут $\delta = 0^\circ$, а частота $f_1 \neq f_2$. У цьому випадку, після включення лінії зв'язку між ЕРС роторів генераторів виникає відхилення кута, внаслідок чого генератор ЕС1 прийматиме навантаження, яке рівне потужності P :

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{x} \sin \delta \quad (1.4)$$

де x – реактивний опір зв'язку.

При цьому ротор генератора ЕС1 починає гальмуватися, а його ковзання припиниться тоді, коли закінчиться запас кінетичної енергії.

Головна умова успішності синхронізації двох енергосистем, як правило, є допустиме ковзання (рекомендоване 0,1 – 0,2 Гц) перед включенням лінії зв'язку.

1.3 Особливості синхронізації генераторів у MicroGrid та MicroGrid із зовнішньою мережею

1.3.1 Інтелектуальні мережі з MiniGrid та MicroGrid у своєму складі

Розвиток розподілених по електричній мережі об'єктів з малою генерацією є все більш суттєвим фактором, що визначає вигляд та режимні властивості сучасних електроенергетичних систем. Цей розвиток, як правило, є наслідком недоліків концепції понад централізованого енергопостачання в

умовах ліберальної економіки, прагнення споживачів до раціоналізації способів задоволення потреб в енергії, а також до участі в енергетичному бізнесі. До таких об'єктів віднесено: електростанції малої потужності, Minigrid (локальні системи енергопостачання (ЛСЕ) на базі синхронної генерації потужністю до 25 МВт та напругою внутрішньої мережі 10 кВ) та MicroGrid на базі синхронної генерації потужністю до 1 МВт та напругою внутрішньої мережі 0,4 кВ. У західній класифікації такого поділу немає, і обидва останні об'єкти класифікуються як MicroGrid. Надалі також буде використано загальну назву таких об'єктів, тобто MicroGrid.

Корисною властивістю для надійності електропостачання власних споживачів, системної надійності MicroGrid та зовнішніх енергосистем у режимах паралельної роботи є їхня здатність до спорадичних переходів у острівний режим із збереженням працездатності без суттєвого порушення балансів потужності, що підтримується протиаварійним та режимним управлінням, що забезпечує живучість загальної системи та швидке відновлення нормальних режимів [8 – 10]. Як запуск електростанції з нуля, так і відновлення режиму паралельної роботи потребують надійної та безпечної для обладнання синхронізації активних частин загальної мережі, яка в багатьох випадках має суттєві відмінності в режимних умовах та способах здійснення від звичайної. MicroGrid об'єднує джерела малої генерації, внутрішню розподілену електричну мережу, споживачів, можливо накопичувачі енергії, а також пристрої управління, утворюючи цілісну керовану систему енергопостачання. MicroGrid, як правило, є інтелектуальною автоматизованою системою, яка самостійно реконфігурується, керує балансом та розподіляє потоки потужності, забезпечуючи плавний перехід в ізолюваний режим та автоматичну ресинхронізацію за спеціальною технологією управління.

Електрична енергія, вироблена об'єктами малої генерації MicroGrid, безпосередньо залежить від попиту локальних споживачів. Останні мають

можливість коригувати споживання енергії відповідно до своєї вигоди, що веде до підвищення їхньої ролі в управлінні енергосистемою [11].

1.3.2 Умови синхронізації генераторів у MicroGrid та MicroGrid із зовнішньою мережею

Основними факторами, що визначають особливості синхронізації генераторів MicroGrid, MicroGrid між собою та із зовнішньою енергосистемою, є їх мала інерційність (близько 1 с) і висока стохастичність навантаження, що визначають на порядок інтенсивніші коливання частоти та взаємних кутів при синхронізації.

На практиці виконання ідеальних умов стає неможливим. Поряд із присутністю безперервних змін усіх параметрів, особливо цьому перешкоджає затримка на включення комутаційного апарату, що об'єднує, визначальна необхідність видачі, що випереджає за часом команди на включення на основі прогнозу зміни параметрів на інтервалі зазначеної затримки. Реально успішною вважається синхронізація в умовах допустимих відхилень параметрів у момент включення, наприклад, міжнародний стандарт IEEE 1547 встановлює такі гранично допустимі відхилення зазначених параметрів [12].

Таблиця 1.1 – Гранично допустимі відхилення параметрів під час синхронізації

Сумарна потужність джерела, кВА	Різниця частот, Гц	Різниця напруг, %	Різниця фазових кутів, град
Менше 500	0,3	10	20
Від 500 жо 1500	0,2	5	15
Більш 1500	0,1	3	10

На практиці через обмеження з боку постачальників генеруючого

обладнання в прагненні послабити великі динамічні впливи на нього, і тим самим знизити витрату ресурсу працездатності, виставляються жорсткіші вимоги, наприклад, по різниці кутів при включенні не більше 3-5 градусів

1.3.3 Характерні схеми видачі потужності MicroGrid у зовнішню мережу та особливості синхронізації

Характерні схеми MicroGrid із підключенням до зовнішньої електричної мережі (шин приймальної підстанції зовнішньої електричної мережі) наведено на рисунках 1.3 – 1.5.

Приєднання однієї MicroGrid до зовнішньої електричної мережі

Схема MicroGrid з багатоагрегатною електростанцією, приєднаною одним синхронним зв'язком до шини підстанції (ПС) зовнішньої ЕС, наведена на рис. 1.3.

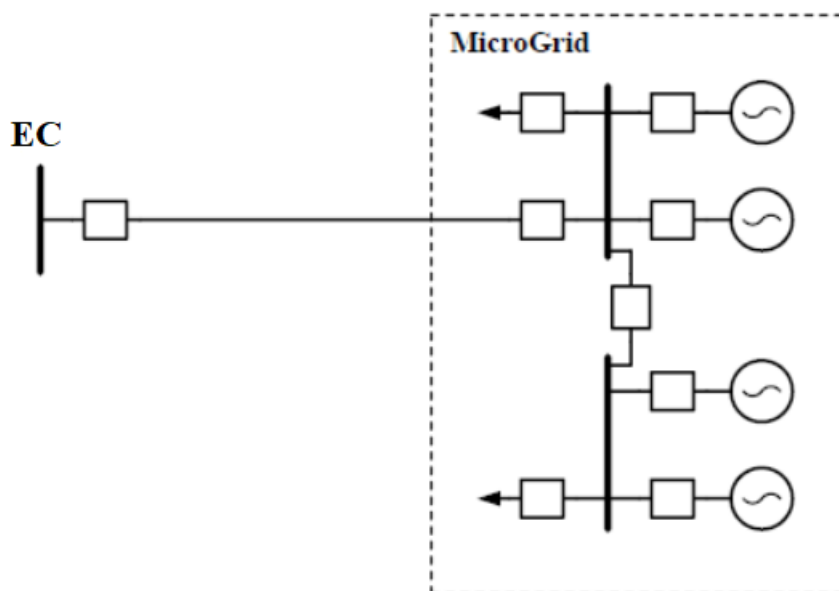


Рисунок 1.3 – Схема MicroGrid з багатоагрегатною електростанцією, приєднаною одним синхронним зв'язком до шини ПС зовнішньої ЕС

Особливості синхронізації генераторів у схемі рис. 1.3 в автономному режимі:

- перший генератор вмикається на пасивні шини. Синхронізація не потрібна, але навантаження шин має дозволити генератору розвернутися і вийти на параметри нормального режиму за частотою та напругою.

- другий та наступні генератори включаються із синхронізацією, яка утруднена нестабільністю частоти через стохастичність навантаження на шинах, однак, мала сумарна потужність генерації дозволяє забезпечувати безпеку та успішність синхронізації навіть при використанні розширених діапазонів допустимої різниці за частотою, напругою та кутом при включенні чергового генератора.

Особливості синхронізації генераторів у режимі паралельної роботи із зовнішньою енергосистемою та при переході до нього:

- синхронізація MicroGrid із зовнішньою енергосистемою утруднена великою потужністю зовнішньої енергосистеми, наслідком якої є малі безпечні діапазони допустимих різниць за частотою, напругою та кутом при включенні MicroGrid, а також поганою передбачуваністю кута включення через стохастичність навантаження MicroGrid.

- синхронізація чергового генератора MicroGrid, що включається на шини, здійснюється в сприятливих умовах, так як частота зовнішньої енергосистеми великої потужності має високу стабільність, а зміни параметрів ненавантаженого генератора, що включається, добре прогнозовані.

На рис. 1.4 показано схему MicroGrid з багатоагрегатною електростанцією, приєднаною до зовнішньої ЕС двома синхронними зв'язками через віддалений розподільний пункт у власній мережі MicroGrid.

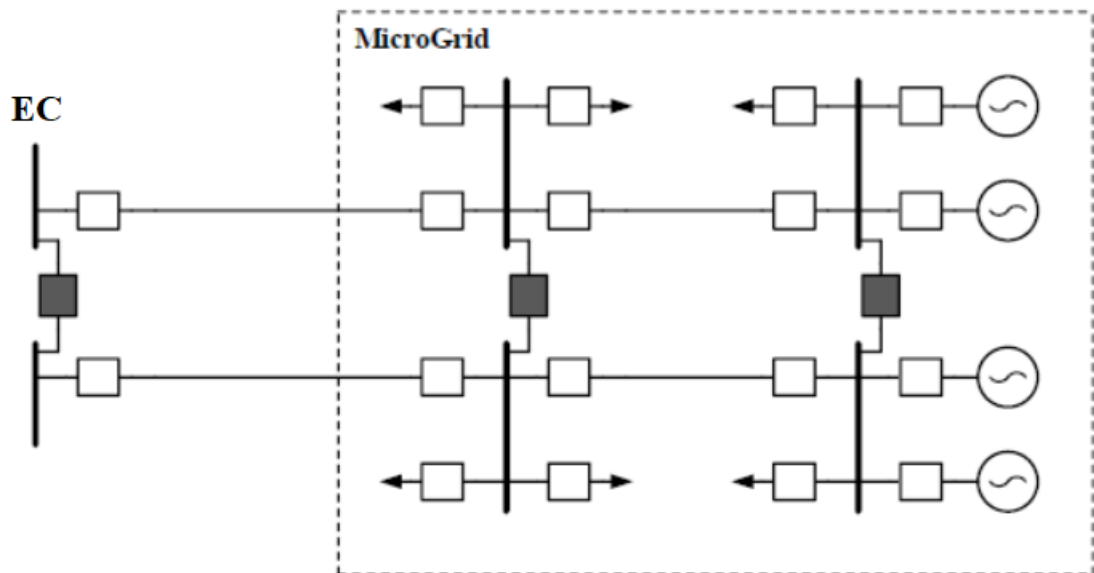


Рисунок 1.4 – Схема MicroGrid із багатоагрегатною електростанцією, приєднаною до зовнішньої ЕС двома синхронними зв'язками через віддалений розподільний пункт у власній мережі MicroGrid

Важливою вимогою для схеми рис. 1.4 є неприпустимість шунтування розділених шин ПС підключення зовнішньої ЕС, що викликає необхідність поділу MicroGrid на незалежні частини в режимі паралельної роботи із зовнішньою ЕС із двома точками приєднання.

Синхронізація генераторів у цій схемі в автономному режимі має ті самі особливості, що у схемі рис. 1.3.

Особливості синхронізації генераторів у режимі паралельної роботи із зовнішньою енергосистемою, при переході до нього, а також при переході до автономного режиму MicroGrid:

- для допустимої паралельної роботи MicroGrid із зовнішньою мережею потрібен попередній поділ мережі MicroGrid на дві електрично незалежні частини, у тому числі по шинах електростанції.
- синхронізація кожної частини MicroGrid із зовнішньою енергосистемою утруднена великою потужністю зовнішньої енергосистеми наслідком якої є малі безпечні діапазони допустимих різниць за частотою, напругою та кутом при включенні MicroGrid, а також поганою

передбачуваністю кута включення через стохастичність навантаження MicroGrid.

- синхронізація чергового генератора, що включається на шини MicroGrid в режимі паралельної роботи, здійснюється в сприятливих умовах, так як частота зовнішньої енергосистеми великої потужності має високу стабільність, а зміни параметрів ненавантаженого генератора, що включається, добре прогнозовані.

- синхронізація частин MicroGrid між собою при переході до автономного режиму утруднена поганою передбачуваністю кута включення через стохастичність навантаження в кожній з частин MicroGrid.

Об'єднання кількох MicroGrid в ізолювано працюючу енергосистему малої потужності

Розглянемо варіанти інтеграції групи MicroGrid зі створенням локальної енергосистеми, що ізолювано працює. Приклад схеми об'єднання MicroGrid наведено рис. 1.5.

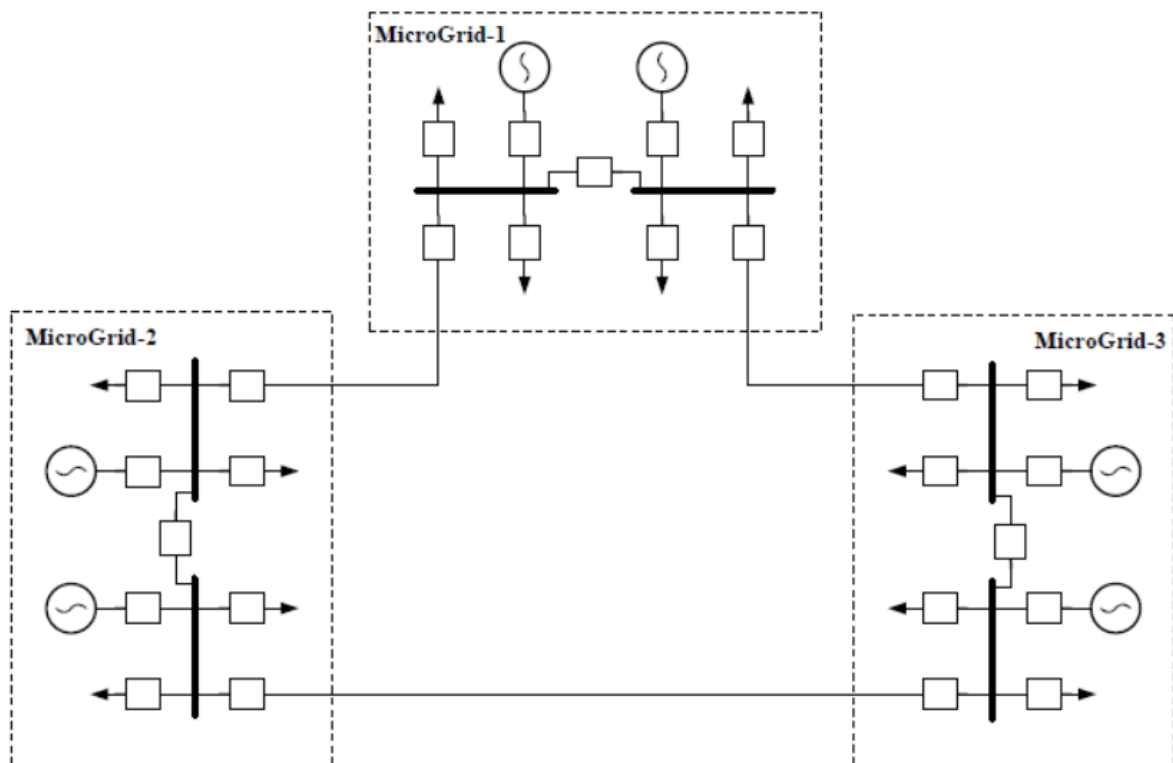


Рисунок 1.5 – Схема об'єднання кількох MicroGrid у локальну енергосистему

Особливістю наведеної схеми (рис. 1.5) при синхронізації є проміжні властивості стабільності частоти і співвідношення потужностей частин, що синхронізуються, щодо схем рис. 1.3 – 1.4, що містить шини нескінченної потужності (ШНП) і автономну MicroGrid.

Даний об'єкт може бути інтегрований із зовнішньою ЕС не лише як окремі MicroGrid, а й як об'єднана енергосистема малої потужності.

1.3.4 Децентралізована синхронізація в активній електричній мережі

Як було зазначено, MicroGrid може мати як автономний, так і паралельний режими роботи із зовнішньою мережею, при якому обмінна потужність може мати реверсивний характер. В аварійних режимах, а також у випадках відсутності потужності MicroGrid, що видається, може самостійно відокремлюватися від зовнішньої мережі і переходити в острівний режим. Після усунення аварії, при наявності резерву потужності MicroGrid може знову перейти в режим паралельної роботи із зовнішньою мережею.

Слід зазначити, що питанню синхронізації MicroGrid присвячено багато наукових досліджень. Проаналізувавши роботи зарубіжних дослідників, можна дійти невтішного висновку, що ця тематика дуже поширена і глибоко досліджена серед науковців як Європейських, так і Азійських країн.

Детальний аналіз способів управління генерацією для гібридної MicroGrid який має зв'язок на змінному, постійному та змінно-постійному струмі із зовнішньою мережею розглянутий [13]. Розглядаються різні режими роботи MicroGrid, схеми керування під час переходу з паралельного на автономний режим і навпаки, і навіть види систем зв'язку, що застосовуються у сучасних гібридних мережах.

Залежно від виду управління використовують два способи синхронізації MicroGrid між собою або із зовнішньою мережею [13, 14], такі як:

– спосіб пасивної синхронізації – коли очікується ситуація, в якій параметри синхронізації, що вимірюються, з двох сторін комутаційного апарату рівні або близькі один одному. Цей вид простий у реалізації, однак, як правило, процес синхронізації затягується [15, 16];

– спосіб активної синхронізації – використовує додаткове керування для введення параметрів, що синхронізуються, в допустиму область, і це забезпечує більш швидке і м'яке підключення MicroGrid до зовнішньої мережі [17, 18].

