

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY

УДК 620.9+621.3+519.2

DOI 10.20535/1813-5420.2.2025.327376

А.О. Запорожець^{1,2}, д-р техн. наук, ORCID 0000-0002-0704-4116

В.С. Єременко^{1,2}, д-р техн. наук, ORCID 0000-0002-4330-7518

А.П. Щербань^{1,2}, канд. техн. наук, ORCID 0000-0002-2643-5024

В.О. Верпета¹, аспірант, ORCID 0009-0001-3572-0388

¹Інститут загальної енергетики національної академії наук України

²Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ ШВИДКОСТІ ВІТРУ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Розвиток вітроенергетики в Україні є важливим стратегічним напрямом, що сприяє енергетичній безпеці, зниженню залежності від імпортованих енергоносіїв та зменшенню негативного впливу на довкілля. В умовах нестабільності ринку та змін клімату точне прогнозування швидкості вітру є критичним фактором для ефективного функціонування вітрових електростанцій (ВЕС). Метою роботи є комплексний аналіз сучасних методів прогнозування швидкості вітру з метою підвищення ефективності експлуатації ВЕС та формування рекомендацій щодо оптимізації процесів прогнозування. У статті розглянуто фізичні (числові) методи, що базуються на рівняннях Нав'є–Стокса та моделюванні динаміки атмосфери, зокрема моделі WRF і ECMWF. Визначено їхню перевагу у середньо- та довгостроковому прогнозуванні, а також основні обмеження, пов'язані з обчислювальною складністю та необхідністю точних вхідних даних. Досліджено статистичні методи, такі як ARIMA, які ефективні для короткострокового прогнозування, проте мають обмежену здатність враховувати нелінійні процеси та раптові зміни вітрового потоку. Окрему увагу приділено застосуванню методів машинного навчання та гібридних підходів, що поєднують фізичне моделювання зі статистичним аналізом і алгоритмами глибокого навчання. Такі методи дозволяють адаптувати прогнозні моделі до конкретних умов експлуатації ВЕС та підвищувати точність прогнозів. Зроблено висновок про необхідність подальшого вдосконалення методів прогнозування, зокрема розвитку адаптивних моделей, що використовують великі масиви даних та враховують регіональні особливості вітрових ресурсів. Запропоновані рекомендації можуть бути корисними для операторів ВЕС, інвесторів та науковців, які займаються аналізом вітрових ресурсів та розвитком алгоритмів прогнозування.

Ключові слова: вітроенергетика, прогнозування швидкості вітру, числове моделювання, статистичні методи, машинне навчання, гібридні підходи.

1. Вступ

У сучасних умовах, коли економіка України прагне до стабільного зростання, а енергетичний сектор постає перед новими викликами, відновлювана енергетика набуває особливої ваги [1, 2]. Причини цього очевидні: по-перше, залежність від імпортованих викопних палив підвищує вразливість енергетичної системи й формує додаткове навантаження на платіжний баланс держави; по-друге, глобальні зміни клімату диктують необхідність зменшувати викиди парникових газів та переходити на чисті джерела енергії; по-третє, розвиток відновлюваної енергетики відкриває нові можливості для децентралізації та модернізації енергосистеми, особливо в регіонах, які прагнуть бути більш енергонезалежними. Усе це робить «зелену» енергетику важливим чинником сталого розвитку України. Серед відновлюваних джерел енергії — сонячних, вітрових, гідро- та біоенергетичних — дедалі більшого значення в українських реаліях набуває саме вітрова енергетика [3].

Україна володіє значним вітровим потенціалом, особливо у приморських районах (Одеська, Миколаївська, Херсонська області, Приазов'я) та на відкритих степових ділянках півдня і сходу. Попри військові дії та економічні виклики останніх років, розвиток вітрової енергетики у державі не зупиняється:

будуються нові вітрові парки, модернізуються існуючі станції, запроваджуються «зелені» тарифи для стимулювання інвестицій. Важливість вітрових станцій для України полягає не лише у виробництві «чистої» електроенергії, а й у сприянні надійності та диверсифікації енергетичної системи. У перспективі це знижує залежність від імпортованих енергоносіїв та робить національну енергетику більш стійкою до зовнішніх шоків [4,5].

Кожна вітротурбіна має граничні швидкості: при нижчій за мінімально допустиму (3–4 м/с) вона не виробляє електроенергії, а при перевищенні максимальної (часто 25–30 м/с) – зупиняється задля запобігання пошкодженням [6]. Таким чином, для раціональної експлуатації необхідно чітко розуміти динаміку швидкості вітру, обирати оптимальні місця встановлення і враховувати сезонні та добові коливання [5].

Для України це особливо актуально, оскільки вибір майданчиків для нових вітропарків або модернізації старих потужностей часто залежить від наявності інфраструктури та стабільного фінансування. Усе більше інвесторів звертає увагу на те, щоб потенційна ВЕС могла працювати з максимальною віддачею упродовж мінімум 20–25 років. Більше того, наша держава поступово входить до європейського енергетичного простору, тож питання адаптації ВЕС до єдиної мережі, встановлення відповідних систем обліку та регулювання стають дедалі важливішими.

Складність широко впровадження об'єктів вітроенергетики полягає в тому, що атмосферні процеси мають як регулярну, так і випадкову природу. Вітер підпорядковується великому комплексу динамічних явищ, починаючи від глобальних циркуляційних систем і закінчуючи локальними турбулентними відхиленнями. Саме тому з'явилося кілька різних підходів до його прогнозування: фізичні числові моделі, статистичні алгоритми, нейронні мережі та, зрештою, гібридні рішення, що будуть розглянуті далі [7].

Метою даної роботи є проведення комплексного аналізу сучасних методів прогнозування швидкості вітру з метою підвищення ефективності функціонування вітрових електростанцій.

2. Огляд методів прогнозування швидкості вітру

2.1. Фізичне (числове) моделювання

Фізичні або числові моделі прогнозування вітру описують динаміку атмосфери за допомогою системи рівнянь Нав'є–Стокса, а також рівнянь збереження маси, енергії та імпульсу. У загальному вигляді ці рівняння відображають рух повітряних мас з урахуванням різних чинників, як тертя, теплообмін, вплив сонячної радіації тощо [8]. Окрім базових рівнянь, фізичне моделювання включає процедури параметризації – це спосіб «спростити» складні процеси (наприклад, турбулентність у прикордонному шарі або конвекцію) до ефективних описів, придатних для обчислювальних розрахунків. У світовій практиці найчастіше використовують моделі типу WRF (Weather Research and Forecasting) або ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts). Їх використовують не лише для прогнозування швидкості вітру, а й для передбачення температури, тиску, вологості, й інших метеорологічних параметрів.

Для атмосферного руху повітря загальна система в наближенні нестисливого середовища має вигляд:

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + (\mathbf{u} \cdot \nabla) \mathbf{u} = -\frac{1}{\rho} \nabla \mathcal{P} + \nu \nabla^2 \mathbf{u} + \mathbf{F}, \\ \nabla \cdot \mathbf{u} = 0, \end{cases}$$

де $\mathbf{u}$ – вектор швидкостей повітря за осями x, y, z , $\mathcal{P}$ – тиск, ρ – густина повітря, ν – коефіцієнт кінематичної вязкості, $\mathbf{F}$ – додаткові сили [9].

Під час запуску такої моделі обчислювальну область (зазвичай це певний регіон на карті) розбивають на тривимірну сітку з вузлами, де будуть обчислюватися значення швидкості вітру, температури, тиску тощо через певні кроки часу. Важливо, що зменшення розміру елемента цієї сітки різко підвищує обчислювальну складність, але дає змогу точніше враховувати локальні особливості рельєфу: гори, лісистість, водні поверхні. До даних, які задають у вихідних (початкових) умовах, належать результати супутникових спостережень, вимірювання з метеостанцій, радіозонди та інші. Якщо в початкових умовах є значна похибка або недостатня точність, то будь-яка модель почне поступово «дрейфувати» і давати менш достовірні прогнози [10-12].

Сильною стороною числових моделей є те, що вони враховують реальні фізичні процеси в атмосфері. Це робить їх особливо придатними для середньо- та довгострокових прогнозів у масштабах від кількох годин до кількох діб і навіть тижнів. У разі збільшення потужностей обчислювального обладнання можна досягти вищої просторової роздільності, детальніше «побачити» мікрокліматичні явища й отримувати прогнози з кроком у кількасот метрів, що актуально для складного рельєфу. Водночас такий високий рівень деталізації є високозатратним з точки зору часу розрахунку і потребує якісних даних на вході. Серед недоліків часто згадують систематичні помилки, коли модель, наприклад, хронічно завищує або занижує швидкість вітру в певному регіоні [13]. Це трапляється через спрощені схеми параметризації

турбулентності, недоліки в описі теплообміну над водною поверхнею або складним рельєфом, а також через обмежений набір реальних вимірювань. Виходом із такої ситуації є застосування методів пост-опрацювання (англ. statistical downscaling), коли отримані числові прогнози проходять корекцію на основі емпіричних даних за минулі періоди.

Ще однією важливою складовою є врахування взаємодії між регіонами. У глобальних моделях, які охоплюють великі території, інформація про стан атмосфери, наприклад, на півночі Європи може впливати на прогноз у Центральній чи Східній Європі [14, 15]. Таким чином, фізичне моделювання пропонує системний погляд на динаміку атмосфери й гарантує, що фундаментальні закони гідродинаміки не будуть порушені. Проте для локального оперативного прогнозу (наприклад, на 2–6 годин для конкретної вітрової турбіни) числові методи можуть бути або надто «важкими» в обчисленні, або недостатньо детальними без додаткової статистичної корекції. Тому в останнє десятиліття дослідники все частіше говорять про гібридизацію числових моделей із методами машинного навчання, які дають змогу «підлаштувати» загальну фізичну картину під локальні особливості конкретної електростанції чи вітропарку [16]. Тим не менше, залишається аксіомою, що у середньо- та довгострокових прогнозах (від кількох діб і більше) фізичні моделі поки що не мають рівноцінних конкурентів, адже жоден інший підхід не відтворює на стільки детально глобальну та регіональну атмосферну циркуляцію [17–19].

2.2. Статистичні методи (на прикладі ARIMA)

Статистичні методи прогнозування швидкості вітру відрізняються від фізичних числових моделей, оскільки вони не намагаються моделювати атмосферні процеси безпосередньо на основі рівнянь гідродинаміки та теплообміну [20–22]. Проте вони працюють з часовими рядами, де швидкість або потужність вітру розглядаються як послідовність спостережень у часі з певною кореляційною структурою. Один із найвідоміших представників цього ряду — модель ARIMA (AutoRegressive Integrated Moving Average).

Головна ідея статистичної моделі полягає в тому, що для передбачення майбутніх значень потрібно детально проаналізувати минулі спостереження. Якщо за умов стаціонарності процесу існує залежність між поточним і попередніми станами, її можна описати лінійними комбінаціями та відобразити у регресійному рівнянні.

Якщо $\{X_t\}$ — часовий ряд, то модель ARIMA(p, d, q) можна представити у вигляді:

$$(1 - \varphi_1 B - \varphi_2 B^2 - \dots - \varphi_p B^p)(1 - B)^d X^t = (1 + \theta_1 B + \theta_2 B^2 + \dots + \theta_q B^q) \varepsilon_t,$$

де B — оператор зсуву, тобто $B(X_t) = X_{t-1}$, φ_i та θ_j — параметри моделі, d — порядок диференціювання (для усунення тренду), ε_t — випадкова складова (білий шум) [23–25].

При практичному застосуванні ARIMA може бути корисною для короткострокових прогнозів (від кількох хвилин до кількох годин). Її основна перевага — в мінімальних вимогах до обчислювальних ресурсів і в доволі простій інтерпретації результатів. Якщо оператор вітроелектростанції бачить у прогнозі певний «сплеск» або зниження, він може звернутися до коефіцієнтів моделі, аби з'ясувати, чи це пов'язано з внутрішньою динамікою ряду (автогресія) чи, можливо, зі специфічними «хвостами» шуму (ковзне середнє). Відповідно, це дозволяє краще розуміти природу тих коливань, що передбачає модель [26–28].

Однак статистичний підхід має й суттєві обмеження [25, 29, 30]. По-перше, ARIMA допускає відносну стаціонарність часового ряду після операції диференціювання, а вітер, особливо в регіонах з вираженою мінливістю, може не відповідати цим припущенням. По-друге, якщо в ряді наявні сильні нелінійні коливання, різкі пориви або екстремальні події (шторми), лінійні моделі надто «просідають». Тому в багатьох випадках дослідникам доводиться ускладнювати базову модель, переходячи до SARIMA (з урахуванням сезонності), ARIMAX (з екзогенними змінними — наприклад, температура, тиск), чи поєднувати статистику з машинним навчанням. Ще одна особливість полягає в тому, що ARIMA зазвичай не дає прямого фізичного пояснення щодо причини та процесу зміни вітру. Вона працює чисто емпірично: якщо в минулому була певна закономірність, то прогноз базується саме на повторенні цієї закономірності [31–33].

Незважаючи на всі ці обмеження, ARIMA часто застосовують у реальному секторі вітроенергетики, особливо коли йдеться про оперативний прогноз, де не потрібна дуже велика просторово-часова деталізація і де систему можна швидко перенавчати за кілька хвилин чи годин. В операційній діяльності такий прогноз може допомогти краще керувати балансуванням або наперед «передбачити» короткі провали в генерації, плануючи увімкнення резервів. Таким чином, ARIMA доречно використовувати у ситуаціях, коли необхідний швидкий, енергоощадний і достатньо точний у відносно спокійні метеорологічні періоди метод прогнозу, але при цьому в сильно змінних погодних умовах (буревії, різкі фронти) вона може давати помітні неточності [34–37].

2.3. Нейронні мережі на прикладі LSTM

Нейронні мережі, і особливо глибинні рекурентні їх різновиди, наприклад LSTM (Long Short-Term Memory), стали одним із популярних інструментів у прогнозуванні вітрових потоків. На відміну від суто статистичних підходів (наприклад, ARIMA) або фізичних (числових) моделей, LSTM не має закладеного априорного твердження про внутрішню природу атмосферних явищ. Вона «вчиться» безпосередньо на

наявних даних, виокремлюючи приховані закономірності та патерни, які складно описати традиційними рівняннями чи лінійними функціями [38-41]. Саме здатність до виявлення складних, часто нелінійних залежностей робить LSTM привабливою для вітроенергетики, де різні метеофактори можуть взаємодіяти непередбачуваним чином. У загальному вигляді її можна описати набором рівнянь :

$$\begin{aligned} f_t &= \sigma(W_f[h_{t-1}, x_t] + b_f); \\ i_t &= \sigma(W_i[h_{t-1}, x_t] + b_i); \\ \tilde{C}_t &= \tanh(W_C[h_{t-1}, x_t] + b_C); \\ C_t &= f_t \odot C_{t-1} + i_t \odot \tilde{C}_t; \\ o_t &= \sigma(W_o[h_{t-1}, x_t] + b_o); \\ h_t &= o_t \odot \tanh(C_t), \end{aligned}$$

де x_t – вектор вхідних даних у момент часу t (наприклад, швидкість вітру, температура, додаткові метеопараметри), h_t – вихідний стан мережі, C_t – стан комірки пам'яті, f_t, i_t, o_t – «ворота» (forget, input, output) із сигмоїдною активацією $\sigma(\cdot)$, $\tilde{C}_t$ – параметр оновлення в комірці пам'яті, W_f, W_i, W_C, W_o і b_f, b_i, b_C, b_o – треновані матриці вагових коефіцієнтів і вектори зсуву, $\odot$ – покомпонентне множення, $\tanh(\cdot)$ – гіперболічний тангенс [42].

В основі LSTM лежить ідея покращеної рекурентної архітектури. У класичних рекурентних нейронних мережах (RNN) вихідний результат на кожному кроці часу залежить як від поточного вхідного вектора (наприклад, швидкість і напрям вітру на момент t), так і від стану мережі з попереднього кроку (h_{t-1}). Проте при довгих часових послідовностях у таких мережах виникає проблема «зникання» або «вибуху» градієнта під час навчання [43]. LSTM запобігає цьому, вводячи спеціальну структуру — «комірку пам'яті», у якій накопичується та за потреби модифікується інформація, що надходить на різних етапах. Це дозволяє моделі «пам'ятати» важливі події, що трапилися багато кроків тому, і водночас забувати непотрібну інформацію. Завдяки цій властивості LSTM добре працює з часовими рядами, де певні зміни, наприклад, різкий ріст швидкості вітру, можуть бути зумовлені ситуаціями, що почалися кількома годинами (або навіть днями) раніше [44].

Навчання LSTM-мережі зазвичай відбувається за схемою зворотного поширення похибки в часі. Модель ініціюють випадковими ваговими коефіцієнтами й подають на вхід довгу послідовність спостережень швидкості та напрямку вітру (а також інших метеорологічних параметрів: температури, тиску, вологості та ін.). Під час ітераційного проходження навчальної вибірки мережа поступово налаштовує свої внутрішні параметри, зменшуючи різницю між прогнозованими та фактичними значеннями. Для оптимізації часто застосовують стохастичний градієнтний спуск, зокрема алгоритми «Adam» і «RMSprop», що добре працюють із великими наборами даних [45, 46].

Однією з головних переваг LSTM є здатність одночасно опрацьовувати кілька вхідних змінних. Наприклад, якщо доступні дані з декількох метеорологічних станцій або супутникові знімки, які вказують на можливий розвиток шторму, мережа може навчитися враховувати таку інформацію паралельно з локальним часовим рядом швидкості вітру. Крім того, LSTM добре витримує «шум» у даних, адже її пам'ять уможливорює відокремлення стійких закономірностей від випадкових коливань.

Проте при застосуванні LSTM є і складнощі. Передусім LSTM має значну кількість параметрів, а отже потребує великих масивів ретроспективної інформації, щоб врахувати суттєві залежності й не перенавчитися на несуттєвих фактах. Це означає, що експлуатант вітрової електростанції має забезпечити потужну мережу збору даних (наприклад, системи диспетчерського керування і збору даних, метеостанції, супутниковий моніторинг) або отримувати відповідну інформацію з інших джерел упродовж тривалого періоду. Крім того, чим більший обсяг і складність моделі, то вищі вимоги до обчислювальних ресурсів: навчання глибокої LSTM-архітектури може тривати від кількох годин до кількох діб, залежно від розміру вибірки та масштабності мережі [47-50].

Ще один вагомий фактор, що потрібно враховувати, «прозорість» прогнозування. Якщо оператору потрібно з'ясувати, чому мережа спрогнозувала різке зростання швидкості вітру, LSTM, як правило, не дає прямого пояснення (на відміну від багатьох регресійних моделей, де можна безпосередньо інтерпретувати вагові коефіцієнти). Хоча нині розвивається напрям тлумачного штучного інтелекту, загалом результат LSTM часто сприймають як «чорну скриньку» — дуже гнучку й потужну, проте малозрозумілу з точки зору внутрішніх принципів роботи.

Попри ці складнощі, у короткострокових і середньострокових задачах прогнозування вітру LSTM дедалі частіше визнають одним із найсильніших рішень [51]. Це особливо помітно тоді, коли дані оновлюються часто (скажімо, раз на кілька секунд чи хвилин з різних сенсорів або вітрових генераторів) і коли потрібно враховувати багато чинників одночасно. Такі ситуації постійно виникають у процесі динамічного керування станцією або в разі необхідності спрогнозувати різкі коливання потужності.

Поєднання LSTM із іншими методами, наприклад числовими моделями прогнозу погоди чи статистичними корекціями, може ще підвищити точність [52-53]. У підсумку LSTM забезпечує високу гнучкість і адаптивність у проблемі прогнозування вітрових потоків, але разом з тим потребує ретельної підготовки даних, надійного обчислювального середовища й усвідомлення її складності для користувача.

2.4. Гібридні (енсемблеві) методи

Гібридні або енесемблеві методи представляють собою поєднання кількох різних моделей прогнозування, що взаємодіють у рамках однієї системи. Ідея полягає в тому, щоб усунути обмеження, властиві кожному окремому підходу, і скористатися їхніми перевагами. Цей підхід можна описати прикладом, коли використовують результати фізичної (числової) моделі, що забезпечує загальний огляд динаміки атмосфери, та доповнюють їх швидким статистичним або нейронним методом, який «локально» уточнює вихідні значення:

$$\hat{y}_t = \alpha \hat{y}_t^{(phys)} + \beta \hat{y}_t^{(stat)} + \gamma \hat{y}_t^{(LSTM)},$$

де $\hat{y}_t$ – підсумковий результат (гібридний) прогнозу, $\hat{y}_t^{(phys)}$, $\hat{y}_t^{(stat)}$, $\hat{y}_t^{(LSTM)}$ – результати прогнозів відповідних методів, α, β, γ – вагові коефіцієнти, що можуть визначатися емпірично (наприклад, шляхом мінімізації середньоквадратичної помилки на валідаційному наборі) і $\alpha + \beta + \gamma = 1$ (якщо виконується умова нормованості коефіцієнтів) [54-55].

У загальному вигляді гібридна система працює наступним чином. Спочатку формується результат попереднього прогнозу (наприклад, від NWP-моделі WRF), що може включати дані про швидкість вітру, температуру, вологість і напрям повітряних потоків у певній точці або регіоні [56]. Далі застосовується «коригувальний» блок, у якому може бути використана ARIMA-модель чи нейронна мережа, що зіставляє дані реальних вимірювань за минулі періоди з поточним результатом фізичної моделі. Якщо система помічає, що WRF регулярно робить похибку в конкретному діапазоні швидкостей, вона здатна вносити поправку, аби наблизити прогноз до реальних показників. Часто до цієї схеми додають і третій компонент (наприклад, LSTM) або зовсім іншу статистичну модель, аби «зважено» синтезувати результат від кількох джерел [57-60].

Одне з найважливіших питань у гібридизації — це спосіб, яким різні прогнози об'єднуються між собою [61]. Це можна зробити шляхом усереднення з певними ваговими коефіцієнтами. Наприклад, якщо ретроспективно встановлено, що фізична модель дає кращі результати при помірних швидкостях вітру, а нейронна мережа добре реагує на екстремальні значення, їм призначають різні вагові коефіцієнти залежно від поточної ситуації. У складніших випадках використовують різні алгоритми, наприклад байєсівське зважування (Bayesian model averaging), або методи еволюційної оптимізації (наприклад, генетичні алгоритми, метод рою часток), що підбирають найкраще співвідношення між виходами кількох моделей на історичних даних [62-64]. Така модель може суттєво зменшити підсумкову похибку:

$$p(y|D) = \sum_{k=1}^K p(y|M_k, D)p(M_k|D),$$

де D – доступні ретроспективні дані, M_k – k -та модель, $p(M_k|D)$ – імовірність того, що модель M_k «більше правильна» з погляду опису даних D [65].

Гібридні підходи особливо корисні в реальних умовах експлуатації вітрових електростанцій із кількох причин. По-перше, вони унеможливають створення стану, коли одна з моделей згенерує систематичне відхилення в певних режимах (наприклад, якщо числова NWP-модель якісно передбачить зростання швидкості вітру, але недооцінить її під час різких штормових фронтів). У такій ситуації коригувальна модель (статистична чи нейронна) згладжує цю похибку. По-друге, коли є декілька незалежних каналів інформації, можна більш точно оцінювати невизначеність (якщо результати прогнозів сильно відрізняються, це сигнал для оператора, що умови нестабільні й потрібне додаткове уточнення) [66-70].

Також слід враховувати, що гібридна система зазвичай складніша зі сторони налаштування і обчислення. Треба оперувати двома, трьома чи більше моделями, кожна з яких має свої вимоги. Якщо, наприклад, залучено фізичну модель WRF, то необхідно забезпечити значну обчислювальну потужність. Якщо додано LSTM, то потрібні досить великий об'єм даних й час на навчання нейронної мережі. Такий комплекс також вимагає більше уваги до сформованих результатів – необхідно відстежувати, чи не почала відхилятися якась складова, чи не застаріли граничні умови, чи правильно оновлюється інформація з метеорологічних сенсорів [71-72].

Ще одним важливим аспектом є з'ясування, в який момент і яким чином дані додавали в гібридну систему. Існує підхід, коли NWP-прогноз додає контекст для LSTM на рівні вхідних ознак, тобто нейромережа отримує не тільки ретроспективні дані щодо швидкості вітру, а й спрогнозовані WRF значення на кілька годин уперед, і вчиться коригувати їх. У протилежній схемі нейронна мережа спочатку формує свій прогноз, а потім цей результат зважується з результатом фізичної моделі. Ще можна комбінувати прогноз ARIMA та LSTM, де перша швидко формує лінійну оцінку, а друга – нелінійне уточнення. Можливих комбінацій формування гібридних моделей дійсно багато, і обрати оптимальний можна здебільшого експериментально, аналізуючи ретроспективний ряд помилок і оптимізуючи метрики, наприклад середньоквадратичну похибку (RMSE) чи середню абсолютну помилку (MAE) [73-74].

Незалежно від всіх особливостей, гібридні методи визнані одними з найперспективніших у задачах прогнозування вітропотенціалу. У багатьох публікаціях і практичних кейсах вони демонструють кращу стійкість до «викидів» і різких погодних змін, ніж окремі незалежні моделі. Якщо є достатні ресурс та інфраструктура, саме гібридні системи дозволяють максимально ефективно використовувати всі доступні джерела інформації – від великих обсягів історичних даних і локальних метеоспостережень до складних обчислень на основі моделей атмосферної фізики [75-76]. Для реального оператора вітрового парку такий підхід часто означає більш надійний спектр прогнозів, вчасне попередження про піки або провали швидкості вітру, а також зменшення загальних витрат, пов'язаних із резервними потужностями та позаплановими простоями обладнання.

2.5. Порівняння описаних методів

Фізичні, статистичні, нейронні й гібридні методи формують різні перспективи на задачу прогнозування швидкості вітру. Кожен підхід вирізняється власними сильними й слабкими сторонами, а їхній вибір залежить від поточних цілей, технічних можливостей і наявності даних. У деяких випадках досить запускати лише фізичний модуль, якщо потрібен глобальний чи середньостроковий прогноз для великої території. Проте така модель може «просідати» на локальних особливостях рельєфу або частих різких змінах вітру, особливо на коротких горизонтах.

Якщо ж підприємство чи оператор ВЕС орієнтуються на швидкі рішення і мають у розпорядженні значний обсяг ретроспективних даних локальних вимірювань, то статистичний підхід, наприклад ARIMA, може бути оптимальним. Він досить простий у реалізації, швидко навчається та формує оперативні прогнози з помірною точністю. Своєю чергою, нейронні мережі, передусім LSTM, є більш вигідними у випадках, коли потрібно моделювати складні, часто нелінійні залежності та коли є змога збагатити систему даними з багатьох джерел (супутникові знімки, дані про температуру й тиск, інші дані з метеорадарів). Такий метод здатний виокремлювати глибинні патерни і передбачати стрімкі стрибки або «довгі хвости» в динаміці швидкості вітру, хоча й вимагає великих ресурсів і не завжди формує пояснення передбачень.

Гібридні методи поєднують переваги одразу кількох моделей і здатні компенсувати їхні слабкі сторони. Як правило, у реальних системах управління ВЕС такий підхід знаходить найширше застосування, адже дає змогу формувати гнучкі, адаптивні й більш надійні прогнози. Сучасні мережеві архітектури й обчислювальні платформи (зокрема хмарні) дозволяють паралельно обробляти дані фізичних NWP-моделей, статистичних алгоритмів і нейромереж, а потім інтегрувати їх у єдиний результат.

Загалом, визначення «найкращого» методу залежить від того, наскільки тривалий прогноз необхідний, у яких географічних умовах розміщена ВЕС, якими даними володіє оператор і які апаратні ресурси доступні. Відповідно, для кожного конкретного сценарію доцільно проводити тестування (бенчмаркінг) кількох підходів і з'ясовувати, який із них формує кращі результати. У багатьох випадках саме комбінований підхід, що використовує інформацію з різних джерел і працює за принципом зважування чи коригування результатів, стає оптимальним вибором.

3. Обговорення результатів дослідження

У даному дослідженні було обрано Миколаївську область як одну з найперспективніших зон України для розвитку вітрової енергетики. За попередніми оцінками, саме в приморських та степових районах цього регіону спостерігаються високі та відносно стабільні швидкості вітру, що потенційно підвищує економічну доцільність встановлення ВЕС. Для аналізу було взято дані за 2016 рік на висоті 50 м над землею.

Дані про швидкість вітру отримано з проекту NASA POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources), що є відкритим джерелом супутникових і модельних метеорологічних та сонячних даних. Цей проект надає інформацію про широкий спектр кліматичних параметрів, придатних для аналізу й планування в енергетичній галузі [77].

Авторами обрано статистичний підхід аналізу даних, тобто побудова часової характеристики зміну вітру за отриманими даними. Такий підхід дозволяє на основі бібліотеки даних побудувати часові залежності зміни вітру, що в подальшому слугуватимуть основою для прогнозних характеристик.

Часова характеристика описується залежністю:

$$y_i = F(x_i),$$

де x_i - порядковий номер часової точки, y_i - амплітуда швидкості вітру в контрольній точці.

З масиву точок у підсумку будується фінальна часова характеристика. Аналіз часової залежності дає змогу побачити циклічність зміни швидкості вітру, а також відслідкувати типові зміни з подальшою побудовою моделі вітрової генерації.

За отриманими даними побудовано часову характеристику зміни вітру протягом року (рис. 1).

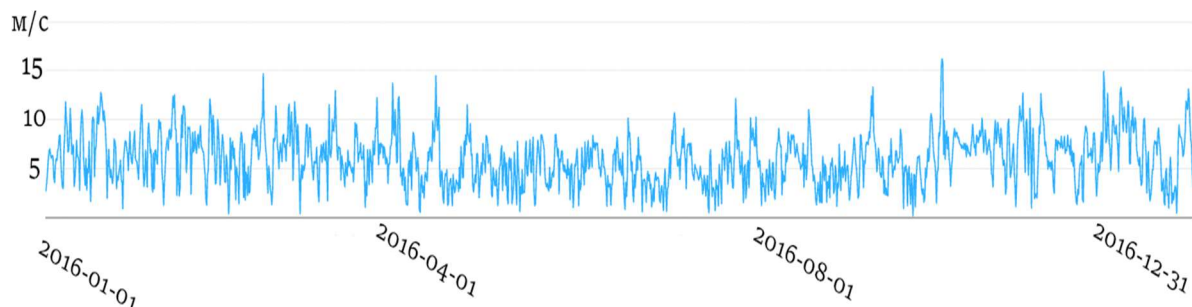


Рисунок 1 - Графік швидкості вітру протягом 2016 року на висоті 50 метрів над землею

Рис. 1 демонструє динаміку зміни швидкості вітру залежно від часу протягом одного року, охоплюючи період з січня по грудень. На ньому видно значні коливання, що нерегулярно змінюються. Максимальні значення досягають приблизно 16 м/с, що спостерігається лише в кілька окремих днів, тоді як більшість даних лежить у діапазоні від 2 до 8 м/с. У деякі періоди швидкість вітру майже наближається до нуля, що вказує на штиль.

Хоча графік не демонструє явної сезонної закономірності, можна помітити, що восени та навесні частота пікових значень збільшується. Це свідчить про зміну погодних умов у ці періоди, які супроводжуються нестабільністю атмосфери. Зазвичай осінь і весна є сезонами посилення циклогенезу, що може пояснити сплески вітрової активності. Літні та зимові періоди, навпаки, характеризуються стабільнішими умовами, з нижчою частотою піків.

Для наочності варто проаналізувати зміну швидкості вітру в кожен окремий сезон (рис. 2-5).

