

Івахнов Андрій Віталійович, асистент кафедри «Електричні станції», +38(066)029-34-22, andrii.ivakhnov@khpі.edu.ua, ORCID ID: 0000-0001-8280-0033
*Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
вул. Кирпичова, 2, Харків, Україна, 61002*

Лазуренко Олександр Павлович, доцент, проф. кафедри «Електричні станції», +38(050)938-03-48, e-mail: oleksandr.lazurenko@khpі.edu.ua, ORCID: 0000-0002-4409-629X

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

ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ ТА УСТАНОВОК ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ В ЕНЕРГОВУЗЛАХ

Анотація. В статті досліджується питання застосування відновлювальних джерел енергії, а також установок зберігання енергії в децентралізованій енергосистемі, яка розділена на енерговузли. Визначено потужність сонячної і вітрової генерації, що необхідні для кожного енерговузла, а також потужність і обсяг накопичувача електроенергії за допомогою інструменту оптимізації REopt. Методом циклічного перебору визначені оптимальні місця встановлення визначеної потужності в енерговузлах, а також визначено необхідність модифікації реалізованої моделі внаслідок стохастичного впливу відновлювальних джерел енергії.

Ключові слова. енерговузли, pandapower, децентралізація, розподілена генерація, відновлювальні джерела енергії, установки зберігання енергії, REopt, баланс потужностей.

Ivakhnov Andrii, assistant of the Department of Power Plants, +38(066)029-34-22, andrii.ivakhnov@khpі.edu.ua, ORCID ID: 0000-0001-8280-0033

National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»

St. Kirpychova, 2, Kharkiv, Ukraine, 61002

Lazurenko Oleksandr, associated prof. of the Department of Power Plants, +38(050)938-03-48, oleksandr.lazurenko@khpі.edu.ua, ORCID ID: 0000-0002-4409-629X

National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»

St. Kirpychova, 2, Kharkiv, Ukraine, 61002

UTILIZATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES AND ENERGY STORAGE SYSTEMS IN ENERGY HUBS

Abstract. The article examines the application of renewable energy sources and energy storage systems within a decentralized power system divided into energy hubs. The capacities of solar and wind generation required for each hub, as well as the power and storage capacity of energy storage units, are determined using the REopt optimization tool. By employing a cyclic iteration method, the optimal locations for installing the specified generation capacities within the energy hubs are identified. Additionally, the study establishes the need to modify the implemented model due to the stochastic influence of renewable energy sources.

Keywords. Energy Hubs, pandapower, decentralization, Distributed Generation, Renewable Energy Sources, Energy Storage Systems, REopt, power balance.

Вступ. Сучасні енергосистеми розвиваються в парадигмі «5Д» [1], де базову роль відіграє децентралізація і перехід до розподіленої генерації. Але цей розвиток повинен мати комплексний характер, тому наступним важливим аспектом є екологічний, що в розрізі електроенергетики є декарбонізація. Відхід від використання вуглецевого палива передбачає широке впровадження відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), таких як сонце і вітер. Відповідно актуальним питанням є дослідження того, який вплив матимуть відновлювальні джерела з установками зберігання енергії (УЗЕ) на роботу енерговузла та в яких точках енерговузла взагалі є доцільним їх встановлення.

Мета роботи. Дослідження впливу на роботу децентралізованої системи при відповідному розділенні на енерговузли функціонуючої енергосистеми від встановлення відновлювальних джерел енергії з установками зберігання енергії в енерговузлах з точки зору можливостей підтримки балансу потужностей.

Огляд літератури. В існуючих дослідженнях приділяється увага різним аспектам впливу відновлювальних джерел енергії, в основному, їх стохастичний, залежний від погоди та сезону року характер, на роботу енерговузлів в різних аспектах.

В роботі [2] розглядається питання невизначеності у попиті на електроенергію, ринкових цінах у режимі реального часу та виробництві енергії вітровими електростанціями з використанням підходів теорії рішень на основі інформаційної прогалини (IGDT). Представлена у роботі модель оптимізує операції енерговузлів, використовуючи гнучкі програми реагування на попит для перенесення споживання на економічно ефективні години поза піком. На відміну від традиційних моделей IGDT, представлений метод враховує інтенсивність невизначеності для кожного параметра моделі, що призводить до більш точного та індивідуального управління в умовах невизначеності.

У статті [3] представлено систему прийняття рішень в системі, що використовує випадковість для управління короткостроковим інтелектуальним енергетичним вузлом у системах рекуперативної енергії, що інтегрують вхідну електроенергію та природний газ. Вихідні показники енерговузла, що

задовольняють потреби в електроенергії та теплі, керуються за допомогою установок зберігання енергії та акумуляторів парків електромобілів на регульованих ринках. Автори підкреслюють що вітрові електростанції мають вирішальне значення для доступного та широко розповсюдженого виробництва відновлюваної енергії.

