

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри

інженерії енергосистем
(назва кафедри)

к.т.н., доц. Євген АНТИПОВ
(підпис)

„_____” _____ 2026 р.

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: **“Інтелектуальна система керування навантаженням у мікромережі з відновлювальними джерелами енергії”**

Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

02.03 – КР. 2708 "С" 2025.07.11 002 ПЗ

Гарант освітньої програми

к.т.н., доцент _____ Олександр СИНЯВСЬКИЙ
(науковий ступінь та вчене звання) (Підпис) (ПІБ)

Керівник бакалаврської
кваліфікаційної роботи

СТ.ВИКЛ. _____ Геннадій КРУГЛЯК
(науковий ступінь та вчене звання) (Підпис) (ПІБ)

Виконав

_____ Владислав МАРІЄВИЧ
(Підпис) (ПІБ студента)

КИЇВ – 2026

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

інженерії енергосистем

(назва кафедри)

К.Т.Н., доц. _____ Євген АНТИПОВ
(підпис)

„_____” _____ 2026 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи студенту

Марієвичу Владиславу Костянтиновичу

Спеціальність (напрямок підготовки): 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

Тема бакалаврської кваліфікаційної роботи: "Інтелектуальна система керування навантаженням у мікромережі з відновлювальними джерелами енергії"

затверджена наказом ректора НУБіП України від "07" 11. 2025 р. № 2708 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру "01" травня 2026 р.

Перелік питань, які потрібно вирішити: 1) Проаналізувати сучасний стан розвитку мікромереж з відновлюваними джерелами енергії, визначити їх структуру, переваги та основні проблеми функціонування. 2) Дослідити особливості роботи систем керування енергією та методів DSM, а також обґрунтувати доцільність їх застосування у мікромережах. 3) Виконати аналіз електротехнічного обладнання та засобів передачі даних, необхідних для реалізації інтелектуальної системи керування навантаженням. 4) Розробити математичну модель розподілу потужності та алгоритм пріоритетного керування навантаженням у мікромережі. 5) Здійснити моделювання роботи системи, обґрунтувати вибір обладнання та оцінити енергоефективність і економічну доцільність запропонованого рішення.

Перелік графічних документів: презентація виконана в Microsoft PowerPoint – 13 слайдів

Дата видачі завдання: 15. 01. 2026 р.

Керівник роботи

СТ.ВИКЛ.

(науковий ступінь та вчене звання)

(Підпис)

Геннадій КРУГЛЯК

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання

(Підпис)

Владислав МАРІЄВИЧ

(ПІБ)

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ МІКРОМЕРЕЖ З ВДЕ.....	9
1.1. Концепція, структура та переваги мікромереж.....	9
1.2. Особливості генерації та проблеми нестабільності ВДЕ.....	10
1.3. Системи керування енергією та методи DSM.....	12
1.4. Аналіз сучасних програмно-апаратних платформ керування.....	14
Висновки до розділу 1.....	15
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ОБЛАДНАННЯ ТА АПАРАТНИХ РІШЕНЬ.....	16
2.1. Аналіз спеціалізованого електротехнічного обладнання для реалізації системи керування.....	16
2.2. Дослідження промислових протоколів передачі даних у мікромережах.....	20
2.3. Порівняльний аналіз та критерії вибору обладнання.....	22
Висновки до розділу 2.....	25
РОЗДІЛ 3. ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА АЛГОРИТМИ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ.....	27
3.1. Аналіз програмних середовищ моделювання та реалізації алгоритмів.....	27
3.2. Математична модель розподілу потужності в мікромережі.....	29
3.3. Розробка алгоритму пріоритетного керування навантаженням.....	33
3.4. Прогнозування генерації на основі метеоданих.....	37
3.5. Моделювання та оцінка ефективності алгоритму.....	40
Висновки до розділу 3.....	43
РОЗДІЛ 4. ПРОЄКТУВАННЯ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ СИСТЕМИ.....	44

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ				
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Пат					
Розроб.		Марієвич В. К.			Інтелектуальна система керування навантаженням у мікромережі з відновлювальними джерелами енергії		Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Кругляк Г.В.						3	
Реценз.							ННІ ЕАЕ		
Н. Контп									
Затверд.		Антипов Є. О.							

4.1. Розрахунок електричних навантажень об'єкта.....	44
4.2. Розрахунок потужності фотоелектричної установки.....	47
4.3. Розрахунок ємності акумуляторної батареї.....	50
4.4. Обґрунтування вибір інвертора та розробка електричної принципової схеми.....	53
4.5. Розробка електричної принципової схеми.....	56
4.6. Оцінка енергоефективності та економічної доцільності.....	56
Висновки до розділу 4.....	60
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	61
5.1. Аналіз небезпечних факторів при експлуатації електроустановок до 1000 В.....	61
5.2. Заходи електробезпеки та вибір захисних пристроїв.....	62
5.3. Пожежна безпека при використанні літєвих акумуляторів.....	65
5.4. Дії персоналу при аварійному режимі та переході в острівний режим.....	67
Висновки до розділу 5.....	69
ВИСНОВКИ.....	71
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	72
ДОДАТКИ.....	75

РЕФЕРАТ

Бакалаврська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» виконаний у Національному університеті біоресурсів і природокористування України, Київ, 2026 р.

Метою бакалаврської кваліфікаційної роботи є розробка та обґрунтування інтелектуальної системи керування навантаженням у мікромережі з ВДЕ, що забезпечує оптимізацію енергоспоживання та підвищення ефективності використання локальної генерації.

Об'єктом дослідження є процеси розподілу та споживання електроенергії у мікромережі з відновлюваними джерелами енергії.

Предметом дослідження є методи та алгоритми інтелектуального керування навантаженням у мікромережах, а також апаратно-програмні засоби їх реалізації.

У роботі проведено аналіз сучасного стану розвитку мікромереж та визначено їх основні структурні елементи і переваги. Розглянуто особливості генерації електроенергії від ВДЕ, зокрема її змінний характер та залежність від природних факторів, що створює необхідність застосування додаткових засобів балансування. Досліджено принципи функціонування систем керування енергією та методів DSM, які дозволяють оптимізувати режим споживання електроенергії. Виконано аналіз електротехнічного обладнання, необхідного для реалізації системи керування. Розглянуто особливості організації обміну даними в мікромережах із використанням промислових протоколів Modbus та CAN. Розроблено математичну модель розподілу потужності, яка враховує генерацію, споживання та накопичення електроенергії. Проведено моделювання роботи запропонованої системи, виконано розрахунок основних параметрів та обґрунтовано вибір обладнання. Оцінено ефективність впровадження системи, що підтвердило можливість зменшення пікових навантажень, підвищення рівня самоспоживання енергії та зниження витрат на електроенергію.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

BESS – система накопичення енергії

CAN – мережа обміну даними між контролерами

DER – джерела генерації

DSM – керування навантаженням

EMS – система керування енергією

PCC – точка приєднання

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ІСК – інтелектуальна система керування

ПЛК – програмовані логічні контролери

ФЕ – фотоелектричні модулі

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		6

ВСТУП

Сучасний етап розвитку електроенергетики характеризується активним впровадженням ВДЕ та переходом до більш гнучких і децентралізованих систем електропостачання. Зокрема, використання сонячних і вітрових установок на локальному рівні дозволяє зменшити залежність від централізованих мереж. Водночас, нестабільний характер виробітку електроенергії від ВДЕ, залежність від погодних умов та нерівномірність навантаження створюють нові виклики для забезпечення балансу потужності та якості електропостачання.

Одним із перспективних напрямів вирішення зазначених проблем є впровадження мікромереж, які дозволяють об'єднати локальні джерела генерації, системи накопичення енергії та споживачів у єдину керовану систему. Мікромережі здатні працювати як у складі централізованої енергосистеми, так і в автономному режимі, що підвищує їх стійкість до аварійних ситуацій та забезпечує безперервність електроживлення критичних об'єктів. В той же час ефективність функціонування таких систем значною мірою залежить від рівня автоматизації та застосування інтелектуальних алгоритмів керування.

У цьому контексті особливого значення набувають системи керування енергією (EMS) та методи керування попитом DSM, які дозволяють оптимізувати споживання електроенергії відповідно до рівня генерації. Використання таких підходів дає змогу зменшити пікові навантаження, підвищити коефіцієнт самоспоживання енергії від ВДЕ та знизити витрати на електроенергію. Важливу роль у цьому відіграють також системи накопичення енергії, які забезпечують балансування між виробництвом і споживанням.

Актуальність теми роботи зумовлена необхідністю розробки ефективних технічних і програмних рішень для керування енергопотоками у мікромережах з відновлюваними джерелами енергії. Впровадження інтелектуальних систем керування навантаженням дозволяє підвищити енергоефективність, надійність та економічну доцільність експлуатації таких систем, що є важливим завданням сучасної електроенергетики.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	7
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Об'єктом дослідження є процеси розподілу та споживання електроенергії у мікромережі з відновлюваними джерелами енергії.

Предметом дослідження є методи та алгоритми інтелектуального керування навантаженням у мікромережах, а також апаратно-програмні засоби їх реалізації.

Метою роботи є розробка та обґрунтування інтелектуальної системи керування навантаженням у мікромережі з ВДЕ, що забезпечує оптимізацію енергоспоживання та підвищення ефективності використання локальної генерації.

Для досягнення поставленої мети у роботі необхідно вирішити такі завдання:

- 1) проаналізувати сучасний стан розвитку мікромереж з відновлюваними джерелами енергії, визначити їх структуру, переваги та основні проблеми функціонування;
- 2) дослідити особливості роботи систем керування енергією та методів Demand Side Management, а також обґрунтувати доцільність їх застосування у мікромережах;
- 3) виконати аналіз електротехнічного обладнання та засобів передачі даних, необхідних для реалізації інтелектуальної системи керування навантаженням;
- 4) розробити математичну модель розподілу потужності та алгоритм пріоритетного керування навантаженням у мікромережі;
- 5) здійснити моделювання роботи системи, обґрунтувати вибір обладнання та оцінити енергоефективність і економічну доцільність запропонованого рішення.

Практичне значення отриманих результатів полягає у можливості застосування розробленого алгоритму керування для оптимізації роботи локальних енергетичних систем із ВДЕ, що дозволяє підвищити їх енергоефективність та знизити витрати на електроенергію.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	8
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1. СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ МІКРОМЕРЕЖ З ВДЕ

1.1. Концепція, структура та переваги мікромереж

Мікромережа (microgrid) – це локальна електроенергетична система, у межах якої об'єднані споживачі та DER. Важлива ознака microgrid – наявність чітких електричних меж та можливість працювати у двох режимах: паралельно з енергосистемою (grid-connected) або автономно (islanded) у разі аварій чи відключень [1, 2].

Мікромережа є комплексною системою (Додаток А), що поєднує джерела генерації, накопичувачі, навантаження та систему керування в єдиному енергетичному контурі. У таблиці 1.1 наведено типову структуру microgrid та функціональне призначення її елементів.

Таблиця 1.1 Типова структура мікромережі

Компонент мікромережі	Основне призначення
Джерела генерації (DER)	Виробництво електричної енергії локально
Системи накопичення енергії (BESS)	Згладжування коливань генерації ВДЕ, резервне живлення, покриття пікових навантажень
Навантаження	Споживання електроенергії; можуть бути критичними або керованими
Силова електроніка	Перетворення та узгодження параметрів електроенергії (AC/DC), забезпечення якості електроживлення
Система керування енергією (EMS)	Оптимізація потоків енергії, реалізація алгоритмів DSM, контроль параметрів мережі
Точка приєднання (PCC)	Обмін електроенергією із зовнішньою мережею, перехід у острівний режим

У сучасних умовах розвитку енергетики мікромережі розглядаються як один із перспективних напрямів модернізації систем електропостачання. Їх впровадження пов'язане не лише з інтеграцією відновлюваних джерел енергії, але й із підвищенням гнучкості, стійкості та енергоефективності локальних

електричних систем. Для кращого розуміння значення мікромереж узагальнимо їх основні переваги [3] у вигляді таблиці 1.2.

Таблиця 1.2

Основні переваги мікромереж

Сутність переваги	Практичний ефект
Можливість автономної роботи (island mode) при аваріях у зовнішній мережі	Безперебійне живлення критичних споживачів (сервери, освітлення, системи безпеки)
Ефективне використання локальної генерації (сонце, вітер)	Зменшення залежності від централізованої мережі
Керування навантаженням відповідно до рівня генерації та тарифів	Зниження пікових навантажень та економія коштів
Локальне виробництво та споживання енергії	Зниження втрат при передачі на великі відстані
Використання накопичувачів і керування піками споживання	Зменшення витрат на оплату електроенергії
Збільшення частки відновлюваних джерел енергії	Скорочення викидів CO ₂ та зменшення впливу на довкілля
Можливість поступового розширення системи	Адаптація до зростання навантаження

Як бачимо, мікромережа забезпечує не лише технічну автономність, а й підвищує енергоефективність та економічну доцільність електропостачання. Її впровадження особливо актуальне в умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії та необхідності підвищення стійкості локальних енергосистем.

1.2. Особливості генерації та проблеми нестабільності ВДЕ

Однією з основних характеристик мікромереж з ВДЕ є змінний характер генерації. На відміну від традиційних електростанцій, де потужність може регулюватися відповідно до потреб споживача, сонячні та вітрові установки залежать від природних факторів, які неможливо повністю контролювати. Саме тому питання стабільності генерації є одним із основних при проектуванні систем типу Microgrid [4].

Сонячні фотоелектричні панелі (рис. 1.1) виробляють електроенергію

залежно від інтенсивності сонячного випромінювання. Протягом доби потужність змінюється: у нічний час генерація відсутня, у ранкові та вечірні години вона знижена, а максимальні значення досягаються вдень за сприятливих погодних умов. Крім того, хмарність, температура повітря та сезонні зміни впливають на ефективність роботи модулів. Навіть короткочасне затінення може спричинити різке падіння виробітку.



Рис. 1.1 Сонячні фотоелектричні панелі

Вітрогенератори (рис. 1.2) також характеризуються нестабільністю, оскільки їх робота залежить від швидкості та напрямку вітру. Існують мінімальні та максимальні порогові значення швидкості, при яких установка або не запускається, або вимикається з міркувань безпеки. Це означає, що виробіток енергії може змінюватися досить різко.



