

УДК 621.316.13

ДОСЛІДЖЕННЯ ПОТОКОРОЗПОДІЛУ В МІКРОМЕРЕЖІ З РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

- ОЛІЙНІЧЕНКО М. Ю. аспірант кафедри електротехніки Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського, Кременчук, Україна, e-mail: oliynichenko@kdu.edu.ua; ORCID: 0000-0001-6651-0175
- БЯЛОБРЖЕСЬКИЙ О.В. канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри електротехніки Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського, Кременчук, Україна, e-mail: bialobrzieski@ukr.net; ORCID: 0000-0003-1669-4580
- ПОСТІЛ А. О. аспірант кафедри електротехніки Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського, Кременчук, Україна, e-mail: artur_postil@kdu.edu.ua; ORCID: 0000-0001-9411-7047

Мета роботи. Оцінка потокорозподілу мікромережі з автономними джерелами для виявлення впливу рівнів потужності на рівень частоти та напруги.

Методи дослідження. Проведений аналіз існуючих досліджень в галузі електроенергетики в частині задач керування потоками потужності мікромереж з автономними генеруючими установками малої та середньої потужності. В результаті аналізу встановлено що актуальним завданням є контроль та керування потоками активної та реактивної потужності в мікромережах для підтримки частоти та діючого значення напруги мікромережі на заданому рівні. Відзначено, що зазначене питання має певну складність зважаючи на нестабільність потоків первинної енергії альтернативних джерел, який може призвести як до дефіциту так і до надлишку енергії. На підставі теоретичних основ електротехніки, з використанням методів та прийомів використовуваних в розрахунках систем електропостачання на підставі структури системи електропостачання невеликого аграрного підприємства створено імітаційну модель з альтернативними джерелами електричної енергії.

Отримані результати. В пакеті візуального програмування Simulink/Matlab побудовано імітаційну модель яка дозволяє провести дослідження розподілу активної та реактивної потужності у вузлах мережі та контролювати зміни частоти та діючого значення напруги в них. В ході дослідження поставлено декілька експериментів з певним розподілом активної та реактивної потужності між споживачами та генеруючими установками в мікромережі за умов паралельної та автономної роботи. В результаті проведення експерименту з відмиканням зовнішньої мережі, змінами рівня навантаження, відзначені більші коливання напруги та перерозподіл реактивної потужності між споживачами і генеруючими установками. Це явище викликано зокрема формування активної та реактивної потужностей у блоці динамічного навантаження, розрахунок в якому пов'язаний з базовим рівнем напруги та частоти.

Наукова новизна. В результаті узагальнення отриманих часових діаграм виявлено, що розрахунок активної та реактивної потужностей, як навантажень так і генеруючих установок необхідно виконувати з урахуванням поточного значення частоти та рівня напруги у вузлі спостереження відносно базових.

Практична цінність. Отримані результати слід приймати до уваги в ході реалізації систем керування автономними джерелами електричної енергії, а саме методів розрахунку поточних контрольованих значень активної та реактивної потужностей.

Ключові слова: активна потужність; реактивна потужність; баланс; частота; напруга..

I. ВСТУП

Зростаюче використання альтернативних джерел джерел електроенергії є важливою складовою в напрямку розвитку сучасної світової енергетики [1]. В Україні в зв'язку з руйнуванням вузлових підстанцій високої напруги системи електропостачання спостерігається зріст інтересу до будівництва розосереджених джерел генерації електроенергії на основі альтернативних джерел енергії [2].

Тим часом насичення розподільних мереж

альтернативними джерелами електроенергії потребує вирішення низки проблем, які виникають через непостійність і не передбачуваність рівня генерації зазначених джерел внаслідок зміни умов роботи вітрової енергетичної установки, або зміни рівня генерації сонячної електростанції, що спричиняє неконтрольовану зміну генерації в мікромережі. Зміна рівня генерації потужності в автономному режимі роботи мікромережі спричиняє зміну частоти, рівня балансу активної та реактивної потужностей, що потребує окремого контролю та керування для

підтримки необхідного рівня балансу активної та реактивної потужностей.

II. АНАЛІЗ ДОСЛІДЖЕНЬ І ПУБЛІКАЦІЙ

В роботі [3] контролюється зміна частоти мережі в автономній роботі мікромережі, що досягається використанням системи зберігання енергії, яка підтримує балансу активної потужності. Зазначено, що пікове відхилення частоти в пропонованому рішенні не перевищує 0,07 Гц. Питання використання систем зберігання енергії розвивається в роботі [4]. Основну увагу приділяють оптимальній ємності системи зберігання енергії для покриття пікових навантажень при зменшеній генерації та накопичуванні при пониженому споживанні енергії. Увага також приділяється контролю частотно-реактивної генерації потужності, або споживання системи зберігання енергії для підтримання балансу потужностей в мікромережі [5].

Керування зміною частоти мікромережі в автономному режимі досліджується в роботі [6], де застосовується ПІ-контролер з нейромережним алгоритмом для регулювання генерації енергії синхронного генератора. Використання штучних нейронних мереж у ПІ-контролері для врахування нелінійних факторів мікромережі та оптимального керування генерацією синхронного двигуна [7] дозволяє суттєво підвищити якість процесу генерації, але при цьому автори розглядають систему з одною генеруючою установкою.

Питання керування активною потужністю синхронного двигуна розвивається в роботах [8] та [9], де застосовуються ПІ-контролери з алгоритмами Mayfly та Коати відповідно. Окрему увагу приділено керуванню генерацією реактивної потужності машиною, що здійснюється адаптивним ПІ-контролером на основі оцінки параметрів кожної гілки мікромережі [10].

Керування активною потужністю вітрової енергоустановки на основі алгоритму оптимізації «польоту комарів», що спрямоване на мінімізацію частотних коливань у мікромережі, аналізується в роботі [11]. Увага також приділяється керуванню мікромережею з сонячною панеллю та системою зберігання енергії, які підключені до інвертора для регулювання активної та реактивної потужності за оптимальним алгоритмом [12].

Деякі дослідники визначають зв'язок рівняння прямого спаду реактивної потужності від напруги, та активної потужності від частоти [13], при цьому відзначають необхідність покращення співвідношенням X/R , так як для мережі з високим співвідношенням X/R посилюється зв'язок між активною та реактивною потужністю. В роботі [14] розглядається покращений метод який використовує термін компенсації для мінімізації внутрішньої помилки розподілу реактивної потужності без будь

якої потреби в обміні інформації між блоками генерації. Пропонується проста система компенсації для ефективного виявлення зміни навантаження в ізольованій мікромережі.