У дослідженні [4] розглядається інтеграція відновлюваних джерел енергії з непостійною генерацією, таких як вітер та сонце, у великомасштабну парогазову електростанцію, що працює на викопному паливі та використовує водень як енергетичний вектор. Метою такого підходу є забезпечення необхідного профілю навантаження та зниження рівня викидів. Подібні енерговузли мають потенціал створення унікальної інтегрованої гібридної системи із застосуванням технологій перетворення та зберігання енергії для різних енергоносіїв, зокрема електроенергії та водню. Зберігання водню в мережі газопроводів природного газу є ефективним чинником зниження вартості виробленої чистої енергії. Максимізація доходів від продажу електроенергії та від торгових операцій із квотами на викиди становить цільову функцію, тоді як відсотковий вміст водню у паливі для парогазової електростанції є змінною при оптимізації.

Всі напрями досліджень в основному орієнтуються на вже існуючі енерговузли і їх модифікацію.

Енерговузли. Дане дослідження виконується в розрізі продовження науково- дослідних робіт [5] з визначенням меж, типу та складу енерговузлів у вже існуючій енергосистемі. В якості моделі енергосистеми використовуємо випробувальну шинну IEEE 14 bus system, її реалізація провадиться в середовищі Pandapower, топологія комп'ютерної реалізації моделі зображено на Рисунок 1

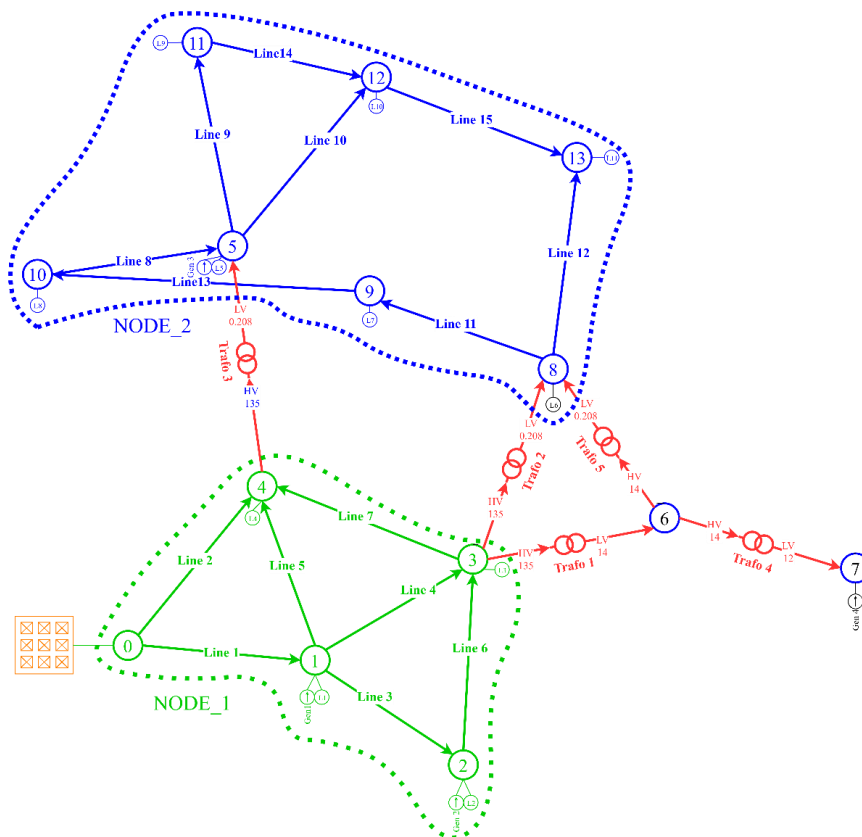


Рисунок 1 – Топологія реалізації IEEE 14 bus system в середовищі pandapower, з виокремленням двох енерговузлів

Методи та експерименти. Для введення ВДЕ в енерговузли необхідно визначити необхідну потужність, а для установок зберігання енергії, окрім потужності, ще необхідно визначити ємність. З цією метою використано відкрите програмне забезпечення оптимізації REopt [6].

Для визначення показників генерації ВДЕ та необхідного об'єму УЗЕ, опираючись на оптимальні економічні показники, були використані наступні часові дані:

- сума обсягу споживання електроенергії та втрат в лініях електропередач (ЛЕП) в межах енерговузла (Рисунок 2 та Рисунок 3);
- вартість електроенергії на внутрішньодобовому ринку «Оператор енергоринку» (за 2024 рік), що показано на Рисунок 4 [7].