Рис. 1.2 Вітрогенератори

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	11
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Основні проблеми, пов'язані з нестабільністю ВДЕ [5], наведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3

Проблеми нестабільності генерації ВДЕ у мікромережах

Проблема	Причина виникнення	Наслідки для мікромережі
Добові коливання потужності	Зміна сонячної активності	Необхідність резервного джерела або накопичувача
Різкі зміни генерації	Хмарність, пориви вітру	Дисбаланс між виробництвом і споживанням
Сезонна нерівномірність	Зміна тривалості світлового дня	Нерівномірне покриття навантаження протягом року
Відсутність керованості	Залежність від природних умов	Ускладнення балансування потужності
Перевиробництво в пікові години	Максимальна денна генерація ФЕ	Потреба в алгоритмах DSM або накопиченні енергії

Можемо сказати, що нестабільність генерації є об'єктивною особливістю ВДЕ. У межах мікромережі ця проблема вирішується шляхом використання систем накопичення енергії та впровадження інтелектуальних алгоритмів керування навантаженням, зокрема DSM. Саме поєднання апаратних рішень і програмних алгоритмів дозволяє забезпечити стабільність роботи системи та підвищити ефективність використання локальної генерації.

1.3. Системи керування енергією та методи DSM

У сучасних мікромережах головну роль відіграють системи керування енергією. Вони забезпечують координацію роботи джерел генерації, накопичувачів енергії та навантажень з метою підтримання балансу потужності та підвищення ефективності використання ресурсів. Особливо це актуально для систем з високою часткою відновлюваних джерел енергії, оскільки їх виробіток має нестабільний характер.

EMS здійснює збір даних з інтелектуальних лічильників, інверторів, датчиків струму та напруги, після чого на основі заданих алгоритмів ухвалює рішення щодо розподілу енергії. Основними функціями такої системи є контроль

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	12
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

параметрів мережі, прогнозування споживання та генерації, а також керування навантаженнями в режимі реального часу.

Одним із найбільш поширених підходів до оптимізації споживання є DSM, тобто керування попитом на електроенергію. Його сутність полягає у зміні графіка роботи споживачів відповідно до доступної генерації або тарифних умов. Це дозволяє зменшити пікові навантаження та підвищити коефіцієнт самоспоживання енергії від ВДЕ [6].

Таблиця 1.4

Основні методи DSM у мікромережах

Метод	Суть	Практичне застосування
Load shifting	Перенесення споживання на період високої генерації або низького тарифу	Вмикання бойлера або зарядної станції вдень при надлишку ФЕ
Peak shaving	Зменшення максимального навантаження у години піку	Використання акумуляторів для покриття пікових навантажень
Load shedding	Тимчасове відключення некритичних споживачів	Відключення допоміжного обладнання при дефіциті потужності
Self-consumption optimization	Максимальне використання власної генерації	Автоматичний запуск керованих навантажень при надлишку енергії
Demand response	Реакція на зміну тарифів або сигнал оператора мережі	Зменшення споживання у період високої вартості електроенергії

З таблиці 1.4 бачимо, що системи керування енергією у поєднанні з методами DSM дозволяють забезпечити більш стабільну та економічно доцільну роботу мікромережі. Вони є невід'ємною частиною інтелектуальних енергетичних систем, оскільки дають можливість адаптувати споживання до змінної генерації відновлюваних джерел. Реалізація таких алгоритмів є основою для підвищення енергоефективності та стійкості локальних електричних систем.

1.4. Аналіз сучасних програмно-апаратних платформ керування

Для мікромереж із ВДЕ важливо мати платформу керування, яка не лише відображає показники, а й допомагає ухвалювати рішення, коли споживати енергію, коли накопичувати, а коли зменшувати навантаження. Такі функції зазвичай реалізуються через EMS, яка під'єднується до джерел генерації, BESS та споживачів і працює з даними в режимі близькому до реального часу.

Одним із прикладів промислового рішення є Schneider Electric EcoStruxure Microgrid Advisor. Його ідея полягає в тому, щоб «зв'язати» розосереджені енергоресурси на об'єкті та виконувати прогнозування й оптимізацію режимів споживання/генерації/накопичення. Виробник робить акцент на автоматичному плануванні роботи ресурсів з урахуванням тарифів, можливості оцінювати економію та навіть показники скорочення CO₂, що зручно для аналізу ефективності мікромережі на практиці [7].

Інший клас платформи – Siemens Microgrid Control (SICAM), який позиціонується як рішення для надійного моніторингу й керування мікромережею, включно з функціями автоматичних режимів роботи, балансування коливань, «peak shaving» та підтримкою острівного режиму. Сильна сторона таких платформ – це масштабованість і «промислова» інтеграція з існуючою інфраструктурою розподільчих мереж та автоматизації [8].

Можна виділити також напрям відкритих або напіввідкритих рішень для локальних систем на базі Raspberry Pi/Arduino. Їх часто застосовують у навчальних стендах або невеликих об'єктах, де потрібно недороге зчитування даних (наприклад, через Modbus) і передача в систему візуалізації/керування (MQTT, локальний веб-інтерфейс тощо). Перевагою є гнучкість і низька вартість, а серед недоліків можна виділити необхідність самостійно забезпечувати надійність та коректність алгоритмів керування.

Підсумовуючи можемо сказати, що промислові платформи (Schneider, Siemens) орієнтовані на комплексну інтеграцію, безпеку та готові функції оптимізації, тоді як рішення на базі Arduino/Raspberry Pi більше підходять для прототипування, локального моніторингу та «точкових» задач DSM у малих мікромережах.

Висновки до розділу 1

У першому розділі було розглянуто сучасний стан розвитку мікромереж з ВДЕ та обґрунтовано їх актуальність в умовах децентралізації електроенергетики. Показано, що мікромережа є локальною енергетичною системою, здатною працювати як у паралельному режимі з мережею, так і автономно, що суттєво підвищує надійність електропостачання споживачів.

Проаналізовано особливості генерації сонячних та вітрових установок, зокрема їх залежність від природних факторів і пов'язану з цим нестабільність виробітку електроенергії. Встановлено, що змінний характер генерації ВДЕ створює проблему балансування потужності та потребує застосування додаткових технічних рішень, таких як системи накопичення енергії та алгоритми керування навантаженням.

Окрему увагу приділено EMS та методам DSM, які дозволяють оптимізувати споживання відповідно до рівня генерації. Проведений аналіз програмно-апаратних платформ показав, що сучасні рішення забезпечують як моніторинг, так і автоматичне прийняття керуючих рішень.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ОБЛАДНАННЯ ТА АПАРАТНИХ РІШЕНЬ

2.1. Аналіз спеціалізованого електротехнічного обладнання для реалізації системи керування

Ефективна реалізація інтелектуальної системи керування навантаженням у мікромережі з ВДЕ неможлива без застосування спеціалізованого електротехнічного обладнання, яке забезпечує вимірювання параметрів, обробку даних, силове перетворення та накопичення електроенергії. На відміну від традиційних систем електропостачання, у мікромережі ключовим є не лише забезпечення безперервного живлення, а й гнучке керування потоками потужності залежно від рівня генерації та споживання. Саме тому до складу системи входять інтелектуальні лічильники, програмовані логічні контролери, гібридні інвертори та системи накопичення енергії. Їх взаємодія створює технічну основу для реалізації алгоритму оптимізації споживання.

До основних елементів системи належать:

- Інтелектуальні лічильники (Smart Meters) (рис. 2.1)



Рис. 2.1 Інтелектуальний лічильник (Smart Meter)

Вони виконують функцію постійного контролю електричних параметрів у точці приєднання мікромережі та окремих груп навантаження. Також вони забезпечують вимірювання активної та реактивної потужності, напруги, струму, частоти, коефіцієнта потужності та спожитої електроенергії за певний період

часу. Більшість сучасних моделей мають клас точності 0,5S або 1, що дозволяє отримувати достовірні дані для технічного аналізу режимів роботи. Наявність комунікаційних інтерфейсів забезпечує передачу інформації до системи керування в автоматичному режимі.

У межах інтелектуального керування навантаженням Smart Meters формують інформаційну основу для ухвалення рішень. На підставі поточних значень потужності та балансу між генерацією і споживанням система визначає необхідність зміни режиму роботи навантажень або накопичувача. Таким чином, точність та швидкість передачі даних безпосередньо впливають на ефективність роботи алгоритму.

- Програмовані логічні контролери (ПЛК) (рис. 2.2)



Рис. 2.2 Програмовані логічні контролери

ПЛК є головними елементами керування мікромережею. Вони здійснюють збір даних від вимірювальних пристроїв, виконують їх аналіз відповідно до заданого алгоритму та формують керуючі сигнали для інверторів, релейних модулів або інших виконавчих пристроїв. ПЛК відзначаються високою надійністю, стабільністю роботи та можливістю програмування складних логічних структур. Час реакції сучасних контролерів становить від десятків до сотень мілісекунд, що є достатнім для оперативного керування в умовах змінної генерації.

У системі керування навантаженням ПЛК реалізують принцип

пріоритетності споживачів. Критичні навантаження залишаються підключеними постійно, тоді як керовані споживачі можуть змінювати режим роботи залежно від рівня виробітку енергії та стану накопичувача. Крім того, контролер забезпечує обмеження пікових навантажень і запобігає перевантаженню мережі. Саме через ПЛК здійснюється практична реалізація алгоритму оптимізації енергопотоків.

- Гібридні інвертори (рис. 2.3)



Рис. 2.3 Гібридні інвертори

Вони виконують функцію перетворення постійного струму від фотоелектричних модулів або системи накопичення у змінний струм, придатний для живлення споживачів. Окрім цього, вони забезпечують керування потоками енергії між джерелами, навантаженням та зовнішньою мережею. Сучасні гібридні інвертори мають високий коефіцієнт корисної дії (понад 95%), що мінімізує втрати при перетворенні енергії. Також вони підтримують автономний режим роботи у разі відключення мережі та здатні здійснювати автоматичну синхронізацію з мережею при відновленні живлення.

Наявність комунікаційних портів дозволяє інтегрувати інвертор у систему керування та змінювати режими його роботи відповідно до поточних умов. Таким чином, інвертор виступає не лише перетворювачем, а й активним елементом системи керування.

- Системи накопичення енергії (BESS)

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	18
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			



Рис. 2.4 Системи накопичення енергії (BESS)

BESS призначені для компенсації нестабільності генерації відновлюваних джерел. Вони забезпечують акумулювання надлишкової енергії у періоди максимальної генерації та її використання під час пікових навантажень або дефіциту потужності. Основними технічними параметрами накопичувача є номінальна ємність, допустима потужність розряду, глибина розряду та ресурс циклів заряд-розряд.

Накопичувач оснащується внутрішньою системою контролю, яка здійснює моніторинг температурного режиму, напруги та струму, що гарантує безпечну експлуатацію. Інтеграція BESS у загальну систему керування дозволяє реалізувати механізм перенесення споживання у часі, зменшити пікові навантаження та підвищити коефіцієнт самоспоживання енергії від ВДЕ. У поєднанні з алгоритмом оптимізації накопичувач стає основним елементом стабілізації режимів роботи мікромережі [9].

Узагальнюючи проведений аналіз, можна зробити висновок, що кожен елемент спеціалізованого обладнання виконує окрему функцію в структурі мікромережі, проте лише їх комплексна взаємодія забезпечує ефективну реалізацію інтелектуальної системи керування навантаженням. Інтелектуальні лічильники формують інформаційну базу для аналізу режимів, програмований контролер реалізує алгоритм оптимізації, гібридний інвертор здійснює силове керування потоками енергії, а система накопичення виконує функцію балансування. Саме інтеграція зазначених пристроїв дозволяє підвищити

гнучкість, надійність та економічну доцільність роботи мікромережі з відновлюваними джерелами енергії.

2.2. Дослідження промислових протоколів передачі даних у мікромережах

Інтелектуальна система керування навантаженням у мікромережі з ВДЕ функціонує ефективно лише за умови стабільного та безперервного обміну даними між усіма складовими системи. До таких складових належать фотоелектричні інвертори, системи накопичення енергії, інтелектуальні лічильники, датчики струму і напруги, а також програмований логічний контролер або система керування верхнього рівня. Саме через канали зв'язку передаються технологічні параметри, що дозволяють оцінити баланс потужності, визначити рівень навантаження та сформувати керуючі сигнали відповідно до алгоритму оптимізації споживання. У практиці побудови мікромереж найчастіше використовуються промислові протоколи Modbus у варіантах RTU і TCP та CAN bus.

Протокол Modbus [] є одним із найбільш поширених стандартів у сфері промислової автоматизації. Його застосування зумовлене відкритою специфікацією, простотою реалізації та широкою підтримкою виробниками електротехнічного обладнання. Modbus функціонує за принципом клієнт-сервер, де один пристрій ініціює запит, а інший надає відповідь. Обмін даними здійснюється через реєстри, які містять числові значення параметрів, таких як активна потужність, напруга, струм, температура або стан обладнання. Для мікромереж це зручно, оскільки різні пристрої можуть передавати інформацію у стандартизованому форматі, а контролер періодично зчитує ці значення для подальшої обробки.

Modbus RTU реалізується через послідовний інтерфейс на основі стандарту RS 485. Даний варіант є доцільним для локальних систем, де обладнання розташоване на відносно невеликій відстані одне від одного. RS 485 забезпечує передачу даних на відстань до кількох сотень метрів за умови правильного екранування та узгодження лінії. Швидкість передачі зазвичай

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	20
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

становить від 9,6 до 115,2 кбіт за секунду. Таких показників достатньо для періодичного опитування інверторів і лічильників у мікромережі. Водночас необхідно враховувати обмеження пропускної здатності та правильно налаштовувати частоту опитування, щоб уникнути перевантаження шини.

Modbus TCP працює поверх мережі Ethernet і використовує протокол TCP IP. Його застосування доцільне у більш складних або розгалужених системах, де потрібна інтеграція з локальною мережею підприємства або системою диспетчеризації. Ethernet забезпечує вищу швидкість передачі даних у порівнянні з послідовним інтерфейсом, що дозволяє зменшити затримки під час обміну інформацією. У мікромережі це особливо важливо у випадку великої кількості вузлів або необхідності централізованого моніторингу. Разом із тим використання TCP IP вимагає врахування питань мережевої безпеки, розмежування доступу та стабільності інфраструктури.

