

Олійніченко Максим Юрійович, PhD-студент, Тел. +380984582012, E-mail: oliynichenko@kdu.edu.ua: ORCID, 0000-0001-6651-0175

Бялобржеський Олексій Володимирович, к.т.н., доцент, кафедра електротехніки, Тел. +380962525717, E-mail: bialobrzieski@ukr.net: ORCID 0000-0003-1669-4580

Постіл Артур Олегович, PhD-студент, Тел. +380671885599, E-mail: artur_postil@kdu.edu.ua: ORCID, 0000-0001-9411-7047

Кременчуцький національний університет імені Михайла Остроградського, 39600, м. Кременчук, вул. Університетська, 20

Шокар'єв Дмитро Анатолійович, к.т.н., доцент, кафедра електричних станцій Тел. +380965969855, E-mail: dmytro.shokarov@khp.edu.ua (ORCID:0000-0001-7038-3172)

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» 61002, м. Харків, вул. Кирпичова, 2

АНАЛІЗ ФАКТОРІВ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В МІКРОМЕРЕЖАХ З ПОЗИЦІЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ

Анотація. Аналіз факторів використання електричних джерел енергії в мікромережах з позиції системи енергоменеджменту - це комплексне дослідження, спрямоване на вивчення та оцінку різних аспектів використання електричної енергії в невеликих енергетичних системах, які можуть функціонувати незалежно від централізованих енергетичних мереж. Основна мета такого аналізу полягає у виявленні ключових факторів, які впливають на ефективність та стабільність мікромережі, а також у розробці стратегій оптимізації їх функціонування з точки зору енергоменеджменту. Для досягнення цієї мети проводяться дослідження, що охоплюють такі аспекти: технічні характеристики електричних джерел, економічні аспекти, екологічні наслідки, управління енергією, соціальні аспекти. Це важливий етап у розвитку енергетичних систем, спрямованим на створення ефективних та стійких енергетичних рішень для майбутнього. Розглянуто аналіз ефективності, надійності та потужності різних джерел енергії, таких як сонячні батареї, вітрові турбіни, акумулятори тощо. Проведено оцінку вартості встановлення та експлуатації електричних джерел енергії, включаючи витрати на обслуговування, технічне обслуговування та заміну обладнання. Наведено метод налізу впливу використання різних джерел енергії на довкілля та розробка стратегій зменшення викидів парникових газів та інших шкідливих речовин. Розглянуто сутність систем управління енергією, які дозволяють ефективно керувати виробництвом, зберіганням та розподілом електроенергії в мікромережі для забезпечення максимальної ефективності та стабільності роботи системи. Питання розвитку альтернативних джерел енергії постало з особливою актуальністю тому розглядаючи існуючі структури мікромереж доцільно помічати особливості побудови кожної мікромережі, наприклад структура мікромережі на базі вітрогенератора може будуватися в декількох варіантах, а в сонячній електростанції для ефективної роботи використовується алгоритм управління МРРТ який прагне керувати підвищувальним перетворювачем в тій точці характеристик струму і напруги фотоелектричної батареї, де може бути отримана максимальна вихідна потужність. В таких структурах мікромереж для наявності резерву використовують акумуляторні батареї, які заряджаються через підвищуючі перетворювачі. Для живлення навантаження змінного струму використовуються інвертори. Доцільним є об'єднання сонячної електростанції та вітрогенераторної системи в одну структуру мікромережі а для забезпечення роботи мікромережі в умовах низької генерації однієї або обох генеруючих установок використовують дизельно-генераторну систему. В побудованій гібридній структурі мікромережі відбуваються експлуатаційні витрати які необхідно мінімізувати.

Ключові слова: Сонячна електростанція, вітрогенератор, мікромережа, витрати.

Oliynichenko Maxim, PhD-student, Tel. +380984582012, E-mail: oliynichenko@kdu.edu.ua, ORCID: 0000-0001-6651-0175

Bialobrzheskyi Oleksii, Ph.D., Associate Professor, Electrical Engineering Department, Tel. +380962525717, E-mail: bialobrzheski@ukr.net: ORCID 0000-0003-1669-4580

Postil Artur, PhD-student, Tel. +380671885599, E-mail: artur_postil@kdu.edu.ua, ORCID: 0000-0001-9411-7047

Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University, 39600, Kremenchug, st. University, 20

Shokarov Dmytro, Ph.D., Associate Professor, Department of Power Plants, Tel. (096)5969855; E-mail: dmytro.shokarov@khp.edu.ua (ORCID:0000-0001-7038-3172)

National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute" 61002, Kharkiv, st. Kyrpychova, 2

FACTORS ANALYSIS USE ELECTRICAL ENERGY SOURCES IN MICROGRIDS FROM ENERGY MANAGEMENT SYSTEM POSITION

Abstract. *The analysis of the factors of the use of electrical energy sources in microgrids from the point of view of the energy management system is a comprehensive study aimed at studying and evaluating various aspects of the use of electrical energy in small energy systems that can function independently of centralized energy networks. The main purpose of such an analysis is to identify key factors, which affect the efficiency and stability of the microgrid, as well as in the development of strategies to optimize their operation from the point of view of energy management. To achieve this goal, research is conducted covering the following aspects: technical characteristics of electrical sources, economic aspects, environmental consequences, energy management, social aspects. This is an important stage in the development of energy systems, aimed at creating efficient and sustainable energy solutions for the future. The analysis of the efficiency, reliability and power of various energy sources, such as solar batteries, wind turbines, batteries, etc., was considered. The cost of installation and operation of electric energy sources was calculated, including the costs of maintenance, maintenance and replacement of equipment. The method of analyzing the impact of the use of various energy sources on the environment and the development of strategies for reducing emissions of greenhouse gases and other harmful substances are given. The essence of energy management systems that allow efficient management of production, storage and distribution of electricity in microgrids to ensure maximum efficiency and stability of system operation is considered. The question of the development of alternative energy sources has become particularly relevant, therefore, considering the existing structures of microgrids, it is advisable to notice the peculiarities of the construction of each microgrid, for example, the structure of a microgrid based on a wind generator can be built in several variants, and in a solar power plant, for efficient operation, the MPPT control algorithm is used, which aims to control the step-up converter in that point of the current and voltage characteristics of the photovoltaic battery, where the maximum output power can be obtained. In such microgrid structures, storage batteries are used for reserve, which are charged through step-up converters. Inverters are used to power the AC load. It is advisable to combine the solar power plant and the wind generator system into one microgrid structure, and to ensure the operation of the microgrid in conditions of low generation of one or both generating units, a diesel-generator system is used. In the built hybrid structure of the microgrid, there are operational costs that must be minimized.*

