

П. Д. ЛЕЖНЮК, О. А. БУСЛАВЕЦЬ, О. О. РУБАНЕНКО

БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ

Розглянуто особливості розбудови відновлюваних джерел енергії в електричних мережах. Виявлено основні зміни функціональних властивостей електроенергетичних систем, до яких можна віднести істотне зниження обсягу споживання електроенергії, зміну структури споживання електроенергії, стрімке збільшення встановленої потужності сонячних і вітрових електричних станцій. Обсяг споживання електроенергії у 2020 р. у порівнянні з 1990 р. знизився майже вдвічі (з 227 до 119 млрд кВт·год) і, як наслідок, значно знизилася частка напівпікового теплового генерування (з 71 % у 1990 р. до 35 % в 2020 р.), яке давало енергосистемі основну гнучкість, і в той же час зросла частка атомного генерування, яке працює в базовому режимі (з 25 % до 51 %). Зокрема, зменшилось споживання промисловістю, яка має стабільний графік навантаження (зі 146 млрд кВт·год (64 %) до 49 млрд кВт·год (42 %)). При цьому значно зріс попит на електроенергію населенням, профіль споживання якого характеризується значною добовою нерівномірністю і чутливістю до дії метеорологічних факторів (з 21 млрд кВт·год (9 %) до 37 млрд кВт·год (31 %)). Тому в статті проаналізовано передумови виникнення проблеми маневреного генерування та досліджено можливі шляхи їх вирішення. Запропоновано оптимальний склад генерування електроенергії для України в період 2021–2025 рр., який передбачає збереження і навіть збільшення за рахунок оптимізації ремонтної кампанії частки виробництва електроенергії атомними електричними станціями, введення додатково 2–2,5 ГВт високоманевреного генерування і до 2 ГВт систем накопичення (з урахуванням гідроакмулюючих електростанцій), а також поступове еволюційне зниження як встановленої потужності, так і обсягів виробництва електроенергії напівпіковими вугільними електростанціями та підтримання політики декарбонізації із забезпеченням власної енергетичної безпеки. Розроблено комплексний підхід компенсації нестабільності генерування ВДЕ, що полягає в мінімізації витрат на резервування потужності різними доступними способами. Задача оптимізації витрат на способи компенсації нестабільності генерування ВДЕ розв'язується методом критеріального програмування. Вплив кожного способу резервування на сумарні витрати визначається за допомогою теорії чутливості.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, критеріальне програмування, аналіз чутливості, витрати на резервування, високоманеврене генерування.

П. Д. ЛЕЖНЮК, О. А. БУСЛАВЕЦЬ, Е. А. РУБАНЕНКО

БАЛАНСИРОВАНИЕ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ КРИТЕРИАЛЬНЫМ МЕТОДОМ

В данной статье рассмотрены особенности развития возобновляемых источников энергии в электрических сетях. Выявлены основные изменения функциональных свойств электроэнергетических систем, к которым можно отнести существенное снижение объема потребления электроэнергии, изменение структуры потребления электроэнергии, стремительное увеличение установленной мощности солнечных и ветровых электростанций. Объем потребления электроэнергии в 2020 г. по сравнению с 1990 г. снизился почти вдвое (с 227 до 119 млрд кВт·ч) и, как следствие, значительно снизилась доля полупикового теплового генерирования (с 71 % в 1990 г. до 35 % в 2020 г.), которое давало энергосистеме основную гибкость и в то же время выросла доля атомной генерации, которая работает в базовом режиме (с 25 % до 51 %). В частности, уменьшилось потребление промышленностью, которая имеет стабильный график нагрузки (со 146 млрд кВт·ч (64 %) до 49 млрд кВт·ч (42 %)). При этом значительно вырос спрос на электроэнергию населением, профиль потребления которого, характеризуется значительной суточной неравномерностью и чувствительностью к действию метеорологических факторов (с 21 млрд кВт·ч (9 %) до 37 млрд кВт·ч (31 %)). Поэтому в статье проанализированы предпосылки возникновения проблемы маневренного генерирования и исследованы возможные пути их решения. Предложен оптимальный состав генерирования электроэнергии для Украины в период 2021–2025 гг., который предусматривает сохранение и даже увеличение за счет оптимизации ремонтной кампании доли производства электроэнергии атомными электрическими станциями, введение дополнительно 2–2,5 ГВт высокоманевренного генерирования и до 2 ГВт систем накопления (с учетом гидроаккумулирующих электростанций), а также постепенное эволюционное снижение как установленной мощности, так и объемов производства электроэнергии полупиковыми угольными электростанциями и поддержания политики декарбонизации с обеспечением энергетической безопасности. Разработан комплексный подход компенсации нестабильности генерирования возобновляемых источников энергии, заключающийся в минимизации расходов на резервирование мощности различными доступными способами. Задача оптимизации затрат на способы компенсации нестабильности генерирования возобновляемых источников энергии решается методом критеріального программирования. Влияние каждого способа резервирования на суммарные затраты определяется с помощью теории чувствительности.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, критеріальное программирование, анализ чувствительности, расходы на резервирование, высокоманевренное генерирование.

P. LEZHNIUK, O. BUSLAVETS, O. RUBANENKO

BALANSING OF POWER AND ELECTRICITY IN THE ELECTRIC POWER SYSTEM WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES BY CRITERIAL METHOD

This article considers the features of the development of renewable energy sources in electrical networks. The main changes in the functional properties of power systems, which include a significant reduction in electricity consumption, change in the structure of electricity consumption, rapid increase in the installed capacity of solar and wind power plants. Electricity consumption in 2020 is almost halved compared to 1990 (from 227 to 119 billion kWh) and as a consequence the share of semi-peak thermal generation, which gave the power system basic flexibility, has significantly decreased (from 71 % in 1990 to 35 % in 2020) and at the same time the share of nuclear generation, which operates in base mode, has increased (from 25 % to 51 %). In particular, consumption by industry with a stable load schedule, decreased (from 146 billion kWh (64 %) to 49 billion kWh (42 %)). At the same time, the demand for electricity by the households, whose consumption profile of which is characterized by significant daily unevenness and sensitivity to

© П. Д. Лежнюк, О. А. Буславец, О. О. Рубаненко, 2021

meteorological factors, has significantly increased (from 21 billion kWh (9 %) to 37 billion kWh (31 %)). Therefore, the article analyses the preconditions for the problem of flexible generation and explores possible ways to solve them. The optimal composition of electricity generation for Ukraine in the period 2021–2025 is proposed, which provides for the preservation and even increase by optimizing the repair campaign of the share of electricity production by nuclear power plants, the introduction of additional 2–2.5 GW of highly flexible generation and up to 2 GW storage systems (taking into account the pumped-storage power plant), as well as a gradual evolutionary decline in both installed capacity and electricity production by semi-peak coal-fired power plants and maintaining a policy of decarbonisation to ensure its own energy security. A comprehensive approach to compensating for the instability of renewable energy sources generation has been developed, which consists in minimizing the cost of power redundancy in various available ways. The problem of cost optimization for ways to compensate for the instability of renewable energy sources generation is solved by the method of criterion programming. The impact of each backup method on total costs is determined using sensitivity theory.