Важливо зазначити, що протокол Modbus визначає механізм передачі даних, але не встановлює жорстких стандартів щодо розташування параметрів у регістрах. Тому для кожного конкретного пристрою використовується індивідуальна карта регістрів, що описується у технічній документації виробника. Під час інтеграції обладнання необхідно забезпечити правильне налаштування адресації та форматів переданих даних. У контексті алгоритму керування навантаженням це означає, що контролер повинен коректно зчитувати значення потужності генерації, рівня заряду накопичувача та параметрів споживання для формування логіки перерозподілу енергії.

Протокол CAN bus [] відрізняється від Modbus архітектурою та принципом організації передачі. CAN є багатовузловою шиною, у якій кожен пристрій може передавати повідомлення. Пріоритет визначається ідентифікатором кадру, що дозволяє оперативно передавати критичні сигнали. Швидкість передачі даних може досягати одного мегабіта за секунду залежно від довжини лінії. CAN широко застосовується у системах, де необхідна висока надійність і стійкість. У мікромережах цей протокол часто використовується для взаємодії між системою накопичення енергії та силовою електронікою, оскільки забезпечує швидку передачу даних про струм, напругу, температуру та стан батарейних модулів.

Порівнюючи Modbus і CAN, можна зазначити, що перший більш зручний для інтеграції з системами моніторингу та програмованими контролерами, тоді як другий краще підходить для швидкої взаємодії між силовими компонентами. У багатьох реальних проєктах застосовується комбінований підхід, коли внутрішній зв'язок у межах підсистеми накопичення реалізується через CAN, а передача даних до центрального контролера здійснюється через Modbus RTU або TCP.

Окрім швидкості передачі та архітектури, важливим фактором є надійність зв'язку. Для RS 485 необхідно правильно виконати термінацію лінії та уникати розгалужень, що можуть спричинити відбиття сигналу. Для Ethernet важливими є якість комутаторів та стабільність живлення мережевого обладнання. CAN bus потребує дотримання правил прокладання кабелю та коректного узгодження шини. Недотримання цих вимог може призвести до втрати пакетів або помилок передачі, що негативно вплине на роботу алгоритму керування [10].

Отож, можна зробити висновок, що вибір протоколу передачі даних у мікромережі визначається структурою системи, кількістю вузлів, вимогами до швидкодії та умовами експлуатації. Modbus RTU і TCP забезпечують зручну інтеграцію вимірювальних приладів та інверторів із контролером, тоді як CAN bus ефективно використовується для швидкого та надійного обміну даними між силовими компонентами. Правильна організація комунікаційної інфраструктури є необхідною умовою реалізації інтелектуальної системи керування навантаженням та стабільної роботи мікромережі з ВДЕ.

2.3. Порівняльний аналіз та критерії вибору обладнання

У мікромережі з ВДЕ важливо, щоб обладнання працювало як єдина система, забезпечувало збір даних, швидку реакцію на зміни генерації та можливість керування навантаженням за алгоритмом DSM. Тому доцільно оцінювати компоненти за технічними та економічними критеріями, а також з урахуванням сумісності й майбутнього масштабування.

Насамперед обладнання доцільно розглядати за критерієм потужності. Для інвертора це номінальна та пікова потужність, допустимий струм, можливість

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	22
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

роботи в автономному режимі та здатність витримувати короточасні перевантаження. Для системи накопичення важливі енергоємність і потужність віддачі, тобто наскільки швидко накопичувач може покривати навантаження, а також чи вистачить потужності для пікового споживання. Для комутаційної апаратури критичними є номінальні струми, категорії застосування, а також запас по струму на випадок пускових режимів. Для лічильників та контролерів критерій потужності прямо не задається, але вони мають відповідати рівню напруги мережі, класу точності та забезпечувати потрібну кількість каналів вимірювання або входів і виходів.

Другий критерій це швидкодія. У контексті DSM швидкодія визначає, наскільки оперативно система отримує дані та виконує керуючі дії. Для лічильників важливими є частота оновлення даних та затримка передачі, бо від цього залежить актуальність інформації про баланс потужності. Для ПЛК значення має час циклу програми, швидкість опитування пристроїв через протоколи Modbus або CAN, а також час формування команд на релейні виходи. Для інвертора швидкодія проявляється у здатності швидко змінювати режим роботи, наприклад переходити між зарядом і розрядом накопичувача або підтримувати параметри при зміні навантаження. Для накопичувача та його системи керування важливо, щоб обмеження по струму й потужності застосовувалися без затримок, адже це впливає на безпеку та стабільність.

Третій критерій це вартість, яку доцільно оцінювати не лише за ціною покупки, а й за витратами на монтаж, налаштування, інтеграцію та експлуатацію. Наприклад, дешевший контролер може вимагати більше часу на програмування і налагодження, а дешевший інвертор може мати обмежені інтерфейси зв'язку, через що ускладнюється реалізація DSM. Тому коректний критерій вартості має враховувати загальну доцільність і вплив на функціонування системи.

Окрім трьох базових критеріїв, у мікромережі важливо враховувати сумісність і масштабованість. Сумісність означає підтримку потрібних протоколів передачі даних, наявність відкритих налаштувань та документованих параметрів, а також можливість інтеграції з ПЛК або EMS. Масштабованість означає, що система може бути розширена без повної заміни обладнання,

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	23
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

наприклад додаванням нових ліній навантаження, встановленням додаткових лічильників або збільшенням потужності накопичення. Також доцільно враховувати ремонтпридатність і наявність сервісної підтримки, бо в реальних умовах це впливає на час простою та надійність.

Нижче наведено таблицю 2.1, яка демонструє підхід до вибору обладнання для мікромережі. Таблиця не прив'язана до конкретного виробника, але відображає типові класи рішень, з якими стикаються під час проєктування.

Таблиця 2.1

Оцінка обладнання за критеріями потужності, швидкодії та вартості

Тип обладнання	Варіант обладнання	Потужність або продуктивність	Швидкодія	Вартість
Smart Meter	Базовий однофазний або трифазний лічильник з інтерфейсом	Вимірювання параметрів мережі, клас точності стандартний	Середня	Низька
Smart Meter	Розширений лічильник з профілями навантаження та частим оновленням	Вимірювання з детальними показниками, підтримка журналів подій	Висока	Середня
ПЛК	Компактний ПЛК для малих систем	Обмежена кількість входів і виходів	Середня	Низька або середня
ПЛК	Модульний ПЛК з можливістю розширення	Значна кількість каналів та модулів	Висока	Середня або висока
Інвертор	Гібридний інвертор базового класу	Номінальна потужність для типового навантаження	Середня	Середня
Інвертор	Гібридний інвертор розширеного класу	Вища номінальна та пікова потужність, гнучкі режими	Висока	Висока

BEES	Накопичувач для короткочасного згладжування	Невелика енергоемність, достатня потужність віддачі	Висока	Середня
BEES	Накопичувач для покриття піків і часткової автономності	Більша енергоемність і потужність	Середня або висока	Висока

За результатами порівняння в таблиці 2.1 можна зробити висновок, що вибір обладнання для мікромережі має бути збалансованим. Якщо орієнтуватися лише на потужність, система може бути дорогою та складною без реального приросту ефективності. Якщо орієнтуватися лише на вартість, можуть виникати обмеження по швидкодії, сумісності або надійності, що знизить якість реалізації DSM. Оптимальним є підхід, коли ключові вузли, такі як інвертор, ПЛК, лічильник і накопичувач, підбираються з урахуванням вимог алгоритму керування, тобто потрібних даних, необхідної частоти оновлення та можливості видавати команди керування навантаженням [11, 12].

Загалом можемо сказати, що критерії потужності, швидкодії та вартості є базовими для порівняння, але остаточне рішення повинно враховувати ще й сумісність протоколів, можливість масштабування, надійність експлуатації та витрати на інтеграцію. Саме такий підхід дозволяє обґрунтувати вибір обладнання та створює основу для подальшої програмної реалізації алгоритму інтелектуального керування навантаженням.

Висновки до розділу 2

У другому розділі було проаналізовано основні апаратні складові інтелектуальної мікромережі та досліджено принципи організації обміну даними між її елементами. Встановлено, що ефективність реалізації алгоритму керування навантаженням значною мірою залежить від правильного вибору інтелектуальних лічильників, програмованих логічних контролерів, гібридних інверторів і систем накопичення енергії. Кожен із цих компонентів виконує окрему функцію, однак лише їх узгоджена робота забезпечує можливість

оперативного перерозподілу потужності відповідно до рівня генерації відновлюваних джерел.

Окрему увагу приділено аналізу промислових протоколів передачі даних, зокрема Modbus RTU, Modbus TCP та CAN bus. Визначено, що вибір протоколу має здійснюватися з урахуванням структури мікромережі, вимог до швидкодії та умов експлуатації. Застосування комбінованого підходу дозволяє підвищити надійність обміну даними та забезпечити стабільну роботу системи керування.

Таким чином, обґрунтований вибір обладнання та засобів комунікації створює технічну основу для подальшої реалізації алгоритму інтелектуального керування навантаженням у мікромережі з ВДЕ.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	26
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

РОЗДІЛ 3. ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА АЛГОРИТМИ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ

3.1. Аналіз програмних середовищ моделювання та реалізації алгоритмів

Розробка інтелектуальної системи керування навантаженням у мікромережі з відновлюваними джерелами енергії неможлива без використання сучасних програмних засобів моделювання та реалізації алгоритмів. Саме програмне забезпечення дозволяє не лише проаналізувати роботу системи ще на етапі проєктування, але й перевірити ефективність алгоритмів керування, зокрема підходів типу DSM. У сучасних умовах використовуються як спеціалізовані інженерні середовища, так і універсальні мови програмування та бібліотеки для створення моделей енергетичних систем.

Одним із найпоширеніших програмних засобів для моделювання фотоелектричних систем є PVSyst. Дане програмне забезпечення дозволяє виконувати розрахунок параметрів сонячних установок, оцінювати їх продуктивність та аналізувати вплив різних факторів, таких як кліматичні умови, затінення або деградація обладнання. PVSyst дає змогу визначити енергетичний потенціал системи та підібрати оптимальні параметри обладнання ще до етапу реалізації. Це особливо важливо для мікромереж, оскільки дозволяє оцінити, який обсяг генерації буде доступний для подальшого розподілу та оптимізації споживання [13].

Окрім вузькоспеціалізованих програм, значну роль відіграють універсальні середовища моделювання, такі як MATLAB або подібні інструменти. Вони дозволяють будувати математичні моделі енергетичних систем, враховувати динаміку зміни навантаження та генерації, а також реалізовувати алгоритми керування. У таких середовищах можна описати баланс потужності, змодельовати роботу акумулятора, врахувати часові залежності та перевірити поведінку системи в різних режимах. Це дає змогу ще до фізичної реалізації оцінити ефективність обраного алгоритму DSM [14].

Серед сучасних тенденцій можна виділити використання мов програмування високого рівня, зокрема Python. Існують бібліотеки, які дозволяють моделювати мікромережі та тестувати алгоритми керування. Наприклад, відкриті програмні рішення дозволяють створювати модель мікромережі, що включає джерела генерації, накопичувач енергії та навантаження, а також реалізувати різні стратегії керування. Використання Python є зручним завдяки гнучкості, доступності великої кількості бібліотек та можливості інтеграції з іншими системами [15].

Окрему увагу слід приділити спеціалізованим середовищам для дослідження алгоритмів керування. У наукових дослідженнях активно застосовуються програмні платформи, які дозволяють тестувати різні підходи до керування мікромережею, включаючи оптимізаційні та прогностичні методи. Наприклад, застосування методів прогностичного керування дозволяє враховувати майбутні значення генерації та споживання, що підвищує ефективність роботи системи. Такі алгоритми дозволяють мінімізувати витрати та підвищити рівень самоспоживання енергії.

Важливим напрямом є також використання програмних платформ для оптимізації та аналізу енергосистем. Сучасні інструменти дозволяють моделювати не лише технічні параметри, але й економічні показники, такі як вартість електроенергії, витрати на експлуатацію та ефективність інвестицій. Дослідження показують, що моделювання є ключовим етапом у процесі проєктування мікромереж, оскільки дозволяє врахувати технічні, економічні та екологічні фактори одночасно.

Для реалізації алгоритмів керування в реальних умовах використовуються системи EMS, які можуть працювати як на локальних контролерах, так і на серверних платформах. У деяких випадках алгоритм DSM реалізується безпосередньо в ПЛК, що забезпечує швидку реакцію на зміну параметрів. У більш складних системах застосовується багаторівнева структура керування, де один рівень виконує планування, а інший забезпечує оперативне керування в реальному часі. Такий підхід дозволяє досягти кращого балансу між точністю прогнозування та швидкістю реагування.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	28
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

Сучасні програмні рішення також активно інтегрують методи штучного інтелекту та машинного навчання. Це дозволяє адаптувати алгоритми керування до змінних умов роботи мікромережі, підвищувати точність прогнозування та оптимізувати розподіл енергії. Наприклад, алгоритми можуть враховувати погодні умови, поведінку споживачів та історичні дані для прийняття більш обґрунтованих рішень.

3.2. Математична модель розподілу потужності в мікромережі

Побудова математичної моделі розподілу потужності в мікромережі є важливим етапом при розробці інтелектуальної системи керування навантаженням (Додаток Б). Така модель дозволяє формалізувати процеси генерації, споживання та накопичення електроенергії, а також забезпечити можливість оптимізації режимів роботи системи. В основі математичного опису лежить баланс потужності, який впливає із закону збереження енергії [16]. У загальному вигляді для електричної системи він може бути записаний як (3.1):

$$\sum_{i=1}^n P_{\text{ген},i} = \sum_{j=1}^m P_{\text{спож},j} + P_{\text{вт}}, \text{ де} \quad (3.1)$$

$P_{\text{ген},i}$ — потужність i -го джерела генерації, Вт;

$P_{\text{спож},j}$ — потужність j -го споживача, Вт;

$P_{\text{вт}}$ — втрати потужності в мережі, Вт;

n — кількість джерел генерації;

m — кількість споживачів.

Для мікромережі з відновлюваними джерелами енергії це рівняння доцільно представити у розгорнутому вигляді як (3.2):

$$P_{\text{ген}}(t) + P_{\text{мережа}}(t) + P_{\text{нак}}(t) = P_{\text{навантаж}}(t) + P_{\text{вт}}(t), \text{ де} \quad (3.2)$$

$P_{\text{ген}}(t)$ — сумарна потужність відновлюваних джерел, Вт;

$P_{\text{мережа}}(t)$ — потужність, що надходить із зовнішньої мережі або передається в неї, Вт;

$P_{\text{нак}}(t)$ — потужність системи накопичення енергії, Вт;

$P_{\text{навантаж}}(t)$ — сумарна потужність навантаження, Вт;

$P_{\text{вт}}(t)$ — втрати потужності в мережі, Вт;

t — момент часу.