Keywords: *Solar power plant, wind generator, microgrid, costs.*

Постановка проблеми в загальному вигляді та її зв'язок з важливими науковими або практичними завданнями. Питання розвитку альтернативних джерел енергії постало з особливою актуальністю, причиною цього стало значне руйнування енергосистеми в Україні. Україна має

сприятливі природні умови для розвитку, вітрової та сонячної енергетики. На початку 2022 року встановлена потужність об'єктів відновлюваних джерел енергії на контрольованій території досягла 9,5 ГВт (6,4 ГВт – промислові сонячні електростанції, 1,2 ГВт – сонячних електростанцій приватних домогосподарств, 1,5 ГВт – вітроелектростанцій, 0,3 ГВт – об'єкти біоенергетики, 0,1 ГВт – мала гідроенергетика), а обсяг інвестицій в галузь перевищував 12 млрд доларів США [1]. Завдяки своєму природному потенціалу Україна має все необхідне, щоб підсилити свою енергосистему відновлювальними джерелами. Побудова окремої енергонезалежної мікромережі обмеженої потужності має значний вплив на зменшення навантаження на загальну енергосистему, але постає питання раціонального використання зазначених джерел.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. У роботах [2, 3] досліджено ефективність різних варіантів розташування сонячних панелей для побудови електростанцій. Як наслідок зазначається низька ефективність забезпечення електричною енергією виключно засобами сонячних електростанцій. В результаті досліджень виявлено, що вигнута форма фотоелектричної панелі в літній сезон ефективніша на 15% чим плоска форма. Як наслідок зазначається низька ефективність забезпечення електричною енергією виключно засобами сонячних електростанцій. Інтеграція фотоелектричних електростанцій та дизель-генераторної установки забезпечує більшу надійність системи та знижує вартість виробленої системою енергії в умовах щоденних та сезонних коливань рівня навантаження та генерації, що впливає на експлуатаційні витрати [4]. В іншому дослідженні [5] авторами показано, що значні витрати на експлуатацію можна заощадити, об'єднавши батареї та фотоелектричні пристрої з дизельно-генераторною системою. В роботі [6] використовується оптимальна конструкція з застосуванням вихлопних газів за циклом Ренкіна, що збільшує генеровану енергію на 10.86% без збільшення витрат на паливо. Робота [7] була розроблена з подібною концепцією, де живлення відбувалось від дизель-

генераторної установки. Але автори зазначають, що у віддалених районах ця установка споживає значну кількість палива, а ціна більша ніж в міському районі. Потужність дизель-генераторної системи традиційно підготовлена на значно більшу потужність чим може споживати навантаження. Реалізовано систему керування енергоспоживанням для обмеження генерації при досягненні піку навантаження з підтримкою сонячної електростанції та акумуляторної батареї.

Відома система яка інтегрує в себе фотоелектричну електростанцію, дизельний генератор, батареї та вітрогенератор [8]. Згідно з цією схемою, вітрогенератор і фотоелектрична електростанція заряджають батарею, одночасно постачаючи електроенергію на навантаження, коли є її надлишок. Використовують розвантажувальне навантаження, яке призначене для запобігання перезаряду батареї в разі неможливості скидання потужності в енергосистему або в іншу мікромережу. Авторами проаналізовано та узагальнено що, сонячна електростанція, або вітрогенераторна установка мікромережі буде неефективно працювати без контролера, що відповідає за запуск, або вимкнення, дизельного-генераторної системи, який забезпечує живлення мережі, коли стан заряду батареї досягає нижньої межі, але в випадку перезаряду батареї забезпечує розвантаження мережі [9].

Таким чином узагальнюючи вище наведені роботи відзначимо, що фотоелектричну, вітроелектричну системи для надійності потрібно поєднувати з акумуляторною батареєю, а для безперебійної роботи мікромережі потрібно вводити дизель-генераторну систему, для підвищення ефективності застосовувати контролер. В зв'язку з неможливістю скинути надлишкову потужність та неповним використанням потужності в часи пікової роботи сонячної та вітрової установки потрібно вводити розрядні навантаження. Але зважаючи на невизначеність параметрів які характеризують поточну ситуацію та режим виникає необхідність постановки задач оптимізації.

Мета дослідження. Проведення аналізу факторів використання альтернативних електричних джерел енергії з урахуванням енергоменеджменту структури мікромережі.

Виклад основного матеріалу дослідження. Розглянемо декілька прикладів побудови мікромережі з урахуванням структури певних генераторних установок. Структура мікромережі на базі вітрогенератора може виконуватись в декількох варіантах [10]. Наприклад синхронні генератори на постійних магнітах (рис. 1). Ці типи генераторів працюють при змінній швидкості. В таких випадках використовують «повний» процес перетворення потужності змінного/постійного струму (AC/DC) та постійного/змінного струму (DC/AC). Інвертор струму (DC/AC) підключається до трансформатора (Transformer), що підвищує напругу, та передає енергію до загальної електромережі (Grid). Шину постійного струму можна використовувати для зарядки батарей (Baterу) за допомогою імпульсного перетворювача (Boost/buck DC/DC).

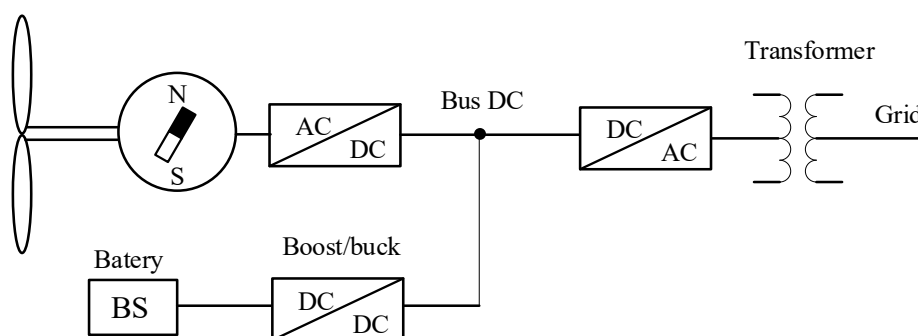


Рис1. Мікромережа з синхронним генератором зі збудженням від постійних магнітів.