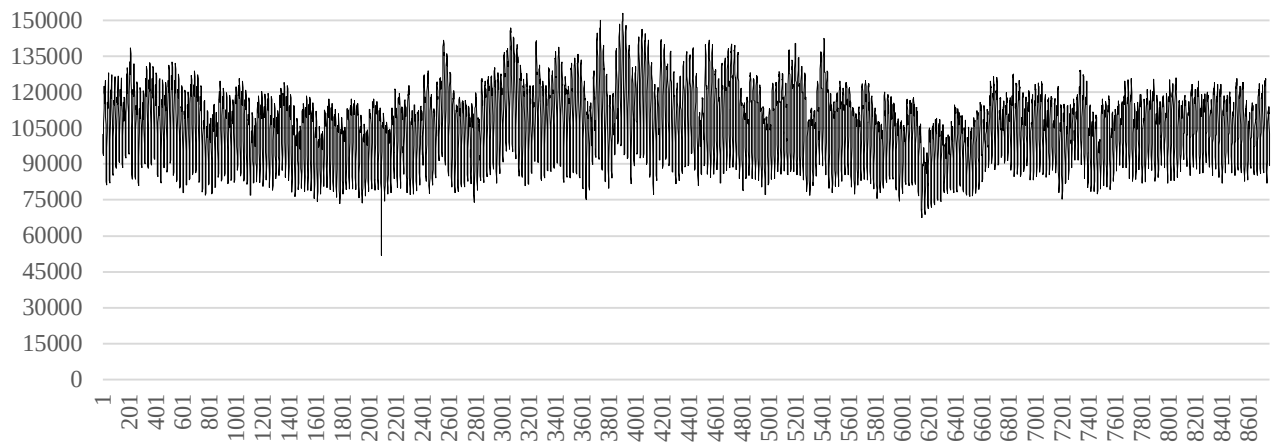


Рисунок 2 – Сумарне навантаження і втрати в лініях енерговузла 1

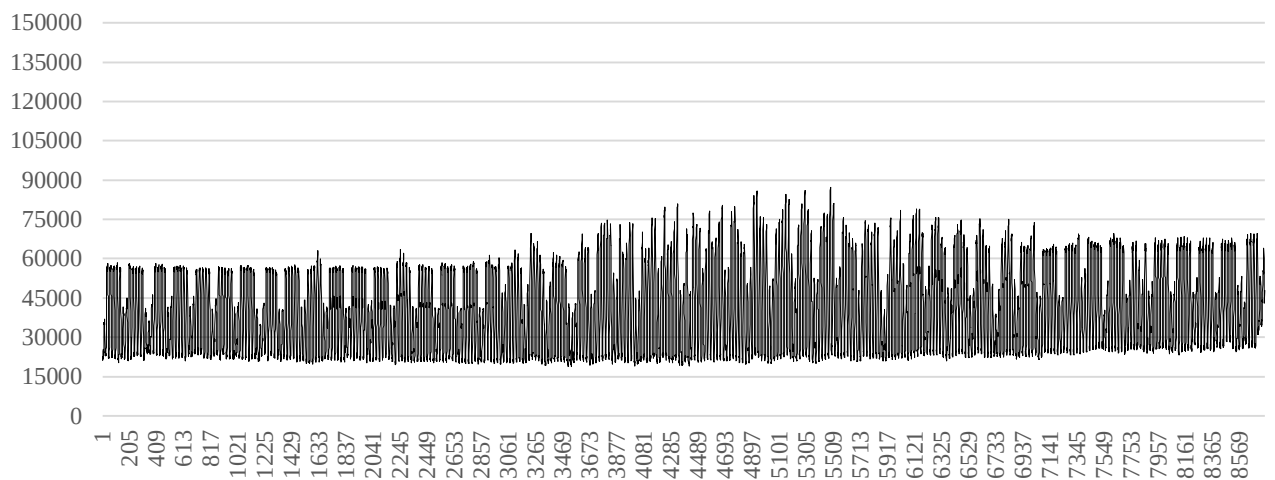


Рисунок 3 – Сумарне навантаження і втрати в лініях енерговузла 2

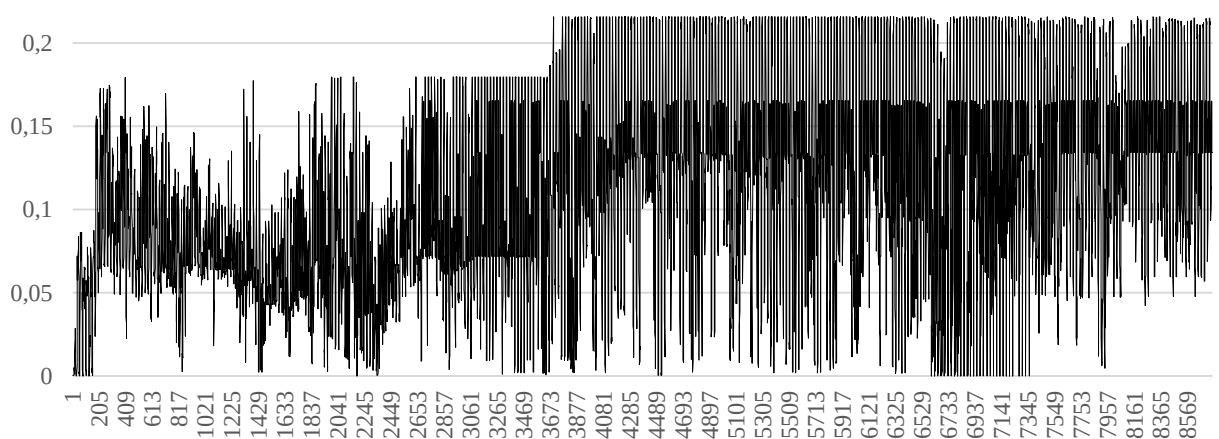


Рисунок 4 – Вартість електроенергії на внутрішньодобовому ринку «Оператор енергоринку» (за 2024 рік), \$/kWh

Внутрішньодобовий ринок може бути максимально непередбачуваний і ризикований з огляду участі у торгах. Проте саме ця його особливість є цікавою для виконання динамічного моделювання енергосистеми.