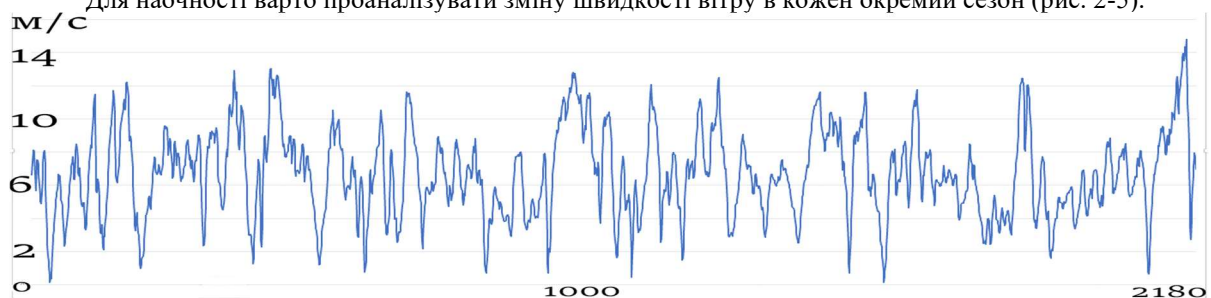


Рисунок 2 - Графік швидкості вітру протягом зими 2015/2016рр. на висоті 50 метрів над землею

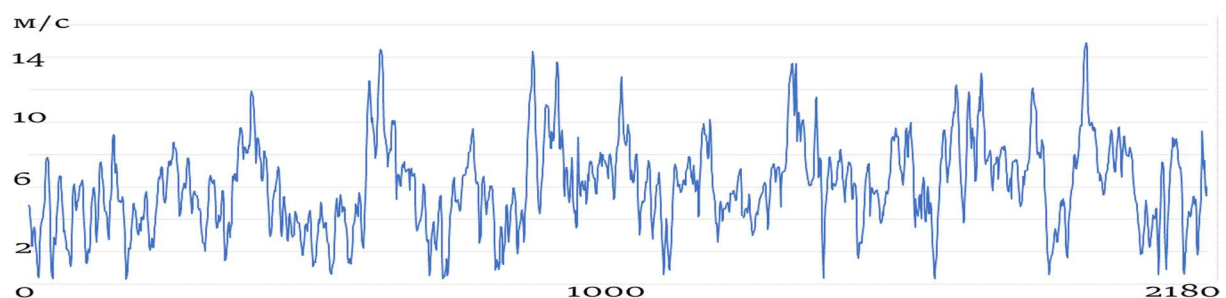


Рисунок 3 - Графік швидкості вітру протягом весни 2016р. на висоті 50 метрів над землею

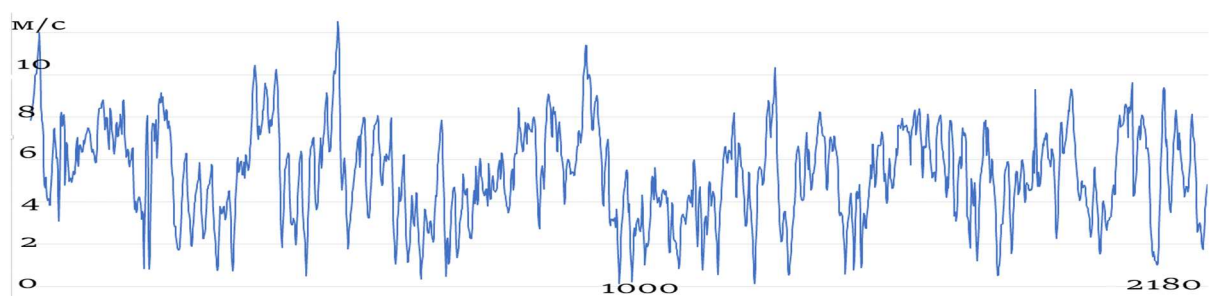


Рисунок 4 - Графік швидкості вітру протягом літа 2016р. на висоті 50 метрів над землею

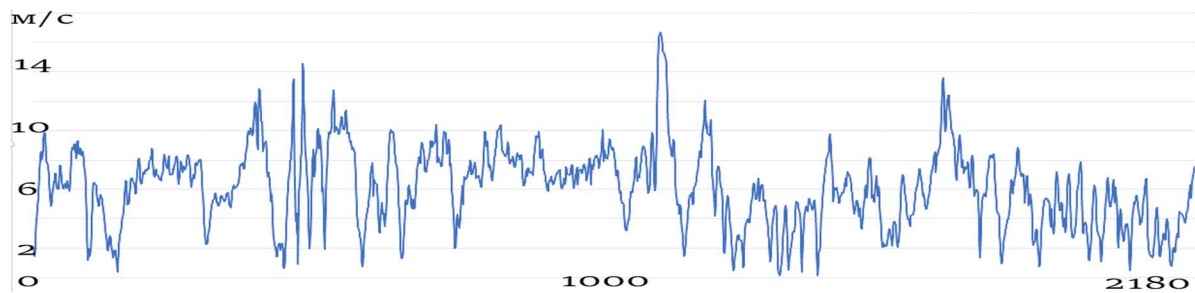


Рисунок 5 - Графік швидкості вітру протягом зими 2016р. на висоті 50 метрів над землею

Представлені графіки (рис. 2-5) дають змогу визначити більш «стабільні» місяці в сезоні та місяці з досить активною зміною швидкості вітру, проте не дають чіткої підстави для побудови прогнозних характеристик прийнятної достовірності.

Тому необхідно аналізувати отримані характеристики на базі кожного місяця. Відсутність великого масиву даних і нагромадження пікових точок дає змогу провести фільтрацію набору даних для отримання чіткої характеристики.

На графіках нижче наведені часові залежності зміни швидкості вітру для найбільш нестабільних місяців міжсезоння – вересня і квітня (рис. 6 та 7 відповідно).

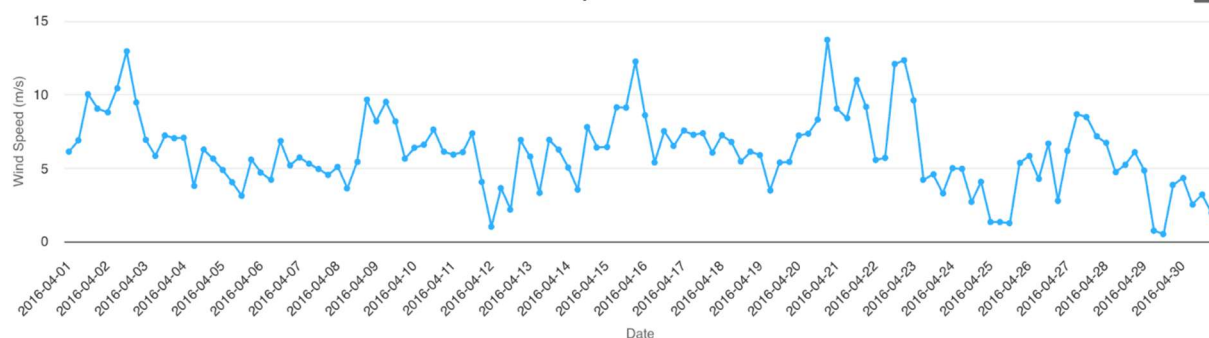


Рисунок 6 - Графік швидкості вітру протягом квітня 2016р. на висоті 50 метрів над землею

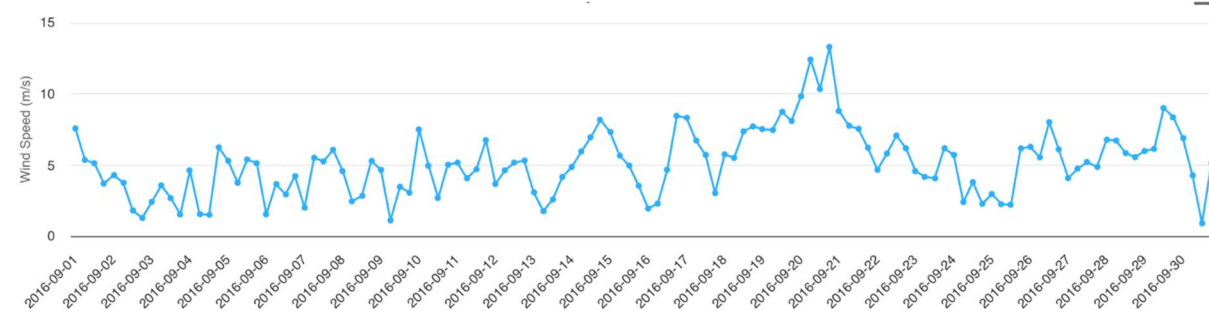


Рисунок 7 - Графік швидкості вітру протягом вересня 2016р. на висоті 50 метрів над землею

Методи статистичного аналізу на прикладі зазначених місяців (рис. 6 і 7) показують, що пікові зміни швидкості вітру протягом місяця відповідають періоду 6-8 днів.

Також на зазначених графіках можна побачити випадкові складові часової залежності, які можна скорегувати для аналізу фільтрацією, тобто брати не всі відліки, а їх усереднені групи за певний період. Наприклад, для квітня цей період становить порядка 6-8 відліків. Така фільтрація дає змогу виокремити часову залежність і побудувати прогнозований графік зміни швидкості вітру для подальших цілей прогнозування.

Далі розглянемо графік за одну добу – 20 січня 2016 р. (рис. 8).

Як бачимо з рис. 8, добова залежність не є досить інформативною з точки зору прогнозування. Але ми не маємо відкидати аналіз добової залежності, адже використання інших підходів, таких як автокореляційний аналіз або методів спектрального аналізу може дати досить інформативні результати.

Якщо проаналізувати часові залежності посезонної зміни швидкості вітру, можна підтвердити теорію про більш стабільні показники швидкості вітру влітку і взимку – з графіків видно, що діапазон зміни вітру знаходиться в межах 0-17 м/с для зими і 0-13 м/с для літа. Для весняних і осінніх місяців ця зміна відбувається в діапазоні 0-18(20)м/с.

Але це не говорить про більшу або меншу ефективність роботи систем вітрової генерації – це лише дає підстави для необхідності проведення аналізу і побудови прогнозних характеристик для кожної пори року окремо.

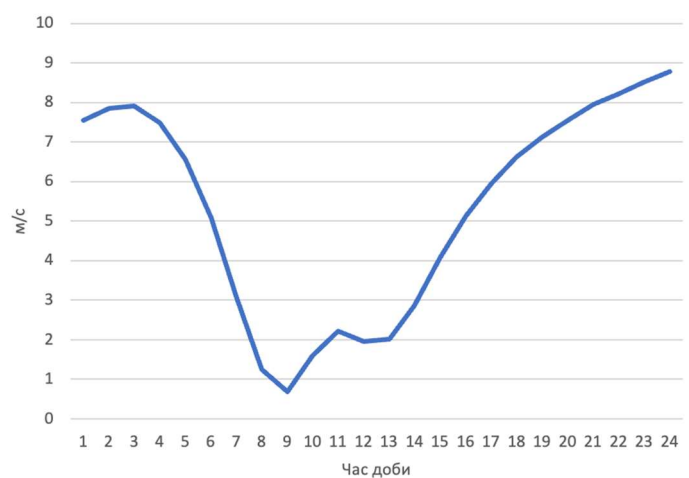


Рисунок 8 - Графік швидкості вітру протягом вересня 2016р. на висоті 50 метрів над землею за 20 січня 2016 року

4. Висновки

У статті розглянуті поширені методи для прогнозування швидкості вітру, наведені їх переваги, недоліки та потреби.

Встановлено, що фізичні методи забезпечують високу точність за умов стабільних атмосферних процесів, тоді як статистичні методи ефективні при наявності великої кількості історичних даних. Гібридні моделі, що поєднують елементи різних підходів, демонструють найкращі результати за рахунок їхньої адаптивності та здатності враховувати різноманітні фактори впливу.

Особливу увагу приділено застосуванню алгоритмів машинного навчання, таких як нейронні мережі, метод опорних векторів та ансамблеві методи, які показують високу точність при достатньому обсязі навчальних даних. Використання цих алгоритмів у поєднанні з сучасними технологіями збору та обробки метеорологічної інформації сприяє покращенню якості прогнозів та забезпечує стабільну роботу вітроенергетичних систем.

Подальші дослідження можуть бути спрямовані на вдосконалення існуючих алгоритмів прогнозування шляхом інтеграції новітніх методів глибинного навчання, а також на оптимізацію комбінованих моделей для конкретних географічних регіонів. Це дозволить підвищити точність прогнозів і сприятиме більш ефективному використанню вітрової енергії.

Авторами запропонований підхід прямого статистичного аналізу бібліотеки даних з побудовою часових характеристик зміни швидкості вітру як один з перспективних для подальшого прогнозування. Зазначено, що найкращий період для аналізу – в межах місяця, за умови наявності масиву попередніх даних з кроком в одну годину, так як аналіз в межах року не дає змогу визначити основні пікові точки через великий об'єм інформації.

A. Zaporozhets^{1,2}, Dr. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-0704-4116

V. Yeremenko^{1,2}, Dr. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-4330-7518

A. Shcherban^{1,2}, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-2643-5024

V. Verpeta¹, Ph. D. student, ORCID 0009-0001-3572-0388

¹General Energy Institute of National Academy of Sciences of Ukraine

²National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

ANALYSIS OF WIND SPEED FORECASTING METHODS TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF WIND POWER PLANTS

The development of wind energy in Ukraine is an important strategic direction that contributes to energy security, reducing dependence on imported energy sources and reducing the negative impact on the environment. In conditions of market instability and climate change, accurate wind speed forecasting is a critical factor for the effective functioning of wind power plants (WPPs). The aim of the work is a comprehensive analysis of modern

wind speed forecasting methods in order to increase the efficiency of WPP operation and formulate recommendations for optimizing forecasting processes. The article considers physical (numerical) methods based on the Navier–Stokes equations and atmospheric dynamics modeling, in particular the WRF and ECMWF models. Their advantages in medium- and long-term forecasting are determined, as well as the main limitations associated with computational complexity and the need for accurate input data. Statistical methods, such as ARIMA, are studied, which are effective for short-term forecasting, but have limited ability to take into account nonlinear processes and sudden changes in wind flow. Special attention is paid to the application of machine learning methods and hybrid approaches that combine physical modeling with statistical analysis and deep learning algorithms. Such methods allow adapting forecasting models to specific operating conditions of wind farms and increasing the accuracy of forecasts. The conclusion is made about the need for further improvement of forecasting methods, in particular, the development of adaptive models that use large data sets and take into account regional features of wind resources. The proposed recommendations may be useful for wind farm operators, investors and scientists involved in the analysis of wind resources and the development of forecasting algorithms.

Keywords: wind energy, wind speed forecasting, numerical modeling, statistical methods, machine learning, hybrid approaches.

References

1. Nam'yasenکو, V. (2024). Review of the Priority Directions for Post-war Development of Ukraine's Economy. *Naukovi perspektivi (Scientific Perspectives)*, (10), 52. [http://dx.doi.org/10.52058/2708-7530-2024-10\(52\)-603-613](http://dx.doi.org/10.52058/2708-7530-2024-10(52)-603-613)
2. Ryabtsev, G., & Omelchenko, V. (2024). Review of the Energy Sector's Performance in September 2024: October 2024.
3. Oberemok, D. O. et al. (2024). Analysis of the State of Electrical Networks and Review of Current Issues: Prospects for the Integration of Solar Power Plants and Energy Storage Systems.
4. Stogniy, B. S., & Sopel, M. F. (2013). Fundamentals of Monitoring in Power Engineering: On the Concept of Monitoring. *Technical Electrodynamics*.
5. Chair of the Board of the Ukrainian Wind Energy Association. (2024). On the State and Prospects of the Industry. <https://ua-energy.org/uk/posts/andrii-konechenkov-za-dva-roky-viiny-vvedeno-blyzko-230-mvt-vitroheneratsii>
6. Pape, M., & Kazerani, M. (2020). Turbine startup and shutdown in wind farms featuring partial power processing converters. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 7, 254–264. <https://doi.org/10.1109/OAJPE.2020.3006352>
7. Bilyavskiy, M. (2021). *Ukraine and Global Decarbonization Policy*. Razumkov Centre. <https://doi.org/10.32782/2524-0072/2023-54-76>
8. Hoksbergen, N., Akkerman, R., & Baran, I. (2022). The Springer model for lifetime prediction of wind turbine blade leading edge protection systems: A review and sensitivity study. *Materials*, 15(3), 1170. <https://doi.org/10.3390/ma15031170>
9. Ackermann, T. (2005). *Wind Power in Power Systems*. Wiley. <https://doi.org/10.1002/0470012684>
10. Venkatramakrishnan, R. та ін. (2020). Low speed wind turbines for power generation: A review. <https://doi.org/10.56532/mjsat.v4i3.352>
11. Babak, V. P. та ін. (2021). Models and Measures in Measurements and Monitoring. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-70783-5>
12. Babak, V. P. та ін. (2021). Problems and features of measurements. *Studies in Systems, Decision and Control*, 360, 1–31. https://doi.org/10.1007/978-3-030-72361-3_1
13. Application of material measure in measurements: Theoretical aspects. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_15
14. Babak, V., Zaporozhets, A., Kuts, Y., Scherbak, L., & Eremenko, V. (2021). *Studies in Systems, Decision and Control*, 346, 261–269. https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_15
15. Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. John Wiley & Sons. <http://dx.doi.org/10.1002/9781119994367>
16. Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., & Bossanyi, E. (2011). *Wind Energy Handbook*. Wiley. <https://doi.org/10.1002/0470846062>
17. Archer, C. L., & Jacobson, M. Z. (2005). Evaluation of global wind power. *Journal of Geophysical Research*, 110, D12104. <https://doi.org/10.1029/2004JD005462>
18. Sørensen, J. D. (2011). *Reliability of Wind Turbines – Standards, Modeling, and Management*. Springer. <http://dx.doi.org/10.3390/en8042908>
19. Hansen, M. O. L. (2015). *Aerodynamics of Wind Turbines*. Routledge. <http://dx.doi.org/10.4324/9781315769981>
20. Chodakowska, E. та ін. (2023). ARIMA models in solar radiation forecasting in different geographic locations. *Energies*, 16(13), 5029. <https://doi.org/10.3390/en16135029>
21. Kavasseri, R. G., & Seetharaman, K. (2009). Day-ahead wind speed forecasting using f-ARIMA models. *Renewable Energy*, 34(5), 1388–1393. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.09.006>
22. Singh, S. N. et al. (2019). Repeated wavelet transform based ARIMA model for very short-term wind speed forecasting. *Renewable Energy*, 136, 758–768. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.031>
23. Nayak, A. K. et al. (2015). ARIMA based statistical approach to predict wind power ramps. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286237>
24. Sim, S. K., Maass, P., & Lind, P. G. (2018). Wind speed modeling by nested ARIMA processes. *Energies*, 12(1), 69. <https://doi.org/10.3390/en12010069>
25. Fara, L. та ін. (2021). Forecasting of energy production for photovoltaic systems based on ARIMA and ANN advanced models. *International Journal of Photoenergy*, 2021(1), 6777488. <https://doi.org/10.1155/2021/6777488>

26. Tawn, R., & Browell, J. (2022). A review of very short-term wind and solar power forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 153, 111758. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111758>
27. Zhu, X., & Genton, M. G. (2012). Short-term wind speed forecasting for power system operations. *International Statistical Review*, 80(1), 2–23. <https://doi.org/10.1111/j.1751-5823.2011.00168.x>
28. Khosravi, A., Machado, L., & Nunes, R. O. (2018). Time-series prediction of wind speed using machine learning algorithms: A case study Osorio wind farm, Brazil. *Applied Energy*, 224, 550–566. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.043>
29. Palomares-Salas, J. C. et al. (2009). ARIMA vs. Neural networks for wind speed forecasting. 2009 IEEE International Conference on Computational Intelligence for Measurement Systems and Applications, 129–133. <https://doi.org/10.1109/CIMSA.2009.5069932>
30. Zhao, P. et al. (2010). Wind speed forecasting using support vector regression. 2010 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, 882–886. <http://dx.doi.org/10.1109/ICIEA.2010.5515626>
31. Elsaraiti, M., & Merabet, A. (2021). A comparative analysis of the ARIMA and LSTM predictive models and their effectiveness for predicting wind speed. *Energies*, 14(20), 6782. <https://doi.org/10.3390/en14206782>
32. Grigonytė, E., & Butkevičiūtė, E. (2016). Short-term wind speed forecasting using ARIMA model. *Energetika*, 62(1-2). <http://dx.doi.org/10.6001/energetika.v62i1-2.3313>
33. Shi, J., Guo, J., & Zheng, S. (2012). Evaluation of hybrid forecasting approaches for wind speed and power generation time series. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5), 3471–3480. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.044>
34. Shukur, O. B., & Lee, M. H. (2015). Daily wind speed forecasting through hybrid KF-ANN model based on ARIMA. *Renewable Energy*, 76, 637–647. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.084>
35. Campbell, P. R. J. (2007). Short-term wind energy forecasting. *Proceedings of the 2007 IEEE Canada Electrical Power Conference*, October 25–26, Montreal, Canada, 342–346. <http://dx.doi.org/10.1109/CIEM52821.2021.9614935>
36. Efthimiou, G. C., et al. (2017). A statistical model for the prediction of wind-speed probabilities in the atmospheric surface layer. *Boundary-Layer Meteorology*, 163, 179–201. <https://doi.org/10.1007/s10546-016-0221-2>
37. González-Sopeña, J. M., Pakrashi, V., & Ghosh, B. (2021). An overview of performance evaluation metrics for short-term statistical wind power forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 138, 110515. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110515>
38. Krakovna, V., & Doshi-Velez, F. (2016). Increasing the interpretability of recurrent neural networks using hidden Markov models. *arXiv preprint arXiv:1606.05320*. <https://arxiv.org/abs/1606.05320>
39. Mishra, A. K., & Ramesh, L. (2009). Application of neural networks in wind power (generation) prediction. *Proceedings of the 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, April 6–7, Nanjing, China, 1–5. <http://dx.doi.org/10.14569/IJACSA.2016.070336>
40. Wu, Q., et al. (2021). Ultra-short-term multi-step wind power forecasting based on CNN-LSTM. *IET Renewable Power Generation*, 15(5), 1019–1029. <https://doi.org/10.1049/rpg2.12085>
41. Ata, R. (2015). RETRACTED: Artificial neural networks applications in wind energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.166>
42. Sherstinsky, A. (2020). Fundamentals of recurrent neural network (RNN) and long short-term memory (LSTM) network. *Physica D: Nonlinear Phenomena*, 404, 132306. <https://doi.org/10.1016/j.physd.2019.132306>
43. Cao, Q., Ewing, B. T., & Thompson, M. A. (2012). Forecasting wind speed with recurrent neural networks. *European Journal of Operational Research*, 221(1), 148–154. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2012.02.042>
44. Li, S. (2003). Wind power prediction using recurrent multilayer perceptron neural networks. *Proceedings of the 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, July 13–17, Toronto, Canada, 4, 2325–2330. <http://dx.doi.org/10.1109/PES.2003.1270992>
45. Chen, G., et al. (2022). Short-term wind speed forecasting based on long short-term memory and improved BP neural network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 134, 107365. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107365>
46. Xin, Z., et al. (2024). An enhanced feature extraction based long short-term memory neural network for wind power forecasting via considering the missing data reconstruction. *Energy Reports*, 11, 97–114. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.11.040>
47. Fukuoka, R., et al. (2018). Wind speed prediction model using LSTM and 1D-CNN. *Journal of Signal Processing*, 22(4), 207–210. <https://doi.org/10.2299/jsp.22.207>
48. Wang, H. Z., et al. (2016). Deep belief network based deterministic and probabilistic wind speed forecasting approach. *Applied Energy*, 182, 80–93. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.108>
49. Gao, F., & Li, X. (2020). Improved forecasting of wind speed using deep belief networks. *Renewable Energy*, 148, 421–430. <http://dx.doi.org/10.1002/tee.22802>
50. Sarangi, S., Dash, P. K., & Bisoi, R. (2024). Short-term prediction of wind power using an improved kernel based optimized deep belief network. *Energy Conversion and Management*, 316, 118821. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118821>
51. Wei, D., et al. (2021). Wind speed forecasting system based on gated recurrent units and convolutional spiking neural networks. *Applied Energy*, 292, 116842. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116842>
52. Wang, Y., et al. (2021). A review of wind speed and wind power forecasting with deep neural networks. *Applied Energy*, 304, 117766. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117766>
53. Shin, H., Rüttgers, M., & Lee, S. (2022). Neural networks for improving wind power efficiency: A review. *Fluids*, 7(12), 367. <https://doi.org/10.3390/fluids7120367>

- 54.Ye, X. W., Ding, Y., & Wan, H. P. (2019). Machine learning approaches for wind speed forecasting using long-term monitoring data: A comparative study. *Smart Structures and Systems*, 24(6), 733–744. <http://dx.doi.org/10.12989/sss.2019.24.6.733>
- 55.Zhang, W., et al. (2013). Short-term wind speed forecasting based on a hybrid model. *Applied Soft Computing*, 13(7), 3225–3233. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2013.02.016>
- 56.Tiwari, S., & Ling, J. M. (2021). A review of wind energy forecasting techniques. *Proceedings of the 2021 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)*, October 19-21, Jakarta, Indonesia, 213–218. <https://doi.org/10.1109/ICT-PEP53949.2021.9600993>
- 57.Deng, X., et al. (2020). Wind power forecasting methods based on deep learning: A survey. *Computer Modeling in Engineering & Sciences*, 122(1), 273–302. <http://dx.doi.org/10.32604/cmes.2020.08768>
- 58.Tascikaraoglu, A., & Uzunoglu, M. (2014). A review of combined approaches for prediction of short-term wind speed and power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34, 243–254. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.033>
- 59.Bazonis, I. K., & Georgilakis, P. S. (2021). Review of deterministic and probabilistic wind power forecasting: Models, methods, and future research. *Electricity*, 2(1), 13–47. <https://doi.org/10.3390/electricity2010002>
- 60.Tang, M., et al. (2021). Review and perspectives of machine learning methods for wind turbine fault diagnosis. *Frontiers in Energy Research*, 9, 751066. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.751066>
- 61.Arora, P., et al. (2022). Probabilistic wind power forecasting using optimized deep auto-regressive recurrent neural networks. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 19(3), 2814–2825. <http://dx.doi.org/10.1109/TII.2022.3160696>
- 62.Yousuf, M. U., Al-Bahadly, I., & Avci, E. (2021). Short-term wind speed forecasting based on hybrid MODWT-ARIMA-Markov model. *IEEE Access*, 9, 79695–79711. <http://dx.doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3084536>
- 63.Nookesh, V. M., et al. (2021). Comparative study of wind speed forecasting using machine learning. *Proceedings of the 2021 2nd International Conference on Smart Electronics and Communication (ICOSEC)*, October 7-9, Trichy, India, 1121–1126. <http://dx.doi.org/10.1109/ICOSEC51865.2021.9591767>
- 64.Okumus, I., & Dinler, A. (2016). Current status of wind energy forecasting and a hybrid method for hourly predictions. *Energy Conversion and Management*, 123, 362–371. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.06.053>
- 65.de Mattos Neto, P. S. G., et al. (2021). An adaptive hybrid system using deep learning for wind speed forecasting. *Information Sciences*, 581, 495–514. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ins.2021.09.054>
- 66.Aly, H. H. H. (2020). A novel deep learning intelligent clustered hybrid models for wind speed and power forecasting. *Energy*, 213, 118773. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118773>
- 67.Hu, H., Wang, L., & Tao, R. (2021). Wind speed forecasting based on variational mode decomposition and improved echo state network. *Renewable Energy*, 164, 729–751. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.09.109>
- 68.Lipu, M. S. H., et al. (2021). Artificial intelligence based hybrid forecasting approaches for wind power generation: Progress, challenges and prospects. *IEEE Access*, 9, 102460–102489. <http://dx.doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3097102>
- 69.Chen, J., et al. (2018). Wind speed forecasting using nonlinear-learning ensemble of deep learning time series prediction and extremal optimization. *Energy Conversion and Management*, 165, 681–695. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.098>
- 70.Lv, S. X., & Wang, L. (2023). Multivariate wind speed forecasting based on multi-objective feature selection approach and hybrid deep learning model. *Energy*, 263, 126100. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126100>
- 71.Song, D., et al. (2024). Review of AI-based wind prediction within recent three years: 2021–2023. *Energies*, 17(6), 1270. <https://doi.org/10.3390/en17061270>
- 72.Wang, J., & Hu, J. (2015). A robust combination approach for short-term wind speed forecasting and analysis – Combination of the ARIMA, ELM, SVM and LSSVM forecasts using a GPR model. *Energy*, 93, 41–56. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.08.045>
- 73.Suárez-Cetrulo, A. L., et al. (2022). Wind power forecasting using ensemble learning for day-ahead energy trading. *Renewable Energy*, 191, 685–698. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.032>
- 74.Du, P., et al. (2019). A novel hybrid model for short-term wind power forecasting. *Applied Soft Computing*, 80, 93–106. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2019.03.035>
- 75.da Silva, R. G., et al. (2021). A novel decomposition-ensemble learning framework for multi-step ahead wind energy forecasting. *Energy*, 216, 119174. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119174>
- 76.Ghorbani, M. A., et al. (2016). Short-term wind speed predictions with machine learning techniques. *Meteorology and Atmospheric Physics* <https://doi.org/10.1007/s00703-015-0398-9>
- 77.NASA POWER [Electronic resource]. Accessed: <https://power.larc.nasa.gov/> (10.01.2025)

Надійшла: 27.02.2025

Received: 27.02.2025

МОДЕЛЮВАННЯ СТРУКТУРНОЇ ТРАНСФОРМАЦІЇ ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ У ПЕРІОД ПОВОЄННОГО ВІДНОВЛЕННЯ

Світова тенденція стрімкого зростання обсягів відновлених джерел енергії та поступової відмови від викопного палива разом із значними втратами енергетичного сектору внаслідок російської військової агресії прискорили необхідність структурної трансформації Об'єднаної енергосистеми України. Для вирішення цієї задачі в даній роботі використовується підхід на основі поєднання імітаційного моделювання варіантів трансформації структури генеруючих потужностей енергосистеми та оптимізаційної моделі частково цілочисельного лінійного програмування визначення оптимального складу і режимів роботи енергоблоків для сформованих варіантів структури енергосистеми. Сформовано два варіанта розвитку структури потужностей для різних типів генерації у перші роки повоєнного відновлення енергосистеми України з урахуванням її поточного стану і очікуваного зростання потужностей відновлюваних джерел енергії відповідно до цілей низьковуглецевого розвитку економіки. Отримані результати оптимізаційних розрахунків для сформованих варіантів структури дозволяють проаналізувати структурні зміни в енергосистемі і дослідити шляхи підвищення балансової надійності та гнучкості енергосистеми.

Ключові слова: трансформація енергосистеми, структура генеруючих потужностей, математична модель

Вступ

Об'єднана енергосистема (ОЕС) України потребує структурних змін внаслідок сучасних тенденцій поступової відмови від викопного палива і значного зростання генерації електроенергії за рахунок відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) - сонячної та вітрової енергії, а також біоенергетики. В той же час склад і структура енергосистеми зазнали значних змін внаслідок втрат через російську військову агресію. Для довоєнної структури генеруючих потужностей ОЕС України характерні надлишок базових атомних (АЕС) та теплових електростанцій (ТЕС) і значний дефіцит маневрових потужностей генерації. Станом на 2021 рік встановлена потужність ТЕС становила 21,8 ГВт (38,8%), АЕС - 13,8 ГВт (24,6%), ВДЕ - 8,1 ГВт (14,4%), гідроелектростанцій (ГЕС) та гідроакумулюючих електростанцій (ГАЕС) - 6,3 ГВт (11,2%) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ) - 6,1 ГВт (10,9%). Впродовж останніх років для покриття нічних провалів та ранкових і вечірніх піків навантаження доводилось застосовувати базові потужності ТЕС, що не відповідає їх проектним режимам експлуатації. Проблема нерівномірності графіка навантажень та його вирівнювання значно ускладнилась в останні роки після початку дії законів про «зелений тариф», що призвели до швидкого впровадження генеруючих потужностей ВДЕ без одночасного вводу регулюючих потужностей. Генерація вітрових (ВЕС) та сонячних електростанцій (СЕС), що є джерелами негарантованої потужності, потребує додаткових маневрових потужностей з високими швидкісними характеристиками навантаження, наприклад газопоршневих установок (ГПУ), або систем накопичення та зберігання електроенергії, для компенсації нерівномірності виробництва електроенергії відновлюваними джерелами [1]. Зростання встановлених потужностей ВДЕ призводить до дисбалансу між споживанням і виробництвом електроенергії, який не вирішується наявними маневровими потужностями.

Проблема значно ускладнилась після початку російської повномасштабної агресії в лютому 2022 р. Енергетика України зазнала значних втрат. Тимчасова окупація частини територій, на яких знаходяться електростанції, і ракетні удари по енергетичній інфраструктурі призвели до значних змін в енергетичному балансі. 17 ГВт встановлених потужностей енергосистеми разом з Запорізькою АЕС опинились на окупованих територіях. Загальне виробництво електроенергії в Україні за 2022 р. скоротилося на 27,5% в порівнянні з 2021 роком - виробництво електроенергії на ТЕС впало на 35%, на АЕС - на 28%, на ТЕЦ - на 32%, генерація відновлювальних джерел знизилась на 36%. В той же час, зі значним скороченням майже на 30% валового внутрішнього продукту (ВВП) споживання електроенергії у 2022 р. скоротилося на 31%, зокрема на 45% у промисловості і на 16% населенням. Змінилась структура споживання електроенергії, що пов'язано зі скороченням виробництва, втратою ряду промислових підприємств і значною міграцією населення. У 2023 р. відбулась незначна стабілізація критичного стану енергосистеми після часткового відновлення пошкоджених енергоблоків, але нові ракетні удари по енергетичних об'єктах та інфраструктурі у березні-травні 2024 р. дуже ускладнили ситуацію в енергосистемі внаслідок майже повного знищення маневрових потужностей ТЕС і ГЕС. Були повністю знищені генеруючі потужності ПАТ «Центренерго».