В вітрогенераторній системі яка зображена на рис. 2 використовують багатополіусний синхронний генератор (SG), що виробляє змінну за діючим значенням та частотою напругу. Обмотка збудження генератора, живиться від джерела постійного струму за допомогою випрямляча змінного/постійного струму (Rectifier AC/DC) від шини змінного струму мікромережі.

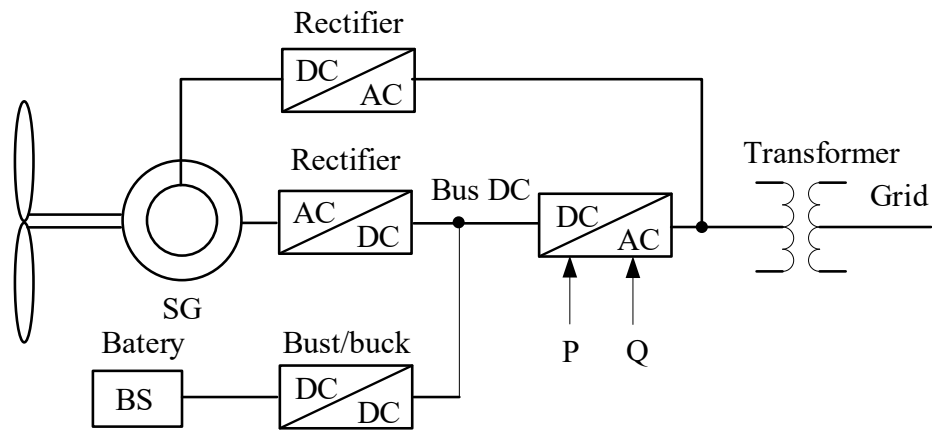


Рис. 2. Мікромережа вітрогенератора з багатополісним синхронним генератором.

Інвертор є найбільш поширеним використовуваним інтерфейсом, який має багато аспектів топології та керування в різних умовах експлуатації. Тільки при задовільних характеристиках керування кожним блоком можливо паралельне з'єднання двох, або більше інверторів, для цього відбувається керування активною та реактивною потужністю при різних характеристиках навантаження і умовах експлуатації [11].

Структура мікромережі з використанням сонячних електростанцій докладно розглядають у роботі [12]. Наприклад на рис. 3 зображено сонячну електростанцію, яка складається з сонячних панелей (PV), підвищувача напруги (DC/DC boost), контролера пошуку точки максимальної потужності (MPPT controller), інвертор для перетворення енергії постійного струму в змінний (DC/AC) та контролера струму та напруги навантаження (controller). Щоб досягти максимальної передачі потужності від фотоелектричної батареї, вхідний опір фотоелектричного генератора повинен відповідати навантаженню. Алгоритм управління MPPT прагне керувати підвищувальним перетворювачем в тій точці характеристик струму і напруги фотоелектричної батареї, де може бути отримана максимальна вихідна потужність. Для сонячної електростанції алгоритм управління обчислює $dP/dV > 0$ і $dP/dV < 0$, щоб визначити, чи досягнуто пікової потужності.

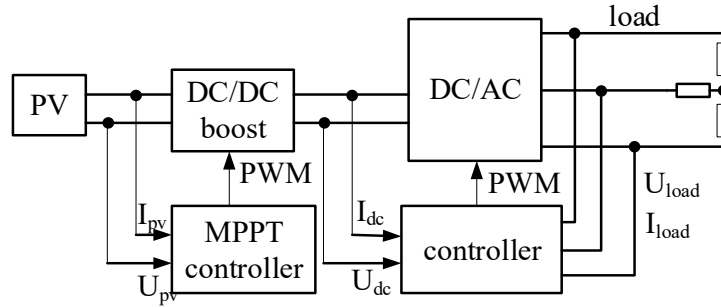


Рис. 3. Сонячна електростанція з використанням підвищувача та MPPT контролера.

На рис 4 зображено алгоритм керування MPPT контролера, який складається з джерела струму та напруги яке генерує потужність $P_{PV}=I_{pv}U_{pv}$, блоку вибору точки максимальної потужності який визначає потужність $P_{max}=I_{MPP}U_{MPP}$, підвищувального перетворювача (Boost I_{PV} .) Якщо фотоелектрична система повинна подавати живлення на навантаження постійного струму, інвертор постійного/змінного струму не потрібний.

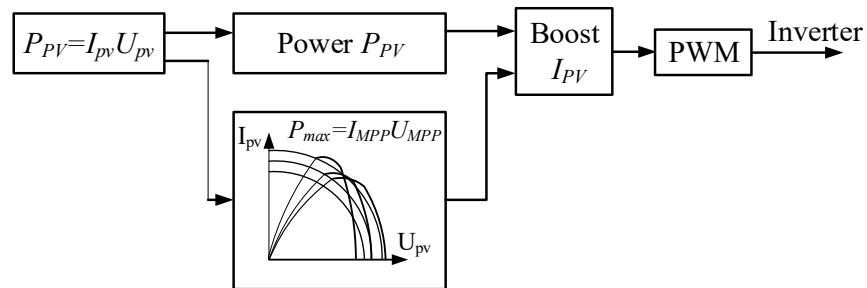


Рис. 4. Алгоритм контролю відстеження точки максимальної потужності

На рис. 5 зображено фотоелектричну електростанцію з акумуляторною системою накопичення, коли фотоелектричну систему підключено до місцевої електромережі. Станція складається з сонячних панелей (PV) підвищувача постійного струму (DC/DC boost) та MPPT які відносяться до контролера заряду/розряду. Інвертора (DC/AC) та керуючого ним DSP контролера (DSP controller) з урахуванням струму та напруги мережі (Grid) в мережу струм подається через трансформатора (Transformer). До кола постійного струму входять конденсатор (C) та індуктивність (L), які підключено

до акумуляторної батареї та інвертора. Контролери заряду мають низку функцій. Деякі контролери заряду використовують для виявлення змін вольт-амперних характеристик фотоелектричної батареї. Контролери заряду також виконують керування живлення акумуляторних батарей. Для нормальної роботи контролери контролюють напругу акумуляторної батареї, яка варіюється між допустимими максимальними та мінімальними значеннями. Коли напруга акумулятора досягає критичного значення, функція контролера заряду полягає в зарядці акумулятора та захисту акумулятора від перезаряду. Це керування здійснюється за допомогою двох різних порогових значень напруги, а саме напруги батареї та напруги фотоелектричного модуля.