Спосіб активної синхронізації в залежності від кількості джерел, що беруть участь, можна розділити на дві групи. Перша група – коли один чи кілька об'єктів малої генерації в MicroGrid здійснюють процес синхронізації, тобто регулюють частоту та напруги. У цьому випадку одні джерела працюють у режимі підтримки струму (потужності), а інші в режимі підтримки напруги [8 – 15]. Також, є вид регулювання ведучий – ведений (master – slave control) [20], де тільки джерело призначене головним, здійснює синхронізацію. Друга група – коли всі до одного об'єкти генерації беруть участь у процесі синхронізації [17 – 19].

Як приклад активної синхронізації можна навести роботу [18]. Активне керування передбачає зміну частоти і напруги в MicroGrid одним або декількома джерелами, які мають можливість регулювання з метою повторного підключення до зовнішньої мережі. Слід зазначити, що запропонований авторами алгоритм управління MicroGrid можна застосувати до кожного виду джерела генерації, працюючого незалежно від виду їх первинного джерела. У роботі управління здійснюється за допомогою центрального контролера, в якому прийом/передача даних здійснюється різними комунікаційними лініями зв'язку.

М'який перехід з режиму ізолюваної в режим паралельної роботи та навпаки, з використанням спеціального способу управління представлений у [20]. Цей спосіб керування розглядається в MicroGrid, як такий, що складається з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), що працюють через

інвертор. Суть запропонованого способу полягає у створенні компенсаторами додаткового вироблення/споживання потужності для управління активною та реактивною потужністю на виході інвертора.

У статті [11] авторами було запропоновано алгоритми управління, ідентифікації острівного режиму, частотного розвантаження під час переходу в острівний режим, і навіть інтелектуальний алгоритм ресинхронізації MicroGrid із зовнішньою мережею.

Новий спосіб, заснований на комбінованому використанні різних систем фазового автоматичного підстроювання частоти для синхронізації фази і частоти генеруючих пристроїв MicroGrid з розподільчою мережею, продемонстрований в [12].

У роботі [13] увага приділена іншому питанню, яке недооцінено або ігнорується в інших роботах, а саме тому, що в процесі синхронізації канали зв'язку можуть бути з затримкою за часом. Це пояснюється тим, що, коли в MicroGrid частота і напруга відхиляються від номінального значення, виникає потреба у вторинному регулюванні частоти системою управління. Так як, вузли, де здійснюють вимірювання, електрично віддалені від джерел генерації, в яких проводиться вторинне регулювання, передача даних комунікаційним лініям зв'язку здійснюється із затримками часу. Авторами статті розглянуті способи та засоби управління для подібних випадків.

Система комунікаційного зв'язку на сьогоднішній день є невід'ємною частиною в електроенергетичній системі та відіграє важливу роль як у традиційних, так і інтелектуальних мережах. Мережі з MicroGrid можна розділити на типи мереж з обміном даними і без обміну. У першому типі обмін даними здійснюється за допомогою каналів зв'язку між джерелами та центральним контролером в MicroGrid. У свою чергу, системи комунікації в цих мережах поділяються на бездротові (Ethernet, стільниковий зв'язок) [14 – 16] і провідні (зв'язок по ЛЕП, оптико-волоконні кабелі) [17, 18].

1.4 Способи та засоби керування відновленням цілісності та нормального режиму пасивних розподільчих електричних мереж

Автоматичні пункти секціонування спільно з оперативним відновленням енергопостачання

Розподільні мережі 0,4-6-10 кВ, особливо сільські, системи електропостачання характеризуються великою довжиною ліній та розгалуженістю. До основних недоліків таких мереж можна віднести низьку надійність, низьку якість електроенергії, що постачається, і значні втрати. У цих мережах аварійні відключення ліній, саме відключення повітряних ліній 0,4 і 10 кВ можуть становити 40-90% від загальної кількості аварійних відключень [19]. Надійність електропостачання в розподільчих мережах погіршується також у зв'язку з значним зносом. Наприклад, у мережах напругою 6-20 кВ відбувається у середньому 30 відключень на рік на 100 км довжини лінії, а мережах напругою 0,4 кВ до 100 відключень на рік на 100 км [10].

Скоротити кількість аварійних відключень споживачів можна шляхом застосування автоматичного повторного включення (АПВ) в лініях електропередачі. Як показують дослідження, близько 60% пошкоджень ЛЕП виявляються нестійкими та усуваються АПВ [11]. Однак, оскільки багато розподільчих мереж побудовано в 60-х і 70-х роках, то в розподільчих пунктах, де стоять в основному маломасляні вимикачі старих типів, фізично неможливе застосування АПВ.

Відомо, що захисні пристрої розподільних мереж знаходяться на підстанціях та у розподільчих пунктах. При виникненні аварійних ситуацій спрацьовує відповідний захист і дається команда на відключення вимикача фідера, і всі споживачі фідера залишаються без живлення, іноді на тривалий час. Для знаходження місця пошкодження та його локалізації на лінії фідера, що відходять, виїжджає оперативна бригада. Шляхом послідовних перемикань роз'єднувачів вздовж фідера та ручного повторного включення вимикача

черговим персоналом підстанції за відповідною командою диспетчера, визначається та відокремлюється пошкоджена частина мережі (рис. 1.6). Така схема відновлення живлення споживачів потребує значного часу, залучення великої кількості персоналу та техніки.

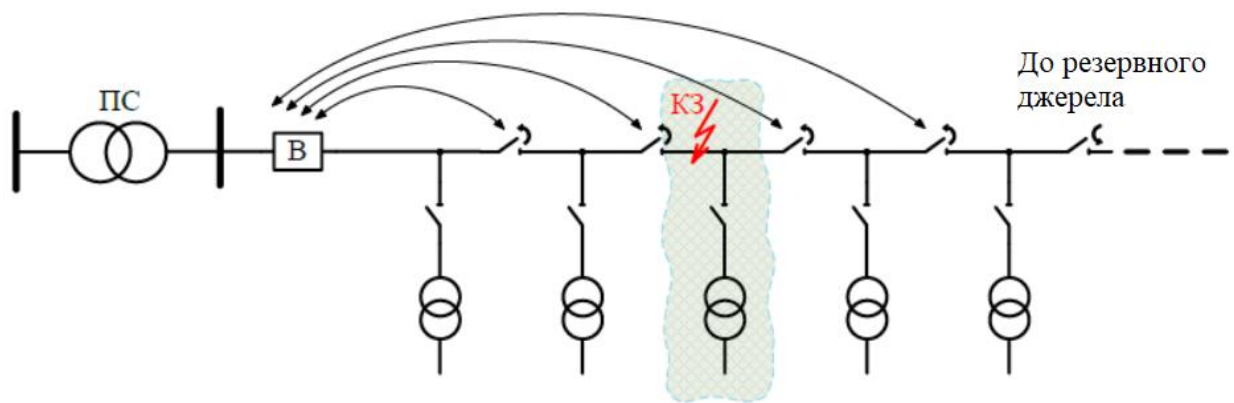


Рисунок 1.6 – Відновлення електропостачання споживачів за класичною схемою

Значну частину аварійних відключень та перерв у споживанні можна скоротити, і тим самим підвищити надійність електропостачання. Одним із найбільш ефективних способів є застосування пунктів секціонування з поділом фідера комутаційними апаратами на частини. Традиційні пункти секціонування виконувались з урахуванням комірок комплектних розподільних пристроїв зовнішньої установки. У цих комірках монтувалися необхідні струмові захисти, тим самим захищаючи ЛЕП від струмів короткого замикання, однак, жодної автоматики (наприклад, АПВ) не застосовувалося через різні причини.

Автоматичне відновлення електропостачання за допомогою інтелектуальних реклоузерів

З розвитком техніки та технології на базі автоматичних пунктів секціонування (АПС) вдається значно підвищити надійність

електропостачання споживачів, особливо у сільській місцевості. Таку можливість дає застосування реклоузерів.

Реклоузери – елементи, які виконують функції поділу, резервування елементів електричних мереж 6-10 кВ, мають довгі ЛЕП магістрально-радіальної конфігурації. Реклоузер поєднує у собі: вакуумний вимикач; систему перетворювачів струму та напруги; автономну систему оперативного живлення; мікропроцесорний релейний захист та автоматику; систему портів для підключення пристроїв телемеханіки; комплекс програмного забезпечення [12].



Рисунок 1.7 – Загальний вигляд реклоузера (високовольтний вакуумний вимикач з шафою керування)

Сучасні реклоузери виконують такі функції [13]: автоматичне вимкнення пошкоджених ділянок лінії; автоматичне повторне включення; автоматичне введення резервного живлення (АВР); оперативна місцева та дистанційна реконфігурація мережі; самодіагностика; вимірювання параметрів режимів мережі; ведення журналів оперативних та аварійних подій у лінії; дистанційне керування.

Мікропроцесорний релейний захист та автоматика сучасних реклоузерів виконує такі функції, як [14]: струмове відсікання; спрямований/ненаправлений захист максимального струму; спрямований

захист від замикань на землю; захист мінімальної напруги; захист максимальної напруги; автоматичне повторне включення (4-кратне); автоматичне частотне розвантаження; відновлення живлення непошкоджених ділянок мережі; дистанційний захист; захист від обриву фаз; вимір електричних характеристик; захист від однофазних замикань на землю; визначення місця ушкодження; частотне автоматичне повторне увімкнення.

Впровадження реклоузерів у розподільчих мережах призводить до деякої децентралізації відновлення електропостачання споживачів, забезпечує незалежність роботи АПС від зовнішнього управління, зниження негативного впливу людського фактора, швидке відновлення живлення у неушкоджених ділянках мережі та, відповідно, мінімізує недовідпусток електроенергії споживачам [11, 12].

Приклади використання реклоузерів наведено нижче. У протяжних магістральних ЛЕП де живлення здійснюється з одного боку (відсутність резервного джерела), у разі короткого замикання (КЗ) відключається реклоузер Р2 перед тим, як відключиться головний вимикач В (рис. 1.8). У цьому випадку споживачі у непошкоджених ділянках мережі продовжуватимуть нормально функціонувати. У схемах, де є друге джерело для резервування, додатково встановлюється реклоузер як пункт АВР (рис. 1.9). У разі виникнення КЗ відключаються реклоузери Р1, Р2 локалізуючи місце пошкодження та спрацьовує реклоузер у ролі АВР, подаючи живлення іншим споживачам.

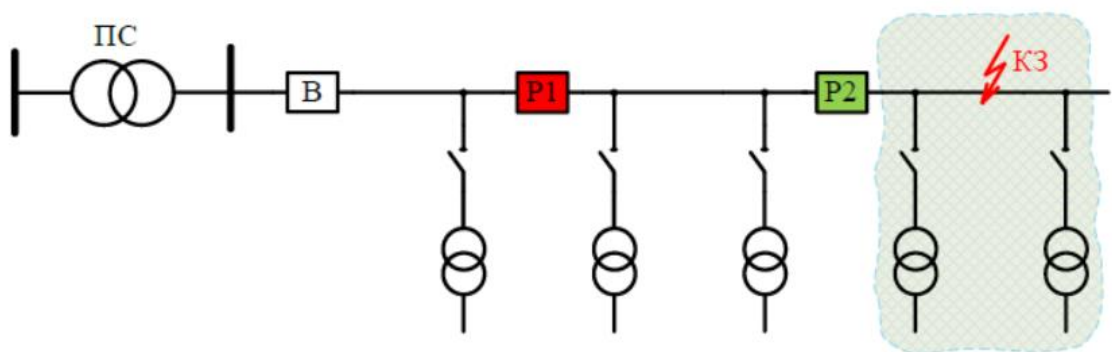


Рисунок 1.8 – Схема установки реклоузерів при односторонньому живленні

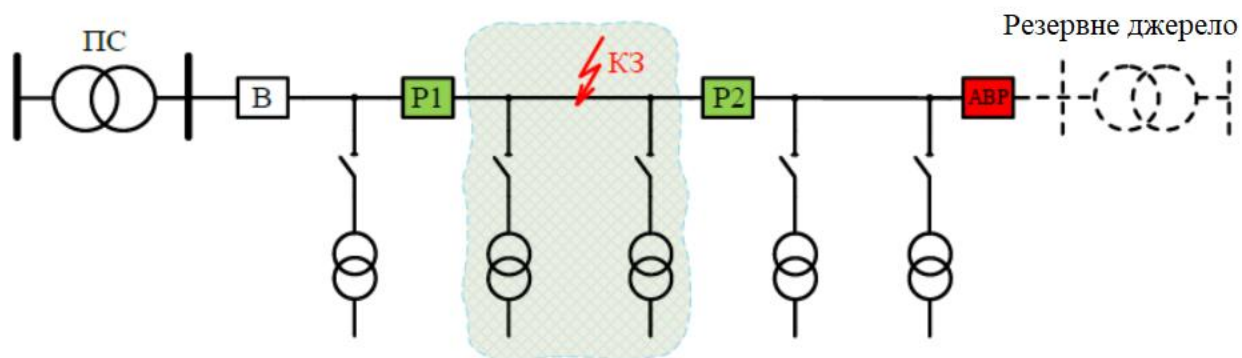


Рисунок 1.9 – Схема установки реклоузерів під час двостороннього живлення мережі

1.5 Особливості відновлення активних електричних мереж із розподіленими об'єктами з малою генерацією

Відновлення електропостачання в енергосистемі це багатоцільове, багатокрокове, багатопараметричне і з великою кількістю обмежень оптимізаційне завдання. Метою відновлення електропостачання є відновлення відключених під час аварії в електричній мережі споживачів шляхом зміни топологічної структури електричної мережі використання резервів потужності з урахуванням режимних та експлуатаційних обмежень [17]. У низці робіт у цьому напрямі також пропонується мультиагентний підхід, із допомогою агентів, які пов'язані з енергетичними об'єктами [18, 19].

На рис. 1.10 наведено один із прикладів активної мережі, що містить кілька MicroGrid.

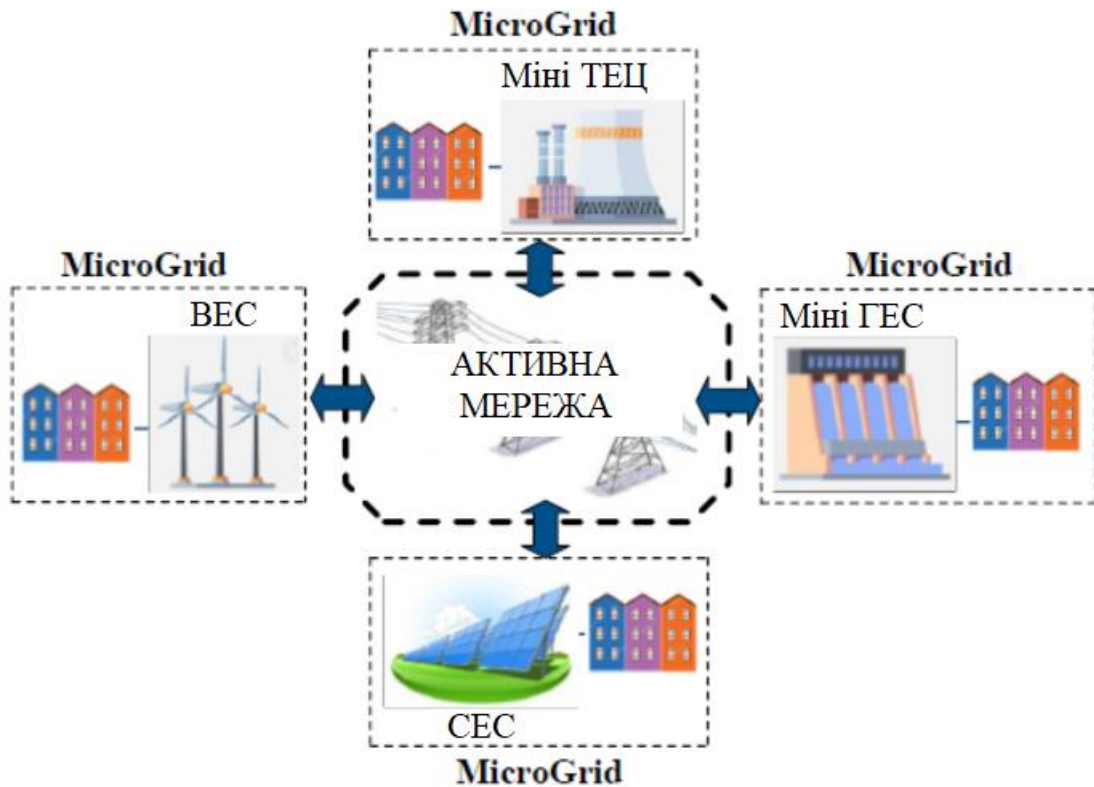


Рисунок 1.10 – Активна мережа, що складається з кількох MicroGrid

Як відомо, в мережах де є генеруючі пристрої (мала генерація в даному випадку) забороняється повторне включення ліній, що зв'язують MicroGrid із зовнішньою електричною мережею. При кожному включенні таких ліній потрібно виконати умови синхронізації.

Більшість існуючих реклоузерів не застосовуються для здійснення автоматичної синхронізації частин мережі з наявністю джерела генерації. До того ж у них на програмному рівні алгоритми для здійснення таких сценаріїв не закладені, а технічне оснащення синхронізаторами відсутні.