З аналізу наведених робіт випливає, що проблема пов'язана з балансом активної та реактивної потужності в мережі відома і автори розглядають різні варіанти генеруючих установок і варіанти керування генерацією в мікромережі різними алгоритмами. Як вкрай актуальне завдання для мікромереж розглядаються задачі регулювання активної та реактивної потужностей у зв'язку із рівнями частоти та напруги.

III. МЕТА РОБОТИ

Оцінка режимів поточкорозподілу мікромережі з розосередженими джерелами для виявлення впливу рівнів потужності на рівень частоти та напруги.

IV. ВИКЛАДЕННЯ ОСНОВНОГУ МАТЕРІАЛУ І АНАЛІЗ ОТРИМАННИХ РЕЗУЛЬТАТІВ

Для досягнення зазначеної мети обмежимо структуру мікромережі з альтернативними джерелами енергії, такими як сонячна електростанція, вітрова енергетична установка, дизельний генераторна установка та система зберігання енергії. У якості прикладу розглянемо електротехнічний комплекс птахофабрики. Птахофабрика складається з наступних об'єктів: 1) пташник на 36000 кур; 2) 3) пташники на 4160 кур; 4) зерносклад; 5) яйцесклад; 6) офіс; 7) магазин. Необхідно спочатку провести розрахунок електричних навантажень об'єкту. Основні ймовірні навантаження на птахофабриці зведені в таблицю 1.

Таблиця 1. Зведені ймовірні потужності об'єктів розташованих на птахофабриці

Шифр	Назва об'єкту	$P_{дв}$ кВт	cosφ
CF1	Пташник 36000 кур	120	0,75
CF2	Пташник 4160 кур	20	0,75
CF3	Пташник 4160 кур	20	0,75
GW4	Зерносклад	5	0,7
EW5	Яйцесклад	10	0,7
OE	Офіс	15	0,85
MT	Магазин	2	0,85
LH	Вуличне освітлення	0	0,55

Розраховано повну, та реактивну потужність гілок навантаження з врахуванням параметрів дротів лінії, а саме активного та реактивного опору з падінням напруги на лінії. Отримані результати зведено в таблиці 2

Таблиця 2. Параметри гілок навантаження

Ділянка мережі	S, кВА	P, кВт	Q, кВАр	cosφ	l, км	r _{лф} , Ом	x _{лф} , Ом	ΔU, %
Гілка 1								
0-1	160	120	105,83	0,75	0,054	0,032	0,019	4,05
Гілка 2								
0-2	27,39	20	18,725	0,73	0,0214	0,024	0,0075	0,33
2-3	26,6	20	17,63	0,75	0,045	0,051	0,016	0,89
2-4	14,28	10	10,2	0,7	0,0533	0,061	0,018	0,71
4-5	7,1	5	5,1	0,7	0,0627	0,071	0,022	0,32
Гілка 3								
0-6	25,31	20	15,52	0,79	0,0567	0,065	0,02	1,6
6-7	26,6	20	17,63	0,75	0,0333	0,066	0,011	0,66
6-8	17,64	15	9,29	0,85	0,052	0,059	0,018	0,76
8-9	2,35	2	1,23	0,85	0,057	0,065	0,02	0,1

Характерною особливістю встановленого режиму роботи мікромережі є одночасність процесів генерації та споживання однієї і тієї ж кількості потужностей. У будь-який момент встановленого режиму роботи мікромережі загальна потужність, вироблена генеруючими установками, рівна загальній споживаній потужності в цей же момент часу. Таке співвідношення виробленої та споживаної потужності називається балансом активної потужності [15].

Рівняння балансу активної потужності для мікромережі має вигляд

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_{Г} = \sum P_{Н} + \Delta P_{\Sigma} \quad (1)$$

де $\sum P_{Г}$ - загальна генерована активна потужність в мікромережу, з урахуванням активної потужності, отриманої з сусідніх мікромереж; $\sum P_{Н}$ - загальна потужність споживачів в мікромережі, з урахуванням активної потужності, яка передається в сусідню мікромережу; ΔP_{Σ} - загальні втрати активної потужності;

Величина загальної активної потужності споживачів при експлуатаційних розрахунках визначається підсумком максимальних потужностей вузлів навантажень з врахуванням коефіцієнту різночасності максимумів.

При проектуванні мікромережі з альтернативними джерелами енергії величина загальної активної потужності є не постійною і ріст навантажень в мікромережі не передбачається. Можливо поділити режими роботи мікромережі на 3 випадки:

1) якщо споживання мікромережі здійснюється з зовнішньої мережі зазвичай не виникає проблем з балансуванням активної потужності, частота в мікромережі незмінна;

2) якщо в мікромережі знаходяться генеруючі установки і зовнішня мережа підключена паралельно,

то в такому випадку також існує можливість виникнення небалансу потужностей, але малоімовірна, тому що зовнішня мережа може як споживати надлишок згенерованої потужності так і покрити дефіцит потужності, частота в мікромережі також незмінна;

3) якщо мікромережа працює автономно то з умовою забезпечення балансу потужностей частота мікромережі залишається стабільною і визначається режимами машин та перетворювачів. Будь-яке відхилення у виробництві або споживанні енергії викликає зміни частоти мікромережі, що вимагає регулювання як генерації так і споживання потужності для стабілізації зазначеного параметру. Для виконання балансу потужностей раціонально зменшити генерацію, або припинити її. Якщо вимкати генеруючу установку не можливо, то надлишок енергії можна направити до системи зберігання енергії.

Баланс реактивної потужності. Іншою характерною особливістю встановленого режиму роботи мікромережі є одночасність процесів генерації і споживання потужності. Відповідно в встановленому режимі роботи мікромережі в кожен момент часу виконується баланс як активної так і реактивної потужності.

За аналогією з рівнем балансу активної потужності діє баланс реактивної:

$$\sum Q_{\Pi} = \sum Q_{Г} = \sum Q_{Н} + \Delta Q_{\Sigma} \quad (2)$$

де $\sum Q_{Г}$ - загальна генерована реактивна потужність в мікромережі, з урахуванням активної потужності, отриману з сусідніх мікромереж; $\sum Q_{Н}$ - загальна потужність споживачів в мікромережі, з урахуванням реактивної потужності яка передається в сусідню мікромережу; ΔQ_{Σ} - загальні втрати реактивної потужності.