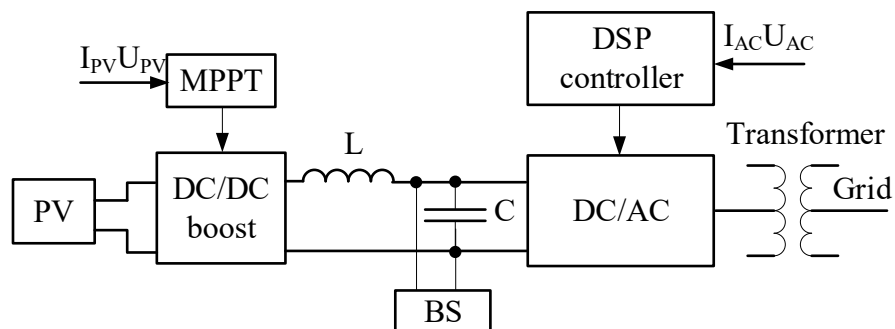


Рис. 5. Сонячна електростанція з використанням підвищуючого перетворювача та MPPT контролера

Для забезпечення безперебійного живлення застосовується структура мікромережі з дизель-генераторною системою, яка представлена на рис. 6 та складається з дизельного двигуна (DE), електричного синхронного генератора (SG), радіатора для відводу тепла (HR), канал підведення палива (FS), вимикача генератора (GnS), споживача (Ld), вимикача мікромережі (GrS), блок управління вимикачами (SC), блок керування режимом роботи генератора (GC), трансформатора напруги (TV), трансформатора струму генератора (TAG), трансформатора струму споживача (TAL), блоку збудження синхронного генератора (ESG).

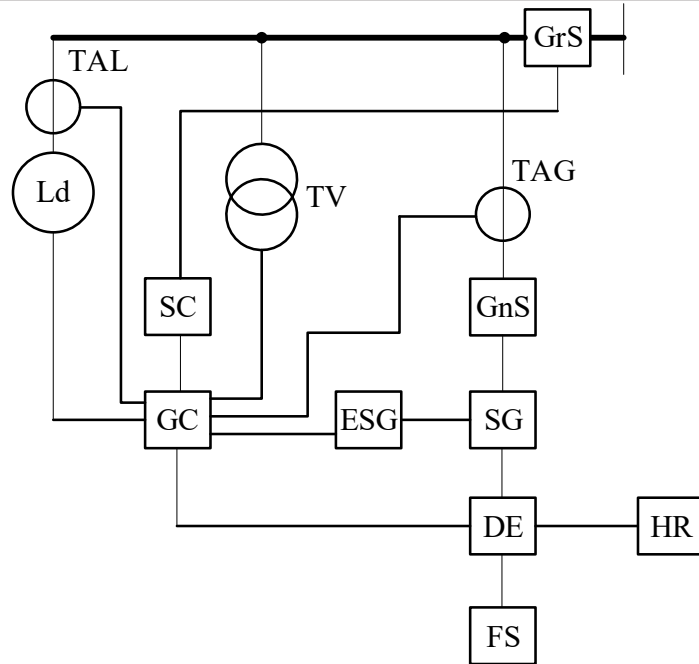


Рис. 6. Алгоритм контролю відстеження точки максимальної потужності.

Поєднання вітрогенератора та сонячної електростанції в одну мікромережу є раціональним використанням альтернативних джерел. В мікромережі доцільно застосовувати дизельний генератор для забезпечення живлення в умовах низької генерації електроенергії однієї, або обох установок з альтернативними джерелами енергії. При цьому, як зазначено вище, у всіх випадках для резервного запасу електричної енергії використовуються акумуляторна батарея. Використання MPPT контролера фактично забезпечує вирішення задачі оптимальної генерації потужності за умов зміни напруги та струму. Ймовірно аналогічні прийоми потрібно застосовувати для інших джерел енергії. В такому випадку доцільне формування багатокритеріальних оптимізаційних задач раціонального використання альтернативних джерел.

В останні роки дослідники зацікавлені у використанні методів оптимізації для вирішення задачі оптимального функціонування систем з альтернативними джерелами. В роботі [13] детально описано метод визначення геометричного розміру автономного гібридного джерела відновлюваної енергії, де автори розробили гнучке програмне забезпечення для визначення конфігурації системи, яка має забезпечити надійне енергопостачання з

найменшими інвестиціями. Це програмне забезпечення базується на техніко-економічному аналізі з використанням об'єктно-орієнтованого програмування. Це програмне забезпечення об'єднує фотоелектричні пристрої, вітрогенератора, модель накопичувача та надійність живлення з вірогідним відключенням джерела живлення. З іншого боку, в роботі [14] використано підхід штучного інтелекту для оптимізації геометричних розмірів гібридних систем. Використовуючи програму оптимізаційного моделювання, результати показали, що штучний інтелект дає більшу точність, максимізує надійність живлення та зменшуючи інвестиційні витрати, але програма вимагала більшої складності розрахунків.

Розглянемо генеруючу мікромережу, яка включає в себе сонячну електростанцію, вітрогенеруючу електростанцію, дизель-генераторну електростанцію та батареї [14]. Експлуатаційні витрати мікромереж включають вартість дизельного палива, витрати на технічне обслуговування, витрати на запуск (гарячий пуск і холодний пуск), витрати на вихід одиниці (вимкнення та відключення), витрати на відведення резервної енергії, витрати на усунення надлишку відновлюваної енергії та вартість використання надлишкового навантаження. (керовані і некеровані) [15, 16.]. Цільову функцію для мінімізації загальних витрат (рис. 7) будемо розглядати так:

$$ExT = Ex1 + Ex2 + Ex3 + Ex4 + Ex5 + Ex6, \quad (1)$$

де $Ex1$ - це вартість споживання палива для всіх генеруючих установок у системі з кількома мікромережами; $Ex2$ - початкова вартість та продуктивністю генеруючих одиниць; $Ex3$ - витрати на технічне обслуговування; $Ex4$ - вартість використання вхідного резерву; $Ex5$ - вартість використання вихідного резерву; $Ex6$ - штрафні витрати у разі перевищення або зниження генерації.

