

ЛЕЖНІЮК ПЕТРО

Вінницький національний технічний університет

<https://orcid.org/0000-0002-9366-3553>lezhpdp@gmail.com

КОЗАЧУК ОЛЕГ

“Хмельницькобленерго”

<https://orcid.org/0000-0001-7143-3530>kozachuk.o@hoe.com.ua

ГАЛУЗІНСЬКИЙ ОЛЕКСАНДР

Вінницький національний технічний університет

<https://orcid.org/0009-0008-2576-3609>galuzinskiy.sasha13@gmail.com

ВИКОРИСТАННЯ АКТИВНИХ СПОЖИВАЧІВ ДЛЯ БАЛАНСУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

В роботі розглянуто проблему балансування потужності та електроенергії в електричній мережі, в якій споживання електроенергії та її генерування відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) співрозмірні між собою. Частина споживачів електроенергії в електричній мережі є активними, які традиційно використовуються для вирівнювання графіків навантаження за багатоставковим тарифом. Розбудова ВДЕ в електричних мережах змінює умови їх експлуатації і ставить нові задачі. Електричні мережі зі значною кількістю ВДЕ в балансі потужності та електроенергії мають всі ознаки локальної електроенергетичної системи (ЛЕС) з характерними проблемами. Зокрема це стосується нестабільності генерування вітрових і фотоелектричних станцій (ВЕС, ФЕС), створення системи способів і засобів резервування ВДЕ для надійного і якісного електропостачання, регулювання параметрів електроенергії у відповідності до стандартів, забезпечення самоорганізації і самовідновлення як необхідних елементів Smart Grid технологій тощо. Показано, що в першу чергу для компенсації нестабільності генерування ВДЕ рекомендується використати можливості узгодження в електричній мережі графіків генерування і споживання електроенергії активними споживачами. На значення електроенергії, що залишилася незбалансованою після такого узгодження, для повного балансування доцільно використати інші способи і засоби: доступні маневрені потужності ЕЕС, електрохімічні накопичувачі, вироблений в мережі водень. Комплексне узгодження графіків генерування і споживання в електричній мережі для балансування в ній електроенергії здійснюється з використанням морфометричного апарату, в основі якого лежить перехід від декартової до полярної системи координат.

Ключові слова: електричні мережі, відновлювані джерела енергії, нестабільність генерування, резервування, узгодження графіків генерування і споживання.

LEZHNIUK PETRO, KOZACHUK OLEG, GALUZINSKIY OLEKSANDER
Vinnytsia National Technical University

USE OF ACTIVE CONSUMERS FOR BALANCE OF ELECTRICITY IN THE ELECTRIC GRID

The article considers the problem of balancing power and electricity in an electric grid, in which electricity consumption and its generation by renewable energy sources (RES) are commensurable to each other. Some of the electricity consumers in the electric grid are active, which are traditionally used to level load schedules at a multi-rate tariff. The development of RES in electric grids changes the conditions of their operation and poses new tasks. Electric grids with a significant amount of RES in the balance of power and electricity have all the signs of a local electric system (LES) with characteristic problems. In particular, this concerns the instability of the generation of wind and photovoltaic power plants (WPP, PV), the creation of a system of ways and means of reserving RES for reliable and high-quality electricity supply, regulation of electricity parameters in accordance with standards, ensuring self-organization and self-recovery as necessary elements of Smart Grid technologies, etc. It is shown that, first of all, in order to compensate for the instability of RES generation, it is recommended to use the possibilities of coordination in the electric grid of electricity generation and consumption schedules by active consumers. It is advisable to use other methods and means for full balancing of the amount of electricity that remained unbalanced after such reconciliation: available maneuverable power system capacities, electrochemical storage devices, hydrogen produced in the grid. Comprehensive coordination of generation and consumption schedules in the electrical grid for balancing electricity in it is carried out using a morphometric method, which is based on the transition from the Cartesian to the polar coordinate system.

Key words: electric grids, renewable energy sources, instability of generation, reservation, coordination of generation and consumption schedules.

Вступ та постановка завдання

Електричні мережі (ЕМ) енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, коли електроенергія від крупних теплових і атомних електростанцій трансформуючись передавалась до споживачів. Для розподільних електричних мереж (РЕМ) 6–10–20 кВ, які проектувалися і експлуатувалися за розімкненими схемами, це означає що лінії електропередачі працювали в режимі з одностороннім живленням, а трансформатори є понижувальними. Відповідно до цього в РЕМ вибиралися комутаційні апарати, засоби релейного захисту і автоматики, встановлювалися системи обліку електроенергії, тощо. Стосовно до вимог надійності електропостачання споживачів та їх характеристик, вибиралась схема РЕМ та виконувалися пункти секціонування, що відповідно формувало потоки потужності

в мережі. При цьому РЕМ характеризувалися певним значенням втрат електроенергії і рівнем напруги у вузлах.

