УДК 621.31

М. П. Залізняк; В. В. Нетребський, канд. техн. наук, доц.

МОДЕЛЮВАННЯ ВИТРАТНОЇ ХАРАКТЕРИСТИКИ АГРЕГАТОРА РОЗПОДІЛЕНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ

У статті запропоновано метод моделювання витратної характеристики агрегатора розподілених енергетичних ресурсів для оцінювання економічних наслідків похибок прогнозування генерації. Для моделювання використано ретроспективні погодинні дані прогнозної та фактичної потужності фотоелектричної станції потужністю 2,5 МВт за 2020 – 2022 роки. Похибки прогнозування нормовано за встановленою потужністю, що дає змогу перераховувати отримані оцінки для різних значень сумарної встановленої потужності агрегованої групи. Виконано статистичний аналіз похибок загалом та окремо для сезонів року. Виявлено сезонні відмінності їх статистичних характеристик, асиметрію та підвищений ексцес емпіричних розподілів. Для оцінювання умовних квантилів похибки залежно від прогнозної потужності застосовано квантильну регресію, яка не потребує попереднього припущення щодо закону розподілу похибок. Побудовано окремі сезонні моделі та порівняно лінійну і квадратичну моделі квантильної регресії за середньою квантильною втратою. Перевірка на тестовій вибірці показала середнє емпіричне покриття інтервалу між квантилями рівнів 0,05 та 0,95 на рівні 89,33 % за номінального значення 90 %. На основі квантильних оцінок розроблено математичну модель витратної характеристики, яка поєднує прогнозну потужність, можливі відхилення генерації та ринкові ціни електричної енергії. Модель враховує витрати на врегулювання негативних небалансів та недоотриманий дохід у разі виникнення позитивних небалансів. Наведено приклади побудови погодинних витратних характеристик та показано асиметрію економічних наслідків квантильних сценаріїв. Запропонований підхід дозволяє кількісно оцінювати ризики виникнення небалансів, обґрунтовувати вибір торгової стратегії агрегатора та може використовуватися як самостійний інструмент аналізу або як складова математичних моделей оптимізації режимів роботи електроенергетичних систем.

Ключові слова: *агрегатор розподілених енергетичних ресурсів, локальні електроенергетичні системи, витратна характеристика, похибка прогнозування, квантильна регресія, відновлювані джерела енергії, оптимізація режимів роботи електроенергетичних систем.*

1. Вступ

Глобальний перехід до сталої енергетики супроводжується стрімким зростанням частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та поширенням розподілених енергетичних ресурсів (Distributed Energy Resources, DER).

За прогнозом Міжнародного енергетичного агентства (IEA), у період 2025 – 2030 років світові встановлені потужності відновлюваної електроенергетики збільшаться майже на 4600 ГВт, що приблизно вдвічі перевищує приріст попереднього п'ятирічного періоду. При цьому близько 80 % прогнозованого приросту нових потужностей припадатиме на об'єкти фотоелектричної генерації [1].

Масове впровадження DER призводить до трансформації традиційних розподільних мереж в активні розподільні мережі (Active Distribution Networks, ADN), для яких характерними є висока концентрація розподіленої генерації та двосторонні потоки електричної енергії. Функціонування розподілених енергетичних ресурсів також характеризується невизначеністю, зумовленою стохастичністю генерації ВДЕ, коливаннями навантаження, волатильністю ринкових цін та змінами регуляторної політики [2, 3].

Наслідком цього є виникнення небалансів, ускладнення процесів прогнозування та керування режимами роботи електроенергетичної системи (ЕЕС), що призводить до зростання експлуатаційних витрат та зниження надійності електропостачання.

Одним із перспективних інструментів розв'язання зазначених проблем є агрегація розподілених енергетичних ресурсів. В межах такого підходу окремі енергетичні об'єкти об'єднуються в єдину керовану групу під управлінням агрегатора, який виступає фінансовим та технічним посередником між власниками DER, оператором системи розподілу/передачі і ринком електричної енергії [4]. Централізоване управління режимами роботи агрегованих ресурсів дозволяє узгоджувати графіки виробництва та споживання, зменшувати сумарні небаланси і підвищувати економічну ефективність функціонування агрегованої групи.

Ефективність функціонування агрегатора значною мірою визначається точністю прогнозування сумарного генерування його учасників. При цьому величина похибки прогнозування агрегатора залежить не лише від адекватності застосованих методів прогнозування, а й від структури портфеля агрегованих ресурсів. Наявність ESS та керованих навантажень дозволяє частково компенсувати відхилення виробітку окремих ВДЕ, однак повністю усунути небаланси неможливо. Тому похибки прогнозування безпосередньо впливають на економічні результати діяльності агрегатора, зумовлюючи додаткові фінансові витрати та зниження ефективності його роботи на ринку електричної енергії.

В задачах оптимізації режимів роботи ЕЕС широко використовуються витратні характеристики джерел енергії, які встановлюють залежність між потужністю та економічними витратами. Для агрегаторів DER аналогічний функціональний опис практично відсутній, оскільки їх економічні витрати визначаються не технологічними процесами виробництва, а значною мірою залежать від невизначеності прогнозування та ринкових умов.

З огляду на це перспективним напрямом досліджень є розроблення витратної характеристики агрегатора, яка відображала б залежність інтегральних економічних витрат від його прогнозної потужності та могла б використовуватися як функціональний аналог класичної витратної характеристики генерувальних установок при побудові математичних моделей оптимального керування режимами ЕЕС.

2. Аналіз останніх досліджень і публікацій

Проблематика агрегування розподілених енергетичних ресурсів останніми роками активно досліджується у зв'язку зі стрімким зростанням частки відновлюваної генерації та необхідністю забезпечення її ефективної інтеграції до електроенергетичних систем. Значна увага приділяється питанням архітектури агрегаторів, джерелам невизначеності, методам оптимізації їх функціонування та участі у ринках електричної енергії.

