

А. Р. Слободян<sup>1</sup>  
В. В. Чижевський<sup>1</sup>  
Р. О. Слободян<sup>2</sup>

## МОДЕЛЬ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ В ІЗОЛЬОВАНОМУ РЕЖИМІ

<sup>1</sup>Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»;  
<sup>2</sup>Вінницький національний технічний університет

*Вразливість потужних об'єктів генерування електричної енергії та системи передачі перед впливами воєнного, техногенного та природного характеру і надзвичайна складність організації захисту цих об'єктів від зазначених впливів, зумовлюють необхідність пошуку нових рішень забезпечення надійного електропостачання споживачів. Очевидним напрямком в цьому аспекті є практичне впровадження елементів децентралізованого підходу до забезпечення функціонування електроенергетичної системи (ЕЕС) України. Інтенсивний розвиток відновлюваної енергетики, який останніми роками спостерігається в Україні, відбувався, зокрема, за рахунок джерел відносно малої потужності (сонячних електричних станцій (СЕС) зі встановленою потужністю до 100 кВт), що створило передумови для практичної реалізації концепції мікромереж, які здатні тривало забезпечувати електропостачання локальних споживачів навіть за умови відключення електричних зв'язків із ЕЕС, яка здійснює електропостачання споживачів мікромережі за нормальної експлуатаційної схеми.*

*У статті подано результати моделювання функціонування мікромережі, створеної на основі реальної електричної мережі населеного пункту з відповідними добовими профілями споживання та виробництва електроенергії локальними джерелами. Моделювання здійснювалося в програмному середовищі MATLAB. В рамках дослідження розглядалися дві конфігурації моделі: гібридної мікромережі з СЕС і дизель-генератором (ДГ) та гібридної мікромережі з СЕС та установкою зберігання енергії (УЗЕ).*

*Завдання дослідження — досягнення стійкої роботи електричної мережі в умовах втрати електричного зв'язку із зовнішньою ЕЕС за умови забезпечення пріоритетного електропостачання об'єктів критичної інфраструктури (ОКІ) та споживачів І-ї категорії за надійністю. Проведено моделювання двох основних сценаріїв ізолюваного режиму роботи мікромережі: зимового (з хмарними та сонячними днями включно) і літнього періодів максимального споживання.*

*Результати дослідження показують можливість практичної організації мікромереж на базі існуючих розподільних електричних мереж з локальними джерелами енергії із застосуванням систем керування розподіленім генеруванням електроенергії (Distributed Energy Resource Management System, DERMS), які забезпечують високу ефективність локальної енергетичної інфраструктури та стійкість роботи створеної мікромережі.*

**Ключові слова:** мікромережа, відновлювані джерела енергії, гібридні системи, установки зберігання енергії, системи керування розподіленім генеруванням електроенергії, ізолюваний режим.

### Вступ

Тенденція до старіння (перевищення межі розрахункового експлуатаційного ресурсу) інфраструктури енергогенерувальних компаній, операторів систем передачі та систем розподілу стає дедалі гострішою проблемою як для розвинених країн, так для країн, що розвиваються. Однією з причин цієї тенденції є постійне зростання попиту на електричну енергію, що зумовлює пріоритетну необхідність будівництва нових об'єктів інфраструктури саме з метою забезпечення попиту, а не з метою заміщення потужностей технічно застарілого обладнання. Особливо гострою ця проблема є в контексті обладнання великої потужності, заміна якого вимагає великих капітальних витрат і часто здійснюється зі значним запізненням. З кожним роком наслідки такої ситуації стають все помітнішими, про що свідчить зростання кількості та тривалості знеструмлень споживачів

чи неможливість зниження цих показників, незважаючи на проведення відповідних програм. Зазначена проблема разом з продемонстрованою у період 2022—2024 рр. в Україні вразливістю великих об'єктів електроенергетичної інфраструктури перед руйнівними впливами воєнного характеру, тривалий час виготовлення та велика вартість нового обладнання, надзвичайна складність організації захисту цих об'єктів яскраво продемонстрували потребу в пошуку альтернативи до поточної парадигми функціонування ЕЕС.

Однією з альтернатив є організація функціонування ЕЕС на основі сукупності мікромереж, що зменшує вплив аварійних ситуацій на рівні ЕЕС на надійність електропостачання локальних споживачів мікромереж, знижує загальні втрати електроенергії, забезпечує більшу доступність та вищі параметри якості електроенергії, зменшує негативний вплив на довкілля завдяки зменшенню викидів вуглецю тощо. Особливою перевагою такого підходу в контексті атак на електроенергетичну інфраструктуру України є підвищення живучості ЕЕС за рахунок створення додаткового рівня керування, зниження залежності ЕЕС від працездатності окремих одиниць електроенергетичного обладнання великої потужності та зменшення загальної кількості таких одиниць.

Водночас, впровадження мікромереж на поточному рівні розвитку ЕЕС більшості країн світу, враховуючи застарілість обладнання та відсутність широкого впровадження технологій розумних мереж, також потребує значних інвестицій. Ця проблема підкреслює важливість пошуку рішень, які забезпечують можливість використання наявної електроенергетичної інфраструктури з одночасною максимізацією економічної ефективності впровадження технологій мікромереж.

Дослідження показують, що енерговузли громад зі встановленими фотоелектричними електростанціями та акумуляторами можуть протягом певного часу функціонувати ізольовано від зовнішньої ЕЕС завдяки ефективному управлінню енергетичними ресурсами [1]. Гібридні мікромережі, побудовані з використанням різних технологій розподіленого генерування та УЗЕ, забезпечують можливість найпростішого регулювання та балансування, характеризуються зниженням вартості електроенергії, підвищенням енергоефективності та надійності, скороченням викидів вуглецю [1]—[3]. З метою мінімізації тривалості відключень електропостачання та часу ремонту пошкодженого обладнання може застосовуватися одночасна оптимізація конфігурації мережі, планування роботи аварійних бригад та джерел розподіленого генерування [4]. Застосування відповідних механізмів організації мікромереж забезпечує можливість достатньо швидкого відновлення електропостачання ОКІ після природних катаклізмів [5]—[6].