На рис.7 показано графічне зображення структури оптимізації витрат мікромережі.

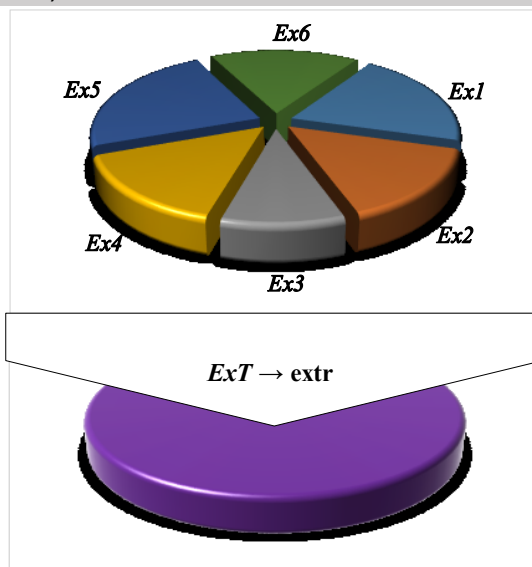


Рис. 7 – Графічне зображення структури оптимізації витрат мікромережі

Вартість споживання палива для всіх генеруючих установок у системі з кількома мікромережами:

$$Ex1 = \min \sum_{m=1}^M \sum_{h=1}^H \sum_{i=1}^I [l(P_{DE,i}^{m,h}) \cdot C_f^m], \quad (2)$$

де m - індекс мікромережі із загальної кількості M ; h - індекс годин із загальної кількості H ; i - індекс кількості дизель-генераторів із загальної кількості I ; $l(P_{DE,i}^{m,h})$ - лінеаризація вартості палива для n -ої дизель-генераторної установки в m -ій мікромережі в часі h ; C_f^m - ціна палива на місяць в m -ій мікромережі.

Отримання вартості палива. Коефіцієнти функції витрат на паливо – це параметри, які виробник надасть у таблиці даних генератора. Вираз $l(P_{DE,i}^{m,h})$ можна отримати окремою максимізацією двох членів у рівнянні для лінеаризації $Ex1$:

$$l(P_{DE,i}^{m,h}) = \max [A^{i,m} \cdot u_h^{i,m}] + \max [B^{i,m} \cdot P_h^{i,m}], \quad (3)$$

де $A^{i,m}$, $B^{i,m}$ - коефіцієнт для лінеаризації витрат палива i -ої дизель-генераторної установки на m -ій мікромережі; $u_h^{i,m}$ - бінарний ступінь передачі одиниці i -ої дизель-генераторної установки в m -ій мікромережі в часі h ; $P_h^{i,m}$ - витрати палива i -ої дизель-генераторної установки в m -ій мікромережі в часі h .

Термін $Ex2$ у рівнянні пов'язаний із початковою вартістю та продуктивністю генеруючих одиниць. Перша частина пов'язана з вартістю запуску, а друга – з вартістю зупинки.

$$Ex2 = \min \sum_{m=1}^M \sum_{h=1}^H \sum_{i=1}^I (Csu_i^m \cdot v_i(h)) + (Cshd_i^m \cdot z_i(h)), \quad (4)$$

де Csu_i^m , $Cshd_{i,h}^m$ - вартість запуску/вимкнення i -ої дизель-генераторної установки дизель-генераторної установки в m -ій мікромережі в часі h ; $v_i(h)$ - бінарний ступінь передачі сигналів ввімкнення i -ої дизель-генераторної установки в часі h ; $z_i(h)$ - бінарний ступінь передачі сигналів вимкнення i -ої дизель-генераторної установки в часі h .

Запуск блоків миттєво після вимкнення або виходу блоку вважатиметься гарячим стартом. Таким чином, витрати, пов'язані з навантаженням на обладнання в процесі гарячого запуску, слід розраховувати окремо від холодного запуску, як зазначено:

$$Csu_i^m = Csu_{i,hot}^m + Csu_{i,cold}^m, \quad (5)$$

де $Csu_{i,hot}^m$, $Csu_{i,cold}^m$ - вартість гарячого/холодного пуску i -ої дизель-генераторної установки на m -ій мікромережі.

Якщо блок не працює довше, ніж триває процес охолодження, слід враховувати вартість холодного запуску як зазначено:

$$Csu_i^m = Csu_{i,hot}^m + Csu_{i,cold}^m \text{ якщо } H_{i,OFF}^m \geq H_{i,cold} \quad (6)$$

де $H_{i,OFF}^m$ - час вимкнення i -ої дизель-генераторної установки на m -ій мікромережі;

$H_{i,cold}$ - час, необхідний для охолодження i -ої дизель-генераторної установки.

Якщо з моменту вимкнення блоку минуло небагато часу (менше часу, необхідного для охолодження блоку), вартість гарячого запуску передбачається:

$$Csu_i^m = Csu_{i,hot}^m + Csu_{i,cold}^m \text{ якщо } H_{i,OFF}^m \leq H_{i,cold} \quad (7)$$

Час охолодження вважається однаковим для всіх генеруючих одиниць мікромережі, а час їх виходу буде частиною часу охолодження агрегату. При цьому допускається припущення: мінімальний час виходу блоку буде частиною часу охолодження агрегату; припущення: час охолодження блоків мікромережі однаковий, відповідно:

$$(H_{i,h,cold}^1 = H_{i,h,cold}^2, \dots = H_{i,h,cold}^m = H_{i,h,cold}) \quad (8)$$

Вартість зупинки генеруючої установки та запуску можна сформулювати:

$$Cshd_{i,h}^m = Cshd_{i,h,norm}^m + Cshd_{i,h,trip}^m, \quad (9)$$

де $Cshd_{i,h}^m$ - вартість запуску/вимкнення i -ої дизель-генераторної установки в m -ій мікромережі в часі h ; $Cshd_{i,h,norm}^m$, $Cshd_{i,h,trip}^m$ - нормальна/помилкова вартість збою i -ої дизель-генераторної установки в m -ій мікромережі в часі h .

Таким чином, розрахована вартість звичайного та запланованого виходу виражається як вартість звичайного виходу, а коли відключення агрегату викликано аварією, це буде виражено як вартість збою. Припустимо, що усі одиниці мають однакову вартість збою.