Keywords: renewable energy sources, criterion programming, sensitivity analysis, reservation costs, highly flexible generation.

Вступ. На сьогодні спостерігається неузгодженість дій щодо розбудови відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) і підготовки електричних мереж енергосистеми до транспортування та розподілу електроенергії, де генерується електроенергія ВДЕ. В [1–3] зазначено, що швидке інтегрування ВДЕ має вплив на якість електроенергії та потребує додаткових досліджень. Спостерігається парадоксальна ситуація – чим інтенсивніше розбудовуються ВДЕ і збільшується їх потужність, тим більше проблем в електроенергетиці як технічних, так і фінансових. Чомусь не зверталася увага на те, що одночасно з розвитком ВДЕ потрібно було відповідно модернізувати електричні мережі і передбачити методи та засоби компенсації нестабільності генерування ВДЕ, зокрема фотоелектричних станцій, в будівництві яких інвестувалося найбільше. У гонитві за кількістю мало що робилося для покращення енергоефективності електропостачання завдяки розбудові ВДЕ. Стан із втратами електроенергії і її якістю в електричних мережах в результаті не покращився, а часом навпаки, зате виникли суттєві складнощі з балансовою надійністю. На сьогодні це не тільки технічні проблеми, коли не розвивається інфраструктура, яка б відповідала частці ВДЕ в балансі потужності енергосистем України, але й проблеми розрахунків з інвесторами за вироблену електроенергію.

ВДЕ стають, а точніше вже є, невід’ємним елементом електроенергетичних систем (ЕЕС) [1, 4–6]. Очевидно, що вони мають оптимально інтегруватися в електричні мережі, нарощуючи потужність генерування та покращуючи техніко-економічні показники електричних мереж, надто розподільних [4, 7–9].

Мета роботи. Мета роботи полягає в дослідженні можливих способів компенсації нестабільності генерування ВДЕ в ЕЕС шляхом аналізу чутливості відносних витрат на них.

Передумови виникнення проблеми маневреного генерування та шляхи її вирішення. Українська енергосистема проектувалася і будувалася як складова частина єдиної енергосистеми колишнього Радянського Союзу і була орієнтована на забезпечення надійного електропостачання переважно промисловості, яка споживала основну частину електроенергії. Електропостачання забезпечувалося великими вузловими електростанціями (в основному тепловими (ТЕС) та атомними (АЕС)) і повітряними лініями електропередач (ЛЕП) високого класу напруги (до 750 кВ). З тих пір характеристики традиційного генерування, а також топологія мережі істотних змін не зазнали, однак значно змінилися умови об’єднаної

енергосистеми (ОЕС) України. Зокрема, характерним для сучасних електричних мереж є впровадження Smart Grid технологій, що також вносить зміни до формування балансу генерування і навантаження. На сьогодні засоби покращення умов для оптимального керування режимами ЕЕС доцільно розглядати в рамках концепції SMART Grid [10–15]. В [2, 11] зазначено основні зміни функціональних властивостей ЕЕС:

- істотно знизився обсяг споживання електроенергії. У порівнянні з 1990 р. – майже вдвічі, з 227 до 119 млрд кВт·год. Як наслідок, значно знизилася частка напівпікової теплової генерації (з 71 % у 1990 р. до 35 % в 2020 р.), яка давала енергосистемі основну гнучкість. У той же час зросла частка атомної генерації, яка працює в базовому режимі (з 25 % до 51 %).

- змінилася структура споживання електроенергії. Зокрема, зменшилось споживання промисловістю, яка має стабільний графік навантаження (зі 146 млрд кВт·год (64 %) до 49 млрд кВт·год (42 %)). При цьому значно зріс попит на електроенергію населенням, профіль споживання якого характеризується значною добовою нерівномірністю і чутливістю до дії метеорологічних факторів (з 21 млрд кВт·год (9 %) до 37 млрд кВт·год (31 %)).

- стрімко збільшилася встановлена потужність сонячної (переважно) і вітрової енергетики [9, 10], яка вимагає залучення додаткових балансуєчих резервів. Якщо на кінець 2018 р. сумарна потужність сонячних (СЕС) і вітрових електростанцій (ВЕС) становила 1,7 ГВт (без урахування окупованих територій), то на кінець 2020 р. вона зросла до 8 ГВт (з урахуванням СЕС домогосподарств).

Таким чином, позначився одночасний вплив двох підсилюючих один одного факторів – зниження доступних обсягів регулювання на ТЕС і збільшення потреби в маневреній генерації через підвищення нерівномірності добового графіка споживання і зростання змінної генерації з ВДЕ. У підсумку, це створило проблему дефіциту маневреної генерації і призвело до необхідності будівництва нових високоманеврових потужностей для підвищення гнучкості ОЕС України. На сьогодні енергосистема найбільше потребує швидкодіючих резервів первинного та автоматичного вторинного регулювання, зокрема – високоманевреного генерування зі швидким стартом/зупинкою і широким діапазоном регулювання потужності. Так, за даними НЕК «Укренерго», потреба в додатковій маневреній потужності оцінюється в 500 МВт уже в поточному році і до 2,5 ГВт – протягом наступних п’яти років. Цей

обсяг може бути отриманий або шляхом розширення діапазону регулювання існуючих енергоблоків, або введенням в експлуатацію нового високоманевреного генерування. Звичайно, найбільш природним механізмом залучення інвестицій в будівництво нової потужності є повністю лібералізований і відповідним чином відрегульований ринок електричної енергії, що створює стійкі цінові сигнали для інвесторів. Але в реальних умовах виключно ринковими механізмами розвиток генерації стимулюється тільки в деяких енергетичних системах – ERCOT (Техас, США) та NEM (Австралія). В інших країнах будівництво необхідної для покриття попиту на електроенергію генеруючої потужності здійснюється планово в рамках конкурсної процедури або із залученням тих чи інших механізмів державної підтримки. Ключовими особливостями, які роблять економічно недоцільним будівництво нових потужностей поза конкурсних процедур, є:

- встановлені цінові обмеження в різних сегментах ринку;
- проблеми балансуєчого ринку, пов'язані з більш ніж п'ятимісячною затримкою розрахунків за продану в цьому сегменті електричну енергію. Це суттєвий фактор, оскільки високоманеврове генерування за своєю природою є активним учасником саме даного сегмента ринку;
- тривалий розрахунковий період (година). Коливання попиту на електроенергію протягом однієї години є досить суттєвими, однак вони усереднюються за вказаний розрахунковий період, що призводить до спотворення цінових індикаторів;
- наявність імпорту, який відразу ж витіснить нове вітчизняне генерування, яке буде змушене закладати в ціну продажу електроенергії також і повернення капітальних інвестицій.