Гнучке планування споживання у мікромережах є важливим аспектом підвищення стійкості їхньої роботи і передбачає коригування потреби споживачів в електроенергії залежно від доступної потужності СЕС, залишкового заряду батареї тощо. Проактивне планування, яке включає перегляд графіків роботи диспетчеризованих генераторів, керованого навантаження та установкою зберігання енергії (УЗЕ), розглядається як фундаментальний крок у підвищенні стійкості роботи мікромереж [7]. Одним із способів забезпечення балансування в автономних режимах роботи мікромереж, створених на базі гібридної фотоелектричної системи, є керування профілями споживання домогосподарств за умови забезпечення їхніх критичних потреб [8].

*Метою роботи* є дослідження можливості забезпечення електропостачання споживачів наявної локальної мережі в умовах відключення електричних зв'язків із зовнішньою ЕЕС шляхом організації мікромережі та забезпечення її тривалої роботи в ізольованому режимі.

### Загальний опис моделі

Модель мікромережі створено на основі фрагменту реальної електричної мережі номінальною напругою 10 кВ населеного пункту з наявними джерелами розподіленого генерування та відомими профілями споживання, яка за нормальної експлуатаційної схеми отримує живлення від шин районної підстанції 110/10 кВ. Максимум навантаження в мережі сягає близько 2800 кВт взимку та 1600 кВт влітку, мінімум — близько 1400 кВт та 500 кВт відповідно за загальної кількості побутових споживачів близько 3500. У разі переходу мережі до ізольованого режиму роботи в денний період її основним джерелом живлення має стати СЕС зі встановленою потужністю 16 МВт, в нічний період — резервні джерела.

Резервними джерелами живлення в ізольованому режимі роботи мережі взято ДГ з сумарною встановленою потужністю 570 кВт, розподілені по деяким об'єктам критичної інфраструктури (ОКІ) з метою забезпечення потреб цих об'єктів в електроенергії у випадках, коли обсяги виробництва електроенергії на СЕС є недостатніми. Водночас, складність організації паралельної робо-

ти для дизель-генераторів малої потужності обмежує можливість участі таких ДГ в покритті спільного навантаження мережі, тому в рамках дослідження розглядалося паралельне застосування лише п'яти ДГ номінальною потужністю не менше 70 кВт, сумарна потужність яких становила 530 кВт.

Альтернативним варіантом резервного джерела живлення в рамках ізолюваної роботи мікромережі передбачається використання УЗЕ на базі акумуляторних батарей, які забезпечують можливість накопичення до 2000 кВт·год електроенергії, що уможливило електропостачання ОКІ впродовж 4 годин за їхнього номінального споживання в ізолюваному режимі роботи мережі, коли обсяги виробництва електроенергії СЕС є недостатніми.

З метою забезпечення швидкого автоматичного регулювання режимних параметрів мікромережі на основі показників економічності, впливу на довкілля та балансування мережі в ізолюваному режимі шляхом обмеження споживання некритичних споживачів в моделі застосовано систему керування розподіленим генеруванням електроенергії (DERMS) (рис. 1).

Модель DERMS, створена в середовищі MATLAB, показано на рис. 2. Вхідними сигналами DERMS в моделі є поточний рівень споживання (Load) та обсяги потужності, доступні від СЕС (PV), установок зберігання енергії (визначається на основі значення показника стану заряду (SOC) батарей) та дизель-генераторів, які перебувають на поточний момент в роботі (DG).



Рис. 1. Схема базової структури DERMS

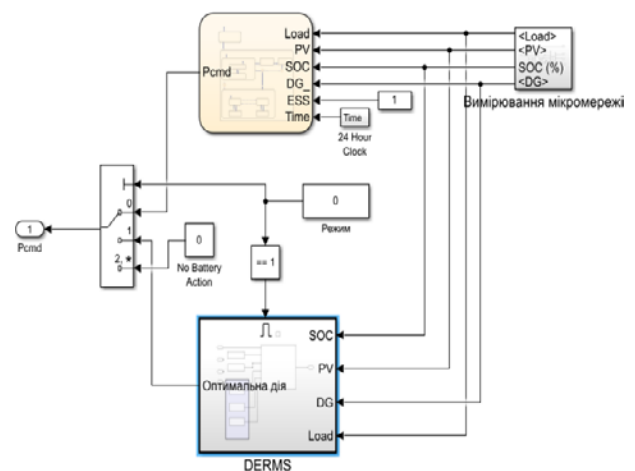


Рис. 2. Модель DERMS в середовищі «MATLAB»

Залежно від вибраного режиму DERMS може забезпечувати покриття максимально можливого на поточний момент навантаження мікромережі (Режим = 0), мінімальну вартість електроенергії для підключених у поточний момент споживачів (Режим = 1) або економію ресурсу батарей (Режим = 2). Алгоритм функціонування DERMS, на підставі якого формується масив керівних впливів  $P_{cmd}$  для схеми та обладнання мікромережі, реалізовано за допомогою функцій Stateflow.

Моделювання проведено для відрізка часу у 24 години для днів максимального навантаження зимового та літнього періодів для двох конфігурацій моделі:

- 1) для наявного обладнання мережі — з СЕС і наявними на об'єктах критичної інфраструктури дизель-генераторами з доповненням DERMS;
- 2) зі встановленням додаткового обладнання — з СЕС та встановлюваними установками зберігання енергії з доповненням DERMS та переведенням дизель-генераторів до «холодного» резерву.