З розбудовою в розподільних електричних мережах електричних станцій, що використовують відновлювані джерела енергії (ВДЕ) (рис. 1) виникають нові задачі [1–3]. Це необхідність оптимізації комбінованого електропостачання від електроенергетичної системи (ЕЕС) і розосередженого генерування ВДЕ, узгодження покриття графіка навантаження розосередженими джерелами, які через свою залежність від погодних умов можуть виробляти електроенергію за відповідними графіками, оцінка впливу ВДЕ на значення струмів короткого замикання і, відповідно, на роботу релейного захисту та автоматики, оцінка впливу на техніко-економічні показники РЕМ тощо. Вплив ВДЕ на режими РЕМ суттєво залежить від значення сумарного розосередженого генерування в ній, від одиначної встановленої потужності ВДЕ та їх типу, а також від місця їх під'єднання в електричній мережі (це можуть бути шини нижчої напруги підстанцій або відгалуження ліній електропередачі).

Крім того слід враховувати, що одночасно змінюються економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема змінюється модель оптового ринку [4, 5]. У випадку реалізації електропостачання за двосторонніми договорами за участі ВДЕ, коли останні видають потужність в електричну мережу, постає необхідність узгодження їх роботи з енергосистемою, від якої здійснюється централізоване живлення [6]. В цьому випадку РЕМ можна і доцільно розглядати як локальну електроенергетичну систему (ЛЕС), в якій окрім зазначених вище задач постають задачі дослідження статичної і динамічної стійкості РЕМ та інші, характерні для ЕЕС [7, 8]. Серед комплексу задач, що виникають в процесі впровадження ВДЕ, доцільно вивчати і розв'язувати в першу чергу ті, які безпосередньо впливають на масштаби й інтенсивність їх розбудови, та правильне рішення яких зможе сформувати наряду з «зеленими тарифами» та акціонуванням стійку мотивацію у інвесторів та енергопостачальних компаній щодо розбудови як ВДЕ, так і електричних мереж.

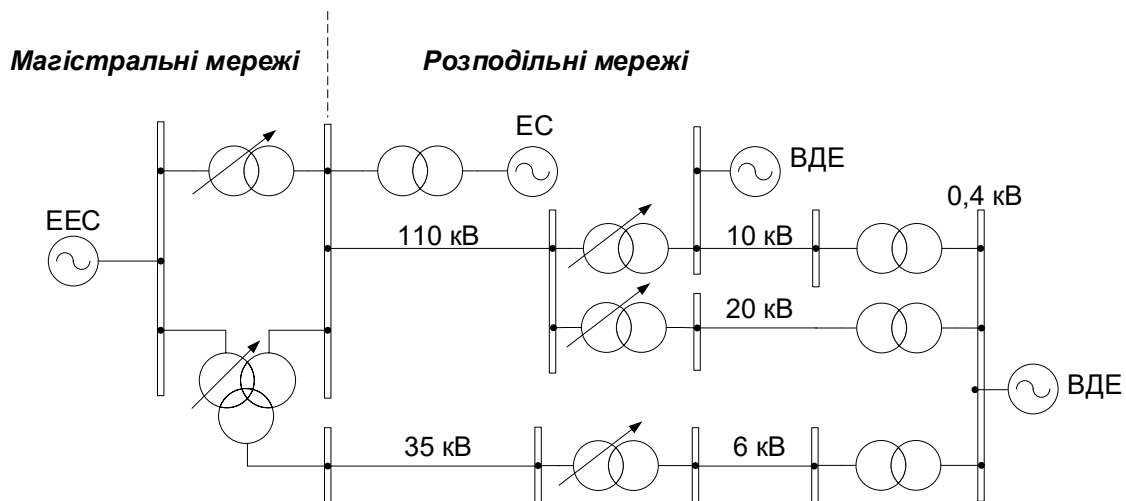


Рис. 1. Балансування електроенергії в електричній мережі як в балансуючій групі

Відновлювані джерела енергії, зокрема фотоелектричні і вітрові станції (ФЕС, ВЕС), на сьогодні для електроенергетичних систем (ЕЕС) не є гарантованими джерелами електроенергії. Оскільки генерування електроенергії ВДЕ залежить від погодних умов, то для того, щоб узгодити їх роботу з технологічними вимогами ЛЕС, необхідно мати резерв потужності [9, 10]. Для забезпечення ефективної роботи ВДЕ в ЛЕС і надійного електропостачання споживачів необхідно мати резервні джерела енергії, які могли б компенсувати природну нестабільність генерування ВДЕ. На сьогодні тут можуть бути різні варіанти, які відрізняються технічними та економічними характеристиками [11, 12]. В ЕЕС через дефіцит маневреної потужності використовують різні способи і засоби накопичення електроенергії. В першу чергу йдеться про накопичення електроенергії, виробленої ВДЕ. Серед найбільш ефективних накопичувачів: електрохімічні накопичувачі, водневі та біогазові технології [13, 14]. Також активно в процесі балансування режиму ЕЕС може приймати участь узгодження графіків генерування ВДЕ з графіками навантаження споживачів електроенергії [15]. Особливо, коли йдеться про ЛЕС, які утворюються як частина існуючих розподільних електричних мереж, де розбудовуються ВДЕ і які набувають всіх ознак систем з певною автономією.