Генерація реактивної потужності відбувається не тільки генераторами, а може й спеціально

встановленими в мікромережі джерелами реактивної потужності такими як компенсуючі пристрої. До компенсуючих пристроїв входять: конденсаторні батареї; реактори; синхронні компенсатори; синхронні генератори; активні фільтри або інвертори які встановлені на генеруючих установках, за умов наявності таких функціональних можливостей в силовій частині та системі керування. Тоді рівняння балансу реактивної потужності буде в наступному виді:

$$\sum Q_{\Pi} = \sum Q_{EC} + \sum Q_K = \sum Q_H + \Delta Q_{\Sigma} \quad (3)$$

де $\sum Q_{EC}$ - загальна реактивна потужність, генерована генераторами, враховуючи реактивну потужність споживану з загальної мережі; $\sum Q_K$ - загальна реактивна потужність компенсуючого пристрою.

Баланс реактивної потужності розраховується зазвичай для режиму з найбільшим навантаженням. Реактивна потужність, що виробляється генераторами мікромережі визначається їх навантаженням активною потужністю та коефіцієнтом потужності, номінальне значення якого становить 0,8...0,9. Генератори є основними джерелами реактивної потужності та виробляють близько 60% необхідної в мікромережі реактивної потужності.

В мікромережі, що розглядається пропонуються наступні типи генеруючих установок: сонячна електростанція; інверторно акумуляторна система зберігання енергії; дизельний генератор на базі синхронної машини; вітрова енергетична установка на базі асинхронного генератора з подвійним живленням.

В структурі споживачів птахофабрики застосовуються асинхронні двигуни. Тому розглянемо порядок визначення активної та реактивної потужності на прикладі схеми заміщення (рис.1) для асинхронного двигуна з [16]:

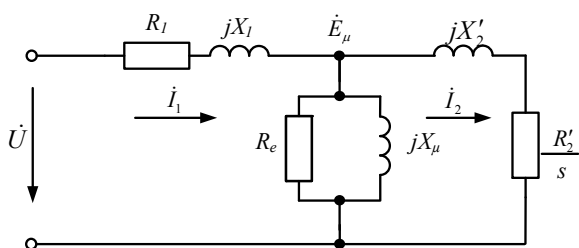


Рисунок 1. Схема заміщення асинхронного двигуна

Визначаємо активну потужність фази схеми заміщення асинхронного двигуна:

$$P_s = P_{R_1} + P'_{R_2} + P_{R_{\mu}} \quad (4)$$

Активна потужність статора, ротора, магнітного кола схеми заміщення асинхронного двигуна:

$$P_{R_1} = I_1^2 \cdot R_1, P_{R'_2} = I_2'^2 \cdot \frac{R'_2}{s}, P_{R_{\mu}} = \frac{E_{\mu}^2}{R_{\mu}}, \quad (5)$$

де R_1 - активний опір обмотки статора; R'_2 - приведений активний опір обмотки ротора; s - ковзання; R_{μ} - еквівалентний активний опір магнітного кола; I_1 - діюче значення струму статора; I'_2 - діюче значення приведенного до статора струму ротора; E_{μ} - діюче значення ЕРС, індукована в колі намагнічування.

Визначаємо реактивну потужність кіл схеми заміщення асинхронного двигуна:

$$Q_s = Q_{X_1} + Q'_{X_2} + Q_{X_{\mu}}, \quad (6)$$

Реактивна потужність статора, ротора, магнітного кола схеми заміщення асинхронного двигуна:

$$Q_{X_1} = I_1^2 \cdot X_1, Q_{X'_2} = I_2'^2 \cdot X'_2, Q_{X_{\mu}} = \frac{E_{\mu}^2}{X_{\mu}} \quad (7)$$

де X_1 - реактивний опір обмотки статора; X'_2 - приведений реактивний опір обмотки ротора; X_{μ} - еквівалентний реактивний опір магнітного кола.

Так як головною різницею між асинхронним двигуном та асинхронним генератором є те, що ковзання для генераторного режиму приймається $s < 0$ [16]. Наведений розрахунок потужностей для асинхронного генератора буде аналогічним.

Для вітро енергетичної установки можливий альтернативний варіант такий як синхронного генератор. В цій роботі синхронний генератор розглядається в парі з дизельним двигуном та вітроенергетичною установкою. Тому також потрібно визначити параметри режиму регулювання активної та реактивної потужностей з урахуванням схем заміщення. Розглянемо питання регулювання збудження синхронної машини [17].

Регулювання напруги й реактивної потужності є важливим як з технічної, так і з економічної точки зору, оскільки воно враховує особливості процесів генерації та розподілу електроенергії. Рівень напруги, який задається збудженням синхронних генераторів, відрізняється за величиною та фазою в різних точках енергосистеми. Ця різниця напруг є ключовим фактором для забезпечення передачі електроенергії. Напруга \dot{U}_L , на початку лінії мікромережі (рис. 2),

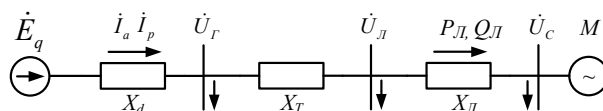


Рисунок 2. Схема передачі електроенергії в мікромережі з синхронним генератором

яка формується генераторними установками, не

збігається з напругою \dot{U}_c у вузлах системи мікромережі, і ця невідповідність $\Delta\dot{U}$ залежить від активної P_L та реактивної Q_L потужностей, що передаються через лінію.

Регулювання напруги та реактивної потужності забезпечується регулюванням збудження синхронних генераторів. Струм збудження генератора визначає його ЕРС, напругу генератора та напругу лінії які зв'язані між собою співвідношенням напруги у вузлі. Формула напруги у вузлі навантаження \dot{U}_L :

$$\begin{aligned}\dot{U}_L &= \dot{U}_c + \Delta\dot{U} = \dot{U}_c + \frac{Q_L}{U_c X_L} + j \frac{P_L}{U_c X_L} = \\ &= U_c + \dot{I}_p X_L + j \dot{I}_a X_L\end{aligned}\quad (8)$$

де X_T - реактивний опір трансформатора; X_L - реактивний опір лінії передачі.

Формула для активної потужності синхронного генератора:

$$P = \frac{U_L U_c}{X_L} \sin \delta_L;\quad (9)$$

де δ - кут між векторами ЕРС та напругою генератора $\delta = (\vec{E}_q, \vec{U}_c)$.

При відсутності регулювання збудження ЕРС $E_q = \text{const}$. Реактивна потужність генератора:

$$Q_G = Q_{E_q} \frac{E_q U_c}{X_d + X_c} \cos \delta - \frac{U_c^2}{X_d + X_c}\quad (10)$$

де $X_c = X_T + X_L$ - реактивний опір системи.

Активна потужність генератора визначається статичною характеристикою яка показує залежність активної потужності від кута навантаження δ .