Енергетичний холдинг ДТЕК втратив 80% своїх генеруючих потужностей. Також було виведено з ладу 2/3 гідроелектростанцій.

Для виходу з критичної ситуації, яка склалась в енергетиці України, необхідні швидке відновлення пошкоджених і побудова нових потужностей генерації замість втрачених. Нестача базових і маневрених потужностей, а також активний розвиток ВДЕ для побудови стійкої вуглецево-нейтральної енергетичної системи потребують комплексного визначення майбутньої структури генеруючих потужностей ОЕС України для підвищення стійкості і надійності електропостачання.

Метою роботи є дослідження можливих сценаріїв структурної трансформації енергосистеми на основі методів математичного моделювання, що дозволить сформулювати ефективні напрями її подальшого розвитку у період повоєнного відновлення.

Матеріали і результати досліджень.

Моделювання енергетичних систем стає все більш актуальним в сьогоденні умовах жорсткої кліматичної політики, вирішення проблем енергетичної безпеки і викликів, пов'язаних зі зміною природи енергетичної системи 21-го століття [2]. Енергетичні моделі є важливим дослідницьким інструментом в оцінці майбутніх енергетичних систем та в процесі визначення енергетичних цілей і відповідних найкращих енергетичних стратегій [3]. За останній час завдяки збільшенню обчислювальних потужностей кількість моделей енергетичних систем значно зросла. Аналіз, класифікація, тенденції та проблеми моделей сучасних енергетичних енергосистем розглядаються у низці оглядових публікацій [2-6]. За аналітичним підходом моделі енергетичних систем розділяють на моделі «зверху вниз», «знизу вгору», а також на гібридні моделі, що використовують обидва підходи. За методологією розрізняють імітаційні моделі, моделі оптимізації диспетчеризації і моделі оптимізації інвестицій. Моделі оптимізації диспетчеризації представляють собою задачі лінійного програмування і застосовуються для вирішення задачі оптимального завантаження генеруючих енергоблоків [7, 8]. В загальному вигляді задача формулюється наступним чином – генерація електроенергії, що забезпечується різними енергоблоками, повинна відповідати попиту з найменшими витратами з урахуванням забезпечення технологічних вимог до режимів експлуатації генеруючого обладнання.

В даній роботі застосовується модельний підхід [9, 10], в якому спочатку формуються можливі варіанти розвитку майбутньої структури генеруючих потужностей енергосистеми з урахуванням її поточного стану. Варіанти відрізняються обсягами встановленого обладнання різних типів генерації для покриття прогнозованого споживання [11]. На другому етапі на основі моделі математичного програмування визначення оптимального складу і режимів роботи (диспетчеризації) енергоблоків визначається доцільна структура генеруючих потужностей енергосистеми для покриття прогнозованого обсягу споживання електроенергії.

Формування варіантів розвитку структури генеруючих потужностей враховує скорочення вугільної генерації, зростання обсягів ВДЕ, розвиток нової газової генерації, відновлення пошкоджених ГЕС та будівництво нових ГАЕС, а також можливі варіанти розвитку атомної генерації [12]. Невизначеність термінів закінчення активних військових дій значно ускладнює цей процес і створює додаткові умови з урахуванням відновлення та повернення енергетичних об'єктів на тимчасово окупованих територіях до складу ОЕС. В той же час, значна втрата старої вугільної генерації дає можливість прискорити впровадження нових технологій генерації і подальший розвиток ВДЕ. В даній роботі пропонується дослідження двох варіантів трансформації структури енергетичного сектору у перші роки повоєнної відбудови – базовий і оптимістичний. В таблиці 1 представлені структури генеруючих потужностей енергосистеми, що відповідають сформованим варіантам трансформації.

Таблиця 1 – Структури встановлених потужностей для базового і оптимістичного варіантів

Тип електростанцій	Встановлена потужність, ГВт	
	Базовий варіант	Оптимістичний варіант
ТЕС вугільні	2,5	3,3
ТЕС газові, в т.ч.:	1,1	1,6
ГТУ	0,6	0,9
ГПУ	0,5	0,7
АЕС	7,7	7,7
ТЕЦ, блок-станції	1,8	1,8
ГЕС, ГАЕС	3,3	3,3
ВЕС	0,9	2,3
СЕС	6,3	7,0
Біо-ТЕС	0,3	0,3

Обидва варіанти передбачають часткове відновлення вугільних ТЕС, побудову нових газотурбінних (ГТУ) і газопоршневих (ГПУ) установок, прискорений розвиток вітрових і сонячних електростанцій, але відрізняються кількісними показниками Потужності атомної генерації у найближчі роки залишаються незмінними (7,7 ГВт) у зв'язку з неможливістю будівництва нових енергоблоків за 2-3 роки та швидкого повернення тимчасово окупованої Запорізької АЕС. Обидва варіанти також передбачають часткове відновлення пошкоджених гідроелектростанцій та теплоелектроцентралей з можливістю генерації електроенергії в обсязі до 50% від довоєнного рівня. Прогнозний обсяг споживання для базового варіанта визначається на рівні споживання 2023 р. (першого повного року війни) - 106 млрд кВт·год на рік. Для оптимістичного варіанта розвитку структури генеруючих потужностей енергосистеми прогнозний обсяг споживання зростає у порівнянні зі споживанням для базового варіанта приблизно на 7,5% до 114 млрд кВт·год на рік, що відповідає прогнозним темпам зростання економіки у найближчі 2-3 роки.

Для розрахунків запропонованих варіантів трансформації структури енергосистеми для генерації електроенергії різними типами генеруючого обладнання використовується математична модель визначення оптимального складу генеруючих потужностей та їх завантаження при покритті добових графіків електричного навантаження (ГЕН) ОЕС України, розроблена в Інституті загальної енергетики НАН України [13, 14]. Модель належить до класу моделей частково цілочисельного лінійного програмування. Досвід застосування даної моделі з різною ступінню деталізації генеруючих енергоблоків для вирішення певних задач наведено в [15-19]. В даній математичній моделі в якості критерія оптимізації використовується мінімізація витрат на виробництво електроенергії протягом доби з використанням генеруючих потужностей, що беруть участь у покритті ГЕН за виключенням витрат на роботу гідроагрегатів гідроакмулюючих електростанцій у насосному режимі, а також враховуються додаткові «штрафні» витрати у випадку, якщо неможливо забезпечити дотримання балансу без використання штучних змінних z_t^I (умовний імпорт) та z_t^E (умовний експорт) (1). З урахуванням того, що значення штрафних параметрів при цих змінних значно більші, ніж вартісні параметри, які використовуються при змінних, що характеризують завантаження генеруючих потужностей, ці штучні змінні приймають ненульове значення тільки в окремих випадках, коли принципово неможливо збалансувати систему.

$$\sum_{t=1}^T \left[\sum_{k=1}^{K \setminus K^{PS}} p_{kt}^G c_{kt}^G + \sum_{k=1}^{K^{PS}} \sum_{u=1}^{U^{KPS}} (y_{kut}^G p_{kut}^G c_{kut}^G - y_{kut}^P p_{kut}^P c_{kut}^P) + z_t^I c_t^I + z_t^E c_t^E \right] \rightarrow \min, \quad (1)$$

де p_{kt}^G – обсяг генерації електроенергії агрегатом $k \in K \setminus K^{PS}$ (множина всіх енергоблоків ТЕС, ТЕЦ, АЕС, ГЕС, ВЕС, СЕС) протягом години t (МВт·год), при цьому для різних видів генерації величина p_{kt}^G описується різними додатковими обмеженнями, які відображають відмінні технологічні умови експлуатації електростанцій, окремих блоків та агрегатів;

p_{kut}^G – обсяг генерації електроенергії гідроагрегатом $u \in U^{KPS}$ (множина гідроагрегатів) станції $k \in K^{PS}$ (множина ГАЕС) протягом години t (МВт·год);

p_{kut}^P – обсяг споживання електричної енергії гідроагрегатом $u \in U^{KPS}$, $k \in K^{PS}$ в насосному режимі протягом години t (МВт·год);

c_{kt}^G – вартість генерації МВт·год електроенергії агрегатом $k \in K \setminus K^{PS}$ протягом години t ;

c_{kut}^G , c_{kut}^P – вартості МВт·год відповідно генерації та споживання в насосному режимі гідроагрегатом ГАЕС $u \in U^{KPS}$, $k \in K^{PS}$ протягом години t ;

c_t^I , c_t^E – вартості МВт·год відповідно споживання «умовно імпортованої» і генерації «умовно експортованої» електроенергії протягом години t (штрафні параметри);

y_{kut}^G – бінарна змінна, дорівнює «1», якщо гідроагрегат $u \in U^{KPS}$, $k \in K^{PS}$ працює в генераторному режимі протягом години t , в іншому випадку – дорівнює «0»;

y_{kut}^P – бінарна змінна, дорівнює «1», якщо гідроагрегат $u \in U^{KPS}$, $k \in K^{PS}$ працює в насосному режимі протягом години t , в іншому випадку – дорівнює «0».

В математичній моделі розглядається ізольована енергосистема, тобто для кожного моменту часу (години доби) має бути дотриманий баланс між обсягом споживання та виробництва електроенергії всіма

типами електростанцій з урахуванням можливості використання частини виробленої енергії на роботу гідроагрегатів ГАЕС у насосному режимі і накопиченої при цьому у верхньому резервуарі води в еквіваленті електроенергії для генерації при пікових навантаженнях та із можливістю забезпечення збалансованості системи з використанням змінних z_t^I та z_t^E (відповідно імпорт та експорт):

$$\sum_{k=1}^{K \setminus K^{PS}} p_{kt}^G + \sum_{k=1}^{K^{PS}} \sum_{u=1}^{U^{KPS}} (y_{kut}^G p_{kut}^G - y_{kut}^P p_{kut}^P) + z_t^I - z_t^E = D_t, \quad \forall t \in T, \quad (2)$$

де D_t – обсяг споживання електроенергії відповідно до добового ГЕН протягом години t (МВт·год).

В моделі за допомогою додаткових обмежень детально описуються умови експлуатації різних видів генерації [14]. Всі енергоблоки розділені на групи в залежності від величини їх встановленої потужності. Для кожної групи в моделі оптимізується кількість блоків, які кожної години протягом доби перебувають під навантаженням, і їх потужність. Також для кожної групи енергоблоків обмежується кількість стартів і час безперервної роботи за добу, максимальні значення зміни потужності блоку відносно попередньої години та обсяг наявних резервів на навантаження і розвантаження.

Найбільш детально в моделі описані умови та обмеження експлуатації гідроагрегатів ГАЕС [13]: кількість стартів і тривалість роботи після старту кожного гідроагрегату в насосному та генераторному режимах протягом доби, неможливість роботи гідроагрегату одночасно в насосному і генераторному режимах, обмеження сумарної генерації електроенергії всіма гідроагрегатами кожної ГАЕС погодинно величиною еквівалентною обсягу накопиченої у верхньому резервуарі ГАЕС води, обмеження максимального сумарного обсягу споживання електроенергії в насосному режимі всіма ГАЕС, а також специфічні обмеження на припустимі режими роботи гідроагрегатів деяких ГАЕС через значну одиничну електричну потужність.

Наведена математична модель реалізована на мові алгебраїчного моделювання MathProg [20] з використанням пакету оптимізації GLPK [21]. Для розрахунків використано версію 4.65 цього оптимізаційного пакету.

В таблиці 2 наведені результати розрахунків обсягів генерації електроенергії ОЕС України згідно з базовим і оптимістичним варіантами трансформації структури генеруючих потужностей з використанням математичної моделі частково цілочисельного лінійного програмування, описаної вище.

Таблиця 2 – Обсяги генерації електроенергії для базового і оптимістичного варіантів

Показник	Базовий варіант	Оптимістичний варіант
Прогнозоване споживання, млрд кВт·год	105,99	114,06
Виробництво електроенергії, млрд кВт·год, в т.ч.:	106,63	114,22
ТЕС вугільні	19,41	23,03
ТЕС газові, в т.ч.:	5,38	5,75
ГТУ	2,97	4,0
ГПУ	1,41	1,75
АЕС	59,45	58,56
ТЕЦ, блок-стації	6,13	6,13
ГЕС	5,14	5,14
ГАЕС	1,37	1,28
ВЕС	1,97	5,0
СЕС	7,03	7,81
Біо-ТЕС	1,7	1,45
Споживання ГАЕС	-1,78	-1,66
Імпорт	1,27	1,66
Витрати палива		
Витрати вугілля, млн т	10,77	12,7
Витрати газу, млрд м3	3,27	3,62

Отримані результати підтверджують тенденцію зростання частки електроенергії отриманої з відновлюваних джерел в загальному енергобалансі і поступового скорочення виробництва електроенергії тепловими станціями, при цьому відбувається заміна втраченої вугільної генерації новою газовою, яка є більш екологічною. Це дозволяє дослідити напрями подальшого розвитку енергосистеми і трансформації її структури при відновленні економіки країни. Аналіз результатів показує, що в обох сформованих варіантах трансформації структури генеруючих потужностей власного виробництва електроенергії не вистачає для покриття прогнозованого споживання через значні втрати потужностей генерації всіх типів. Це призводить до необхідності імпорту електроенергії – 1,27 і 1,66 млрд кВт·год відповідно для базового і оптимістичного варіантів. Частка імпорту відповідно до отриманих результатів у річному вимірі незначна і складає 1,2-1,4 % від загального споживання, але, як правило, необхідність в ньому виникає в зимовий період під час значного похолодання протягом кількох днів або тижнів і тоді питома частка імпорту у добовому балансі значно зростає. Нові встановлені потужності газової генерації (ГТУ, ГПУ) та ВДЕ не покривають дефіцит виробництва електроенергії, що виникає через обмежену генерацію наявних в енергосистемі АЕС і вугільних ТЕС, які працюють на максимальних потужностях. Тому подальше зростання обсягів споживання при повному відновленні промисловості і економіки країни в цілому потребує побудови нових потужностей атомної і теплової генерації для покриття базової зони навантаження, а також збільшення потужностей маневреної як теплової, так і гідрогенерації для балансування зростаючих обсягів виробництва електроенергії на вітрових і сонячних електростанціях.

Висновки

Курс України на євроінтеграцію потребує синхронізації з Європейським «зеленим» курсом і побудови стійкої вуглецево-нейтральної енергетичної системи, що передбачає її трансформацію через зміну структури генеруючих потужностей – поступову відмову від викопного палива і значне збільшення частки ВДЕ у виробництві електроенергії. Втрати енергетичного сектору внаслідок повномасштабної агресії РФ дуже ускладнили проблему дефіцитного балансу, але в той же час знищення більшої частини старої вугільної генерації дає можливість прискорити впровадження нових технологій і відновлюваних джерел генерації. Запропоновані в даній роботі для дослідження і аналізу варіанти трансформації структури генеруючих потужностей ОЕС України враховують сучасний стан енергосистеми та економіки країни в цілому і прогнозують зміни в енергетичному секторі протягом перших років повоєнного відновлення економіки країни. Проведені розрахунки на основі математичної моделі визначення оптимального складу і режимів роботи енергоблоків показали, що доступних генеруючих потужностей для обох варіантів розвитку структури не вистачає для покриття прогнозованих обсягів споживання електроенергії і для забезпечення енергобалансу необхідно застосовувати імпорт електроенергії. Подальший розвиток енергосистеми потребує як побудови нової атомної і теплової генерації для базової зони навантаження, так і збільшення маневреної генерації для балансування зростаючих обсягів електроенергії ВДЕ. Отримані результати оптимізаційних розрахунків для сформованих варіантів структури дозволяють проаналізувати структурні зміни в енергосистемі і дослідити шляхи підвищення балансової надійності та гнучкості енергосистеми на перспективу.

Список використаної літератури

1. Babak, V. P., Kulyk, M. M. Increasing the Efficiency and Security of Integrated Power System Operation Through Heat Supply Electrification in Ukraine. *Science and Innovation*, 2023. Vol. 19(5), P. 100-116. <https://doi.org/10.15407/scine19.05.100>
2. Pfenninger, S., Hawkes, A., Keirstead, J. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014. Vol. 33, P. 74-86. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>
3. Prina, M.G., Manzolini, G., Moser, D., Nastasi, B., Sparber, W. Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2020. Vol. 129, 109917. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109917>
4. Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M., Stolten, D. A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2018. Vol. 96(8), P. 156-166. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.045>
5. Fattahi, A.; Sijm, J.; Faaij, A. A systemic approach to analyze integrated energy system modeling tools: A review of national models. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2020. Vol. 133, 110195. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110195>
6. Ringkjøb, H.K., Haugan, P.M., Solbrekke, I.M. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2018. Vol. 96(8), P. 440-459. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>
7. Abdou, I., Tkiouat, M. Unit Commitment Problem in Electrical Power System: A Literature Review. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 2018. Vol. 8(3), P. 1357–1372. <https://doi.org/10.11591/ijece.v8i3.pp1357-1372>
8. Montero, L., Bello, A., Reneses, J. A Review on the Unit Commitment Problem: Approaches, Techniques, and Resolution Methods. *Energies*, 2022. Vol. 15(4), 1296. <https://doi.org/10.3390/en15041296>
9. Shcherbyna, Y., Eutukhova, T., Derii, V., Novoseltsev, O., Teslenko, O. Methodical Approaches for Modeling Power System Transformation Scenarios Based on Mixed Integer Linear Programming. In: Babak, V., Zaporozhets, A. (eds) *Systems, Decision and Control in Energy VI. Studies in Systems, Decision and Control*, 2024. vol 561. Springer, Cham. P. 149-165. https://doi.org/10.1007/978-3-031-68372-5_7

10. Щербина Є. Моделювання сценаріїв розвитку структури генеруючих потужностей об'єднаної енергосистеми України у період повоєнного відновлення. Системні дослідження в енергетиці, 2024. Вип. 2а (78), С. 13-15. вилучено із <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/841>
11. Майстренко Н. Прогнозування споживання електроенергії в Україні у воєнний та післявоєнний період. Системні дослідження в енергетиці, 2024. Вип. 2а (78), С. 21-22. вилучено із <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/841>
12. Нечаєва Т., Лещенко І. Перспективи впровадження малих модульних реакторів в енергосистемі України. Системні дослідження в енергетиці, 2023. Вип. 3(74). С. 39–49. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.039>
13. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Тарасенко П.В. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального режиму завантаження гідроагрегатів гідроакумуючих електростанцій при покритті добового графіку електричних навантажень енергосистеми України. Проблеми загальної енергетики, 2019. Вип. 4(59). С. 13–23. <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.013>
14. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., Іваненко Н.П. Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій та гідроагрегатів гідроакумуючих електростанцій при покритті добового графіку електричних навантажень енергосистеми України. Проблеми загальної енергетики, 2020. Вип. 1(60). С. 14–23. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014>
15. Шульженко С.В. Оптимізація диспетчеризації генеруючих потужностей енергосистеми за умови обмеження генерації вітрових та сонячних електростанцій. Проблеми загальної енергетики, 2020. Вип. 4(63). С. 14–32. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.014>
16. Денісов В.А. Визначення оптимальних режимів функціонування енергосистеми України при покритті добового графіку електричних навантажень, забезпеченні необхідних обсягів резервування та використанні накопичуючих потужностей. Проблеми загальної енергетики, 2020. Вип. 4(63). С. 33–44. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.033>
17. Нечаєва Т.П. Моделювання гнучких режимів експлуатації атомних енергоблоків у математичній моделі диспетчеризації добового графіку електричного енергосистеми України. Проблеми загальної енергетики, 2021. Вип. 1(64). С. 29-37. <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.029>
18. Шульженко С.В. Урахування режимів експлуатації двокорпусних енергоблоків ТЕС у моделі математичного програмування оптимального завантаження електростанцій енергосистеми. Проблеми загальної енергетики, 2021. Вип. 3(66). С. 4-13. <https://doi.org/10.15407/pge2021.03.004>
19. Denysov V., Eutukhova T. Dynamic models for developing reference scenarios of energy system in the low-carbon transition. System Research in Energy, 2024. Vol. 1(76). P. 17–26. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.017>
20. Makhorin Andrew. Modeling Language GNU MathProg / Language Reference – for GLPK. – Version 4.58. February 2016. URL: <http://ftp.gnu.org/gnu/glpk/glpk-4.63.tar.gz>
21. GLPK (GNU Linear Programming Kit). URL: <https://www.gnu.org/software/glpk/>

Y. Shcherbyna¹, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-1565-4547

¹**General Energy Institute of National Academy of Sciences of Ukraine**

MODELLING THE STRUCTURAL TRANSFORMATION OF THE INTEGRATED POWER SYSTEM OF UKRAINE IN THE PERIOD OF POST-WAR RECONSTRUCTION

The global trend of rapid growth of renewable energy sources and the gradual abandonment of fossil fuels, together with significant losses in the energy sector due to Russian military aggression, has accelerated the need for structural transformation of the Integrated Power System of Ukraine. Ukraine's course towards European integration requires synchronization with the European Green Deal and the construction of a sustainable carbon-neutral energy system, which involves its transformation through a change in the structure of generating capacities. To solve this problem, this paper uses an approach based on a combination of simulation modelling of options for transforming the structure of the power system's generating capacities and an optimization model of mixed integer linear programming to determine the optimal composition and operating modes of power units for the formed options for the power system structure. Two options for the development of the capacity structure for different types of generation in the first years of the post-war restoration of the Ukrainian power system have been formed, taking into account its current state and the expected growth of renewable energy sources in accordance with the goals of low-carbon economic development. The calculations based on the mathematical model for determining the optimal composition and operating modes of power units showed that the available generating capacities for both options for the development of the structure are not sufficient to cover the projected volumes of electricity consumption and that electricity imports are necessary to ensure the energy balance. Further development of the power system requires both the construction of new nuclear and thermal generation for the base load zone, and an increase in shunting generation to balance the growing volumes of electricity from renewable energy sources. The results of optimization calculations of the developed design options allow us to

analyze structural changes in the power system and explore ways to increase the balance reliability and flexibility of the power system.

Keywords: *power system transformation, structure of generating capacities, mathematical model*

References

1. Babak, V. P., Kulyk, M. M. Increasing the Efficiency and Security of Integrated Power System Operation Through Heat Supply Electrification in Ukraine. *Science and Innovation*, 2023. Vol. 19(5), P. 100-116. <https://doi.org/10.15407/scine19.05.100>
2. Pfenninger, S., Hawkes, A., Keirstead, J. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014. Vol. 33, P. 74-86. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>
3. Prina, M.G., Manzolini, G., Moser, D., Nastasi, B., Sparber, W. Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2020. Vol. 129, 109917. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109917>
4. Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M., Stolten, D. A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2018. Vol. 96(8), P. 156-166. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.045>
5. Fattahi, A.; Sijm, J.; Faaij, A. A systemic approach to analyze integrated energy system modeling tools: A review of national models. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2020. Vol. 133, 110195. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110195>
6. Ringkjøb, H.K., Haugan, P.M., Solbrekke, I.M. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2018. Vol. 96(8), P. 440-459. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>
7. Abdou, I., Tkiouat, M. Unit Commitment Problem in Electrical Power System: A Literature Review. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 2018. Vol. 8(3), P. 1357–1372. <https://doi.org/10.11591/ijece.v8i3.pp1357-1372>
8. Montero, L., Bello, A., Reneses, J. A Review on the Unit Commitment Problem: Approaches, Techniques, and Resolution Methods. *Energies*, 2022. Vol. 15(4), 1296. <https://doi.org/10.3390/en15041296>
9. Shcherbyna, Y., Eutukhova, T., Derii, V., Novoseltsev, O., Teslenko, O. Methodical Approaches for Modeling Power System Transformation Scenarios Based on Mixed Integer Linear Programming. In: Babak, V., Zaporozhets, A. (eds) *Systems, Decision and Control in Energy VI. Studies in Systems, Decision and Control*, 2024. vol 561. Springer, Cham. P. 149-165. https://doi.org/10.1007/978-3-031-68372-5_7
10. Shcherbyna, E. Modeling scenarios for the development of the generating capacities structure of the integrated power system of Ukraine in the period of post-war recovery. *System Research in Energy*, 2024. Vol. 2a (78), P. 13-15. Retrieved from <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/841>
11. Maistrenko, N. Forecasting electricity consumption in Ukraine during the war and post-war period. *System Research in Energy*, 2024. Vol. 2a (78), P. 21-22. Retrieved from <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/841>
12. Nechaieva, T., Leshchenko, I. Prospects of implementation of small modular reactors in the power system of Ukraine. *System Research in Energy*, 2023. Vol. 3(74). P. 39–49. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.039>
13. Shulzhenko, S.V., Turutikov, O.I., Tarasenko, P.V. Model of mathematical programming with integer variables for determining the optimal regime of loading of hydroelectric pumped storage power plants for balancing daily profile of electric loads of the power system of Ukraine. *The Problems of General Energy*, 2019. Vol. 4(59), P. 13–23. <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.013>
14. Shulzhenko, S.V., Turutikov, O.I., Ivanenko, N.P. Mixed-integer linear programming mathematical model for founding the optimal dispatch plan of Ukrainian thermal power plants' units and hydro pumping storages stations' units for balancing daily load profile of power system of Ukraine. *The Problems of General Energy*, 2020. Vol. 1(60). P. 14–23. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.014>
15. Shulzhenko, S.V. Optimal generation dispatch with wind and solar curtailment. *The Problems of General Energy*, 2020. Vol. 4(63). P. 14–32. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.014>
16. Denysov, V.A. Determination of optimal operating modes of Ukrainian power system when covering the daily schedule of electrical loads, ensuring the necessary volumes of redundancy and using storage capacities. *The Problems of General Energy*, 2020. Vol. 4(63). P. 33–44. <https://doi.org/10.15407/pge2020.04.033>
17. Nechaieva, T.P. Modeling of flexible nuclear power unit operating modes in the mathematical model of Ukraine's power system daily electric load profile dispatching. *The Problems of General Energy*, 2021. Vol. 1(64). P. 29-37. <https://doi.org/10.15407/pge2021.01.029>
18. Shulzhenko, S.V. Thermal power plant fuel consumption accounting using “negative” member method in linear programming model for optimal generation dispatch. *The Problems of General Energy*, 2021. Vol. 3(66). P. 4-13. <https://doi.org/10.15407/pge2021.03.004>
19. Denysov V., Eutukhova T. Dynamic models for developing reference scenarios of energy system in the low-carbon transition. *System Research in Energy*, 2024. Vol. 1(76). P. 17–26. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.017>
20. Makhorin, A.: *Modeling Language GNU MathProg*. Language Reference – for GLPK. Version 4.58 (2016). URL: <http://ftp.gnu.org/gnu/glpk/glpk-4.63.tar.gz>
21. GLPK (GNU Linear Programming Kit). URL: <https://www.gnu.org/software/glpk/>

Надійшла: 10.03.2025

Received: 10.03.2025

ОГЛЯД СУЧАСНИХ ВОДНЕВИХ ТЕХНОЛОГІЙ В ЕНЕРГЕТИЦІ ТА ТРАНСПОРТІ

У статті розглядаються сучасні можливості водню як перспективного джерела енергії, що може стати основою переходу до екологічно чистої енергетики. Аналізується чинна законодавча база, яка регулює діяльність у сфері водневої промисловості, та її вплив на розвиток технологій. Особливу увагу приділено способам отримання зеленого водню, особливо за допомогою електролізу води, що базується на використанні відновлюваних джерел енергії, таких як сонячні та вітрові електростанції.

Розглядаються фізичні й хімічні методи зберігання водню: у газоподібному, рідкому станах, а також у вигляді хімічних сполук. Висвітлюються складнощі транспортування водню та можливі технологічні підходи до їх вирішення. У статті також описуються напрямки практичного використання водню в різних секторах економіки, зокрема в енергетиці, промисловості й транспорті, де він може стати альтернативою традиційним вуглеводневим паливам.

Обговорюються можливості впровадження водневих технологій в Україні, враховуючи її природно-ресурсний потенціал, наявну інфраструктуру та економічні реалії. Визначено перспективи розвитку водневої промисловості, її роль у забезпеченні енергетичної незалежності країни та інтеграції України у світові ринки водню.

Проведений аналіз може слугувати основою для вибору шляху майбутніх досліджень.

Ключові слова: водень, енергоефективність, електроліз, енергетика, альтернативне паливо, оцінка ефективності.

Вступ

Досягнення цілей вуглецевої нейтральності – комплексний процес, що включає різні фактори. Однією складовою цього процесу є використання водню як альтернативи для традиційного палива. Це дозволить покрити ті галузі промисловості де впровадження використання енергії з відновлюваних джерел є важким чи не рентабельним. Галузями перспективними для використання водню є, наприклад, морські перевезення, авіація, транспорт. Водень як альтернатива викопним паливам був обраний не випадково, оскільки він є найпоширенішим елементом всесвіту і має велику енергоемність. Починаючи з 2020 року Європейський союз, а пізніше США та Китай, й інші провідні країни світу затвердили свої водневі стратегії. Це дає великий поштовх в дослідженнях розвитку водневих технологій.

Мета

Метою даної статті є огляд сучасного стану галузі водневої енергетики в світі. Опис і порівняння технологій виробництва, зберігання, транспортування водню. Розгляд водневої енергетики і її перспектив в Україні.

Аналіз матеріалів

Водневі стратегії

Відповідно до європейської стратегії розвитку водневої енергетики водень визнано перспективним паливом для заміни традиційного викопного палива. Стратегія передбачає всеосяжну структуру для підтримки використання відновлюваного водню з низьким вмістом вуглецю, щоб допомогти декарбонізувати ЄС економічно ефективним способом і зменшити його залежність від імпорту викопного палива. Стратегія ЄС була прийнята в 2020 році і на початок 2022 вже виконано 20 ключових етапів [1].

Воднева стратегія США прийнята 2023 року і передбачає ряд дій, що будуть виконуватись до 2050 року. Стратегія досліджує можливості використання чистого водню для досягнення національних цілей декарбонізації в багатьох секторах економіки. Основна ціль стратегії це зменшення викидів вуглекислого газу в атмосферу на 10% до 2050. Для цього розроблений конкретний план дій і визначаються потреби у співпраці між федеральними урядовими установами, промисловістю, академічними колами, національними лабораторіями, державними, місцевими та плеємінними громадами, екологічними та справедливими спільнотами, профспілками та численними групами зацікавлених сторін для прискорення прогресу та виходу на ринок [2].

Китай не має певної офіційної водневої стратегії але є найбільшим виробником водню в усьому світі, у 2020 році було вироблено близько 33 млн.т., в основному з вугілля та природного газу, але останнім часом спостерігалось значне зростання виробництва водню за допомогою електролізу води. До 2022 року 30% світових потужностей електролізера було встановлено в Китаї. З початку 2023 року Китай досяг значного прогресу у виробництві водню за допомогою електролізу води, і до кінця року очікується, що

встановлена потужність електролізера досягне 1,1 ГВт, що становитиме 50% світової частки. Далі очікувана встановлена потужність електролізера в Китаї має потроїтися до 3,3 Вт до 2024 року та досягти майже 5,4 ГВт до 2025 року [3].

Загалом водневу стратегію прийняли уряди 41 держави, на які припадає близько 80% від викидів CO₂ пов'язаних з енергетикою. Також уряди різних країн оновлюють свої програми стратегій, для збільшення цілей. Для порівняння, сумарні цілі станом на 2022 рік по отриманню водню з низьким рівнем викидів становили 15-22 млн. т. і це число збільшилось до 27-35 млн. т. в 2023 році [3].

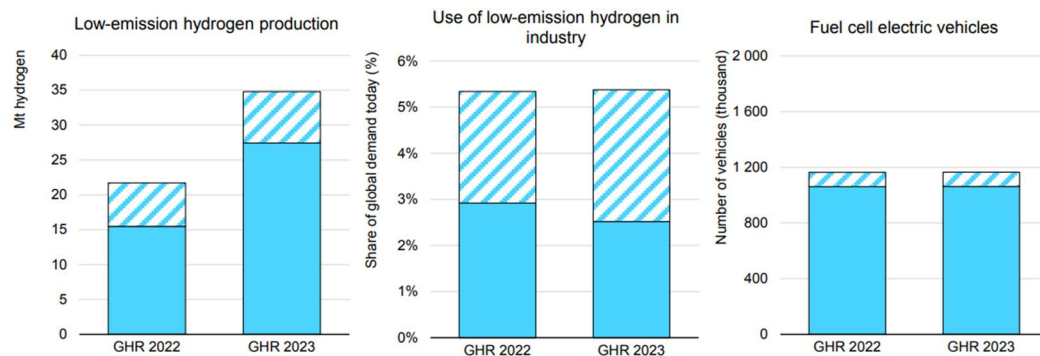


Рисунок 1 – порівняння показників програм розвитку промисловості 22-23 років (GHR = Глобальний огляд водню)

Для країн, які не мають цільового обсягу виробництва, виробництво водню з низьким рівнем викидів розраховується на основі цільових показників потужності, припускаючи коефіцієнт потужності 57% і енергоефективність (LHV) 69% для електролізерів і 90% для технологій на основі вуглеводного палива. Пунктирна область представляє діапазони цілей політики.)