В ЕЕС з метою облегшити проходження максимуму навантаження застосовується стимулювання споживачів електроенергії щодо зміщення їх найбільшого навантаження в години, коли в системі спостерігається режим з мінімальним навантаженням. Участь «активних споживачів» в регулюванні балансу електроенергії в ЕЕС може покращити регулювання частоти і напруги в ній [10, 16]. Робиться це шляхом встановлення різних тарифів на електроенергію в різні години доби за узгодженням з оператором системи розподілу. В ЕЕС ускладнилось підтримування балансу потужності та електроенергії, коли в ній суттєво виросла частка ВДЕ. Зокрема з розбудовою ФЕС і ВЕС, які через свою природну залежність від погодних умов не є гарантованим постачальником електроенергії.

Розглянемо випадок, коли ВДЕ в ЛЕС виробляють електроенергію за прогнозованим погодинним графіком генерування на наступну добу. Потужність навантаження електроспоживачів в ЛЕС є співрозмірна з потужністю ВДЕ. Така ЛЕС містить джерела енергії, які об'єднані електричними мережами різного класу напруги, та споживачів електроенергії. Вона також зв'язана з енергосистемою лініями електропередачі, по яких вона може видавати або отримувати електроенергію. Таку ЛЕС технічно та економічно можливо і доцільно розглядати як окрему балансуєчу групу. Для цього необхідно визначитися зі способами і засобами зменшення нестабільності генерування ВДЕ в ЛЕС. В [17] показано, що серед можливих способів і засобів перекриття небалансів згенерованої та прогнозованої електроенергії ВДЕ ефективним є узгодження між собою в ЛЕС графіків генерування і споживання електроенергії. Реалізація способу узгодження графіків генерування і споживання електроенергії в першу чергу може також зменшити потрібну ємність накопичувачів енергії, що дозволить зменшити їх вартість. Проте, перед тим як розробляти систему технічної реалізації і економічної мотивації активної поведінки споживачів електроенергії в ЛЕС, необхідно дослідити ефективність узгодження графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії як заходу балансування режиму ЛЕС.

Метою статті є показати можливість і доцільність узгодження графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії в локальній електроенергетичній системі як способу балансування в ній потужності та електроенергії.

Активні споживачі в балансі потужності та електроенергії в ЛЕС як в балансуєчій групі

На рис. 1 наведено склад ЛЕС, яка є окремою балансуєчою групою. В неї входить джерела електроенергії, накопичувачі електроенергії та споживачі електроенергії. Джерелами електроенергії є ВДЕ, а також джерела централізованого живлення від ЕЕС (атомні електричні станції (АЕС), теплові електростанції (ТЕС), гідроелектростанції (ГЕС), гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС)). Як накопичувачі і перетворювачі електроенергії в інші види енергії і навпаки використовуються електрохімічні накопичувачі (ЕХН), водневі і біогазові установки (БГУ). Водневі технології призначені шляхом електролізу виробляти водень, який може для підтримання балансу електроенергії в ЛЕС використовуватися для вироблення електроенергії, а решта його використовується в інших галузях і на транспорті. БГУ можуть використовуватися як джерело теплової і електричної енергії (когенераційні установки). Споживачами електроенергії в ЛЕС є промислове і комунально-побутове навантаження, а також водневі технології та ЕХН в режимі заряду.

Баланс електроенергії в ЛЕС, як в балансуєчій групі, запишеться:

$$P_{EEC}(t) + P_{ВДЕ}(t) \pm P_g(t) \pm P_x(t) - P_{cn}(t) - P_{ac}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (1)$$

де $P_{EEC}(t)$ – потужність від ЕЕС; $P_{ВДЕ}(t)$ – потужність ВДЕ; $P_g(t)$ – потужність водневих установок; $P_x(t)$ – потужність електрохімічних накопичувачів; $P_{cn}(t)$ – потужність споживачів електроенергії, які працюють за своїм графіком; $P_{ac}(t)$ – потужність активних споживачів, які працюють за скоригованим графіком; $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

Як ВДЕ в електричній мережі передбачаються фотоелектричні станції (ФЕС), вітрові електростанції (ВЕС), малі гідроелектростанції мГЕС, біогазові установки (БУ), газ яких може використовуватися для виробництва електроенергії. В електричній мережі може створюватися система накопичення електроенергії. В наших умовах це електрохімічні накопичувачі та водневі технології, які перетворюють електроенергію в інші види енергії, накопичують її, а за необхідності перетворюють її знову в електроенергію.

За фінансово-економічних та технічних обставин в ЛЕС як в балансуєчій групі реалізується принцип: вся вироблена електроенергія споживається в ЛЕС, а надлишок передається в ЕЕС. Для забезпечення стійкості ЛЕС у періоди максимального (мінімального) споживання або обмеженої пропускної здатності централізованої системи електропостачання, коли варіювання параметрів локального генерування може призводити до порушення обмежень на параметри режиму ЕЕС, актуальною є оптимізація режимів ВДЕ з метою мінімізації відхилень від заданого централізованого графіка сукупного генерування ВДЕ за заданих обмежень на первинні енергоресурси та характеристик ВДЕ [18]:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left(P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 dt \rightarrow \min, \quad (2)$$

де $P_{ВДЕ}(t)$ – сумарна прогнозована потужність ВДЕ ЛЕС, яка надається оператору балансуєчої групи у вигляді графіка генерування на наступну добу; $P_i(t)$ – поточне значення потужності ВДЕ на інтервал часу $t_0 - t_k$, на якому контролюється вироблена електроенергія в ЛЕС.