Максимально тривале електропостачання споживачів мікромережі з сонячними електричними станціями як основного джерела в ізолюваному режимі роботи передбачає зменшення навантаження в нічний час доби, що досягнуто за рахунок зміщення основних періодів споживання ОКІ на денний час. Реалізація цього підходу забезпечила максимальне використання потужностей СЕС з одночасним зниженням витрат на паливо для дизель-генераторів та збереженням ресурсу УЗЕ для покриття базових потреб протягом доби.

### Модель мікромережі з сонячною електричною станцією та дизель-генераторами

Модель мікромережі із СЕС і ДГ, створена в середовищі MATLAB, у спрощеному вигляді (без графічного відображення блоків ЛЕП) показана на рис. 3.

У синхронному режимі роботи досліджувана мережа 10 кВ підключена до зовнішньої мережі через трифазний двообмотковий трансформатор 110/10 кВ. Перехід до ізолюваного режиму робо-

ти мережі моделюється шляхом відключення вимикача з боку шин НН трансформатора.

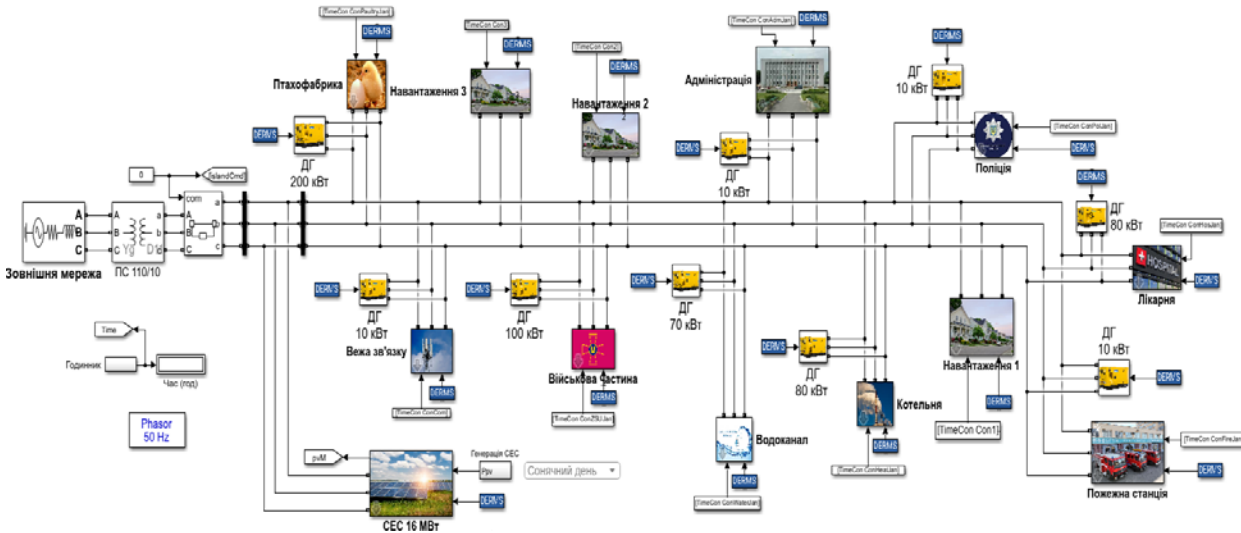


Рис. 3. Спрощена модель мікромережі із СЕС та ДГ в середовищі MATLAB

Модель СЕС реалізовано із застосуванням блока трифазного динамічного навантаження, що забезпечує суттєве зниження часу обчислення моделі у порівнянні з моделлю з традиційним поданням СЕС за допомогою масиву фотоелектричних панелей. Визначення робочої потужності СЕС в рамках певного часового інтервалу відбувалося із застосуванням реальних характеристик сонячних модулів за таким виразом [9]:

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,STC}} \left[ 1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC}) \right], \quad (1)$$

де  $Y_{PV}$  — номінальна потужність СЕС, кВт;  $f_{PV}$  — коефіцієнт зниження СЕС, що враховує такі фактори, як забруднення панелей, затінення, сніговий покрив, старіння тощо, %;  $\bar{G}_T$  — сонячне випромінювання, що падає на фотоелектричну панель в поточному інтервалі часу, кВт/м<sup>2</sup>;  $\bar{G}_{T,STC}$  — випромінювання за стандартних умов випробування, кВт/м<sup>2</sup>;  $\alpha_p$  — температурний коефіцієнт потужності, %/°C;  $T_c$  — температура фотоелемента в поточному інтервалі часу, °C;  $T_{c,STC} = 25$  °C — температура панелі за стандартних умов випробування.

Модель електричного навантаження подана блоком трифазного динамічного навантаження і враховує реальні дані погодинного споживання мережі.

ДГ в моделі подані блоком Synchronous Machine pu Standard із застосуванням реальних параметрів генераторів відповідної потужності та блока автоматичного регулювання напруги (AVR).

Блок DERMS реалізовано із застосуванням функцій Stateflow з урахуванням набору технічних та економічних параметрів, які реалізують алгоритми керування. Розрахунок споживання палива ДГ у моделі DERMS здійснюється так [10]:

$$F = F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen}, \quad (2)$$

де  $F_0$  — коефіцієнт перетину паливної кривої, л/год кВт;  $F_1$  — нахил паливної кривої, л/год кВт;  $Y_{gen}$  — номінальна потужність генератора, кВт, а  $P_{gen}$  — електрична потужність генератора, кВт.