Активна потужність на стороні вищої напруги, визначають з виразу:

$$P_G = P_{E_q} = \frac{E_q U_c}{X_d + X_c} \sin \delta,\quad (11)$$

Активній потужності відповідає певна реактивна потужність. При допущенні $Q_G = Q_L$ напруги U_c , можливо отримати залежність $Q_G = f(P_G)$. Для кута $\delta = \frac{\pi}{2}$ така залежність являє собою рівняння повної потужності:

$$\left(Q_G - U_G^2 \frac{X_d - X_c}{2X_d X_c} \right)^2 + P_G^2 = \left(U_G^2 \frac{X_d + X_c}{2X_d X_c} \right)^2,\quad (12)$$

При автоматичному регулюванні, що забезпечує незмінність потокозчеплення обмотки збудження, вважається незмінною перехідна ЕРС генератора $E' = \text{const}$. Активна потужність при цьому:

$$P_{E'} = \frac{E' U_c \sin \delta}{(X'_d + X_c)} - \frac{U_c^2 (X_d - X'_d) \sin 2\delta}{2(X'_d + X_c)(X'_d + X_c)},\quad (13)$$

$$P_{U_r} = \frac{U_r U_c}{X_c} \sin 2\delta - \frac{U_c^2 (X_d - X'_d)}{2(X'_d + X_c)(X'_d + X_c)} \sin 2\delta,\quad (14)$$

На основі визначених раніше даних для дослідження розподілу активної та реактивної потужності в гібридній мікромережі на основі електротехнічного комплексу птахофабрики з використанням відомих підсистем розроблено модель (рис 3) [18]. Модель складається з блоку мережі (Grid) номінального потужністю $S = 850$ кВА та напругою $U=10$ кВ і частотою мережі $f=50$ Гц; трансформатора (TR) з номінальною потужністю $S=250$ кВА, вищою напругою $U_1=10$ кВ та нижчою напругою $U_2=400$ В; вимикача (BR); активного та реактивного опору дротів першої гілки споживачів (0-1) параметри дротів вказані в таблиці 2; пташник (CF1) з номінальною активною потужністю $P=120$ кВт та реактивною потужністю $Q=105,83$ кВАр, номінальною напругою $U=400$ В.; дизельного генератора (DG) з номінальною генерованою потужністю $P=50$ кВт та номінальною напругою $U=400$ В; системи збереження енергії (ES) з номінальною генерованою потужністю $P=100$ кВт та номінальною напругою $U=400$ В. Активного та індуктивного опору дротів другої гілки споживачів (0-2), підсистема якої наведена на рис. 4 (ВН 2), яка містить активні та реактивні опори дротів (2-3, 2-4, 4-5), які ведуть до пташника (CF2) з номінальною активною потужністю $P=20$ кВт та $Q=17,63$ кВАр, напругою $U=400$ В; яйцескладу (EW) з номінальною активною потужністю $P=10$ кВт та реактивною потужністю $Q=10,2$ кВАр, напругою $U=400$ В; зернокладу (GW) з номінальною активною потужністю $P=5$ кВт та реактивною потужністю $Q=5,1$ кВАр, напругою $U=400$ В. До лінії приєднано генеруючу вітрову енергоустановку (WT) з номінальною генерованою активною потужністю $P=50$ кВт та напругою $U=400$ В, з урахуванням активного опору та реактивного опору дротів до вітрової енергетичної установки (WW). Опору дротів третьої гілки споживачів (0-6) підсистема якої (ВН 3) наведено на рис.5, яка містить активні та реактивні опори дротів ділянок (6-7, 6-8, 8-9), які ведуть до пташника (CF3) з номінальною активною потужністю $P=20$ кВт та реактивною потужністю $Q=17,63$ кВАр, напругою $U=400$ В; офісу (OE) з номінальною активною потужністю $P=15$ кВт та реактивною потужністю $Q=9,29$ кВАр, напругою $U=400$ В, магазину (MT) з номінальною активною потужністю $P=2$ кВт та реактивною потужністю $Q=1,23$ кВАр, напругою $U=400$ В. До лінії приєднано генеруючу сонячну установку (SA) з номінальною генерованою потужністю $P=120$ кВт та напругою $U=400$ В, та вуличним освітленням птахофабрики (LT 500 W). Для керування споживанням та генерацією енергії використовуються блоки будови сигналу (Signal Builder) для дискретної зміни в часі блоки одиничної східчастої дії (Step).