Воднева стратегія України передбачає досягнення виробництва низьковуглецевого водню в обсягах до 1,3 млн тонн у 2035 році та до 3,0 млн тонн у 2050 році, залежно від обсягів експорту та внутрішнього попиту. І споживання в обсягах від 0,1 до 0,5 млн тонн у 2035 році та до 1,5 млн тонн у 2050 році залежно від обсягів попиту на внутрішньому ринку [4]. Стратегія України передбачає значний експорт водню за рахунок вже наявної інфраструктури газопроводів, та вигідне географічне положення. Також Україна має великий потенціал в сфері енергетики. На кінець 2023 року потужність відновлюваної енергетики становила близько 10.9 ГВт. Також потенційна потужність АЕС становить 14 ГВт. Але станом на 2024 рік вона знижена через повномасштабне вторгнення росії і становить близько 7 ГВт. Також через бойові дії і втрату каховської ГЕС складно оцінити потужність ГЕС, але до початку війни вона становила 6,23 ГВт за даними на 2019 рік [5].

Українська Регіональна Газова Компанія(РГК) почала роботу з власним водневим проектом в 2020 році з створення полігонів для випробувань. На тестових майданчиках відтворені реальні моделі газорозподільних мереж областей [6].

Загалом в Європейському просторі 18 проектів зареєстрованих в пов'язані з Україною (рис 2) [7].

Project	Company	Archetype	Location	Size	Maturity
Landfill Organic Waste-to-Hydrogen Plant	Renewable Resources Consulting & Inno	A.A Hydrogen production	UA - Ukraine		
H2 Influence on Gas Distribution Network	Regional Gas Company	B.A T&D: Pipelines	UA - Ukraine		2020
H2 Influence on Gas Distribution Network	Regional Gas Company	B.D T&D: Inland distribution	UA - Ukraine		2020
H2 Influence on Gas Distribution Network	Regional Gas Company	E.A Gas usage within a 100 % hydrogen distribution	UA - Ukraine		2020
H2 Influence on Gas Distribution Network	Regional Gas Company	E.B Usage of gas blends from grid, with hydrogen and	UA - Ukraine		2020
H2 Influence on Gas Distribution Network	Regional Gas Company	E.D Decentralised heat and power generation using HUA	UA - Ukraine		2020
Hydrogen Wind Solar Park a capacity	East European Association for the Devel	A.A Hydrogen production	UA - Ukraine		
Hydrogen production from waste SKH	SKH Technology	A.A Hydrogen production	UA - Ukraine		
H2EU+Store	RAG Austria AG	A.A Hydrogen production	SK - Slovensko; AT - Österreich; DE - Deutschland; Ukr		2025
H2EU+Store	RAG Austria AG	B.A T&D: Pipelines	SK - Slovensko; AT - Österreich; DE - Deutschland; Ukr		2025
H2EU+Store	RAG Austria AG	F.D Integrated infra and storage	SK - Slovensko; AT - Österreich; DE - Deutschland; Ukr		2025
ON H2 import becomes Central European H ₂ NET4GAS	RAG Austria AG	B.A T&D: Pipelines	SK - Slovensko; CZ - Česko; DE - Deutschland; Ukraine		
Central European Hydrogen Corridor (CEHC)	Open Grid Europe GmbH	B.A T&D: Pipelines	DE - Deutschland; CZ - Česko; SK - Slovensko; Ukraine		
UA-H2NG Transmission System "Dnipro-EU East European Association for the Devel	B.A T&D: Pipelines		Ukraine		
KyivH2BUS	Ukrainian Energy Storage Association & D.A Land road vehicle fleet deployment		Ukraine		
SUMY H2 CAPACITY	Sumy Machine-Building Science and Prc	A.B Electrolyser manufacturing	UA - Ukraine		2021
Border-close H2 plant in Western Ukraine	Sumy Machine-Building Science and Prc	A.A Hydrogen production	UA - Ukraine	200 MW	2023
UA Ponyatynka Yellow Ducks	Sumy Machine-Building Science and Prc	A.A Hydrogen production	UA - Ukraine	200 MW	2023

Рисунок 2 – проекти пов'язані водневою стратегією ЄС, в яких приймає участь Україна.

Технології виробництва водню.

Стратегія ЄС передбачає використання «чистого» зеленого водню, тобто водню отриманого з відновлюваних джерел енергії. В той же час стратегії деяких провідних країн як США та Китай орієнтуються на виробництво водню з низьким рівнем викидів. Ці різні підходи мають спільну рису оскільки вони передбачають збільшення використання і розвитку електролізерів для отримання водню без викидів. А водень з низьким рівнем викидів базується на вже наявній інфраструктурі і технологіях

риформінгу з використанням технологій вловлювання зберігання й утилізації вуглецю(CCUS). Для України як майбутнього члена ЄС варіант розвитку генерації водню, це розгляд варіантів генерації водню з нульовим рівнем викидів CO₂ найбільш перспективним з яких є електроліз.

В роботі [8] проведено порівняння різних підходів до отримання водню за допомогою енергії сонця: фотокаталітичне розщеплення води(PC), фотоелектрохімічне розщеплення води(PEC), фотоелектричне електрохімічне розщеплення води(PV-EC), сонячне термохімічне розщеплення води(STC), фототермічне каталітичне утворення H₂(PTC), фотобіологічний метод(PB) результати порівняння наведено в таблиці 1.

Основна перевага використання електролізерів в порівнянні з аналогами є у відносній ефективності, і довговічності, що дозволяє комерціалізувати технологію. В той час як інші технології мало дослідженні, хоча в перспективі можуть давати кращі показники. Оскільки при розрахунку використання електролізера потрібно враховувати як його продуктивність так і продуктивність сонячних панелей, за допомогою яких він працює.

Таблиця 1. – переваги і виклики різних підходів до отримання водню використовуючи енергію сонця.

Підходи для сонячної генерації H ₂	Переваги	Виклики
PC розщеплення води	найбільш ідеальний метод для сонячного H ₂ виробництва	низька ефективність перетворення світла
	низька складність	незадовільна стійкість
	чистий і стійкий	вимога до газу (H ₂ і O ₂) відокремлення
PEC розщеплення води	високоєфективний	висока вартість
	низький вплив на навколишнє середовище	висока складність
		незадовільна стійкість
PV-EC розщеплення води	зріла технологія та комерційно життєздатна	висока вартість
	легко масштабується	висока складність
	високоєфективний	відносно високий вплив на навколишнє середовище для виробництва фотоелементів
	тривалий термін служби	
STC цикл поділу води	високоєфективний	вимога до ефективного сонячного колектора
	відносно низька вартість	вимога до кислото- і термостійких матеріалів
	надійний і життєздатний	ефективна та надійна конструкція реактора
PTC H ₂ виробництво з риформінгу метану	здійснення технологія (на основі основних на даний момент H ₂ виробничий процес від SRM)	високі витрати на експлуатацію та обслуговування
	висока ефективність перетворення (>80%)	високі CO ₂ викиди
	H ₂ отриманий з високою чистотою (>99,95%)	
	пом'якшення дезактивації каталізатора світлом	
PB H ₂ виробництво	використовує низьку інтенсивність світла та широкий спектр світла	низька ефективність перетворення світла
	використовує воду або велику кількість органічних субстратів, отриманих із відходів	вимога до анаеробних фотобіореакторів
	чистий і стійкий	великі витрати

Зберігання і транспортування

Транспортування водню є однією з ключових проблем його широкомасштабного використання через фізичні властивості цієї речовини. У чистому вигляді водень має низьку густину, що ускладнює його перевезення стандартними методами. Найпоширенішими підходами є транспортування водню у стиснутому стані за високого тиску або у зрідженому вигляді при наднизьких температурах. Однак обидва

ці способи вимагають значних енергетичних витрат і створення спеціальної інфраструктури, що є дорогавартісним і технічно складним процесом [9].

Одним із перспективних напрямів розвитку є транспортування водню у складі хімічних носіїв, таких як метан (CH_4) або аміак (NH_3). Цей підхід дозволяє використовувати існуючі мережі трубопроводів і транспортну інфраструктуру, розроблені для інших газів. Аміак, наприклад, має перевагу вищої щільності водню порівняно з його рідким станом, а також менш вимогливий до умов зберігання. Завдяки цьому аміак дедалі частіше розглядається як ефективний засіб транспортування водню на далекі відстані. У пункті призначення аміак можна розкласти на водень і азот за допомогою спеціальних каталітичних реакторів [10].

Окрім хімічних носіїв, активно досліджуються нові технології, такі як адсорбція водню у твердих матеріалах, зокрема металогідридах, та використання рідких органічних водневих носіїв (LOHCs). Ці методи мають потенціал стати більш енергоефективними й безпечними альтернативами. Наприклад, LOHC-технології дозволяють транспортувати водень у вигляді рідин, які залишаються стабільними за кімнатної температури, що спрощує логістичні операції [11].

Поряд із технічними аспектами значна увага приділяється інтеграції транспортування водню у вже існуючі енергетичні системи. Це включає розробку стандартів для нових видів інфраструктури, міжнародне співробітництво та стимулювання інвестицій у новітні технології. Ефективне транспортування водню є важливим кроком для розширення його використання в енергетиці, промисловості та транспорті, а також для досягнення глобальних кліматичних цілей [12].

Штучний метан

Компанія Tokyo Gas [13] працює з технологією е-метану. Технологія створення метану з водню отриманого з відновлюваних джерел і CO_2 дозволяє отримати паливо, що не міститиме вуглецевого сліду за рахунок створення з вуглекислого газу. Ця технологія дозволяє розширювати застосування водню як енергоносія, а також зменшити втрати під час транспортування. Запропонована система працює як один комбінований пристрій що виконує функцію електролізера для отримання водню і синтезу метану за допомогою реакції Сабатьє — Сандерана. При цьому тепло що утворюється при синтезі використовується для покращення електролізу.

Оскільки штучний метан має всі ті ж характеристики що й природний газ то вже наявна газова інфраструктура є придатною для його зберігання і використання. Це робить дану технологію важливою на шляху переходу до вуглецевої нейтральності.

Використання рідких органічних носіїв(LOHC)

Використання LOHC для зберігання і транспортування водню, є альтернативою перетворення його на аміак/метан.

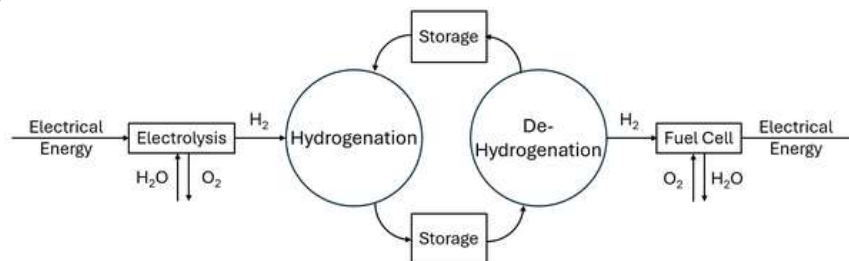


Рисунок 3 – схема LOHC для використання водню.

Принцип LOHC досить простий це насичення хімічних елементів(наприклад толуен) воднем до отримання насиченої сполуки(метилциклогексан) яка транспортується, і відновлюється після транспортування віддаючи водень.

Використання рідких органічних носіїв дозволяє транспортувати гідроген за допомогою морського транспорту. Цей метод вже застосовувався в Японії для перевезення водню за допомогою танкерів з Брунею[14].

Використання

Отриманий чистий водень можна використовувати багатьма різними методами, основні:

1. Спалювання чистого водню.
2. Спалювання суміші водень/природний газ.
3. Утворення і використання е-метану, чи інших хімічних сполук.
4. Використання паливних елементів.

За своєю природою спалювання є найпростішим для отримання тепла і енергії. Робота [15] наводить аналіз ефективності паливних мікрогазових турбін в залежності від палива що використовується(чистий водень, суміш, природний газ). У дослідженні були використані п'ять моделей мікрогазотурбін (3, 30, 65, 100 і 200 кВт) для оцінки техніко-економічних показників при використанні палива у вигляді суміші з 100% водню, 30% водню і 70% природного газу, а також 100% природного газу. Технічні результати

підтверджуються експериментальними даними першої в світі мікрогазотурбіни, що працює на 100% водню, розташованої в Ставангері, Норвегія.

Порівнюються економічні сценарії на 2024, 2030 та 2040 роки, звертаючи увагу на вплив змін цін на паливо та регуляторних змін на техніко-економічні показники мікрогазотурбін. Класифікація мікрогазотурбін здійснюється за допомогою методу «Техніка переваги замовлення за подібністю до ідеального рішення — багатокритеріального прийняття рішень» (TOPSIS-MCDM), базуючись на їх техніко-економічних показниках. Ранжування мікрогазотурбін за результатами техніко-економічного аналізу є важливим внеском даного дослідження. Здійснено аналіз чутливості п'яти мікрогазотурбін при зміні ціни на водневе паливо.

Робота [16] відображає комплексну основу для прийняття обґрунтованих інвестиційних рішень зацікавленими сторонами, сприяючи плавному переходу до 100% виробництва електроенергії на базі водню. Отримані дані підтримують використання сумішей водню та природного газу як проміжного рішення для досягнення водневої економіки.

Використання паливних елементів

Паливні комірки є пристроями, які безпосередньо перетворюють хімічну енергію палива (зазвичай водню) в електричну. Ця технологія використовується для забезпечення енергією транспорту, будівель, портативних пристроїв і навіть інфраструктури. Основною перевагою є відсутність викидів вуглекислого газу, адже продуктами реакції є електрика, вода та тепло.

Основою ПК є електрохімічна реакція між воднем і киснем. Водень, проходячи через анод, розщеплюється на протони й електрони. Електрони створюють електричний струм, проходячи через зовнішній ланцюг, тоді як протони рухаються через мембрану до катода, де з'єднуються з киснем, утворюючи воду.

Енергетика. Паливні комірки пропонують можливість накопичення та використання енергії з відновлюваних джерел (ВДЕ), таких як сонячна чи вітрова енергетика. Це забезпечує стабільність системи при нестабільному виробництві енергії з ВДЕ.

Транспорт. Автомобілі на водневих паливних комірках є альтернативою електромобілям, особливо в сегментах вантажівок і громадського транспорту. Аналіз різних видів транспорту свідчить про те, що водневі паливні комірки є економічно та екологічно вигіднішими для важкого транспорту, зокрема вантажівок і автобусів, у порівнянні з акумуляторами, через вищу енергетичну щільність водню. Згідно з даними IEA[17], водневі паливні комірки забезпечують більшу автономність і швидкість заправки в порівнянні з електромобілями. Використання в транспорті:

Залізниця: Канадські та американські оператори почали активно застосовувати водневі локомотиви (Alstom Coradia iLint [18]). Це дозволяє скоротити витрати на електрифікацію залізничних ліній та повністю виключити шкідливі викиди.

Автомобілі: Моделі, такі як Toyota Mirai, демонструють ефективність паливних комірок, особливо у порівнянні з акумуляторними електромобілями на тривалих дистанціях[19].

Авіація: Прототипи літаків на водневих паливних комірках стають популярними через їхню можливість нульових викидів CO₂, але виклики залишаються через об'ємність систем зберігання водню[20].

Судна: Судноплавство активно тестує твердотілі паливні комірки для підвищення енергетичної ефективності та скорочення забруднення океанів[21].

Промисловість. Використання водню в промисловості тісно пов'язане з вже наявною інфраструктурою. Сьогодні більшість водню використовується для створення добрив, і ця галузь використання не буде зменшуватись з часом, оскільки це впливає на якість життя, і доступність їжі. Але частка зеленого водню в галузі створення добрив буде збільшуватись. Ще одним перспективним варіантом використання водню, крім вже наведених, є важка промисловість. Водень може замінити собою традиційне паливо що використовується в металургійній промисловості. Також зелений водень використовується для відновлення метану з уловленого вуглекислого газу після його спалювання. Такі варіанти використання дозволяють зменшувати викиди CO₂ вже сьогодні, і мають перспективи для розвитку в майбутньому.

Впровадження в Україні

Як було описано раніше Україна має власний проект водневої стратегії. Остання редакція проекту, згідно з даними з сайту міністерства енергетики 17.05.2024[22].

Україна має значний потенціал ВДЕ, і велику ядерну генерацію. Це дозволяє отримувати зелений водень, чи дешевий жовтий водень. Тому перспективним є створення великих електролізних систем біля АЕС, для створення можливості акумуляції енергії, і балансування системи. Та розподіленої системи невеликих електролізерів біля ВДЕ.

Розвинена газотранспортна система дозволяє зменшити початкові капіталовкладення в проекти транспортування водню[23]. І полегшити створення мережі водневих трубопроводів. Також за умови використання сполук з воднем, таких як метан чи аміак, отриманих шляхом синтезу з чистого водню, є

можливість використовувати вже наявні системи без модернізації[24]. Ці рішення дозволять значно скоротити викиди вуглекислих газів, за рахунок зменшення споживання природного газу.

За своєю природою певні типи електролізерів можуть працювати як на генерацію водню так і на генерацію струму, при цьому робота в обох випадках майже не вимагає часу на перемикання режимів роботи. Що дозволяє використовувати системи електролізерів для стабілізації напруги в мережі. Але даний метод потребує додаткових досліджень[25].

Розвиток і впровадження водневого транспорту, який поступово відбувається в країнах Європи і світу потребуватиме розвитку інфраструктури заправних станцій. Щодо цього є кілька можливих рішень

1. Це може бути виконано за рахунок розвитку і впровадження нових систем ВДЕ разом із системами акумулювання і заправною станцією. Що дозволить отримати додатковий розвиток систем ВДЕ, та більш стабільну розподілену систему генерації. Яка разом з тим зможе використовуватись для балансування на районному рівні.

2. Розвиток газотранспортної системи і створення системи заправних станцій на їх основі. Це дозволить залучити додаткові інвестиції до системи газорозподілу та ядерної генерації. Оскільки це дозволяє використовувати більше енергоносіїв отриманих з великих систем електролізу з дешевої ядерної енергії.

Застосування водню чи синтезованих похідних речовин в промисловості потребує великих обсягів генерації. Що теж може бути вирішеним за рахунок великих електролізерів та використання енергії з АЕС.

В сучасних реаліях війни з росією і постійних атак на енергетичну інфраструктуру, використання водню могло б допомогти стабілізувати систему і створити додатковий захист. Оскільки розвиток водневої інфраструктури, і поєднання її з енергетичною, дозволяє покращити як розподіл генерації, так і транспортування енергії. Шляхом створення альтернативних маршрутів і використання не пов'язаних систем.

Розвиток водневої інфраструктури в Україні, також має й певні обмеження, і слабкі сторони це:

- Низький КПД в перерахунку перетворення енергії – водень – енергія. Що є важливим при акумулюванні, та поки що це менше за ГАЕС 40% проти 60-70% КПД.

- Необхідність великих капіталовкладень в розвиток і будівництво електролізерів. Оскільки Україна на даний момент не має власних потужностей для створення великих систем електролізу води для отримання водню, більшість інфраструктури доведеться закуповувати, як і наймати спеціалістів для її впровадження і навчання, і підтримки.

- Ризики пов'язані з війною що триває.

На основі цих обмежень можна визначити можливості, які слід використати, і на чому зосередитись.

1. Створення науково виробничої бази для створення власних електролізних комплексів. Це дозволить залучати більше капіталу в промисловість і розвинути експорт. Наявні в Україні надра корисних копалин дозволяють організувати створення електролізерів. А наукова база за умови концентрації ресурсів, дозволяє в термін 3-5 років створити потрібні системи чи їх прототипи.

2. В умовах війни триває постійний потік інвестицій і стрімкий розвиток технологій. Залучення певної кількості ресурсу для розвитку водневої промисловості може забезпечити додатковий рівень стабільності і захисту для енергетичного сектору. Та сприяти підтримці економіки, за рахунок високого попиту на водневі технології у світі.

Висновки

Виробництво, зберігання і транспортування водню перебувають в стадії швидкого розвитку і забезпечуються достатніми інвестиціями. При цьому також отримують розвиток і суміжні галузі. Водень передбачає широке застосування у енергетичному плануванні, оскільки дозволяє отримувати і перетворювати енергію без викидів вуглекислого газу.

Виробництво водню в короткостроковій перспективі покладається на розвиток і масштабування електролізерів, хоча в майбутньому можливі використання інших конкурентних технологій.

Зберігання і використання водню можливе як і в чистому вигляді, так і як хімічну сполуку – метан, амоніак, чи інші. Використання сполук з водородом дозволяє розширити шляхи його застосування, та зменшує вартість інфраструктури, оскільки дозволяє використовувати вже наявні газопроводи. Використання зріджених органічних носіїв дозволяє забезпечити транспортування морським транспортом.

Але разом з перевагами використання водню має певні виклики:

- Потреба впровадження і запуску нової інфраструктури.
- Втрати енергії при кожному перетворенні.
- Складність зберігання/транспортування.
- Вартість.

Вирішення описаних проблем є важливим для розвитку водневої промисловості.

Україна є перспективною для впровадження і розвитку водневих технологій і інфраструктури. Оскільки в Україні вже наявна розвинена газотранспортна інфраструктура це дозволяє зменшити витрати

на початковому етапі впровадження. Реалізація проєктів розвитку, що базуватиметься на створенні технічних можливостей для будівництва електролізних систем разом з мережами розподілення дозволить залучати інвестиції з Європейських і світових фондів. Та розвивати Україну як провідну країну у сфері водневої промисловості. Пізніше впровадження в сектор енергетики дозволить забезпечити додатковий рівень захисту і стабільності для мережі. Можливість використання атомної генерації і доступ до дешевої енергії дозволяють забезпечити конкурентні можливості у випадку експорту, і меншу ціну отримання чистого водню.

Список використаної літератури

1. European Commission. Воднева стратегія ЄС. Ключові дії водневої стратегії ЄС. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/key-actions-eu-hydrogen-strategy_en (дата звернення: 15.12.2024).
2. U.S. Department of Energy. Воднева стратегія США: Національна стратегія і дорожня карта чистого водню США. URL: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/us-national-clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf?sfvrsn=c425b44f_5 (дата звернення: 15.12.2024).
3. International Energy Agency (IEA). Global Hydrogen Review 2023. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf> (дата звернення: 15.12.2024).
4. Міністерство енергетики України. Воднева стратегія України. URL: <https://www.mev.gov.ua/sites/default/files/field/file/vodneva-strategiya17.05.2024.pdf> (дата звернення: 15.12.2024).
5. Українські Гідроенергія. Гідроенергетика: діяльність. URL: <https://uhe.gov.ua/diyalnist/hidroenerhetyka> (дата звернення: 15.12.2024).
6. Регіональна Газова Компанія. Чиста енергія. URL: <https://rgc.ua/ua/cleanenergy> (дата звернення: 15.12.2024).
7. European Commission. Єдиний ринок та економіка. URL: https://single-market-economy.ec.europa.eu/index_en (дата звернення: 15.12.2024).
8. American Chemical Society. Hydrogen Energy Letters. URL: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acsenergylett.1c02591?fig=fig1&ref=pdf> (дата звернення: 15.12.2024).
9. Dawood, F., Anda, M., & Shafiullah, G. M. Hydrogen production for energy: An overview. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(7), 3847-3869 (2020).
10. International Energy Agency (IEA). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (дата звернення: 15.12.2024).
11. Bañares-Alcántara, R., et al. Ammonia as a hydrogen carrier for transportation and storage. *Journal of Cleaner Production*, 282, 124500 (2021).
12. Hydrogen Europe. The role of hydrogen in achieving carbon neutrality. URL: <https://hydrogeneurope.eu> (дата звернення: 15.12.2024).
13. Mitsubishi Corporation. Mitsubishi Corporation to Participate in Large-Scale Offshore Wind Power Generation Project in Taiwan. URL: <https://www.mitsubishicorp.com/jp/en/news/release/2022/0000050341.html> (дата звернення: 15.12.2024).
14. Chiyoda Corporation. Hydrogen Energy. URL: https://www.chiyodacorp.com/media/20220208_E_R1.pdf (дата звернення: 15.12.2024).
15. Techno economic analysis and performance based ranking of 3–200 kW fuel flexible micro gas turbines running on 100% hydrogen, hydrogen fuel blends, and natural gas. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652624032682> (дата звернення: 15.12.2024).
16. Absolute Hydrogen. Hydrogen-powered transports. URL: <https://absolut-hydrogen.com/en/hydrogen-powered-transports/> (дата звернення: 15.12.2024).
17. International Energy Agency (IEA). Global Hydrogen Review 2024: Hydrogen demand. URL: <http://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/hydrogen-demand> (дата звернення: 15.12.2024).
18. Alstom. Alstom Coradia iLint: The world's first hydrogen-powered train. URL: <https://www.alstom.com/solutions/rolling-stock/coradia-ilint> (дата звернення: 15.12.2024).
19. Toyota. Toyota Mirai: The future of hydrogen fuel cell vehicles. URL: <https://www.toyota.com/mirai/> (дата звернення: 15.12.2024).
20. Airbus. Hydrogen-powered aviation: The future of zero-emission flight. URL: <https://www.airbus.com/innovation/zero-emission/hydrogen.html> (дата звернення: 15.12.2024).
21. DNV GL. Hydrogen in shipping: The potential of hydrogen fuel cells for maritime applications. URL: <https://www.dnv.com/maritime/hydrogen-in-shipping.html> (дата звернення: 15.12.2024).
22. Міністерство енергетики України. Воднева стратегія. URL: <https://www.mev.gov.ua/sites/default/files/field/file/vodneva-strategiya17.05.2024.pdf> (дата звернення: 15.12.2024).
23. Оператор ГТС України. ГТС України. URL: <https://tsoua.com/> (дата звернення: 15.12.2024).

24. Оператор ГТС України. Консультаційний документ з водневої стратегії. URL: <https://tsoua.com/wp-content/uploads/2021/10/Hydrogen-Consultation-paper-v2.pdf> (дата звернення: 15.12.2024).

25. Cozzolino, R., Bella, G., & Alam, T. Electrolyzers for Energy System Stabilization: A Review. *Frontiers in Energy Research*. URL: <https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2024.1358333/full> (дата звернення: 15.12.2024).

B. Maximenko¹, Ph. D. student, ORCID 0009-0008-1510-6859

¹**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

OVERVIEW OF MODERN HYDROGEN TECHNOLOGIES IN ENERGY AND TRANSPORT

The article discusses the modern potential of hydrogen as a promising energy source, which could become the basis for the transition to environmentally clean energy. It analyzes the current legislative framework regulating hydrogen industry activities and its impact on technology development. Special attention is given to methods of producing green hydrogen, particularly through water electrolysis based on the use of renewable energy sources such as solar and wind power plants.

The article examines the physical and chemical methods of hydrogen storage: in gaseous, liquid states, as well as in the form of chemical compounds. The challenges of hydrogen transportation are highlighted, along with potential technological approaches to address these issues. The article also outlines the practical applications of hydrogen in various sectors of the economy, particularly in energy, industry, and transport, where it can serve as an alternative to traditional fossil fuels.

The possibilities of implementing hydrogen technologies in Ukraine are discussed, taking into account its natural resource potential, existing infrastructure, and economic realities. The prospects for the development of the hydrogen industry, its role in ensuring the country's energy independence, and Ukraine's integration into the global hydrogen markets are identified.

The analysis conducted can serve as a basis for future research directions.

Keywords: hydrogen, energy efficiency, electrolysis, energy sector, alternative fuel, efficiency assessment.

References

1. European Commission. Воднева стратегія ЄС. Ключові дії водневої стратегії ЄС. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/key-actions-eu-hydrogen-strategy_en (дата звернення: 15.12.2024).

2. U.S. Department of Energy. US Hydrogen Strategy: US National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap. URL: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/us-national-clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf?sfvrsn=c425b44f_5 (date of application: 15.12.2024).

3. International Energy Agency (IEA). Global Hydrogen Review 2023. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf> (date of application: 15.12.2024).

4. Ministry of Energy of Ukraine. Hydrogen Strategy of Ukraine. URL: <https://www.mev.gov.ua/sites/default/files/field/file/vodneva-strategiya17.05.2024.pdf> (date of application: 15.12.2024).

5. Ukrainian Hydropower. Hydropower: activity. URL: <https://uhe.gov.ua/diyalnist/hidroenerhetyka> (date of application: 15.12.2024).

6. Regional Gas Company. Clean Energy. URL: <https://rgc.ua/ua/cleanenergy> (date of application: 15.12.2024).

7. European Commission. Single market and economy. URL: https://single-market-economy.ec.europa.eu/index_en (date of application: 15.12.2024).

8. American Chemical Society. Hydrogen Energy Letters. URL: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acsenergylett.1c02591?fig=fig1&ref=pdf> (date of application: 15.12.2024).

9. Dawood, F., Anda, M., & Shafiullah, G. M. Hydrogen production for energy: An overview. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(7), 3847-3869 (2020).

10. International Energy Agency (IEA). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (date of application: 15.12.2024).

11. Bañares-Alcántara, R., et al. Ammonia as a hydrogen carrier for transportation and storage. *Journal of Cleaner Production*, 282, 124500 (2021).
12. Hydrogen Europe. The role of hydrogen in achieving carbon neutrality. URL: <https://hydrogeneurope.eu> (date of application: 15.12.2024).
13. Mitsubishi Corporation. Mitsubishi Corporation to Participate in Large-Scale Offshore Wind Power Generation Project in Taiwan. URL: <https://www.mitsubishicorp.com/jp/en/news/release/2022/0000050341.html> (date of application: 15.12.2024).
14. Chiyoda Corporation. Hydrogen Energy. URL: https://www.chiyodacorp.com/media/20220208_E_R1.pdf (date of application: 15.12.2024).
15. Techno economic analysis and performance based ranking of 3–200 kW fuel flexible micro gas turbines running on 100% hydrogen, hydrogen fuel blends, and natural gas. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652624032682> (date of application: 15.12.2024).
16. Absolute Hydrogen. Hydrogen-powered transports. URL: <https://absolut-hydrogen.com/en/hydrogen-powered-transports/> (date of application: 15.12.2024).
17. International Energy Agency (IEA). Global Hydrogen Review 2024: Hydrogen demand. URL: <http://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/hydrogen-demand> (date of application: 15.12.2024).
18. Alstom. Alstom Coradia iLint: The world's first hydrogen-powered train. URL: <https://www.alstom.com/solutions/rolling-stock/coradia-ilint> (date of application: 15.12.2024).
19. Toyota. Toyota Mirai: The future of hydrogen fuel cell vehicles. URL: <https://www.toyota.com/mirai/> (date of application: 15.12.2024).
20. Airbus. Hydrogen-powered aviation: The future of zero-emission flight. URL: <https://www.airbus.com/innovation/zero-emission/hydrogen.html> (date of application: 15.12.2024).
21. DNV GL. Hydrogen in shipping: The potential of hydrogen fuel cells for maritime applications. URL: <https://www.dnv.com/maritime/hydrogen-in-shipping.html> (date of application: 15.12.2024).
22. Ministry of Energy of Ukraine. Hydrogen Strategy. URL: <https://www.mev.gov.ua/sites/default/files/field/file/vodneva-strategiya17.05.2024.pdf> (date of application: 15.12.2024).
23. GTS Operator of Ukraine. GTS of Ukraine. URL: <https://tsoua.com/> (date of application: 15.12.2024).
24. GTS Operator of Ukraine. Consultation document on hydrogen strategy. URL: <https://tsoua.com/wp-content/uploads/2021/10/Hydrogen-Consultation-paper-v2.pdf> (date of application: 15.12.2024).
25. Cozzolino, R., Bella, G., & Alam, T. Electrolyzers for Energy System Stabilization: A Review. *Frontiers in Energy Research*. URL: <https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2024.1358333/full> (date of application: 15.12.2024).