Сьогодні необхідно започаткувати конкурси на будівництво нових генерувальних потужностей, що дозволить на конкурентних засадах залучити приватні інвестиції у високоманеврове генерування. Підвищенню гнучкості енергосистеми також сприятиме залучення виробників з ВДЕ до активної участі на ринку електричної енергії (шляхом переходу від моделі «зеленого» тарифу до системи контрактів на різницю); розвиток систем накопичення енергії; інтегрування з ENTSO-E з одночасним розвитком міжсистемних зв'язків. Системний оператор НЕК «Укренерго» збалансує енергосистему в будь-якому випадку, питання тільки в ціні такого балансування і вартості підсумкового енергоміксу. Так, при подальшому зростанні і нерегульованих СЕС і ВЕС в рамках моделі «зеленого» тарифу або аукціонної системи підтримки (тобто з урахуванням пріоритетної диспетчеризації і оплати за недовідпуск), в умовах відсутності маневрених балансуєчих потужностей диспетчери НЕК «Укренерго» будуть змушені обмежувати базову генерацію АЕС, а також віддавати команди на розвантаження ВДЕ (з відповідною оплатою за «зеленим» тарифом за «повітря» – невироблену електроенергію). Крім того, оскільки ВДЕ

в першу чергу витісняють з енергоміксу теплову генерацію, втрачається сенс в її подальшій підтримці в робочому стані (в обсягах, необхідних для успішного проходження осінньо-зимового періоду). Як наслідок, в пікові години споживання можлива поява вже не профіциту, а дефіциту потужності, для компенсації якого потрібно буде або імпортувати електричну енергію, або обмежувати споживачів. Звичайно ж, такий сценарій роботи енергосистеми вкрай небажаний.

Синхронізація з ENTSO-E системно не вирішить проблеми дефіциту маневреної потужності, тому що в Україні досить слабкі міжсистемні зв'язки з ENTSO-E. Так, за даними НЕК «Укренерго», сьогоднішні міждержавні лінії електропередачі на перетині Україна–ENTSO-E забезпечують пропускну здатність на рівні лише 1800–1900 МВт. Причому навіть після переходу на синхронну роботу з ENTSO-E пропускну здатність не збільшиться – для цього буде потрібно будівництво/введення в експлуатацію ряду додаткових ліній, в тому числі на стороні сусідів. По-друге, всі наявні інтерконектори зосереджені на крайньому заході України і в разі виникнення дефіциту потужності в центрі або на сході країни транзит буде обмежений через внутрішні «вузькі місця» в системі передачі. По-третє, в питаннях безпеки поставок сподіватися на імпорт електричної енергії апіорі невірно, адже ніхто не зможе гарантувати, що в кожен момент часу будуть законтраковані і здійснені поставки саме тих обсягів, які необхідні енергосистемі. По-четверте, через відсутність джерел фінансування виконання Національного плану скорочення викидів великими ТЕС з 2025 р. очікується дефіцит вже не тільки маневреного, але і напівпікового та базового генерування.

Оптимальний склад генерування для України в період 2021–2025 рр. Формування оптимального складу генерування електроенергії для України в період 2021–2025 рр. передбачає збереження і навіть збільшення за рахунок оптимізації ремонтної кампанії, частки виробництва електроенергії АЕС, введення додатково 2–2,5 ГВт високоманевреної генерації і до 2 ГВт систем накопичення (з урахуванням гідроакмулюючих електростанцій), а також поступове еволюційне зниження як встановленої потужності, так і обсягів виробництва електроенергії напівпіковими вугільними електростанціями і підтримання політики декарбонізації із забезпеченням власної енергетичної безпеки. Так, за даними НЕК «Укренерго» для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію в ОЕС України у 2030 р. повинно залишатися в працездатному стані не менше 12 ГВт напівпікових потужностей ТЕС (глибоко модернізованих і такими, що відповідають всім жорстким європейським нормам щодо викидів CO₂, пилу, сірки і азоту). Що стосується відновлюваної енергетики, то потрібно трансформувати структуру її встановленої потужності, надаючи більший пріоритет біоенергетиці (стабільне виробництво) і вітроенергетиці, обсяги генерування якої в Україні вище саме в зимовий період, коли зростає попит на електричну енергію. Впровадження

аукціонної системи підтримки відновлюваної енергетики як раз і дозволить забезпечити таке регулювання шляхом квотування по окремим технологіям ВДЕ.

Комплексний підхід щодо компенсації нестабільності генерування ВДЕ. Оптимальним видається комплексний підхід, коли для компенсації нестабільності генерування ВДЕ використовуються декілька способів. В цьому випадку мінімізуються сумарні витрати V_{Σ} на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності. Задача оптимізації резервування ставиться як:

$$V_{\Sigma} = V_x(P_x) + V_b(P_b) + V_r(P_r) + V_c(P_c) + V_n(P_n) \rightarrow \min, \quad (1)$$

де $V_x(P_x)$ – витрати на резервування накопичувачами хімічного типу;

$V_b(P_b)$ – витрати на водневі технології;

$V_r(P_r)$ – витрати, пов'язані з використанням біогазових технологій як резерву;

$V_c(P_c)$ – витрати на користування системним резервом, що фактично є компенсацією за утримання резерву на блоках ТЕС, які працюють за цінними заявками, і визначається за формулою [16, 17]:

$$V_c = \begin{cases} P_c \cdot (V_p^c - d_{V_n}), & V_p^c > d_{V_n} \\ 0, & V_p^c < d_{V_n} \end{cases} \text{ (грн/год)}, \quad (2)$$

де V_p^c – гранична ціна системи, яка формується для розрахункової години на оптовому ринку електроенергії;

d_{V_n} – прирощена ціна палива, що визначається на основі похідної функції витрат палива на виробництво електроенергії за рівнем навантаження агрегату електростанції та вартості потрібного палива;

$V_n(P_n)$ – витрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі;

P_x, P_b, P_r, P_c, P_n – відповідно оптимальні значення потужностей, які визначаються із кожного зі способів резервування [16].

Потреба України у резервуванні за інформацією протягом 2021–2023 рр. становить 1500 МВт щодо батарейних систем накопичення електроенергії. Витрати на резервування накопичувачами хімічного типу включають в себе витрати встановлення:

$$V_x(P_x) = V_{P_x}^{\text{ПІТ}} P_x,$$

де $V_{P_x}^{\text{ПІТ}}$ – питомі витрати на накопичувач певної ємності, грн/кВт·год.