З формули (3.2) бачимо, що враховується генерація від ВДЕ, обмін із зовнішньою мережею, робота накопичувача та споживання. Це рівняння використовується як базове при розробці алгоритмів керування, оскільки дозволяє оцінити поточний стан системи у кожний момент часу.

Для більш детального аналізу режимів роботи мікромережі може використовуватися класична модель потокорозподілу потужності, яка у вузловій формі записується як (3.3):

$$P_i(t) = \sum_{k=1}^N |U_i| |U_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}), \text{ де} \quad (3.3)$$

P_i — активна потужність у вузлі i , Вт;

U_i, U_k — напруги у вузлах i та k , В;

G_{ik} — активна провідність між вузлами i та k , См;

B_{ik} — реактивна провідність між вузлами i та k , См;

θ_{ik} — різниця фаз напруг, рад;

N — кількість вузлів системи.

Рівняння 3.3 застосовується для визначення розподілу потужності між вузлами мережі та враховує електричні параметри ліній і напруги. Однак у задачах керування навантаженням часто використовують спрощені моделі, які дозволяють швидше виконувати обчислення.

Генерація відновлюваних джерел є змінною величиною, тому вона описується як функція часу. Потужність фотоелектричних панелей може бути визначена за формулою (3.4):

$$P_{\text{ФЕ}}(t) = \eta_{\text{ФЕ}} \cdot S \cdot G(t), \text{ де} \quad (3.4)$$

$P_{\text{ФЕ}}(t)$ — потужність фотоелектричної установки, Вт;

$\eta_{\text{ФЕ}}$ — коефіцієнт корисної дії панелей;

S — площа фотоелектричних модулів, м^2 ;

$G(t)$ — сонячна радіація, $\text{Вт}/\text{м}^2$.

Для вітрових установок використовується залежність (3.5):

$$P_{\text{wind}}(t) = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p, \quad (3.5)$$

В формулі 3.5 враховується густина повітря, площа ротора, швидкість вітру та коефіцієнт використання енергії потоку. Сумарна генерація мікромережі визначається за формулою (3.6):

$$P_{\text{gen}}(t) = P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{wind}}(t) \quad (3.6)$$

Навантаження мікромережі також є змінною величиною та визначається як сума окремих споживачів (3.7), тобто:

$$P_{\text{load}}(t) = \sum_{i=1}^n P_i(t) \quad (3.7)$$

Для реалізації алгоритму DSM навантаження доцільно розділити на критичне та кероване, що математично можна записати (3.8):

$$P_{\text{load}}(t) = P_{\text{crit}}(t) + P_{\text{flex}}(t) \quad (3.8)$$

У цьому випадку $P_{\text{flex}}(t)$ є змінною, яку можна регулювати залежно від умов роботи системи.

Система накопичення енергії відіграє важливу роль у забезпеченні стабільності мікромережі. Її стан описується через рівень заряду, який визначається як (3.9):

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		31

$$SOC(t) = \frac{E(t)}{E_{max}} \quad (3.9)$$

Зміна енергії в акумуляторі визначається рівнянням (3.10):

$$E(t + \Delta t) = E(t) + \eta_{ch} P_{ch}(t) \Delta t - \frac{P_{dis}(t)}{\eta_{dis}} \Delta t \quad (3.10)$$

В формулі 3.10 враховуються процеси заряджання та розряджання з урахуванням коефіцієнтів ефективності. При цьому необхідно дотримуватися обмежень $SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max}$, що забезпечує безпечну експлуатацію накопичувача.

Для забезпечення коректної роботи системи також вводяться обмеження на потужність, наприклад $0 \leq P_{BESS}(t) \leq P_{BESS}^{max}$ та $P_{grid}^{min} \leq P_{grid}(t) \leq P_{grid}^{max}$. Ці умови враховують технічні можливості обладнання та запобігають перевантаженням.

Задача керування формулюється як задача оптимізації, метою якої є мінімізація витрат на електроенергію. Цільова функція може бути записана у вигляді (3.11):

$$J = \sum_{i=1}^T C(t) P_{grid}(t) \quad (3.11)$$

Для підвищення ефективності роботи системи можуть використовуватися прогнозні значення генерації та навантаження, які позначаються як (3.12):

$$P_{gen}(t + k), \quad P_{load}(t + k) \quad (3.12)$$

Це дозволяє заздалегідь приймати рішення щодо розподілу потужності та уникати пікових навантажень.

Узагальнюючи, математична модель мікромережі може бути представлена у вигляді динамічної системи (3.13):

$$x(t + 1) = f(x(t), u(t)), \quad (3.13)$$

де $x(t)$ описує стан системи, а $u(t)$ – керуючі впливи. Такий підхід широко використовується у теорії автоматичного керування та дозволяє реалізувати складні алгоритми оптимізації.

Отже, побудована математична модель дозволяє описати всі основні процеси, що відбуваються в мікромережі, включаючи генерацію, споживання та накопичення енергії. Вона є основою для реалізації алгоритмів інтелектуального керування навантаженням і забезпечує можливість підвищення ефективності використання відновлюваних джерел енергії.

3.3. Розробка алгоритму пріоритетного керування навантаженням

Розробка алгоритму пріоритетного керування навантаженням є одним із основних елементів інтелектуальної системи керування мікромережею. Основною задачею такого алгоритму є забезпечення стабільної роботи системи шляхом узгодження споживання електроенергії з доступною генерацією відновлюваних джерел. На відміну від класичних підходів, де основна увага приділяється збільшенню генерації, у даному випадку реалізується керування саме навантаженням [17].

Алгоритм базується на принципі пріоритезації споживачів, при якому кожному навантаженню присвоюється певний рівень важливості. Для формалізації цього підходу вводиться коефіцієнт пріоритету (3.14):

$$w_i \in [0, 1], \text{ де} \quad (3.14)$$

w_i — коефіцієнт пріоритету i -го навантаження;

$w_i = 1$ — критичне навантаження;

$w_i \rightarrow 0$ — найменш важливе навантаження.

Сумарна ефективна потужність навантаження з урахуванням пріоритетів може бути записана як (3.15):

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	33
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

$$P_{\text{еф}}(t) = \sum_{i=1}^n w_i P_i(t), \text{ де} \quad (3.15)$$

$P_i(t)$ — потужність i -го споживача, Вт;

n — кількість споживачів.

Це дозволяє оцінити «важливу частину» навантаження та використовувати її при прийнятті рішень.

У межах алгоритму вводиться функція доступної потужності, яка враховує генерацію та стан накопичувача (3.16):

$$P_{\text{допуст}}(t) = P_{\text{ген}}(t) + k_{\text{нак}} \cdot P_{\text{нак}}^{\text{макс}}, \text{ де} \quad (3.16)$$

$P_{\text{допуст}}(t)$ — допустима потужність навантаження;

$P_{\text{ген}}(t)$ — потужність генерації;

$P_{\text{нак}}^{\text{макс}}$ — максимальна потужність накопичувача;

$k_{\text{нак}}$ — коефіцієнт використання накопичувача (0...1).

Цей коефіцієнт залежить від рівня заряду акумулятора та визначає, яку частину накопиченої енергії можна використати.

Для визначення необхідності керування вводиться функція перевищення навантаження (3.17):

$$\Delta P_{\text{пер}}(t) = P_{\text{навантаж}}(t) - P_{\text{допуст}}(t), \text{ де} \quad (3.17)$$

$\Delta P_{\text{пер}}(t) > 0$ означає перевантаження.

У цьому випадку запускається механізм обмеження споживання. Алгоритм виконує сортування навантаження за пріоритетом та формує множину споживачів для відключення (3.18):

$$\mathcal{L}_{\text{відкл}} = \{i \mid w_i \leq w_{\text{пор}}\}, \text{ де} \quad (3.18)$$

$w_{\text{пор}}$ — порогове значення пріоритету.

Сумарна потужність відключеного навантаження визначається як (3.19):

$$P_{\text{відкл}}(t) = \sum_{i \in \mathcal{L}_{\text{відкл}}} P_i(t) \quad (3.19)$$

Алгоритм підбирає таку множину, щоб виконувалась умова $P_{\text{відкл}}(t) \geq \Delta P_{\text{пер}}(t)$. Це дозволяє усунути перевантаження з мінімальними втратами для системи.

Для більш точного керування вводиться бінарна змінна стану навантаження (3.20):

$$u_i(t) = \begin{cases} 1, & \text{якщо навантаження увімкнене} \\ 0, & \text{якщо навантаження вимкнене} \end{cases} \quad (3.20)$$

Тоді сумарне навантаження визначається за формулою (3.21):

$$P_{\text{кер}}(t) = \sum_{i=1}^n u_i(t) P_i(t) \quad (3.21)$$

Рівняння 3.21 дозволяє формалізувати процес керування та використовувати його в алгоритмах оптимізації.

Задача керування формулюється як задача мінімізації втрат комфорту споживачів (3.22):

$$J = \sum_{i=1}^n (1 - u_i(t)) \cdot w_i \cdot P_i(t), \text{ де} \quad (3.22)$$

J — функція втрат;

$(1 - u_i(t))$ — показує, що навантаження відключене.

Таким чином, алгоритм прагне мінімізувати відключення навантажень з високим пріоритетом.

Для забезпечення стабільності вводиться також умова обмеження швидкості перемикачів $|u_i(t) - u_i(t-1)| \leq 1$, що запобігає частим вмиканням та вимиканням обладнання.

У випадку надлишкової генерації вводиться функція резерву потужності (3.23):

$$P_{\text{рез}}(t) = P_{\text{допуст}}(t) - P_{\text{кер}}(t) \quad (3.23)$$

Якщо $P_{\text{рез}}(t) > 0$, алгоритм виконує підключення навантаження у зворотному порядку пріоритетів (3.24):

$$\mathcal{L}_{\text{вкл}} = \{i \mid w_i \geq w_{\text{пор}}\} \quad (3.24)$$

Таким чином, спочатку підключаються більш важливі споживачі.

Алгоритм працює циклічно та включає такі етапи:

- зчитування даних з датчиків і лічильників;
- розрахунок доступної потужності;
- визначення перевантаження або резерву;
- сортування навантаження за пріоритетом;
- прийняття рішення про відключення або підключення;
- оновлення стану системи.

З математичної точки зору система може бути описана у вигляді дискретної моделі керування (3.25):

$$x(t+1) = f(x(t), u(t), w), \text{ де} \quad (3.25)$$

$x(t)$ — стан системи;

$u(t)$ — вектор керування;

w — вектор пріоритетів.

Отже, розроблений алгоритм пріоритетного керування навантаженням дозволяє ефективно реалізувати підхід DSM у мікромережі. Він забезпечує адаптацію споживання до умов генерації, мінімізує перевантаження та підвищує надійність роботи системи. Використання пріоритетів дозволяє зберегти роботу критичних споживачів навіть у складних умовах, що є важливим для практичного

застосування таких систем.

3.4. Прогнозування генерації на основі метеоданих

Прогнозування генерації електроенергії від відновлюваних джерел є важливим елементом інтелектуальної системи керування мікромережею. Це пов'язано з тим, що потужність фотоелектричних і вітрових установок значною мірою залежить від метеорологічних факторів, таких як сонячна радіація, температура повітря, швидкість та напрям вітру. Як показують дослідження, точність прогнозу безпосередньо впливає на ефективність роботи мікромережі та алгоритмів керування навантаженням [16].

Основою прогнозування є використання часових рядів метеоданих. Одним із базових підходів є модель авторегресії, яка описується рівнянням (3.26):

$$X_{\text{прог}}(t) = \sum_{k=1}^n a_k X(t-k) + \varepsilon(t), \text{де} \quad (3.26)$$

$X_{\text{прог}}(t)$ — прогнозоване значення параметра (наприклад, радіації або швидкості вітру);

$X(t-k)$ — попередні значення параметра;

a_k — коефіцієнти моделі;

p — порядок моделі;

$\varepsilon(t)$ — випадкова похибка.

Дана модель широко використовується для короткострокового прогнозування і дозволяє врахувати часову залежність даних.

Для врахування сезонності та трендів застосовується розширена модель (3.27):

$$X(t) = T(t) + S(t) + R(t), \text{де} \quad (3.27)$$

$T(t)$ — трендова складова;

$S(t)$ — сезонна складова;

$R(t)$ — випадкова складова.

Такий підхід дозволяє розкласти часовий ряд на складові та підвищити точність прогнозу.

У задачах прогнозування генерації фотоелектричних систем використовується залежність потужності від кута падіння сонячних променів (3.28):

$$G_{\text{еф}}(t) = G_{\text{гор}}(t) \cdot \cos \beta(t), \text{ де} \quad (3.28)$$

$G_{\text{еф}}(t)$ — ефективна сонячна радіація;

$G_{\text{гор}}(t)$ — горизонтальна радіація;

$\beta(t)$ — кут падіння сонячного випромінювання.

Формула 3.28 дозволяє перейти від метеоданих до величини, що реально впливає на генерацію.

Для оцінки впливу температури використовується корекційна залежність (3.29):

$$P_{\text{кор}}(t) = P_{\text{ном}}[1 - \gamma(T(t) - T_{\text{ном}})], \text{ де} \quad (3.29)$$

$P_{\text{кор}}(t)$ — скоригована потужність;

$P_{\text{ном}}$ — номінальна потужність;

γ — температурний коефіцієнт;

$T(t)$ — температура навколишнього середовища;

$T_{\text{ном}}$ — номінальна температура.

Рівняння 3.29 враховує зниження ефективності фотоелектричних панелей при підвищенні температури.

Для прогнозування вітрової генерації використовується статистична модель швидкості вітру. Часто застосовується розподіл Вейбулла (3.30):

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-(v/c)^k}, \text{ де} \quad (3.30)$$

$f(v)$ — функція густини ймовірності швидкості вітру;

v — швидкість вітру;

k — параметр форми;
 c — параметр масштабу.

Функція 3.30 дозволяє оцінити ймовірні значення швидкості вітру та використовувати їх у прогнозі.

Для переходу від метеоданих до потужності використовується функція перетворення (3.31):

$$P_{\text{вітр,прог}}(t) = f(v_{\text{прог}}(t)), \text{де} \quad (3.31)$$

$v_{\text{прог}}(t)$ — прогнозована швидкість вітру;
 $f(\cdot)$ — характеристика турбіни.