Не дивлячись на те, що генерування ФЕС і ВЕС можна прогнозувати з врахуванням внутрішньодобового корегування досить точно, проте за фактом вироблення ними електроенергії вони є нестабільними, тому в ЛЕС необхідний резерв потужності. Ним можуть бути електрохімічні накопичувачі, водневі і біогазові технології, а також може бути системний резерв ЕЕС. Ефективним також для компенсації нестабільності генерування ВДЕ в ЛЕС є спосіб узгодження їх графіків генерування та графіків навантаження споживачів електроенергії [17]. Перевагою способу узгодження графіків генерування і

споживання електроенергії є також те, що зменшується потрібна ємність накопичувачів енергії і зменшуються витрати на них. Тим більше, що вже є досвід використання активних споживачів для вирівнювання графіків навантаження в ЕЕС. Проте, перед тим як розробляти систему технічної реалізації і економічної мотивації активної поведінки споживачів електроенергії в ЛЕС, необхідно дослідити ефективність узгодження графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії як заходу балансування режиму ЛЕС.

Узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС для балансування в ній електроенергії

Вплив на графіки навантаження є складним процесом, що потребує змін у технологічному процесі споживачів електроенергії. Тому, зміна графіка електричних навантажень (ГЕН) повинна бути детально обґрунтована. Для цього необхідно вибрати зручний метод аналізу і порівняння параметрів графіків навантаження і генерування електроенергії в ЛЕС. В [19] показано, що використання морфометричного апарату для аналізу нерівномірності графіків має ряд переваг і дозволяє здійснити комплексну і детальну оцінку форми ГЕН. В основі застосування морфометричного аналізу лежить перехід від декартової до полярної системи координат (рис. 2). Таким чином, метою дослідження є формалізація нерівномірності ГЕН із застосуванням морфометричного аналізу, що дає можливість більш ґрунтовно охарактеризувати нерівномірність ГЕН, на відміну від класичних показників, що описують характер нерівномірності ГЕН (дисперсія, коефіцієнт форми, коефіцієнт заповнення, коефіцієнт нерівномірності ГЕН). Детальний аналіз ГЕН дає можливість покращити роботу джерел енергії, в тому числі і ВДЕ, в задачі покриття заданого графіка навантаження в межах балансової належності споживача та, як наслідок, зменшити нерівномірність ГЕН мережі.

На рис. 2 наведено, як приклад, покриття добового графіка електроспоживання електричної мережі у весняно-літньому сезоні, в якій режим споживання і генерування збалансований власними відновлюваними джерелами електроенергії та надходженнями з ЕЕС. По суті, електрична мережа, яка розглядається, є локальною електроенергетичною системою і балансування в ЛЕС є частиною процесу балансування електроенергії в ЕЕС. Графік на рис. 2 побудовано у відносних одиницях, де за базис прийнято потужність вечірнього максимуму. Характерним є те, що в після обідній час споживання електроенергії зменшується, а генерування ВДЕ за сприятливих погодних умов збільшується, тобто пік генерування ВДЕ припадає на денний провал у графіку навантаження. Якщо режим ЕЕС в цей час профіцитний, то стосовно балансування режиму спостерігається «надлишок» генерованої ФЕС і ВЕС потужності. Оператор системи розподілу (ОСР) змушений обмежувати вироблення ВДЕ електроенергії або необхідно узгоджувати графіки генерування і споживання в ЛЕС. Виникає необхідність мотивувати споживачів зміщувати свій добовий графік електричних навантажень в години максимуму генерування ФЕС і ВЕС.

Для розроблення методу узгодження графіків генерування ВДЕ та навантаження ЛЕС потрібно оцінити вплив генерування ВДЕ станцій на нерівномірність добового графіка електричних навантажень. Для аналізу та оцінювання ВДЕ на сумарний графік навантаження електричної мережі використаємо інтегральні морфометричні показники нерівномірності ГЕН [19].

Основним мотивуючим заходом є зонний тариф на електроенергію, згідно якого вартість електроенергії диференціюється за періодами часу доби. Споживач може зменшити плату за електроенергію, не зменшуючи обсягів споживання. При цьому зменшується нерівномірність ГЕН. Якщо споживач електроенергії знаходиться в балансуєчій групі, то додатковим стимулюючим мотивом є також зменшення різниці в (2) між прогнозованим і фактичним графіками генерування в ЛЕС.