Найбільш повний сучасний огляд проблем агрегування DER та систем накопичення енергії наведено у роботі Gupta та ін. Автори систематизували основні джерела невизначеності, зокрема похибки прогнозування генерації, коливання ринкових цін, зміни поведінки споживачів, погодні фактори та нормативні обмеження, а також виконали порівняльний аналіз сучасних методів оптимізації агрегування розподілених ресурсів і систем накопичення енергії [3]. Подібний комплексний огляд віртуальних електростанцій та агрегаторів представлено у роботі Kaiss та ін., де розглянуто архітектури VPP, методи централізованого й децентралізованого керування, механізми взаємодії з ринками електричної енергії та надання допоміжних послуг [5].

Окремий напрям досліджень присвячений оптимізації режимів роботи агрегаторів. У роботі Wang та ін. запропоновано дворівневу стохастично-робастну модель самопланування агрегатора, що одночасно враховує невизначеність прогнозів генерації, попиту, ринкових цін і резервів [6]. Dimitriadis та ін. розробили математичну модель формування оптимальної торгової стратегії агрегатора на ринках електроенергії та «зелених» сертифікатів [7]. В роботі Jangid та ін. досліджено взаємодію оператора системи розподілу та агрегатора електромобілів для компенсації похибок прогнозування сонячної генерації із застосуванням робастної оптимізації [8]. Saxena та ін. запропонували дворівневу модель координації фотоелектричних установок, систем накопичення енергії та керування попитом, що забезпечує підвищення технічної та економічної ефективності роботи розподільних мереж [9].

Крім технічних аспектів, досліджуються й організаційно-економічні питання функціонування агрегаторів. Зокрема, Bertolini та Morosinotto виконали систематичний аналіз бізнес-моделей агрегаторів в енергетичних спільнотах та визначили основні напрями створення доданої вартості [10].

Незважаючи на значну кількість досліджень, присвячених прогнозуванню генерації, оптимізації роботи агрегаторів, управлінню небалансами та підвищенню ефективності функціонування ЕЕС, питання побудови витратної характеристики агрегатора як функціонального аналога витратної характеристики традиційних генерувальних установок не отримало достатньої уваги в науковій літературі. Наявні роботи переважно зосереджені на задачах оптимального керування, участі агрегаторів у ринках електричної енергії та оцінюванні невизначеності, тоді як формування витратної характеристики агрегатора, яка встановлює залежність очікуваних економічних витрат від прогнозної потужності агрегованої генерації, залишається недостатньо дослідженим.

3. Постановка задачі

Метою дослідження є розроблення методу моделювання витратної характеристики агрегатора розподілених енергетичних ресурсів для оцінювання економічних наслідків невизначеності прогнозування генерації.

Для досягнення поставленої мети необхідно розв'язати такі задачі: виконати статистичний аналіз похибок прогнозування, визначити їх залежність від прогнозної потужності методом квантильної регресії та сформувати підхід до економічної оцінки прогнозних небалансів агрегатора.

Витратна характеристика має визначати залежність очікуваних економічних витрат агрегатора від прогнозної потужності генерації із врахуванням квантильних оцінок похибок прогнозування та прогнозних цін електричної енергії. При цьому необхідно врахувати асиметричність економічних наслідків відхилення фактичної генерації від прогнозної: при недовиробітку виникають витрати на врегулювання небалансу, а при надлишковій генерації – недоотриманий дохід, зумовлений різницею між ціною реалізації електричної енергії на РДН та ціною врегулювання позитивного небалансу.

4. Моделювання витратної характеристики агрегатора

4.1. Статистичний аналіз похибок прогнозування агрегатора

Врахування внутрішньої неоднорідності агрегованих груп потребує детального вивчення роботи агрегаторів, що об’єднують генеруючі потужності з подібними технічними

характеристиками. Такий підхід дозволяє формалізувати стратегії ринкової поведінки для окремих видів генерації та представити діяльність агрегатора, до складу якого входять електроустановки різних типів, як сукупність можливих комбінацій стратегій агрегаторів з однорідними типами електроустановок.

У структурі відновлюваної енергетики України беззаперечно домінують сонячні електростанції (понад 70 % від загальної потужності ВДЕ), що зумовлено їхньою модульністю, простотою експлуатації та нижчим порогом інвестицій [11]. З огляду на це, саме фотоелектричні станції (ФЕС) з високою ймовірністю становитимуть основу портфелів більшості агрегаторів.

В цьому контексті досліджуються статистичні характеристики похибок прогнозування, отримані на основі ретроспективних даних експлуатації ФЕС потужністю 2,5 МВт за період 2020 – 2022 рр., для подальшого моделювання функціонування агрегатора сонячної генерації за умови реалізації стратегії мінімізації небалансів. Запропонований підхід розглядається як базова модель, що в подальшому може бути поширена на агрегатори змішаного складу.

Для забезпечення порівнянності результатів для об’єктів різної встановленої потужності похибку прогнозування нормовано за встановленою потужністю ФЕС. Нормована похибка прогнозування для i-ої години визначається як:

$$\varepsilon_i = \frac{P_{fact,i} - P_{prog,i}}{P_{inst}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

де

$P_{fact,i}$ – фактична потужність генерації в i-ту годину, МВт; $P_{prog,i}$ – прогнозна потужність генерації в i-ту годину, МВт; P_{inst} – встановлена потужність агрегатора, МВт; i – номер години у вибірці.

З метою забезпечення коректності статистичного аналізу та виокремлення стохастичної складової похибок, зумовлених змінами сонячної інсоляції, було виконано фільтрацію масиву даних за заданими умовами. Зокрема, з аналізу вилучено періоди нульової генерації та прогнозу, а також періоди нульової фактичної генерації за наявності прогнозу понад 10 % від встановленої потужності, що інтерпретувалось як наслідок диспетчерських обмежень з боку ОСП або аварійних зупинок обладнання.

Обчислено базові статистичні показники нормованих похибок прогнозування для повної сукупності даних, а також для вибірки похибок після фільтрації загалом і окремо для кожного сезону року. Результати розрахунків наведено в табл. 1.