Але також треба враховувати витрати на паливо, тобто вартість електроенергії для зарядки і обслуговування хімічних накопичувачів (1 грн б/к. за 1 кВт·год для населення, для промислових підприємств кожним облэнерго визначається індивідуально) [18]. У Німеччині для невеликих літій-іонних акумуляторних батарей вартість встановлення знизилася на 60 % у період з 4 кварталу 2014 р. по 2 квартал 2017 р. Передбачається зростання масштабів виробництва літій-іонних акумуляторів, відповідно вартість може зменшитися до 2030 р. ще на 54–61 %. Це відобразить зниження загальної вартості літій-іонних батарей для стаціонарних застосувань до 145 дол. США/кВт·год та 480 дол. США/кВт·год, залежно від хімічних показників батареї (рис. 1) [19].

На рисунку позначені наступні типи акумуляторів: LA – свинцево-кислотний; VRLA – свинцево-кислотний з клапанним регулюванням; NaS – натрієво-сірчаний; NaNiCl – нікель-сольовий; VRFB – ванадієва редокс-проточна батарея; ZBFB – цинково-бромна проточна батарея; NCA – нікель-кобальт-алюмінієвий; NMC/LMO – нікель-марганець-кобальт оксидний/літій-марганцево-оксидний; LFP – літій-залізо-фосфатний; LTO – літій-титанатний.

За інформацією станом на 1.02.2021 вартість встановлення 1 кВт накопичувача хімічного типу становила 100–210 дол. США/кВт·год.

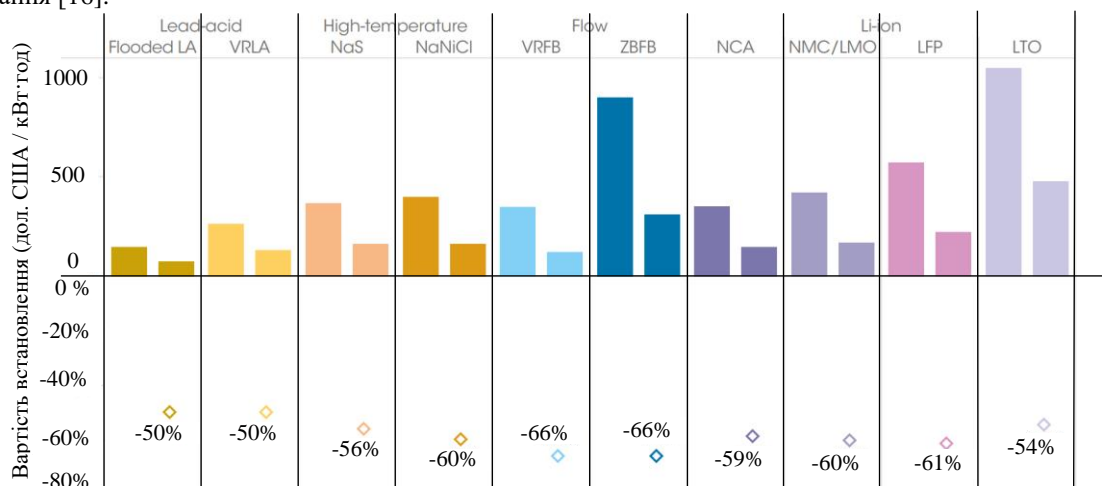


Рисунок 1 – Прогнозування зменшення вартості встановлення акумуляторної системи зберігання електроенергії, 2016–2030 рр.

Витрати на резервування з використанням водневих технологій включають в себе витрати встановлення:

$$V_B(P_B) = V_{P_B}^{\text{пит}} P_B,$$

де $V_{P_B}^{\text{пит}}$ – питомі витрати на водневі технології, 800 дол. США/кВт·год.

За даними [20] на формування питомих витрат генерування електроенергії з використанням біогазових установок впливає тип і відстань бази сировини (економічно доцільною відстанню для доставки сировини є дистанція до 20 км для рідкої сировини і до 50 км – для сухої). Вартість 1 кВт встановленої потужності суттєво залежить від розміру, тобто чим більший проєкт, тим дешевше, і в середньому становить 1500 євро за 1 кВт встановленої потужності. $V_r(P_r)$ – витрати, пов'язані з використанням біогазових технологій як резерву, визначаються наступним чином:

$$V_r(P_r) = V_{P_r}^{\text{пит}} P_r,$$

де $V_{P_r}^{\text{пит}}$ – питомі витрати на біогазові технології.

Витрати на підтримання запасу по пропускній спроможності ЛЕП визначаються за виразом:

$$V_n(P_n) = V_{P_n}^{\text{пит}} P_n,$$

де $V_{P_n}^{\text{пит}}$ – питомі витрати по підтриманню запасу по пропускній спроможності ЛЕП, грн/кВт·год.

Задача оптимізації витрат на способи компенсації нестабільності генерування ВДЕ розв'язується методом критеріального програмування, який добре себе зарекомендував для розв'язання аналогічного типу оптимізаційних задач енергетики [21, 22]. В результаті критеріального програмування визначаються критерії подібності, які є ваговими коефіцієнтами окремих витрат в сумарних витратах V_{Σ} . Критерії подібності пронормовані:

$$\pi_x + \pi_B + \pi_r + \pi_c + \pi_n = 1, \quad (3)$$

де $\pi_i = \frac{V_i(P_i)}{V_{\Sigma}}$ – критерії подібності (вагові коефіцієнти) відповідно витрат на способи компенсації нестабільності генерування ВДЕ.

Перевагою критеріального методу є те, що за його допомогою можна розв'язати такі важливі задачі оптимізації як співрозмірність та чутливість критерію оптимальності за мінімуму вихідної інформації [18]. Такий підхід дозволяє розв'язувати задачу оптимізації (1) поетапно, коли враховуються тільки окремі складові, які з тих чи інших причин є прийнятними на сьогодні.

Встановленню нових балансуєчих потужностей високоманевреного генерування та нарощення потужності існуючих передують проєктні розробки. При проєктуванні обирається найбільш раціональний склад маневреної потужності генерування. Для кількісного оцінювання економічності генерування

можна використовувати витрати на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності різними доступними способами. На практиці використовується метод варіантного співставлення, тобто досліджується не один, а декілька можливих варіантів (способів) компенсації нестабільності генерування негарантованими джерелами енергії. Кожен з них опрацьовується з глибиною, необхідною для судження про його основні технічні та техніко-економічні характеристики.