У разі відключення електричних зв'язків із зовнішньою ЕЕС мережа автоматично переходить до ізолюваного режиму роботи із забезпеченням живлення ОКІ від ДГ та відключенням некритичних нерезервованих споживачів. З метою уникнення паузи в електропостачанні ОКІ на період запуску ДГ та виходу їх на робочий режим на цих об'єктах передбачається наявність джерел безперебійного живлення (ДБЖ). В перший момент часу після переходу до ізолюваного режиму СЕС мережі припиняє видачу потужності через втрату керованими мережею інверторами СЕС сигналу напруги. Разом з цим DERMS в рамках підготовки мережі до підключення ДГ в автоматичному режимі перевіряє схему на наявність електричних зв'язків між потужними ДГ та ОКІ і, за необхідності, здійснює її реконфігурацію. Запуск та синхронізація роботи ДГ в мережі здійснюється завдяки спеціальній системі синхронізації, керування якою здійснює DERMS.

Забезпечення стійкої паралельної роботи ДГ вимагає наявності системи керування розподілом навантаження між ними, що може бути реалізовано за допомогою програмованих логічних контролерів (ПЛК), які здійснюють програмування параметрів налаштувань окремих генераторів на основі значень режимних параметрів напруги, частоти, фазового кута та швидкості обертання, які передаються між контролерами генераторів та DERMS за протоколом MODBUS-IP. Процес підключення навантаження в утвореній мікромережі починається по завершенню процедури синхронізації ДГ (першочерговим є підключення ОКІ, живлення яких відбувалося за рахунок ДБЖ).

Підхід із забезпеченням паралельної роботи ДГ в мережі, по-перше, забезпечує наявність в мікромережі «гарячого» резерву потужності на випадок виходу з ладу одного з ДГ пулу, що підвищує надійність електропостачання ОКІ, а, по-друге, забезпечує можливість подання опорної напруги на мережеві інвертори сонячних електричних станцій. Це зумовить можливість приєднання СЕС до мережі і, за наявності сонячного випромінювання, поступове збільшення її потужності паралельно з підключенням до мережі некритичних споживачів, відключених з моменту втрати зв'язку мережі із зовнішньою ЕЕС.

Основною проблемою мікромережі з основним джерелом енергії у вигляді СЕС є забезпечення балансування режиму, що пов'язано з розбіжністю змінного графіка виробництва електроенергії СЕС та змінного графіка її споживання. Застосування DERMS забезпечує вирішення цієї проблеми за рахунок можливості керування «гарячим» резервом потужності ДГ та обмеження потужності некритичних споживачів у відповідності до наявних обсягів генерованої енергії на поточний момент.

### Сценарій ізолюваного режиму для доби зимового періоду максимального споживання

Результати моделювання для доби з характерною для періоду високою хмарністю показано на рис. 4а. Аналіз результатів показує, що максимальний рівень виробництва СЕС становить лише близько 4,5 % від її встановленої потужності, що не повною мірою забезпечує можливості покриття потреб ОКІ, навіть у денний час доби, і потребує балансування потужністю від ДГ. Можливість підключення до мережі некритичних споживачів у періоди, коли на ДГ наявні резерви потужності, обмежена налаштуваннями фінансових параметрів DERMS з огляду на вартість 1 кВт·год.

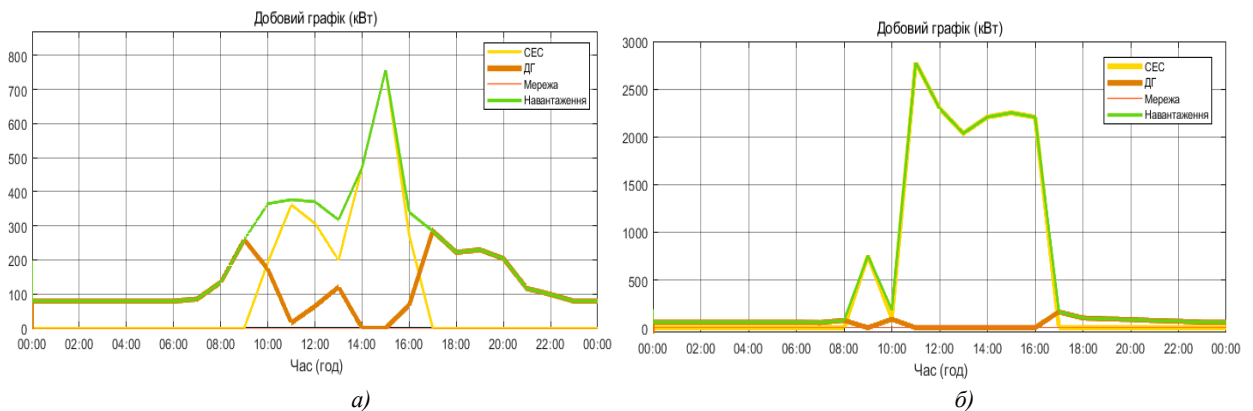


Рис. 4. Результати моделювання ізолюваного режиму мережі з ДГ у зимовий період: а — хмарний день; б — сонячний день

Результати моделювання для доби з низькою хмарністю показано на рис. 4б. Аналіз результатів показує, що на часовому проміжку з 10<sup>00</sup> до 16<sup>00</sup> СЕС може у повному обсязі забезпечити електроенергією як ОКІ, так і некритичних споживачів. Забезпечення електропостачання некритичних споживачів поза цим часовим проміжком є неможливим через недостатність обсягів виробництва електроенергії СЕС та налаштуваннями фінансових параметрів DERMS.

### Сценарій ізолюваного режиму для доби літнього періоду максимального споживання

Моделювання для доби літнього періоду максимального споживання здійснено за рівня хмарності, якій відповідає моді відповідного періоду. Аналіз результатів моделювання (рис. 5), показує, що в діапазоні з 7<sup>00</sup> по 20<sup>00</sup> мікромережа не потребує залучення потужностей дизель-генераторів з метою балансування, оскільки обсяги виробництва електроенергії сонячних електричних станцій є цілком достатніми для забезпечення електропостачання всіх споживачів, навіть у періоди збільшення хмарності.