Таблиця 1

Статистичні показники похибок прогнозування генерації агрегатора ФЕС

Вибірка	**Статистичний показник**					
	Середня систематична похибка (Bias)	Середня абсолютна похибка (MAE)	Середньо-квадратична похибка (RMSE)	Коефіцієнт асиметрії (Skewness)	Коефіцієнт ексцесу (Kurtosis)	Середньо-квадратичне відхилення похибки прогнозу (σ)
1. Повна вибірка	-3,34	6,04	13,23	-2,25	9,09	12,80
2. Вибірка (після фільтрації)	-4,13	9,40	14,51	-0,86	3,47	13,91
3. Зимові сезони (після фільтрації)	-6,22	10,02	14,25	0,14	1,32	12,82
4. Весняні сезони (після фільтрації)	-4,38	11,11	17,08	-0,87	2,90	16,50
5. Літні сезони (після фільтрації)	-2,98	8,65	13,98	-1,20	4,99	13,66
6. Осінні сезони (після фільтрації)	-4,14	8,47	12,70	-0,85	2,09	12,01

Статистичний аналіз показує, що виключення періодів нульової генерації та нульових прогнозів призводить до зростання значень середньої абсолютної (MAE) та середньоквадратичної (RMSE) похибок. Це пояснюється усуненням значного масиву точок із нульовою похибкою, які притаманні неробочим годинам і не відображають фактичну точність прогнозування в режимах активної генерації ФЕС.

Сезонний аналіз показує істотну залежність похибок прогнозування генерації ФЕС від пори року. Найбільші відхилення (за показниками MAE та RMSE) зафіксовано у весняний період, тоді як літній та осінній сезони характеризуються найменшими значеннями цих метрик, а зимній займає проміжне положення.

Для більш детального аналізу структури похибок прогнозування на рис. 1 – 2 побудовано гістограму їх частотного розподілу та двовимірний частотний розподіл за годинами доби для повної вибірки з виключенням періодів нульової активності та фільтрації аномальних значень.

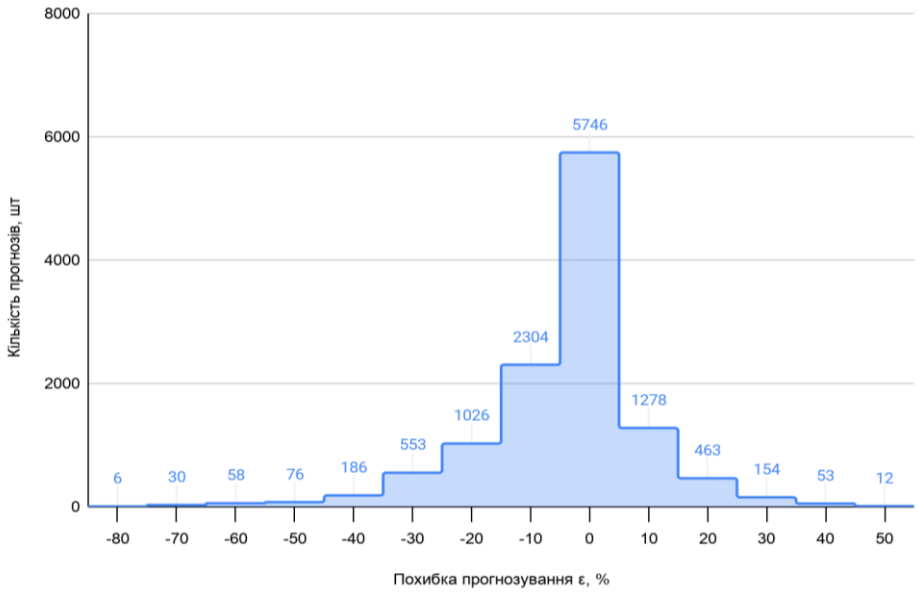


Рис. 1. Гістограма частотного розподілу похибок прогнозування агрегатора ФЕС (повна вибірка з фільтрацією)

Похибка прогнозування	Години																		К-ть прогнозів
ε, %	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
50						1	1	1	4	3	1	1							12
40					1	3	3	8	16	12	8	1	1						53
30					6	14	24	21	21	29	17	14	7	1					154
20				3	15	29	42	65	57	59	76	54	39	21	3				463
10			2	28	72	119	133	134	113	123	112	137	118	105	63	19			1278
0	20	286	478	647	456	328	250	221	220	205	249	317	450	402	425	438	323	31	5746
-10		1	45	172	297	216	198	186	182	175	198	234	158	118	93	31			2304
-20				16	71	145	122	106	109	133	133	88	64	35	4				1026
-30					15	58	90	96	96	84	52	31	21	9	1				553
-40					3	10	35	32	33	28	16	18	11						186
-50						6	13	9	8	13	16	8	3						76
-60							9	13	12	13	7	4							58
-70							1	8	10	7	4								30
-80									3	3									6
К-ть прогнозів	**20**	**287**	**525**	**866**	**936**	**929**	**921**	**900**	**884**	**887**	**889**	**907**	**872**	**691**	**589**	**488**	**323**	**31**	**11945**

Рис. 2. Двовимірний розподіл похибок прогнозування агрегатора ФЕС за годинами доби (повна вибірка з фільтрацією)

Аналіз отриманих розподілів, а також значень коефіцієнтів асиметрії та ексцесу показав, що для всіх досліджених вибірок характерні від'ємна асиметрія та підвищені значення ексцесу, що свідчить про відхилення емпіричних розподілів від нормального закону, наявність важких хвостів і підвищену ймовірність виникнення значних похибок прогнозування. Серед сезонних вибірок розподіл похибок прогнозування зимового періоду є найбільш близьким до нормального, що підтверджується найменшим за модулем значенням коефіцієнта асиметрії та відносно близьким до нормального значенням коефіцієнта ексцесу.

За таких умов доцільним є застосування непараметричних методів оцінювання, які не потребують наперед заданої форми закону розподілу досліджуваної величини. Одним із таких методів є квантильна регресія, яка дозволяє оцінювати умовні квантилі розподілу похибок прогнозування без припущення щодо виду розподілу похибок прогнозування та забезпечує коректне моделювання неоднорідної дисперсії й асиметрії розподілу [12].

4.2. Ймовірнісна оцінка похибок прогнозування агрегатора методом квантильної регресії

Квантильна регресія, запропонована Roger Koenker та Gilbert Bassett, є одним із сучасних статистичних методів, який широко застосовується для задач прогнозування, оцінки невизначеності та аналізу розподілів даних у складних технічних, економічних та інформаційних системах [13].