Надійшла: 10.03.2025

Received: 10.03.2025

В.В. Середа¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-4645-3123Д.В. Риндюк¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0001-7770-7547П.В. Скрипник¹, магістрант, ORCID 0009-0009-3588-759X¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ВИДАЛЕННЯ ДІОКСИДУ ВУГЛЕЦЮ З БІОГАЗУ ТВЕРДИМИ СОРБЕНТАМИ

Метою роботи є дослідження енергетичної ефективності та економічної доцільності використання твердих сорбентів для видалення діоксиду вуглецю із біогазу. Розроблено принципову схему установки та запропоновано конструкцію контактора – пристрою для адсорбції/десорбції молекул діоксиду вуглецю. В якості сорбенту використано активоване вугілля Calgon BPL. Проведено тепловий конструктивний розрахунок, визначено геометричні розміри контактора і параметри процесу адсорбції. Створено математичну модель та проведено числові експерименти по визначенню теплового стану контактора під час циклу нагрівання. Враховано основні конструктивні особливості спроектованого апарату та властивості теплоносія та сорбента, в тому числі й теплопровідності у матриці пористого каркасу активованого вугілля. Отримано розподіл температур по об'єму контактора та залежність середньої температури активованого вугілля від часу нагрівання контактора димовими газами. Визначено час адсорбції/десорбції та час нагрівання/охолодження сорбенту в контактормі – за повний цикл тривалістю 51 хв, активованим вугіллям можна вилучити 26 кг діоксиду вуглецю з біогазу. Розраховано основні показники ефективності видалення діоксиду вуглецю. Проведене тривимірне моделювання і отримані результати дають підстави стверджувати, що використання твердих сорбентів є конкурентоспроможним рішенням для декарбонізації енергетичного сектору України.

Ключові слова: біогаз, декарбонізація, діоксид вуглецю, ефективність, моделювання, тверді сорбенти, техніко-економічний аналіз.

Вступ. Видалення та утилізація діоксиду вуглецю (CO_2) перед спалюванням біогазу має низку переваг пов'язаних із ефективністю, безпекою, економічними та екологічними аспектами. Основними аргументами на користь декарбонізації біогазу є: підвищення калорійності палива (зменшення частки CO_2 збільшує концентрацію метану, який є основним енергетичним компонентом біогазу, що призводить до підвищення теплоти згоряння), запобігання корозії (CO_2) у поєднанні з водою утворює вугільну кислоту (H_2CO_3), яка може викликати корозію обладнання, наприклад, двигунів, котлів або трубопроводів, видалення CO_2 знижує ризик пошкодження металевих елементів системи, що подовжує термін служби обладнання), покращення умов спалювання (високий вміст CO_2 знижує температуру горіння, що призводить до неповного згоряння палива, що зменшує енергоефективність і підвищує викиди шкідливих речовин, таких як чадний газ). Декарбонізований біогаз під час спалювання виділяє менше шкідливих викидів, таких як оксиди азоту (NO_x) та сажа. З економічної точки зору менший вміст CO_2 означає менший об'єм газу, що знижує витрати на компресію та транспортування. Високий вміст метану підвищує комерційну цінність біогазу [1].

Нині в промислових масштабах для виділення CO_2 із біогазу широко застосовуються абсорбційні, мембранні та криогенні технології [2, 3]. Натомість для біогазових установок малої та середньої потужності (до 300 м³/год біогазу) ці технології є надмірно затратними і технічно складними.

Рішенням цієї проблеми є використання твердих сорбентів для видалення CO_2 . Перевагами твердих сорбентів є низькі капітальні затрати, простота обслуговування, мінімальна енергоємність, незначний корозійний вплив на обладнання, екологічна безпека утилізації сорбенту. Попри перспективність твердих сорбентів, їх використання для очищення біогазу залишається обмеженим. У більшості наявних наукових праць вивчаються хімічні властивості сорбентів, у той час як теплові процеси (нагрівання та охолодження сорбентів) досі залишаються мало дослідженими [4, 5]. Відсутність належних даних щодо ефективності та енергетичних витрат теплових процесів обмежує оцінку собівартості і можливості застосування твердих сорбентів у реальних умовах.

Мета та завдання. Оцінити енергоефективність та економічну доцільність використання твердих сорбентів для видалення CO_2 із біогазу. Розробити конструкцію контактора для ефективного нагрівання сорбенту димовими газами. Дослідити теплові процеси, які відбуваються в контактормі. Визначити показники ефективності видалення CO_2 з біогазу твердими сорбентами.

Виклад основного матеріалу дослідження. Опис роботи системи уловлення вуглекислого газу з новим контактором. Система видалення CO_2 з біогазу складається з контактора, котельні, розподільчих пристроїв, вентилятора, димососу та компресора (рис. 1). Система працює у періодичному циклічному

режимі. На початковому етапі біогаз з біогазової установки подається до контактора, який заповнений твердим сорбентом. Під час проходження біогазу через сорбент відбувається процес адсорбції молекул CO_2 з біогазу до сорбенту. Очищений від CO_2 біогаз надходить до котельні для подальшого спалювання.

Після завершення фази адсорбції, контур подачі біогазу до контактора перекривається. Розпочинається нагрівання сорбенту для десорбції з нього молекул CO_2 . Необхідна теплота забирається від димових газів з котельні, які подаються до контактору через спеціальний контур. Після передачі теплоти сорбенту, димові гази видаляються з контактора до димової труби котельні. Після нагрівання контактора, молекули CO_2 десорбуються з поверхні сорбенту та через контур видалення транспортуються до компресора, де стискаються для подальшої утилізації.

Після повного виділення CO_2 у контактор подається зовнішнє повітря, яке відбирає залишкове тепло від сорбенту, знижуючи його температуру до рівня початкової. Таким чином, охолоджений сорбент готовий до нового циклу адсорбції.

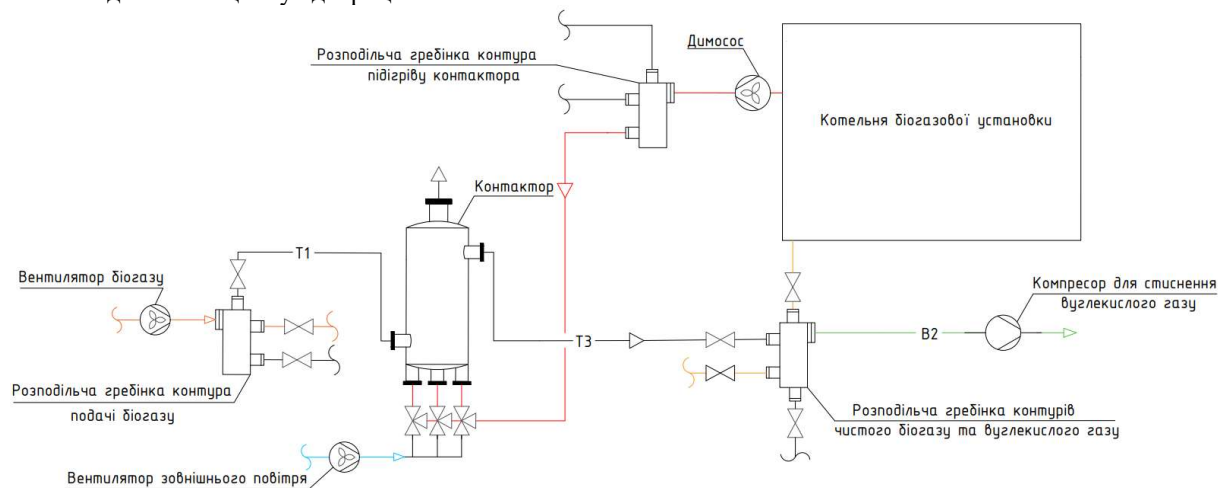


Рисунок 1 - Принципова схема установки для удаления CO_2 з біогазу

Особливістю запропонованої схеми є контактор, який має вигляд вертикального кожухотрубного теплообмінника (рис. 2). Сорбент знаходиться у міжтрубному просторі, а димові гази подаються всередину теплообмінних труб. На відміну від традиційних конструкцій, де теплоносії безпосередньо контактують із сорбентом, кожухотрубний контактор мінімізує ризик забруднення сорбенту. Це дає змогу значно продовжити термін використання сорбенту та забезпечити стабільність і чистоту процесів адсорбції та десорбції. Крім того, дана конструкція може витримувати високі температури та тиски, що робить її придатною для використання різних типів джерел вторинної теплоти.

Основним недоліком запропонованої конструкції є зниження ефективності теплопередачі від димових газів до сорбенту порівняно з традиційними контакторами. Зокрема невідома тривалість нагрівання сорбенту димовими газами, що ускладнює оцінку ефективності даного способу видалення CO_2 .

Дослідження теплового стану контактора під час циклу нагрівання здійснено в тривимірній постановці з використанням програмного комплексу САПР SolidWorks та сімейства додаткових модулів інженерного аналізу SolidWorks Flow Simulation з урахуванням основних конструктивних особливостей спроектованого апарату та властивостей як теплоносія (димові гази) так і сорбента (активоване вугілля).

Розроблення математичної моделі і результати моделювання.

Для розрахунку процесу уловлення CO_2 зроблено такі припущення:

- атмосферний тиск біогазу і концентрацію CO_2 у біогазі беремо постійними і рівними 101,3 кПа і 29% відповідно;

- втрати теплоти від будь-якого обладнання установки не враховуємо.

Параметри адсорбції та десорбції приймаємо на основі наявних літературних даних [6]:

- тип сорбенту – активоване вугілля Calgon BPL. Теплові та адсорбційні властивості Calgon BP подано в табл. 1.

- температура адсорбції (дорівнює температурі отримання біогазу) – 308 К;

- температура десорбції – 373 К;

- швидкість видалення біогазу на одиницю маси сорбенту – 0,672 л/(г·год);

- теплоносії – димові гази. Параметри димових газів взяті для котлоагрегату ДКВР-6,5/13: витрата $G_{fg} = 7441 \text{ м}^3/\text{год}$, температура 473 К.

- матеріал трубок теплообмінника – нержавіюча сталь 302 Cr18/Ni8;

- зовнішній діаметр і товщина трубки 38/3 мм.

Таблиця 1. Теплові та адсорбційні властивості активованого вугілля Calgon BP [6].

Властивості	Значення	Одиниці вимірювання
поглинальна здатність сорбенту	1,14	моль/г
коефіцієнт теплопровідності	0,2	Вт/(м·К)
питома теплоємність пористого каркасу	800	Дж/(кг·К)
Густина пористого каркасу	1900	кг/м ³
Насипна густина	990	кг/м ³
Діаметр частинок сорбенту	3,38	мм
Загальна пористість сорбенту	0,78	-
Тип проникності	ізотропний	-

З метою визначення геометричних розмірів контактора і параметрів процесу адсорбції CO₂ активованим вугіллям у міжтрубному просторі контактора, був проведений тепловий конструктивний розрахунок відповідно до методики [7]. В результаті були отримані наступні параметри:

- діаметр контактора – 0,75 м;
- довжина трубок контактора – 3,5 м;
- кількість трубок контактора – 150 шт;
- маса сорбенту, якій міститься в контакторі – 402 кг;
- витрата біогазу на один контактор $G_{bg,cont} = 270,128$ м³/год;
- швидкість руху біогазу у міжтрубному просторі $w_{e.bg} = 0,987$ м/с;
- маса CO₂, яка уловлюється в контакторі за один цикл - 26,02 кг;
- тривалість адсорбції $t_{ad} = 11,026$ хв.

В основі використаної для моделювання нагріву активованого вугілля математичної моделі лежать рівняння Нав'є-Стокса, які є формулюваннями законів збереження маси, імпульсу та енергії для потоків димових газів. Рівняння доповнюються рівняннями стану димових газів, що визначають природу димових газів, і емпіричними залежностями густини, в'язкості і теплопровідності димових газів від температури.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho u_i) = S_M^p; \quad (1)$$

$$\frac{\partial \rho u_i}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_i u_j) + \frac{\partial p}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j}(\tau_{ij} + \tau_{ij}^R) + S_i + S_{li}^p, \quad i = 1, 2, 3; \quad j = 1, 2, 3; \quad (2)$$

$$\frac{\partial \rho H}{\partial t} + \frac{\partial \rho u_i H}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j}(u_j(\tau_{ij} + \tau_{ij}^R) + q_i) + \frac{\partial p}{\partial t} - \tau_{ij}^R \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \rho \varepsilon + S_i u_i + S_H^p + Q_H; \quad (3)$$

$$H = h + \frac{u^2}{2} + \frac{5}{3}k - \frac{\Omega^2 r^2}{2} - \sum_m h_m^0 y_m, \quad (4)$$

де u - швидкість димових газів, ρ - густина димових газів, S_i - розподілена зовнішня сила на одиницю маси, зумовлена опором пористого середовища (S_i^{por}), силою тяжіння ($S_i^{gr} = \rho g_i$, де g_i - складова прискорення сили тяжіння вздовж i -го координатного напрямку) та обертаннями системи координат (S_i^r), тобто $S_i = S_i^{por} + S_i^{gr} + S_i^r$, h - тепла ентальпія; S_M^p, S_{li}^p, S_H^p - додаткові члени міжфазного обміну, зумовлені взаємодією частинок Ейлера-Лагранжа, Q_H - джерело або поглинач тепла на одиницю об'єму, τ_{ij} - тензор в'язких напружень зсуву, q_i - дифузійний тепловий потік, Ω - кутова швидкість обертаної системи координат, r - відстань від точки до осі обертання в системі відліку обертання, k - кінетична енергія турбулентності, h_m^0 - індивідуальна тепла ентальпія m -го компонента суміші, y_m - концентрація m -го компонента суміші.

Оскільки в задачі розглядається теплопровідність у матриці пористого каркасу сорбенту, то, окрім розв'язання рівнянь (1-4), що описують потік димових газів, також необхідно розв'язати рівняння, що описують теплопровідність у твердих тілах в рамках пористого середовища.

$$\frac{\partial \rho e}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\lambda_i \frac{\partial T}{\partial x_i} \right) + Q_H, \quad (5)$$

де e - питома внутрішня енергія, $e = CT$, C - питома теплоємність, Q_H - питоме тепловиділення (або поглинання) на одиницю об'єму, а λ_i - значення тензора теплопровідності. Вважається, що тензор теплопровідності є діагональним у розглянутій системі координат. Для ізотропного середовища $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \lambda$.

Для вирішення задачі нестационарної теплопровідності використано метод скінченних об'ємів (FVM). Загальновідомо, що точність та достовірність розрахункових досліджень, які проводяться базуючись на дискретних методах, суттєво залежить від якості дискретизації розрахункового простору. Розрахункова модель контактора в тривимірній постановці була дискретизована більш ніж на 4 мільйони скінченних об'ємів зі згущенням сітки в області теплообміну між трубками теплообмінника та сорбентом.

Розрахункова схема, що використовувалась для моделювання прогріву пористого середовища (активоване вугілля) в контакторі димовими газами представлена на рис.2.

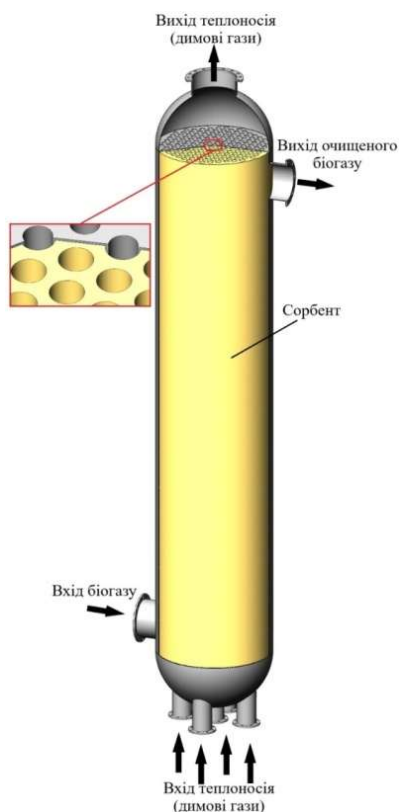


Рисунок 2 - Розрахункова схема контактора

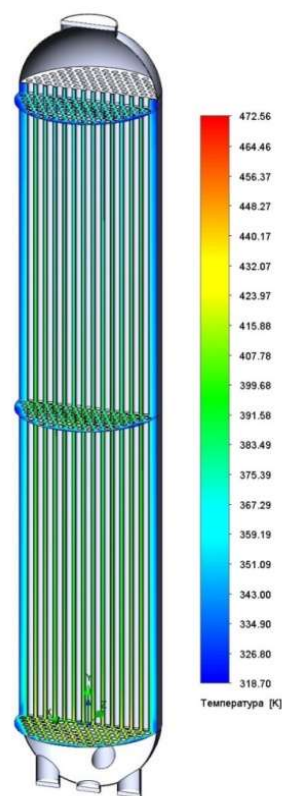


Рисунок 3 - Поле температур по об'єму контактора в момент часу 870 сек

Задача рахувалася в нестационарній постановці з постійним контролем збіжності розв'язку по температурі теплоносія (димові гази), температурі металу труб теплообмінника та температурі пористого каркасу сорбенту (активоване вугілля).

В якості результатів розрахунків отримано розподіли швидкостей та тисків теплоносія по об'єму контактора, а також дані зміни поля температур пористого каркасу сорбенту (наведено на рис. 3).

На основі проведених розрахунків було визначено динаміку нагріву пористого каркасу сорбента та побудовано графік залежності середньої температури сорбенту від часу (рис. 4).

Аналіз отриманих результатів показав, що весь об'єм активованого вугілля в середньому прогрівається до температури 373 K за 870 секунд.

Інтегральне значення величини тиску димових газів на вході до контактора рівне 103034 Па, а на виході знаходиться на рівні 101986 Па. Тобто втрати тиску димових газів при протіканні через пучок теплообмінних трубок апарату склали 1048 Па.

Показники ефективності

Основні показники ефективності процесу видалення CO₂ активованим вугіллям з біогазу визначалися за рівняннями наведеними в [8].

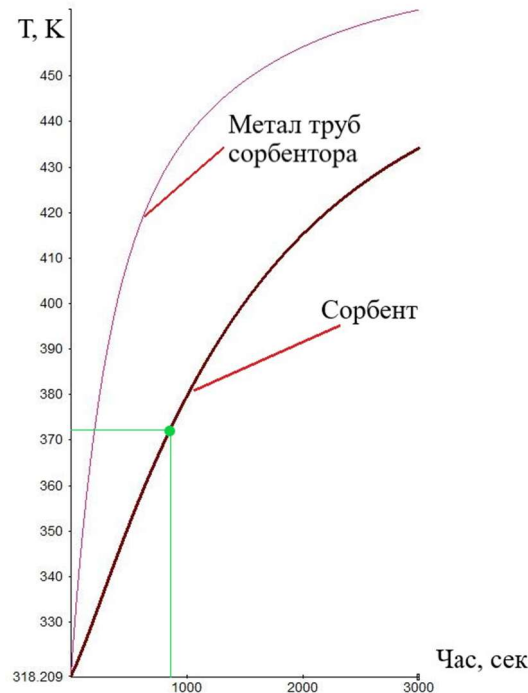


Рисунок 4 - Графік залежності середньої температури активованого вугілля від часу нагріву

Тривалість одного циклу видалення CO_2 :

$$t_{\text{cycle}} = t_{\text{ad}} + t_{\text{de}} + t_{\text{heat}} + t_{\text{cool}}; \quad (6)$$

де t_{de} - тривалість десорбції. Приймаємо рівною тривалості адсорбції [6], $t_{\text{heat}}, t_{\text{cool}}$ - час нагрівання та охолодження контактора для температурного перемикання між процесами адсорбції та десорбції. Відповідно до проведеного моделювання приймаємо $t_{\text{heat}} = t_{\text{cool}} = 870\text{с}$.

На основі тривалості одного циклу видалення CO_2 було розраховано кількість циклів за добу і за рік роботи системи, а також масу CO_2 , уловленого за ці періоди. Результати зазначені в таблиці 2.

Втрати тиску під час руху біогазу в трубках контактора становлять:

$$\Delta P_{\text{bg}} = \frac{150 \cdot \mu_{\text{bg}} \cdot w_{\text{e.bg}} (1 - \epsilon_{\text{sorb}})^2}{d_{\text{sorb}}^2 \epsilon_{\text{sorb}}^3} + 1,75 \frac{\rho_{\text{co2}} w_{\text{e.bg}}^2}{d_{\text{sorb}} \epsilon_{\text{sorb}}^3} \cdot \frac{1 - \epsilon_{\text{sorb}}}{\epsilon_{\text{sorb}}^3}; \quad (7)$$

де $\mu_{\text{bg}} = 1,845 \cdot 10^{-5} \text{ Pa} \cdot \text{с}$ - динамічна в'язкість біогазу, загальна пористість сорбенту в контакторі (ϵ_{sorb}) та діаметри частинок сорбенту (d_{sorb}) наведені в табл.1.

Потужність вентилятора, необхідна для прокачування біогазу в контакторі:

$$N_{\text{fan}} = (G_{\text{bg.cont}} \cdot 3 \cdot \Delta P_{\text{bg}} \cdot L_{\text{cont}}) / \eta_{\text{fan}}; \quad (8)$$

де $\eta_{\text{fan}} = 0.8$ - ККД вентилятора, L_{cont} - довжина контактора, яка дорівнює довжині трубок.

Потужність димососу необхідна для прокачування димових газів через контактор:

$$N_{\text{fg}} = (G_{\text{fg}} \cdot 3 \cdot \Delta P_{\text{fg}}) / \eta_{\text{fg}}; \quad (9)$$

де $\eta_{\text{fg}} = 0.8$ - ККД вентилятора.

Кількість електричної енергії, яка споживається контактором протягом року:

$$E_{\text{cont}} = (N_{\text{fan}} \cdot 2 \cdot t_{\text{ad}} + N_{\text{fg}} \cdot 2 \cdot t_{\text{heat}}) \cdot n_{\text{cycle.year}}; \quad (10)$$

Витрати електричної енергії для видалення 1 кг CO_2 :

$$E_{\text{CO2}} = E_{\text{cont}} / m_{\text{co2.year}}; \quad (11)$$

Річні витрати на електричну енергію:

$$B_{\text{el.year}} = E_{\text{cont}} \cdot a; \quad (12)$$

де $a = 6,7 \text{ грн} / \text{кВ} \cdot \text{год}$ - собівартість електричної енергії.

Собівартість видалення CO₂:

$$B_{CO_2} = B_{el.year} / m_{co_2.year} ; \quad (13)$$

Таблиця 2. Зведені дані показників ефективності видалення CO₂ з біогазу.

Показник KPI		Значення	Одиниці вимірювання
Тривалість одного циклу видалення CO ₂ , t _{cycle}		51	хв
Кількість циклів за одну добу, t _{cycle.day}		29	—
Кількість циклів за рік, n _{cycle.year}		10790	—
Маса видаленого CO ₂ за одну добу, m _{co2.day}		769	кг
Маса видаленого CO ₂ за рік, m _{co2.year}		281	т
Втрати тиску під час руху біогазу в трубках контактора, ΔP _{bg}		410	Па/м
Потужність вентилятора для прокачування біогазу, N _{fan}		0,4	кВт
Потужність димососу для прокачування димових газів, N _{fg}		8,1	кВт
Річна кількість електричної енергії, E _{cont}		41950	кВт
Витрати електричної енергії для уловлення 1 тони CO ₂ , E _{co2}		157	(кВт·год)/т
Річні витрати на електричну енергію, B _{el.year}		281	тис. грн
Собівартість видалення 1 тони CO ₂ , B _{co2}		1049	грн

На основі проведених розрахунків собівартість видалення CO₂ з біогазу за допомогою активованого вугілля становить 1049 грн за 1 тону CO₂. Цей показник можна порівняти з іншими способами, такими як кріогенна сепарація та мембранні технології. Зокрема, кріогенна технологія, яка передбачає охолодження біогазу у діапазоні від -50°C до -120°C, має собівартість близько 4000 грн за 1 тону CO₂ [9]. Мембранні системи, що використовують напівпроникні мембрани для відокремлення молекул CO₂, забезпечують собівартість видалення тони CO₂ від 2500 до 3000 грн [10]. Таким чином, тверді сорбенти, зокрема активоване вугілля демонструє конкурентоспроможність з точки зору собівартості видалення CO₂ з біогазу. Це робить тверде видалення CO₂ особливо привабливим для малих і середніх біогазових установок (до 300 м³/год обробленого біогазу).

Висновки

Вертикальна кожухотрубна конструкція контактора дає змогу уникнути забруднення сорбенту та ефективно використовувати доступну вторинну теплоту (зокрема димові гази) для забезпечення необхідних температурних умов процесу десорбції CO₂. Дане рішення сприяє зниженню теплових витрат для нагрівання сорбенту. Відповідно зменшиться і собівартість видалення CO₂.

Встановлені геометричні розміри контактора (діаметр 0,75 м та довжина 3,5 м), які забезпечують необхідну швидкість руху біогазу у міжтрубному просторі і димових газів в трубах. Під час тривимірного моделювання теплового стану контактора визначено експлуатаційні параметри системи, зокрема час нагрівання сорбенту димовими газами – 14,5 хв., тривалість повного циклу видалення CO₂ – 51 хв., втрати тиску димових газів в контакторі – 1048 Па. Отримані результати дають змогу оцінити енергоефективність та економічну доцільність використання твердих сорбентів для видалення CO₂ із біогазу.

Розрахунок економічних показників ефективності показав, що використання твердих сорбентів, таких як активоване вугілля, дозволяє видаляти 281 тону CO₂ з біогазу щороку. Витрати електроенергії на цей процес складають 157 кВт·год на кожен тону видаленого CO₂. За таких умов собівартість уловлювання становить 1049 грн за тону CO₂. Отримані результати свідчать про доцільність проведення більш докладних поглиблених досліджень процесу видалення CO₂ твердими сорбентами з метою подальшого впровадження цієї технології в Україні.

V. Sereda¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-4645-3123

D. Rindyuk¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0001-7770-7547

P. Skrypnyk¹, master student, ORCID 0009-0009-3588-759X

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

ASSESSMENT OF THE EFFICIENCY OF CARBON DIOXIDE REMOVAL FROM BIOGAS USING SOLID SORBENTS

The aim of this work is to study the energy efficiency and economic feasibility of using solid sorbents for carbon dioxide removal from biogas. A schematic diagram of the plant has been developed and the design of a contactor, a device for adsorption/desorption of carbon dioxide molecules, has been proposed. Calgon BPL-activated carbon was used as a sorbent. A thermal design calculation was carried out, and the contactor's geometric dimensions and the adsorption process parameters were determined. A mathematical model was created and numerical experiments were carried out to determine the thermal state of the contactor during the heating cycle. The apparatus's main design features and the properties of the coolant and sorbent, including thermal conductivity in the matrix of the porous framework of activated carbon, were considered. The temperature distribution over the volume of the contactor and the dependence of the average temperature of the activated carbon on the time of heating the contactor with flue gases were obtained. The time of adsorption/desorption and the time of heating/cooling of the sorbent in the contactor were determined - for a full cycle of 51 minutes, activated carbon can remove 26 kg of carbon dioxide from biogas. The main indicators of carbon dioxide removal efficiency were calculated. The three-dimensional modelling and the results obtained suggest that the use of solid sorbents is a competitive solution for the decarbonisation of the Ukrainian energy sector.

Key words: biogas, decarbonization, carbon dioxide, efficiency, modelling, solid sorbents, technical and economic analysis.

References

1. P. Rusanowska, M. Zieliński та M. Dębowski, “Removal of CO₂ from Biogas during Mineral Carbonation with Waste Materials”, *Int. J. Environmental Res. Public Health*, vol. 20, № 9, p. 5687, Apr. 2023. doi:10.3390/ijerph20095687
2. X. Y. Chen, H. Vinh-Thang, A. A. Ramirez, D. Rodrigue, S. Kaliaguine, “Membrane gas separation technologies for biogas upgrading”, *RSC Adv.*, vol. 5, № 31, pp. 24399–24448, Feb 2015. doi:10.1039/c5ra00666j.
3. S. Sreenath, A. A. Sam, “Hybrid membrane-cryogenic CO₂ capture technologies: A mini-review”, *Frontiers Energy Res.*, vol. 11, Apr. 2023. doi:10.3389/fenrg.2023.1167024.
4. D. Iruretagoyena, P. Fennell, R. Pini, “Adsorption of CO₂ and N₂ on bimetallic Mg-Al hydrotalcites and Z-13X zeolites under high pressure and moderate temperatures”, *Chem. Eng. J. Advances*, p. 100437, Dec. 2022. doi:10.1016/j.cej.2022.100437.
5. I. Matseh, B. Trisakti, S. Maulina, R. Sidabutar, I. Iriany, M. S. Takriff, “Adsorption-desorption system for CO₂ removal in biogas using natural zeolite-based adsorbent”, [online] *J. Eng. Sci. Technol.*, vol. 13, № 10, p. 3058–3070, Oct 2018.
6. M. V. Gil, N. Álvarez-Gutiérrez, M. Martínez, F. Rubiera, C. Pevida, A. Morán, “Carbon adsorbents for CO₂ capture from bio-hydrogen and biogas streams: Breakthrough adsorption study”, *Chem. Eng. J.*, vol. 269, pp. 148–158, Jun. 2015. doi:10.1016/j.cej.2015.01.100.
7. V. Gnielinski, “G7 Heat Transfer in Cross-flow Around Single Rows of Tubes and Through Tube Bundles.”, *VDI Heat Atlas*, VDI-Buch. Springer, Berlin, Heidelberg., 2010 doi:10.1007/978-3-540-77877-6_40.
8. P. V. Skrypnyk, V. V. Sereda, “Technoeconomic analysis of direct air capture in the climatic conditions of Ukraine”, *Refrigeration Engineering and Technology*, vol. 59, № 4, pp. 278–288, 2023. doi:10.15673/ret.v59i4.2808.
9. F. M. Baena-Moreno, M. Rodríguez-Galán, F. Vega, L. F. Vilches, B. Navarrete, Z. Zhang, “Biogas upgrading by cryogenic techniques”, *Environmental Chemistry Lett.*, vol. 17, № 3, pp. 1251–1261, Mar. 2019. doi:10.1007/s10311-019-00872-2
10. C. Soto, L. Palacio, R. Muñoz, P. Prádanos та A. Hernandez, “Recent Advances in Membrane-Based Biogas and Biohydrogen Upgrading”, *Processes*, vol. 10, № 10, p. 1918, Sep. 2022. doi:10.3390/pr10101918

Надійшла: 10.03.2025

Received: 10.03.2025

ТЕХНОЛОГІЇ ТА МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ БАГАТОРІВНЕВИХ СИСТЕМ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Розглянуто сучасні методи оптимізації багаторівневих систем акумулювання електроенергії у розподілених енергосистемах з інтеграцією відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Визначено ключові виклики, зокрема, нестабільність генерації ВДЕ та необхідність впровадження ефективних рішень для забезпечення стабільності і надійності енергопостачання.

Розглянуто застосування методів оптимізації, таких як динамічне програмування, прогнозне керування, генетичні алгоритми, алгоритми рою часток, а також підходи змішаного цілочислового програмування для задач визначення оптимального розміру, розташування та графіків зарядки/розрядки акумуляторів. Особливу увагу приділено викликам інтеграції ВДЕ з урахуванням екологічних аспектів, таких як зменшення викидів парникових газів, а також зниженню деградації батарей.

Наведено рекомендації щодо впровадження інтелектуальних систем управління для адаптації до змін у генерації та споживанні. Показано, що інтеграція сучасних алгоритмів оптимізації сприяє підвищенню стабільності мереж, ефективності енергоспоживання та екологічності систем енергозабезпечення.

Ключові слова: багаторівневі системи акумулювання, відновлювані джерела енергії, оптимізація енергосистем, інтелектуальні алгоритми керування, гібридні системи накопичення, стабільність розподілених мереж.

Вступ.

На основі проведеного аналізу можна стверджувати, що зростання попиту на відновлювані джерела енергії та їх інтеграція у розподілені енергосистеми створюють значні виклики для забезпечення стабільності та надійності енергопостачання. Також непостійність генерації сонячної та вітрової енергії зумовлює необхідність впровадження ефективних систем акумулювання, які забезпечують баланс між виробництвом та споживанням енергії. В умовах сучасного розвитку, багаторівневі системи акумулювання, що комбінують різні типи акумуляторів, дозволяють підвищити енергетичну гнучкість та оптимізувати витрати. Однак для підвищення ефективності таких рішень необхідно враховувати не лише обсяг накопиченої енергії, але й технічні особливості різних типів акумуляторів і можливості їхнього взаємного доповнення.

Відомо, що енергетичний менеджмент є ключовим завданням для кожної країни чи організації, оскільки він сприяє раціональному використанню наявних енергетичних ресурсів і забезпечує стабільність та надійність енергопостачання. Акумуляторні технології набувають все більшого значення у системах управління енергією, оскільки вони дозволяють ефективно зберігати енергію, отриману з відновлюваних джерел (ВДЕ), і компенсувати нерівномірність попиту на електроенергію.

Сучасні системи накопичення енергії є універсальними рішеннями, що дають змогу їх одночасного застосування для різних завдань [1]:

– **Енергетичний арбітраж** – купівля електроенергії на ринку за низькими цінами та її подальший продаж за вищими тарифами.

– **Забезпечення достатності** – зберігання електроенергії, виробленої під час пікових періодів сонячного випромінювання, для використання в години найбільшого споживання, що знижує навантаження на маневрові потужності енергосистеми.

– **Регулювання частоти та активної потужності** – надання допоміжних послуг для стабілізації роботи енергосистеми та підтримки її ефективності на ринку електроенергії.