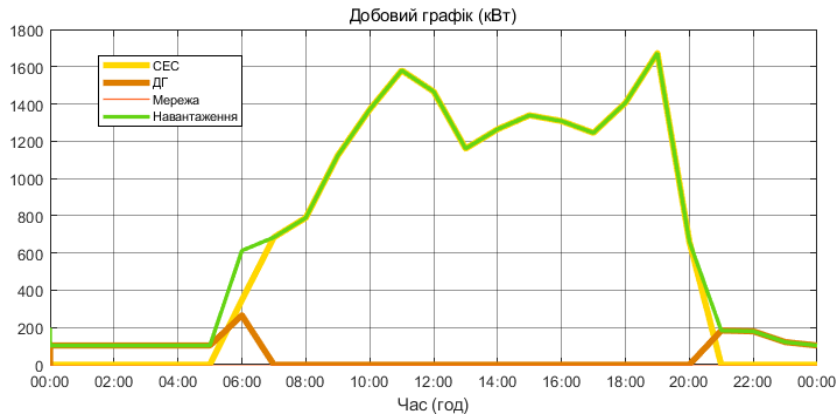


Рис. 5. Результат моделювання ізольованого режиму мережі з ДГ у літній період

Оскільки встановлена потужність СЕС суттєво перевищує максимум споживаної потужності періоду, то для забезпечення збалансованості режиму мережі у денний час необхідним є обмеження виробництва електроенергії СЕС на 25...80 % від потенційно можливих обсягів.

### Модель мікромережі з сонячною електричною станцією та установкою зберігання енергії

Модель відрізняється від попередньої встановленням у мережі УЗЕ номінальною потужністю 500 кВт з можливістю накопичення 2000 кВт·год електроенергії (рис. 6). Застосування УЗЕ має на меті загальне зниження витрат на забезпечення електроенергією об'єктів критичної інфраструктури у нічний період доби за рахунок накопичення у денний період електроенергії, виробленої СЕС. Крім того, застосування УЗЕ забезпечує швидше у порівнянні з ДГ балансування режиму мережі у разі зміни обсягів виробництва чи споживання активної та реактивної потужності, що підвищує стабільність частоти та зменшує змінення напруги, а також суттєво зменшує екологічний вплив на довкілля. З огляду на зазначене в рамках поточної моделі ДГ розглядаються виключно як джерела «холодного» резерву.

Блок УЗЕ подано спрощеною акумуляторною системою, яка передбачає роботу в режимі керування струмом (Режим = 1) або напругою (Режим = 0). За умови синхронної роботи мережі УЗЕ працює у Режимі = 1, забезпечуючи видачу заданої активної та реактивної потужностей.

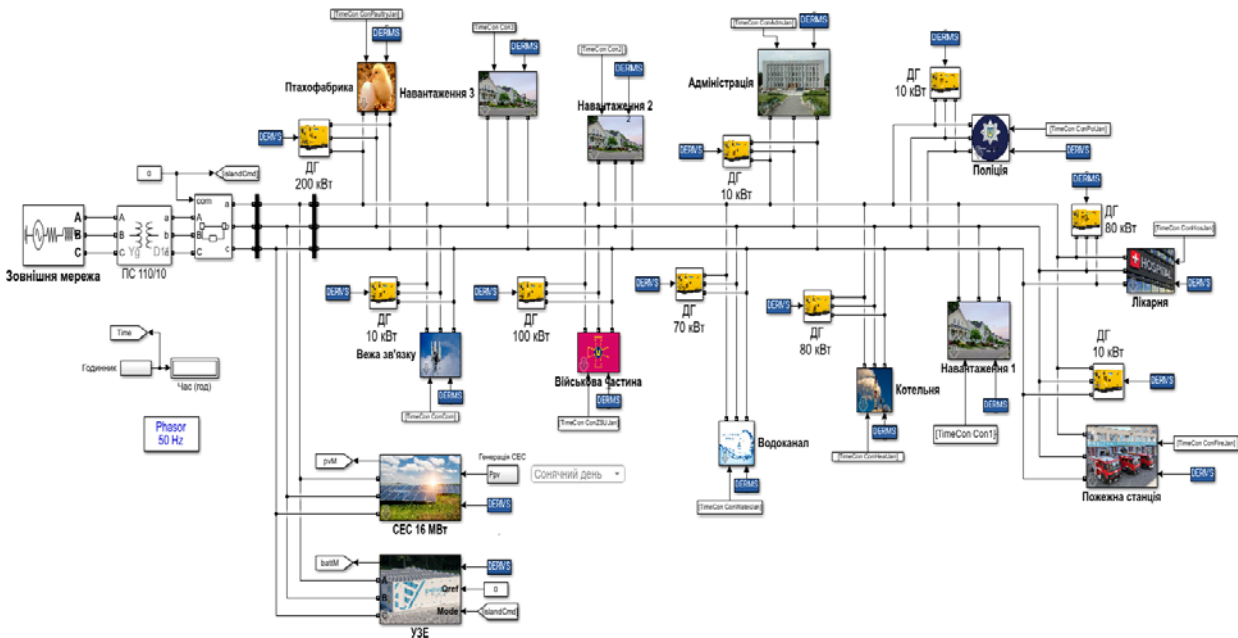


Рис. 6. Спрощена модель мікромережі із СЕС та УЗЕ в середовищі «MATLAB»

За ізольованого режиму роботи мережі УЗЕ працює у Режимі = 2 з метою забезпечення функції регулювання напруги.