На відміну від класичних регресійних моделей, орієнтованих на оцінювання умовного середнього значення залежної змінної, квантильна регресія дозволяє аналізувати весь умовний розподіл прогнозованої величини, а не лише його середнє значення, а також досліджувати вплив коваріат на квантилі розподілу. Цей підхід є стійким до асиметричних розподілів, розподілів з важкими хвостами та неоднорідності дисперсії даних, що робить його перспективним для широкого класу задач ймовірнісного прогнозування, оцінки похибок прогнозування та аналізу режимів роботи енергетичних систем [14].

Квантиль рівня α для розподілу похибки прогнозування визначається з умови

$$P(\varepsilon \le q_\alpha) = \alpha \quad (2)$$

В цій роботі інтервал I з рівнем довірчої ймовірності $(1-\alpha)\cdot 100\%$ формується шляхом використання квантиля рівня $\alpha/2$ як нижньої межі та квантиля рівня $1-\alpha/2$ як верхньої межі і визначається як

$$I_{(1-\alpha)100\%} = [q_{\alpha/2}; q_{1-\alpha/2}] \quad (3)$$

Нижній квантиль $q_{\alpha/2}$ і верхній квантиль $q_{1-\alpha/2}$ визначають допустимі межі похибки прогнозування для обраного рівня довірчої ймовірності, ймовірність виходу за кожну з яких становить $(\alpha/2)\cdot 100\%$. Таким чином, вибір рівня довірчої ймовірності безпосередньо визначає допустимий рівень ризику прогнозування, який приймається агрегатором при плануванні режимів роботи. Зі збільшенням рівня довірчої ймовірності допустимий інтервал похибок розширюється, що відповідає більш консервативній стратегії планування режимів роботи, тоді як його зменшення звужує допустимий діапазон похибок і супроводжується прийняттям вищого рівня ризику.

Залежно від допустимого рівня ризику можуть використовуватись інтервали з різними рівнями довірчої ймовірності (80 %, 90 %, 95 %, 99 %), а також окремі квантилі для оцінювання односторонніх ризиків.

На рис. 3 наведено результати моделювання квантильних меж похибок прогнозування агрегатора ФЕС для літнього періоду, отримані із застосуванням лінійної та квадратичної моделей квантильної регресії. Для забезпечення масштабованості моделі всі розрахунки та результати моделювання подано у відсотках від встановленої потужності P_{inst}.

Доцільність застосування квадратичної форми квантильної регресії оцінено за середньою квантильною втратою. Для квантиля $q_{0,05}$ її значення для лінійної та квадратичної моделей становить відповідно 1,2781 та 1,2771, тоді як для $q_{0,95}$ - 1,3534 та 1,1072. Таким чином, для верхнього квантиля застосування квадратичної моделі забезпечує зменшення квантильної втрати на 18,19 %, що підтверджує доцільність врахування нелінійної залежності квантильних меж похибок прогнозування від прогнозної потужності.

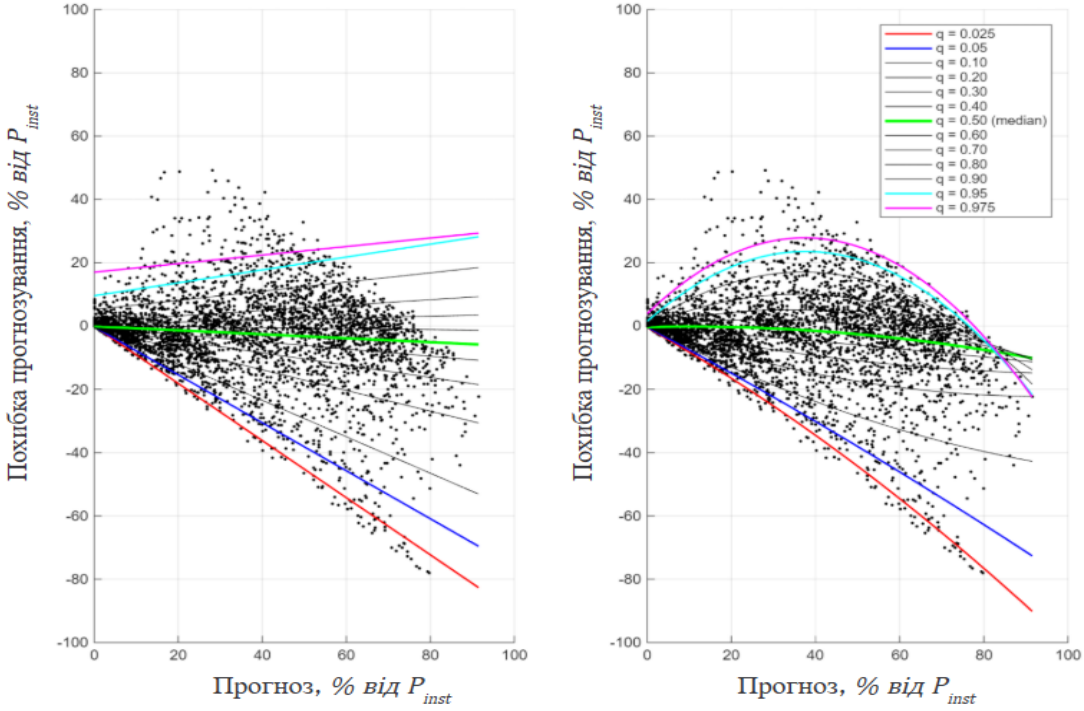
Для кожного досліджуваного квантиля отримано відповідні аналітичні залежності. Наприклад, для квадратичної моделі літнього періоду квантилі $q_{0,05}$ та $q_{0,95}$ описуються залежностями (4) і (5):

$$\varepsilon_{q0,05}(P_{prog}) = -0.358 - 0.710\, P_{prog} - 0.001\, P_{prog}^2 \quad (4)$$

$$\varepsilon_{q0,95}(P_{prog}) = 1.493 + 1.173\, P_{prog} - 0.016\, P_{prog}^2 \quad (5)$$

Аналогічні моделі були побудовані для весняного, осіннього та зимового періодів. Порівняння отриманих залежностей свідчить про істотні сезонні відмінності форми та положення квантильних меж, тому для кожного сезону доцільно використовувати окрему модель квантильної регресії.