Третя частина витрат у системі з кількома мікромережами включає витрати на технічне обслуговування. Ці витрати можуть відрізнятися для блоків різних ступенів відповідно до рівняння:

$$Ex3 = \min \sum_{m=1}^M \sum_{h=1}^H \sum_{i=1}^I (C_{i,DE}^m \cdot u_i(h)) + C_{i,WT}^m + C_{i,PV}^m, \quad (10)$$

де $C_{i,DE}^m$ - вартість обслуговування i -ої дизель-генераторної установки в m -ій мікромережі; $C_{i,WT}^m$ - вартість обслуговування i -ої вітрогенераторної установки в m -ій мікромережі; $C_{i,PV}^m$ - вартість обслуговування i -ої сонячної електростанції в m -ій мікромережі; $u_i(h)$ - бінарний ступінь передачі одиниці i -ої дизель-генераторної установки в часі h .

Кількість сонячних і вітряних установок у кожній мікромережі представлено індексам « k » і « w », це використовується для отримання 24-годинної програми генерації. Кількість генерації сонячної та вітрової енергії відображено в рівняннях:

$$P_{pvt}^{h,m} = \sum_{h=1}^H \sum_{k=1}^K P_{pvt,k}^{h,m}, \quad (11)$$

$$P_{wvt}^{h,m} = \sum_{h=1}^H \sum_{w=1}^W P_{wd,w}^{h,m}, \quad (12)$$

де k - індекс фотоелектричних систем загальної кількості K ; w - індекс вітросистем загальної кількості W ; $P_{pvt,k}^{h,m}$ - виробництво електроенергії від k -ї фотоелектричної системи в m -ій мікромережі в момент часу h ; $P_{wd,w}^{h,m}$ - генерація з вітрового генератора в m -ій мікромережі в момент часу h ;

Протягом кількох годин раніше запланованого часу дизельний генератор та відновлювані джерела енергії можуть не забезпечити всі навантаження. У зв'язку з цим вартість недостачі потужності додається до експлуатаційних витрат. Витрати на використання резерву є ще однією частиною економічної вартості системи з кількома мікромережами. Ця вартість включає дві частини: вартість використання вхідного резерву та вартість використання вихідного резерву.

$$Ex4 = \min \sum_{m=1}^M \sum_{h=1}^H (C_{shed}^m \cdot P_{shed}^{h,m}), \quad (13)$$

$$P_{cur}^{h,m} = P_{pvt}^{h,m} + P_{wdt}^{h,m} - P_l^{h,m} \text{ якщо } (P_l^{h,m} - P_{pvt}^{h,m} - P_{wdt}^{h,m} < 0). \quad (14)$$

При підвищенні навантаження за рахунок вихідного резерву:

$$Ex5 = \min \sum_{m=1}^M \sum_{h=1}^H (C_{ex,hed}^m \cdot P_{exces}^{h,m}), \quad (15)$$

$$P_{exces}^{h,m} = P_{pvt}^{h,m} + P_{wdt}^{h,m} - P_l^{h,m} \text{ якщо } (P_l^{h,m} - P_{pvt}^{h,m} - P_{wdt}^{h,m} > 0), \quad (16)$$

Штрафні витрати у разі перевищення або зниження генерації потужності без можливості передачі у сусідні мікромережі:

$$Ex6 = \min \sum_{m=1}^M \sum_{h=1}^H (C_{sh,r}^m \cdot P_{r,up}^{h,m}) + (C_{sh,r}^m \cdot P_{r,dwn}^{h,m}), \quad (17)$$

де C_{shed}^m - вартість штрафу за недостачу потужності в m -ій мікромережі; де $C_{ex,shed}^m$ - вартість штрафу за передачу потужності в m -ій мікромережі; $P_{shed}^{h,m}$ - потрібна потужності в m -ій мікромережі в момент часу h ; $P_{exces}^{h,m}$ - надлишкова потужність в m -ій мікромережі в момент часу h ; $C_{sh,r}^m$ - вартість штрафу за збільшення/зменшення резерву в m -ій мікромережі; $P_{r,up}^{h,m}$, $P_{r,dwn}^{h,m}$ - загальна потужність мікрорезерву збільшення/зменшення в m -ій мікромережі в момент часу h ; $P_{cur}^{h,m}$ - обмежена потужність відновлюваної системи в m -ій мікромережі в часі h ; $P_{pvt}^{h,m}$ - загальна генерація фотоелектричної панелі в m -ій мікромережі в момент часу h ; $P_{wdt}^{h,m}$ - загальна генерація вітрового двигуна в m -ій мікромережі в момент часу h ; $P_l^{h,m}$ - потреба потужності m -ї мікромережі в момент часу h .

Розглянемо які економічні обмеження слід використовувати за умови побудови моделі оптимізаційної задачі. Економічні обмеження можуть включати запуск або зупинку генеруючих установок, потужність виробництва електроенергії, швидкість наростання, мінімальний час увімкнення-вимкнення установки та відповідну логістику, висхідний і низхідний резерв, а також обмеження балансу потужності.

Обмеження в економіці можуть включати кілька рівнянь. Кожна генеруюча установка повинна запускатися і вимикатися в заданий час з логікою, врахованою в рівнянні (18) :

$$v_i(h) - z_i(h) \leq u_i(h) - u_i(h-1). \quad (18)$$

Мінімальний і максимальний ліміт для кожного блоку розподіленої генерації та загальне обмеження генерації для кожної мікромережі розглядаються так:

$$P_{DE,i}^{\min,m} u_i(h) \leq P_{DE,i}^{h,m} \cdot u_i(h) \leq P_{DE,i}^{\max,m} \cdot u_i(h), \quad (19)$$

$$P_{\min}^m \leq P_h^m \leq P_{\max}^m, \quad (20)$$

де $P_{DE,i}^{\min,m}$, $P_{DE,i}^{\max,m}$ - мінімальна та максимальна потужність i -ої дизель-генераторної установки в m -ій мікромережі.