Математична критеріальна модель питомих витрат на 1 кВт резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі та біогазові установки. Розглянемо задачу, коли з метою компенсації нестабільності генерування ВДЕ використовуються хімічні накопичувачі електроенергії та біогазові генерувальні установки з урахуванням пропускної здатності ЛЕП, наявної можливості компенсування з використанням системного резерву та водневих технологій. При виборі оптимальних потужностей, в залежності від способу резервування потужності та електроенергії, приведені витрати можна представити у вигляді виразу [21]:

$$V = (b_1 + b_2 P_x + b_3 P_r) \cdot P_n + b_4 \left(\frac{P_c}{P_x} \right)^2 \left(\frac{P_n}{P_r} \right) + b_5 + b_6 P_c + b_7 P_c P_x + b_8 P_x P_n + b_9 \frac{P_n P_c}{P_x}, \quad (4)$$

де b_1 – b_9 – узагальнені константи, що містять вихідні дані вирішуваної задачі.

Розглянемо сценарій, при якому змінними, що підлягають оптимізації, є потужність хімічних накопичувачів та потужність біогазових установок. Зміна (збільшення) системного резерву можлива лише шляхом збільшення генерування ТЕС, що не відповідає політиці декарбонізації. Зміна пропускної здатності ЛЕП шляхом реконструкції існуючих мереж (наприклад перехід на вищий клас напруги – з 10(6) кВ на 20 кВ) є економічно недоцільною, через значний строк окупності, а побудова нових ЛЕП є більш затратною. Значення змінних P_x і P_r , що оптимізуються, визначимо за допомогою критеріального методу. Для цього згрупуємо складові (4) і введемо узагальнені константи, що визначаються відомими витратами на водневі технології, системний резерв і пропускну здатність:

$$\begin{aligned} C_1 &= b_2 P_n + b_7 P_c + b_7 P_n, \\ C_2 &= b_9 P_c P_n, \\ C_3 &= b_9 P_n P_c^2, \\ C_4 &= b_3 P_n. \end{aligned} \quad (5)$$

Запишемо (4) з врахуванням (5):

$$V = C_1 P_x + C_2 P_x^{-1} + C_3 P_x^{-2} P_r^{-1} + C_4 P_r. \quad (6)$$

Визначимо мінімальне значення змінної складової витрат та відповідні йому оптимальні значення потужностей P_x і P_r , а також вектор критеріїв подібності π . Ступінь складності задачі дорівнює одиниці. Методика розв'язання такого типу задач та приклад її використання детально описано в [21, 22]. Враховуючи умову ортогональності та нормування, система рівнянь відносно критеріїв подібності записується у вигляді:

$$\begin{cases} \pi_1 - \pi_2 - 2\pi_3 = 0 \\ -\pi_3 + \pi_4 = 0 \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 = 1 \end{cases}$$

В даній системі три рівняння і чотири невідомі. Для визначення вектора критеріїв подібності скористаємось методом, описаним в [21], де приймається базисна змінна і через неї визначаються решта змінних, використовуючи вектори нормалізації і нев'язки. Запишемо для останньої системи рівнянь відповідну матрицю показників α :

$$\alpha = \begin{bmatrix} 1 & -1 & -2 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$$

Щоб отримати вектори нормалізації β_0 і нев'язки β_1 , матрицю показників α необхідно перетворити за алгоритмом Гауса-Жордана. Проте в даному випадку в матриці α достатньо переставити місцями другий та четвертий стовпці і отримаємо бажану матрицю:

$$\alpha' = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -2 & -1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}$$

Зауважимо, що по суті цією перестановкою ми визначилися з базовою змінною – нею є π_2 . Тоді матриця, що складається з векторів нормалізації та нев'язки записується у вигляді:

$$\beta = \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Тепер, щоб відновити порядок індексації π , порушений перестановкою другого та четвертого стовпців матриці α , змінимо місцями другий та четвертий рядки матриці β :

$$\beta = \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}$$

Вектори нормалізації β_0 і нев'язки β_1 визначаються як:

$$\beta_0 = \begin{bmatrix} 1/2 \\ 0 \\ 1/4 \\ 1/4 \end{bmatrix}; \beta_1 = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - 2 \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ 0 \\ 1 \\ 4 \\ 1 \\ 1 \\ 4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 1 \\ -1 \\ -1 \\ 2 \end{bmatrix}$$

Оскільки незалежною змінною є π_2 , то вектор критеріїв подібності запишеться у вигляді:

$$\pi = \beta_0 + \beta_1 \pi_2 \quad (7)$$

З урахуванням числових значень β_0 і β_1 вектор критеріїв подібності запишеться:

$$\pi = \begin{bmatrix} 1 \\ \frac{1}{2} \\ \pi_2 \\ \frac{1}{4} - \frac{1}{2}\pi_2 \\ \frac{1}{4} - \frac{1}{2}\pi_2 \end{bmatrix}$$

Визначимо оптимальне значення вектора π . Для цього, згідно з [21], запишемо рівняння відносно базового критерію π_2 :

$$\left(\frac{1}{2}\right)^0 \pi_2 \left(\frac{1}{4} - \frac{1}{2}\pi_2\right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{1}{4} - \frac{1}{2}\pi_2\right)^{-\frac{1}{2}} = C_1^0 C_2^1 C_3^{-1/2} C_4^{-1/2}$$

Розв'язуючи його відносно π_2 , отримаємо, що:

$$\pi_2 = \frac{C_2}{4C_3^{1/2}C_4^{1/2} + 2C_2}$$

Підставивши в останній вираз значення коефіцієнтів C , отримаємо:

$$\pi_2 = \frac{b_9}{4b_3^{1/2}b_4^{1/2} + 2b_9}$$

З урахуванням отриманого значення базисного критерію π_2 оптимальний вектор $\pi_{\text{опт}}$ запишеться у вигляді:

$$\pi_{\text{опт}} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} \\ \frac{b_9}{4(b_3b_4)^{\frac{1}{2}} + 2b_9} \\ \frac{(b_3b_4)^{\frac{1}{2}}}{4(b_3b_4)^{\frac{1}{2}} + 2b_9} \\ \frac{b_9}{4(b_3b_4)^{\frac{1}{2}} + 2b_9} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Мінімальне значення змінної складової витрат визначимо, скориставшись наступним виразом [21]:

$$B_{\text{мін}} = \left(\frac{C_1}{\pi_{10}}\right)^{\pi_{10}} \left(\frac{C_2}{\pi_{20}}\right)^{\pi_{20}} \left(\frac{C_3}{\pi_{30}}\right)^{\pi_{30}} \left(\frac{C_4}{\pi_{40}}\right)^{\pi_{40}}$$