Обсяг накопиченої в акумуляторній батареї УЗЕ енергії у разі заряджання та розряджання в

моделі визначається на основі розв'язання таких рівнянь [11]:

$$E_B(t+1) = E_B(t) \cdot (1 - \sigma) + \left[ E_{PV}(t) \cdot \eta_{inv} - \frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} \right] \eta_{BC}; \quad (3)$$

$$E_B(t+1) = E_B(t) \cdot (1 - \sigma) - \left[ \frac{E_L(t)}{\eta_{BD}} - E_{PV}(t) \cdot \eta_{inv} \right] \eta_{BD}, \quad (4)$$

де  $E_{PV}(t)$  — енергія, отримана від СЕС, кВт;  $E_L(t)$  — потреба в енергії, кВт;  $\eta_{BC}$  і  $\eta_{BD}$  — ефективність заряду та розряду відповідно, %;  $\eta_{inv}$  — ефективність перетворювача, %.

В рамках створеної моделі враховано обмеження виробника акумуляторів щодо мінімального та максимального рівнів заряду, які становлять 20 % та 90 % від номінальної ємності відповідно.

### Сценарій ізолюваного режиму для доби зимового періоду максимального споживання

В рамках сценарію взято, що на початок доби стан заряду батарей установки зберігання енергії становить 70 % від максимального значення. Результати моделювання для доби з характерною для періоду високою хмарністю наведено на рис. 7а.

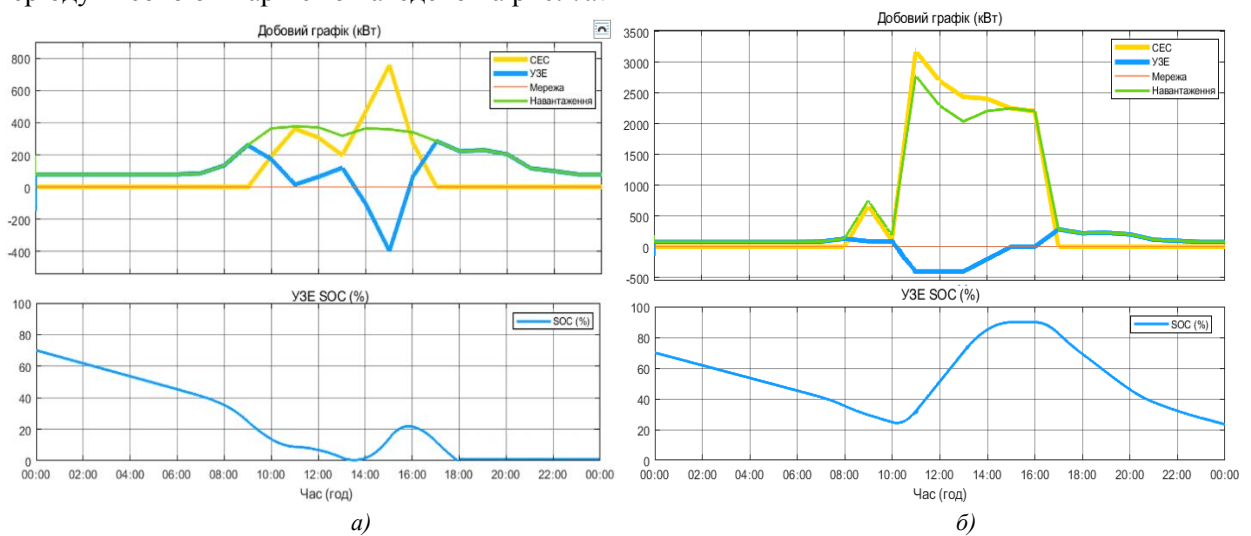


Рис. 7. Результати моделювання ізолюваного режиму мережі з УЗЕ у зимовий період:  
а — хмарний день; б — сонячний день

Порівняння графіків рис. 3а та рис. 7а показує, що у разі забезпечення ОКІ електроенергією від УЗЕ близько 9<sup>00</sup> значення показника стану заряду батарей сягне 20 % від максимального (критична межа розряду), що для збереження їхнього експлуатаційного ресурсу потребуватиме обмеження струмовіддачі та відповідно обмеження споживання в мережі, а близько 13<sup>00</sup> батареї УЗЕ розрядяться повністю. Тому з метою забезпечення неперервного електропостачання ОКІ та недопущення зниження SOC батарей нижче 20 % у період з 9<sup>00</sup> до кінця доби необхідним є залучення ДГ, які мають бути запущені з «холодного» резерву за сигналом DERMS у разі наближення батарей УЗЕ до критичного значення SOC. За умови допущення повного розрядження батарей УЗЕ включення в роботу ДГ є потрібним, орієнтовно, з 18<sup>00</sup>.

Очевидно, що за меншого значення SOC на початок доби потреба у запуску ДГ виникне раніше, що зумовить необхідність тривалішої їхньої роботи. Електропостачання некритичних споживачів за поточних умов моделі не забезпечується.

Для сценарію сонячного дня (рис. 7б) залучення ДГ не передбачається, оскільки СЕС та УЗЕ забезпечують потреби ОКІ впродовж доби, а на інтервалі з 10<sup>00</sup> до 16<sup>00</sup> СЕС може у повному обсязі забезпечити електроенергією, зокрема і некритичних споживачів. Зарядження батарей УЗЕ починається близько 10<sup>00</sup>, коли виробництво електроенергії СЕС стає більшим за споживання ОКІ, та триває до досягнення SOC батарей 90 %.

По завершенню доби роботи мережі в ізолюваному режимі SOC батарей УЗЕ досягає свого критичного значення, що унеможливає подальше забезпечення ОКІ електроенергією без залучення ДГ в ізолюваному режимі роботи мережі. Водночас, існує можливість для зменшення часу роботи ДГ у нічні години за рахунок зсуву графіків споживання ОКІ на денні години.

### Сценарій ізольованого режиму для доби літнього періоду максимального споживання

У рамках сценарію вважається, що на початок доби значення SOC батарей УЗЕ становить 50 % від максимального значення. Результати моделювання показано на рис. 8.