Для оцінювання вартості зміщення потужності споживання потрібно розробити показник, який би враховував зміну тарифного коефіцієнта вартості електроенергії згідно зонного тарифу. Вартість компенсаційних виплат споживачеві за зміщення графіка електроспоживання та вартість втрат потужності внаслідок вирівнювання сумарного добового ГЕН визначаються:

$$V_{ij} = P_{zm} \cdot C_t (K_{ij} - K_{ti}) + \beta \pm \delta P \cdot C_t, \quad (3)$$

де P_{zm} – потужність, яку споживач має змістити для вирівнювання графіка навантаження ЛЕС; C_t – тариф на електроенергію по енергопостачальній компанії; K_{ij} – коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного

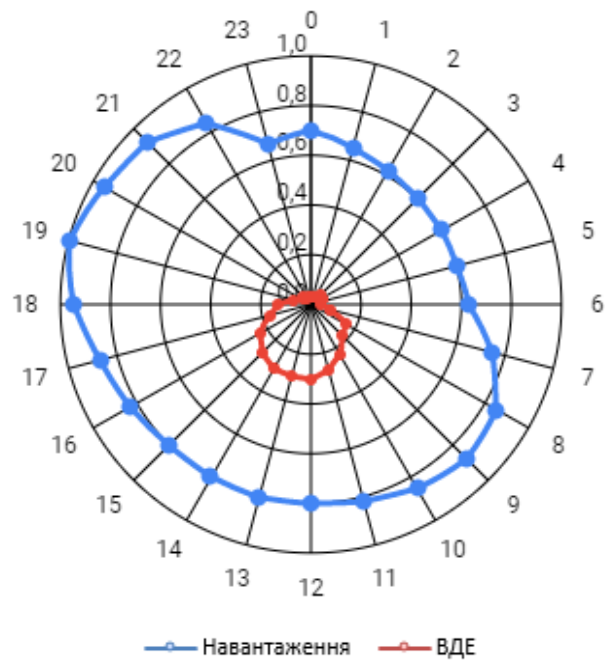


Рис. 2. Приклад покриття добового графіка електроспоживання

тарифу ступені графіка, з якої планується перенести потужність; K_{ji} – коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного тарифу ступені графіка, в яку планується переносити потужність; β – вартість технологічного зсуву виробництва, що має бути компенсована ЛЕС; δP – зміна втрат потужності мережі ЛЕС внаслідок коригування графіка навантаження споживача.

Для впливу зменшення нерівномірності сумарного добового ГЕН ЛЕС та мінімізації втрат потужності пропонується коригувати графік навантаження трансформаторних підстанцій (ТП) по черзі відповідно до їх коефіцієнтів завантаження. Очевидно, що значення відносних вартостей B_{ij} для кожного вузла будуть відрізнятись. Відповідно до поставленої задачі напишемо цільову функцію:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot P_{ij} \rightarrow \min, \quad (4)$$

де P_{ij} – потужність, яку потрібно змістити з j -ї ступені графіка навантаження на i -у; m – години, в які власне споживання ТП більше за генерування ВДЕ; n – години, в які генерування ВДЕ переважає споживання ТП.

Перша група обмежень вказує, що потужність на будь-якій ступені ГЕН повинна дорівнювати сумарній потужності споживання електроенергії цієї ступені ГЕН. Друга група обмежень вказує, що сумарний зсув споживання на деяку ступень ГЕН повинен повністю компенсувати генерування на цій ступені. Також вводиться обмеження на неможливість зміщення від'ємних значень потужності споживання.

Для розв'язання цієї задачі скористаємося методом транспортної задачі [20]. Розроблено відповідний алгоритм і програма. Для визначення потужності, якою може маневрувати споживач, визначається технологічний мінімум для кожного споживача. Виходячи з цього, потужність, яку може зміщувати споживач, буде дорівнювати різниці між фактичною P_{ji} потужністю споживання та технологічним мінімумом P_{mi} для певної години навантаження. Споживачі ранжуються відповідно до їх коефіцієнту завантаження ТП.

Години, в які власне споживання ТП менше за потужність генерування ВДЕ, умовно відносяться до годин «генерування». Тобто годин, на які потрібно буде змістити потужності споживання. Години, в які навантаження більше за потужність генерування та виконується умова $P_{ji}(t) - P_{mi}(t) > 0$ відносяться до годин, з яких можна переносити потужність. Саме ця різниця визначає обсяг надлишкової потужності $P_{noi}(t)$, яку можна змістити з певною вартістю та $P_{оefi}(t)$ – потужність, якої не вистачає в певну годину доби для коригування добового графіка. З урахуванням визначених потужностей дефіциту і надлишку формується транспортна матриця переносу потужностей з годин надлишків в години дефіциту для коригування добового графіка навантаження. У випадку, коли сумарна потужність генерування переважає потужність, яку можна змістити для коригування графіка електричних навантажень, для отримання збалансованої транспортної задачі вводиться додатково фіктивне джерело генерування навантаження (віртуальна електрична станція [21])

$P_{viri}(t) = \sum_{i \in \theta} P_i(t) - P_{noi}(t)$ (θ – множина джерел електроенергії ЛЕС). У випадку, коли власного генерування ВДЕ не вистачає для забезпечення потреб в електроенергії споживачів, вводиться умовне джерело централізованого живлення

$$P_{EECi}(t) = \sum_{i \in \theta} P_i(t) - P_{noi}(t).$$

Розв'язком транспортної задачі є рекомендація щодо зміщення графіка електричних навантажень споживачів, які в найбільшій мірі впливають на нерівномірність сумарного графіка навантаження ЛЕС. Коригування добового графіка електричних навантажень проводиться доти, доки є необхідність виконувати умову (2). Після завершення виводиться графічне відображення морфометричної моделі графіка електричних навантажень без урахування генерування ВДЕ, з урахуванням генерування ВДЕ та відкоригований графік електричних навантажень ЛЕС (рис. 2) та відповідні морфометричні показники для перерахованих графіків.