Аналіз графіку внутрішньодобових тарифів в Україні впродовж 2024 року (Рисунок 4), показує що:

1) Спостерігається чіткий добовий цикл – у години пікового навантаження тарифи вищі приблизно у 1,06 рази відносно нічних.

2) Автокореляції високі, що підтверджує регулярність та повторюваність (година → доба → тиждень):

- Лаг 1 (1 година): 0,97 – свідчить про дуже сильну інерцію ціни.
- Лаг 24 (1 доба): 0,75 – показує наявність стійкого добового циклу.
- Лаг 168 (7 діб): 0,68 – підтверджує наявність тижневого циклу.

3) Експонента Херста (≈ 0.8) свідчить про довготривалу інерційність тарифного ряду. Оскільки $H > 0,5$, часовий ряд цін має стійку тенденцію або «довгу пам'ять».

4) Коефіцієнт завантаження 12,27 % вказує, що середнє споживання складає половину від пікових рівнів → існує різкий розрив між піком і середнім. Значення: Розраховано як відношення середньої ціни до максимальної.

5) Ентропійні показники демонструють середній рівень хаотичності: тарифний графік достатньо структурований, але з локальними флуктуаціями свідчать про регулярність динаміки цін.

- Апроксимована ентропія (ApEn): 0,0003.
- Саміт ентропія (SampEn): 0,0006.

Відповідно можна стверджувати, що графік тарифів в Україні є збалансованим, з чітко вираженими піковими періодами, характерними для типової енергосистеми. Це означає, що для економії варто планувати споживання в нічні години та уникати навантаження у денний пік, що має вплив на сценарії використання установок зберігання енергії.

Далі для моделювання і оптимізації системи необхідно ввести вартості за типом джерела генерації та накопичувача, в якості вхідних для REopt обираємо:

- Вартість потужності ESS = 192 (\$/kWh), станом на 2024 рік [8]
- Капітальна вартість BEC = 1600 (\$/kW), станом на 2024 рік [9]
- Капітальна вартість ФЕС = 779 (\$/kW-DC), станом на 2024 рік [9]
- Річна вартість палива для традиційної генерації = 6,39 (\$/MMBtu) [10]

Вихідні результати оптимізації, для кожного енерговузла, за потужностями показано в Таблиця 1, і їх графічне зображення – на Рисунок 5 для енерговузла 1, та на Рисунок 6 – для енерговузла 2.

Таблиця 1 – Результат оптимізації REopt

	Solar PV gen, kW	Wind gen, kW	ESSp, kW	ESSe, kWh
Енерговузол 1	194 054	141 851	68 048	488 812
Енерговузол 2	97 903	49 336	19 213	131 709