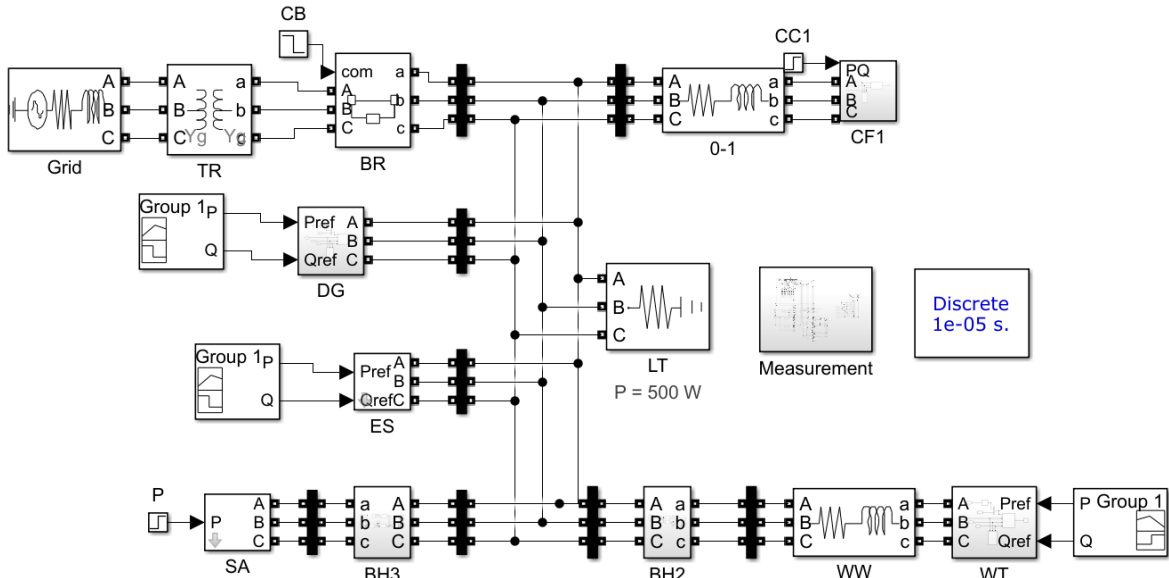


Рисунок 3. Гібридна мікромережа з паралельним під'єднанням до зовнішньої мережі

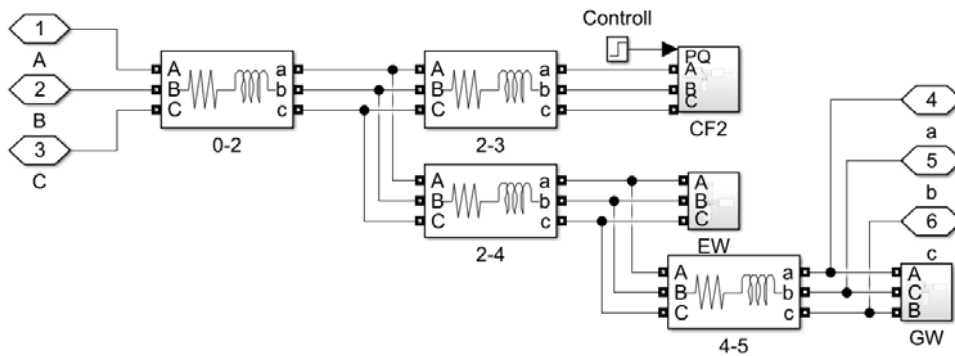


Рисунок 4. Підсистема гілки споживачів 2 (ВН 2)

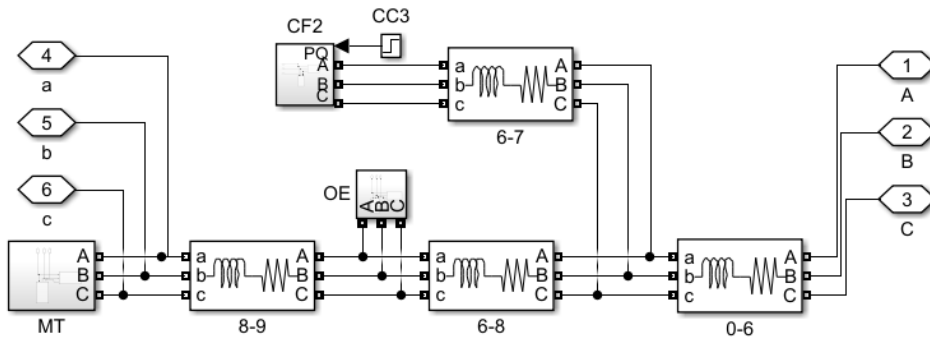
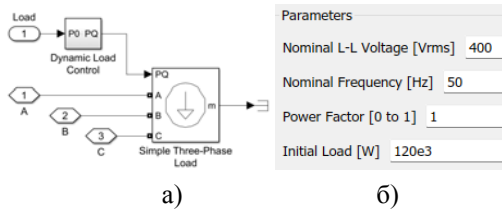


Рисунок 5. Підсистема гілки споживачів 3 (ВН 3)

В моделі використовуються блоки для формування заданого значення і регулювання активної та реактивної потужності в мікромережі. Така підсистема наведена на рисунку 6, а, на рисунку 6, б відображені параметри за якими блок виконує розрахунки струмів на підставі активної та реактивної потужностей. Номінальна напруга $V_{rms}=400$ В,

частота мережі $f=50$ Гц, коефіцієнт потужності $Power\ Factor=1$, початкове значення потужності яке блок буде формувати в початковий момент часу розрахунку $Initial\ Load=120$ кВт.

Для дослідження змін частоти та діючого значення напруги зі струмом в мікромережі виконаємо серію експериментів.



а)

б)

Рисунок 6. Блок формування активної та реактивної потужності: а) підсистема б) параметри налаштування блоку

Експеримент сформуємо для паралельної роботи із зовнішньою мережею та автономної роботи. Прийемо до уваги ймовірну зміну навантаження, а також зміни генерації джерел, які використовують природні первинні джерела енергії: енергію вітру та енергію сонця. Окрім того будемо враховувати, що деякі джерела, які використовують інверторно/випрямні перетворювачі здатні також забезпечити реактивну потужність як ємнісного так і індуктивного характеру.

Експеримент формуємо наступним чином: експеримент проводиться при мінімальному споживанні потужностей споживачами ($P_{BH1}=20$ кВт; $P_{BH2}=17$ кВт; $P_{BH3}=19$ кВт) та відімкненні мікромережі, на 0.3 с. з генеруючих установок працює лише сонячна електростанція, дизельний генератор та вітрова енергетична установка відімкненні, системи зберігання енергії споживають надлишок активної потужності $P_{ES}=39037$ Вт, та відбувається генерація реактивної потужності інвертором системи зберігання

$Q_{ES}=3359$. На 0.6 с споживачі збільшують споживання до максимального рівня ($P_{BH1}=120$ кВт; $P_{BH2}=35$ кВт; $P_{BH3}=37$ кВт) та вмикаються генеруючі установки, а саме дизельний генератор, вітрова енергетична установка, системи зберігання споживають надлишок активної потужності $P_{ES}=4000$ та відбувається генерація реактивної потужності $Q_{ES}=5400$ інвертором системи зберігання енецргії.

В ході експеримента (рис. 7 - 11) після 0.3 с спостерігається поступове збільшення частоти мікромережі але після збільшення споживання на 0.6 с відбувається поступове зниження (рис. 7). Середньоквадратичний струм в вузлах навантаження та генеруючих установках після відімкнення мережі знижується і має незначні коливання (рис. 8,б; рис. 10,б), але після збільшення навантаження зростає і значно збільшується коливання струму. Також спостерігається різний рівень напруги на генеруючих установках (рис. 10,а), рівень напруги на лініях одинаковий (рис. 8,а). Після відімкнення мережі графіки гілок споживачів та генерації активної потужностей зазнають незначних змін (рис. 9а; рис. 11,а). Після збільшення навантаження споживачів на 0.6 с та підвищення генерації потужностей, реактивна потужність споживається системами зберігання енергії та дизельним генератором (рис. 9,б; рис. 11,б), дане явище пояснюється умовами заданими в алгоритмі регулювання генерації та споживання потужностей..