З урахуванням виразів (5) і (8) отримаємо, що:

$$B_{\text{мін}} = 2((b_7P_c + (b_2 + b_8)P_{\text{п}})P_{\text{п}} \times$$

$$\times P_c \left(2(b_3 b_4)^{\frac{1}{2}} + b_9 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (9)$$

Оптимальне значення потужності хімічних накопичувачів знайдемо із співвідношення:

$$\pi_{10} \cdot B_{\min} = (b_2 P_{\Pi} + b_7 P_c + b_8 P_{\Pi}) P_{x_{\text{опт}}}$$

Після відповідних перетворень:

$$P_{x_{\text{опт}}} = \left[\frac{(2\sqrt{b_3 b_4} + b_9) P_c P_{\Pi}}{b_7 P_c + (b_2 + b_8) P_{\Pi}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (10)$$

Оптимальне значення потужності біогазових установок можна визначити із співвідношення:

$$\pi_{40} B_{\min} = b_3 P_{\Pi} P_{\Gamma}$$

Після перетворень отримуємо:

$$P_{\Gamma_{\text{опт}}} = \left[\frac{b_4 P_c \cdot b_7 P_c + (b_2 + b_8) P_{\Pi}}{b_3 \cdot P_{\Pi} (2\sqrt{b_4 b_3}) + b_9} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (11)$$

Аналіз оптимального рішення на чутливість або економічну стійкість можна провести за допомогою критеріальної моделі, яка для даної задачі має вигляд:

$$B_* = \pi_1 P_{x_*} + \pi_2 P_{x_*}^{-1} + \pi_3 P_{x_*}^{-2} P_{\Gamma_*}^{-1} + \pi_4 P_{\Gamma_*} \quad (12)$$

де $B_* = \frac{B}{B_{\min}}$; $P_{x_*} = \frac{P_x}{P_{x_{\text{опт}}}}$; $P_{\Gamma_*} = \frac{P_{\Gamma}}{P_{\Gamma_{\text{опт}}}}$

Для створення критеріальної моделі необхідно визначити компоненти вектора критеріїв подібності. З виразу (8) можна зробити висновок, що критерії подібності залежать лише від b_3 , b_4 та b_9 . Таким чином, для аналізу оптимального рішення достатньо знати лише ці коефіцієнти. Коефіцієнти b_1 – b_9 характеризують особливості зони ЕЕС, для якої передбачається компенсування нестабільності генерування негарантованих джерел енергії, і залежать від багатьох факторів, таких як питома вартість встановленої потужності резервування в залежності від способу, вартість використання системного резерву і т.д.

Розглянемо сценарій, для якого $b_1 = 0,3$; $b_2 = 0,03$; $b_3 = 10 \cdot 10^{-3}$; $b_4 = 5 \cdot 10^{-3}$; $b_5 = 20$; $b_6 = 0,8 \cdot 10^{-3}$; $b_7 = 5 \cdot 10^{-3}$; $b_8 = 0,03$; $b_9 = 5,6 \cdot 10^{-3}$. При таких даних оптимальне значення потужності хімічних накопичувачів та потужності біогазових установок визначається за формулами:

$$P_{x_{\text{опт}}} = 9.94 \cdot \sqrt{\frac{P_c P_{\Pi}}{300 \cdot P_{\Pi} + 25 \cdot P_c}}$$

$$P_{\Gamma_{\text{опт}}} = 0.07 \cdot \sqrt{300 \cdot P_{\Pi} \cdot \frac{25 \cdot P_c^2}{P_{\Pi}}}$$

Підставивши значення b_1 – b_9 у (8), отримано критерії подібності:

$$\pi = \begin{bmatrix} 0.5 \\ 0.142 \\ 0.179 \\ 0.179 \end{bmatrix}$$

Тоді критеріальна модель (12) має вигляд:

$$B_* = 0.5 P_{x_*} + 0.142 P_{x_*}^{-1} + 0.179 P_{x_*}^{-2} P_{\Gamma_*}^{-1} + 0.179 P_{\Gamma_*} \quad (13)$$

Дана модель зручна для аналізу чутливості приведених витрат до зміни потужності хімічних накопичувачів (рис. 2) та потужності біогазових установок (рис. 3) [21, 23]. Вирази (10) і (11) показують, що економічно доцільні значення потужностей, які визначаються із кожного зі способів резервування і витрат на їх реалізацію, залежать від прийнятого сценарію реалізації резервування з урахуванням наявного системного резерву та пропускної здатності ЛЕП. Тому економічно доцільні способи резервування та їх потужності, а також параметри реалізації кожного способу обираються з урахуванням їх взаємовпливу в системі. За допомогою виразів (10) і (11) можливо оцінити вплив вихідних даних на економічно доцільні значення потужностей, які визначаються із кожного зі способів резервування, а з виразу (13) можливо дослідити чутливість витрат до зміни потужностей [20, 21].

Аналіз чутливості витрат

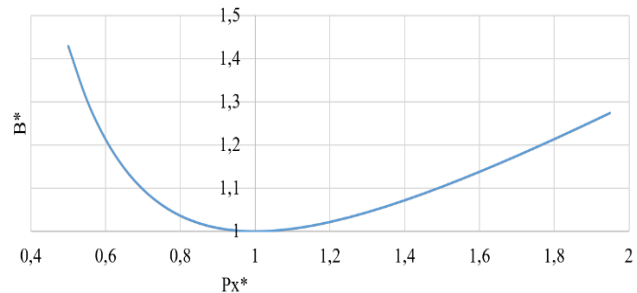


Рисунок 2 – Чутливість витрат до зміни потужності хімічних накопичувачів

Аналіз чутливості витрат

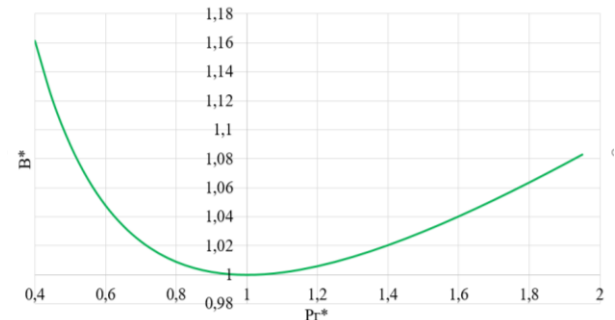


Рисунок 3 – Чутливість витрат до зміни потужності біогазових установок

Висновки. Серед особливостей ВДЕ в ЕЕС є їх вплив на режимну та балансову надійність. Оскільки вітрові та фотоелектричні станції як елементи забезпечення балансової надійності характеризуються

нестабільністю генерування, то в ЕЕС обов'язковим має бути резервування. Це може бути резерв від наявних джерел гарантованого генерування, в першу чергу блоків теплової генерації з регулювальним діапазоном 30–50 %, а також індивідуальні або групові накопичувачі електроенергії (гідроакумулюючі електростанції, хімічне акумулявання, водневі технології, біогазові технології та інші способи). Ефективними також можуть бути організаційні та технічні заходи з узгодження графіків електроспоживання і генерування ВДЕ, включно і обмеження на вироблену ними електроенергію.