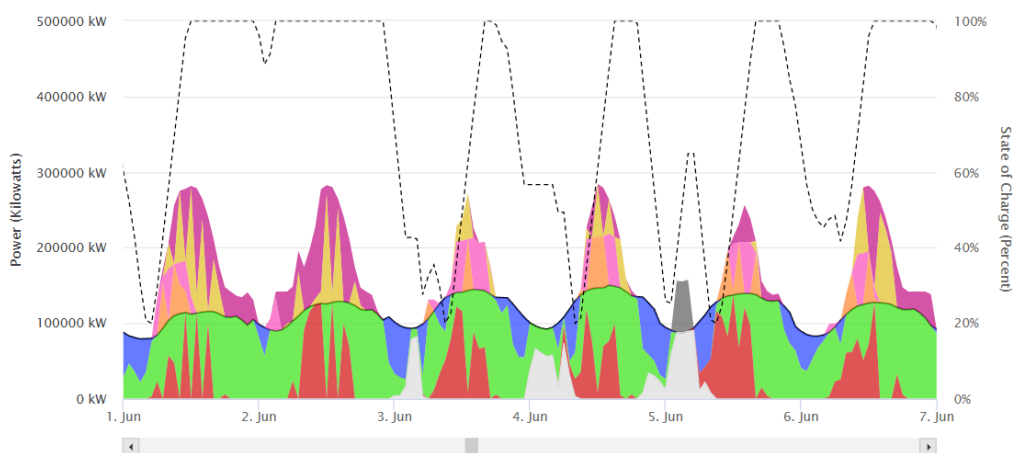


Рисунок 5 – Стратегія диспетчеризації енерговузла 1, що оптимізована REopt

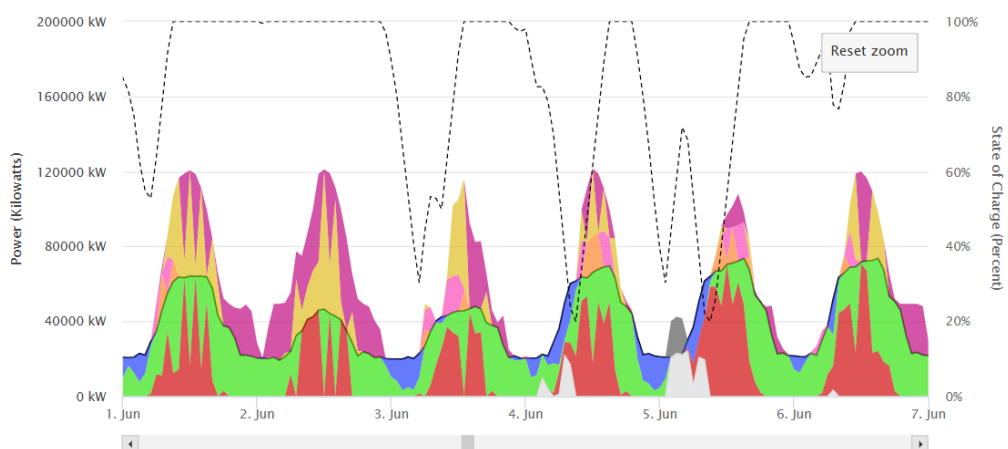


Рисунок 6 – Стратегія диспетчеризації енерговузла 2, що оптимізована REopt

Додатково результатом оптимізації в REopt, є економічний розрахунок доцільності використання відновлювальної генерації і установок зберігання енергії в системі, що моделюється. Економічні показники відносно енерговузла 1 зведено до Таблиця 2, а відносно енерговузла 2 зведено в Таблиця 3. Основними показниками є:

- Базовий сценарій – випадок, коли об’єкт дослідження купує електроенергію виключно у комунального підприємства з загальної мережі, а паливо – лише для котла системи теплопостачання. У сценарії, що моделює відключення електроенергії від мережі, де критичне навантаження може бути повністю задоволене існуючим резервним дизельним генератором, тоді «звичайна робота» також стосується використання цієї існуючої генеруючої потужності.

- Сценарій з ВДЕ та УЗЕ – у цьому випадку розмір системи та чиста приведена вартість (NPV) відносяться до випадку, який мінімізує поточну вартість усіх майбутніх витрат на енергію протягом періоду аналізу. Цей випадок може включати комбінацію комунальних послуг, фотоелектричних систем, вітрової енергії та/або батарей. Цей випадок не оптимізовано для відключення електроенергії від мережі. Статистика відключень береться з моделювання відключення, включаючи існуюче дизельне паливо, якщо це вказано користувачем.

- Різниця – вказує калькульований результат фінансового і базового сценаріїв.

Таблиця 2 – Енерговузол 1

	Базовий сценарій	Сценарій з ВДЕ та УЗЕ	Різниця
Загальні початкові капітальні витрати до стимулювання	N/A	\$538 073 153	\$538 073 153
Вартість експлуатації та технічного обслуговування за 1-й рік, до оподаткування	\$0	\$12,404,144	\$12 404 144
Загальні витрати життєвого циклу	\$1 079 665 262	\$697 362 246	-\$382 303 016
Чиста поточна вартість	\$0	\$382 303 016	\$382 303 016
Термін окупності	N/A	5.42 років	5.42 років
Внутрішня норма прибутковості	N/A	16.2%	16.2%
Фотоелектрична нормалізована вартість енергії	N/A	\$0.033/kWh	\$0.033/kWh
Вартість енергії, вирівняна з урахуванням вітру	N/A	\$0.034/kWh	\$0.034/kWh

Таблиця 3 – Енерговузол 2

	Базовий сценарій	Сценарій з ВДЕ та УЗЕ	Різниця
Початкові капітальні витрати до стимулювання	N/A	\$199,313,166	\$199,313,166
Вартість експлуатації та технічного обслуговування за 1-й рік, до оподаткування	\$0	\$4,543,175	\$4,543,175
Загальні витрати життєвого циклу	\$399,683,009	\$260,565,425	-\$139,117,584
Чиста поточна вартість	\$0	\$139,117,584	\$139,117,584
Термін окупності	N/A	5.46 yrs	5.46 yrs
Внутрішня норма прибутковості	N/A	16.1%	16.1%
Фотоелектрична нормалізована вартість енергії	N/A	\$0.033/kWh	\$0.033/kWh
Вартість енергії, вирівняна з урахуванням вітру	N/A	\$0.034/kWh	\$0.034/kWh

Значення отримані з REopt вказують на можливість застосування в змодельованій енергосистемі лише відновлювальної генерації без необхідності застосування традиційної генерації.