Однак слід зазначити, що гнучкість великих енергосистем також буде визначатися гнучкістю електроенергетичних систем меншого рівня, або підсистем. У свою чергу, керування енергоспоживанням окремих споживачів, управління попитом мікрорайонів чи промислових вузлів має значний вплив на гнучкість електроенергетичних систем на регіональному та локальному рівнях [2]. Зокрема, гнучкість локальних електроенергетичних систем залежить від керованості розподіленою генерацією (ВДЕ), механізмів управління попитом, використання акумуляторів, впровадження механізмів гнучкості при прогнозуванні навантаження та застосування методів економічного аналізу.

Метою роботи є аналіз сучасних підходів до оптимізації багаторівневих систем акумулювання електроенергії у розподілених енергосистемах з інтеграцією відновлюваних джерел енергії.

Матеріал і результати дослідження

У процесі дослідження встановлено, що технології систем акумулювання енергії (ESS) можна розділити на п'ять основних категорій: механічні (PHS і CAES), електрохімічні (Li-ion і VRB), електричні (суперконденсатори та супермагнітні накопичувачі енергії), хімічні (водень) та теплові (чутливе і приховане теплове зберігання). Вибір і встановлення ESS залежить від таких факторів, як ємність, тривалість служби, час відгуку, густина енергії, вартість і ефективність, що зазвичай оцінюються за допомогою SWOT-аналізу [3].

Водночас, кожен тип ESS має певні обмеження, які залежать від матеріалів, що використовуються, та інтерфейсів силової електроніки [3, 4]. Наприклад, матеріали, такі як нікель-металогідрид (NiMH), є токсичними та мають обмежену можливість для переробки, тоді як інші системи накопичення енергії також мають вплив на довкілля. Матеріали ESS та процеси їх переробки можуть виділяти парникові гази (GHG), такі як CO, CO₂, NO_x, SO_x, CH₄ і N₂O, які завдають шкоди довкіллю і можуть бути небезпечними для здоров'я людини через вдихання, ковтання або контакт. Контроль та зменшення викидів GHG із ESS залишаються значними викликами для енергетичної галузі. Незважаючи на ці виклики, системи акумулювання енергії на основі батарей набувають дедалі більшого поширення у світі завдяки прогресу у технологіях батарей і зростанню попиту в енергетичному секторі [3, 4].

Попри потенційні переваги гібридних систем акумулювання енергії (HESS), існує кілька ключових проблем, які необхідно вирішити для повного розкриття їхнього потенціалу [5]. Одним із головних викликів є оптимізація інтеграції різних технологій зберігання енергії для досягнення бажаної продуктивності та ефективності. Розробка складних алгоритмів і стратегій керування є необхідною умовою для забезпечення безперебійної роботи та узгодженої взаємодії між усіма компонентами системи. Ще одним викликом є висока вартість HESS, яка може перевищувати витрати на традиційні рішення з однією технологією зберігання. Тривають дослідження [6, 7], спрямовані на зниження витрат за рахунок вдосконалення матеріалів, виробничих процесів та дизайну систем. Крім того, необхідно ретельно враховувати питання безпеки, надійності та впливу на довкілля, щоб забезпечити широке впровадження HESS.

Проведений аналіз дозволяє стверджувати, що кожен із методів заряджання має свої сильні та слабкі сторони. Таким чином, заряджання за CC-CV є простим, але непридатним для швидкісного заряджання. Методи PC та NPC скорочують час заряджання, проте вирізняються високою вартістю та складністю. Підхід MSCC є досить простим у застосуванні, однак вимагає точного прогнозування SOC або напруги, що може ускладнити його реалізацію. На рисунку 1 наведено керування зарядом системи акумулювання за допомогою чотирьох критеріїв [8].

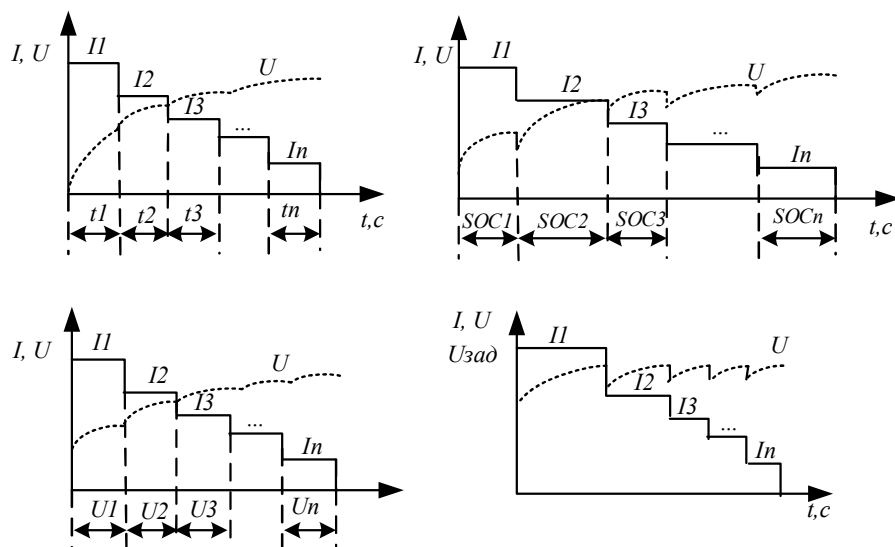


Рисунок 1 - Керування зарядом при переході з рівень на рівень на основі часу (а), SOC (б), порогової напруги (в), напруги відключення (г) [8].

Слід зауважити, що процес заряджання літій-іонного акумулятора необхідно здійснювати з особливою обережністю, оскільки вибір методики заряджання істотно впливає як на інтенсивність електрохімічних реакцій усередині батареї, так і на її загальний термін служби. Тому визначення

оптимальної стратегії зарядки, яка б забезпечувала мінімально можливий час із максимальною ефективністю, є актуальною задачею [9].

Коефіцієнт корисної дії виступає одним із ключових параметрів ефективності процесу заряджання. Він розраховується як відношення отриманої під час розряду ємності (після заряджання акумулятора) до зарядної ємності, вкленої під час процесу зарядження:

$$\eta = \frac{I_d t_d}{\sum_{i=1}^n I_c t_c}$$

де t_d – час розряду, n – кількість ступенів (етапів), t_c – час заряду.

Припускаючи наявність трьох етапів заряджання, можна задати загальний час заряджання i , виконуючи диференціювання за певним параметром та прирівнюючи похідну до нуля, отримати умову, що визначає оптимальний зарядний струм для проміжного етапу:

$$T = \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3$$

$$\frac{dT}{dI_2} = \frac{-I_1 R_1 C_1}{I_2^2} + \frac{R_1 C_1}{I_3} = 0$$

Як приклад, якщо задано струми початкового (I_1) та кінцевого (I_3) етапів, то, розглядаючи час заряджання як функцію проміжного струму I_2 і виконуючи диференціювання T за I_2 , а потім прирівнюючи похідну до нуля, можна отримати умову для визначення оптимального значення струму середнього етапу. Такий підхід дає змогу мінімізувати загальний час заряджання й визначити оптимальний зарядний струм I_2 залежно від попередньо заданих I_1 та I_3 .

Аналогічний підхід застосовують і для 5-ступінчастої схеми заряджання.

$$T = \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3 + \Delta t_4 + \Delta t_5$$

Задавши значення струму для початкового та фінального етапів, можна визначити струм заряджання другого етапу

$$I_2 = \sqrt{I_1 I_3}$$

Аналогічно і для 5-ступінчастої зарядки:

$$I_2 = \sqrt{I_1 I_3}$$

$$I_3 = \sqrt{I_1 I_5}$$

$$I_4 = \sqrt{I_3 I_5}$$

Загалом, такий підхід дає можливість звести задачу оптимізації часу заряджання до простої математичної залежності між струмами різних етапів. Проведені розрахунки демонструють, як, задавши сталий струм на початковому та кінцевому етапах багаступінчастого заряджання літій-іонного акумулятора, можна аналітично визначити оптимальний струм для проміжних етапів, що мінімізує загальний час заряджання.

Робота СЕП забезпечує заряджання АКБ до заданих рівнів ємності батареї. Оцінка ємності АКБ в режимі розряджання визначає обсяги енергії для тривалої роботи СЕП в автономному режимі та здійснюється згідно стандартної формули [10]:

$$Q = (P_H \cdot t) / (U \cdot S), \quad (1)$$

де Q – розрахункова ємність АКБ (А·год); P_H – потужність навантаження (Вт); t – час розряду (год); U – напруга батареї (В); S – коефіцієнт, що відображає, яка частина ємності АКБ використовується. Значення коефіцієнта S компенсує ситуацію неповного заряду батареї. Як приклад зазначимо, що для забезпечення потреб у 1550 Вт протягом 30 хв. з глибиною розряду 70 % згідно (1) необхідна ємність АКБ буде становити:

$$Q = (P_H \cdot t) / (U \cdot S) = (1550 \cdot 0,5) / (24 \cdot 0,7) = 46,13 \text{ А} \cdot \text{год}.$$

У випадку відключення від електромережі вихідна потужність сонячної генерації PV панелями може визначатися як максимальна потужність навантаження за формулою:

$$P_H = \max\{P_{H,j}\}, \quad \forall j \in 1, 2, \dots, m, \quad (2)$$

де m – кількість виділених інтервалів часу. Витрата енергоємності ΔQ акумуляторної батареї СЕП за час живлення навантаження Δt_H розраховується як:

$$\Delta Q = P_H \cdot t_H / U_H, \quad (3)$$

де P_H – номінальна потужність навантаження; U_H – номінальна напруга навантаження.

Ступінь розрядженості АКБ в СЕП з врахуванням співвідношення (3) визначається наступним чином:

$$S = ((Q_H - Q_{\min}) / Q_H) \cdot 100\% = (\Delta Q / Q_H) \cdot 100\%. \quad (4)$$

З використанням співвідношень (3) та (4) отримуємо вираз визначення необхідної ємності Q_H АКБ:

$$Q_H = 100 \cdot P_H \cdot t_H / (S \cdot U_H), \quad (5)$$

де t_H – час розрядження акумуляторів; U_H – номінальна напруга навантаження. Рівняння (5) дозволяє легко розрахувати необхідну ємність АКБ при постійному навантаженні.

Чим більша вихідна напруга АКБ, тим менша ємність та струм розряду акумуляторної батареї $I = P_H / U_H$. Енергія, накопичена в акумуляторній батареї СЕП, обчислюється як

$$W = Q_H \cdot U_H. \quad (6)$$

В СЕП з АКБ різнотипні навантаження можуть споживати електроенергію як на змінному, так і постійному струмі. Причому від АКБ струм може відбиратися по паралельних лініях, з різними значеннями вхідних напруги та струму для окремих груп навантажень. Для режиму розряду АКБ з врахуванням роботи змінного у часі навантаження розглянемо двоступінчастий графік зміни навантаження (рис. 2а) з інтервалами часу Δt_1 і Δt_2 та потужностями навантаження P_{H1} і P_{H2} при $U_H = \text{const}$. Інтервали часу розряду Δt_1 та Δt_2 визначено як суми виділених підінтервалів часу (які можуть бути незв'язаними) з двома рівнями навантаження. Тобто будемо розглядати два режими з різною інтенсивністю розряду АКБ, що обумовлено роботою змінного у часі навантаження. Фактично графік споживання електроенергії від АКБ, наприклад, протягом доби, апроксимується двоступінчастим графіком з «високою» та «низькою» інтенсивністю розряду АКБ. Графік зміни ємності акумуляторної батареї СЕП при двоступінчастому навантаженні представлений на рис. 2б.

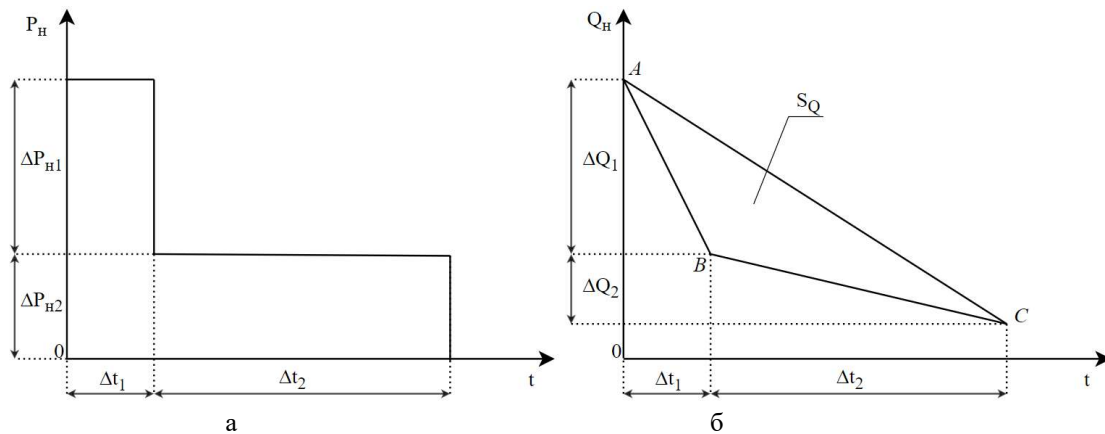


Рисунок 2 - Графік зміни ємності акумуляторної батареї

На першому інтервалі часу Δt_1 витрата ємності акумуляторної батареї визначається як

$$\Delta Q_1 = (P_{H1} \cdot \Delta t_1) / (S \cdot U_H); \quad (7)$$

а на другому:

$$\Delta Q_2 = (P_{H2} \cdot \Delta t_2) / (S \cdot U_H); \quad (8)$$

Із співвідношень (7) та (8) випливає, що $\Delta Q_1 / \Delta Q_2 = (P_{H1} \cdot \Delta t_1) / (P_{H2} \cdot \Delta t_2)$.

З огляду на те, що $\Delta Q = \Delta Q_1 + \Delta Q_2$, з рівнянь (4), (7) та (8) отримуємо вираз для визначення необхідної ємності АКБ у вигляді:

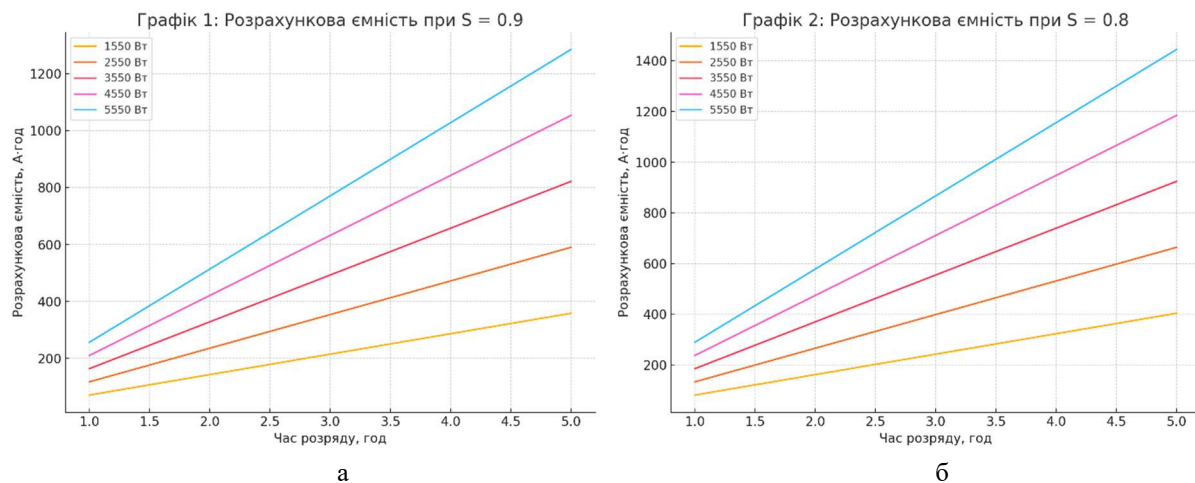
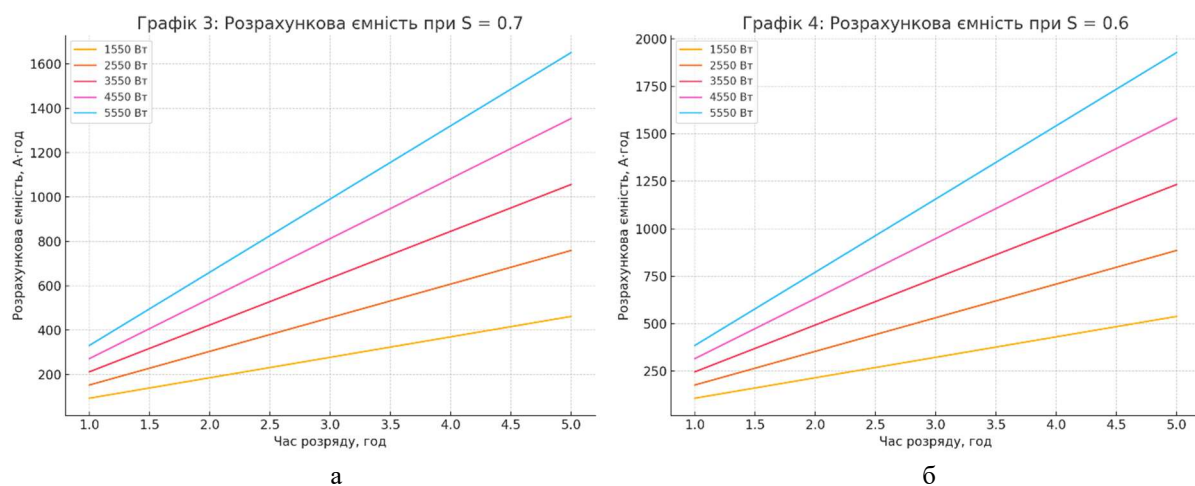
$$Q_H = 100 \cdot (P_{H1} \cdot \Delta t_1 + P_{H2} \cdot \Delta t_2) / (S \cdot U_H) \quad (9)$$

при мінімально допустимому значенні розряду АКБ

$$Q_{\min} = Q_H \cdot (1 - S / 100). \quad (10)$$

Графік залежності $Q(t)$ (1) при різних потужностях навантаження та глибині розряду ($S=0.9; 0.8; 0.7, 0.6$) зобразимо на рисунках 3 та 4

Як видно з побудованих графіків, із зменшенням коефіцієнта глибини розряду S (від 0,9 до 0,6) розрахункова ємність акумулятора Q суттєво зростає для всіх рівнів потужності навантаження. Це означає, що при меншій допустимій глибині розряду необхідно обирати батареї з більшою ємністю для забезпечення тієї ж тривалості роботи. Відповідно, під час проєктування системи слід обов'язково враховувати цей факт для запобігання передчасному виснаженню акумулятора та підвищення надійності системи.

Рисунок 3 - Графік залежності $Q(t)$ при $S = 0.9$ та 0.8 Рисунок 4 - Графік залежності $Q(t)$ при $S = 0.7$ та 0.6

За останні роки для звичайних та багаторівневих систем акумулювання енергії досліджувались різні методи оптимізації, серед яких актуальними і популярними є наступні:

Одноцільова оптимізація (Single-Objective Optimization): Основний фокус на мінімізації витрат (наприклад, капітальних або операційних). Також можливо визначити як задачу пошуку найкращого рішення для певного критерію або показника, наприклад, часу виконання, з урахуванням комбінації інших пов'язаних показників, таких як енергоспоживання або розсіювання потужності [11].

Багатоцільова оптимізація (Multi-Objective Optimization): Поєднання цілей, таких як підвищення надійності енергосистеми, мінімізація витрат, покращення стабільності напруги та частоти. це методологія оптимізації, яка використовується для розв'язання задач із кількома взаємно конфліктними цілями. У реальних задачах оптимізації часто неможливо досягти максимізації або мінімізації всіх цілей одночасно, тому цей підхід дозволяє знаходити компромісні рішення [12].

Динамічне програмування (Dynamic Programming, DP): Використовується для задач короткострокового планування (денного/тижневого), щоб знайти оптимальний баланс між витратами та ємністю ESS [13].

Прогнозне керування (Model Predictive Control, MPC): Враховує зміну характеристик батарей та інтеграцію в локальні енергосистеми, забезпечуючи оптимізацію у реальному часі. Прогнозне управління на основі моделі (MPC) – це сучасний метод керування, який використовує модель процесу для

прогнозування майбутньої поведінки системи. Під час роботи MPC вирішує задачу оптимізації, що дозволяє автоматично визначати закон керування. Основна складність при розробці контролера переміщується до етапу створення моделі системи [14].

Цей підхід зручний для багатьох інженерних сфер, де моделі систем вже доступні, знижуючи складність впровадження MPC. Крім того, його формулювання зберігає фізичну зрозумілість параметрів системи, що полегшує налаштування контролера. MPC здатний керувати навіть такими системами, які не піддаються керуванню звичайними зворотними контролерами [14].

Генетичні алгоритми (Genetic Algorithms, GA): Ефективно застосовуються для вирішення складних задач оптимізації розмірів і розміщення ESS. Генетичний алгоритм — це стохастичний метод пошуку та оптимізації, заснований на принципах природної генетики. GA є адаптивним евристичним пошуковим алгоритмом, який використовує ідеї еволюції, такі як природний відбір і генетичні механізми, для вирішення складних задач оптимізації [15].

Методи змішаного цілочислового програмування (MILP): Використовуються для задач оптимізації з урахуванням дискретних змінних, таких як розмір батарей та прогнозоване навантаження. Mixed-Integer Linear Programming (MILP) — це математичний метод оптимізації, який вирішує задачі, де частина змінних є цілими числами (integer), а частина — неперервними (real-valued). Цей підхід поєднує властивості лінійного програмування (LP) з додатковими обмеженнями на дискретність змінних, що робить його ефективним для розв'язання складних задач оптимізації в реальних умовах [16].

Розвиток майбутнього ШІ стисло ілюстровано на рис. 3 [17]. Зростаюча складність задач кластеризації, класифікації, регресії та інженерії ознак у реальному світі стимулюватиме інновації в техніках машинного навчання. Недоліки існуючих незрозумілих (непояснюваних) методів ШІ та розвиток великих даних сприятимуть подальшому напрямку в глибокому навчанні.

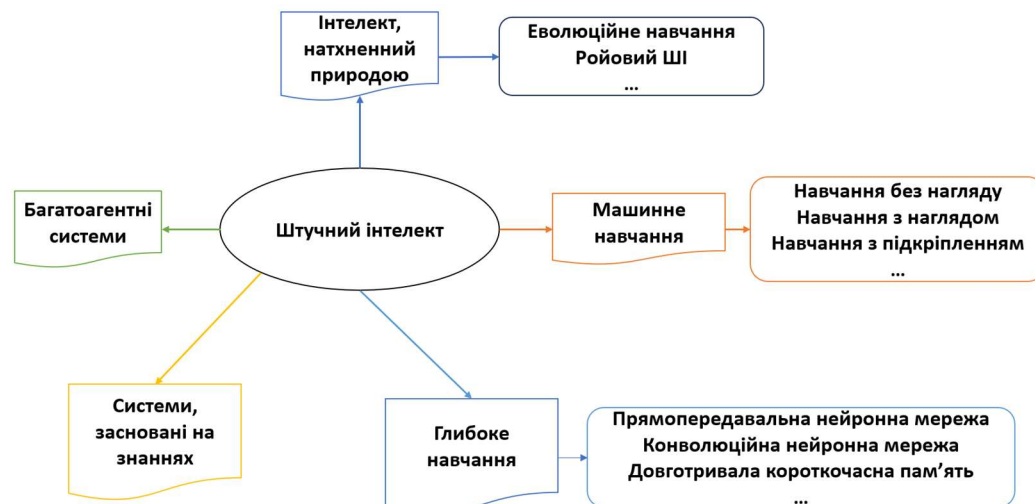


Рисунок 3 – Основні категорії майбутніх розробок у сфері ШІ [17]

Наведені методи та алгоритми спрямовані на досягнення основних цілей:

1) Мінімізація витрат. Алгоритми оптимізації спрямовані на скорочення витрат, пов'язаних із експлуатацією та обслуговуванням систем енергопостачання. Можливе використання дешевших джерел енергії та застосування акумуляторів у часи пікових годин. Згідно енергетичного арбітражу виконувати закупівлю енергії за низькими цінами та продавати у періоди високих тарифів. Використання алгоритмів допоможе враховувати деградацію батарей та інші фактори.

2) Забезпечення стабільності розподілених мереж. Алгоритми забезпечують рівновагу між виробництвом енергії від відновлюваних джерел і споживанням, компенсуючи нерівномірності. Алгоритми дозволяють ефективно інтегрувати ВДЕ, зменшуючи негативний вплив на стабільність мережі, що може виникнути через їхню нестабільну генерацію.

3) Покращення екологічності (зменшення викидів CO₂). Використання ВДЕ замість викопного палива для генерації енергії. Менше викидів інших шкідливих речовин (наприклад, SO_x, NO_x), завдяки оптимізації процесів генерації та зберігання енергії

4) Підвищення надійності та якості енергопостачання. Використання акумуляторів для збереження резервної енергії, що дозволяє забезпечити стабільне постачання навіть у разі аварій чи пікових навантажень. Використання інтелектуальних систем керування (Smart Grid), які можуть автоматично адаптуватися до змін у мережі або непередбачуваних ситуацій.

Зростання кількості обмежень, цільових функцій, змінних рішень та параметрів у практичних мультимодальних, нелінійних або недиференційованих задачах оптимізації мотивує вдосконалення

інтелектуальних методів оптимізації. Збільшення складності та труднощів задач, які неможливо вирішити індивідуальним агентом, сприятиме вдосконаленню існуючих багатоагентних систем. Як і традиційний ІІІ, системи, засновані на знаннях, все ще мають певні переваги у вирішенні реальних проблем і заслуговують на подальший розвиток у майбутньому [18]. Категорії не є незалежними одна від одної, і деякі з них можуть взаємодіяти або перетинатися.

Формування оптимізаційних задач у локальних енергосистемах (ЛЕС) повинно враховувати обмінні процеси, які залежать від ролі та функцій різних видів навантажень. Зокрема, слід зважати на вимоги до графіків генерації та споживання електроенергії, їх характеристики та показники, які є важливими елементами оптимізації [19].

Висновки.

Мікромережі (MG) із системами акумулювання енергії (ESS) є перспективними технологіями, які можуть підвищити надійність системи та економічну ефективність для сталого розвитку зі зниженими викидами парникових газів (GHG). Багато дослідників працюють над розвитком технологій MG, а також над їхнім контролем, стабільністю, надійністю, витратами та впливом на викиди GHG. Правильне узгодження механізмів управління ESS із MG є необхідним для забезпечення балансу енергії з меншими витратами та підвищеною надійністю.

Деякі дослідження пропонують зменшення витрат за рахунок оптимального розміру систем акумулювання. Проте багато питань, таких як нестабільність та типи ВДЕ, способи підключення ESS до мережі, контроль напруги і частоти, якість енергії, зменшення пікових навантажень, оптимальне заряджання-розряджання ESS та державна політика, залишаються викликами для досягнення бажаного результату. Необхідно розробити оптимальний алгоритм, який враховуватиме ці фактори та забезпечуватиме правильний розмір ESS. Також важливо оцінити вплив оптимального розміру ESS на процес декарбонізації, оскільки це є глобальним викликом для скорочення викидів GHG і створення безпечного середовища. Однак політики різних країн та їхнє небажання впроваджувати низьковуглецеві альтернативи залишаються основними перешкодами для покращення існуючих умов.

I. Bohoiko¹, Ph. D. student, ORCID 0000-0002-6816-6352

¹**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

TECHNOLOGIES AND METHODS FOR OPTIMIZING MULTI-LEVEL ENERGY STORAGE SYSTEMS

The study explores advanced optimization methods for multi-level energy storage systems (ESS) within distributed energy systems integrating renewable energy sources (RES). It addresses critical challenges posed by the variability and intermittency of RES generation, highlighting the need for effective solutions to maintain energy supply stability and reliability. The research categorizes ESS technologies into mechanical, electrochemical, electrical, chemical, and thermal systems, evaluating their technical and economic features, including energy density, efficiency, cost, and environmental impact.

Key optimization approaches are analyzed, such as dynamic programming, model predictive control, genetic algorithms, particle swarm optimization, and mixed-integer linear programming. These methods focus on optimizing ESS parameters, including sizing, placement, and charge-discharge scheduling, to enhance performance and reduce operational costs. Particular attention is given to ecological aspects, such as minimizing greenhouse gas emissions and mitigating battery degradation to support sustainable energy systems.

Advanced management algorithms, including artificial intelligence-based techniques like neural networks, fuzzy logic, and heuristic optimization, are proposed to adaptively manage ESS under changing conditions of generation and consumption. These smart management systems can also balance energy supply and demand, support frequency regulation, and improve grid reliability.

Recommendations are made for integrating ESS into distributed energy systems to facilitate the effective use of renewable resources while addressing uncertainties in energy generation. The study highlights the importance of robust optimization methods to tackle the increasing complexity of energy systems. By incorporating ESS into smart grid frameworks and adopting innovative control strategies, it is possible to enhance network stability, increase energy efficiency, and contribute significantly to decarbonization efforts.

Key words: multi-level energy storage systems, renewable energy sources, energy system optimization, Intelligent control algorithms, hybrid storage systems, distributed grid stability.

References

1. Denysiuk S.P., Strzelecki R., Bohiko I.I., Strzelecki N. Analysis of the features of effective implementation of solar power plants in local energy supply systems // *Energy: Economics, Technology, Ecology*. 2023. № 2. С. 7-25.

2. Denysiuk S.P., Lysyi V.V. Analysis of energy exchange processes in balancing the modes of energy supply systems with dispersed generation // *Energy: Economics, Technology, Ecology*. 2023. № 3. С. 7-22
3. M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, and M. N. Uddin, "Backtracking Search Algorithm Based Fuzzy Charging-Discharging Controller for Battery Storage System in Microgrid Applications," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 159357–159368, 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2951132>.
4. M. A. Hannan, M. Faisal, P. Jern Ker, R. A. Begum, Z. Y. Dong, and C. Zhang, "Review of optimal methods and algorithms for sizing energy storage systems to achieve decarbonization in microgrid applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 131, p. 110022, Oct. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110022>.
5. R. Nascimento *et al.*, "Case Study of Backup Application with Energy Storage in Microgrids," vol. 15, no. 24, pp. 9514–9514, Dec. 2022, doi: <https://doi.org/10.3390/en15249514>.
6. C. Schubert *et al.*, "Hybrid Energy Storage Systems Based on Redox-Flow Batteries: Recent Developments, Challenges, and Future Perspectives," *Batteries*, vol. 9, no. 4, p. 211, Mar. 2023, doi: <https://doi.org/10.3390/batteries9040211>.
7. I. E. Atawi, A. Q. Al-Shetwi, A. M. Magableh, and O. H. Albalawi, "Recent Advances in Hybrid Energy Storage System Integrated Renewable Power Generation: Configuration, Control, Applications, and Future Directions," *Batteries*, vol. 9, no. 1, p. 29, Jan. 2023, doi: <https://doi.org/10.3390/batteries9010029>.
8. M. Usman Tahir, A. Sangwongwanich, D.-I. Stroe, and F. Blaabjerg, "Overview of multi-stage charging strategies for Li-ion batteries," *Journal of Energy Chemistry*, vol. 84, pp. 228–241, Sep. 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2023.05.023>.
9. Denysiuk S., Bielokha H., Bohoiko I., Piskarov V. Perspectives on the Application of Multi-Stage Charging Methods for Lithium-Ion Batteries // Perspectives of contemporary science: theory and practice. Proceedings of the 11th International scientific and practical conference. SPC "Sci-conf.com.ua". Lviv, Ukraine. 2024. Pp. 314-319. URL: <https://sci-conf.com.ua/xi-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-perspectives-of-contemporary-science-theory-and-practice-9-11-12-2024-lviv-ukrayina-arhiv/>.
10. Denysiuk, S., Derevianko, D., Bohoyko, I. "Assessment of Uneven Electricity Withdrawal in Distribution and Utilization Systems with Battery Energy Storage" *Technical Electrodynamics*, 2025, No. 1, pp. 70–81. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.01.070>.
11. Filip Logist, Fady Assassa, J. V. Impe, and W. Marquardt, "Exploiting grid adaptation and structure detection in multi-objective dynamic optimization problems," *Computer-aided chemical engineering/Computer aided chemical engineering*, pp. 782–786, Jan. 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/b978-0-444-59520-1.50015-4>.
12. K. Deb and K. Deb, "Multi-objective Optimization," *Search Methodologies*, pp. 403–449, Jul. 2013, doi: https://doi.org/10.1007/978-1-4614-6940-7_15.
13. A. Behzadi, S. Holmberg, C. Duwig, F. Haghighat, R. Ooka, and S. Sadrizadeh, "Smart design and control of thermal energy storage in low-temperature heating and high-temperature cooling systems: A comprehensive review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 166, p. 112625, Sep. 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112625>.
14. M. Schwenzer, M. Ay, T. Bergs, and D. Abel, "Review on model predictive control: an engineering perspective," *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, vol. 117, no. 5–6, pp. 1327–1349, Aug. 2021, doi: <https://doi.org/10.1007/s00170-021-07682-3>.
15. V. Khare, S. Nema, and P. Baredar, "Solar–wind hybrid renewable energy system: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 23–33, May 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.223>.
16. R. Fachrizal, M. Shepero, D. van der Meer, J. Munkhammar, and J. Widén, "Smart charging of electric vehicles considering photovoltaic power production and electricity consumption: A review," *eTransportation*, vol. 4, p. 100056, May 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2020.100056>.
17. H. Song *et al.*, "Smart optimization in battery energy storage systems: An overview," *Energy and AI*, vol. 17, pp. 100378–100378, Sep. 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2024.100378>.
18. Hopgood AA. Intelligent systems for engineers and scientists: a practical guide to artificial intelligence. CRC Press; 2021, <http://dx.doi.org/10.1201/9781003226277>.
19. Denysiuk S., Bohoiko I., Piskarov V. Optimisation of electric vehicle charging stations using balancing technologies in local power systems // Scientific achievements of contemporary society. Proceedings of the 5th International scientific and practical conference. Cognum Publishing House. London, United Kingdom. 2024. Pp. 217-225. URL: <https://sci-conf.com.ua/v-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-scientific-achievements-of-contemporary-society-5-7-12-2024-london-velikobritaniya-arhiv/>

Надійшла: 28.04.2025

Received: 28.04.2025

ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ BESS З УРАХУВАННЯМ ЦИКЛІВ ВАРТОСТІ ЗАРЯДУ І РОЗРЯДУ ЗА ДОПОМОГОЮ ЛІНІЙНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

У статті представлено модель лінійного програмування для оптимізації роботи систем зберігання енергії (BESS), що враховує економічні витрати та вплив циклічних операцій зарядки/розрядки. Модель об'єднує дані про попит, генерацію електроенергії з відновлюваного джерела та динаміку цін, отримані за 30 днів із 5-хвилинним інтервалом, для формування типової добової кривої. Завдяки агрегуванню статистичних даних та побудові системи лінійних обмежень забезпечується оптимальне керування зарядом і розрядом, що мінімізує загальні витрати системи та підвищує стабільність роботи енергосистеми. Результати моделювання демонструють, що використання цінового профілю з коротшим (5-хвилинним) інтервалом призводить до зниження витрат на купівлю електроенергії порівняно з годинним інтервалом, хоча й може спричиняти частіші цикли зарядки/розрядки. Ефективне управління SOC та реагування на цінові сигнали дозволяє системі повністю заряджати або розряджати батарею за короткі проміжки часу, коли це економічно доцільно. Це підкреслює необхідність модернізації мережевої інфраструктури та створення ринкових механізмів з короткими інтервалами торгівлі для ефективної інтеграції ВДЕ та BESS. Бібл. 7, рис. 6.