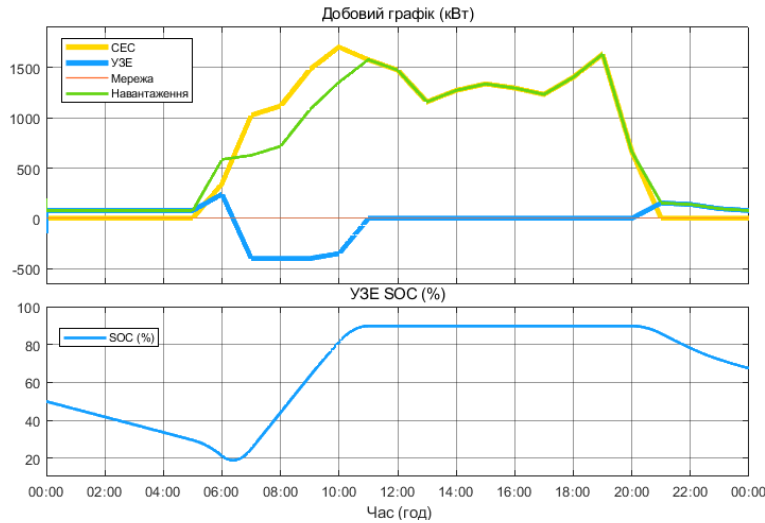


Рис. 8. Результат моделювання ізольованого режиму з УЗЕ у літній період

Взяте початкове значення SOC батарей УЗЕ є мінімальним за умови недопущення надмірного розрядження батарей впродовж доби. Аналіз рис. 8 показує, що в діапазоні з 07<sup>00</sup> по 20<sup>00</sup> мікромережа не потребує залучення потужностей ДГ з метою балансування, оскільки обсяги виробництва електроенергії СЕС є цілком достатніми для забезпечення електропостачання всіх споживачів навіть у періоди збільшення хмарності. Оскільки встановлена потужність СЕС суттєво перевищує максимум споживаної потужності періоду, то для забезпечення збалансованості режиму мережі у денний час необхідним є обмеження виробництва електроенергії СЕС.

Зважаючи на пізнє завершення світлового дня досліджуваного періоду значення SOC батарей УЗЕ на початок нової доби становить 68 %, що забезпечує запас у 18 % для замикання добового циклу мікромережі і створює можливість для її функціонування в ізольованому режимі роботи впродовж декількох діб з подібними профілями виробництва та споживання електроенергії без необхідності залучення додаткових джерел для покриття споживання ОКІ.

Оцінювання економічних показників функціонування мікромережі здійснено із застосуванням програмного комплексу HOMER Pro на основі показника усередненої вартості електроенергії (Levelized Cost of Energy, LCOE). Значення LCOE, які враховують капітальні витрати на УЗЕ та DERMS, для доби літнього періоду максимального споживання подано в таблиці.

#### Результати розрахунку економічних показників функціонування мікромережі для доби літнього періоду

Конфігурація обладнання	Частка енергії від ВДЕ, %	Витрати на паливо, млн грн/рік	Експлуатаційні витрати, млн грн/рік	LCOE, грн/кВт·год
СЕС + ДГ	73,2	18,1	30,7	7,90
СЕС + УЗЕ 2 МВт·год	100,0	—	10,8	5,28

Аналіз результатів, наведених в таблиці, показує, що застосування УЗЕ забезпечує суттєве зниження значення показника усередненої вартості електроенергії для мережі за умови незмінності обсягів спожитої в мережі електроенергії.

### Висновки

Результати досліджень показують, що створення на базі наявної інфраструктури локальних електричних з СЕС мікромереж, здатних впродовж, щонайменше, 24 годин функціонувати в ізольованому режимі та надійно забезпечувати електропостачання об'єктів критичної інфраструктури, є можливим за умови впровадження на локальному рівні систем керування розподіленим генеруванням електроенергії. При цьому встановлення в мережі, оснащеної резервними бензо- або дизель-генераторами, установок зберігання енергії на тривалому часовому інтервалі суттєво покращує економічні показники її роботи в ізольованому режимі.



За відповідного співвідношення між сумарною ємністю установок зберігання енергії та обсягом споживаної об'єктами критичної інфраструктури електроенергії в ізолюваному режимі роботи мікромережі можливим є забезпечення цілодобового електропостачання таких споживачів як у літній, так і у зимовий періоди без залучення резервних генераторів, що забезпечує для мережі мінімізацію усередненої вартості електроенергії.

Можливості до електропостачання некритичних споживачів мікромережі в ізолюваному режимі визначаються наявними обсягами генерованої в мережі електроенергії та сумарною ємністю приєднаних установок зберігання енергії. За умови наявності в мікромережі СЕС достатньої потужності у період з березня по вересень включно існує можливість електропостачання споживачам у світлу пору доби протягом періоду безхмарної або малохмарної погоди.