Надзвичайно цікавим питанням, що виникає після визначення оптимальних значень економічних показників відновлювальної генерації і накопичувачів, є визначення: в якій частині енерговузла (на якій шині) найдоцільніше їх встановлення.

Виникає необхідність визначення умов, за якими варто орієнтуватися при виборі шини підключення. Основними показниками цього, автори вважають, є величина втрат в ЛЕП і відповідно їх завантаження та величина потужності, що надходить з енергомережі.

Визначення місця встановлення відбувається методом циклічної зміни шини і логуванням показників. Фінальне рішення приймається аналітичним способом за отриманими даними.

Дані по показникам зведено до Таблиця 4 по енерговузлу 1, та до Таблиця 5 по енерговузлу 2. В таблицях внесені наступні значення:

- ΣLL_p – сумарні втрати активної потужності в ЛЕП, у відсотках відносно максимального значення втрат;
- ΣLL_q – сумарні втрати реактивної потужності в ЛЕП, у відсотках відносно максимального значення втрат;
- $mLL\%$ – максимальне завантаження ЛЕП, у відсотках відносно максимального значення;
- ΣEG_p – сумарне надходження активної енергії з енергомережі, у відсотках відносно максимального значення;
- ΣEG_q – сумарне надходження реактивної енергії з енергомережі, у відсотках відносно максимального значення.

Таблиця 4 – Результуючі дані перебору в енерговузлі 1

Шина мережі	ΣLL_p	ΣLL_q	$mLL\%$	ΣEG_p	ΣEG_q
0	-19 %	12 %	34 %	0 %	100 %
1	0 %	0 %	0 %	1 %	169 %
2	-9 %	3 %	11 %	1 %	0 %
3	-16 %	4 %	14 %	0 %	47 %
4	-17 %	6 %	17 %	0 %	86 %

Таблиця 5 – Результуючі дані перебору в енерговузлі 2

Шина мережі	ΣLL_p	ΣLL_q	$mLL\%$	ΣEG_p	ΣEG_q
5	-182 %	-171 %	22 %	-3 %	0 %
8	0 %	0 %	66 %	0 %	-41 %
9	-92 %	-111 %	0 %	-1 %	-27 %
10	-166 %	-175 %	21 %	-2 %	-28 %
11	-320 %	-210 %	21 %	-5 %	-12 %
12	-99 %	-79 %	22 %	-1 %	-19 %
13	-182 %	-171 %	22 %	-3 %	0 %

За даними перебору в енерговузлі 1 видно, що найдоцільнішим місцем для встановлення є шина 1, проте знаходиться вище норми показник завантаження в ЛЕП. Цей момент змушує переглянути дані моделі щодо завантаження. Відповідно

визначено, що перевантаження відбувається в ЛЕП 1, графік завантаження якої показано на Рисунок 7.

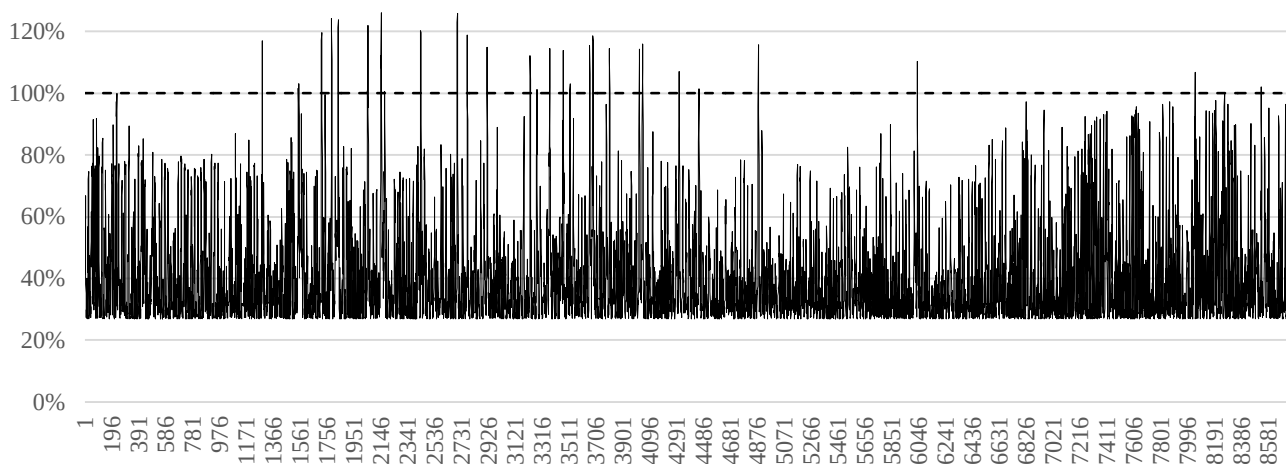


Рисунок 7 – Завантаження ЛЕП 1

Проаналізуємо графік завантаження ЛЕП. Піки завантаження не постійні, виділимо завантаження вище 100 % погодинно, дані показано в Таблиця 6.