Як зазначається у дослідженнях, прогнозування генерації зазвичай включає два етапи: прогноз метеопараметрів та їх перетворення у потужність.

Для оцінки точності прогнозу використовуються критерії похибки. Найбільш поширеним є середньоквадратичне відхилення (3.32):

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{\text{прог},i} - P_{\text{факт},i})^2}, \text{де} \quad (3.32)$$

$P_{\text{прог},i}$ — прогнозоване значення;
 $P_{\text{факт},i}$ — фактичне значення;
 N — кількість вимірювань.

Цей показник дозволяє оцінити якість прогнозу і використовується для порівняння моделей.

Для врахування стохастичної природи процесів вводиться модель з випадковою складовою (3.33):

$$P_{\text{прог}}(t) = \hat{P}(t) + \xi(t), \text{де} \quad (3.33)$$

$\hat{P}(t)$ — детермінована частина;
 $\xi(t)$ — випадкова складова.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	39
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

Це дозволяє врахувати невизначеність прогнозу.

У сучасних системах також застосовується прогнозування на основі регресійних моделей (3.34):

$$P_{\text{прог}}(t) = b_0 + b_1 G(t) + b_2 T(t) + b_3 v(t), \text{ де} \quad (3.34)$$

b_0, b_1, b_2, b_3 — коефіцієнти регресії;

$G(t)$ — сонячна радіація;

$T(t)$ — температура;

$v(t)$ — швидкість вітру.

Згідно з сучасними дослідженнями, найбільш ефективними є комбіновані підходи, які поєднують статистичні методи та машинне навчання. Це дозволяє врахувати складні нелінійні залежності та підвищити точність прогнозу.

Таким чином, прогнозування генерації на основі метеоданих базується на поєднанні фізичних і статистичних моделей. Воно включає аналіз часових рядів, врахування метеорологічних факторів та використання математичних методів для оцінки майбутніх значень потужності.

3.5. Моделювання та оцінка ефективності алгоритму

Після розробки алгоритму пріоритетного керування навантаженням необхідно виконати його моделювання та оцінку ефективності. Це дозволяє перевірити, як алгоритм працює в різних умовах, а також оцінити його вплив на енергетичні та економічні показники мікромережі. Моделювання виконується на дискретному часовому інтервалі, що дозволяє врахувати зміну генерації відновлюваних джерел і характер споживання протягом доби (Додаток В).

Одним із базових показників, що використовується для аналізу, є сумарне енергоспоживання системи, яке визначається як (3.35):

$$E_{\text{спож}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{навантаж}}(t) \Delta t, \text{ де} \quad (3.35)$$

$E_{\text{спож}}$ — загальна спожита енергія, Дж;

$P_{\text{навантаж}}(t)$ — потужність навантаження у момент часу t , Вт;

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	40
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

Δt — тривалість кроку часу, с;

T — кількість інтервалів.

Цей показник дозволяє оцінити загальний рівень споживання та використовується як база для порівняння різних режимів роботи.

Для оцінки використання локальної генерації вводиться коефіцієнт самоспоживання (3.36):

$$E_{\text{сам}} = \frac{E_{\text{лок}}}{E_{\text{ген}}}, \text{ де} \quad (3.36)$$

$k_{\text{сам}}$ — коефіцієнт самоспоживання;

$E_{\text{лок}}$ — енергія, використана всередині мікромережі, Дж;

$E_{\text{ген}}$ — загальна вироблена енергія ВДЕ, Дж.

Зростання цього показника свідчить про ефективну роботу алгоритму, оскільки більша частина енергії використовується локально.

Для економічної оцінки використовується функція витрат (3.37):

$$C_{\text{заг}} = \sum_{t=1}^T C(t) P_{\text{мережа}}(t) \Delta t, \text{ де} \quad (3.37)$$

$C_{\text{заг}}$ — сумарні витрати на електроенергію, грн;

$C(t)$ — тариф у момент часу t , грн/Вт·с;

$P_{\text{мережа}}(t)$ — потужність, отримана з мережі, Вт.

Порівняння значень $C_{\text{заг}}$ для різних режимів дозволяє визначити економічну ефективність алгоритму.

Щоб оцінити вплив алгоритму на характер навантаження, використовується коефіцієнт нерівномірності (3.38):

$$k_{\text{нер}} = \frac{P_{\text{макс}} - P_{\text{мін}}}{P_{\text{сер}}}, \text{ де} \quad (3.38)$$

$k_{\text{нер}}$ — коефіцієнт нерівномірності;

$P_{\text{макс}}$ — максимальна потужність, Вт;

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	41
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

$P_{\min}$ — мінімальна потужність, Вт;

$P_{\text{сер}}$ — середня потужність, Вт.

Зменшення коефіцієнта нерівномірності означає більш рівномірний графік навантаження, що є позитивним результатом роботи алгоритму.

Важливим показником є також обсяг недовідпущеної енергії, який визначається як (3.39):

$$E_{\text{нед}} = \sum_{t=1}^T P_{\text{обм}}(t) \Delta t, \text{ де} \quad (3.39)$$

$E_{\text{нед}}$ — енергія, не подана споживачам, Дж;

$P_{\text{обм}}(t)$ — обмежена потужність, Вт.

Значення обсягу недовідпущеної енергії дозволяє оцінити негативний вплив обмеження навантаження. Його значення повинно бути мінімальним.

У процесі моделювання зазвичай розглядаються два основні режими роботи системи: без використання алгоритму керування та із застосуванням алгоритму. У першому випадку навантаження працює без обмежень, що часто призводить до пікових перевантажень. У другому випадку алгоритм адаптує споживання до умов генерації, що дозволяє згладити графік навантаження та підвищити ефективність системи.

Результати моделювання показують, що використання алгоритму пріоритетного керування (Додаток Д) дозволяє значно зменшити споживання електроенергії з зовнішньої мережі, підвищити рівень використання відновлюваних джерел та знизити загальні витрати. Крім того, зменшується нерівномірність навантаження, що позитивно впливає на надійність роботи обладнання [18].

Таким чином, проведене моделювання підтверджує ефективність розробленого алгоритму. Отримані результати свідчать про те, що його використання дозволяє оптимізувати роботу мікромережі як з технічної, так і з економічної точки зору. Це робить запропонований підхід доцільним для практичного застосування у сучасних енергетичних системах.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	42
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

Висновки до розділу 3

У третьому розділі було розглянуто програмне забезпечення та алгоритмічні основи інтелектуального керування навантаженням у мікромережі з відновлюваними джерелами енергії. Встановлено, що ефективне функціонування мікромережі значною мірою залежить від застосування енергоменеджменту, який забезпечує баланс між генерацією, споживанням та накопиченням енергії.

У процесі дослідження було проаналізовано програмні середовища моделювання, побудовано математичну модель розподілу потужності та розроблено алгоритм пріоритетного керування навантаженням. Показано, що використання підходів DSM дозволяє адаптувати споживання до умов генерації та зменшити пікові навантаження.

Особливу увагу приділено прогнозуванню генерації на основі метеоданих, що дає можливість підвищити точність керування та забезпечити більш ефективне використання відновлюваних ресурсів. Проведене моделювання підтвердило, що запропонований алгоритм дозволяє зменшити споживання з зовнішньої мережі, підвищити коефіцієнт самоспоживання та знизити експлуатаційні витрати.

Таким чином, результати розділу підтверджують доцільність застосування інтелектуальних алгоритмів керування навантаженням у сучасних мікромережах.

РОЗДІЛ 4. ПРОЄКТУВАННЯ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ СИСТЕМИ

4.1. Розрахунок електричних навантажень об'єкта

Розрахунок електричних навантажень є одним із основних етапів проєктування системи електропостачання, оскільки на його основі здійснюється вибір обладнання, визначення режимів роботи та оцінка ефективності мікромережі [19]. У даній роботі розрахунок виконано за методом коефіцієнтів використання, який широко застосовується при проєктуванні об'єктів електроенергетики.

Для дослідження розглядається об'єкт, що включає три основні групи споживачів: освітлення, побутове навантаження та електродвигуни. Номінальні потужності окремих споживачів приймаються за довідковими значеннями.

Встановлена потужність освітлювальної групи визначається як сума потужностей світильників і становить 10 кВт. Побутове навантаження включає розетки, побутову техніку та інші споживачі і приймається рівним 15 кВт. Потужність електродвигунів становить 20 кВт. Таким чином, загальна встановлена потужність об'єкта визначається як (4.1):

$$P_{\text{вст}} = 10 + 15 + 20 = 45 \text{ кВт} \quad (4.1)$$

Оскільки всі електроприймачі працюють нерівномірно, для визначення реального навантаження використовується коефіцієнт використання. Для даного типу об'єкта приймаємо середнє значення $K_{\text{вик}} = 0,7$. Тоді розрахункова потужність становить (4.2):

$$P_{\text{розр}} = 0,7 * 45 = 31,5 \text{ кВт} \quad (4.2)$$

Наступним етапом є визначення реактивної потужності. Для змішаного навантаження приймаємо значення $\text{tg}\varphi = 0,75$. Тоді (4.3)

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	44
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{розр}} = 31,5 * 0,75 = 23,6 \text{ квар} \quad (4.3)$$

Повна потужність об'єкта визначається як геометрична сума активної та реактивної складових і становить (4.4)

$$S_{\text{розр}} = \sqrt{31,5^2 + 23,6^2} = 39,3 \text{ кВА} \quad (4.4)$$

Для врахування можливого одночасного включення споживачів вводиться коефіцієнт максимуму. Для даного об'єкта приймаємо $K_{\text{макс}} = 1,2$. Максимальне навантаження тоді становить (4.5)

$$P_{\text{макс}} = 1,2 * 31,5 = 37,8 \text{ кВт} \quad (4.5)$$

Визначимо розрахунковий струм для трифазної мережі напругою 380 В. Приймаємо коефіцієнт потужності $\cos\varphi = 0,85$ та коефіцієнт корисної дії $\eta = 0,9$. Тоді (4.6)

$$I_{\text{розр}} = \frac{31,5 * 10^3}{\sqrt{3} * 380 * 0,85 * 0,9} = 63 \text{ А} \quad (4.6)$$

Отримане значення струму використовується при виборі кабелів та апаратів захисту.

Для більш детального аналізу розглянемо окремі групи навантаження. Для освітлення з коефіцієнтом використання $K_{\text{вик}} = 0,9$ розрахункова потужність становить (4.7)

$$P_{\text{розр,осв}} = 0,9 * 10 = 9 \text{ кВт} \quad (4.7)$$

Для побутового навантаження при $K_{\text{вик}} = 0,6$ (4.8):

$$P_{\text{розр,поб}} = 0,6 * 15 = 9 \text{ кВт} \quad (4.8)$$

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	45
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Для електродвигунів при $K_{\text{вик}} = 0,75$ (4.9):

$$P_{\text{розр,дв}} = 0,75 * 20 = 15 \text{ кВт} \quad (4.9)$$

Сумарна розрахункова потужність груп становить (4.10)

$$P_{\text{сум}} = 9 + 9 + 15 = 33 \text{ кВт}, \quad (4.10)$$

що близько до раніше отриманого значення, що підтверджує правильність розрахунків.

Для оцінки середнього навантаження протягом доби визначимо спожиту енергію. Припустимо, що об'єкт працює 12 годин на добу. Тоді (4.11)

$$E_{\text{спож}} = 31,5 * 12 = 378 \text{ кВт * год} \quad (4.11)$$

Це значення використовується при оцінці енергоспоживання та виборі системи накопичення.

У контексті мікромережі важливо визначити частку навантаження, яку можна керувати. Припустимо, що 40 % навантаження є керованим. Тоді (4.12)

$$P_{\text{кер}} = 0,4 * 31,5 = 12,6 \text{ кВт} \quad (4.12)$$

Це значення є важливим для реалізації алгоритму DSM, оскільки саме ця частина навантаження може бути відключена або перенесена в часі.

Також визначимо мінімальне навантаження об'єкта, яке не підлягає відключенню. Припустимо, що критичне навантаження становить 30 % від загального. Тоді (4.13)

$$P_{\text{кер}} = 0,3 * 31,5 = 9,45 \text{ кВт} \quad (4.13)$$

Це навантаження повинно забезпечуватись за будь-яких умов роботи системи.

Отримані результати показують, що об'єкт має достатньо гнучку структуру навантаження, що дозволяє ефективно застосовувати алгоритми керування. Зокрема, значна частка керованого навантаження дає можливість оптимізувати споживання електроенергії відповідно до генерації відновлюваних джерел.

Таким чином, проведений розрахунок електричних навантажень дозволяє визначити основні параметри системи, оцінити максимальні режими роботи та підготувати вихідні дані для вибору обладнання.

4.2. Розрахунок потужності фотоелектричної установки

Розрахунок потужності фотоелектричної установки є важливим етапом проектування мікромережі, оскільки від правильності визначення її параметрів залежить ефективність роботи всієї системи керування навантаженням. Основною задачею є підбір такої встановленої потужності сонячної електростанції, яка дозволить максимально покрити споживання об'єкта та забезпечити ефективну роботу алгоритму DSM [20].

Вихідними даними для розрахунку є енергоспоживання об'єкта, яке було визначено у попередньому підрозділі та становить приблизно 378 кВт·год за добу. Оскільки фотоелектрична установка працює лише у світлу частину доби, необхідно врахувати тривалість ефективного сонячного випромінювання. Для умов України середнє значення еквівалентної сонячної радіації приймається на рівні 4,0 кВт·год/м²·добу.

На першому етапі визначається необхідна встановлена потужність фотоелектричної установки. Для цього добове споживання ділиться на кількість еквівалентних сонячних годин з урахуванням втрат у системі. Приймаючи коефіцієнт втрат $K_{вт} = 0,8$, отримуємо (4.14)

$$P_{\text{ФЕ,вст}} = \frac{378}{4,0 \cdot 0,8} = 118 \text{ кВт} \quad (4.14)$$

Це значення є орієнтовною встановленою потужністю фотоелектричної станції.

Далі виконується уточнення з урахуванням коефіцієнта нерівномірності генерації. Оскільки сонячна енергія розподіляється нерівномірно протягом дня, вводиться коефіцієнт використання встановленої потужності $K_{\text{вик,ФЕ}} = 0,75$. Тоді ефективна потужність становить (4.15)

$$P_{\text{ФЕ,еф}} = 118 * 0,75 = 88,5 \text{ кВт} \quad (4.15)$$

Це значення відповідає середній потужності, яку система може реально видавати.