Ключові слова: BESS, оптимізація, лінійне програмування, життєвий цикл акумулятора, ВДЕ.

Вступ. Акумуляторні системи накопичення енергії (BESS), є технологією зберігання електроенергії, яка базується на використанні груп акумуляторних батарей для накопичення та подальшого розподілу енергії в електричних мережах.

В статті використовується англomовна термінологія – BESS, SOC, EMS, яка в законодавстві України має як і відповідники так і оригінальні аббревіатури.

Оскільки BESS не мають механічних частин, вони забезпечують надзвичайно швидкий час реакції та запуску – лише 10 мс (не враховуючи обмеження часу реакції інвертора). Це дає змогу ефективно компенсувати швидкі коливання, що виникають у випадках, коли електрична мережа перевантажена або зазнає аномальних станів. Такі нестабільності, що тривають до 30 секунд, можуть спричинити коливання напруги, частоти та фази, здатні призвести до регіональних відключень електроенергії, що в Україні є одним з найвищих показників. Оптимально розрахована BESS здатна ефективно нейтралізувати ці коливання, що особливо важливо для регіонів, де в енергосистемі перетоки потужності є максимальними, підвищуючи ризик нестабільності.

З метою підвищення ефективності роботи BESS, вони обладнуються EMS – системою управління енергією (*Energy Management System*). Економічні показники системи накопичення, за оптимізацію яких відповідає EMS починають ставати застосовними до роботи контрагентів ринку, які займаються арбітражем електроенергії.

Останнім часом зростає роль EMS у посиленні ефективності передачі електроенергії: зокрема, довгі лінії електропередач можуть працювати ближче до своєї максимальної потужності, якщо акумуляторні системи компенсують локальні дисбаланси між попитом і пропозицією енергії. В умовах підвищеного попиту на електроенергію, і зокрема на високий і незадоволений попит в години максимуму в Україні, критично необхідно впроваджувати BESS в локальні мережі, з каліброваною економічною моделлю.

Метою досліджень є мінімізація витрат роботи системи зберігання електроенергії з використанням моделі лінійного програмування. В межах дослідження були поставлені завдання дослідити можливості формування балансів електроенергії в мікромережі зі встановленою BESS.

Матеріал і результати досліджень.

BESS демонструє високий потенціал прибутковості в наданні частотної підтримки та допоміжних послуг, особливо там, де ці послуги добре оплачуються та не підпадають під ті ж обмеження цін, що й на енергетичних ринках України. Наприклад, у країнах Центральної Європи BESS може досягти майже 100% прибутковості використання резервів утримання частоти [1]. BESS можуть ефективно працювати на ринках електроенергії з тривалими інтервалами часу, але економічна доцільність їх встановлення та прибутковість залежать від кількох факторів, включаючи структуру ринку, деградацію акумуляторів та конкретні послуги, що надаються. Але при ринковому механізмі продажу електричної енергії з прайс-кепами, потенціал роботи BESS обмежений, а отже тяжіє до низького.

Наразі в Україні енергетичний арбітраж не реалізований. Останніми зрушеннями у законодавчому процесі в питанні лібералізації роботи BESS став дозвіл НКРЕКП для «Укренерго» проводити довгострокові аукціони на 5 років для закупівлі допоміжних послуг. Ринок допоміжних послуг є єдиним ринком і джерелом доходу для власника BESS [2]. Також цей ринок може бути обмежений і за обсягом і на ньому можуть домінувати великі гравці, з потужностями 100 МВт і більше, а отже кількість аукціонів також буде менша.

BESS може бути більш конкурентоспроможним та прибутковим на безперервних ринках або ринках у режимі реального часу, де волатильність цін та ризик у стратегіях торгів можуть призвести до вищих доходів, навіть за певних ринкових обмежень. Участь у ринках послуг з регулювання частоти, обертового резерву та необертового резерву. На цих ринках BESS може виступати як *price-maker* (тобто її пропозиції можуть впливати на ціни ринкового клірингу) через значно менші обсяги цих ринків порівняно з енергетичним ринком. На ринках допоміжних послуг прибуток отримується як за надану потужність, так і за фактичне використання/продуктивність.

Коротші інтервали дозволяють оперативніше реагувати на швидкісні утворення обсягів електроенергії на ринку, що є перевагою для інтеграції послуг, таких як арбітраж та регулювання частоти. У випадку українського ринку електроенергії, інтервал 1 година на РДН – завеликий, і є перепорою для створення прибуткових умов для роботи BESS. Отже критично важливо для *фасилітації* використання ВДЕ і розподілених ресурсів збільшувати динаміку роботи ринку. Тож ми припускаємо що використання моделі можливе тільки за такої кон'юнктури ринку, де ціна визначена на коротшому інтервалі ніж 1 година. Також в цій роботі ми припускаємо, що ціна на електроенергію однакова як для продажу, так і для купівлі.

Невід'ємною частиною сучасних автономних систем є фотовольтаїчний масив, що донедавна, разом з системою мережевих інверторів і реалізацією електроенергії за «зеленим тарифом» був основним джерелом прибутку у власника СЕС. Завдяки поєднанню фотоелектричних установок із системами накопичення енергії, це стабілізує систему генерації, що дозволяє краще інтегруватися в електричні мережі, збільшує надійність відновлюваного ресурсу та збільшує доступність для підтримки постійного електропостачання протягом певного періоду часу. А отже потужність PV-масиву теж враховують, причому як ту яку максимально можна ввести в модель.

Аналіз змін потужності і SOC в BESS

Коли батарея (BESS) бере участь у ринку енергії та регулювання, її заряд змінюється протягом дня. Ці зміни можна представити у вигляді графіка, де є *локальні максимуми та мінімуми*—точки, в яких рівень заряду досягає піку або спадає до найнижчого значення.

$$E_B^{k+1} = E_B^k - P_B^k \cdot \Delta\delta - d \cdot |P_B^k \Delta\delta|, \quad (1)$$

де E_B – стан заряду батареї на кроці k при $k \in [0 - 288]$, (288 інтервалів по 5 хв у добі);

$\Delta\delta$ – це коефіцієнт, який використовується для позначення дискретності прийняття рішень та відображає інтервал ціноутворення на ринку.

P_B – потужність заряду/розряду, тобто $P_B > 0$ – процес розряду, $P_B < 0$ – процес заряду.

$d > 0$ – це коефіцієнт втрат при зарядці/розрядці BESS.

В кожен момент часу системою EMS приймаються рішення щодо: зарядки батареї, розрядки батареї, обміну енергією з мережею, стану заряду (SOC) акумуляторної батареї. Ми припускаємо що часовий горизонт моделювання складається з T кроків. В силу отриманих даних за один місяць з реальної станції з системою накопичення і СЕС – ми використовуємо 288 значень що дорівнює 288 5-ти хвилинним інтервалам що складає 24 години.

Втрати під час роботи BESS виникають як на рівні самих акумуляторних комірок (через хімічні процеси перетворення енергії), так і в допоміжних системах, таких як моніторинг, охолодження та пожежогасіння. Загальні втрати можуть варіюватися в широких межах — 3-27% через температуру навколишнього середовища, висоту над рівнем моря, потужність інвертора та ємність системи [3]. У нашому випадку приймаємо що $d = 0,95$.

По мірі інтенсивних зарядів і розрядів під час роботи BESS, це прискорює деградацію акумуляторів, що призведе до збільшення експлуатаційних витрат на батареї. Хоча системи розробляються для мінімізації деградації (очікується близько 80% залишкової потужності через 20 років за умови одного циклу на день), це є технічною характеристикою, яку слід враховувати у подальших дослідженнях.[4].

Профіль навантаження для дослідження був обраний як середньостатистичний графік для роботи підприємства з однією зміною, тобто найбільше навантаження зафіксоване всередині дня, і у пікові години не перевищує максимуми середини доби. Ми агрегуємо дані, обчислюючи середнє значення потужності для кожного інтервалу протягом 30 днів. Такий графік навантаження типовий для промислових підприємств з навантаженням без частих змін від мінімального до максимального значення і не має великих відхилень з величиною пікового попиту – рис.1.

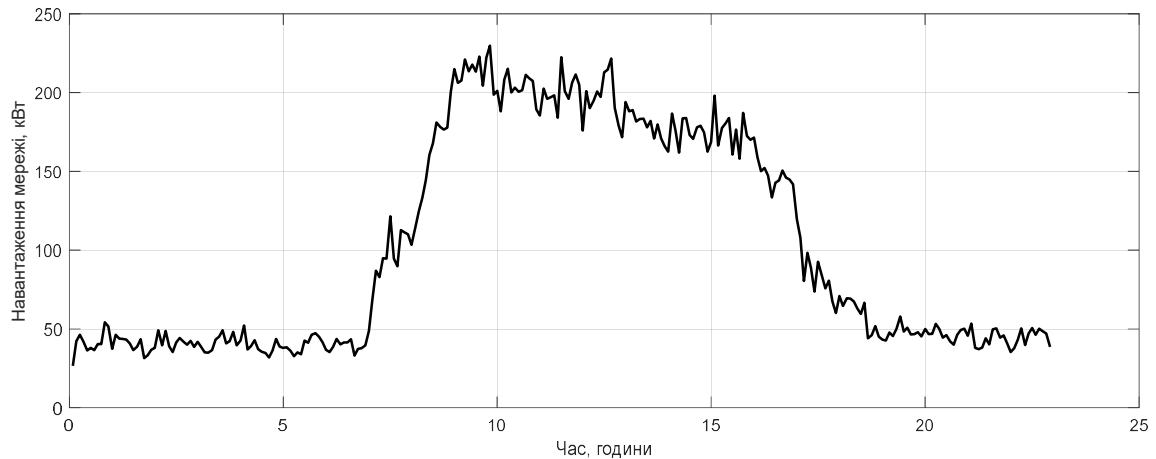


Рисунок 1 — добовий профіль навантаження, кВт

Цільова функція Z складається з витрат на купівлю/продаж енергії та штрафів за експлуатаційні цикли. Математично цільова функція може бути записана як:

$$Z = \sum_{t=1}^T [\lambda(x_c(t) + x_d(t)) + C(t) \cdot x_g(t)] \rightarrow \min, \quad (2)$$

λ – коефіцієнт штрафу (методи штрафних функцій є чисельними підходами для розв’язання завдань оптимізації, що накладає додаткові «витрати» на порушення обмежень) для уникнення надмірних циклів заряду/розряду;

$C(t)$ – ціна електроенергії в t момент часу;

$x_c(t)$ – потужність заряду в t момент часу (не перевищує $P_{\max}$);

$x_d(t)$ – потужність розряду в t момент часу (не перевищує $P_{\max}$);

$x_g(t)$ – потужність, що постачається в або забирається з мережі.

З цих змінних складається вектор рішень, куди входить також стан заряду BESS.

Це є ключовим параметром, який безпосередньо відображає ринкову кон’юктуру. Зміна профілю $C(t)$ на профіль зі значнішими коливаннями (піками та провалами) дозволить моделі знайти більші можливості для арбітражу, що може призвести до суттєвішого зменшення “витрат” (тобто збільшення доходу) порівняно з ринком з пласкішим ціновим профілем.

Динаміка стану заряду BESS

Для $t=1, 2, \dots, T-1$ має виконуватись рівняння:

$$E(t+1) = E(t) = \eta_c \cdot x_c(t) - \frac{x_d(t)}{\eta_d} = 0, \quad (3)$$

де η_c – електрична ефективність зарядки (програмована, або закладена апаратно в інвертор); η_d – ефективність розрядки. При початковому стані заряду $E(1) = E_0$ – як обмеження.

Загальний вигляд для рівняння балансу електроенергії у роботі BESS (зв’язок між попитом, генерацією та роботою BESS) в мережі:

$$x_g(t) - x_c(t) + x_d(t) = D(t) - R(t), \quad (4)$$

де $D(t)$ – попит на кроці t , $R(t)$ – виробництво з СЕС на кроці t .

Обмеження для моделі

$$\begin{aligned} 0 &\leq x_c(t) \leq P_{\max}; \\ 0 &\leq x_d(t) \leq P_{\max}; \\ E_{\min} &\leq E(t) \leq E_{\max}. \end{aligned} \quad (5)$$

Зазвичай перетікання потужності в мережі $x_g(t)$, математично може бути як додатній так і від’ємний, тому ми обмежень не вводимо.

Вихідні дані для формування моделі

У нашій роботі ми використовуємо набір даних, що складається з трьох часових рядів за 30 днів, де дані збираються з інтервалом 5 хвилин (тобто 288 значень на день). Значення попиту на електроенергію та генерація фотовольтаїчного масиву у вигляді рядів даних взяті з моніторингу реальних станцій, де підключено промислове навантаження. Дані про ціни на відновлювальну електроенергію ми отримали з апроксимації даних [5], що є ціною від Австралійського оператора енергетичного ринку – позначені на рис.2 Також на рис. 2 позначено середньозважені погодинні ціни на РДН України. Як ми бачимо за даними оператора ринку ВДЕ Австралії, типовий добовий профіль цін на електроенергію в країні має дуже короткі інтервали торгів, на відміну від українського РДН з 1-годинною «одиницею реального часу». Обґрунтування вибору даного ринку полягає в тому що Австралія має найвищий у світі рівень проникнення сонячної енергії на душу населення. Близько 37% електроенергії Австралії вже надходить із сонячної та вітрової енергії, а ще 6% – з гідроелектростанцій, побудованих десятиліття тому[6]. Водночас країна вкрай потребує надійного планування розподілених систем зберігання енергії в акумуляторах. Регіони, такі як Південна Австралія, стикаються з високою волатильністю цін на електроенергію, що створює вигідні можливості для BESS для проведення енергетичного арбітражу та забезпечення резервів на непередбачені обставини [7]. Отже уряд країни рішуче шукає шляхи підсилення економічної обґрунтованості встановлення BESS щодо максимізації автономності домашніх та промислових об'єктів та роботу систем на ринку мережевих послуг.

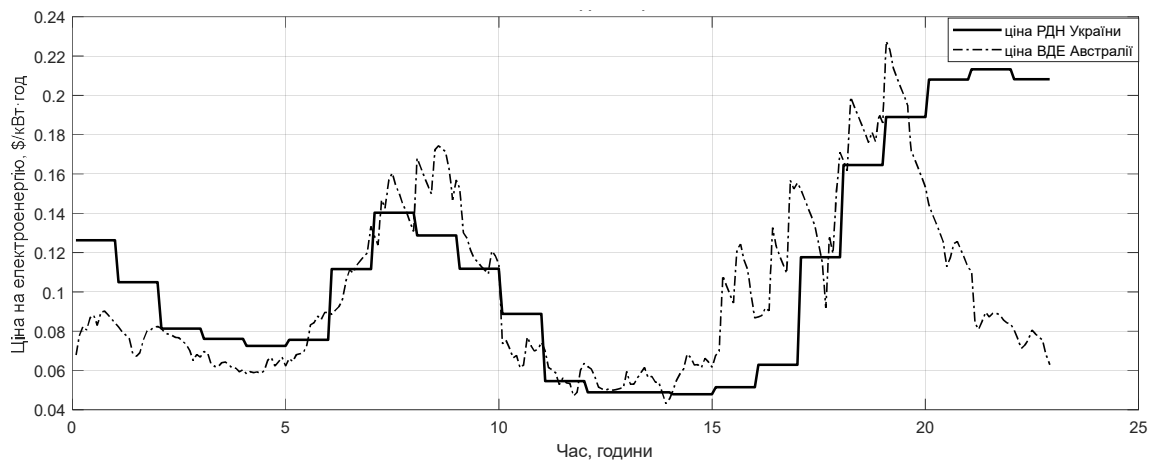


Рисунок 2 – погодинні ціни на електроенергію на ринку Австралії та РДН України, \$/кВт·год
При цьому параметри моделі складали такі значення:

$n = 5$ – кількість паралельних BESS;

$E_{\max} = 200$ – максимальний SOC, кВт·год;

$E_{\min} = 20$ – мінімальний SOC, кВт·год;

$E_0 = 100$ – початковий SOC, кВт·год;

$P_{\max} = 50$ – максимальна потужність, кВт;

$\eta_c = 0,95$ – ефективність зарядки;

$\eta_d = 0,95$ – ефективність розрядки;

$\lambda = 0,01$ – штраф за інтенсивні цикли (мінімізує використання батарей);

$\delta = 1/12$ – тривалість кроку (5 хв).

Формування оптимізаційної моделі

Моделювання проводилось у системі MATLAB, результати якого наведені на рис.4. Вирази для цільових функцій обчислюються для двох відмінних рядів значень ціни за електроенергію з 1-годинним інтервалом (ЦФ1) та з 5-хвилинним інтервалом (ЦФ2).

Отримане значення цільової функції, \$:

$$Z_1 = 1900,96$$

$$Z_2 = 1894,75$$

Таким чином, різниця у двох випадках склала 6,21 \$, що свідчить про те що робота на ціновому профілі з інтервалом 5 хвилин знижує витрати на купівлю електроенергії. При цьому при різних піках навантаження впродовж доби модель обчислює ЦФ з різною відмінністю – як о 19:00.

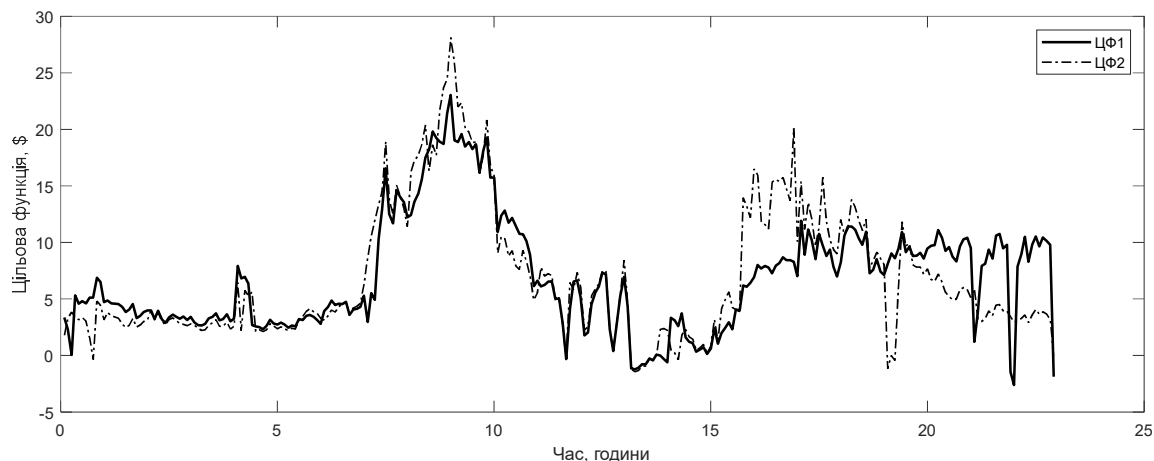


Рисунок 3 – результати лінійного програмування, ЦФ1, ЦФ2, \$

EMS системи накопичення з даною моделю відстежує SOC, щоб залишатися в межах мінімального та максимального допустимих рівнів. Фактичний SOC в реальному часі використовується для коригування графіків та рішень. Рівень SOC прямо впливає на те, скільки енергії система може зарядити або розрядити, і, відповідно, на її здатність надавати послуги або здійснювати операції на ринку. У випадку роботи BESS разом з фотовольтаїчним масивом, це дозволяє переносити виробництва з PV на години з вищими цінами або зменшення фінансових штрафів за дисбаланс між прогнозованим та фактичним виробництвом. Роботу BESS+PV представлено на рис.4,5,6.

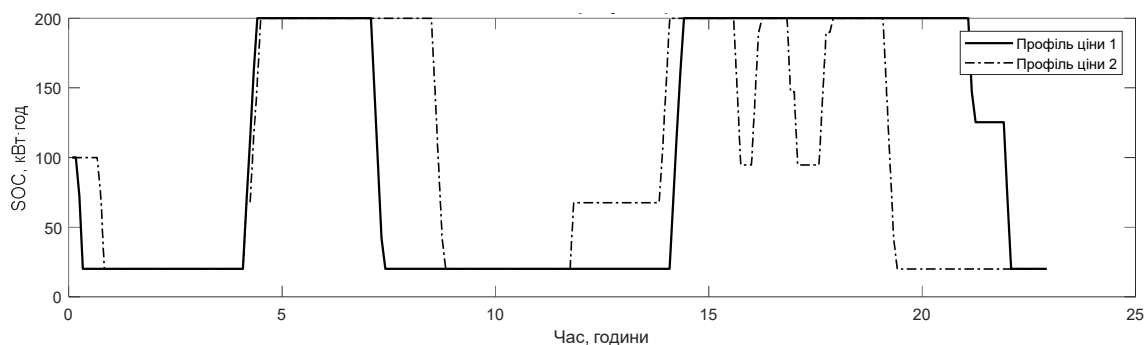


Рисунок 4 – стан заряду BESS, кВт·год

На основі результатів також робимо висновок про різницю у профілі SOC – при роботі на профілі ціни 2 є частіші цикли розрядки акумуляторів, що в свою чергу прискорює їх деградацію. Ця деградація часто моделюється як вартість, пов'язана із втратою ресурсу акумуляторів, яка «штрафує» дохід або враховується як обмеження, наприклад, через ліміт циклів на день. У нашому випадку ця деградація може бути спричинена також роботою інвертора на максимальній потужності (рис.6). При цьому таких рівнів потужності заряду крім як о 18:00 – 10,8 кВт більше не спостерігається.

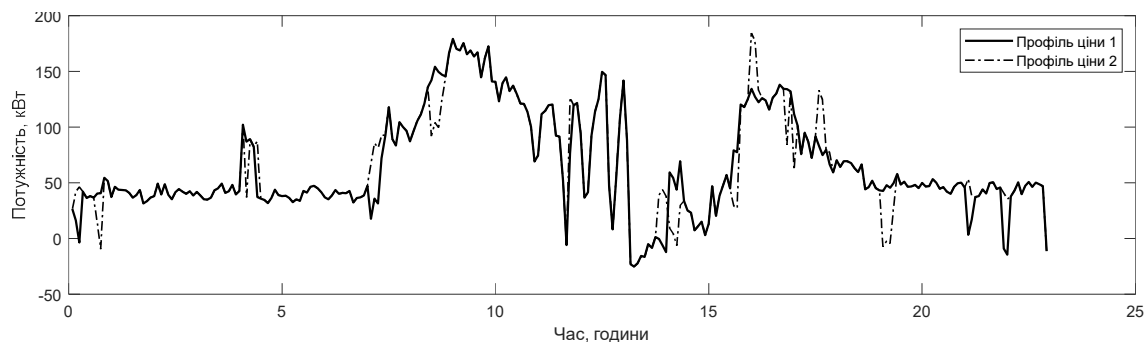


Рисунок 5 – потужність спожитої електроенергії, кВт

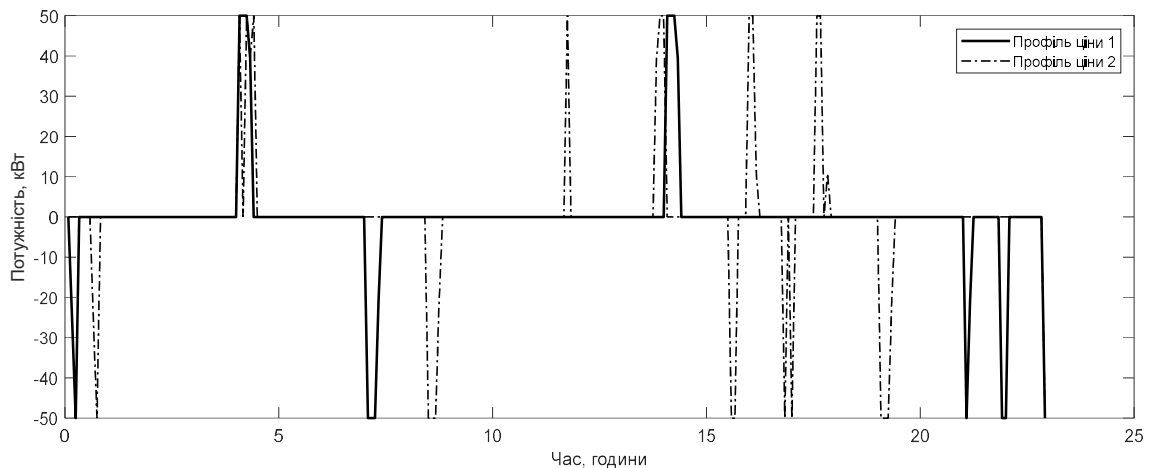


Рисунок 6 – потужність заряду і розряду, кВт

Обробка результатів

SOC впродовж доби різко зростає до максимального рівня або знижується до мінімального. У деяких моментах SOC залишається на одному рівні, що означає наявність явної вигоди від зарядки чи розрядки за поточних умов (ціни/попиту/генерації). Отже розроблена модель, яка має сформувати управлінські дії, за результатами моделювання, буде керувати EMS – повністю зарядити чи розрядити батарею за короткі проміжки часу, коли це економічно доцільно (частково – при низькій ціні на електроенергію — заряджається, а при високій — розряджається).

Перспективи подальших досліджень

Дослідження можуть спрямовуватися на розробку моделей інтеграції для різних сегментів – від житлових масштабів (*residential*) до комерційних та *utility*-рішень. Це дозволить адаптувати алгоритми управління та оптимізації до специфічних вимог кожного сегмента ринку електроенергії. Використання коротших часових інтервалів у ціноутворенні (як у багатьох західних країнах) може дозволити більш ефективно управляти BESS.

Висновки. Результати моделювання свідчать що EMS що враховує динаміку попиту, генерацію з ВДЕ та цін у моделі лінійного програмування дозволяє ефективно управляти зарядом і розрядом акумуляторних систем. Стрибоподібні значення SOC та «повні» заряд/розряд (до максимуму або мінімуму) є типовими для моделей, що орієнтуються виключно на мінімізацію витрат і не мають жорстких обмежень на швидкість зарядки чи розрядки. У реальних системах, тобто тими що мають технічні обмеженнями на потекорозподіл потужності, усталене відхилення напруги, розмах зміни напруги, доза флікера і т.д. - крива SOC виглядає з мінімальною кількістю стрибкоподібних відхилень.

Світовий ринок акумуляторів швидко розвивається, і попит на них різко зростає, а ціни на акумулятори продовжують падати. Така тенденція не убезпечить мережі від хаотичного приєднання до них систем виробництва електроенергії на низькій напрузі. Тому формування задач щодо інтеграції BESS та їх вирішення щодо процесів зарядки та розрядки є важливим. По-перше, існує потреба модернізувати існуючу мережеву інфраструктуру в Україні, щоб вона могла ефективно працювати з високою часткою ВДЕ в структурі виробництва електроенергії. По-друге, необхідно створити чіткі нормативно-правові рамки та ринкові механізми, які дозволяють торгувати електроенергією за інтервалами коротшими за годину, що сприятиме швидкому реагуванню на коливання попиту та генерації.

Список використаних джерел

- 1.Hu, Y., Armada, M., & Sánchez, M. J. (2022). Potential utilization of battery energy storage systems (BESS) in the major European electricity markets. *Applied Energy*, 322, 119512. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119512>;
- 2.Протокол відкритого обговорення НКРЕКП. (2024). [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Proekty%20postanov/2024/pr_58-2024/protokol_vidkr-obgovorennia_pr_58-2024_.pdf (дата звернення: 04.03.2025).;
- 3.He, G., Chen, Q., Kang, C., Pinson, P., & Xia, Q. (2015). Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performance-based regulation and battery cycle life. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(5), 2359–2367. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2509040>;

4.Gan, G., Li, J., Mu, G., & Yan, G. (2025). Optimized Strategies for Peak Shaving and BESS Efficiency Enhancement through Cycle-Based Control and Cluster-Level Power Allocation. arXiv. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2502.10268> (дата звернення: 04.03.2025).;

5.Zhuo, W., & Savkin, A. V. (2019). Profit Maximizing Control of a Microgrid with Renewable Generation and BESS Based on a Battery Cycle Life Model and Energy Price Forecasting. *Energies*, 12(15), 2904. <https://doi.org/10.3390/en12152904> (дата звернення: 04.03.2025).;

6.Solar puts Australia in fast lane to 100% renewables. (2025, May 27). PV Magazine Australia. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.pv-magazine-australia.com/2025/05/27/solar-puts-australia-in-fast-lane-to-100-renewables/> (дата звернення: 28.05.2025).;

7.Bayborodina, E., Negnevitsky, M., Franklin, E., & Washusen, A. (2021). Grid-Scale Battery Energy Storage Operation in Australian Electricity Spot and Contingency Reserve Markets. *Energies*, 14(23), 8069. <https://doi.org/10.3390/en14238069>;

A. Prasol¹, Ph. D. student, ORCID 0009-0009-2743-3301

O. Borychenko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-6127-2945

¹National Technical University of Ukraine

“Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

OPTIMIZATION OF BESS OPERATION TAKING INTO ACCOUNT CHARGING AND DISCHARGE COST CYCLES USING LINEAR PROGRAMMING

The paper presents a linear programming model for optimizing the operation of battery energy storage systems (BESS), which takes into account the economic costs and the impact of cyclic charging/discharging operations. The model combines data on demand, renewable electricity generation and price dynamics obtained over 30 days with a 5-minute interval to form a typical daily curve. By aggregating statistical data and constructing a system of linear constraints, optimal charge and discharge control is ensured, which minimizes the overall system costs and increases the stability of the power system. The simulation results demonstrate that using a price profile with a shorter (5-minute) interval leads to a reduction in electricity purchase costs compared to an hourly interval, although it may result in more frequent charging/discharging cycles. Effective SOC management and response to price signals allow the system to fully charge or discharge the battery in short periods of time when it is economically feasible. This highlights the need to modernize grid infrastructure and create market mechanisms with shorter trading intervals for the effective integration of RES and BESS. Ref. 7, Fig. 6.

Keywords: BESS, optimization, linear programming, battery life cycle, renewable energy.