Таблиця 6 – Завантаження ЛЕП 1 вище 100 % по годинно

Година	1-9	10	11	12	13	14	15	16-24
Перевантаження	0	4	6	14	18	22	18	0

Отримані дані є цікавими, так як попередньо можна було очікувати пік перевантаження в нічні години, коли енергія дешева і можна заряджати акумулятори максимально. Проте з даних видно, що перевантаження виникає в світлу пору дня. Потрібен детальніший аналіз, виділивши найбільш перевантажений день. Найнавантаженим днем виявився день 22 квітня 2024 року. Графік цього дня показано на Рисунок 8.

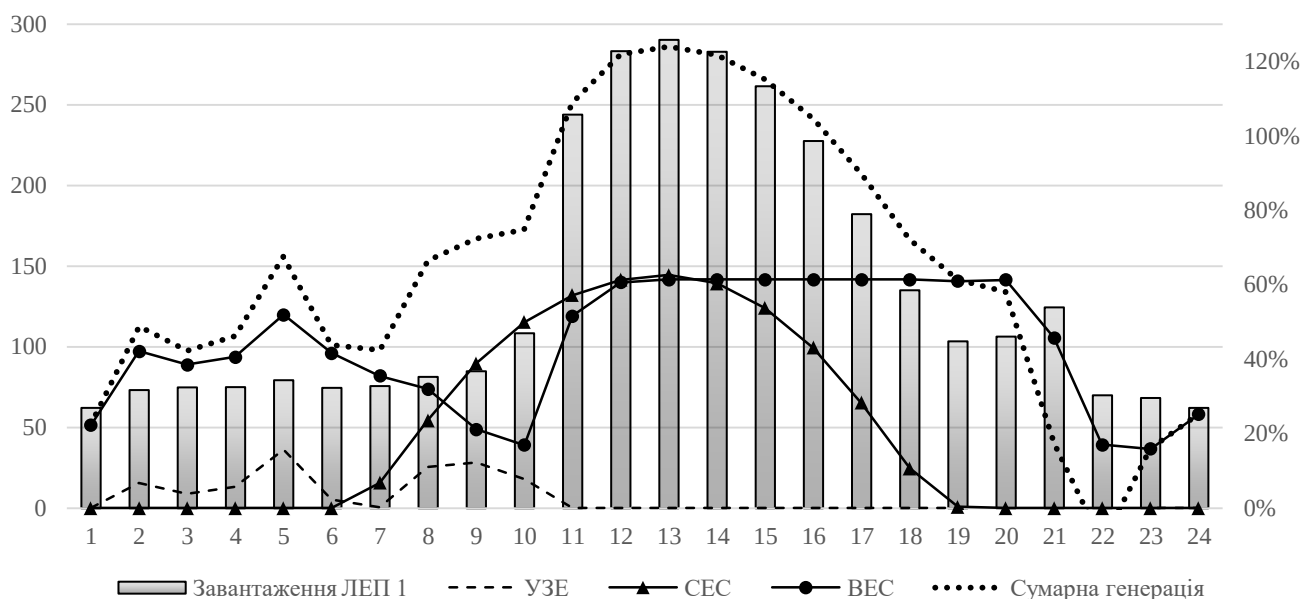


Рисунок 8 – Зведений добовий графік генерації, завантаження ЛЕП 1 та заряду накопичувача за 22 квітня 2024 року

Аналізуючи ці дані, найбільша генерація відповідає моменту пікової сонячної та вітрової генерації, тому робимо висновок, що таке завантаження лінії виникає через стохастичний характер відновлювальної генерації. Рішенням є використання роздвоєної ЛЕП 1, що відповідає оригінальній схемі IEEE 14 bus system [11]. Відповідно, вносимо зміни в модель, і проводимо дослідження для енерговузла 1 ще раз, дані зводимо до Таблиця 7. Але, окрім цього, іншим рішенням може бути рознесення по різних шинах сонячної і вітрової генерації, це потребує додаткових досліджень, які заплановано в подальшій роботі.

Модифікована модель доводить, що для енерговузла 1 найкращим місцем встановлення відновлювальної генерації і установок зберігання енергії є шина 1.

Таблиця 7 – Уточнені результуючі дані перебору в енерговузлі 1 при роздвоєнні ЛЕП 1

Шина мережі	ΣLLp	ΣLLq	mLL	ΣEGp	ΣEGq
0	-12 %	5 %	44 %	-1 %	100 %
1	0 %	0 %	14 %	0 %	0 %
2	-13 %	2 %	0 %	-1 %	183 %
3	-22 %	3 %	3 %	-2 %	122 %
4	-24 %	5 %	27 %	-2 %	93 %

Висновок. Залучення ВДЕ та УЗЕ в енерговузлах є важливим і доцільним шляхом розвитку енергосистем на шляху децентралізації. На основі проведеної оптимізації в програмному середовищі REopt було визначено необхідну потужність сонячної та вітрової генерації для кожного енерговузла, а також необхідний обсяг і потужність накопичувача. Виявлено, що відповідно вхідних даних в енерговузлах можна не використовувати традиційну генерацію, що має позитивний характер відповідно економічних і технічних політик з декарбонізації. Визначено оптимальні місця встановлення ВДЕ та УЗЕ. Для першого енерговузла це шина 1 а для другого шина 8. Визначено що для надійної роботи необхідно модернізувати (подвоїти пропускну спроможність) ЛЕП 1, через перевантаження, яке виникає в періоди часу з 10-ї до 15-ї години дня. Детально досліджений розрахунковий день показав, що перевантаження виникає через накладання піків генерації сонця та вітру. Тому в подальшому планується дослідження визначення обсягів вітрової та сонячної генерації енергії по різних шинах в енерговузлі.