Для статистичної верифікації отриманих квантильних моделей вихідну вибірку було випадковим чином розділено на навчальну (80 %) та тестову (20 %) частини. Параметри моделей було визначено за навчальною вибіркою, а їх відповідність заданим рівням квантилів оцінено на незалежній тестовій вибірці. За результатами повторних розрахунків середнє емпіричне покриття інтервалу $q_{0,05}$ - $q_{0,95}$ становило 89,33 % за теоретичного рівня 90 %, а частки спостережень нижче та вище відповідних квантильних меж становили 4,88 % та 5,79 %. Отримані результати підтверджують відповідність побудованих моделей заданим рівням квантилів на тестових даних.



а) б)

Рис. 3. Квантильні межі похибок прогнозування агрегатора ФЕС для літнього періоду: а – лінійна модель; б – квадратична модель.

Надалі в статті використовується узагальнений термін „агрегатор”, оскільки подальший виклад стосується математичної моделі витратної характеристики, тоді як числові параметри моделі визначаються статистичними характеристиками похибок прогнозування, отриманими для агрегатора ФЕС.

4.3. Врахування прогнозних цін електричної енергії при формуванні витратної характеристики агрегатора

Відповідно до Правил ринку України [15] фінансове врегулювання небалансів агрегатора як сторони, відповідальної за баланс (СВБ), здійснюється адміністратором розрахунків (АР) відповідно до залежності

$$CIEQ_{b,z,t} = \begin{cases} IEQ_{b,z,t} \cdot min\left(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}\right) \cdot \left(1 - K^{im}\right), & IEQ_{b,z,t} > 0 \\ IEQ_{b,z,t} \cdot max\left(PDAM_{z,t}, IMSP_{z,t}\right) \cdot \left(1 + K^{im}\right), & IEQ_{b,z,t} < 0 \\ 0, & IEQ_{b,z,t} = 0 \end{cases}, \quad (6)$$

де $IEQ_{b,z,t}$ – обсяг небалансу електричної енергії СВБ b, у торговій зоні z протягом розрахункового періоду t; $PDAM_{z,t}$ – ціна електричної енергії, сформована на РДН для торгової зони z у розрахунковому періоді t, грн/МВт·год; $IMSP_{z,t}$ – ціна врегулювання небалансів для торгової зони z у розрахунковому періоді t, яка визначається на основі маржинальної ціни балансуючої електричної енергії відповідно до Правил ринку та залежить від поточного стану енергосистеми (дефіцит, профіцит або юбаланс); $K^{im} = 0{,}05$ – нормативний коефіцієнт ціни небалансу.

Із (6) видно, що величина економічних витрат агрегатора визначається не лише обсягом небалансу, а й поточними цінами електричної енергії. При розрахунку вартості небалансів відповідно до Правил ринку враховуються ціна ринку «на добу наперед» (PDAM) та ціна врегулювання небалансів (IMSP), що формується за результатами функціонування балансуючого ринку.

Отже, поряд із прогнозуванням генерації, для формування витратної характеристики агрегатора необхідним є прогнозування ринкових цін електричної енергії.

Проблематиці прогнозування цін електричної енергії присвячено значну кількість досліджень, у яких застосовуються статистичні моделі, методи машинного навчання, глибокі нейронні мережі, ансамблеві та гібридні алгоритми [16]. Останні оглядові роботи свідчать про відсутність універсального методу прогнозування, придатного для всіх ринкових умов, а вибір моделі визначається особливостями конкретного ринку, структурою вхідних даних та вимогами до точності прогнозу.

В цій роботі задача прогнозування ринкових цін не є предметом дослідження. Передбачається, що прогнозні значення цін отримані із застосуванням відомих моделей прогнозування та використовуються як вхідні дані при побудові витратної характеристики агрегатора. Як основний прогнозний ціновий параметр використовується ціна РДН, що обумовлено її визначальною роллю при плануванні режимів роботи агрегатора, використанням у формулах визначення вартості небалансів відповідно до Правил ринку України, а також можливістю її застосування як базового параметра при розподілі вартості небалансів між учасниками агрегованих груп.

4.4. Математична модель витратної характеристики агрегатора

Для практичного використання отриманих ймовірнісних оцінок похибок прогнозування необхідно перейти від фізичних характеристик генерації до їх економічної інтерпретації. Витратна характеристика агрегатора описує взаємозв'язок між прогнозованою потужністю генерації, ймовірнісними характеристиками похибок прогнозування та очікуваними економічними витратами. Таким чином, стохастична інформація про можливі відхилення генерації трансформується в економічну характеристику, придатну для використання в задачах аналізу та оптимізації режимів роботи електроенергетичних систем.

Запропонована витратна характеристика може використовуватися у двох напрямах. Перший пов'язаний із задачами системного керування електроенергетичною системою, де фізична потреба в резерві, визначена на основі квантилів похибки прогнозування, трансформується у вартість забезпечення резервної потужності. У результаті формується витратна характеристика агрегатора, яка відображає залежність між прогнозованою потужністю та системними витратами, необхідними для забезпечення балансової надійності електроенергетичної системи. Побудова відповідної математичної моделі не є предметом цієї роботи і становить окремий перспективний напрям подальших досліджень.

Другий напрям стосується внутрішньої економічної моделі агрегатора, у якій витратна характеристика відображає залежність між обсягом заявленої потужності та очікуваними економічними витратами. Ключовим елементом цієї моделі є використання квантильної регресії для ймовірнісного оцінювання похибок прогнозування генерації, а також прогнозування цін на електричну енергію. Отримані квантильні оцінки похибок прогнозування поєднуються з прогнозними цінами електричної енергії та використовуються для визначення очікуваних економічних витрат агрегатора. При недовиробітку електроенергії такі витрати визначаються витратами на врегулювання небалансів, а при надлишковій генерації недоотриманим доходом, зумовленим реалізацією надлишкової електроенергії за менш вигідною ціною.

В загальному вигляді витратна характеристика агрегатора може бути подана як функціональна залежність

$$B_{ag} = f(\varepsilon_q(P_{prog}), \tau) \tag{7}$$

де

$\varepsilon_q(P_{prog})$ – квантильна оцінка похибки прогнозування; P_{prog} – прогнозна потужність генерації; τ – прогнозна цінова складова витратної характеристики, яка враховує прямі витрати при недовиробітку та недоотриманий дохід при надлишковій генерації.