Наступним етапом є визначення площі фотоелектричних модулів. Для цього використовується залежність між потужністю, сонячною радіацією та коефіцієнтом корисної дії. Приймаючи ККД панелей $\eta_{\text{ФЕ}} = 0,18$, а середню інтенсивність випромінювання 1000 Вт/м^2 , отримаємо (4.16)

$$S_{\text{ФЕ}} = \frac{118 * 10^3}{1000 * 0.18} = 655 \text{ м}^2 \quad (4.16)$$

Це площа, необхідна для розміщення фотоелектричних панелей.

Далі визначається кількість модулів. Якщо використовуються панелі потужністю 400 Вт, то кількість становить (4.17)

$$N_{\text{мод}} = \frac{118000}{400} = 295 \text{ шт} \quad (4.17)$$

Округлюючи до цілого значення, приймаємо 300 модулів.

Загальна встановлена потужність при цьому становитиме (4.18)

$$P_{\text{ФЕ,факт}} = 300 * 0,4 = 120 \text{ кВт}, \quad (4.18)$$

що близько до розрахованого значення.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		48

Важливим етапом є врахування температурного впливу на роботу панелей. Припустимо, що температура навколишнього середовища становить 35°C, а номінальна температура 25°C. При температурному коефіцієнті $\gamma = 0,004$ отримаємо (4.19)

$$P_{\text{ФЕ,тем}} = 120 * (1 - 0,004 * (35 - 25)) = 115,2 \text{ кВт} \quad (4.19)$$

Таким чином, реальна потужність з урахуванням температури зменшується.

Для оцінки добової генерації використовується ефективна потужність. При тривалості генерації 4 години отримуємо (4.20)

$$P_{\text{ФЕ}} = 115,2 * 4 = 460,8 \text{ кВт} * \text{год} \quad (4.20)$$

Це значення перевищує споживання об'єкта, що свідчить про можливість накопичення енергії або її використання для керованого навантаження.

Далі визначимо коефіцієнт покриття навантаження. При споживанні 378 кВт·год отримуємо (4.21)

$$k_{\text{пок}} = \frac{460,8}{378} = 1,22 \quad (4.21)$$

Отриманий коефіцієнт покриття навантаження показує, що система здатна повністю покрити споживання і створити резерв енергії.

Також визначимо частку використання генерації. Якщо припустити, що реально використовується 85 % виробленої енергії, то (4.22)

$$E_{\text{вик}} = 0,85 * 460,8 = 391,7 \text{ кВт} * \text{год} \quad (4.22)$$

Отримане значення показує, що більша частина генерації може бути використана безпосередньо в системі.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	49
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

Для оцінки інтеграції з алгоритмом DSM визначимо можливий надлишок енергії (4.23):

$$E_{\text{над}} = 460,8 - 378 = 82,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (4.23)$$

Отриманий надлишок енергії може бути використаний для заряджання накопичувача або підключення додаткового навантаження.

Підсумовуючи вище написане можемо сказати, що отримані результати свідчать про те, що обрана потужність фотоелектричної установки є достатньою для забезпечення енергетичних потреб об'єкта. Крім того, наявність надлишкової генерації створює умови для ефективної роботи алгоритму керування навантаженням, який може адаптувати споживання до режимів генерації.

Таким чином, розрахунок потужності фотоелектричної установки показує, що для даного об'єкта доцільно використовувати систему потужністю близько 120 кВт. Це забезпечує повне покриття навантаження, можливість накопичення енергії та ефективну інтеграцію з інтелектуальною системою керування.

4.3. Розрахунок ємності акумуляторної батареї

Розрахунок ємності акумуляторної батареї є важливим етапом проєктування мікромережі з відновлюваними джерелами енергії. Основна задача накопичувача полягає у згладжуванні нерівномірності генерації фотоелектричної установки та забезпеченні живлення споживачів у періоди відсутності генерації. Крім того, акумуляторна батарея відіграє ключову роль у реалізації алгоритмів DSM, оскільки дозволяє накопичувати надлишкову енергію та використовувати її у потрібний момент [21].

Вихідними даними для розрахунку є добове споживання електроенергії, яке становить 378 кВт·год, а також потужність фотоелектричної установки, яка забезпечує генерацію на рівні 460,8 кВт·год за добу. При цьому частина енергії використовується безпосередньо, а частина повинна бути накопичена.

На першому етапі визначається обсяг енергії, який необхідно накопичити. Оскільки споживання в нічний час не покривається генерацією, приймаємо, що

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	50
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

приблизно 40 % добового навантаження припадає на цей період. Тоді необхідна енергія становить (4.24)

$$E_{\text{ніч}} = 0,4 * 378 = 151,2 \text{ кВт} * \text{год} \quad (4.24)$$

Отримане значення є мінімальною необхідною енергією, яку має забезпечити акумуляторна батарея.

Далі враховується коефіцієнт глибини розряду акумулятора. Для забезпечення довговічності батареї приймаємо допустиму глибину розряду $D_{\text{роз}} = 0,8$. Тоді необхідна номінальна ємність визначається як (4.25)

$$E_{\text{ном}} = \frac{151,2}{0,8} = 189 \text{ кВт} * \text{год} \quad (4.25)$$

Значення номінальної ємності (4.25) враховує, що акумулятор не повинен повністю розряджатися.

Наступним етапом є врахування втрат енергії при заряджанні та розряджанні. Приймаючи ККД системи накопичення $\eta_{\text{нак}} = 0,9$, отримаємо (4.26)

$$E_{\text{факт}} = \frac{189}{0,9} = 210 \text{ кВт} * \text{год} \quad (4.26)$$

Таким чином, реальна необхідна ємність акумуляторної батареї становить приблизно 210 кВт·год.

Для переведення енергетичної ємності у електричну використовується номінальна напруга системи. Приймаючи напругу батареї 400 В, визначимо ємність у ампер-годинах (4.27):

$$C_{\text{бат}} = \frac{210 * 10^3}{400} = 525 \text{ А} * \text{год} \quad (4.27)$$

Отримане значення ємності у ампер-годинах використовується при виборі конфігурації батарей.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			51

Далі визначається кількість акумуляторних модулів. Якщо використовується один модуль ємністю 100 А·год при напрузі 48 В, то для формування системи напругою 400 В необхідно з'єднати приблизно 8 модулів послідовно. Тоді ємність одного такого ланцюга становитиме 100 А·год. Для досягнення загальної ємності 525 А·год необхідно (4.28)

$$N_{\text{ланц}} = \frac{525}{100} = 5,25 \quad (4.28)$$

Округлюючи до більшого значення, приймаємо 6 паралельних ланцюгів. Загальна кількість модулів тоді становить (4.29)

$$N_{\text{мод}} = 8 * 6 = 48 \text{ шт} \quad (4.29)$$

Наступним етапом є перевірка потужності акумуляторної батареї. Максимальна потужність навантаження становить 37,8 кВт. Приймаючи запас по потужності 20 %, необхідна потужність батареї становить (4.30)

$$P_{\text{бат}} = 1,2 * 37,8 = 45,4 \text{ кВт} \quad (4.30)$$

Отримане значення потужності батареї повинно забезпечуватись інвертором та акумуляторною системою.

Перевіримо можливість забезпечення цієї потужності. При напрузі 400 В необхідний струм становить (4.31)

$$I_{\text{бат}} = \frac{45,4 * 10^3}{400} = 113,5 \text{ А} \quad (4.31)$$

Оскільки один ланцюг забезпечує 100 А·год, а використовується 6 паралельних ланцюгів, максимальний струм системи становить близько 600 А, що значно перевищує необхідне значення. Це означає, що обрана конфігурація є достатньою за потужністю.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	52
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

Для оцінки часу автономної роботи визначимо тривалість живлення при середньому навантаженні. При середній потужності 31,5 кВт отримаємо (4.32)

$$t_{\text{авт}} = \frac{210}{31,5} = 6,7 \text{ год} \quad (4.32)$$

Отримане значення в формулі 4.32 означає, що акумуляторна система здатна забезпечити живлення об'єкта протягом нічного періоду.

Також важливо оцінити можливість накопичення надлишкової енергії. Раніше було визначено, що надлишок становить 82,8 кВт·год. Оскільки ємність батареї становить 210 кВт·год, вона здатна повністю накопичити цей обсяг енергії, що є важливим для ефективної роботи системи.

Отримані результати свідчать про те, що обрана ємність акумуляторної батареї забезпечує:

- покриття нічного споживання
- компенсацію нерівномірності генерації
- ефективну роботу алгоритму керування навантаженням
- можливість накопичення надлишкової енергії

Таким чином, проведений розрахунок показує, що для даного об'єкта доцільно використовувати акумуляторну батарею ємністю приблизно 200–210 кВт·год. Це значення забезпечує баланс між технічною ефективністю та економічною доцільністю системи. Використання такої батареї дозволяє реалізувати інтелектуальне керування навантаженням та підвищити автономність мікромережі.

4.4. Обґрунтування вибору інвертора

Вибір інвертора є одним із ключових етапів проєктування мікромережі, оскільки саме цей елемент забезпечує перетворення постійного струму від фотоелектричної установки та акумуляторної батареї у змінний струм для живлення споживачів. Крім того, інвертор виконує функції керування потоками енергії, синхронізації з мережею та реалізації алгоритмів DSM [22].

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			53

Вихідними даними для вибору інвертора є максимальне навантаження об'єкта, яке було визначено раніше і становить 37,8 кВт. Для забезпечення надійної роботи системи необхідно врахувати запас потужності. Приймаючи коефіцієнт запасу $K_{\text{зап}} = 1,2$, отримаємо необхідну потужність інвертора (4.30), що становить 45,4 кВт і визначає мінімально допустиму номінальну потужність інвертора.

З урахуванням отриманого значення доцільно вибрати інвертор потужністю 50 кВт, що є стандартним промисловим рішенням. Такий вибір забезпечує достатній запас для короткочасних перевантажень та дозволяє уникнути роботи обладнання на граничних режимах.

Далі необхідно перевірити відповідність інвертора параметрам фотоелектричної установки. Потужність ФЕ системи становить приблизно 120 кВт, що перевищує потужність одного інвертора. Тому доцільно застосувати декілька інверторів. Наприклад, використовуючи два інвертори по 50 кВт, отримаємо сумарну потужність 100 кВт, що близька до потужності генерації.

Перевіримо коефіцієнт завантаження інвертора (4.33):

$$k_{\text{інв}} = \frac{120}{100} = 1,2 \quad (4.33)$$

Це означає, що інвертори будуть працювати з перевантаженням у пікові періоди, що допустимо для сучасних пристроїв, але потребує врахування при налаштуванні системи.

Наступним етапом є визначення струму на виході інвертора. При напрузі 380 В отримаємо (4.34)

$$I_{\text{інв}} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,95} = 80 \text{ А}, \quad (4.34)$$

де враховано коефіцієнт потужності інвертора $\cos\varphi = 0,95$.

Отримане значення струму на виході інвертора використовується для вибору кабельної продукції та апаратів захисту.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	54
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

Для оцінки сумарного струму системи при використанні двох інверторів отримуємо (4.35)

$$I_{\text{сум}} = 80 * 2 = 160 \text{ А}, \quad (4.35)$$

Значення сумарного струму системи враховується при виборі розподільчого щита та автоматичних вимикачів.

Далі виконується перевірка відповідності інвертора параметрам акумуляторної батареї. Потужність батареї становить 45,4 кВт, що відповідає потужності одного інвертора. Це означає, що система здатна працювати як у режимі генерації, так і в режимі накопичення енергії без перевантаження.

Важливим параметром є також коефіцієнт корисної дії інвертора. Приймаючи $\eta_{\text{інв}} = 0,96$, визначимо втрати потужності (4.36):

$$P_{\text{вт}} = 50 * (1 - 0,96) = 2 \text{ кВт} \quad (4.36)$$

Отримані втрати потужності необхідно враховувати при тепловому розрахунку та організації системи охолодження.

Для оцінки ефективності перетворення визначимо вихідну потужність (4.37):

$$P_{\text{вих}} = 50 * 0,96 = 48 \text{ кВт} \quad (4.37)$$

Розраховане значення вихідної потужності характеризує реальну потужність, яку інвертор передає в мережу.

На основі проведених розрахунків можна зробити висновок, що оптимальним рішенням є використання двох гібридних інверторів потужністю по 50 кВт, які забезпечують необхідний рівень потужності та дозволяють інтегрувати фотоелектричну установку, акумуляторну батарею та зовнішню мережу.

4.5. Розробка електричної принципової схеми

Електрична принципова схема мікромережі (Додаток Е) включає такі основні елементи:

- фотоелектрична установка
- інвертори
- акумуляторна батарея
- розподільчий щит
- навантаження
- зовнішня електромережа

Фотоелектричні модулі з'єднуються у ланцюги, які підключаються до інверторів. Постійний струм перетворюється на змінний, після чого подається до розподільчого щита. У щиті встановлюються автоматичні вимикачі та захисні пристрої.

Акумуляторна батарея підключається до інвертора через систему керування, що дозволяє здійснювати заряджання та розряджання залежно від режиму роботи системи. Інвертор виконує функцію керування потоками енергії між генерацією, накопичувачем та навантаженням.

Для забезпечення безпеки передбачено встановлення пристроїв захисного відключення, запобіжників та системи заземлення. Також важливим елементом є контролер, який реалізує алгоритм керування навантаженням.

У нормальному режимі енергія від фотоелектричної установки використовується для живлення споживачів. Надлишок енергії спрямовується на заряджання акумуляторної батареї. У разі недостатньої генерації система переходить на живлення від накопичувача або зовнішньої мережі.

Таким чином, розроблена схема забезпечує гнучке керування потоками енергії та дозволяє реалізувати алгоритм DSM. Вона є основою для подальшого впровадження інтелектуальної системи керування навантаженням.

4.6. Оцінка енергоефективності та економічної доцільності

Оцінка енергоефективності та економічної доцільності є завершальним

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	56
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

етапом проектування мікромережі з відновлюваними джерелами енергії. Основною метою даного етапу є визначення ефективності використання фотоелектричної установки, акумуляторної батареї та системи керування навантаженням, а також оцінка економічного ефекту від їх впровадження.

Вихідними даними для розрахунку є добове споживання електроенергії об'єкта, яке становить 378 кВт·год, а також добова генерація фотоелектричної установки, що дорівнює 460,8 кВт·год. Частина цієї енергії використовується безпосередньо, а частина накопичується або втрачається.