Так як реклоузери в мережі встановлюються віддалено від установок, що генерують, синхронізація MicroGrid здійснюється на них, а не на генераторних вимикачах станції. З цією метою, [10, 11] запропонована вдосконалена функціональність реклоузерів шляхом додавання блоку синхронізації в їх шафу керування вакуумним вимикачем. Загальний вигляд шафи керування реклоузера із синхронізатором наведено на рис. 1.11.



Рисунок 1.11 – Загальний вигляд шафи керування реклоузера із синхронізатором

На рис. 1.12 показано функціональну схему реклоузера з синхронізатором.

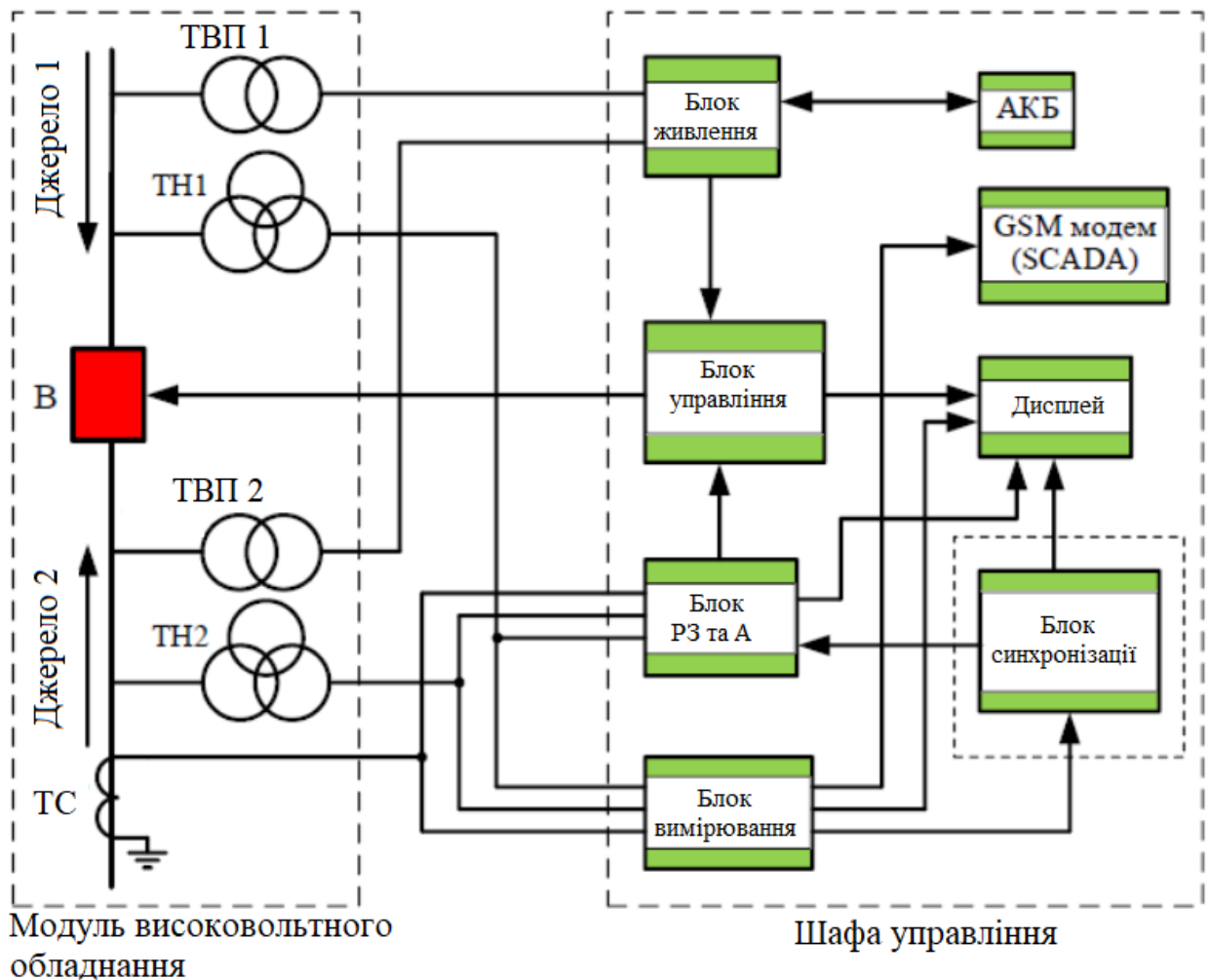


Рисунок 1.12 – Функціональна схема модернізованого реклоузера

До складу високовольтного обладнання входять: – вакуумний вимикач; ТВП1, ТВП2 – трансформатори потреб; ТН1, ТН2 – вимірювальні трансформатори напруги; ТС – вимірювальний трансформатор струму. До складу шафи керування входять: блок живлення; блок керування; блок релейного захисту та автоматики (РЗА); блок виміру; акумуляторна батарея (АКБ); блок комунікації; дисплей та блок синхронізації.

Блок синхронізації приймає на своєму вході значення електричних величин, таких як модуль та фазу напруги, що вимірюється трансформаторами напруги, та частоту електричного струму з двох сторін вакуумного вимикача.

При здійсненні синхронізації здійснюється перевірка умови:

$$\begin{aligned}
|U_i - U_j| &< \Delta U_{\text{доп}} \\
|f_i - f_j| &< \Delta f_{\text{доп}} \\
|\delta_i - \delta_j| &< \Delta \delta_{\text{доп}}
\end{aligned}
\tag{1.5}$$

де U_i, U_j , напруга з двох сторін реклоузера, кВ; $\Delta U_{\text{доп}}$ – допустима різниця напруги, кВ; f_i, f_j , – частота з двох сторін реклоузера, Гц; $\Delta f_{\text{доп}}$ – допустима різниця частот, Гц; δ_i, δ_j – кут напруги з двох сторін реклоузера, град; $\Delta \delta_{\text{доп}}$ – допустима різниця кута напруг, град.

1.6 Огляд досліджень відновлення електропостачання в інтелектуальних мережах

В даний час актуальним є перехід від централізованої до децентралізованої системи електропостачання споживачів на основі MicroGrid, що дозволяє ефективно використовувати розподілені по електричній мережі джерела електроенергії, у тому числі і відновлювані [2]. Виникнення концепції MicroGrid на основі розвитку силової електроніки та теорії управління, відбито у дослідницьких роботах, проведених у США, Європі та Азії [13 – 15]. MicroGrid поєднує в собі джерела малої генерації, споживачів, накопичувачі енергії, а також пристрої керування, утворюючи цілісну керовану систему енергопостачання.

Історично, джерела малої генерації, що знаходяться поблизу споживачів, функціонували як резервне джерело. Зважаючи на формування MicroGrid на основі малої генерації вони стають основним джерелом живлення для споживачів у мережах MicroGrid [16, 17].

Децентралізоване управління відновленням мереж із MicroGrid на реклоузерах

У дослідницькій роботі [18] розглянуто децентралізоване керування розподільчими електричними мережами 6-10 кВ за рахунок встановлення секційних реклоузерів. На основі розрахунків і методик визначено місця встановлення реклоузерів при різних варіантах виконання схем електричної мережі, розраховано показники надійності для мережі з реклоузерами.

Аналіз використання реклоузера у розподільчих мережах 6-35 кВ для децентралізованої автоматизації та керованості мережі виконаний у [9]. Здійснено розрахунки показників надійності SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) та SAIDI (System Average Interruption Duration Index) та якості електропостачання до та після встановлення реклоузерів. З аналізу результатів розрахунку зазначається, що після встановлення реклоузерів, у розподільчих мережах кількість відключень споживачів скорочується до 15 разів, а тривалість відключення споживачів зменшується у 26 разів у порівнянні з вихідною схемою. Також, для знаходження оптимального розташування реклоузерів в електричній мережі, на основі розробленого алгоритму авторами [10], визначено індекс надійності SAIFI при різних схемах виконання мережі.

У статті [11] досліджувалась специфічна поведінка реклоузера за наявності малої генерації на основі енергії вітру. Автори відзначають, що з використанням удосконаленого методу було виключено помилкові спрацьовування та виявлено зони нечутливості використовуваних пристроїв захисту.

Оптимізації місця встановлення реклоузера у розподільчій мережі 6-10 кВ виконано авторами [12]. На основі проведених розрахунків при децентралізованій системі секціонування було отримано знижену кількість та тривалість відключень споживачів, а сумарна недовідпустка електроенергії по мережі зменшувалась на 69,7-83,5%.

Авторами [13] була представлена методологія оптимізації та координації розміщення реклоузерів та генераторів у розподільчій мережі. Зазначається, що їхнє раціональне розміщення сприяє підвищенню надійності системи, поліпшенню рівня напруги та зменшенню втрати потужності в мережі. У статті з використанням генетичного алгоритму було визначено місця встановлення реклоузерів і генераторів, що сприяло підвищенню рівня надійності в мережі.

Технологічні можливості генерації під час здійснення відновлення мережі

Для управління режимами паралельної/автономної роботи генеруючих установок малої потужності, первинними джерелами яких є гідро, тепло і вітроенергія, ЛСЕ (MicroGrid, MiniGrid) з метою підтримки частоти і напруги в допустимих значеннях важливу роль відіграють пристрої управління на первинному, тобто на технологічному рівні.

Наприклад, розглянемо технологічні можливості управління режимними параметрами на малих гідроелектростанціях (МГЕС). Для МГЕС, що працюють автономно, одним із основних електричних параметрів є частота, яку слід підтримати постійною і це можна зробити різним шляхом. Управління частотою генератора на МГЕС можна здійснювати з боку генератора з використанням електронних контролерів навантаження (баласного навантаження), відомої як електричне управління, або з боку гідротурбіни з використанням різних регуляторів швидкості гідротурбін, відомої як механічне управління, або можна застосувати їх комбіновано.

Електричне керування частотою з боку генератора є не складним з використанням баласного навантаження та електронного контролера навантаження [14], які призначені для керування вихідною потужністю генератора.

Для механічного керування застосовуються різні регулятори швидкості гідротурбін. Застосування серводвигуна як регулятор швидкості гідротурбін є

способом ефективного використання води [15], має просту конструкцію і малу вартість. Також, пропонується схема управління потоку води з використанням серводвигуна та двома трубами, забезпеченими регулюючими клапанами [6]. Комбіноване використання електронного контролера навантаження з регулятором швидкості гідротурбін [7], в якій використовується система двотрубної та тритрубної подачі води, дозволяє досягти великого ефекту та зменшення на половину габариту електронного контролера навантаження.

Теплові електростанції малої потужності, первинним джерелом яких є паливо, зокрема природний газ, відіграють базову роль у підтримці режимних параметрів у мережі, у тому числі MicroGrid. У статті [8] розглядається спосіб управління газовою турбіною для налаштування нечіткого пропорційно-інтегрально-диференціального регулятора, заснований на гібридизації покращеної оптимізації «рою частинок» та алгоритму «зозулі». Використання нечіткої логіки для налаштування параметрів регулятора може зробити контролер адаптивнішим для управління системою з невизначеною моделлю (газових турбін).

У [9] пропонується адаптивна модель прогнозуючого управління з оцінкою параметрів онлайн режимі для газової турбіни парогазової електростанції. Дана модель одночасно здійснює підтримку характеристик швидкості та температури газової турбіни в допустимих діапазонах, а також дозволяє переходити на іншу робочу характеристику за зміни частоти в мережі.

У статті [10] розглядається система управління, яка використовує впорскування пари як допоміжний вхід для поліпшення перехідних характеристик газової турбіни, а в [11] досліджуються характеристики комбінованого циклу та газової турбіни з упорскуванням пари під час провалів частоти та перехідних процесів.

Вітроенергетика також входить в один із перспективних напрямків при побудові мереж із MicroGrid. Вітроустановки складаються з вітряних турбін з регульованою швидкістю та асинхронізованих генераторів. Діяльність [12]

розглядається нова інтегрована система управління вітрової електростанцією. Пропонована система заснована на ієрархічній архітектурі з системою диспетчерського управління, що контролює активну та реактивну потужність на підстанції вітряної електростанції, та системою машинного управління, що контролює активну та реактивну потужність на кожній конкретній вітряній установці.

У статті [13] розглянуто аспекти системи управління вітроустановки разом із мохоподібним накопичувачем енергії для покращення режимних параметрів при роботі у складі MicroGrid. Запропоновано алгоритм керування пристроєм із трьома режимами керування. У першому режимі використовується система нечіткого виведення разом із спеціальним фільтром для згладжування коливань потужності вітру, яку генерують вітряні генератори в енергосистему. Другий режим управління використовується для контролю частоти, коли в енергосистемі виникають великі коливання частоти. Третій режим керування використовується для підтримки сталості напруги у точці приєднання.

Подібна робота запропонована в [14], де з генератором замість маховика, як накопичувача енергії, використовується суперконденсатор для компенсації переривчастості вітру, а в [15] для компенсації коливання частоти пропонуються надпровідні магнітні накопичувачі енергії.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

Завдання ефективної синхронізації об'єктів в електричних мережах з розподіленою малою генерацією є актуальним, що вимагає важливих і технологічних рішень через масштабний розвиток малої генерації у світі.

Стохастичність електроспоживання і мала інерційність роторів енергоблоків істотно ускладнюють синхронізацію генераторів електростанцій малої потужності в режимах автономної роботи MicroGrid, а також синхронізацію MicroGrid між собою та MicroGrid з потужною системою централізованого енергопостачання через нестабільність частоти та різких змін взаємного кута синхронізуються.

Існуючі способи та пристрої синхронізації об'єктів з малої генерації в активних розподільчих електричних мережах недостатньо ефективні, як через недорахування стохастичності параметрів синхронізації та малої інерційності роторів, так і необхідності виконання синхронізації на віддалених комутаційних апаратах в умовах нерозвиненої системи передачі даних про режимні параметри та множини для аварійного та протиаварійного поділів мережі.

Децентралізована синхронізація на багатьох віддалених комутаційних апаратах в електричній мережі (без використання засобів зв'язку між генеруючими, керуючими та синхронізуючими елементами) є актуальним завданням, яке недостатньо досліджено.

Розробка автоматики децентралізованого управління синхронізацією, відновлення цілісності мережі та її нормального режиму після розпаду на частини без обміну даними між елементами, що беруть участь у процесі синхронізації, дозволить вирішити намічені завдання та сприяє подальшому розвитку інтелектуалізації мереж, що розглядаються.

РОЗДІЛ 2. ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНА СИНХРОНІЗАЦІЯ ЧАСТИН АКТИВНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З МАЛОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ПРИ ВІДНОВЛЕННІ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ АВАРІЙНОГО РОЗДІЛЕННЯ

2.1 Особливості синхронізації MicroGrid із зовнішньою електричною мережею

Однією з важливих завдань забезпечення нормального функціонування об'єктів з малою генерацією, у тому числі MicroGrid, є синхронізація з іншими об'єктами з малою генерацією або з мережею великої потужності після аварійного поділу та подальша їхня паралельна робота для досягнення максимального системного ефекту, у тому числі високої надійності електропостачання споживачів.

У задачі синхронізації слід розрізняти синхронізацію генераторів із шинами електричної станцій та синхронізацію частин енергосистем. З появою інтелектуальних енергосистем малої потужності, зокрема MicroGrid, постало завдання їх ефективної синхронізації з мережами зовнішнього централізованого енергопостачання.

MicroGrid мають можливість переходити із ізолюваного режиму на паралельну роботу та обмінюватися електроенергією із зовнішньою енергосистемою.

Завдання синхронізації MicroGrid із зовнішньою мережею виникає у випадках:

- за необхідності підвищення якості електричної енергії, особливо за частотою;
- наявності надлишкової потужності генераторів у MicroGrid;
- при дефіциті потужності MicroGrid;

– при відновленні паралельної роботи MicroGrid після відокремлення в результаті порушень нормального режиму зовнішньої енергосистеми (наприклад, КЗ);

– при виведенні на ремонт енергоблока(ів).

При цьому можливі труднощі із синхронізацією.

Мала інерційність роторів генераторів та висока стохастичність навантажень споживачів у MicroGrid є основними негативними факторами, що впливають на процес синхронізації. Саме вони визначають інтенсивність коливання частоти та взаємних кутів при синхронізації. На рис. 2.1 як приклад наведена осцилограма частоти для режиму паралельної роботи MicroGrid із зовнішньою мережею та автономної роботи MicroGrid з максимальною потужністю навантаження 5-6 МВт.