На рис. 3,а показано добовий графік електроспоживання, в якому надлишок незбалансованої електроенергії ФЕС (виділено червоним кольором) споживається під час післяобіднього мінімуму (виділено голубим кольором). Для цього зроблено відповідні зміни в технологічному процесі електроспоживання. На рис. 3,б наведено добовий графік електроспоживання, коли окрім електроенергії генерованої ФЕС зміщене також електроспоживання під час вечірнього максимуму на нічний мінімум. Таким чином є можливість вирівняти графік споживання електроенергії і наблизити його до кола.

Нерівномірність графіка електроспоживання характеризує зміщення центру ваги фігури, що описує її координати x_u, y_u відносно центра координат x_0, y_0 [19]. Якщо графік електроспоживання має форму кола (коли графік рівномірний), то координати центра ваги і початку координат співпадають. В іншому випадку має місце зміщення координат центра фігури, що описує графік електроспоживання, від центру рівномірного графіка x_0, y_0 . Така нерівномірність визначається відстанню d :

$$d = \sqrt{(x_0 - x_u)^2 + (y_0 - y_u)^2} . \quad (5)$$

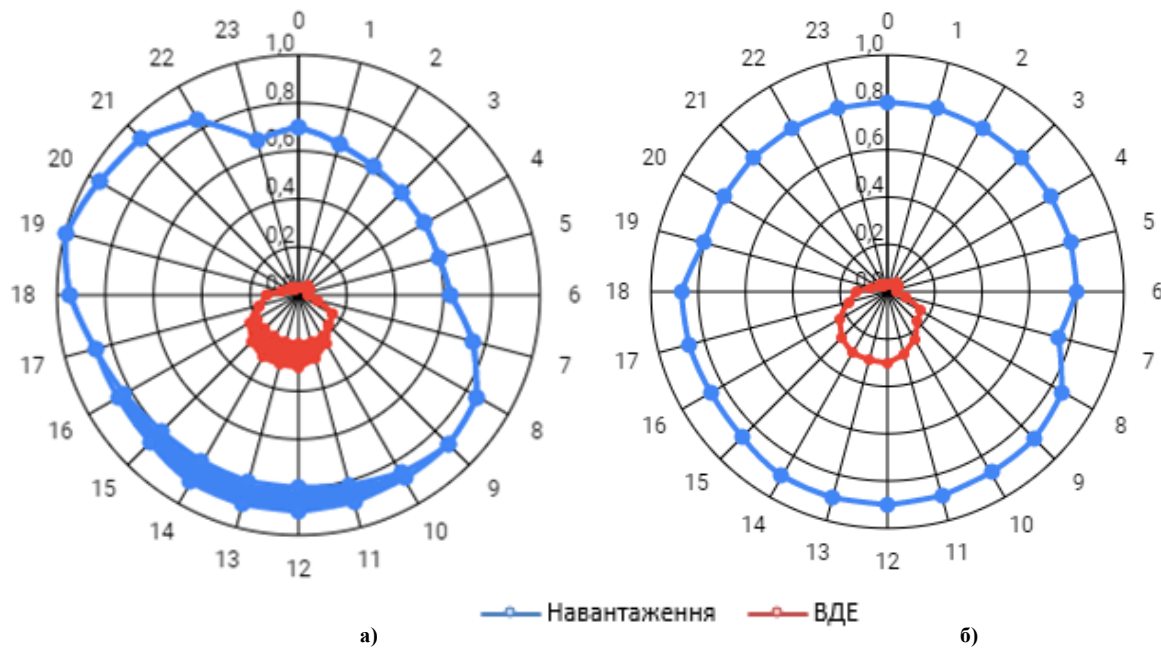


Рис. 3. Відкориговані графіки добового електроспоживання

Зі зменшенням нерівномірності відбувається наближення форми фігури, що описує графік електроспоживання, до кола, $d \rightarrow 0$. Тобто d є мірою нерівномірності фігури, що описує графік електроспоживання, та реагує на будь-які піки та провали в ньому. Наближення d до 0 відповідає зменшенню втрат електроенергії в електричній мережі. Для графіка електроспоживання в декартовій формі координат це подібно до зменшення його коефіцієнта форми графіка k_f під час визначення навантажувальних втрат методом середніх навантажень.

Висновки

За певних техніко-економічних умов в ЕЕС формуються локальні електроенергетичні системи, в яких балансується потужність і електроенергія за принципом – те що генерується споживається. За реалізації такого принципу ЕЕС є резервом відновлюваних джерел енергії в ЛЕС. За таких умов в ЛЕС стоїть задача компенсації природної нестабільності генерування ВДЕ, зокрема фотоелектричних і вітрових електростанцій. Вирішується вона різними способами і засобами накопичення електроенергії, виробленої ВДЕ. Пропонується один зі способів, який напряду не зв'язаний з накопиченням електроенергії. Йдеться про узгодження графіків генерування і споживання електроенергії в ЛЕС. Пропонується ще й тому, що в системах електропостачання є накопичений досвід вирівнювання графіків навантаження шляхом використанням зонного обліку електроенергії за різними тарифами. Розроблено алгоритм і програмне забезпечення для формування рекомендацій щодо зміщення графіка електричних навантажень споживачів, які в найбільшій мірі впливають на нерівномірність сумарного графіка навантаження ЛЕС. Показана можливість і доцільність узгодження графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії в локальній електроенергетичній системі як способу балансування в ній потужності та електроенергії.