На першому етапі визначимо коефіцієнт самоспоживання. Приймаючи, що 85 % виробленої енергії використовується всередині системи, отримаємо (4.38)

$$E_{\text{лок}} = 0,85 * 460,8 = 391,7 \text{ кВт} * \text{год} \quad (4.38)$$

Тоді коефіцієнт самоспоживання становить (4.39)

$$k_{\text{сам}} = \frac{391,7}{460,8} = 0,85 \quad (4.39)$$

Отримані значення свідчать про високий рівень використання локальної генерації.

Далі визначимо коефіцієнт покриття навантаження. При споживанні 378 кВт·год отримаємо (4.40)

$$k_{\text{покр}} = \frac{391,7}{378} = 1,04 \quad (4.40)$$

Це означає, що система повністю покриває потреби об'єкта і навіть має невеликий резерв енергії.

Оцінимо енергію, яка надходить із зовнішньої мережі. Припустимо, що лише 10 % споживання покривається мережею. Тоді (4.41)

$$E_{\text{мережа}} = 0,1 * 378 = 37,8 \text{ кВт} * \text{год} \quad (4.41)$$

Розраховане значення енергії, яка надходить із зовнішньої мережі є суттєво меншим порівняно з базовим режимом без використання ВДЕ.

Розрахуємо витрати на електроенергію. Приймаючи середній тариф 12 грн/кВт·год, отримаємо (4.42)

$$C_{\text{алг}} = 37,8 * 12 = 453,6 \text{ грн/добу} \quad (4.42)$$

Для базового варіанту без фотоелектричної установки витрати становили б (4.43)

$$C_{\text{алг}} = 378 * 12 = 4536 \text{ грн/добу} \quad (4.43)$$

Економія коштів визначається як (4.44)

$$\Delta C = 4536 - 453,6 = 4082,4 \text{ грн/добу} \quad (4.44)$$

У відносному вигляді це становить (4.45)

$$\delta_{\text{ек}} = \frac{4082,4}{4536} = 0,9, \quad (4.45)$$

тобто економія досягає близько 90 %.

Розглянемо річний економічний ефект. Припускаючи, що система працює 365 днів на рік, отримаємо (4.46)

$$C_{\text{рік}} = 4082,4 * 365 = 1490076 \text{ грн} \quad (4.46)$$

Розраховане значення (4.46) дозволяє оцінити доцільність інвестицій у систему.

Наступним етапом є визначення капітальних витрат. Приймаємо, що вартість фотоелектричної установки становить 800 доларів за 1 кВт встановленої

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	58
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

потужності. При потужності 120 кВт отримаємо (4.47)

$$C_{\Phi E} = 800 * 120 * 43,5 = 4176000 \text{ грн} \quad (4.47)$$

Вартість акумуляторної батареї приймаємо на рівні 400 доларів за 1 кВт·год. При ємності 210 кВт·год отримаємо (4.48)

$$C_{\text{бат}} = 210 * 400 * 43,5 = 3654000 \text{ грн} \quad (4.48)$$

Сумарні інвестиції становлять (4.49)

$$C_{\text{заг}} = 4176000 + 3654000 = 7830000 \text{ грн} \quad (4.49)$$

Термін окупності визначається як відношення капітальних витрат до річної економії (4.50):

$$T_{\text{окуп}} = \frac{7830000}{1490076} = 5,3 \text{ роки} \quad (4.50)$$

Отримане значення окупності є типовим для систем із накопиченням енергії.

Оцінимо також коефіцієнт енергоефективності системи. Приймаючи, що втрати становлять близько 10 %, отримаємо (4.51)

$$\eta_{\text{сист}} = \frac{391,7}{460,8} = 0,85 \quad (4.51)$$

Значення коефіцієнту енергоефективності системи (4.51) підтверджує достатньо високий рівень ефективності системи.

Для оцінки впливу алгоритму DSM визначимо зниження пікового навантаження. При базовому значенні 37,8 кВт і зниженні на 20 % отримаємо (4.52)

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	59
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$P_{\text{пiк,нов}} = 0,8 * 37,8 = 30,2 \text{ кВт} \quad (4.52)$$

Розраховане зниження пікового навантаження (4.52) дозволяє зменшити навантаження на мережу та підвищити її надійність.

Таким чином, проведені розрахунки показують, що використання фотоелектричної установки, акумуляторної батареї та алгоритму керування навантаженням дозволяє:

- зменшити споживання з мережі більш ніж у 10 разів;
- досягти високого коефіцієнта самоспоживання;
- забезпечити повне покриття навантаження;
- знизити витрати на електроенергію до 90 %;
- підвищити енергоефективність системи.

Отже, впровадження інтелектуальної системи керування навантаженням є технічно доцільним та економічно обґрунтованим. Незважаючи на значні початкові інвестиції, система забезпечує стабільну економію та підвищує енергетичну незалежність об'єкта.

Висновки до розділу 4

У четвертому розділі виконано проєктування основних елементів мікромережі та обґрунтовано вибір обладнання для реалізації інтелектуальної системи керування навантаженням. Проведено розрахунок електричних навантажень об'єкта, що дозволило визначити максимальні та середні режими роботи системи. На основі цього здійснено підбір параметрів фотоелектричної установки та акумуляторної батареї, які забезпечують покриття споживання та накопичення надлишкової енергії. Також виконана оцінка енергоефективності показала високий рівень самоспоживання та зменшення споживання електроенергії з мережі.

Отримані результати підтверджують, що застосування підходів DSM дозволяє змінювати графік навантаження та підвищувати ефективність використання енергії. Таким чином, запропонована система є технічно обґрунтованою та придатною до практичного впровадження.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	60
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1. Аналіз небезпечних факторів при експлуатації електроустановок до 1000 В

Експлуатація електроустановок до 1000 В є невід’ємною частиною роботи сучасних енергетичних систем, у тому числі мікромереж з відновлюваними джерелами енергії. Незважаючи на відносно невисокий рівень напруги, такі установки становлять підвищену небезпеку для обслуговуючого персоналу. Це пов’язано з тим, що навіть напруга 220–380 В може бути смертельно небезпечною при прямому контакті з провідниками струму.

До основних небезпечних факторів при експлуатації електроустановок належить ураження електричним струмом. Струм, проходячи через тіло людини, може викликати судом м’язів, порушення роботи серця або зупинку дихання. Особливо небезпечними є ситуації, коли людина одночасно торкається двох точок з різним потенціалом або знаходиться в умовах підвищеної вологості. У таких випадках опір тіла зменшується, а струм зростає, що значно підвищує ризик ураження.

Ще одним небезпечним фактором є поява електричної дуги. Вона може виникати при короткому замиканні або при розмиканні електричних контактів під навантаженням. Електрична дуга супроводжується високою температурою, яка може перевищувати кілька тисяч градусів, та інтенсивним світловим випромінюванням. Це може призвести до опіків, пошкодження очей і займання ізоляційних матеріалів.

Важливим фактором ризику є також коротке замикання в електричних колах. Воно виникає внаслідок пошкодження ізоляції, неправильного підключення обладнання або механічних впливів на кабельні лінії. Коротке замикання супроводжується різким збільшенням струму, що може призвести до перегріву провідників, руйнування обладнання та виникнення пожежі. У мікромережах із ВДЕ такі ситуації можуть ускладнюватися наявністю декількох джерел живлення.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	61
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Окремо слід виділити небезпеку перегріву електрообладнання. При перевантаженні або недостатньому охолодженні температура елементів може перевищувати допустимі значення, що призводить до старіння ізоляції та зростання ризику короткого замикання. Це особливо актуально для інверторів, систем накопичення енергії та розподільчих щитів.

Небезпечним фактором є також поява напруги на корпусах обладнання. Це може статися при пошкодженні ізоляції або неправильному заземленні. У такому випадку дотик до корпусу стає небезпечним для людини. Саме тому правильна організація системи заземлення є обов'язковою умовою безпечної експлуатації електроустановок.

У мікромережах додатковим фактором ризику є наявність автономного режиму роботи. Навіть при відключенні від зовнішньої мережі система може залишатися під напругою за рахунок генерації відновлюваних джерел або роботи накопичувача. Це створює небезпеку для персоналу, який може помилково вважати обладнання знеструмленим.

До організаційних факторів безпеки належать порушення правил техніки безпеки, недостатня кваліфікація персоналу, відсутність інструктажів та засобів індивідуального захисту. Неправильні дії під час обслуговування або ремонту можуть призвести до аварійних ситуацій навіть за наявності справного обладнання [23].

Таким чином, експлуатація електроустановок до 1000 В супроводжується рядом небезпечних факторів, серед яких основними є ураження електричним струмом, електрична дуга, короткі замикання, перегрів обладнання та поява напруги на корпусах. Додаткові ризики пов'язані з особливостями роботи мікромереж, зокрема можливістю автономного режиму. Усвідомлення цих факторів є необхідною умовою для забезпечення безпечної роботи персоналу та надійного функціонування електроенергетичної системи.

5.2. Заходи електробезпеки та вибір захисних пристроїв

Забезпечення електробезпеки при експлуатації електроустановок до 1000 В є одним із ключових завдань у системах електропостачання, особливо в умовах

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	62
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

мікромереж з відновлюваними джерелами енергії. У таких системах поєднуються різні джерела генерації, накопичувачі енергії та керуючі пристрої, що підвищує складність і відповідно вимоги до безпеки. Основною метою заходів електробезпеки є запобігання ураженню електричним струмом, виникненню пожеж та аварійних ситуацій.

Одним із базових заходів електробезпеки є застосування захисного заземлення. Його суть полягає у з'єднанні металевих неструмоведучих частин обладнання із землею. У разі пошкодження ізоляції струм відводиться в землю, що знижує напругу на корпусі та зменшує ризик ураження людини. У сучасних електроустановках широко використовується система заземлення типу TN або TT, вибір якої залежить від умов експлуатації та структури мережі.

Іншим важливим заходом є занулення, яке застосовується в мережах із глухозаземленою нейтраллю. У цьому випадку корпус обладнання з'єднується з нульовим захисним провідником. При появі напруги на корпусі виникає струм короткого замикання, що призводить до спрацювання автоматичного вимикача. Такий підхід забезпечує швидке відключення пошкодженої ділянки.

Значну роль у забезпеченні електробезпеки відіграють пристрої захисного відключення. Вони реагують на струм витоку і відключають живлення при перевищенні допустимого значення. Зазвичай використовуються пристрої з номінальним струмом спрацювання 10, 30 або 100 мА. Найбільш поширеним є значення 30 мА, яке вважається безпечним для людини. Використання таких пристроїв особливо актуальне у приміщеннях з підвищеною вологістю та при роботі з переносним електроінструментом.

Автоматичні вимикачі виконують функцію захисту від коротких замикань та перевантажень. Вони забезпечують відключення електричного кола при перевищенні допустимого струму. Вибір автоматичного вимикача здійснюється з урахуванням номінального струму навантаження, пускових струмів та характеристик спрацювання. У мікромережах важливо правильно підібрати селективність захисту, щоб при аварії відключалася лише пошкоджена ділянка, а не вся система.

Важливим елементом є також застосування запобіжників, які виконують захисну функцію шляхом плавлення струмопровідного елемента при перевищенні струму. Вони прості за конструкцією та надійні, однак потребують заміни після спрацювання, що є їх недоліком порівняно з автоматичними вимикачами.

У системах з відновлюваними джерелами енергії особливу увагу слід приділяти захисту інверторів і накопичувачів. Інвертори повинні мати вбудовані системи захисту від перенапруги, перевантаження та короткого замикання. Для захисту від імпульсних перенапруг застосовуються пристрої захисту від перенапруги, які відводять надлишкову енергію в землю. Це особливо важливо для фотоелектричних систем, які можуть піддаватися впливу атмосферних розрядів.

Окрім технічних засобів, важливими є організаційні заходи електробезпеки. До них належать проведення інструктажів, допуск до роботи лише кваліфікованого персоналу, використання засобів індивідуального захисту та дотримання правил експлуатації обладнання. Працівники повинні знати порядок дій у разі аварійної ситуації, а також правила надання першої допомоги при ураженні електричним струмом.

У мікромережах необхідно враховувати можливість роботи в автономному режимі. Навіть при відключенні зовнішньої мережі обладнання може залишатися під напругою за рахунок генерації або накопичувача. Тому перед проведенням робіт необхідно перевіряти відсутність напруги та застосовувати заходи блокування і маркування [24].

Таким чином, електробезпека в електроустановках до 1000 В забезпечується комплексом технічних та організаційних заходів. Основними засобами захисту є заземлення, занулення, автоматичні вимикачі, пристрої захисного відключення та захист від перенапруг. Правильний вибір і поєднання цих пристроїв дозволяє значно знизити ризик ураження електричним струмом і забезпечити надійну роботу мікромережі.

5.3. Пожежна безпека при використанні літєвих акумуляторів

У сучасних мікромережах з відновлюваними джерелами енергії широко застосовуються системи накопичення електроенергії, які забезпечують баланс між генерацією та споживанням. Найчастіше для цього використовуються акумуляторні системи, що характеризуються високою енергоємністю та ефективністю. Разом з тим їх експлуатація пов'язана з певними ризиками, серед яких особливе місце займає пожежна небезпека.

Основною причиною виникнення пожеж у таких системах є перегрів або пошкодження акумуляторних елементів. У процесі роботи акумулятор може нагріватися внаслідок заряджання, розряджання або перевантаження. Якщо температура перевищує допустимі значення, це може призвести до руйнування внутрішньої структури та виникнення неконтрольованих процесів. У деяких випадках це супроводжується виділенням тепла, газів та навіть займанням.

Одним із небезпечних факторів є коротке замикання всередині акумулятора або в електричному колі. Воно може виникнути через механічні пошкодження, дефекти виробництва або порушення умов експлуатації. Коротке замикання призводить до різкого зростання струму, що викликає перегрів та підвищує ризик займання.

Ще одним фактором є неправильний режим заряджання. Перезаряд або надмірно швидке заряджання можуть спричинити накопичення тепла та погіршення стану акумулятора. Аналогічно, надмірний розряд може призвести до пошкодження елементів і зниження їх безпеки. Саме тому контроль режимів роботи є важливою умовою запобігання пожежам.

Для забезпечення пожежної безпеки застосовуються спеціальні технічні засоби. Одним із ключових елементів є система керування акумулятором, яка контролює температуру, напругу та струм кожного елемента. У разі відхилення параметрів від допустимих значень система автоматично обмежує роботу або відключає накопичувач. Це дозволяє запобігти розвитку небезпечних процесів на ранній стадії.