Питання дослідження чутливості витрат на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності до зміни оптимальних значень потужностей, які визначаються із кожного зі способів резервування, є актуальним і потребує детального дослідження. Результати оптимізації, отримані у вигляді критеріальних залежностей, дозволяють аналізувати співрозмірність і чутливість складових цільової функції, в нашому випадку витрат на компенсації нестабільності генерування ВДЕ. Результати співрозмірності дають можливість ранжувати способи компенсації за витратами, а чутливість – раціонально, найбільш ефективно використовувати потужності різних способів під час експлуатації.

Список літератури

- Bajaj M., Singh A. Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques. *International Journal of Energy Research*. 2020. Vol. 44. P. 26–69. doi: 10.1002/er.4847
- Буславец О. А. Синхронизация с ENTSO-E не решит проблемы дефицита маневренной мощности. *Энергобизнес*. 2021. Том 15. № 1208. С. 5. URL: <https://e-b.com.ua/olga-buslavets-sinxronizaciya-s-entso-e-ne-resit-problemy-deficita-manevrennoi-moshchnosti-177> (дата звернення: 20.04.2021).
- Bajaj M., Singh A. An analytic hierarchy process-based novel approach for benchmarking the power quality performance of grid-integrated renewable energy systems. *Electrical Engineering*. 2020. Vol. 102. P. 1153–1173.
- Lezhniuk P. D., Komar V. O., Kravchuk S. V., Netrobskiy V. V. *Optimal Integration of Photoelectric Stations in Electric Networks*. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019. 210 p.
- Комар В. *Проблеми використання фотоелектричних станцій в електроенергетичній системі України*. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/30711/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%80.pdf?sequence=1&isAlloWed=y> (дата звернення: 20.04.2021).
- Faraji J., Ketabi A., Hashemi-Dezaki H. Developing an Energy Management System for Optimal Operation of Prosumers Based on a Modified Data-Driven Weather Forecasting Method. *Proceeding 10th Smart Grid Conference (SGC)*, 2020. P. 1–6.
- Lezhniuk P. D., Kravchuk S. V., Polishchuk A. L. Selfoptimization Local Electric Systems Modes With Renewable Energy Sources. *Przeglad Elektrotechniczny*. 2019. Vol. 6. P. 27–31. doi: 10.15199/48.2019.06.06
- Кучанський В., Малахатка Д. Аналіз і оптимізація режимів роботи енергосистем за критерієм мінімізації втрат активної потужності. *Грааль науки*. 2021. С. 282–287. doi: 10.36074/grail-of-science.02.04.2021.057
- Кучанський В., Малахатка Д. Техніко-економічне обґрунтування керованої поперечної компенсації в магістральних лініях електропередавання. *Грааль науки*. 2021. С. 228–233. doi: 10.36074/grail-of-science.19.02.2021.045
- Кобец Б. Б., Волкова И. О. *Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid*. ИАЦ Энергия, 2010. 208 с.
- Lezhniuk P. D., Pijarski P., Buslavets O. A. Smart grid technologies in local electric grids. *Proceedings of SPIE – The International Society for Optical Engineering*. 2017. doi: 10.1117/12.2280957.
- Yaghoubi-Nia M.-R., Hashemi-Dezaki H., Halvaei A. Optimal stochastic scenario-based allocation of Smart Grids' renewable and non-renewable distributed generation units and protective devices. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2021. Vol. 44. P. 101033. doi: 10.1016/j.seta.2021.101033
- Hunko I. O., Kuchansky V. V., Nesterko A. B. *Engineering sciences: development prospects in countries of Europe at the beginning of the third millennium: Collective monograph, vol. 2*. Riga, Izdevnieciba "Baltija Publishing", 2018. 492 p.
- Гулько І. О. Аналіз програмних засобів для моделювання режимів роботи електричних систем. *Вісник Хмельницького національного університету. Серія: Технічні науки*. 2020. № 3. С. 138–141.
- Кучанський В. В., Нестерко А. Б., Гулько І. О. Заходи та засоби підвищення надійності та якості електропостачання в електроенергетичних системах з відновлюваними джерелами енергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. Харків: ХНТУСГ, 2018. Вип. 196. С. 41–43.
- Кириленко О. В., Блінов І. В., Парус С. В., Рибіна О. Б. Методи забезпечення впровадження допоміжних послуг для підвищення надійності функціонування ОЕС України. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2013. вип. 35. С. 7.
- Kuchansky V., Malakhata D., Blinov I. Application of Reactive Power Compensation Devices for Increasing Efficiency of Bulk Electrical Power Systems. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 2020. P. 83–86. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160072
- Сисюев М. *Системи накопичення енергії (energy storages): перспективи для України*. URL: <https://getmarket.com.ua/ua/news/sistemi-nakopichennya-energiyi-energiy-storages-perspektivi-dlya-ukrayini> (дата звернення: 20.04.2021).
- IRENA. *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. URL: <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets> (дата звернення: 20.04.2021).
- Інвестиції в альтернативну енергетику: як в Україні заробляють на біогазі*. URL: <https://getmarket.com.ua/ua/news/investiciyi-v-al-ternativnu-energetiku-yak-v-ukrayini-zaroblyayut-na-biogazi> (дата звернення: 20.04.2021).
- Астахов Ю. Н., Лежнюк П. Д. *Применение критеріального метода в електроенергетиці*. Навчальний посібник. Київ: УМК ВО, 1989. 140 с.
- Веников В. А. *Теория подобия и моделирования*. Москва: Высшая школа, 1976. 479 с.
- Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O., Ostra N. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources. *Przeglad Elektrotechniczny*. 2020. Vol. 96, no. 10. P. 32–38.

References (transliterated)

- Bajaj M., Singh A. Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques. *International Journal of Energy Research*. 2020, vol. 44, pp. 26–69. doi: 10.1002/er.4847
- Buslavets O. A. Sinkhronizatsiya s ENTSO-E ne reshit problemy defitsita manevrennoy moshchnosti. *Energobiznes* [Synchronization with ENTSO-E will not solve the problem of shortage of maneuvering power]. *Energobiznes* [Energy Business]. 2021, vol. 15, no. 1208, p. 5. Available at: <https://e-b.com.ua/olga-buslavets-sinxronizaciya-s-entso-e-ne-resit-problemy-deficita-manevrennoi-moshchnosti-177> (accessed 20.04.2021).
- Bajaj M., Singh A. An analytic hierarchy process-based novel approach for benchmarking the power quality performance of grid-integrated renewable energy systems. *Electrical Engineering*. 2020, vol. 102, pp. 1153–1173.