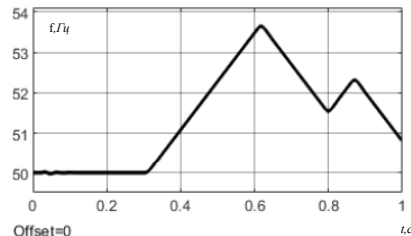
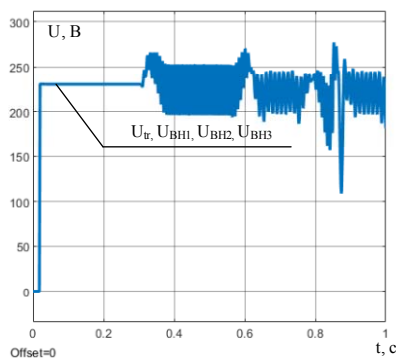
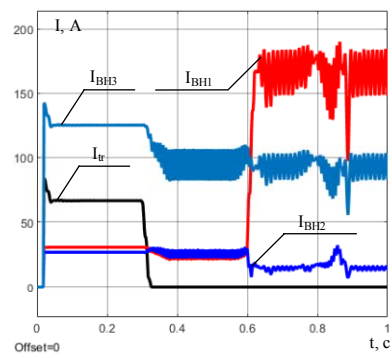


Рисунок 7. Частота мікромережі в експерименті



а)



б)

Рисунок 8. Струм та напруга гілок споживачів в експерименту; а) напруга гілок, б) струм гілок

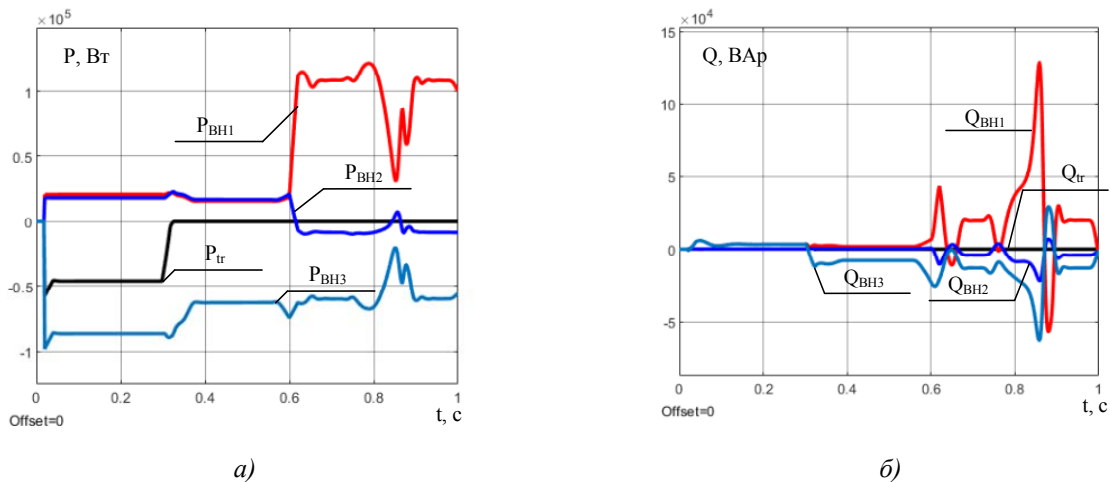


Рисунок 9. Потужність гілок споживачів в експерименту; а) активна потужність, б) реактивна потужність

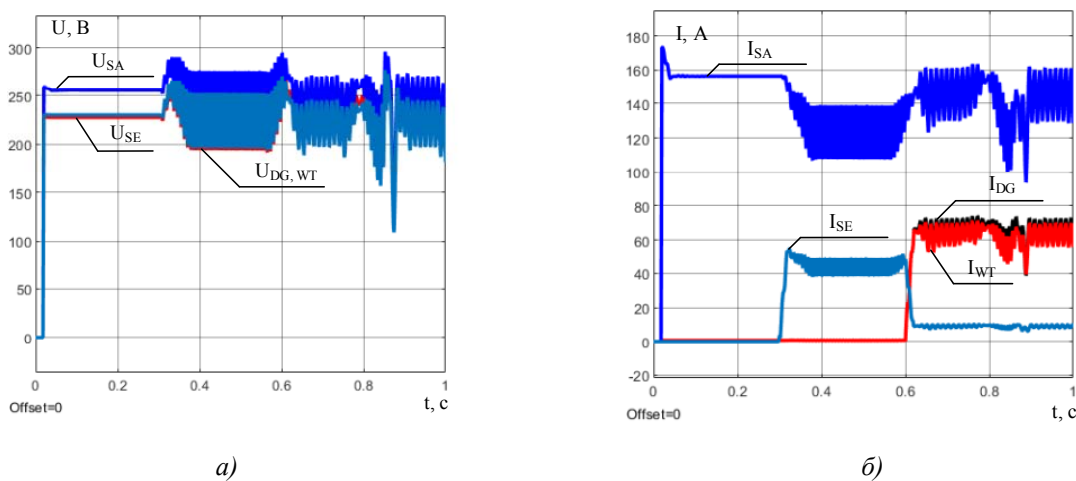


Рисунок 10. Струм та напруга гілок генеруючих установок в експерименту; а) напруга установок, б) струм установок

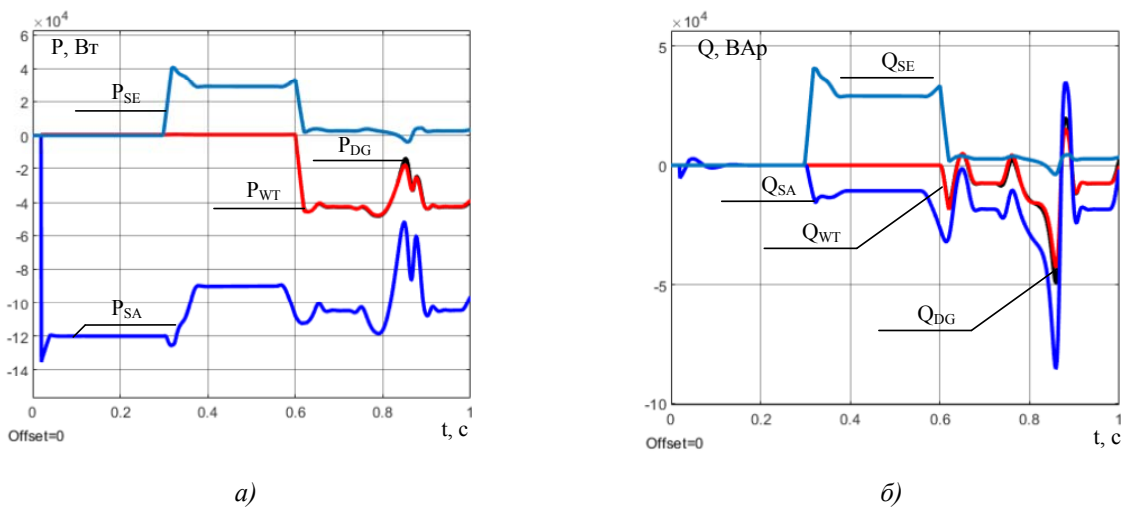


Рисунок 11. Потужність гілок генеруючих установок в експерименту; а) активна потужність, б) реактивна потужність

V. ВИСНОВКИ

Для дослідження розподілу потужностей між споживачами та генеруючими установками в умовах автономної роботи мікромережі проведено розрахунок активної та реактивної потужності споживачів та визначено структуру комплексу автономних генеруючих установок для підтримки електропостачання у разі його відсутності від загальної мережі. Проведено аналіз визначення активної та реактивної потужностей у разі використання машинного навантаження (асинхронних двигунів). Аналогічно за аналізом існуючих джерел визначені активна та реактивна потужності синхронного генератора, що зазвичай використовуються в дизель генераторних електростанціях та асинхронного генератора з фазним ротором, який використовують у вітрогенеруючих комплексах.