Мінімальна генерація дизельних генеруючих ресурсів на мікромережу буде обмежена лімітом генерації кожного агрегату:

$$P_{\min}^m = \sum_{i=1}^I P_{DE,i}^{\min}, P_{\max}^m = \sum_{i=1}^I P_{DE,i}^{\max}, \quad (21)$$

Ліміт потужності для кожного генеруючого блоку в кожній мікромережі показаний:

$$P_{DE,i}^{h,m} - P_{DE,i}^{h-1,m} \geq -RD_{DE,i}^m, \quad (22)$$

$$P_{DE,i}^h - P_{DE,i}^{h-1,m} \geq RU_{DE,i}^{h,m}, \quad (23)$$

$$u_i^h - u_i^{h-1} \leq u_i^\tau,$$

де $RD_{DE,i}^m$, $RU_{DE,i}^{h,m}$ - ліміт зниження/зростання потужності для i -ої дизель-генераторної установки в m -ій мікромережі в часі h .

Обмеження рівнянь вказують на те, що стан одиниць залишається постійним у певний час. У цьому випадку час, протягом якого блок вмикається, позначається $l^i - 1$:

$$\forall \tau \in [h+1, \min\{h+1^i, H\}], \forall \tau \in [2, H], \quad (24)$$

$$u_i^h - u_i^{h-1} \geq u_i^\tau - 1,$$

$$\forall \tau \in [h+1, \max\{h+1^i, H\}], \forall \tau \in [2, H]. \quad (25)$$

Резервна потужність дизель-генератора вгору та вниз обмежена потужністю резервування мікромережі:

$$\sum_{i=1}^I P_{DE,i,Rdwn}^{h,m} \geq P_{RT,dwn}^{h,m}, \quad (26)$$

$$\sum_{i=1}^I P_{DE,i,Rup}^{h,m} \geq P_{RT,up}^{h,m}, \quad (27)$$

де $P_{DE,i,Rdwn}^h$, $P_{DE,i,Rup}^{h,m}$ - верхній/нижній резерв для i -ої дизель-генераторної установки в m -ій мікромережі в часі h ; $P_{RT,dwn}^{h,m}$, $P_{RT,up}^{h,m}$ - верхній/нижній резерв в m -ій мікромережі в часі h .

З огляду на наведені вище обмеження, щоб підтримувати баланс потужності в системі з кількома мікромережами, встановлюється рівнянням:

$$\sum_{i=1}^I P_{DE,i}^{h,m} + \sum_{k=1}^K P_{pv,k}^{h,m} + \sum_{w=1}^W P_{wd,w}^{h,m} + P_{shed}^{h,m} = P_l^{h,m}, \quad (28)$$

В залежності від умов відбувається вибір режиму роботи мікромережі. Мережевий або автономний режим роботи вибираються виходячи з ціни передачі електроенергії від основної мережі. Буде прийнято найкраще рішення щодо режиму роботи системи з кількома мікромережами та того, як вимикачі мікромереж будуть передавати бінарні сигнали в мережу або до іншого вимикача мікромережі. Це визначає програму для режимів роботи багатомікромережевої системи на 24 години наперед. Цільова функція робочого режиму може бути визначена для кожної мікромережі в системі з кількома мікромережами. Найважливішим обмеженням є підтримання балансу активної та реактивної потужностей

Висновки з проведеного дослідження. В роботі проведено аналіз особливостей побудови мікромережі з урахуванням структури певних генераторних установок. це надало можливість встановити, що в умовах України з урахуванням її поточного стану розвитку раціонально використовувати кобіновані схеми мікромереж з використанням сонячних, вітряних та дизель-генераторних систем. Додатково безперебійність в таких системах забезпечують аккумуляторні установки.

Для оптимального за вартістю керування комплексом генеруючих систем необхідна загальна система контролю та управління процесами генерації/споживання мікромережі.

Комутація елементів комбінованої мікромережі та управління відповідними генеруючими системами повинно відбуватись з розрахунком поточних цільових показників: вартості споживання палива для всіх генеруючих установок; продуктивності генеруючих одиниць; витрат на технічне обслуговування; вартості використання вхідного резерву; вартості використання вихідного резерву; штрафних витрат у разі перевищення або зниження потужності генерації від встановленої на поточний момент часу.

Список використаної літератури:

1. Дерев'яно Д.Г., Беспала Н.Г., Богойко І.І., Колодяжна А.О. Перспективи Застосування Відновлювальних Джерел Енергії Для Теплопостачання Громадських І Житлових Будівель В Україні *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022, № 2, с. 1-7 ISSN 1813-5420 (Print) ISSN 2308-7382 (Online).
2. Skoplaki E., Palyvos J.A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations, *Solar Energy*, 2009, Volume 83, Issue 5, pp. 614-624, doi:10.1016/j.solener.2008.10.008.
3. Tinton A., Façade and Rooftop PV Installation Strategy for Building Integrated Photo Voltaic Application. *Energy Procedia*, 2013, Volume 32, pp 105-114, doi:32. 105–114. 10.1016/j.egypro.2013.05.014.
4. Tazvinga H., Xia X., Zhang J. Minimum cost solution of photovoltaic–diesel–battery hybrid power systems for remote consumers, *Solar Energy*, 2013, Volume 96, pp. 292-299, doi:10.1016/j.solener.2013.07.030.
5. Kusakana K. Operation cost minimization of photovoltaic–diesel–battery hybrid systems, *Energy*, 2015, Volume 85, pp 645-653, doi:10.1016/j.energy.2015.04.002.
6. Lisbeth A., Noguera G., Sebastian L., Castellanos M., Eduardo E., Lora S. Vladimir R., Cobas M., Optimum design of a hybrid diesel-ORC / photovoltaic system using PSO: Case study for the city of Cujubim, Brazil, *Energy*, 2018, Volume 142, pp. 33-45, doi:10.1016/j.energy.2017.10.012.
7. Tinton A., Ardath K., Agus R., Bambang S., Dian A., Makoto F., Atsushi H. (Fuel Saving on Diesel Genset using PV/Battery Spike Cutting in Remote Area Microgrid. *MATEC Web of Conferences*. 2018, Volume 164, pp. 01045, doi:164. 01045. 10.1051/mateconf/201816401045.
8. P. Roy, J. He, T. Zhao., Y. V. Singh, Recent Advances of Wind-Solar Hybrid Renewable Energy Systems for Power Generation: A Review, *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, 2022, Volume. 3, pp. 81-104, doi:10.1109/OJIES.2022.3144093.
9. Cailing Z., Furong L., Sheng H., Shu L., Research on capacity optimization of PV-wind-diesel-battery hybrid generation system. *International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2018 -ECCE Asia)*, 2018, pp. 3052-3057, doi:10.23919/IPEC.2018.8507525.
10. Keyhani, A. MICROGRID WIND ENERGY SYSTEMS. In Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems, *John Wiley Sons, Ltd*, Chapter 6, 2019, pp. 328-385, doi:10.1002/9781119573265
11. Elmorshedy M. F., Habib H. U., M. M. Ali M., Almakhles J. Improved Performance of Hybrid PV and Wind Generating System Connected to the Grid Using Finite-Set Model Predictive Control. *IEEE Access*. Volume 10, pp. 110344-110361, doi:10. 10.1109/ACCESS.2022.3214996.