Аналітичний вигляд витратної характеристики визначається залежністю між квантильною оцінкою похибки прогнозування, прогнозною потужністю генерації та прогнозними цінами електричної енергії. Для кожного сезону s та розрахункової години i погодинна складова витратної характеристики $B_{ag}^{(s,i)}(P_{prog,i})$, що характеризує очікувані економічні витрати агрегатора, пов'язані з відхиленням фактичної генерації від прогнозної, визначається за виразом

$$B_{ag}^{(s,i)}(P_{prog,i}) = \begin{cases} \tau_{PDAM}^{(s,i)} \cdot \left|\varepsilon_q^{(s)}(P_{prog,i})\right| \cdot \frac{P_{inst}}{100\%} \cdot \Delta t_i, & \varepsilon_q^{(s)}(P_{prog,i}) \le 0 \\ \left(\tau_{PDAM}^{(s,i)} - \tau_{IMSP}^{(s,i)}\right) \cdot \varepsilon_q^{(s)}(P_{prog,i}) \cdot \frac{P_{inst}}{100\%} \cdot \Delta t_i, & \varepsilon_q^{(s)}(P_{prog,i}) > 0 \end{cases}, \tag{8}$$

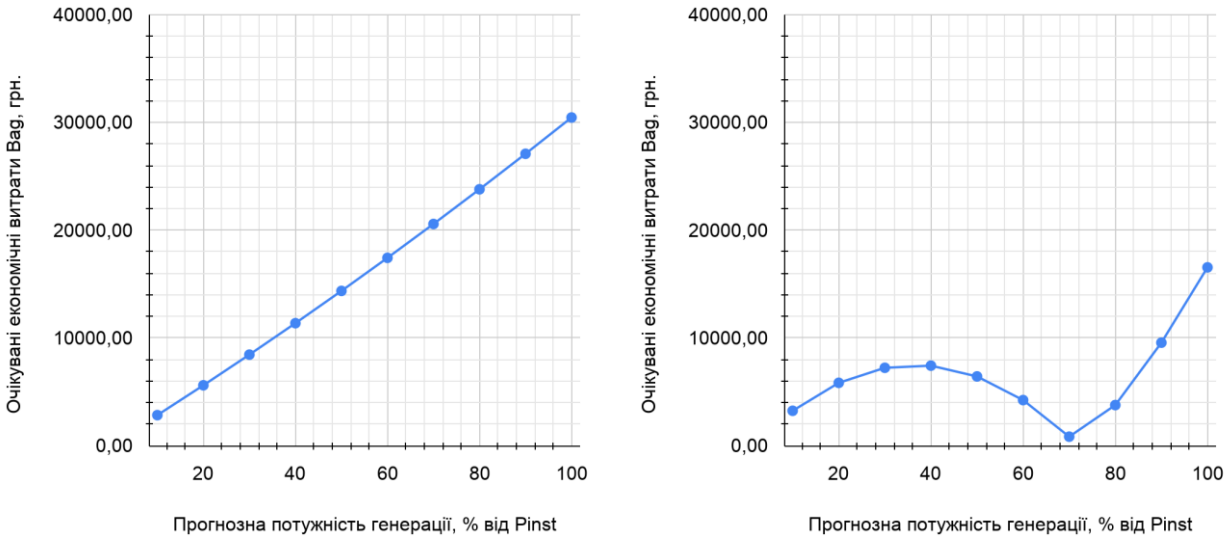
де:

$\tau_{PDAM}^{(s,i)}$ – прогнозна ціна електричної енергії на РДН для сезону s та години i, грн/МВт·год; $\tau_{IMSP}^{(s,i)}$ – прогнозне значення ціни врегулювання позитивного небалансу для сезону s та години i , грн/МВт·год; $\varepsilon_q^{(s)}(P_{prog,i})$ – вибрана квантильна межа похибки прогнозування генерації для сезону s, та прогнозної потужності P_{prog} в i-годину, % від P_{inst} ; $P_{prog,i}$– прогнозна потужність генерації в i-годину, % від P_{inst};

P_{inst}– встановлена потужність агрегатора, МВт; Δt_i– тривалість i-го розрахункового інтервалу, год; s – сезон року; i – номер розрахункового інтервалу.

Запропонована модель базується на використанні відносних квантильних характеристик похибок прогнозування, що забезпечує можливість її застосування для агрегаторів різної встановленої потужності. Очікувані економічні витрати визначаються безпосередньо у формулі (8) шляхом масштабування відносної похибки відповідно до встановленої потужності агрегатора. На рис. 4 наведено приклад витратної характеристики агрегатора, побудованої за квантилями $q_{0.05}$ та $q_{0.95}$ для 12 години літнього сезону. Квантильні залежності отримано на основі статистичного аналізу похибок прогнозування генерації за 2020 – 2022 рр., тоді як для розрахунку економічних витрат повинні використовуватися прогнозні значення ринкових цін електричної енергії для відповідних часових інтервалів. Оскільки прогнозування ринкових цін не є предметом цього дослідження, для демонстрації

запропонованого підходу замість прогнозних використано фактичні архівні значення цін РДН та цін врегулювання небалансів, отримані з офіційного архіву даних ДП “Оператор ринку” та НЕК “Укренерго” [3; 17].



а) б)

Рис 4. Витратна характеристика агрегатора для 12-ї години літнього сезону, побудована за квантилем $q_{0.05}$(а), та за квантилем $q_{0.95}$(б).

Для порівняння економічних наслідків крайніх сценаріїв похибки прогнозування на одному графіку зображено витратні характеристики агрегатора, отримані для квантилів $q_{0.05}$ та $q_{0.95}$ (рис. 5). Область між кривими відображає розбіжність економічних наслідків відповідних квантильних сценаріїв. Збільшення відстані між витратними характеристиками свідчить про зростання асиметрії цих наслідків та дозволяє визначити діапазони прогнозної потужності, в яких реалізація одного з крайніх сценаріїв похибки призводить до суттєво більших економічних витрат порівняно з протилежним сценарієм.