Література

1. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Троч І.В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. Технічна електродинаміка. 2021. № 2. С. 44–45. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
2. Shiwei Su, Yiran You, Yu Zou. Comprehensive method for evaluation of medium- and low-voltage distribution network operating state. Технічна електродинаміка. 2020. № 6. С. 47–56. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.06.047>
3. Кузнецов М. П., Лисенко О. В., Мельник О. А. Задача оптимізації гібридної енергосистеми за рівнем дисперсії генерованої потужності. Відновлювана енергетика. 2022. № 1. С. 17–26. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\)839](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68)839)
4. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18>.
5. Блінов І.В., Мірошник В.О., Лоскутов С.С. Зниження витрат на покриття небалансів учасників

балансуючої групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел. Технічна електродинаміка. 2023. № 1. С. 62–65. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2023.01.062>

6. Зміни до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від № 641 від 26 квітня 2019 року : затверджено постановою НКРЕКП № 46 від 15.01.2021 р.

7. Денисюк С.П., Таргонський В.А., Артем'єв М.В. Локальні електроенергетичні системи з активним споживачем: методи побудови та алгоритми їх функціонування. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2018. № 3. С. 7–22.

8. Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кравчук С.В., Лесько В.О., Нетребський В.В. Балансова надійність електричної мережі з фотоелектричними станціями : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2018. 136 с.

9. Basok B.I., Butkevich O.F., Dubovsky S.V. Technical and economic aspects of evaluating prospects decarbonization of the unified energy system of Ukraine. *Technical electrodynamicics*. 2021. № 5. P. 55–62. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2021.05.055>

10. Яндульський О.С., Нестерко А.Б., Труніна Г.О. Визначення величини резерву активної потужності ТЕС та ГЕС для регулювання частоти та перетоків в ОЕС України. Технічна електродинаміка. 2020. № 1. С. 58–63. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2020.01.058>

11. Kudrya S. O., Repkin O. O., Rubanenko O. O., Yatsenko L. V., Shynkarenko L. Ya. Development stages of green hydrogen energy of Ukraine. *Renewable Energy*. 2022. № 1. P. 5–16. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\)840](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68)840)

12. Комар В. О., Кудря С. О., Лежнюк П. Д., Гунько І. О. Водневі технології для вирівнювання графіків генерування вітрових електростанцій під час балансування режимів електроенергетичних систем. Відновлювана енергетика. 2022. № 4. С. 64–70. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4\(71\).64-70](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4(71).64-70)

13. Zhu Z., Liu Z., Duan Q., Xu Z., Sun B. and Mei H. Capacity Allocation of Energy Storage and Synchronous Condenser for Wind-photovoltaic-thermal-storage Combined Transmission System. *2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, Nanjing, China, 2021. P. 239-244. DOI: <https://doi.org/10.1109/iSPEC53008.2021.9735446>.

14. Болотний М. П., Лоєнко Ю. Г., Кармазін О. О. Застосування систем накопичення енергії для задач керування режимами ЕЕС України: стан та перспективи розвитку. Відновлювана енергетика. 2022. № 3. С. 28–35. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\)](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70)).

15. Денисюк С.П., Дерев'янка Д.Г., Белоха Г.С. Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації. Технічна електродинаміка. 2022. № 4. С. 48–53. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2022.04.048>

16. Lezhniuk P., Komar V., Hunko I. Natural-simulation model of photovoltaic station generation in process of electricity balancing in electrical power system. *Informatyka, Automatyka, Pomiar W Gospodarce I Ochronie Środowiska*. 2022. № 12(3). P. 40–45. DOI: <https://doi.org/10.35784/iapgos.3030>.

17. Andrzej Smolarz, Petro Lezhniuk, Stepan Kudrya, Viacheslav Komar, Vladyslav Lysiak, Iryna Hunko and others. Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems. *Energies*. 2023. 16, 2828. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062828>.

18. Petro Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Serhii Kravchuk, Volodymyr Netrebskiy, Vladyslav Lesko. Optimal Integration of Photoelectric Stations in Electric Networks. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019. 210 p.

19. Taras Komenda, Nataliya Komenda, Yuriy Vagapov. Criteria of morphometric analysis of a daily load profile. *Electrical Energy Systems*. Volume 29, Issue 5, May 2019. DOI: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.2847>.

20. Зайченко Ю. П. Дослідження операцій. Київ, ЗАТ «ВІПОЛ». 2001. 688 с.

21. Yin S., Jin M., Chen X., Guo X. and Feng J. Modeling and Simulation of Optimal Configuration of Virtual Power Plant Oriented to Power Internet of Things. *2021 IEEE 4th International Conference on Automation, Electronics and Electrical Engineering*, Shenyang, China, 2021. P. 751-754. DOI: [10.1109/AUTEEE52864.2021.9668812](https://doi.org/10.1109/AUTEEE52864.2021.9668812).