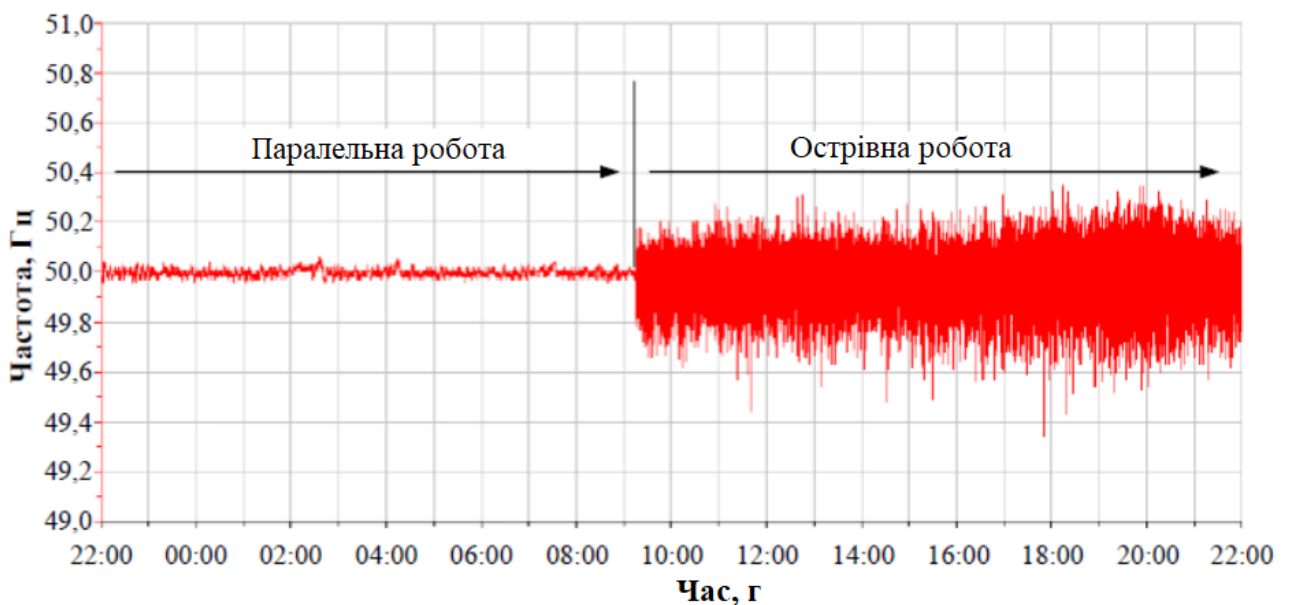


Рисунок 2.1 – Коливання частоти у MicroGrid у режимі паралельної роботи із зовнішньою мережею та після відділення

Умовами для синхронізації MicroGrid є ті ж умови, за якими виконують синхронізацію частин енергосистем. Тим не менш, синхронізація MicroGrid все ж таки має свої особливості. Як було зазначено, MicroGrid може

складатися з багатьох джерел генерації, включаючи ВДЕ, потужність яких також сильно змінюється в реальному часі навантажень споживачів.

2.2 Умови та алгоритми синхронізації MicroGrid із зовнішньою мережею

При синхронізації MicroGrid із зовнішньою енергосистемою або двох MicroGrid між собою (рис. 2.2), виконання умов синхронізації утруднено через стохастичність власного навантаження та малу інерційність генераторів MicroGrid, що призводить до високої нестабільності змін частоти, взаємного кута та напруг.

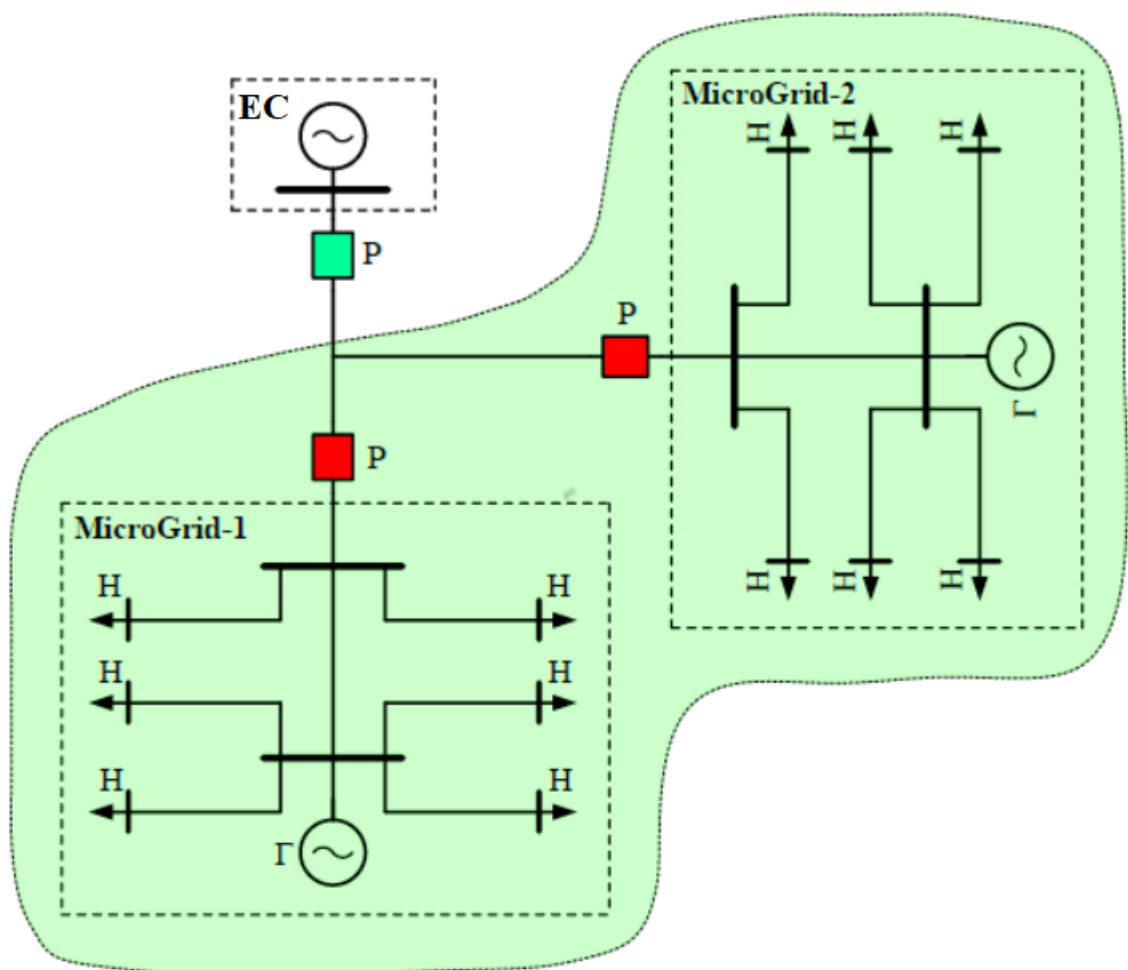


Рисунок 2.2 – Приклад поєднання двох MicroGrid

При звичайній синхронізації при видачі сигналу на включення вимикача на інтервалі часу спрацьовування вимикача може суттєво змінитися потужність навантаження, що призведе до неприпустимого неузгодженості умов синхронізації (кута зсуву фаз між векторами напруги MicroGrid та зовнішньої мережі). В результаті, через перевищення допустимого кута зсуву фаз між вектором напруги MicroGrid і напругою зовнішньої мережі допустимих значень, під дією зрівняльного струму з'являється ударний момент, що може призводити до відключення генераторів MicroGrid захистами, скорочення їх терміну служби та навіть ушкодження. З метою зниження ударних моментів під час синхронізації MicroGrid, у роботі пропонуються додаткові умови синхронізації та наступний алгоритм включення вимикача з уловлюванням синхронізму [11–13] (рис. 2.3, 2.4). Додаткові умови полягають у тому, що при виконанні 3-х основних умов синхронізації необхідно, щоб

$$|\Delta\delta| \leq \frac{\Delta\delta_{\text{доп}}}{2} \wedge \text{Sign } \Delta\delta > 0 \quad (2.1)$$

при $S \geq 0$ або

$$|\Delta\delta| \leq \frac{\Delta\delta_{\text{доп}}}{2} \wedge \text{Sign } \Delta\delta < 0 \quad (2.2)$$

при $S \leq 0$.

де $\Delta\delta$ – взаємний кут, що визначається за $\Delta\delta = \delta_c - \delta_{\text{MCG}}$; S – ковзання, що визначається за $S = f_c - f_{\text{MCG}}$, f_{MCG} – частота вектора напруги із боку MicroGrid. Це необхідно, щоб мати запас кута на час включення вимикача з урахуванням можливого реверсу ковзання векторів напруги при зміні навантаження MicroGrid.

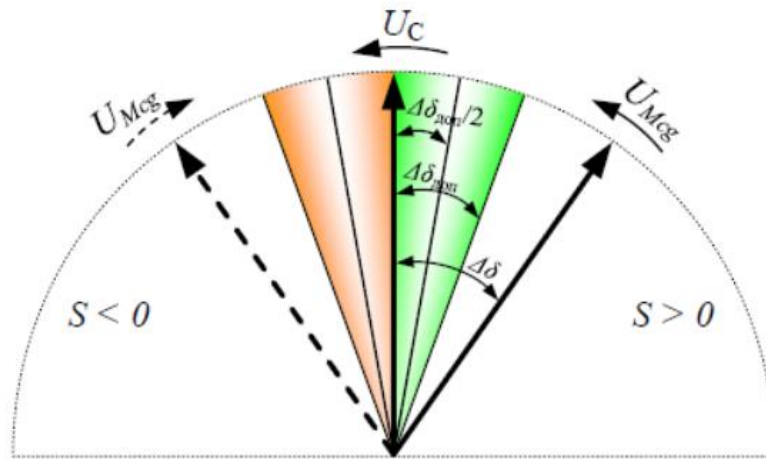


Рисунок 2.3 – До пояснення додаткових умов синхронізації

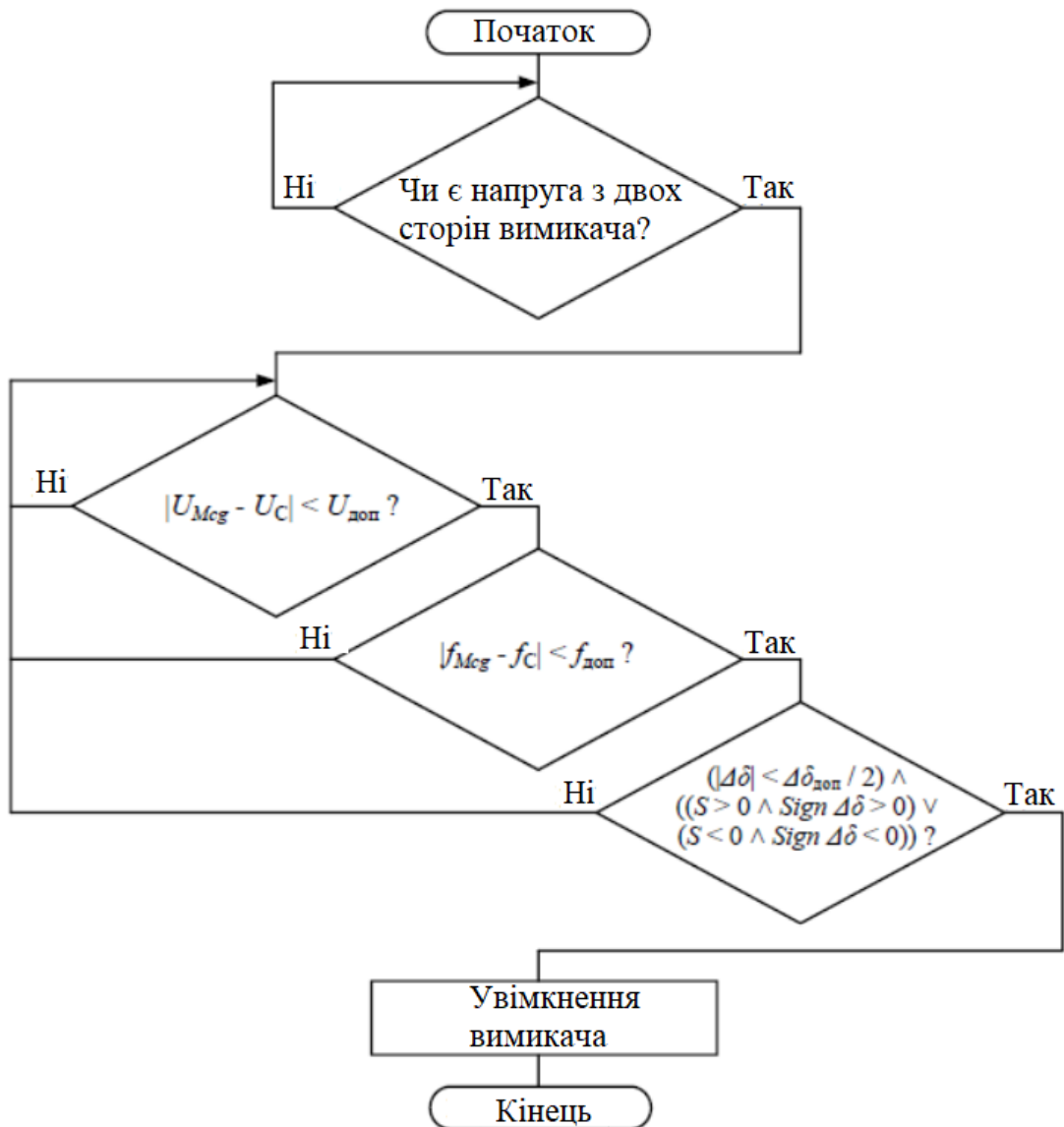
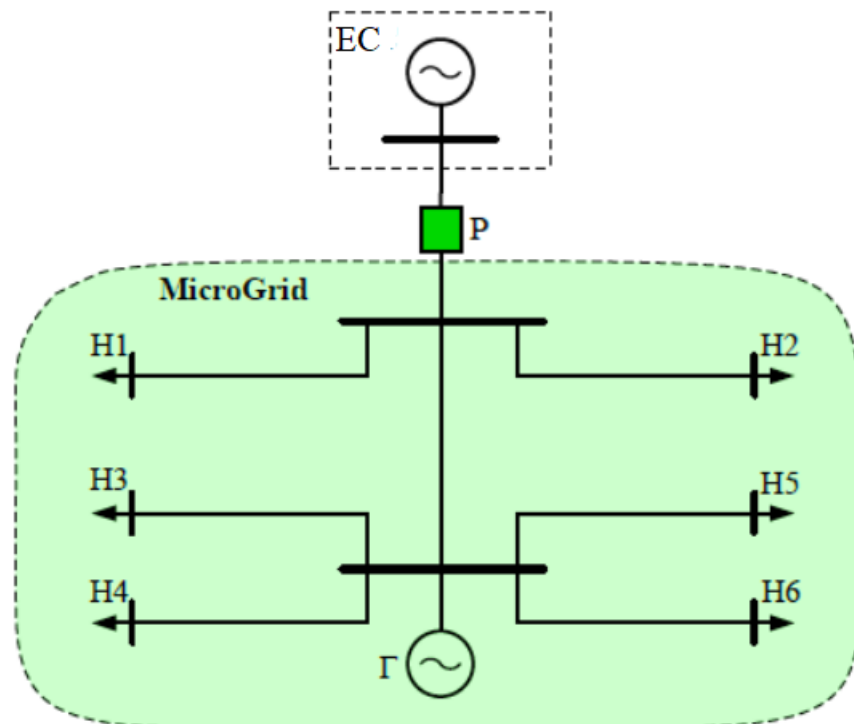


Рисунок 2.4 – Блок схема алгоритму видачі команди на включення вимикача при уловлюванні виконання умов синхронізації

На рис. 2.4: $U_{M_{cg}}$ – модуль напруги на вимикачі з боку MicroGrid; U_c – модуль напруги з боку зовнішньої мережі; $U_{доп}$ – допустима різниця напруги; $f_{M_{cg}}$ – частота в MicroGrid; f_c – частота у зовнішній мережі; $f_{доп}$ – допустима різниця частот; $\Delta\delta$ – взаємний кут напруг; $\Delta\delta_{доп}$ – допустимий взаємний кут напруги.

2.3 Моделювання процесу децентралізованої синхронізації MicroGrid із зовнішньою мережею

Моделювання для перевірки ефективності способу виконано для тестової схеми рис. 2.5. Реклоузер (P) служить як об'єднуючий/відділяючий елемента MicroGrid і встановлюється виходячи з балансу потужностей генеруючих пристроїв та навантажень споживачів. Таке розміщення дозволяє MicroGrid (область, виділена зеленим кольором) досить збалансовано автоматично відокремлюватися від зовнішньої мережі в аварійних режимах [18] і продовжувати роботу в ізольованому режимі.



Рисунко 2.5 – Модельована тестова схема

У цьому прикладі MicroGrid надмірна за потужністю, номінальна потужність генератора (Г) становить 2,5 МВт, а сумарна потужність навантажень (Н1-Н6) дорівнює 1,95 МВт.

Допустимі неузгодженості параметрів при синхронізації прийняті такими (з прийнятих умов на реальному об'єкті):

$$\begin{aligned} |U_{MCG} - U_C| &< \Delta U_{\text{доп}} = 0,1 \text{ кВ}; \\ |f_{MCG} - f_C| &< \Delta f_{\text{доп}} = 0,08 \text{ Гц}; \\ |\delta_{MCG} - \delta_C| &< \Delta \delta_{\text{доп}} = 5^\circ; \\ t_{\text{вкл}} &= 0,1 \text{ с.} \end{aligned} \quad (2.3)$$

Характерні результати моделювання синхронізації MicroGrid із зовнішньою мережею без використання алгоритму, запропонованого в роботі, наведено на рисунках 2.6, 2.7.