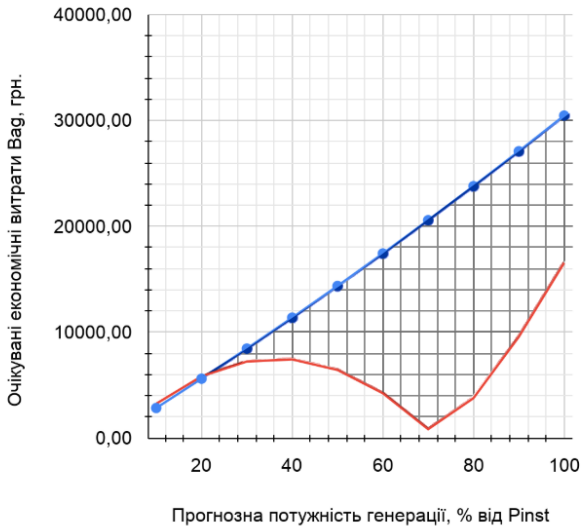
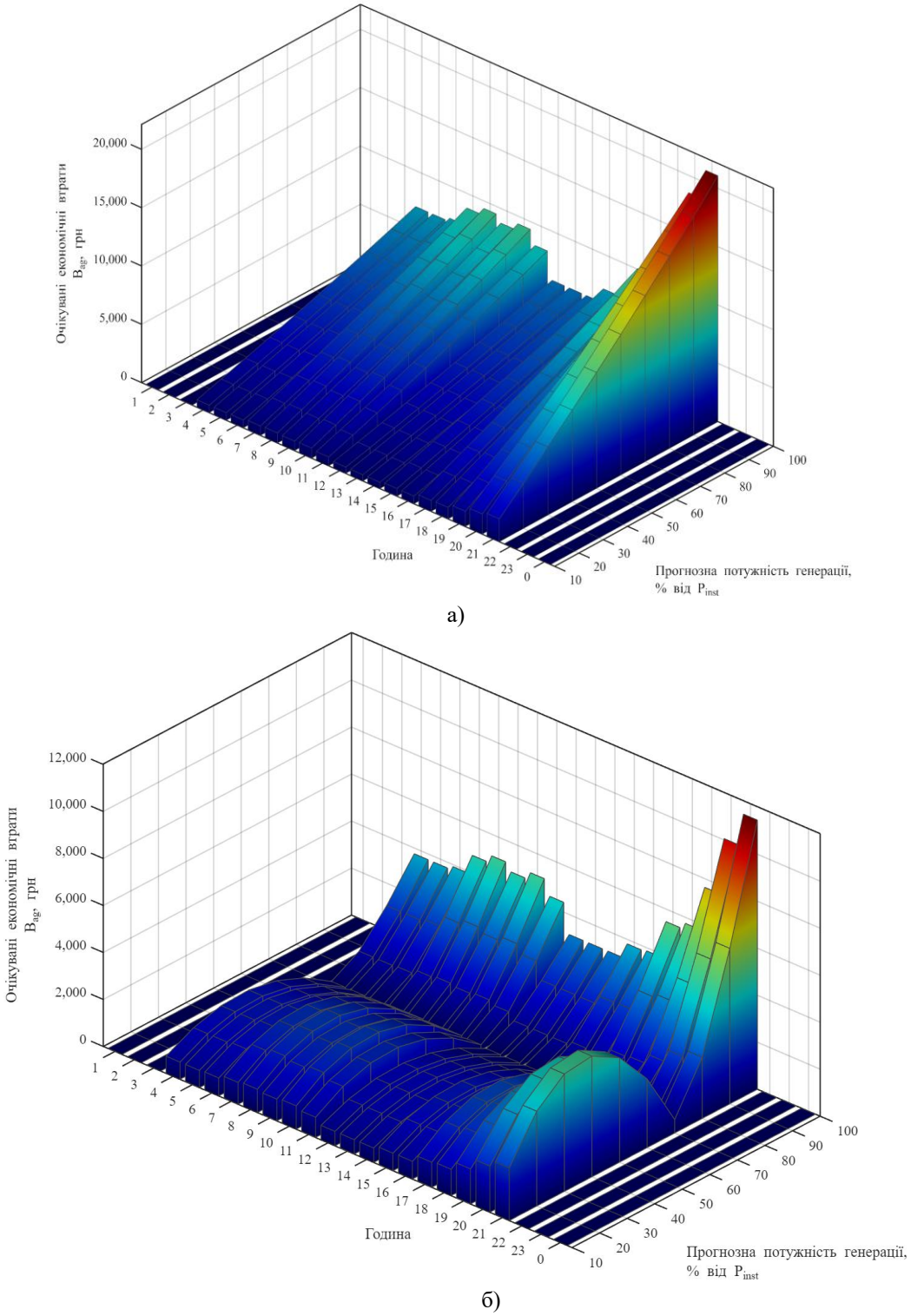


Рис. 5. Область асиметрії економічних наслідків квантильних сценаріїв похибки прогнозування

Для кожної години відповідного сезону прогнозні значення цін електричної енергії задаються окремо, тому сукупність погодинних витратних характеристик $B_{ag}(P_{prog}, i)$ доцільно представляти у вигляді тривимірної стовпчикової діаграми. На рис. 6 наведено приклад такої діаграми, побудованої за квантилями $q_{0.05}$ та $q_{0.95}$ для літнього сезону. Оскільки запропонована модель може застосовуватися до довільного прогнозного періоду,

для наочного представлення результатів на рисунку наведено дані лише для погодинних інтервалів однієї доби.



а)

б)

Рис. 6. Тривимірна діаграма витратної характеристики агрегатора, побудована за квантилем $q_{0.05}$ (а), та за квантилем $q_{0.95}$ (б) для літнього сезону

5. Висновки

У роботі запропоновано методику моделювання витратної характеристики агрегатора сонячної генерації, яка встановлює залежність між прогнозною потужністю генерації та очікуваними економічними витратами, зумовленими похибками прогнозування і ринковими

механізмами врегулювання небалансів. На відміну від класичних витратних характеристик генерувальних установок, запропонована модель враховує стохастичний характер генерації та мінливість ринкових умов.