12. Keyhani, A. SOLAR ENERGY SYSTEMS. In Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems, *John Wiley Sons, Ltd*, Chapter 5, 2019, pp. 247-327, doi:10.1002/9781119573265.
13. Belmili H., Haddadi M., Bacha S., M. Fayçal A., Boualem Bendib, Sizing stand-alone photovoltaic–wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 30, 2014, pp 821-832, doi:10.1016/j.rser.2013.11.011.
14. Zahraee S. M., M. Khalaji A., Saidur R., Application of Artificial Intelligence Methods for Hybrid Energy System Optimization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 66, 2016, pp 617-630, doi:10.1016/j.rser.2016.08.028.
15. Babanezhad S. H., Ghafouri A. Design of hybrid multilayer systems to improve energy management system in multi-microgrid systems in the presence of wind and solar power. *Wind Engineering*. 2022, Volume 46, pp. 14-51. doi:10.1177/0309524X211000379
16. Hosseinalizadeh R., H. Shakouri G., M. Sadegh A., Taghipour P. Economic sizing of a hybrid (PV–WT–FC) renewable energy system (HRES) for stand-alone usages by an optimization-simulation model: Case study of Iran. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 54, 2016, pp 139-150, doi:10.1016/j.rser.2015.09.046.

References:

1. Derev'yanko D.G., Bepala N.G., Bohoyko I.I., Kolodyazna A.O. Prospects for the Use of Renewable Energy Sources for Heating Public and Residential Buildings in Ukraine. *Energy: economy, technologies, ecology*. 2022, No. 2, p. 1-7 ISSN 1813-5420 (print) ISSN 2308-7382 (online).
2. Skoplaki E., Palyvos J.A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations, *Solar Energy*, 2009, Volume 83, Issue 5, pp. 614-624, doi:10.1016/j.solener.2008.10.008.
3. Tinton A., Façade and Rooftop PV Installation Strategy for Building Integrated Photo Voltaic Application. *Energy Procedia*, 2013, Volume 32, pp 105-114, doi:32. 105–114. 10.1016/j.egypro.2013.05.014.
4. Tazvinga H., Xia X., Zhang J. Minimum cost solution of photovoltaic–diesel–battery hybrid power systems for remote consumers, *Solar Energy*, 2013, Volume 96, pp. 292-299, doi:10.1016/j.solener.2013.07.030.
5. Kusakana K. Operation cost minimization of photovoltaic–diesel–battery hybrid systems, *Energy*, 2015, Volume 85, pp 645-653, doi:10.1016/j.energy.2015.04.002.
6. Lisbeth A., Noguera G., Sebastian L., Castellanos M., Eduardo E., Lora S. Vladimir R., Cobas M., Optimum design of a hybrid diesel-ORC / photovoltaic system using PSO: Case study for the city of Cujubim, Brazil, *Energy*, 2018, Volume 142, pp. 33-45, doi:10.1016/j.energy.2017.10.012.
7. Tinton A., Ardath K., Agus R., Bambang S., Dian A., Makoto F., Atsushi H. (Fuel Saving on Diesel Genset using PV/Battery Spike Cutting in Remote Area Microgrid. *MATEC Web of Conferences*. 2018, Volume 164, pp. 01045, doi:164. 01045. 10.1051/mateconf/201816401045.
8. P. Roy, J. He, T. Zhao., Y. V. Singh, Recent Advances of Wind-Solar Hybrid Renewable Energy Systems for Power Generation: A Review, *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, 2022, Volume. 3, pp. 81-104, doi:10.1109/OJIES.2022.3144093.
9. Cailing Z., Furong L., Sheng H., Shu L., Research on capacity optimization of PV-wind-diesel-battery hybrid generation system. *International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2018 -ECCE Asia)*, 2018, pp. 3052-3057, doi:10.23919/IPEC.2018.8507525.
10. Keyhani, A. MICROGRID WIND ENERGY SYSTEMS. In Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems, *John Wiley Sons, Ltd*, Chapter 6, 2019, pp. 328-385, doi:10.1002/9781119573265

11. Elmorshedy M. F., Habib H. U., M. M. Ali M., Almakhles J. Improved Performance of Hybrid PV and Wind Generating System Connected to the Grid Using Finite-Set Model Predictive Control. *IEEE Access*. Volume 10, pp. 110344-110361, doi:10.1109/ACCESS.2022.3214996.
12. Keyhani, A. SOLAR ENERGY SYSTEMS. In Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems, *John Wiley Sons, Ltd*, Chapter 5, 2019, pp. 247-327, doi:10.1002/9781119573265.
13. Belmili H., Haddadi M., Bacha S., M. Fayçal A., Boualem Bendib, Sizing stand-alone photovoltaic–wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 30, 2014, pp 821-832, doi:10.1016/j.rser.2013.11.011.
14. Zahraee S. M., M. Khalaji A., Saidur R., Application of Artificial Intelligence Methods for Hybrid Energy System Optimization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 66, 2016, pp 617-630, doi:10.1016/j.rser.2016.08.028.
15. Babanezhad S. H., Ghafouri A. Design of hybrid multilayer systems to improve energy management system in multi-microgrid systems in the presence of wind and solar power. *Wind Engineering*. 2022, Volume 46, pp. 14-51. doi:10.1177/0309524X211000379
16. Hosseinalizadeh R., H. Shakouri G., M. Sadegh A., Taghipour P. Economic sizing of a hybrid (PV–WT–FC) renewable energy system (HRES) for stand-alone usages by an optimization-simulation model: Case study of Iran. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 54, 2016, Pp 139-150, doi:10.1016/j.rser.2015.09.046.

Надійшла до редакції 15.12.2023 р.