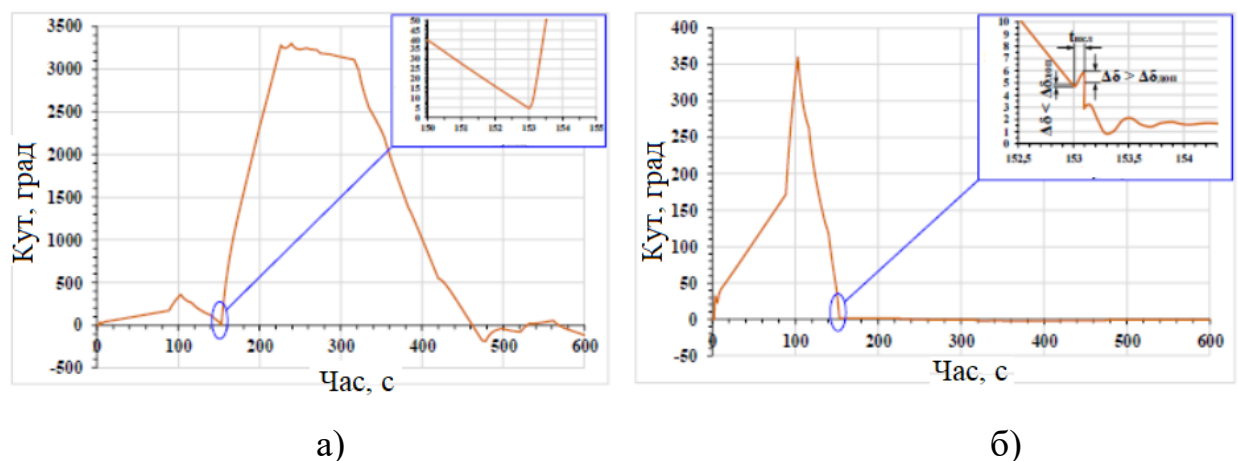


Рисунок 2.6 – Графік зміни взаємного кута у разі зміни знака взаємного кута після видачі команди на включення вимикача при забороненій (а) та при дозволений (б) синхронізації

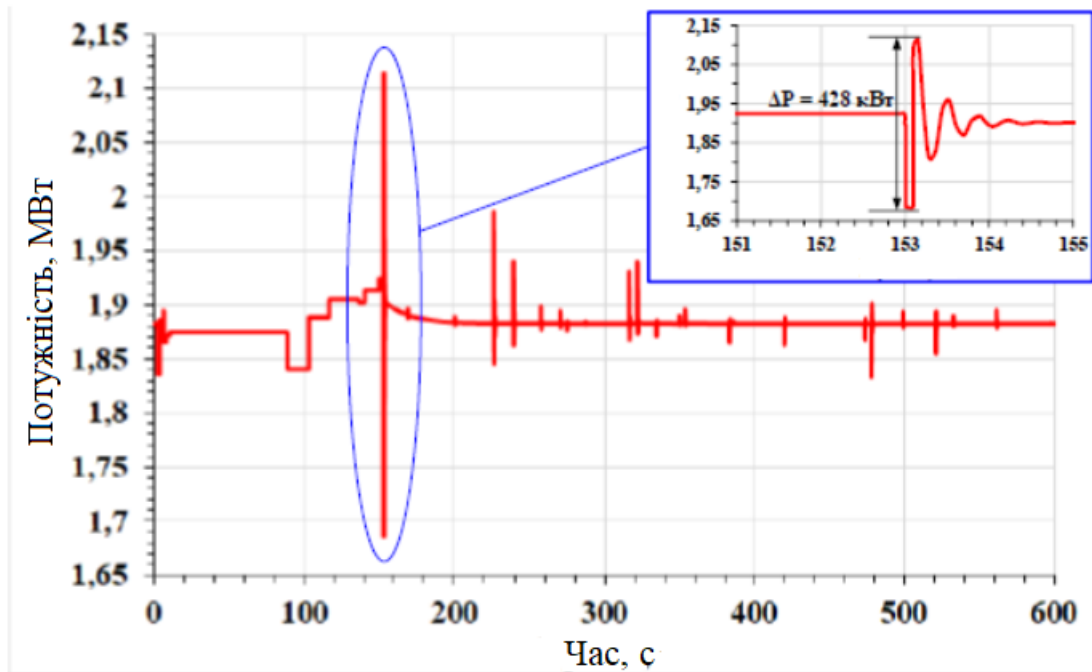


Рисунок 2.7 – Графік зміни потужності генератора у процесі синхронізації (в т.ч. при включенні вимикача)

Як можна помітити, зміна знака взаємного кута при змінах потужності навантажень (рис. 2.6, а) призводить до неприпустимої неузгодженості умов синхронізації на момент включення вимикача. В результаті, з урахуванням часу увімкнення, генератор MicroGrid підключається до зовнішньої мережі при куті $\delta = 5,8^\circ$ (рис. 2.6, б), що є неприпустимим, а стрибок потужності на генераторі, становить $\Delta P = 428 \text{ кВт}$ (рис. 2.7).

Характерні результати моделювання з урахуванням запропонованого способу наведено на рисунках 2.8, 2.9.

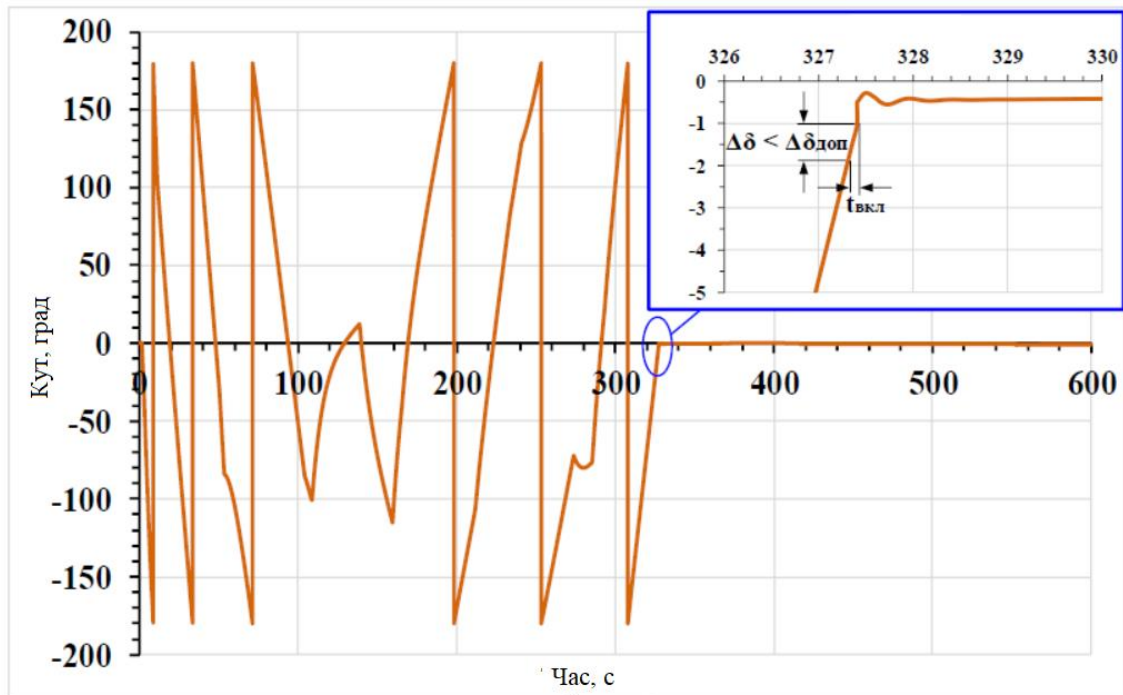


Рисунок 2.8 – Графік зміни взаємного кута під час синхронізації з уловлюванням синхронізму за запропонованим способом (відображення кута в діапазоні $\pm 180^\circ$)

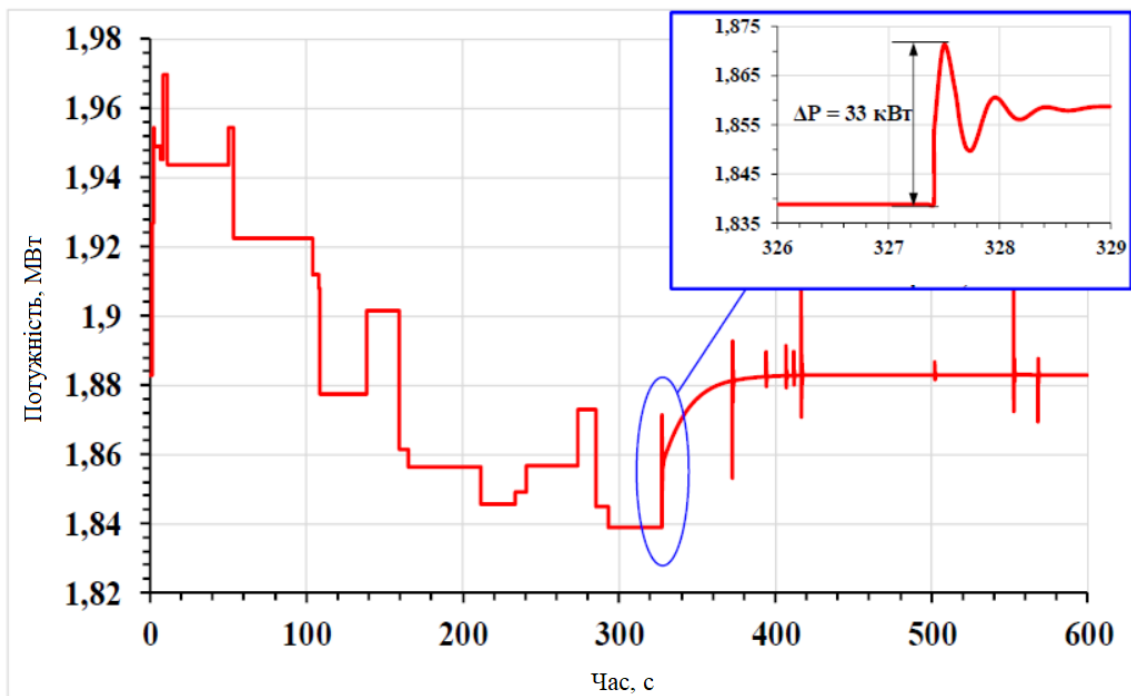


Рисунок 2.9 – Графік зміни потужності генератора під час синхронізації

У наведеному прикладі синхронізації за запропонованим алгоритмом синхронізації MicroGrid почалася при куті $\delta = -1,92^\circ$, а з урахуванням часу увімкнення, підключення на паралельну роботу здійснювалося при куті $\delta = -1,02^\circ$ (рис. 2.8). При цьому, стрибок потужності генератора склав 33 кВт (рис. 2.9).

Запропонований алгоритм синхронізації MicroGrid із зовнішньою мережею досліджувався на тестовій схемі рис. 2.5. За проведеними дослідженнями одержано статистичні дані, що представлені на діаграмі рис. 2.10.

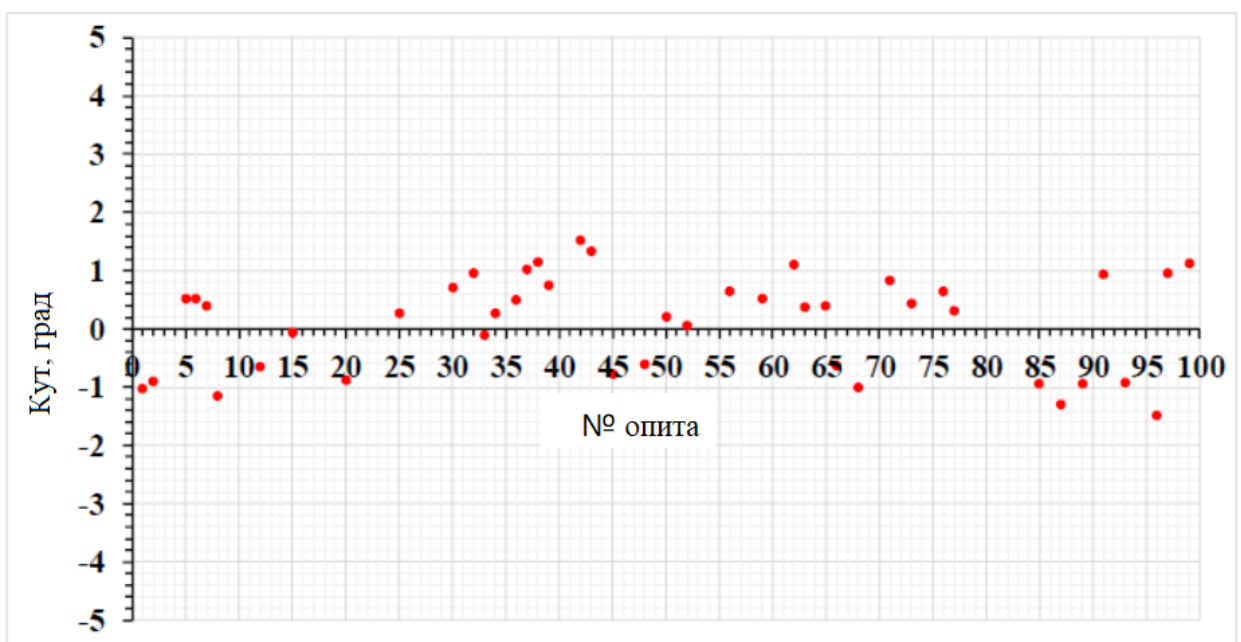


Рисунок 2.10 – Діаграма статистичних даних

За результатами обробки статистичних даних визначено:

- середньостатистичний кут ввімкнення $\delta = -0,83^\circ$ і $\delta = 0,68^\circ$ при негативному та позитивному ковзанні відповідно;
- середньостатистичний час очікування синхронних умов $t = 184$ с.

Таким чином, аналізуючи отримані результати, можна зробити висновок про працездатності запропонованого методу. Спосіб є безпечнішим при синхронізації і дозволяє знизити витрату ресурсу працездатності генеруючого обладнання, що функціонує у складі MicroGrid.

2.4 Реалізація синхронізації MicroGrid із зовнішньою енергосистемою у складі автоматики міні ТЕЦ мікрорайону «Горизонт» м. Харкова

MicroGrid на базі Міні теплоелектроцентралі (ТЕЦ) мікрорайону «Горизонт» розташоване у місті Харкові. Від Міні ТЕЦ здійснюється електро- та тепlopостачання житлового масиву «Горизонт» в прилеглому до ТЕЦ районі.

Міні ТЕЦ включає 5 газо-поршневих установок (ГПУ) фірми Caterpillar G3520C потужністю 2000 кВт кожна. ГПУ працюють у когенераційному режимі. Розподіл продукту – 43% електроенергія, 57% – теплова енергія на опалення та гаряче водопостачання.

Основний вид палива – природний трубний газ. Резервне паливо – дизельне паливо, яке використовується лише на дизельних енергоблоках. У режимах паралельної роботи дизельні енергоблоки не працюють, а включення їх генераторних вимикачів заблоковано.

Характерний добовий графік навантаження представлений на рис. 2.11.

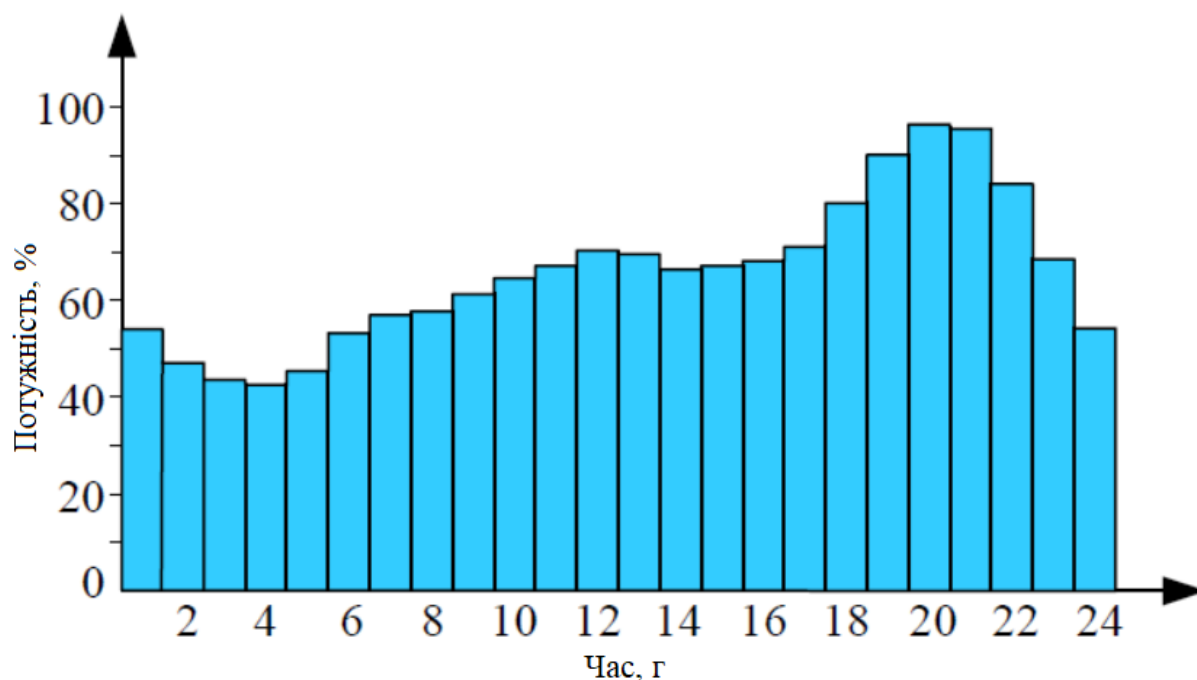


Рисунок 2.11 – Добовий графік навантаження Горизонтовської ТЕЦ

Таблиця 2.1 – Структура електричного навантаження MicroGrid житлового масиву «Горизонт»

1	Комунально-побутове навантаження	70%
2	Промислове навантаження	20%
3	Двигуне навантаження (асинхронні двигуни)	7%
4	Освітлювальне навантаження	3%