Побудовано модель електроенергетичного комплексу в пакеті візуального програмування Matlab/Simulink. Базовим варіантом обрано невелике сільське господарство, а саме птахофабрика з піковим навантаженням 219,2 кВА.

Для запропонованої моделі заплановано експерименти з імітуванням можливих варіантів роботи мікромережі, таких як паралельна робота із зовнішньою мікромережею, автономною роботою мікромережі зі змінами навантажень. За отриманими результатами моделювання встановлено, що за умови паралельної роботи з зовнішньою мережею мікромережа має постійне значення частоти, а відхилення напруги не перевищують розрахункове.

В результаті проведення експерименту з відмиканням зовнішньої мережі, змінами рівня навантаження, відзначені більші коливання напруги та перерозподіл реактивної потужності між споживачами і споживання генеруючими установками. Це явище викликано зокрема формування активної та реактивної потужностей у блоці динамічного навантаження, розрахунок в якому пов'язаний з рівнем напруги та частоти.

В результаті узагальнення отриманих результатів слід відзначити, що розрахунок активної та реактивної потужностей як навантаження так і генеруючих установок необхідно виконувати з урахуванням поточного значення частоти та рівня напруги у вузлі спостереження.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- [1] Qusay H, Sameer A, Aws Z. S., Hayder M. Salman, M. J. (2023) A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications, Results in Engineering, Volume 20, pp. 101621, <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101621>.
- [2] Федосєнко, О. (2023) Керування та управління мікромережевими кластерами: розвиток та майбутні дослідження. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2 (7) с. 66–71. <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.02.02>.
- [3] Hussain A., Shireen W., (2021). Model for frequency dynamics in an islanded microgrid and primary frequency control based on disturbance compensation, in IEEE Access, vol. 9, pp. 52784-52795, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3069769>.
- [4] Sabah K., Nguyen, H., Shakir T., Jaysinghe S. G., J. (2020) Optimal sizing of Battery Energy Storage Systems for dynamic frequency control in an islanded microgrid: A case study of Flinders Island, Australia. Energy. pp. 117059. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117059>.
- [5] Aminzadeh S., Mehrdad T. H., H. S. (2020). Reactive power management for microgrid frequency control. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 120. pp. 105959. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105959>.
- [6] Naderipour, A., Abdul-Malek, Z., Davoodkhani, I.F. (2023). Load-frequency control in an islanded microgrid PV/WT/FC/ESS using an optimal self-tuning fractional-order fuzzy controller. Environ Sci Pollut Res 30, pp. 71677–71688. <https://doi.org/10.1007/s11356-021-14799-1>.
- [7] Dashtdar M., Flah, A. Hosseibinoghadam S. M. S., Attia E-F. (202). Frequency control of the islanded microgrid including energy storage using soft computing. Scientific Reports. 12., 1, . pp. 93-101. <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2018-1-10>.
- [8] Boopathi D.; Jagatheesan K.; Anand B.; Samanta S.; Dey, N. (2023). Frequency Regulation of Interlinked Microgrid System Using Mayfly Algorithm-Based PID Controller. Sustainability, 15, pp. 8829. <https://doi.org/10.3390/su15118829>.
- [9] Davoodkhani I. F., Zare P., Abdelaziz A.Y. (2024) Robust load-frequency control of islanded urban microgrid using 1PD-3DOF-PID controller including mobile EV energy storage. Sci Rep 14, pp. 13962. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-64794-y>.
- [10] Moghayadnia A., Razavi E. (2019). Reactive Power Control In Micro-Grid Networks Using Adaptive Control. Electrical Engineering Electromechanics, (5), pp. 68–73. <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2019.5.11>
- [11] Poluri S., Bhattacharya A., Sharma S., (2018). Load frequency control of microgrid considering renewable source uncertainties. pp. 419-423. <https://doi.org/10.1109/ICCPEIC.2018.8525190>.
- [12] Perez F., Lucio. de M., Pedretti A. (2019). Active and Reactive Power control in a grid-connected Microgrid with Energy Storage Management, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference

- Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brazil, , pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895366>.
- [13] Manjunath K., (2017). Enhanced Real-Time Power Balancing of an AC Microgrid through Transiently Coupled Droop Control. IET Generation Transmission & Distribution. pp. 1933-1942 <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1250>.
- [14] Smadi I. A., Shehadeh L. I. (2023), An Improved Reactive Power Sharing in an Isolated Microgrid with a Local Load Detection, in Chinese Journal of Electrical Engineering, vol. 9, no. 2, June. pp. 14-26, <https://doi.org/10.1109/ICEARS53579.2022.9752074>
- [15] Свіридов А. П., Величко Т.В. (2019). Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Кропивницький: ЦНТУ. – 80 с.
- [16] Грабко В.В., Розводюк М.П., Левицький С.М., Казак М.О., (2007). Експериментальні дослідження електричних машин. Частина III. Асинхронні машини. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, – 197 с.
- [17] Скалько Ю (2015). Системи керування та обліку в електроенергетиці та електромеханіці: навчально-методичний посібник для студентів ЗДІА спеціальності 8(7).05060201 «Гідроенергетика» рівня «магістр» та «спеціаліст» всіх форм навчання; Запоріж. держ. інж. акад. – Запоріжжя: ЗДІА. – 138 с.
- [18] PIRC (2024). Microgrid integration of hybrid PV, DFIG and battery energy, MATLAB Central File Exchange. Retrieved December 26, 2024.

Надійшла (Received) 04.02.2025

Прийнята (Accepted) 11.03.2025

Опублікована (Published) 30.04.2025

RESEARCH ON POWER DISTRIBUTION IN A MICROGRID WITH DISTRIBUTED ELECTRICITY SOURCES

- OLIYNICHENKO M.Y. PhD student at the Department of Electrical Engineering, Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University, Kremenchuk,, Ukraine, e-mail: oliynichenkomaxim@gmail.com; ORCID: 0000-0001-6651-0175
- BIALOBRZYESKYI O.V. D., Associate Professor, Associate Professor of the Department of Electrical Engineering, Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University, Kremenchuk, Ukraine, e-mail: bialobrzzeski@ukr.net; ORCID: 0000-0003-1669-4580
- POSTIL A.O. PhD student at the Department of Electrical Engineering, Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University, Kremenchuk,, Ukraine, e-mail: artur_postil@kdu.edu.ua; ORCID: 0000-0001-9411-7047

Purpose. Assessment of power flow distribution in a microgrid with autonomous sources to identify the impact of power levels on frequency and voltage levels.