БІБЛОГРАФІЧНИЙ СПИСОК:

1. Лазуренко О.П. та ін. Аналіз еволюції поняття «Споживачі електричної енергії» в сучасній енергетиці. *Енергозбереження Енергетика Енергоаудит*, 2025. № 3 (206). С. 49–58.
2. Gharibi R. та ін. Enhancing energy hub performance: A comprehensive model for efficient integration of hydrogen energy and renewable sources with advanced uncertainty management strategies. *J. Energy Storage*, 2025. Т. 107. С. 114948.
3. Xu Y., Zhang X., Li J. Multiple energy planning in the energy hub considering renewable sources, electric vehicles and management in the daily electricity market with wind multi-objective optimization algorithm. *Energy*, 2024. Т. 309. С. 133120.
4. AlRafea K. та ін. Integration of renewable energy sources into combined cycle power plants through electrolysis generated hydrogen in a new designed energy hub. *Int. J. Hydrog. Energy*, 2016. Т. 41. № 38. С. 16718–16728.
5. Івахнов А. В., Лазуренко О. П. Підходи щодо формування складу і меж енерговузлів в енергосистемі при децентралізації. *Загальнодержавний Науково-Виробничий Та Інформаційний Журнал «Енергозбереження Енергетика Енергоаудит»*, 2025. № 8 (211). С. 3–18.
6. REopt | NREL [Електронний ресурс]. URL: <https://www.nrel.gov/reopt/>.
7. Результати торгів ВДР | Оператор ринку [Електронний ресурс]. URL: https://www.oree.com.ua/index.php/control/results_mo/IDM.
8. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. 2030.
9. Renewable Power Generation Costs in 2024 [Електронний ресурс], 2025. URL: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>.
10. Bobby Shackouls. Balancing Natural Gas Policy – Fueling the Demands of a Growing Economy. National Petroleum Council, 2003.
11. Rich C. Power Systems Test Case Archive. 14 Bus Power Flow Test Case [Електронний ресурс], 1962. URL: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm.

REFERENCES:

1. Lazurenko O. P., et al. "Analysis of the Evolution of the Concept of 'Electricity Consumers' in Modern Power Engineering." *Energy Saving, Power Engineering, Energy Audit*. no. 3 (206), 2025. PP. 49–58.
2. Gharibi, R., et al. "Enhancing Energy Hub Performance: A Comprehensive Model for Efficient Integration of Hydrogen Energy and Renewable Sources with Advanced Uncertainty Management Strategies". *Journal of Energy Storage*, 2025. vol. 107. P. 114948.
3. Xu Y., Zhang X., Li J. "Multiple Energy Planning in the Energy Hub Considering Renewable Sources, Electric Vehicles and Management in the Daily Electricity Market with Wind Multi-objective Optimization Algorithm." *Energy*, 2024. vol. 309. P. 133120.
4. AlRafea K. "Integration of Renewable Energy Sources into Combined Cycle Power Plants through Electrolysis-generated Hydrogen in a Newly Designed Energy Hub." *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, vol. 41. no. 38. PP. 16718–16728.
5. Ivakhnov A. V., Lazurenko O. P. "Approaches to Determining the Composition and Boundaries of Energy Hubs in the Power System under Decentralization." *Energy Saving, Power Engineering, Energy Audit*, 2025. no. 8 (211). PP. 3–18.
6. REopt | NREL [Online resource]. Available at: <https://www.nrel.gov/reopt/>.
7. Market Operator. "Results of the Intraday Market (IDM)" [Online resource]. Available at: https://www.oree.com.ua/index.php/control/results_mo/IDM.
8. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. IEA, 2030.
9. IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2024 [Online resource]. 2025. Available at: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>
10. Shackouls, B. Balancing Natural Gas Policy – Fueling the Demands of a Growing Economy. National Petroleum Council, 2003.
11. Rich, C. Power Systems Test Case Archive: 14 Bus Power Flow Test Case [Online resource]. 1962. Available at: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm.

Стаття надійшла до редакції: 22.09.2025; рецензування: 25.09.2025;

прийнята до публікації 08.10.2025. Автори прочитали и дали згоду рукопису.

The article was submitted on 22.09.2025; revised on 25.09.2025; and accepted for publication on 08.10.2025. The authors read and approved the final version of the manuscript.