Статистичний аналіз підтвердив асиметричний характер і сезонну неоднорідність похибок прогнозування, що обґрунтовує необхідність побудови окремих сезонних моделей квантильної регресії. Застосування квантильної регресії дозволило виконати ймовірнісне оцінювання похибок прогнозування без припущення щодо закону їх розподілу та врахувати асиметрію і гетероскедастичність експлуатаційних даних. Отримані квантильні моделі стали основою побудови математичної моделі витратної характеристики агрегатора, яка поєднує ймовірнісні характеристики похибок прогнозування з ринковими цінами електричної енергії для оцінювання очікуваних економічних витрат.

Практичне значення запропонованого підходу полягає в можливості кількісного оцінювання ризиків небалансів ще на етапі планування режимів роботи агрегатора. Оскільки виникнення небалансів є неминучим наслідком стохастичного характеру генерації відновлюваних джерел енергії, практичне завдання агрегатора полягає не в повному їх усуненні, а в мінімізації пов'язаних із ними очікуваних економічних витрат. Знаючи прогноз генерації агрегованої групи та ймовірнісну оцінку похибки прогнозування, агрегатор може оцінити очікувані економічні витрати залежно від обсягу заявленої на ринку електричної енергії.

Запропонована витратна характеристика агрегатора сонячної генерації може використовуватися як самостійний інструмент аналізу його економічної ефективності. Розроблена математична модель витратної характеристики також може бути використана як функціональна складова математичних моделей оптимізації режимів роботи електроенергетичних систем, зокрема побудованих на основі принципу найменшої дії.

Подальші дослідження доцільно спрямувати на врахування змішаних портфелів розподілених енергетичних ресурсів, інтеграцію моделей прогнозування ринкових цін та розроблення алгоритмів адаптивного оновлення квантильних моделей відповідно до зміни структури агрегованого портфеля та накопичення нових експлуатаційних даних.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Renewables 2025. International Energy Agency. URL: https://www.iea.org/reports/renewables-2025 (дата звернення: 29.06.2026).

2. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2017. 164 с.

3. Dash Gupta P., Habeeb N., Shah R. et al. Aggregation of Distributed Energy Resources and Energy Storage Systems in Active Distribution Networks: A Critical Review. *Energies*, 2026, Vol. 19, № 6. Art. 1579. DOI: https://doi.org/10.3390/en19061579.

4. Балансуючий ринок та врегулювання небалансів. *НЕК «Укренерго»*. URL: https://ua.energy/uchasnikam_rinku/rezultaty-balansuyuchogo-rynku-2/ (дата звернення: 12.07.2026).

5. Review on Virtual Power Plants/Virtual Aggregators: Concepts, applications, prospects and operation strategies / M. Kaiss et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2025, Volume 211 Art. 115242. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.115242.

6. Two-stage stochastic-robust model for the self-scheduling problem of an aggregator participating in energy and reserve markets / J. Wang et al. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2023, Volume 8, Art. 45. DOI: https://doi.org/10.1186/s41601-023-00320-y.

7. Dimitriadis C. N., Tsimopoulos E. G., Georgiadis M. C. Co-optimized trading strategy of a renewable energy aggregator in electricity and green certificates markets. *Renewable Energy*, 2024, Volume 236. P. 121444. DOI: https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121444.

8. Jangid B., Mathuria P., Gupta V. Bilevel Optimization for Distribution System Operator and Aggregator to Mitigate Solar Forecast Error. *Smart Grids and Sustainable Energy*, 2025, Volume 10 Art. 14. DOI: https://doi.org/10.1007/s40866-024-00236-y.

9. Bi-level optimization for demand response integration with solar pv and battery energy storage systems: Enhancing distribution network efficiency and sustainability / V. Saxena et al. *Energy Reports*, 2026, Volume 15. P. 108882. DOI: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.12.019.

10. Bertolini M., Morosinotto G. Business Models for Energy Community in the Aggregator Perspective: State of the Art and Research Gaps. *Energies*, 2023, Volume 16, Art. 4487. DOI: https://doi.org/10.3390/en16114487.

11. Проходження осінньо-зимових періодів 2022–2024 рр. Стан енергосистеми: аналітичний звіт / DiXi Group. 2024. URL: https://dixigroup.org/wp-content/uploads/2024/04/2024_winterseasons_analysis_dixi_group_final.pdf (дата звернення: 12.07.2026).

12. Olvera Astivia O. L., Zumbo B. D. Heteroskedasticity in Multiple Regression Analysis: What It Is, How to Detect It and How to Solve It with Applications in R and SPSS. *Practical Assessment, Research, and Evaluation*. 2019. Vol. 24. Art. 1. DOI: https://doi.org/10.7275/q5xr-fr.

13. Koenker R. Quantile Regression. Cambridge : Cambridge University Press, 2005. 367 p.

14. Залізняк М. П., Нетребський В. В. Застосування квантильної регресії для ймовірнісної оцінки похибок прогнозування агрегаторів розподілених енергетичних ресурсів. *Матеріали LV науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ–2026).* Вінниця : ВНТУ, 2026. С. 2944–2947.

15. Про затвердження Правил ринку : постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14.03.2018 № 307. URL: https://zakon.rada.gov.ua/go/v0307874-18 (дата звернення: 10.05.2026).

16. Short-Term Electricity Price Forecasting via a Reinforcement Learning-Based Dynamic Soft Ensemble Strategy / Y. Wang et al. *Energies*. 2026. Vol. 19, № 3. Art. 761. DOI: https://doi.org/10.3390/en19030761.

17. Аналіз РДН та ВДР. Оператор ринку. URL: https://www.oree.com.ua/index.php/IDM_graphs (дата звернення: 12.07.2026).

Стаття надійшла до редакції 02.09.2026.
Стаття пройшла рецензування 07.09.2026.
Стаття опублікована 30.09.2026.

Залізняк Максим Пилипович – аспірант кафедри електричних станцій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки, e-mail: mzaliznyak2013@gmail.com, ORCID: 0009-0001-7063-3351.

Нетребський Володимир Васильович – кандидат технічних наук, доцент, факультет електроенергетики та електромеханіки, e-mail: netrebskiy@ukr.net, ORCID: 0000-0003-2855-1253.
Вінницький національний технічний університет.