Methodology. The analysis of existing research in the field of electric power engineering has been conducted, focusing on the management of power flows in microgrids with autonomous small- and medium-capacity generating units. As a result of the analysis, it has been established that a relevant challenge is the control and management of active and reactive power flows in microgrids to maintain the frequency and effective voltage level at a predefined value. It has been noted that this issue presents certain complexities due to the instability of primary energy flows from alternative sources, which can lead to both energy shortages and surpluses. Based on the theoretical foundations of electrical engineering and utilizing methods and techniques commonly applied in power supply system calculations, a simulation model with alternative energy sources has been developed, taking into account the power supply system structure of a small agricultural enterprise.

Findings. In the Simulink/Matlab visual programming environment, a simulation model has been developed that enables the study of active and reactive power distribution at network nodes and the monitoring of frequency and voltage magnitude variations. During the research, several experiments were conducted with specific distributions of active and reactive power between consumers and generating units in the microgrid under both parallel and autonomous operating conditions. As a result of the experiment involving disconnection from the external grid and changes in load levels, greater voltage fluctuations and a redistribution of reactive power between consumers and generating units were observed. This phenomenon is primarily caused by the formation of active and reactive power in the dynamic load block, where calculations are linked to the baseline voltage and frequency levels.

Originality. As a result of summarizing the obtained time diagrams, it was found that the calculation of active and reactive power, both for loads and generating units, must be performed considering the current frequency and voltage level at the observation node relative to the baseline values

Practical value. The obtained results should be taken into account in the implementation of control systems for autonomous power sources, specifically in the methods for calculating the current controlled values of active and reactive power

Keywords: active power; reactive power; balance; frequency; voltage.

REFERENCES

- [1] Qusay H, Sameer A, Aws Z. S., Hayder M. Salman, M. J. (2023) A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications, *Results in Engineering*, Volume 20, pp. 101621, <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101621>.
- [2] Fedoseienko, O. (2023) Control and Management of Microgrid Clusters: Development and Future Research. *Bulletin of the National Technical University 'KhPI'. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*. 2 (7) c. 66–71. <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.02.02>.
- [3] Hussain A., Shireen W., (2021). Model for frequency dynamics in an islanded microgrid and primary frequency control based on disturbance compensation, in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 52784-52795, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3069769>.
- [4] Sabah K., Nguyen, H., Shakir T., Jayasinghe S. G., J. (2020) Optimal sizing of Battery Energy Storage Systems for dynamic frequency control in an islanded microgrid: A case study of Flinders Island, Australia. *Energy*. pp. 117059. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117059>.
- [5] Aminzadeh S., Mehrdad T. H., H. S. (2020). Reactive power management for microgrid frequency control. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 120. pp. 105959. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105959>.
- [6] Naderipour, A., Abdul-Malek, Z., Davoodkhani, I.F. (2023). Load-frequency control in an islanded microgrid PV/WT/FC/ESS using an optimal self-tuning fractional-order fuzzy controller. *Environ Sci Pollut Res* 30, pp. 71677–71688. <https://doi.org/10.1007/s11356-021-14799-1>.
- [7] Dashtdar M., Flah, A. Hosseibinoghdam S. M. S., Attia E-F. (202). Frequency control of the islanded microgrid including energy storage using soft computing. *Scientific Reports*. 12., 1, . pp. 93-101. <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2018-1-10>.
- [8] Boopathi D.; Jagatheesan K.; Anand B.; Samanta S.; Dey, N. (2023). Frequency Regulation of Interlinked Microgrid System Using Mayfly Algorithm-Based PID Controller. *Sustainability*, 15, pp. 8829. <https://doi.org/10.3390/su15118829>.
- [9] Davoudkhani I. F., Zare P., Abdelaziz A.Y. (2024) Robust load-frequency control of islanded urban microgrid using 1PD-3DOF-PID controller including mobile EV energy storage. *Sci Rep* 14, pp. 13962. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-64794-y>.
- [10] Moghayadnia A., Razavi E. (2019). Reactive Power Control In Micro-Grid Networks Using Adaptive Control. *Electrical Engineering Electromechanics*, (5), pp. 68–73. <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2019.5.11>
- [11] Poluri S., Bhattacharya A., Sharma S., (2018). Load frequency control of microgrid considering renewable source uncertainties. pp. 419-423. <https://doi.org/10.1109/ICCPEIC.2018.8525190>.
- [12] Perez F., Lucio. de M., Pedretti A. (2019). Active and Reactive Power control in a grid-connected Microgrid with Energy Storage Management, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, Gramado, Brazil, , pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895366>.
- [13] Manjunath K., (2017). Enhanced Real-Time Power Balancing of an AC Microgrid through Transiently Coupled Droop Control. *IET Generation Transmission & Distribution*. pp. 1933-1942 <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1250>.
- [14] Smadi I. A., Shehadeh L. I. (2023), An Improved Reactive Power Sharing in an Isolated Microgrid with a Local Load Detection, in *Chinese Journal of Electrical Engineering*, vol. 9, no. 2, June. pp. 14-26, <https://doi.org/10.1109/ICEARS53579.2022.9752074>
- [15] SVIRIDOV A. P., Velychko T. V. (2019). *Electrical Systems and Networks. Methodological Guidelines for the Course Project on Regional Electrical Network Design for Students of Specialty 141 'Electric Power Engineering, Electrical Engineering, and Electromechanics'*. Kropyvnytskyi: CNTU. – 80 c.
- [16] Hrabko V. V., rozvodiuk M. P., Levytskyi S. M., Kazak M. O., (2007). *Experimental Studies of Electrical Machines. Part III. Asynchronous Machines*. Textbook. – Vinnytsia: VNTU. – 197 pages.
- [17] Skalko Y. (2015). *Control and Accounting Systems in Electric Power Engineering and Electromechanics: Educational and Methodological Guide for Students of ZDIA, Specialty 8(7).05060201 'Hydropower Engineering' at the Master's and Specialist Levels in All Forms of Study*. Zaporizhzhia State Engineering Academy. – Zaporizhzhia: ZDIA. – 138 p.
- [18] PIRC (2024). Microgrid integration of hybrid PV, DFIG and battery energy, MATLAB Central File Exchange. Retrieved December 26, 2024.