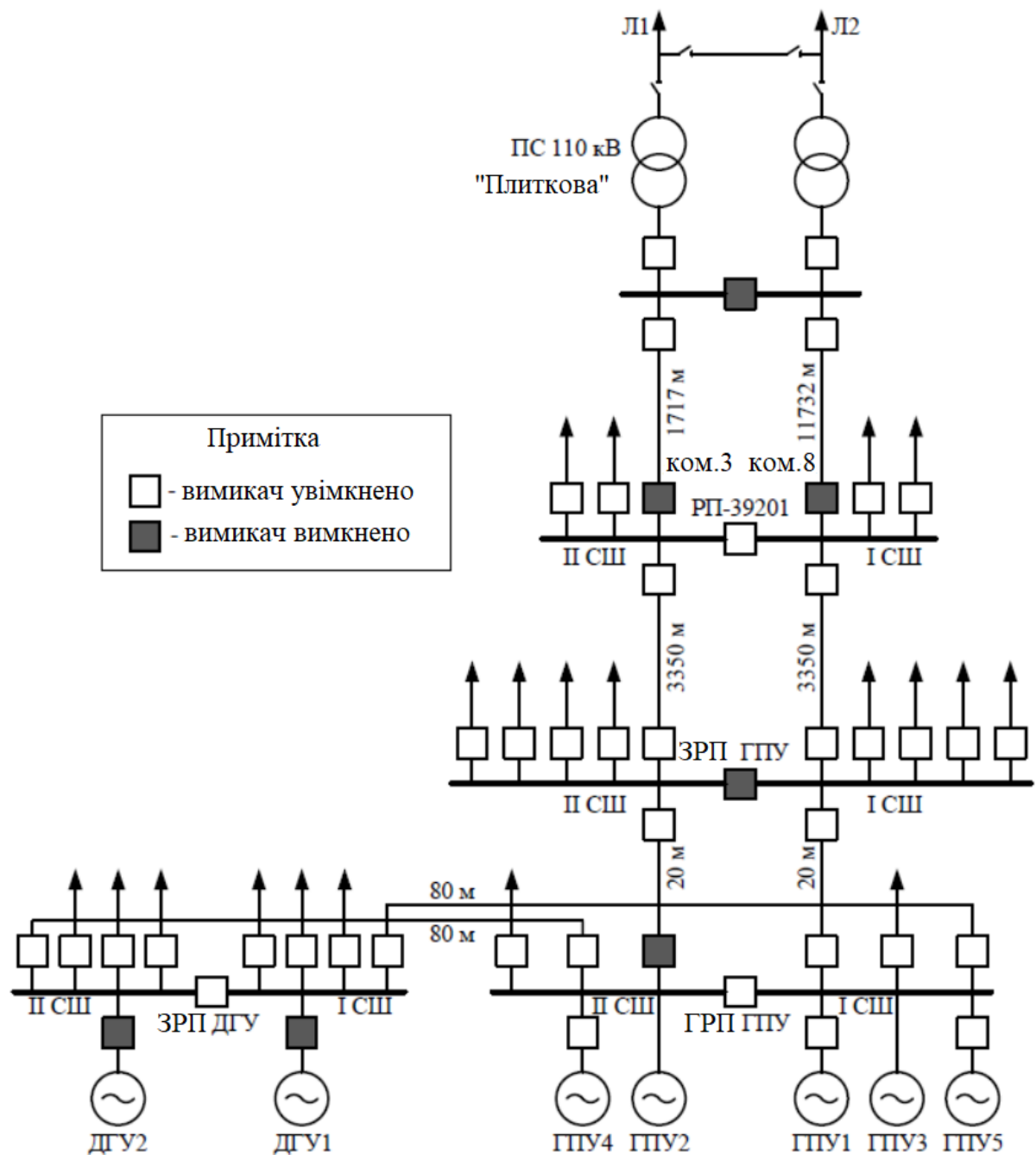


Рисунок 2.12 – Схема видачі потужності Горизонтовської ТЕЦ та приєднання MicroGrid до мережі АТ Харківобленерго

Схема видачі потужності та приєднання MicroGrid до зовнішньої енергосистеми наведена на рис. 2.12. На рис: ДГУ – дизель-генераторна установка; I СШ, II СШ – перша та друга секція шин; ГРУ – генераторний розподільний пристрій; ЗРП – закритий розподільний пристрій; РП – розподільчий пункт.

MicroGrid приєднана до відпайкової ПС 110 кВ «Плиткова» зовнішньої електричної мережі двома кабельними лініями 10 кВ завдовжки 1,4 км. Підстанція є двотрансформаторною, потужність кожної із трансформаторів становить по 16 МВА. Підстанція запитана відпаюванням від ліній 110 кВ. Шини високої та низької сторони підстанції у нормальному режимі розділені. На шинах низької сторони передбачено АВР.

Необхідність виконання вимог та зобов'язань щодо забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів, а також підвищення економічності роботи ТЕЦ за рахунок покращення режимів електростанції призвели до бажання технологічного приєднання MicroGrid «Горизонт» до електричної мережі АТ Харківобленерго через ПС 110 кВ «Плиткова» з режимом паралельної роботи з можливостями видачі надлишкових потужностей в мережу АТ Харківобленерго на основі використання спеціальної системної автоматики управління, що реалізує запропонований алгоритм синхронізації.

У таблиці 2.2 представлені кути включення при імітації синхронізації MicroGrid до мережі АТ Харківобленерго запропонованим методом, одержані при осцилографуванні процесу з фіксацією факту видачі команди на включення вимикача з моменту спрацювання вимикача без його фактичного включення.

Таблиця 2.2 – Зведення результатів фіксації взаємного кута (δ) у процесі експериментів з імітацією включення MicroGrid на паралельну роботу реальних умов роботи

№ опиту	Комірка (вимикач) у перерізі синхронізації	Час, с t = 0 – момент видачі команди на увімкнення, t = 0,1 – максимальна затримка спрацювання вимикача	Взаємний кут (δ), град
1	8	0	1
		0,1	3
2		0	1
		0,1	4
3		0	0
		0,1	0
4		-	-
		0,1	2
5		0	2
		0,1	0
6		0	-
		0,1	1
7	3	0	2
		0,1	2
8		0	2
		0,1	3
9		0	0
		0,1	0
10		0	0
		0,1	1

Слід зазначити, що допустима фактична різниця кутів включення була обґрунтована на об'єкті як $3,6^\circ$. Без використання запропонованого алгоритму синхронізації у 25% випадків кут включення перевищував 5° . З використанням

запропонованого алгоритму перевищення виникло лише в одному з 10 дослідів (10%) із кутом $4,2^\circ$.

На рис. 2.13 представлений процес синхронізації автоматикою включення MicroGrid на паралельну роботу із зовнішньою енергосистемою на віддаленому вимикачі з уловлюванням виконання умов допустимого включення. При цьому, очевидно, синхронізація проводиться в умовах значних стохастичних змін частоти MicroGrid (синій графік). Електростанція MicroGrid регулює частоту та напругу, контролер віддаленого вимикача (РП 39201, ком.8) перевіряє виконання всіх умов синхронізації згідно з алгоритмом (рис. 2.3, 2.4) і дає команду на включення вимикача.

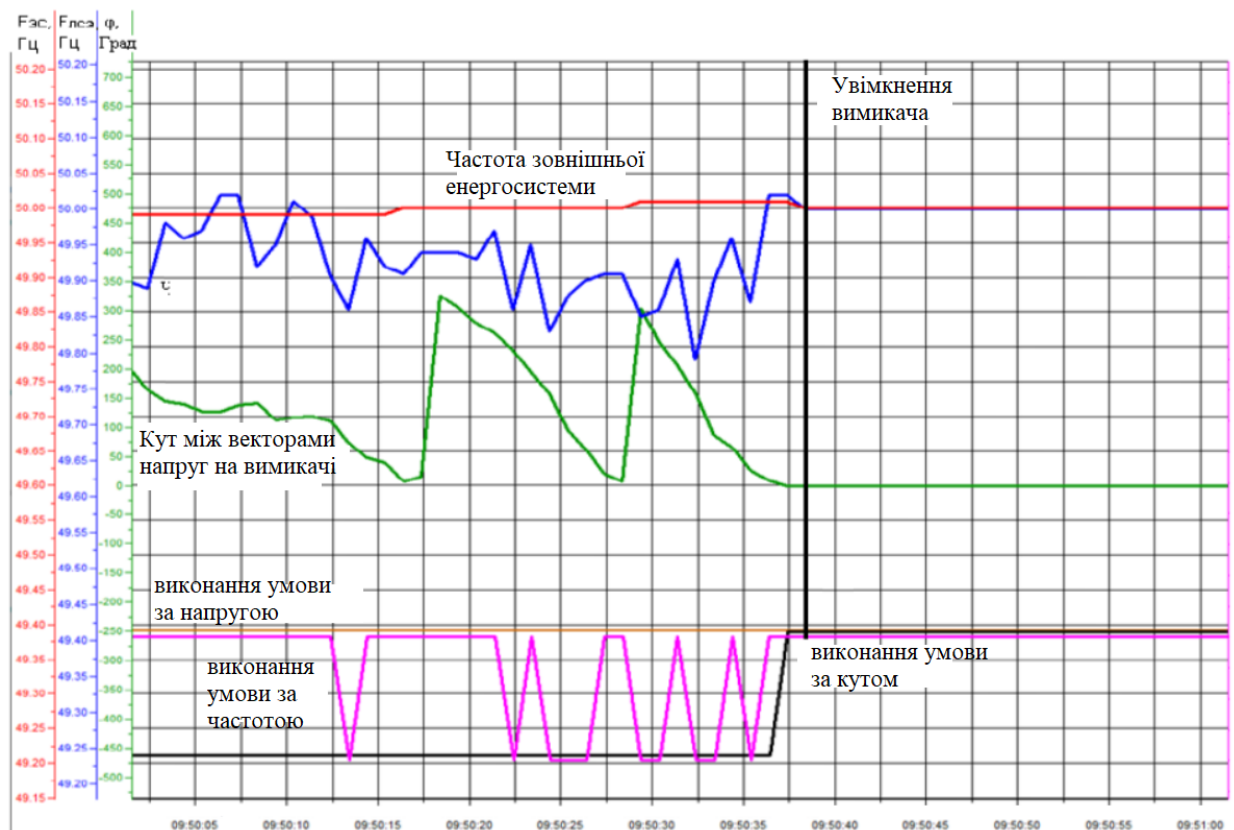


Рисунок 2.13 – Візуалізація синхронізації MicroGrid із зовнішньою мережею (ОЕС України)

Верхня частина рисунка – графіки зміни частоти та взаємного кута напруги при вимірюванні на віддаленому вимикачі (РП 39201, ком.8) з уловлюванням синхронізму. Нижня частина – візуалізація диспетчерського

контролю синхронізації (моніторинг виконання кожної з умов включення вимикача), де представлені бінарні стани виконання умов синхронізації за напругою (коричневий графік), частотою (рожевий графік) та різницею фаз (чорний графік). Умовою допустимості синхронізації за частотою була максимальна різниця частот 0,1 Гц і через стохастичність навантаження видно «брязкіт» виконання цієї умови. Уставка спрацьовування по куту була встановлена 3°. Однак, на графіку видно неспрацьовування видачі команди на включення вимикача кілька разів за його виникнення. Це пояснюється затримками програми уловлювання синхронізму та вимірювання параметрів, цикл якої дорівнює 100 мс.

2.5 Спосіб віддаленої синхронізації та відновлення нормального режиму аварійно розділеної електричної мережі з локальною системою електропостачання

Розглянуті вище способи відносились до синхронізації MicroGrid з потужною зовнішньою мережею централізованого енергопостачання, де частота в системі утримується з високою точністю [4], проте MicroGrid можуть працювати і в складі малої потужності мереж, де частота в нормальних режимах на рівні номінальної утримується значно гірше, а у післяаварійних режимах з поділом активної мережі на частини та з урахуванням роботи протиаварійної автоматики (автоматика обмеження зниження напруги (АОЗН), автоматика обмеження підвищення напруги (АОПН), автоматика обмеження зниження частоти (АОЗЧ), автоматика обмеження підвищення частоти (АОПЧ)) має значні квазіусталені відхилення. При цьому поділ відбувається на віддалених комутаційних апаратах, що робить роботу автоматики на них із уловлюванням синхронізму неефективною. Для вирішення цього завдання в роботі запропоновано і досліджено спеціальний спосіб децентралізованої синхронізації частин мережі, що аварійно або протиаварійно розділилися.

Існує багато способів, згідно з якими здійснюються синхронізація та підключення на паралельну роботу з енергосистемою як одиночних машин, так і частин енергосистеми, що складаються з кількох електростанцій між собою [10, 15 – 17].

До поширених способів можна віднести, наприклад, спосіб синхронізації збудженого синхронного генератора з мережею [18] в якому досягається швидке включення синхронного генератора на паралельну роботу з мережею з малими ударними струмами без регулювання потужності (швидкості) первинного двигуна в процесі розгону. Як впливає з принципу дії, збудження генератора регулюється таким чином, щоб при синхронній швидкості обертання напруга генератора дорівнювала напрузі мережі. У міру розгону генератора напруга на обмотці статора генератора збільшується пропорційно швидкості обертання, і безперервно порівнюється з напругою мережі. Включення генератора в мережу відбувається при наборі номінальної швидкості обертання і в момент, коли мінімум напруги биття стає меншим або рівним 10% номінальної напруги генератора [18].

Крім позитивного ефекту аналізований спосіб має деякі недоліки. Такими є те, що: спосіб застосовується лише у випадку, коли генератор знаходився у відключеному стані; спосіб може застосовуватися для синхронізації генератора з мережею при контролі напруги генератора та збірних шин у місці його включення; спосіб потребує додаткового пристрою для регулювання збудження у процесі розгону.

З метою зниження кидка зрівняльного струму між джерелами при синхронізації також існує спосіб синхронізації та включення на паралельну роботу регульованого статичного джерела змінної напруги та джерела змінної напруги. Спосіб може бути використаний при побудові систем електропостачання або систем гарантованого електроживлення, в яких для досягнення надійності електроживлення та підвищення вихідної потужності базового джерела електричної енергії локальну чи промислову мережу

додатково паралельно включають в загальне навантаження статичне джерело [19].

Статичним джерелом, що регулюється, в цьому випадку може бути перетворювач частоти, автономний інвертор напруги або послідовне включення випрямляча і автономного інвертора напруги, а первинним джерелом енергії для них може бути синхронний генератор зі змінною швидкістю обертання ротора (вітроустановки, малі гідроелектростанції, дизельні установки) або джерело постійної напруги (сонячні панелі, накопичувачі енергії) [19].

При побудові об'єктів MicroGrid і застосуванні в них способу, можна виділити деякі його недоліки. Зокрема, це: неможливість виконання синхронізації частин електричної мережі на віддалених комутаційних апаратах без передачі даних про частоту, модуль та фазу напруги із зовнішнього боку відключеного апарату до пристрою регулювання цих параметрів статичного джерела; необхідність установки перетворювача частоти, інверторів і т.п., що сильно позначається на подорожчанні способу, що розглядається.

До прикладів для здійснення синхронізації частин енергосистеми можна також віднести спосіб синхронізації енергосистеми для відокремленого в аварійному режимі енергорайону [10]. У способі синхронізації частини енергосистеми, що відокремилася, здійснюється шляхом вимірювання різниці частот і фаз векторів напруг та з'єднуються за допомогою вимикача на елементах енергосистеми, відключення частини навантаження в енергорайоні, що відокремився, і включенням вимикача при різниці частот і фаз векторів напруг менш допустимих значень. Також, додатково вимірюються частота і величина генерації в частині енергосистеми, що відокремилася, і за даними параметрами визначається оптимальна величина потужності відключаемого навантаження для здійснення синхронізації. Це дозволяє зменшити час синхронізації і тим самим скоротити час відключення споживачів в аварійних режимах з відділенням частини енергосистеми [10].

Необхідно відзначити, що розглянутий спосіб переважно використовується у великій енергетиці при традиційному централізованому енергопостачанні, а в сучасних інтелектуальних системах такий підхід синхронізації не актуальний. Наприклад, у способі необхідно залучення оперативного персоналу для виконання ручної синхронізації на вимикачах, де відсутні синхронізуючі пристрої, або використання телемеханіки передачі даних про частоту, фазу напруги і команд на включення віддалених комутаційних апаратів. Крім того, у способі увага приділяється тільки частоті, а регулювання напруги під час синхронізації відсутня. Зневага таких важливих аспектів у сучасних енергосистемах, зокрема інтелектуальних, не допускається.

Таким чином, перераховані способи не можуть бути застосовані в інтелектуальних мережах MiniGrid, в яких навантаження споживачів змінюється стохастичним чином.

Також, у таких мережах можливі випадки зависання частоти та напруги на підвищеному чи зниженому рівні. Отже, такі явища можуть призводити до нездійсненності умов синхронізації.

Для досягнення успішної синхронізації у мережах з Mini- та MicroGrid запропоновано новий спосіб віддаленої синхронізації та відновлення нормального режиму аварійно розділеної електричної мережі з генераторами. Призначенням способу є автоматична синхронізація і відновлення нормального режиму паралельної роботи частин електричної мережі, що розділилися, на віддалених комутаційних апаратах без використання передачі даних і команд телекерування ними.