Важливим заходом є також застосування систем охолодження. Вони можуть бути пасивними або активними залежно від потужності системи.

Охолодження дозволяє підтримувати оптимальний температурний режим і зменшує ризик перегріву. У великих установках часто використовуються вентиляційні системи або рідинне охолодження.

Для зниження ризику пожежі важливо правильно організувати розміщення акумуляторів. Вони повинні встановлюватися у спеціально відведених приміщеннях або шафах, які мають достатню вентиляцію та виконані з негорючих матеріалів. Не допускається розміщення таких систем поблизу легкозаймистих матеріалів або джерел тепла.

Окрему увагу слід приділити системам пожежогасіння. Для гасіння пожеж у акумуляторних установках можуть застосовуватися порошкові або газові засоби, а також спеціальні системи, що знижують концентрацію кисню. Використання води можливе не у всіх випадках, оскільки це може призвести до пошкодження обладнання або ускладнити ситуацію. Тому вибір засобів пожежогасіння повинен здійснюватися з урахуванням типу системи.

До організаційних заходів належать регулярні перевірки стану обладнання, контроль температури та параметрів роботи, а також навчання персоналу. Працівники повинні знати ознаки небезпечного стану акумулятора, такі як підвищення температури, сторонні запахи або деформація корпусу, та вміти швидко реагувати на такі ситуації.

У мікромережах важливо також враховувати взаємодію акумуляторної системи з іншими елементами. Наприклад, при аварії в інверторі або короткому замиканні в мережі накопичувач може стати джерелом додаткової енергії, що ускладнює гасіння пожежі. Тому необхідно передбачати автоматичне відключення акумулятора у разі аварійних режимів [25].

Таким чином, пожежна безпека при використанні акумуляторних систем у мікромережах забезпечується комплексом технічних і організаційних заходів. До них належать контроль температури, використання систем керування, правильне розміщення обладнання, застосування ефективних засобів пожежогасіння та навчання персоналу. Дотримання цих вимог дозволяє значно знизити ризик виникнення пожеж та забезпечити надійну роботу мікромережі.

5.4. Дії персоналу при аварійному режимі та переході в острівний режим

У мікромережах з відновлюваними джерелами енергії дії персоналу при аварійних ситуаціях повинні бути чітко регламентованими та послідовними. Особливістю таких систем є можливість роботи в острівному режимі, тому неправильні дії можуть призвести до ураження електричним струмом або пошкодження обладнання. Усі дії повинні виконуватись відповідно до інструкцій та правил електробезпеки.

Дії персоналу при виявленні аварійного режиму

При виникненні аварійної ситуації персонал повинен негайно:

1. припинити виконання будь-яких робіт у небезпечній зоні
2. визначити джерело аварії за показами приладів або сигналізації
3. повідомити відповідального за електрогосподарство
4. не торкатися обладнання до з'ясування його стану
5. перевірити наявність напруги за допомогою вимірювальних приладів

Якщо є загроза для життя або пожежа, необхідно:

1. негайно знеструмити установку за допомогою комутаційних апаратів
2. вивести людей із небезпечної зони
3. викликати аварійні служби

Дії персоналу при відключенні зовнішньої мережі

При зникненні напруги у зовнішній мережі персонал повинен:

1. перевірити, чи відбулося автоматичне відключення від мережі
2. переконатися, що відсутнє зворотне живлення в лінію
3. заборонити доступ до струмоведучих частин
4. проконтролювати стан автоматичних вимикачів

Особливо важливо пам'ятати, що мікромережа може залишатися під напругою.

Дії персоналу при переході в острівний режим

Після переходу системи в автономний режим персонал повинен:

1. перевірити стабільність напруги та частоти
2. переконатися у правильній роботі інвертора

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	67
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

3. проконтролювати, що система працює без перевантажень
4. оцінити співвідношення генерації та споживання

У разі нестачі потужності необхідно:

1. відключити некритичні навантаження
2. обмежити споживання електроенергії
3. забезпечити роботу лише критичних систем
4. контролювати роботу системи керування

Дії персоналу щодо керування навантаженням

У межах алгоритму керування персонал повинен:

1. визначити пріоритети навантаження
2. відключити другорядні споживачі
3. залишити в роботі лише необхідні електроприймачі
4. контролювати зміни навантаження в реальному часі

До обов'язкових дій належить:

1. постійний моніторинг параметрів мережі
2. запобігання перевантаженню системи
3. контроль роботи автоматичних пристроїв

Дії персоналу щодо системи накопичення енергії

У автономному режимі особливу увагу потрібно приділяти накопичувачу.

Персонал повинен:

1. контролювати рівень заряду акумулятора
2. не допускати його глибокого розряду
3. слідкувати за температурним режимом
4. у разі небезпеки обмежити навантаження

При критичному зниженні заряду необхідно:

1. поступово відключати навантаження
2. підготувати систему до повного відключення
3. попередити користувачів про обмеження електропостачання

Дії персоналу при відновленні електропостачання

Після відновлення зовнішньої мережі персонал повинен:

1. перевірити параметри напруги та частоти

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	68
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

2. переконатися у відсутності пошкоджень
3. виконати синхронізацію системи
4. поступово підключити мікромережу

Забороняється:

1. виконувати різке підключення без перевірки
2. вмикати всі навантаження одночасно
3. ігнорувати покази приладів

Організаційні дії персоналу

Для підвищення безпеки персонал повинен:

1. діяти відповідно до затверджених інструкцій
2. проходити регулярне навчання
3. використовувати засоби індивідуального захисту
4. знати порядок дій у надзвичайних ситуаціях

Таким чином, дії персоналу при аварійних режимах і переході в острівний режим повинні бути чіткими, швидкими та послідовними. Основна увага приділяється виявленню аварії, забезпеченню безпеки, контролю параметрів мікромережі та правильному керуванню навантаженням. Дотримання цих правил дозволяє уникнути небезпечних ситуацій і забезпечити надійну роботу системи [24, 26].

Висновки до розділу 5

У даному розділі було розглянуто комплекс заходів, спрямованих на забезпечення безпечної експлуатації мікромереж з відновлюваними джерелами енергії. Встановлено, що навіть при напрузі до 1000 В електроустановки становлять суттєву небезпеку для персоналу, що обумовлює необхідність застосування технічних і організаційних засобів захисту.

Проаналізовано основні небезпечні фактори, серед яких ураження електричним струмом, короткі замикання, електрична дуга та перегрів обладнання. Визначено, що їх вплив значно зростає в умовах роботи мікромереж через наявність автономних режимів та декількох джерел живлення. Розглянуті заходи електробезпеки, зокрема застосування заземлення, автоматичних

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	69
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

вимикачів і пристроїв захисного відключення, дозволяють суттєво знизити ризики аварійних ситуацій.

Окрему увагу приділено пожежній безпеці акумуляторних систем та організації дій персоналу при аварійних режимах і переході в острівний режим. Показано, що чітке дотримання інструкцій, контроль параметрів системи та своєчасне реагування забезпечують надійну та безпечну роботу мікромережі.

ВИСНОВКИ

1. Встановлено, що мікромережі з відновлюваними джерелами енергії є перспективним напрямом розвитку електроенергетичних систем. Їх структура передбачає поєднання джерел генерації, систем накопичення енергії, навантажень і засобів керування. Основними перевагами є підвищення надійності електропостачання та можливість автономної роботи, водночас ключовою проблемою залишається нестабільність генерації.

2. Досліджено особливості функціонування систем керування енергією та методів DSM. Показано, що їх використання забезпечує узгодження споживання електроенергії з рівнем генерації. Застосування DSM сприяє зменшенню пікових навантажень, підвищенню рівня самоспоживання та покращенню стабільності роботи мікромережі.

3. Виконано аналіз електротехнічного обладнання та засобів передачі даних для реалізації системи керування, в результаті якого, встановлено, що ефективність функціонування системи значною мірою визначається узгодженою роботою її елементів, а також використанням надійних промислових протоколів зв'язку.

4. Побудовано математичну модель розподілу потужності в мікромережі з урахуванням генерації, навантаження та накопичення енергії. Розроблено алгоритм пріоритетного керування навантаженням, який забезпечує адаптацію режимів споживання до змін генерації. Доведено, що його застосування дозволяє підтримувати живлення критичних споживачів і обмежувати другорядні навантаження у разі дефіциту потужності.

5. Здійснено моделювання роботи системи та обґрунтовано вибір основного обладнання. Показано, що впровадження інтелектуального керування навантаженням дає змогу зменшити пікові навантаження, ефективніше використовувати енергію від ВДЕ та скоротити витрати на електроенергію. Отримані результати підтверджують доцільність практичного застосування запропонованого рішення.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	71
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Денисюк С. П., Мельничук І. С., Чернецьук І. С., Лисий В.В. Техніко-економічні механізми розвитку локальних систем енергозабезпечення (Microgrid). Енергетика: економіка, технології, екологія: науковий журнал. 2021. № 4. С. 7-22.
2. Laaksonen H. Improvement of Power System Frequency Stability With Universal Grid-Forming Battery Energy Storages. IEEE. 2023. P. 10826-10841.
3. Хотян А. А., Розен В. П. Стан і перспективи розвитку локальних енергетичних об'єктів у складі мікромереж. Енергетика: економіка, технології, екологія: науковий журнал. 2022. № 2. С. 75-81.
4. Кузнецов М., Лисенко О., та Хомутов С. Мікромережі як частина ринку електроенергії зі зростанням частки відновлюваної енергії. Відновлювана енергетика. 2025. (2 (81)). С. 9-17.
5. Кришталь Г. Оптимізація фінансування проектів розширення відновлюваної енергетики в Україні. Менеджмент та підприємництво: тенденції розвитку. 2025. 1 (31). С. 17-26.
6. Денисюк С. П., Стржелецьки Р., Богойко І. І., Стржелецька Н. Аналіз особливостей ефективного впровадження сонячних електростанцій в локальних системах енергозабезпечення. Енергетика: економіка, технології, екологія: науковий журнал. 2023. № 2 (72). С. 7-25.
7. Schneider Electric. EcoStruxure Microgrid Advisor [Електронний ресурс].
Режим доступу: <https://www.se.com/us/en/work/products/explore/ecostruxure-microgrid-advisor/> (дата звернення: 25.02.2026).
8. Siemens AG. SICAM Microgrid Control [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.siemens.com/uk-ua/products/microgrids/sicam-microgrid-control/> (дата звернення: 25.02.2026).
9. Олійніченко М., Бялобжеський О., Постіл А., Шокар'єв Д. Аналіз факторів використання електричних джерел енергії в мікромережах з позиції

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	72
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

системи енергоменеджменту. Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. 2024. 1 (191). С. 13-32.

10. Теоретичні та практичні дослідження в галузі гуманітарних і природничих наук. Матеріали науково-практичної конференції (м. Запоріжжя, 24-25 лютого 2023 р.). Одеса: Видавництво «Молодий вчений». 2023. 172 с.

11. Erdiwansyah E., Taleb A., Mahidin Husin H., Syafie N., Zaki M., Muhibbuddin M. A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies, Protection and Control of Modern Power Systems, 2021. 6. p. 3.

12. Холявка Є. П. Моделі та методи інформаційної технології оцінки стану мікромереж з відновлюваними джерелами енергії: дис. ... д-ра філософії: 122. Суми, 2025. 207 с.

13. Дяденчук А.Ф., Іванов В.С. Застосування комп'ютерних технологій при підготовці фахівців в галузі електроенергетики. Наукові записки молодих учених. 2021. № 8.

14. Коржик М. В. Моделювання об'єктів та систем керування засобами MatLab: навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. / М. В. Коржик. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 174 с.

15. Ткаченко О., Ткаченко К., Піддубченко М. Аналіз сучасних тенденцій розробки інформаційних систем. Кібербезпека: освіта, наука, техніка. 2024. № 4 (24). С. 205–220.

16. Холявка Є. П. Моделі та методи інформаційної технології оцінки стану мікромереж з відновлюваними джерелами енергії: дис. ... д-ра філософії: 122. Суми, 2025. 207 с.

17. The XVII International scientific and practical conference «Digital technologies in science: from creation to operation», December 22-24, 2025, Lyon, France, 286 p.

18. Проектування та аналіз електричних схем в програмному середовищі Proteus VSM. Методичні вказівки до самостійної роботи студентів з курсу "Проектування мікропроцесорних систем керування технологічними процесами" / укл.: В.Р. Медвідь, В.П. Пісьціо. Тернопіль: ТНТУ, 2018. 26 с.

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	73
Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

19. Коваленко О. І., Коваленко, Л. Р. Основи електропостачання: навчальний посібник. Одеса: Олді+, 2025. 237 с.
20. Фотоенергетика: навч. посібник / Ю. П. Колонтаєвський, Д. В. Тугай, С. В. Котелевець; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. 160 с.
21. Джерела живлення, накопичення електричної енергії та альтернативні енергоресурси для транспортних засобів. Навчальний посібник / І. В. Касаткіна, С. М. Бойко, С. Я. Вишневський. Варшава: iScience Sp. z.o.o. 2023. 140 с.
22. Сенько В. І., Трубіцин К. В., Чибеліс В. І. Інвертори і перетворювачі частоти: навч. посіб. Київ: Видавництво Ліра-К, 2020. 300 с.
23. Тимочко Б., Городецький І., Бурнаєв О., Кохана Т., Мазур І., Войналович Б., Вісин О. Оцінка професійного ризику працівників під час технічного обслуговування та ремонту електрообладнання. Вісник Львівського національного екологічного університету. Серія: Агроінженерні дослідження. 2024. № 28. С. 217–226.
24. ІХ Всеукраїнська науково-технічна конференція магістрантів і студентів ТДАТУ. Факультет агротехнологій та екології: матеріали ІХ Всеукр. наук.-техн. конф., 10-25 листопада 2021 р. Мелітополь: ТДАТУ, 2021. 228 с.
25. Проблеми та перспективи забезпечення цивільного захисту: матеріали міжнародної науково-практичної конференції молодих учених. Харків: НУЦЗУ, 2024. 558 с.
26. Желібо Є. П., Заверуха Н. М., Зацарний В. В. Безпека життєдіяльності: Навчальний посібник. К.: Каравела. 2023. 344 с.

ДОДАТКИ

					02.03 – КР. 2708 "С" 25.07.11 002 ПЗ	
	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		75