References

1. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V., Trach I.V. Evaluation of efficiency of use of energy storage system in electric networks. *Technical electrodynamicics*. 2021. No. 2. P. 44–45. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2021.04.044>
2. Shiwei Su, Yiran You, Yu Zou. Comprehensive method for evaluation of medium- and low-voltage distribution network operating state // *Technical electrodynamicics*. – 2020. – No. 6. - Pp. 47–56. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2020.06.047>
3. Kuznetsov M.P., Lysenko O.V., Melnyk O.A. The task of optimizing the hybrid energy system according to the level of dispersion of generated power. *Renewable Energy*. 2022. No. 1. P. 17–26. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\)839](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68)839)
4. On approval of the Rules of the "day-ahead" and intraday market: Resolution of the National Commission for State Regulation in the Fields of Energy and Public Utilities (Ukr). No. 308 of 14.03.2018. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18> (date of application 23.05.2019).
5. Blinov I.V., Miroshnyk V.O., Loskutov S.S. Reducing the cost of imbalances of the balancing group of producers from renewable energy sources. *Technical electrodynamicics*. 2023. No. 1. P. 62–65. DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2023.01.062>
6. Amendments to the resolution of the National Commission for State Regulation in the Energy and Utilities Sectors No. 641 of 26.04.2019 (Approved by Resolution of the of the National Commission for State Regulation in the Fields of Energy and Public Utilities. No. 46 of 15.01.2021).

7. Denysiuk S.P., Targonskyi V.A., Artemiev M.V. Local electric power systems with an active consumer: methods of construction and algorithms of their operation. Energy: economics, technologies, ecology. 2018. No. 3. P. 7–22. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2018.164244>.
8. Balanced reliability of the electric network with photovoltaic stations: a monograph. Lezhniuk P.D., Komar V.O., Kravchuk S.V., Lesko V.O., Netrebskyi V.V. Vinnytsia: VNTU, 2018. 136 p.
9. Basok B.I., Butkevich O.F., Dubovsky S.V. Technical and economic aspects of evaluating prospects decarbonization of the unified energy system of Ukraine. Technical electrodynamic. 2021. № 5. P. 55–62. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055>
10. Yandulskyi O.S., Nesterko A.B., Trunin G.O. Determining the reserve capacity of thermal and hydroelectric power stations for frequency and power flows regulation in isp of Ukraine. Technical electrodynamic. 2020. No. 1. P. 58–63. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.01.058>
11. Kudrya S. O., Repkin O. O., Rubanenko O. O., Yatsenko L. V., Shynkarenko L. Ya. Development stages of green hydrogen energy of Ukraine. Renewable Energy. 2022. № 1. P. 5–16. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\)840](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68)840)
12. Komar V.O., Kudrya S.O., Lezhniuk P.D., Gunko I.O. Hydrogen technologies for alignment of generation schedules of wind power plants during balancing of energy power system mode. Renewable Energy. 2022. No. 4. P. 64–70. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4\(71\).64-70](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4(71).64-70)
13. Zhu Z., Liu Z., Duan Q., Xu Z., Sun B. and Mei H. Capacity Allocation of Energy Storage and Synchronous Condenser for Wind-photovoltaic-thermal-storage Combined Transmission System. 2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), Nanjing, China, 2021. P. 239-244. DOI: <https://doi.org/10.1109/iSPEC53008.2021.9735446>.
14. Bolotnyi M. P., Loienko Y. G., Karmazin O. O. Energy storage systems application for operation management problems in electric power system of Ukraine: status and development prospects. Renewable Energy. 2022. No. 3. P. 28–35. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\).28-35](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).28-35).
15. Denysiuk S.P., Derevianko D.G., Bieloha H.S. Synthesis of models of local power systems with distributed generation sources. Technical electrodynamic. 2022. No. 4. P. 48–53. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048>
16. Lezhniuk P., Komar V., Hunko I. Natural-simulation model of photovoltaic station generation in process of electricity balancing in electrical power system. Informatyka, Automatyka, Pomiar y W Gospodarce I Ochronie Środowiska. 2022. № 12(3). P. 40–45. DOI: <https://doi.org/10.35784/iapgos.3030>.
17. Andrzej Smolarz, Petro Lezhniuk, Stepan Kudrya, Viacheslav Komar, Vladyslav Lysiak, Iryna Hunko and others. Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems. Energies. 2023. 16, 2828. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062828>.
18. Petro Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Serhii Kravchuk, Volodymyr Netrebskiy, Vladyslav Lesko. Optimal Integration of Photoelectric Stations in Electric Networks. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019. 210 p.
19. Taras Komenda, Nataliya Komenda, Yuriy Vagapov. Criteria of morphometric analysis of a daily load profile. Electrical Energy Systems. Volume 29, Issue 5, May 2019. DOI: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.2847>.
20. Zaichenko Yu. P. Research of operations. Kyiv, CJSC "VIPOL". 2001. 688 p.
21. Yin S., Jin M., Chen X., Guo X. and Feng J. Modeling and Simulation of Optimal Configuration of Virtual Power Plant Oriented to Power Internet of Things. 2021 IEEE 4th International Conference on Automation, Electronics and Electrical Engineering, Shenyang, China, 2021. P. 751-754. DOI: 10.1109/AUTEEE52864.2021.9668812.