Спосіб передбачає, що після аварійного поділу мережі на апаратах, що відключилися, автоматично запускається контроль умов допустимого включення на паралельну роботу частин мережі, що розділяються ними, в частинах мережі, що відокремилися, системи управління балансами активної і реактивної потужності відновлюють допустимі значення частоти і напруги, і, при необхідності, здійснюють низькочастотне узгодження зміни цих

параметрів у межах допустимих значень. При цьому при виконанні умов допустимого включення на паралельну роботу розділених частин мережі, комутаційні апарати, що зв'язують розділені частини мережі, включаються.

Розглянемо приклад схеми електричної мережі з двома локальними системами електропостачання (ЛСЕ), в якій після її аварійного поділу здійснюється віддалена синхронізація частин, що розділилися (рис. 2.14).

Схема являє собою дві ЛСЕ з можливістю паралельної роботи між собою та із зовнішньою мережею. До складу зовнішньої мережі входять (частина, виділена фіолетовим кольором) навантаження Н1, Н2, живлення яких здійснюється з боку збірної шини 6-10 кВ через головний вимикач В1. ЛСЕ-1 складається (частина, виділена зеленим кольором) з навантажень Н3, та станції з двома генераторами Г1, Г2 з вимикачами В2, В3 та блоку управління БУ1. У ЛСЕ-2 входять (частина, виділена помаранчевим кольором) навантаження Н4 і станція з двома генераторами Г3, Г4 з вимикачами В4, В5 і блоку управління БУ2.

Реклоузери Р1, Р2, Р3 використовуються для поділу та возз'єднання частин мережі. У разі возз'єднання, коли з двох сторін реклоузера є напруга, обов'язковим є виконання умов синхронізації, для чого додатково встановлюються на реклоузерах синхронізатори С1, С2, С3. У цьому випадку синхронізація здійснюється з уловлюванням моменту синхронізму. Слід зазначити, що реклоузери забезпечені АПВ одноразового впливу, тобто при будь-якому спрацьовуванні захисту на відключення в реклоузері передбачено одноразове включення його вимикача. Це необхідно для збереження паралельної роботи частин мережі при КЗ, що проходить (не стійкому).

У разі стійкого КЗ при неуспішній АПВ виставляється заборона наступне включення, очікується усунення обурення силами оперативно-виїзних бригад. Після усунення обурення відновлення електропостачання споживачів здійснюється шляхом подачі напруги на них.

Слід зазначити, що ефективна робота способу досягається при поділі мережі на частини комутаційними апаратами Р1, Р2, Р3 у місцях, щоб сумарна

потужність генераторів ЛСЕ-1 і ЛСЕ-2 була порівнянна з максимальним навантаженням груп споживачів Н3 та Н4 відповідно.

Розглянемо роботу цього методу синхронізації.

Випадки виникнення стійкого КЗ в мережі, аварійного переходу ЛСЕ-1 і ЛСЕ-2 з паралельного в острівний режим

ЛСЕ-1 і ЛСЕ-2 працюють паралельно із зовнішньою електричною мережею (при відключеному Р3). У разі аварійного обурення, наприклад, при КЗ на фідері навантаження Н2, спрацьовує швидкодіючий захист з відключенням реклоузерів Р1, Р2 та поділом мережі, подальшим спрацюванням захисту та відключенням вимикача В1. АПВ одноразової дії з урахуванням відсутності напруги з боку зовнішньої мережі включається повторно з різними затримками часу реклоузери Р1, Р2. Проте, через те, що КЗ стійке реклоузери знову відключаються. Допустимість післяаварійного режиму ЛСЕ-1 і ЛСЕ-2 забезпечується АОЗЧ, АОПЧ, АОЗН, АОПН, а також роботою регуляторів напруги і частоти.

Що стосується утворення незбалансованої (дефіцитної чи надлишкової) частини, так як в ній можуть бути відсутні резерви потужності або вичерпані можливості регулювання регуляторами частоти і напруги, в післяаварійному режимі допускається робота зі зниженими або підвищеними параметрами.

Для відновлення цілісності частин мережі (об'єднання на паралельну роботу ЛСЕ-1 і ЛСЕ-2 через Р3) запускається режим «сканування» виконання умов синхронізації на віддалених комутаційних апаратах з узгодженим управлінням частотою і напругою. Узгоджена (одночасна та пропорційна зміна частоти та напруги щодо номінальних значень) зміна частоти та напруги в різних частинах ЛСЕ-2, у тому числі на реклоузері Р3 створює одночасність виконання умов допустимості взаємного ковзання, різниці модуля та фаз напруг.

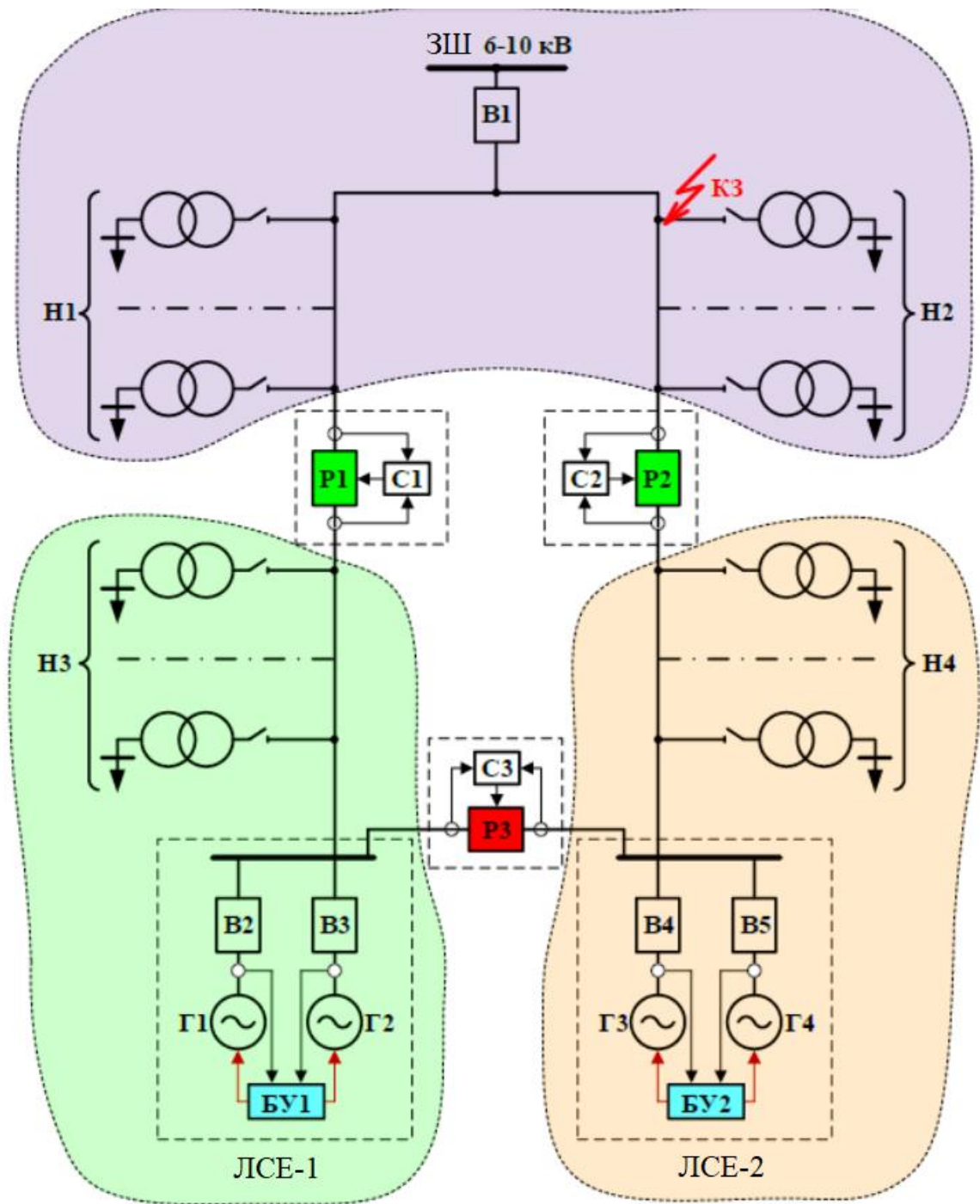


Рисунок 2.14 – Приклад схеми електричної мережі, що містить дві ЛСЕ

На рис. 2.15 такий процес ілюструється для випадку синхронізації збалансованої ЛСЕ-2 з незбалансованою ЛСЕ-1 у післяаварійному режимі.

Для забезпечення здійсненності умов синхронізації на P3 (включення на паралельну роботу ЛСЕ-1 та ЛСЕ-2) на генераторах ЛСЕ-2 блок управління БУ2 запускає (наприклад, протягом 5 хвилин) вторинне узгоджене (одночасна та пропорційна зміна частоти та напруги щодо номінальних значень))

низькочастотне регулювання частоти (за допомогою вторинного регулювання частоти) та напруги (за допомогою вторинного регулювання напруги) у межах допустимих діапазонів їх зміни.

Узгоджена зміна частоти та напруги у різних частинах ЛСЕ-2, у тому числі на реклоузері РЗ створює одночасність виконання умов допустимості взаємного ковзання, різниці модуля та фаз напруг (рис. 2.15).

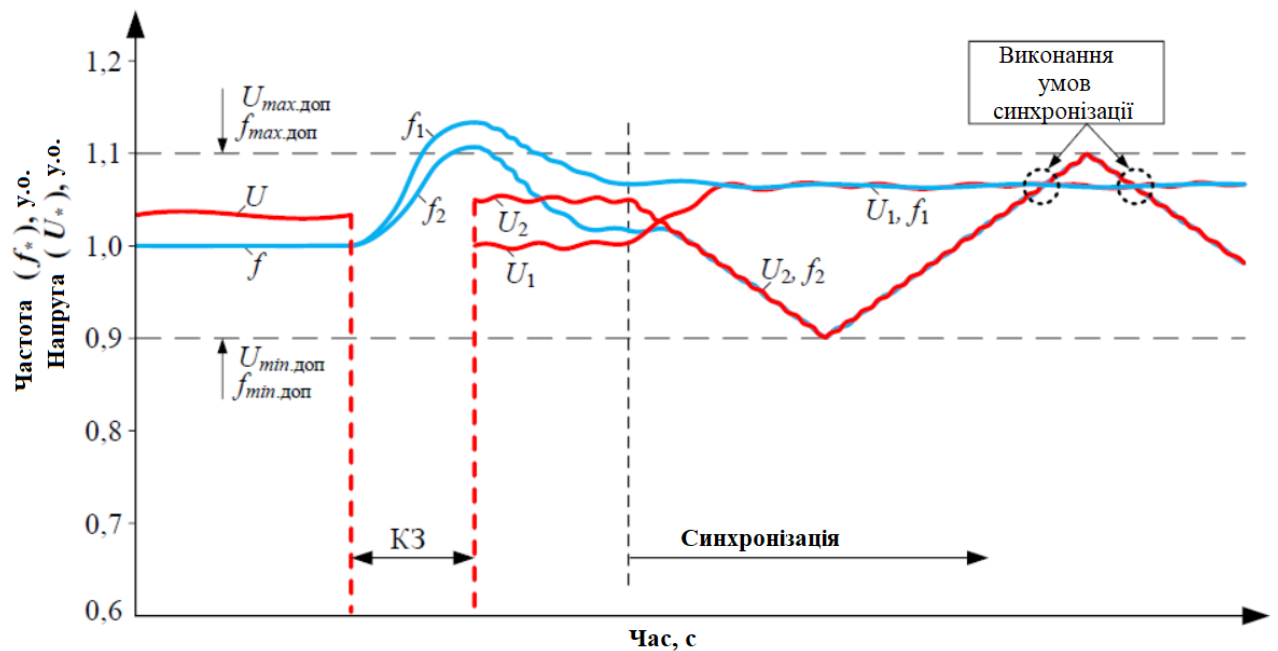


Рисунок 2.15 – Графік процесу створення вторинного узгодженого низькочастотного регулювання частоти та напруги на генераторах ЛСЕ

Так як ЛСЕ-1 не збалансована і її режимні параметри, зокрема частота через неможливість її регулювання зависла на підвищеному рівні, то блоком управління БУ1 здійснюється відповідне відхилення частоти від номінального значення підвищення напруги (рис. 2.15).

Вищеописані дії на обох ЛСЕ призводять до виконання умов синхронізації ЛСЕ-1 і ЛСЕ-2 на реклоузері РЗ, і забезпечують їх успішне включення на паралельну роботу.

Подальше відновлення нормального режиму може відбуватися за такими сценаріями:

Сценарій 1. Відновлення за участю оперативного персоналу

Так як на усунення стійкого КЗ з відновленням мережі оперативно-виїзній бригаді потрібно деякий, заздалегідь невизначений час, то подальше відновлення проводиться за його участю.

Після усунення КЗ та включення вимикача В1 та появи нормальної напруги на Р1 та Р2 оперативний персонал відключає Р3, з блокуванням включення на максимальний час синхронізації, знімає блокування включення Р1 та Р2 та дає команду черговим електростацій ЛСЕ-1 та ЛСЕ-2 на запуск «сканування» синхронізації.

В результаті відбудеться двокрокова синхронізація ЛСЕ-1 та ЛСЕ-2 із зовнішньою мережею при розімкнутому Р3.

Сценарій 2. Автоматичне відновлення

Із затримкою на максимальний нормативний час усунення КЗ оперативним персоналом об'єднаної частини мережі (ЛСЕ-1 з ЛСЕ-2) запускається сканування умов синхронізації. Якщо, при цьому, КЗ було усунено, то при появі напруги на пускових органах реклоузерів Р1, Р2 з двох сторін, синхронізаторів С1, С2 проводиться перевірка виконання умов синхронізації. Одночасне включення двох реклоузерів (Р1, Р2) малоімовірно, тому першим увімкнеться той реклоузер, який раніше виконує умови синхронізації. При цьому стабілізація частоти свідчить про успішне підключення до зовнішньої мережі та стане заборонаю для інших включень, щоб уникнути шунтування зовнішньої мережі. Цілісність мережі буде відновлено, але з іншою схемою комутації.

За фактом зміни реакції ЛСЕ-1 і ЛСЕ-2 на вторинне регулювання швидкості і напруги при змінах частоти і напруги ідентифікується відновлення паралельної роботи частин мережі, що розділилися, припиняється низькочастотне періодичне вторинне регулювання частоти і напруги, регулювання потужності та збудження переводиться БУ1, БУ2 в регулювання обмінного перетікання і косинуса кута.

Таким чином, в даному способі блоки управління комутаційних апаратів, регулятори генераторів частин електричної мережі не взаємодіють між собою, але спільно виконують децентралізовану синхронізацію пристроїв, що генерують, і відновлення їх нормального режиму паралельної роботи з зовнішньою мережею.

2.6 Реалізація алгоритму децентралізованої синхронізації

Після усунення аварійного обурення і відпрацювання протиаварійної автоматики (АОЗН, АОПН, АОПЧ, АОЗЧ) в частинах мережі, що розділилися, з малою генерацією не гарантується дотримання балансу потужності, виникає завдання возз'єднання цих частин в єдину систему при значеннях частоти і напруги, що значно відрізняються від номінальних. Для досягнення успішності синхронізації пропонується спеціальна система керування потужністю енергоблоків та збудженням генераторів.

Умови синхронізації активних частин мережі успішно виконуються під час здійснення певних дій, порядок яких наступний:

- визначається клас балансу потужностей в частинах мережі, що розділилися;
- здійснюється гармонізація частоти і напруги в частинах мережі, що розділилися;
- здійснюється спеціальне управління потужністю і збудженням генераторів в частинах мережі, що збалансовано розділилися, для створення умов синхронізації на віддалених комутаційних апаратах при значних відхиленнях параметрів від номінальних значень. Розглянемо перелічені дії докладніше.

Класи балансу потужностей частин мережі, що розділилися

Щоб здійснити спеціальне управління потужністю і збудженням генераторів, необхідно ідентифікувати, у якому класі балансу потужностей виявилися окремі частини мережі після поділу.

У таблиці 2.3 представлено безліч класів балансу потужностей елементів мережі. Для класів K2-K9 характерно існування таких небалансів потужності, за яких неможливе відновлення режиму з близькими до номінальних параметрами. Під класом K10 розуміється пасивна частина мережі, де споживачі повністю втрачають енергопостачання. У клас K1 входять ті частини мережі, що розпалась, в яких вдається підтримати баланс активної і реактивної потужності.

Таблиця 2.3 – Класи балансу потужностей частин мережі

Позначення класу	Співвідношення генерації та споживання потужності	Режимні параметри мережі після розпаду	
		Частота – f	Напряжение – U
K1	Баланс активної та реактивної потужностей	$f \approx f_{\text{ном}}$	$U \approx U_{\text{ном}}$
K2	Баланс активної та надлишок реактивної	$f \approx f_{\text{ном}}$	$U \gg U_{\text{ном}}$
K3	Баланс активної та дефіцит реактивної потужностей	$f \approx f_{\text{ном}}$	$U \ll U_{\text{ном}}$
K4	Надлишок активної та баланс реактивної	$f \gg f_{\text{ном}}$	$U \approx U_{\text{ном}}$
K5	Дефіцит активної та баланс реактивної потужностей	$f \ll f_{\text{ном}}$	$U \approx U_{\text{ном}}$
K6	Надлишок активної та реактивної потужностей	$f \gg f_{\text{ном}}$	$U \gg U_{\text{ном}}$
K7	Надлишок активної та дефіцит реактивної потужностей	$f \gg f_{\text{ном}}$	$U \ll U_{\text{ном}}$
K8	Дефіцит активної та надлишок реактивної потужностей	$f \ll f_{\text{ном}}$	$U \gg U_{\text{ном}}$
K9	Дефіцит активної та реактивної потужностей	$f \ll f_{\text{ном}}$	$U \ll U_{\text{ном}}$
K10	Відсутність генерації потужності	0	0



Рисунок 2.16 – Блок-схема алгоритму ідентифікації класу балансу потужностей загального виду

Клас кожної автономно працюючої частини мережі визначається на їх же станціях. У свою чергу, на кожній із станцій в системі управління є модуль ідентифікації класу за локальними параметрами (без передачі інформації про режимні параметри з віддалених частин мережі).