4. Lezhniuk P. D., Komar V. O., Kravchuk S. V., Netrobskiy V. V. *Optimal Integration of Photoelectric Stations in Electric Networks*. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019. 210 p.
5. Komar V. *Problemy vykorystannya fotoelektrychnykh stantsiy v elektroenerhetychniy systemi Ukrainy* [Problems of using photovoltaic power plants in the power system of Ukraine]. Available at: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/30711/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%80.pdf?sequence=1&isAllo wed=y> (accessed 20.04.2021).
6. Faraji J., Ketabi A., Hashemi-Dezaki H. Developing an Energy Management System for Optimal Operation of Prosumers Based on a Modified Data-Driven Weather Forecasting Method. *Proceeding 10th Smart Grid Conference (SGC)*, 2020, pp. 1–6.
7. Lezhniuk P. D., Kravchuk S. V., Polishchuk A. L. Selfoptimization Local Electric Systems Modes With Renewable Energy Sources. *Przeglad Elektrotechniczny*. 2019, vol. 6, pp. 27–31. doi: 10.15199/48.2019.06.06
8. Kuchansky V., Malakhatka D. Analiz i optymizatsiya rezhymiv roboty enerhosystem za kryteriyem minimizatsiyi vtrat aktyvnoyi potuzhnosti [Analysis and optimization of power systems according to the criterion of minimizing active power losses]. *Grail of Science*. 2021, pp. 282–287. doi: 10.36074/grail-of-science.02.04.2021.057
9. Kuchansky V., Malakhatka D. Tekhniko-ekonomichne obruntuvannya kerovanoyi poperechnoyi kompensatsiyi v mahistral'nykh liniyakh elektroperedavannya [Feasibility study of controlled transverse compensation in main transmission lines]. *Grail of Science*. 2021. C. 228–233. doi: 10.36074/grail-of-science.19.02.2021.045
10. Kobets B. B., Volkova I. O. *Innovatsionoe razvitie elektroenergetiki na baze kontseptsii Smart Grid* [Innovative development of electric power based on the concept of Smart Grid]. IAC Energy Publ., 2010. 208 p.
11. Lezhniuk P. D., Pijarski P., Buslavets O. A. Smart grid technologies in local electric grids. *Proceedings of SPIE – The International Society for Optical Engineering*. 2017. doi: 10.1117/12.2280957.
12. Yaghoubi-Nia M.-R., Hashemi-Dezaki H., Halvaei A. Optimal stochastic scenario-based allocation of Smart Grids' renewable and non-renewable distributed generation units and protective devices. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2021, vol. 44, p. 101033. doi: 10.1016/j.seta.2021.101033
13. Hunko I. O., Kuchansky V. V., Nesterko A. B. *Engineering sciences: development prospects in countries of Europe at the beginning of the third millennium: Collective monograph, vol. 2*. Riga, Izdevnieciba "Baltija Publishing", 2018. 492 p.
14. Gunko I. O. Analiz prohramnykh zasobiv dlya modelyuvannya rezhymiv roboty elektrychnykh system [Analysis of software for modeling modes of operation of electrical systems]. *Bulletin of Khmelnytsky National University. Series: Technical Sciences*. 2020, no. 3, pp. 138–141.
15. Kuchansky V. V., Nesterko A. B., Gunko I. O. Zakhody ta zasoby pidvyshchennya nadiynosti ta yakosti elektropostachannya v elektroenerhetychnykh systemakh z vidnovlyuvanymy dzherelamy enerhiyi [Measures and means to improve the reliability and quality of power supply in power systems with renewable energy sources]. *Bulletin of the Petro Vasylenko Kharkiv National Technical University of Agriculture*. Kharkiv, KhNTUSG Publ., 2018, iss. 196, pp. 41–43.
16. Kyrylenko O. V., Blinov I. V., Parus E. V., Rybina O. B. Metody zabezpechennya vprovadzhennya dopomizhnykh posluh dlya pidvyshchennya nadiynosti funktsionuvannya OES Ukrainy [Methods of providing implementation of ancillary services to increase the reliability of the UES of Ukraine]. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2013, vol. 35, p. 7.
17. Kuchansky V., Malakhatka D., Blinov I. Application of Reactive Power Compensation Devices for Increasing Efficiency of Bulk Electrical Power Systems. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 2020. pp. 83–86. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160072
18. Sysoyev M. *Systemy nakopychennya enerhiyi (energy storages): perspektivy dlya Ukrainy* [Energy storage systems: prospects for Ukraine]. Available at: <https://getmarket.com.ua/ua/news/sistemi-nakopichennya-energiyi-energy-storages-perspektivi-dlya-ukrayini> (accessed 20.04.2021).
19. IRENA. *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. Available at: <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets> (accessed 20.04.2021).
20. *Investytsiyi v al'ternatyvnu enerhetyku: yak v Ukraini zaroblyayut' na biohazii* [Investments in alternative energy: how biogas is earned in Ukraine]. Available at: <https://getmarket.com.ua/ua/news/investytsiyi-v-al'ternatyvnu-energetiku-yak-v-ukrayini-zaroblyayut-na-biogazi> (accessed 20.04.2021).
21. Astakhov Yu. N., Lezhnyuk P. D. *Primenenie kriterial'nogo metoda v elektroenergetike. Navchal'nyy posibnyk* [Application of the criterion method in electric power industry. Tutorial]. Kyiv, UMK VO Publ., 1989. 140 p.
22. Venikov V. A. *Teoriya podobiya i modelirovaniya* [Similarity and modelling theory]. Moscow, High school Publ., 1976. 479 p.
23. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O., Ostra N. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources. *Przeglad Elektrotechniczny*. 2020, vol. 96, no. 10, pp. 32–38.

Надійшло (received) 31.04.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Лежнюк Петро Дем'янович (Lezhnyuk Petr Dem'yanovich, Lezhniuk Petro) – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електричних станцій і систем Вінницького національного технічного університету; м. Вінниця, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9366-3553>; e-mail: lezhpd@gmail.com.

Буславець Ольга Анатоліївна (Buslavets Olga Anatolyevna, Buslavets Olha) – кандидат технічних наук, кафедра електричних станцій і систем Вінницького національного технічного університету; м. Вінниця, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6449-7587>; e-mail: buslavets@gmail.com.

Рубаненко Олена Олександрівна (Rubanenko Elena Aleksandrovna, Rubanenko Olena) – кандидат технічних наук, доцент, докторант кафедри електричних станцій і систем Вінницького національного технічного університету; м. Вінниця, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2660-182X>; e-mail: 2408rubanenko@gmail.com.