Розглянутий у дослідженні підхід може бути застосований для оцінювання можливості тривалої автономної роботи та економічних показників функціонування мікромереж, створених на базі довільних фрагментів електричних мереж із засобами ВДЕ та резервними джерелами (дизель-генераторами, газотурбінними установками тощо), за наявності інформації щодо профілів споживання критичних і некритичних споживачів та виробництва електроенергії засобами ВДЕ.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] J. Wang et al., "Optimal renewable resource allocation and load scheduling of resilient communities," *Energies*, vol. 13, no. 21, 5683 p., Oct. 2020. [Electronic resource]. Available: <https://doi.org/10.3390/en13215683> . Accessed: Feb. 15, 2024.
- [2] C. Marnay, G. Venkataramanan, M. Stadler, A. S. Siddiqui, R. Firestone, and B. Chandran, "Optimal technology selection and operation of commercial-building microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 975-982, Aug. 2008. [Electronic resource]. Available: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2008.922654> . Accessed: Mar. 4, 2024.
- [3] M. C. Bozchalui, and R. Sharma, "Optimal operation of commercial building microgrids using multi-objective optimization to achieve emissions and efficiency targets," *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, USA, 2012, pp. 1-8. [Electronic resource]. Available: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345600> . Accessed: Mar. 4, 2024.
- [4] A. Arif, Z. Wang, J. Wang, and C. Chen, "Power Distribution System Outage Management With Co-Optimization of Repairs, Reconfiguration, and DG Dispatch," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4109-4118, Sep. 2018. [Electronic resource]. Available: <https://doi.org/10.1109/tsg.2017.2650917> . Accessed: Mar. 12, 2024.
- [5] C. Chen, J. Wang, F. Qiu, and D. Zhao, "Resilient Distribution System by Microgrids Formation After Natural Disasters," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 958-966, Mar. 2016. [Electronic resource]. Available: <https://doi.org/10.1109/tsg.2015.2429653> . Accessed: Mar. 4, 2024.
- [6] T. Ding, Y. Lin, G. Li, and Z. Bie, "A New Model for Resilient Distribution Systems by Microgrids Formation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 4145-4147, 2017. [Electronic resource]. Available: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2017.2650779> . Accessed: Mar. 4, 2024.
- [7] A. Hussain, V.-H. Bui, and H.-M. Kim, "Microgrids as a resilience resource and strategies used by microgrids for enhancing resilience," *Applied Energy*, vol. 240, pp. 56-72, 2019. [Electronic resource]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.055> . Accessed: Mar. 12, 2024.
- [8] R. Kallel, G. Boukettaya, and L. Krichen, "Demand side management of household appliances in stand-alone hybrid photovoltaic system," *Renew. Energy*, vol. 81, pp. 123-135, Sep. 2015. [Electronic resource]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.024> . Accessed: Mar. 15, 2024.
- [9] "How HOMER Calculates the PV Array Power Output," *HOMER - Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software*. [Electronic resource]. Available: [https://homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/how\\_homer\\_calculates\\_the\\_pv\\_array\\_power\\_output.html](https://homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/how_homer_calculates_the_pv_array_power_output.html) . Accessed: Feb. 15, 2024.
- [10] F. A. Farret, and M. G. Simões, Eds., *Integration of Alternative Sources of Energy*. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2005. [Electronic resource]. Available: <https://doi.org/10.1002/0471755621> . Accessed: Feb. 15, 2024.
- [11] M. A. Mohamed, A. M. Eltamaly, A. I. Alolah, and A. Y. Hatata, "A novel framework-based cuckoo search algorithm for sizing and optimization of grid-independent hybrid renewable energy systems," *Int. J. Green Energy*, vol. 16, no. 1, pp. 86-100, Oct. 2018. [Electronic resource]. Available: <https://doi.org/10.1080/15435075.2018.1533837> . Accessed: Feb. 15, 2024.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 9.05.2024

**Слободян Анжеліка Русланівна** — студентка факультету електроенергетичної та автоматичної, e-mail: anslobodyan@gmail.com ;

**Чижевський Володимир Валерійович** — канд. техн. наук, доцент кафедри електричних мереж та систем, e-mail: v.v.chyzhevskiy@gmail.com ;

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ;

**Слободян Руслан Олександрович** — аспірант кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту.

Вінницький національний технічний університет, Вінниця

**A. R. Slobodian**<sup>1</sup>  
**V. V. Chyzhevskiy**<sup>1</sup>  
**R. O. Slobodian**<sup>2</sup>

## **Model of Operation of the Distribution Power Grid in Isolated Mode**

<sup>1</sup>National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”;

<sup>2</sup>Vinnitsia National Technical University

*The vulnerability of powerful power generation facilities and the transmission system to military, man-made, and natural impacts, and the extreme complexity of protecting these facilities from the mentioned impacts necessitate the search for new solutions to provide reliable power supply to consumers. Obvious direction in this aspect is the practical implementation of elements of a decentralized approach to ensuring the functioning of the Interconnected Power System (IPS) of Ukraine. The intensive development of renewable energy in Ukraine in recent years has been driven, among other things, by the sources of relatively low power (in particular, solar power plants (SPP) with an installed capacity of up to 100 kW), which created the preconditions for the practical implementation of the microgrid concept, which enables to provide long-term power supply of local consumers even in the event of disconnection of power grid from the IPS, which supplies power to microgrid consumers under normal operating conditions.*

*This article presents the results of modeling the functioning of a microgrid created on the base of a real electric grid of a settlement with the corresponding daily profiles of power consumption and generation by local sources. The modeling was carried out in the MATLAB software environment. Two model configurations were considered in the study: a hybrid microgrid with a SPP and a diesel generators and a hybrid microgrid with a SPP and energy storage unit.*

*The objective of the study to achieve stable operation of the power grid in the conditions of loss of electrical connection with the external power system, providing priority power supply to critical infrastructure facilities and consumers of the 1-st category in terms of reliability is ensured. Two main scenarios of isolated microgrid operation were modeled: winter (including cloudy and sunny days) and summer periods of maximum consumption.*

*The results of the study show the possibility of practical organization of microgrids based on existing distribution power grids with local energy sources using Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS), which ensure high efficiency of the local energy infrastructure and sustainability of the created microgrid.*

**Keywords:** microgrid, renewable energy sources, hybrid systems, energy storage systems, distributed energy resource management system, isolated mode.

**Slobodian Anzhelika R.** — Student of the Department of Electrical Engineering and Automatic, e-mail: anslobodyan@gmail.com ;

**Chyzhevskiy Volodymyr V.** — Cand. Sc. (Eng.), Associate Professor of the Chair of Electrical Networks and Systems, e-mail: v.v.chyzhevskiy@gmail.com ;

**Slobodian Ruslan O.** — Post-Graduate Student of the Chair of Electrical Systems of Power and Energy Management