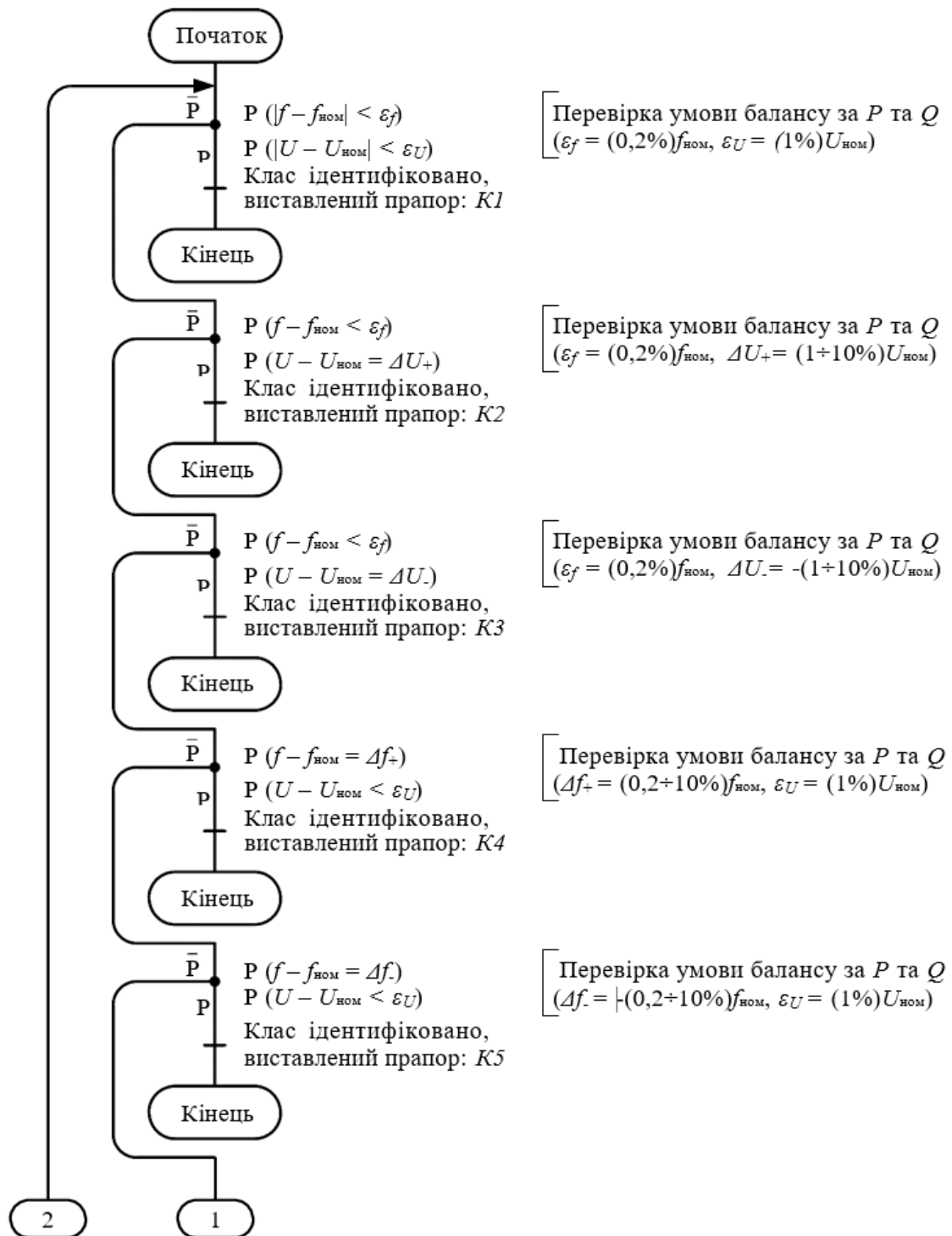


Рисунок 2.17 – Декомпозиція алгоритму визначення класу балансу потужностей (початок)

На рис. 2.16, 2.17 та 2.18 наведено блок-схеми алгоритму ідентифікації класу балансу потужностей розділених частин мережі, представлені за методом ведучої лінії (у загальному вигляді та з урахуванням декомпозиції).

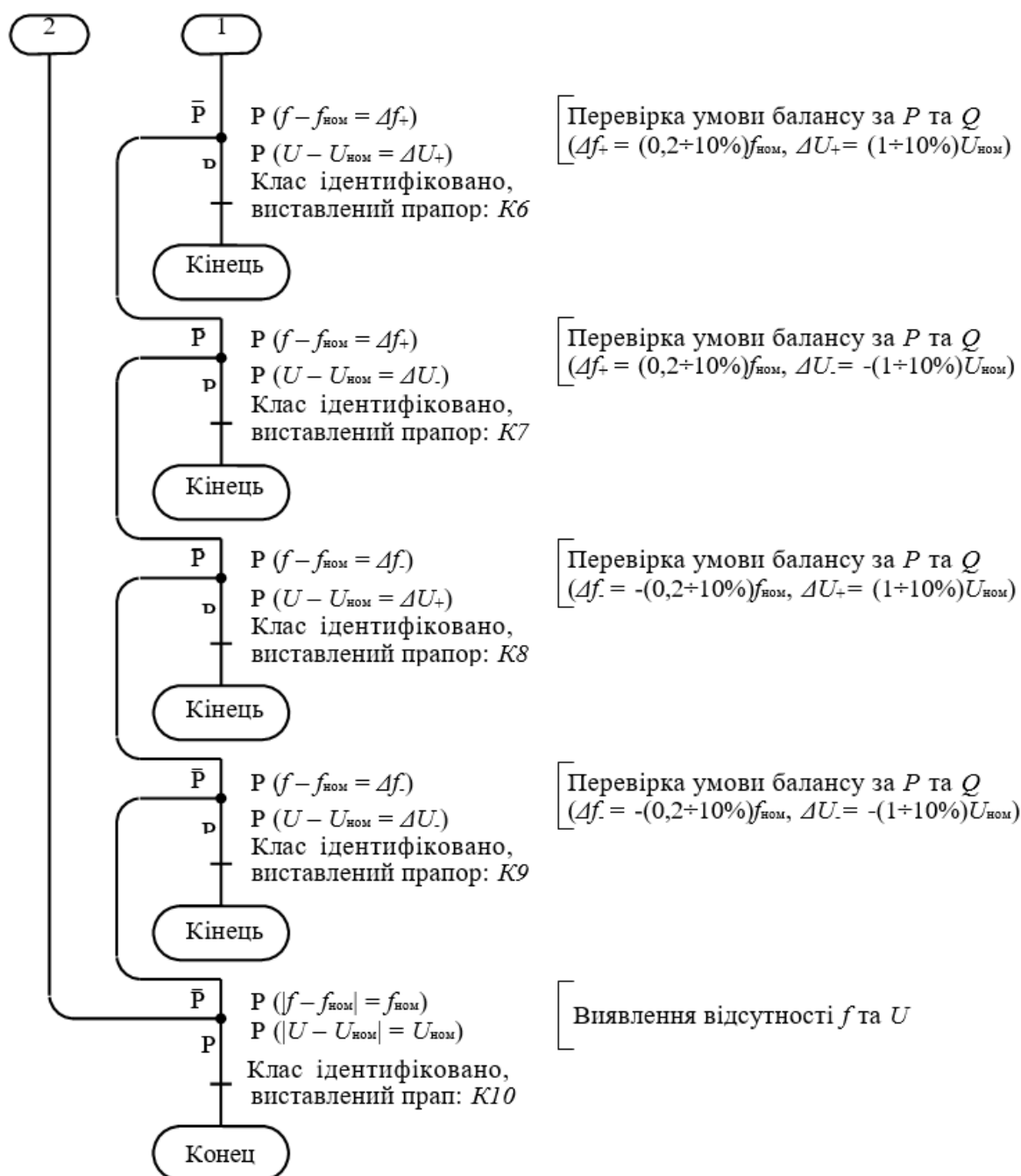


Рисунок 2.18 – Декомпозиція алгоритму визначення класу балансу
потужностей (кінець)

Якщо в мережі, що розпалася присутні різні класи станів (з набору класів таблиці 2.3), то успішність класичної пасивної синхронізації малоімовірна, а активна теж малоімовірна, так як при децентралізованій синхронізації відсутня інформація про значення режимних параметрів у віддалених місцях синхронізації.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

Докладно розглянуто спосіб децентралізованої синхронізації, що забезпечує безпечну синхронізацію, і що дозволяє успішно синхронізувати розділені активні частини мережі. Спосіб передбачає синхронізацію та підключення активних частин мережі між собою або з мережею великої потужності на віддалених комутаційних апаратах без використання передачі даних та команд телекерування ними.

Підтверджено працездатність децентралізованої синхронізації частин мережі з джерелами генерації в якій не використовувалася передача інформації про режимні параметри віддаленої точки синхронізації.

Використання режиму сканування, як із синусоїдальним, так і лінійним законом сканування умов синхронізації, здатне забезпечувати успішну синхронізацію. Таке управління синхронізацією здатне забезпечувати «м'яку» синхронізацію незбалансованих по активній та реактивній потужностям частин мережі, сприяючи підвищенню якості електричної енергії та рівня надійності в електричних мережах з розподіленою малою генерацією, продовженню терміну служби генеруючого обладнання.

ВИСНОВКИ

В енергосистемах малої потужності, що містять у тому числі MicroGrid, неможливо виключити виникнення різних аварійних збурень, як і у великих енергосистемах, що часто призводять до їхнього поділу на частини.

Як правило, розпад мережі на частини відбувається внаслідок спрацьовування протиаварійних автоматик та швидкодіючих мережевих захистів із відключенням комутаційних апаратів.

Синхронізація об'єктів MicroGrid після розпаду скрутна через стохастичний характер зміни навантаження та малої інерційності енергоблоків. З цієї причини, в більшості випадків така синхронізація спричиняє значні зрівняльні в генеруючому обладнанні, що часто призводять до відключення генераторів MicroGrid захистами, скорочення їх терміну служби і навіть ушкодження. До того ж, острівна робота таких об'єктів, як правило, не відповідає вимогам надійності та якості електричної енергії, особливо за частотою.

Існуючі способи та пристрої синхронізації об'єктів з малою генерацією в активних розподільчих електричних мережах недостатньо ефективні, як через недорахування стохастичності параметрів синхронізації та малої інерційності роторів, так і необхідності виконання синхронізації на віддалених комутаційних апаратах в умовах нерозвиненої системи передачі даних про режимні параметри та множини для аварійного та протиаварійного поділів мережі.

Також, після розпаду активної мережі на частини, можливі появи незбалансованих активної та реактивної потужності частин, в яких можливі випадки зависання частоти і напруги на підвищеному або зниженому рівні. Отже, такі явища можуть призводити до нездійсненності умов синхронізації.

Таким чином, розробка способів та алгоритмів децентралізованого управління синхронізацією, відновлення цілісності мережі та її нормального режиму після розпаду на частини без обміну даними між елементами, що

беруть участь у процесі синхронізації, дозволить вирішити завдання, що виникли.

У магістерській роботі вирішено завдання децентралізованої синхронізації частин мережі, де немає засобів зв'язку.

Запропонований та досліджений спосіб віддаленої синхронізації та відновлення нормального режиму аварійно розділеної електричної мережі з генераторами дозволяє успішно синхронізувати MicroGrid з іншими частинами мережі без використання засобів передачі даних, а алгоритми спеціального керування потужністю та збудженням генераторів забезпечують таку синхронізацію. Також, для віддалених комутаційних апаратів запропоновано та досліджено модифікований алгоритм синхронізації, що дозволяє мінімізувати вплив зрівняльних струмів на генератори MicroGrid.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Litwin M., Gopakumar K. Remote Micro-Grid Synchronization Without Measurements at the Point of Common Coupling / M. Litwin, D. Zielinski // IEEE Access. – 2020. – Vol. 8. – P. 212753–212764.
2. Paquette A. Transient droop for improved transient load sharing in microgrids / A. Paquette, D. Divan // 2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE): proc., Pittsburgh, 14-18 September 2014. – Pittsburgh: IEEE, 2014. – P. 84–91.
3. Karimi-Ghartemani M. Universal Integrated Synchronization and Control for Single-Phase DC/AC Converters / M. Karimi-Ghartemani // IEEE Trans. Power Electron. – 2015. – Vol. 30, iss. 3. – P. 1544–1557.
4. Gungor V.C. Opportunities and Challenges of Wireless Sensor Networks in Smart Grid / V.C. Gungor, B. Lu, G.P. Hancke // IEEE Trans. Ind. Electron. – 2010. – Vol. 57, iss. 10. – P. 3557–3564.
5. Sazykin V. Criteria for Optimizing the Place of Reklouser Installation in the 6-10 kV Distribution Network / V. Sazykin, A. Kudryakov, A. Bagmetov // Electrotech. Syst. Complexes. – 2018. – № 1(38). – P. 33–39.
6. Hanmandlu M. Proposing a new advanced control technique for micro hydro power plants / M. Hanmandlu, H. Goyal // Int. J. Electr. Power Energy Syst. Elsevier, – 2008. – Vol. 30, iss. 4. – P. 272–282.
7. Doolla S. Automatic generation control of an isolated small-hydro power plant / S. Doolla, T.S. Bhatti // Electr. Power Syst. Res. Elsevier, – 2006. – Vol. 76, iss. 9–10. – P. 889–896.
8. Doolla S. Load Frequency Control of an Isolated Small-Hydro Power Plant With Reduced Dump Load / S. Doolla, T.S. Bhatti // IEEE Trans. Power Syst. – 2006. – Vol. 21, iss. 4. – P. 1912–1919.
9. Bahrami S. Improving the Transient Performance of the Gas Turbine by Steam Injection during Frequency Dips / S. Bahrami, A. Ghaffari, M. Thern // Energies. – 2013. – Vol. 6, iss. 10. – P. 5283–5296.

10. Suvire G.O. Improving the Integration of Wind Power Generation Into AC Microgrids Using Flywheel Energy Storage / G.O. Suvire, M.G. Molina, P.E. Mercado // IEEE Trans. Smart Grid. – 2012. – Vol. 3, iss. 4. – P. 1945–1954.
11. Abbey C. Supercapacitor Energy Storage for Wind Energy Applications / C. Abbey, G. Joos // IEEE Trans. Ind. Appl. – 2007. – Vol. 43, iss. 3. – P. 769–776.
12. Molina, M.G. Power Flow Stabilization and Control of Microgrid with Wind Generation by Superconducting Magnetic Energy Storage / M.G. Molina, P.E. Mercado // IEEE Trans. Power Electron. – 2011. – Vol. 26, iss. 3. – P. 910–922.
13. Ghulomzoda A. A Novel Approach of Synchronization of Microgrid with a Power System of Limited Capacity / A. Ghulomzoda, M. Safaraliev, P. Matrenin [et al.] // Sustainability. – 2021. – Vol. 13, iss. 24. – Art. 13975
14. Rodriguez-Amenedo J.L. Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines / J.L. Rodriguez-Amenedo, S. Arnalte, J.C. Burgos // IEEE Trans. Energy Convers. – 2002. – Vol. 17, iss. 2. – P. 279–284.
15. Ur Rehman U. Design and implementation of electronic load controller for small hydro power plants / U. Ur Rehman, M. Riaz // 2018 International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET): proc., Sukkur, 03-04 March 2018. – Sukkur: IEEE, 2018. – P. 1–7.
16. Zaidi, A.A. Microgrid automation - a self-configuring approach / A.A. Zaidi, F. Kupzog // 2008 IEEE International Multitopic Conference: proc., Karachi, 23-24 December 2008. – Karachi: IEEE, 2008. – P. 565–570.
17. Smart meters for power grid – Challenges, issues, advantages and status / S.S.S.R. Depuru, L. Wang, V. Devabhaktuni, N. Gudi // 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition: proc., Phoenix, 20-23 March 2011. – Phoenix: IEEE, 2011. – P. 1–7.
18. Galli S. Power Line Communications and the Smart Grid / S. Galli, A. Scaglione, Z. Wang // 2010 First IEEE International Conference on Smart Grid

Communications: proc., Gaithersburg, 04-06 October 2010. – Gaithersburg: IEEE, 2010. – P. 303–308.

19. Niyato D. Machine-to-machine communications for home energy management system in smart grid / D. Niyato, X. Lu, W. Ping // IEEE Commun. Mag. – 2011. – Vol. 49, iss. 4. – P. 53–59.

20. Secondary Control Strategies for Frequency Restoration in Islanded Microgrids With Consideration of Communication Delays / C. Ahumada, R. Cardenas, D. Saez, J. Guerrero // IEEE Trans. Smart Grid. – 2016. – Vol. 7, iss. 3. – P. 1430– 1441.