References:

1.Hu, Y., Armada, M., & Sánchez, M. J. (2022). Potential utilization of battery energy storage systems (BESS) in the major European electricity markets. *Applied Energy*, 322, 119512. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119512>;

2.National Energy and Utilities Regulatory Commission of Ukraine (NEURC). (2024). Protocol of public discussion on draft resolution No. 58-2024. [Online]. Available at: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Proekty%20postanov/2024/pr_58-2024/protokol_vidkr-obgovorennia_pr_58-2024_.pdf (Accessed: 04 March 2025);

3.He, G., Chen, Q., Kang, C., Pinson, P., & Xia, Q. (2015). Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performance-based regulation and battery cycle life. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(5), 2359–2367. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2509040>;

4.Gan, G., Li, J., Mu, G., & Yan, G. (2025). Optimized Strategies for Peak Shaving and BESS Efficiency Enhancement through Cycle-Based Control and Cluster-Level Power Allocation. arXiv. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2502.10268> (Accessed: 04 March 2025);

5.Zhuo, W., & Savkin, A. V. (2019). Profit Maximizing Control of a Microgrid with Renewable Generation and BESS Based on a Battery Cycle Life Model and Energy Price Forecasting. *Energies*, 12(15), 2904. <https://doi.org/10.3390/en12152904> (Accessed: 04 March 2025);

6.Solar puts Australia in fast lane to 100% renewables. (2025, May 27). PV Magazine Australia. [Online]. Available at: <https://www.pv-magazine-australia.com/2025/05/27/solar-puts-australia-in-fast-lane-to-100-renewables/> (Accessed: 28 May 2025);

7.Bayborodina, E., Negnevitsky, M., Franklin, E., & Washusen, A. (2021). Grid-Scale Battery Energy Storage Operation in Australian Electricity Spot and Contingency Reserve Markets. *Energies*, 14(23), 8069. <https://doi.org/10.3390/en14238069>.

Надійшла: 25.04.2025

Received: 25.04.2025

ЛІБЕРАЛІЗОВАНІ РИНКИ ЕНЕРГІЇ

LIBERALIZED ENERGY MARKETS

УДК 621.311

DOI 10.20535/1813-5420.2.2025.327493

О.М. Копчиков¹, аспірант, ORCID 0000-0001-7885-4055

В.П. Калінчик¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0003-4028-0185

¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ОПТИМІЗАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ВПЛИВУ ОБМЕЖЕНЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ДЛЯ НЕПОБУТОВОГО СПОЖИВАЧА В УМОВАХ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

В роботі розглядається вирішення проблеми ефективного планування купівлі електроенергії для непобутових споживачів з урахуванням технічних обмежень та волатильності цін на різних сегментах ринку. Поставлено та вирішено задачу визначення оптимального розподілу закупівель електричної енергії непобутовим споживачем між доступними сегментами ринку України та Польщі за критерієм мінімізації сукупних витрат в умовах прогнозних обмежень електроспоживання та цінової невизначеності. Запропонована оптимізаційна модель побудована на основі стохастичного змішаного цілочислового лінійного програмування, яке враховує сценарії технічних обмежень та сценарії ринкових умов. Особливістю запропонованої методики є врахування можливості імпорту електроенергії, що дозволяє пом'якшити негативні наслідки дефіциту. Апробацію моделі виконано на основі реальних погодинних даних споживання промислового підприємства та фактичних ринкових цін. Наведено результати обчислювальних експериментів, що демонструють кількісні переваги оптимального розподілу купівлі для різних сценаріїв обмеження. Запропонований підхід дозволяє підприємствам формалізувати процедуру прийняття стратегічних рішень щодо купівлі електроенергії, враховуючи ризики невизначеності та сприяючи економічно ефективному і стійкому енергозабезпеченню в умовах кризових явищ на енергетичних ринках.

Ключові слова: споживання електричної енергії, непобутовий споживач, ринок електричної енергії, дефіцит, гранична величина, оптимізаційне моделювання, управління.

Вступ. З огляду на останні виклики для енергетичного сектору України, оптимізація споживання електроенергії та розподілу купівлі між сегментами ринку є вкрай актуальною. Закон України «Про ринок електричної енергії» [1] року започаткував нову модель ринку, визначивши правові, економічні та організаційні засади його функціонування задля надійного і безпечного електропостачання споживачам, а також розвитку конкуренції й мінімізації витрат. У контексті дії правового режиму воєнного стану запроваджено спеціальні норми щодо імпорту електроенергії, що мають на меті пом'якшити дефіцит електричної енергії. Зокрема, постановами уряду передбачено, що заходи з обмеження електропостачання не застосовуються до споживачів, які значну частину електроенергії забезпечують за рахунок імпорту (понад 60% від свого обсягу споживання) [2]. Такий законодавчий підхід підкреслює важливість забезпечення стабільного енергопостачання навіть у кризових умовах та має стимулювати гнучкість у постачанні електричної енергії.

Ефективне функціонування відкритого ринку електроенергії потребує точного прогнозування цін та стану ринку. Учасники ринку активно використовують ринкові індикатори та індекси для прогнозування майбутньої динаміки цін і моніторингу ситуації на ринку [3]. Своєчасні й обґрунтовані прогнози дозволяють завчасно реагувати на коливання попиту й пропозиції, особливо за умов можливих дефіцитів чи зміни цін. Таким чином, прогнозування цін та стану ринку електроенергії є невід'ємною складовою стратегічного планування в галузі.

Окремої уваги потребує питання обмежень споживання електроенергії, які можуть запроваджуватися під час енергетичних криз або пікових навантажень. Досвід України (зима 2022–2023 рр., масовані пошкодження енергосистеми тощо) показав, що сценарії із примусовим зниженням споживання – від незначних обмежень до суттєвих відключень – є цілком реальними. Такі вимушені заходи суттєво впливають на енергетичний баланс і потребують ретельного планування як з боку оператора системи передачі, розподілу, так і великих споживачів.

Вони мають прораховувати різні варіанти розвитку подій: від оптимістичного (відсутність обмежень, 0%) до песимістичного (значний дефіцит потужності з регулярними відключеннями частини

споживачів). За оцінками, навіть у помірному сценарії дефіцит електроенергії взимку може сягати до 25%, тоді як у найгіршому – близько 35% часу без електропостачання [4]. Врахування таких потенційних обмежень у прогностичних моделях дозволяє завчасно підготувати стратегії для підтримання балансу попиту і пропозиції. Тому виникає необхідність сформулювати оптимізаційний підхід, який надає ефективний інструментарій для кількісного моделювання впливу обмежень: він допомагає оцінити наслідки різних рівнів обмеження споживання та знайти шляхи мінімізації негативних ефектів, насамперед економічних.

У даному дослідженні розглянуто можливості введення різних ймовірнісних сценаріїв розвитку ситуації на ринку електроенергії і впливом різних рівнів обмежень на розподіл електроенергії споживачу.

Метою роботи є визначення оптимального поділу обсягів закупівлі електроенергії між різними сегментами ринків електричної енергії в умовах різних сценаріїв, які враховують вплив обмежень електричної енергії та стан ринків електричної енергії..

Викладення основного матеріалу

Теоретичні засади. У публікаціях останніх років (2019–дотепер) застосовується широкий спектр оптимізаційних підходів. Найчастіше використовуються моделі змішаного цілочисельного лінійного програмування (MILP) для планування та управління попитом у режимі реального часу, оскільки вони здатні враховувати бінарні змінні (можливість/неможливість участі у певному сегменті) та лінійні витрати. Деякі дослідження включають динамічне програмування або керування за модельним прогнозом (Model Predictive Control, MPC) для покрокового прийняття рішень. Коли необхідно враховувати невизначеність застосовується стохастичне програмування. Zheng (2020) пропонують дворівневу стохастичну оптимізацію для управління попитом за механізмами стимулювання, моделюючи невизначеність у залученні споживачів і в їх реакції [5]. Для великих споживачів (наприклад, промислових) застосовуються двоетапні стохастичні моделі з критерієм CVaR (Conditional Value at Risk), щоб захиститися від волатильності цін та невизначеності у виробництві з відновлюваних джерел [6]. У низці робіт зустрічаються метаевристики або еволюційні алгоритми (наприклад, генетичні алгоритми), коли задачі занадто складні для точних методів, або коли оптимізується структура тарифів для великої кількості споживачів [7]. Проте загалом MILP (та інші варіації лінійного програмування) є найпоширенішим інструментом для детермінованих моделей планування, а стохастичне програмування (двоетапне або зі стохастичними обмеженнями) – для проблем із невизначеністю [8]. Динамічне чи ієрархічне (багаторівневе) програмування, включно з MPC, застосовується переважно у задачах керування на рівні окремого споживача або будівлі. Евристичні методи зустрічаються рідше, здебільшого для оптимізації тарифної політики або в задачах дуже великої розмірності.

У більшості опублікованих робіт оптимізаційна модель має економічний критерій, зазвичай це мінімізація загальних витрат на електроенергію для споживача або максимізація економічного виграшу за наявних обмежень. Наприклад, поширеним підходом є мінімізація сукупного рахунку за електроенергію з урахуванням тарифів, що змінюються в часі (Time-of-Use, TOU) [9]. В іншому контексті (енергетична криза чи дефіцит потужності) у роботі Замулко (2024) пропонується максимізувати доходи від продажу електроенергії при одночасному раціонуванні електропостачання [10]; фактично це задача оптимального розподілу обмеженого енергоресурсу з урахуванням економічних пріоритетів. У низці робіт впроваджено багатокільові постановки, де враховується ще підтримка комфорту користувачів. Наприклад, у моделі наведеній Samadi, критерії пов'язані з вартістю та обмеженнями на температуру в приміщенні й час роботи приладів, щоб не нехтувати зручністю споживача задля надмірних заощаджень [9].

Більшість оптимізаційних моделей спрямовані на мінімізацію витрат (або максимізацію вигоди) за умови обов'язкового задоволення базового попиту та дотримання встановлених обмежень (у т.ч. щодо комфорту). Деякі моделі мають одноцільову постановку (наприклад, мінімізація витрат чи зменшення пікового навантаження), тоді як інші — мультикритеріальні (збалансування між економією та комфортом).

Структурування проблеми. Вирішальним критерієм з позиції кількісного аналізу покриття 100% потреб не побутового споживача на ринку електроенергії є загальні витрати на її закупівлю. Оскільки для такого споживача діють обмеження обсягів або різні умови на ринкових сегментах (ринку «на добу наперед», внутрішньодобовий, балансуєчий тощо), а також доступні прогностичні дані щодо цін та ймовірного дефіциту, такий споживач має змогу розподілити свій загальний обсяг закупівлі між кількома сегментами з метою мінімізації витрат. У разі наявності критичного навантаження, яке не може бути обмежене, це слід зафіксувати як критичне, тоді як решта обсягу може бути гнучко розподілена в оптимізаційній моделі, орієнтуючись на прогнозовану кон'юнктуру цін і технічні чи регуляторні ліміти у кожному сегменті ринку.

З огляду на те, що у не побутового споживача наявна можливість участі у різних ринках електричної енергії, застосовуючи механізм імпорту, відповідно є необхідність враховувати

Дослідження наявних початкових даних. Загальний (планований) обсяг споживання не побутового споживача $W_{\text{заг}}$, який визначається як прогностичне значення кількості електроенергії яку необхідно придбати на окрему годину. Критичний обсяг $W_{\text{крит}}$, необхідний для нормальної роботи не побутового споживача в окрему годину, та гнучкий обсяг $W_{\text{гнуч}}$, яким у певних умовах можливо

знехтувати. За певних сценаріїв ця розбивка дозволяє накласти різні обмеження на кожен тип навантаження. У даному дослідженні використовуються дані режимних вимірів погодинного споживання непобутового споживача.

З огляду на обмеження електричної енергії з боку оператора системи розподілу (ОСР), в дослідженні розглянуто три сценарії обмежень (сценарії технічних обмежень) для окремої години: на рівні 0% (обмеження відсутні), на рівні 25% та 50%. Такі сценарії є певними наборами припущень щодо ключових параметрів, до них можна віднести рівень обмеження за певними сегментами ринку електричної енергії, за для задоволення потреби, що виникне за настання такого сценарію.

З іншого боку, можливо визначити сценарії, що відображають стан ринку електричної енергії (ринкові сценарії), а саме ті які враховують прогнозний попит на ринку, що залежить від факторів сезонності (пора року, температура, хмарність тощо), різних випадкових або системних подій (наприклад ремонт об'єктів генерування). На базі можливих сценаріїв формуються ключові параметри, а саме ціна на кожному із сегментів ринку, обмеження щодо можливої кількості електричної енергії, яку можна купити у сегменті ринку, з урахуванням всіх ризиків.

Формування ключових параметрів може бути реалізовано за допомогою методу експертних оцінок, аналізу історичних даних, імітаційного моделювання або побудовою сценарних дерев.

Формулювання оптимізаційної моделі. Враховуючи початкові дані та умови, що накладені на споживача в умовах обмежень з боку ОСР, для знаходження оптимального розподілу за сегментами ринку, важливо враховувати всі можливі сценарії. У цьому дослідженні запропоновано стохастичний підхід у межах змішаного цілочисельного лінійного програмування (MILP), що дає змогу знайти оптимальний розподіл планового обсягу закупівлі між різними сегментами ринку з урахуванням імовірнісного характеру сценаріїв. Описана модель поєднує елементи стратегічного планування (на рівні ринків) та тактичного розподілу (на рівні сегментів) в умовах невизначеності.

Визначено складові запропонованої оптимізаційної моделі – шукані невідомі, цільову функцію, обмеження та граничні умови.

Шукані невідомі для ринкового сценарію B в умовах сценарію технічних обмежень A : $X = (x_{ij}^{(B)}), i \in \{0, \dots, n\}, j \in \{0, \dots, m\}$ – плановий обсяг купівлі електричної енергії на m сегментах i -го ринку електричної енергії за ринковим сценарієм B

Цільова функція – сукупні витрати від купівлі електричної енергії на всіх сегментах різних ринків електричної енергії (грн):

$$Z(X) = \sum_B P(B) \cdot \sum_i^n \sum_j^m C_{ij}^{(B)} \cdot x_{ij}^{(B)} \rightarrow \min \quad (1)$$

де $P(B)$ – ймовірність настання ринкового сценарію B яка визначає вагу цього сценарію в цільовій функції. Використання ймовірності дозволяє моделі враховувати невизначеність ринкових умов через очікуване значення витрат, тим самим забезпечуючи оптимальний вибір закупівлі електроенергії з мінімальним ризиком. Сценарії з вищою ймовірністю мають більший вплив на рішення, а менш імовірні сценарії мають відповідно меншу вагу, проте все одно враховуються для забезпечення стійкості рішення до можливих несприятливих умов;

$C_{ij}^{(B)}$ – прогнозна ціна купівлі електричної енергії на j -му сегменті i -го ринку, сценарію B .

У базовій оптимізаційній моделі враховано сегментні обмеження, значення меж яких обґрунтовано аналізом попиту та пропозицією на сегментах ринку електричної енергії на поточну годину:

$$\sum_j^m x_{ij}^{(B)} = W_{\text{зар}} \quad (2)$$

$$L_{ij}^{(B)} \leq x_{ij}^{(B)} \leq U_{ij}^{(B)} \quad (3)$$

де $L_{ij}^{(B)}, U_{ij}^{(B)}$ – відповідно нижня та верхня прогнозні межі обсягу закупівлі на j -му сегменті i -го ринку за сценарієм B , що визначають допустимий діапазон закупівлі за прогносною ціною $C_{ij}^{(B)}$.

Для того щоб приймати дискретне рішення щодо участі у певному сегменті, вводиться бінарна змінна $\delta_{ij}^{(B)}$ (де $\delta_{ij}^{(B)} = 1$ – можлива участь, 0 – участь неможлива), тоді обмеження набувають такого вигляду:

$$x_{ij}^{(B)} \geq \delta_{ij}^{(B)} \cdot L_{ij}^{(B)} \quad (4)$$

$$x_{ij}^{(B)} \leq \delta_{ij}^{(B)} \cdot U_{ij}^{(B)} \quad (5)$$

Враховуючи необхідність встановлювати обмеження на участь у інших ринках електричної енергії (наприклад імпорт з інших країн), введено ринкові обмеження, значення меж яких обґрунтовано сценарієм технічних обмежень, а саме обмеження на купівлю в межах ринку:

$$L_i^{(B)} \leq \sum_j^m x_{ij}^{(B)} \leq U_i^{(B)} \quad (6)$$

Результати та їх обговорення. У якості початкових даних використано дані споживання підприємства промислового виробника пластику [11] за 24 години $W_{\text{заг.}}$. Щодо сценаріїв технічних обмежень, то розроблено сценарії: T1 (технічні обмеження відсутні) та T2 (наявні обмеження, такі що менше ніж $W_{\text{крит}}$ споживача). Розроблено ринкові сценарії P1 та P2 на основі стану ринку на торгову добу 23.08.2024 та 24.08.2024 відповідно. Результати прогнозного значення ціни на РДН, ВДР прийнято як існуючі значення цін на відповідних ринках за даними АТ «Оператор ринку»[12], відповідно до ринкових сценаріїв. З метою ілюстрації можливостей імпорту електроенергії, імпортерним ринком виступає ринок електричної енергії (сегмент РДН) Республіки Польща, а ціни отримано за даними Towarowa Gielda Energii S.A.[13] і переведено у гривні відповідно до офіційного курсу НБУ станом на 23.08.2024 та 24.08.2024. Нижня прогнозна межа $L_{ij}^{(B)} = 0$ для усіх ринкових сценаріїв. Верхню прогнозну межу $U_{ij}^{(B)}$ прийнято як відсоток який займає добовий плановий обсяг споживача від добового обсягу пропозиції на відповідному сегменті ринку, що становить для РДН – 0,025%, для ВДР – 0,04%. Імпортний ринок, враховуючи ризики, що пов'язані з фізичним правом на передачу [14] не враховано, але прийнято, що можливо забезпечити плановий обсяг на рівні 75%. Вважається, що споживач вже заключив договір купівлі-продажу на базове навантаження 0,15 МВт, а подальша участь на ринку двосторонніх договорів неможлива.

Сформовано вхідні дані ринкових сценаріїв P1 (рис. 1) та P2 (рис. 2)

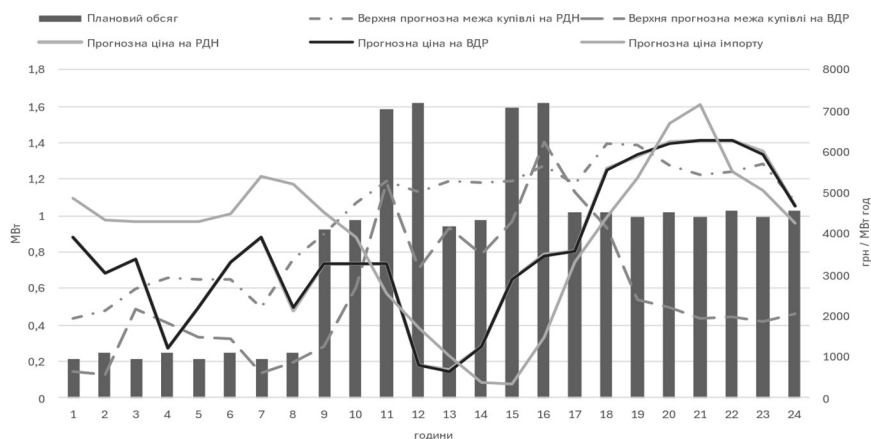


Рисунок 1 – Вхідні дані ринкового сценарію P1

За сценарієм P1 у кожній годині сумарні верхні межі наявних ринкових сегментів перевищують або принаймні дорівнюють потребі споживача, що свідчить про достатню пропозицію на ринку. Щодо імпорту, то 11-та година та період з 14 по 19 годину.

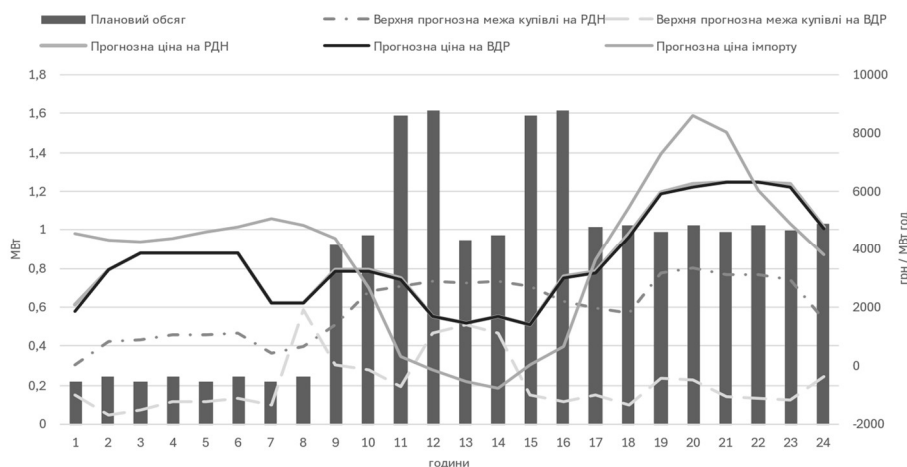


Рисунок 2 – Вхідні дані ринкового сценарію P2

Ринковий сценарій P2 демонструє неможливість забезпечити потреби споживача на ринкових сегментах РДН та ВДР в усіх годинах без виключення. Різні рівні та динаміка цін на РДН, ВДР та імпорті створюють передумови для оптимізаційного розподілу закупівлі, що враховує дані обмеження.

Нижня та верхня межі обмежень участі у ринку для обох ринкових сценаріїв прийнято однаковими і для сценарію технічних обмежень T1 обмеження будуть відсутні. У свою чергу сценарій T2 передбачає обмеження від оператора системи розподілу з 17:00 до 22:00 години, які є критичними для роботи підприємства, а отже є необхідність в обмеженні $L_i^{(B)}$ на рівні 60% від планового споживання для забезпечення можливості імпортувати електричну енергію з іншого ринку, з метою скасування обмежень згідно положення [2].

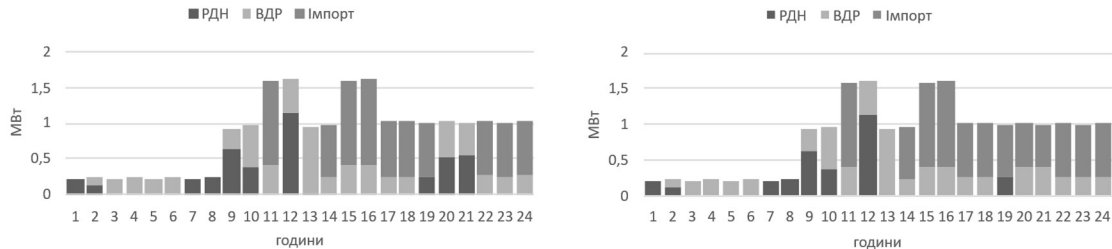


Рисунок 3 – Графіки оптимального розподілу купівлі на сегментах ринку за ринковим сценарієм P1 та сценаріїв технічних обмежень T1 (справа) та T2 (зліва)

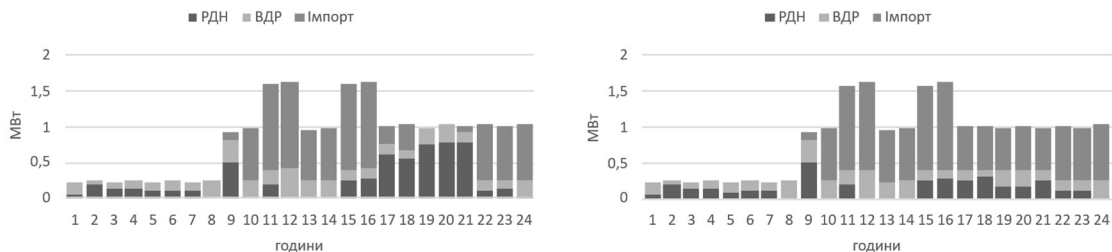


Рисунок 4 – Графіки оптимального розподілу купівлі на сегментах ринку за ринковим сценарієм P2 та сценаріїв технічних обмежень T1 (справа) та T2 (зліва)

Після здійснення оптимізації отримано результати (рис.3-4). Враховані наявні прогностні обмеження та прогностні ціни за різними сегментами ринку електроенергії України та Польщі. Застосування обмеження до ринків, за наявної можливості скасування технічних обмежень за положенням [2], дає змогу використовувати можливості імпорту для забезпечення стабільного забезпечення побутового споживача електричною енергією в умовах обмежень з мінімізацією своїх витрат на інших сегментах. Але важливо зазначити, що результат значною мірою буде залежати від точності прогнозування показників відповідних ринків та їх сегментів за різних умов.

Наступним кроком може бути впровадження CVaR або іншого показника ризику в цільову функцію. Це б дозволило отримувати рішення, які не лише мінімізують середні витрати, а й убезпечують від екстремальних ситуацій (наприклад, дуже високих цін на балансуємому ринку в окремому сценарії).

Також побутовий споживач може мати власні резервні джерела (генератори, системи зберігання енергії тощо), що теж повинно бути враховане.

Висновки. Розв'язання цієї моделі дозволило визначити оптимальну структуру купівлі за критерієм мінімізації витрат із врахуванням усіх обмежень. Оптимізаційний підхід дав змогу інтегровано оцінити вплив різних варіантів обмежень на вартість купівлі електроенергії та обґрунтувати рекомендації щодо оптимального розподілу купівлі між сегментами ринку в умовах невизначеності. Окрім того, результати підкреслюють необхідність проведення аналізу чутливості та затвердження моделі з використанням історичних даних для визначення найбільш критичних параметрів.

Особливо слід зазначити, що модель формує збалансоване рішення, яке адаптується до симетричної невизначеності, забезпечуючи стійкий розподіл ризиків і витрат навіть при наявності крайніх умов. Подальше розширення моделі шляхом інтеграції багатокритеріальної оптимізації та періодичного оновлення прогностичних даних може значно підвищити її адаптивність та практичну цінність. А застосування критерію CVaR може зробити результати більш консервативними, але надійнішими.

Список використаної літератури

1. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII : станом на 9 лют. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 07.03.2025).
2. Про затвердження Положення про особливості імпорту електричної енергії в умовах правового режиму воєнного стану в Україні : Постанова Каб. Міністрів України від 27.10.2023 № 1127 : станом на 27 листоп. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1127-2023-п> (дата звернення: 07.03.2025).
3. Полікевич Н. І. Індекси спотових ринків як орієнтири формування майбутніх цінових тенденцій на біржах електроенергії країн Східної Європи / Н. І. Полікевич // Бізнес Інформ. - 2016. - № 1. - С. 43-48. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/binf_2016_1_8.
4. Топалов М., Максимчук М. Скільки будемо без світла? Усе, що треба знати про відключення електроенергії. Економічна правда. 2024. 4 черв. URL: <https://epravda.com.ua/publications/2024/06/04/714678/> (дата звернення: 07.03.2025).
5. Zheng, S., Sun, Y., Li, B., Hu, Y., Qi, B., Shi, K. and Li, Y. (2020), Stochastic programming model for incentive-based demand response considering complex uncertainties of consumers. IET Gener. Transm. Distrib., 14: 4488-4500. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2020.0692>
6. Wang, Bohong & Chin, Hon & Varbanov, Petar & Klemeš, Jiri. (2020). A MILP-Based Iteration Method for Heat Exchanger Network Synthesis. 1-6. 10.23919/SpliTech49282.2020.9243853.
7. S. Taik and B. Kiss, "Selective and optimal dynamic pricing strategy for residential electricity consumers based on genetic algorithms," Heliyon, vol. 8, no. 11, p. e11696, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.heliyon.2022.e11696.
8. A. R. Jordehi, "Two-stage stochastic programming for risk-aware scheduling of energy hubs participating in day-ahead and real-time electricity markets," Sustainable Cities and Society, vol. 81, p. 103823, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.scs.2022.103823.
9. Samadi, M.; Fattahi, J.; Schriemer, H.; Erol-Kantarci, M. Demand Management for Optimized Energy Usage and Consumer Comfort Using Sequential Optimization. Sensors 2021, 21, 130. <https://doi.org/10.3390/s21010130>
10. Zamulko, A., Chernetska, Y., & Prasol, A. (2024). Determination of the Limit Values of Electric Energy Consumption Using Optimization Modeling. System Research in Energy, (1 (76), 27-34. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.027>
11. Angizeh, Farhad; Ghofrani, Ali; Jafari, Mohsen A. (2020), "Dataset on Hourly Load Profiles for a Set of 24 Facilities from Industrial, Commercial, and Residential End-use Sectors", Mendeley Data, V1, doi: 10.17632/rfnp2d3kjp.1
12. Погодинні ціни купівлі-продажу електроенергії. Оператор ринку. URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/pricestr> (дата звернення: 07.03.2025).
13. Electricity. Day-ahead market. TGE. URL: <https://www.tge.pl/> (дата звернення: 07.03.2025).
14. Про затвердження Правил управління обмеженнями та Порядку розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 03.04.2020 № 763 : станом на 1 лют. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0763874-20> (дата звернення: 07.03.2025).

О. Kopchykov¹, postgraduate, ORCID 0000-0001-7885-4055

V. Kalinchyk¹, Ph.D., ORCID 0000-0003-4028-0185

¹**National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»**

**OPTIMIZATION MODELING OF THE IMPACT OF ELECTRICITY SUPPLY
CONSTRAINTS FOR A NON-HOUSEHOLD CONSUMER
UNDER ELECTRICITY MARKET CONDITIONS**

The paper addresses the problem of efficient planning of electricity procurement for non-household consumers, considering technical constraints and price volatility in different market segments. The task of determining the optimal allocation of electricity procurement by a non-household consumer among the available market segments of Ukraine and Poland with the objective of minimizing total costs under conditions of forecasted electricity consumption constraints and price uncertainty is formulated and solved. The proposed optimization model is based on stochastic mixed-integer linear programming, incorporating scenarios of technical constraints and market conditions. A distinctive feature of the proposed methodology is the consideration of electricity imports, which helps mitigate the negative effects of shortages. The model is validated using real hourly

consumption data of an industrial enterprise and actual market prices. Results of computational experiments are presented, demonstrating quantitative benefits of the optimal allocation of electricity procurement under various constraint scenarios. The proposed approach enables enterprises to formalize the strategic decision-making process regarding electricity procurement, considering uncertainty risks and contributing to cost-effective and sustainable energy supply amid energy market crises.

Keywords: *electricity consumption, non-household consumer, electricity market, shortage, constraint, optimization modeling, management.*

References

1. On the Electricity Market: Law of Ukraine dated 13.04.2017 No. 2019-VIII: as of February 9. 2025 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (accessed 07.03.2025).
2. On Approval of the Regulation on Peculiarities of Electricity Imports under the Legal Regime of Martial Law in Ukraine : Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated October 11, 2013. of Ministers of Ukraine dated 27.10.2023 No. 1127: as of November 27. 2024 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1127-2023-п> (accessed 07.03.2025).
3. Polikevych N.I. Spot market indices as benchmarks for the formation of future price trends in the electricity exchanges of Eastern Europe / N.I. Polikevych // Business Inform. - 2016. - № 1. - C. 43-48. - Access mode: http://nbuv.gov.ua/UJRN/binf_2016_1_8.
4. Topalov M., Maksymchuk M. How long will we be without electricity? Everything you need to know about power outages. Economic truth. 2024. 4 June. URL: <https://epravda.com.ua/publications/2024/06/04/714678/> (accessed 07.03.2025).
5. Zheng, S., Sun, Y., Li, B., Hu, Y., Qi, B., Shi, K. and Li, Y. (2020), Stochastic programming model for incentive-based demand response considering complex uncertainties of consumers. IET Gener. Transm. Distrib., 14: 4488-4500. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2020.0692>
6. Wang, Bohong & Chin, Hon & Varbanov, Petar & Klemeš, Jiri. (2020). A MILP-Based Iteration Method for Heat Exchanger Network Synthesis. 1-6. 10.23919/SpliTech49282.2020.9243853.
7. S. Taik and B. Kiss, "Selective and optimal dynamic pricing strategy for residential electricity consumers based on genetic algorithms," Heliyon, vol. 8, no. 11, p. e11696, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.heliyon.2022.e11696.
8. A. R. Jordehi, "Two-stage stochastic programming for risk-aware scheduling of energy hubs participating in day-ahead and real-time electricity markets," Sustainable Cities and Society, vol. 81, p. 103823, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.scs.2022.103823.
9. Samadi, M.; Fattahi, J.; Schriemer, H.; Erol-Kantarci, M. Demand Management for Optimized Energy Usage and Consumer Comfort Using Sequential Optimization. Sensors 2021, 21, 130. <https://doi.org/10.3390/s21010130>
10. Zamulko, A., Chernetska, Y., & Prasol, A. (2024). Determination of the Limit Values of Electric Energy Consumption Using Optimization Modeling. System Research in Energy, (1 (76), 27-34. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.027>
11. Angizeh, Farhad; Ghofrani, Ali; Jafari, Mohsen A. (2020), "Dataset on Hourly Load Profiles for a Set of 24 Facilities from Industrial, Commercial, and Residential End-use Sectors", Mendeley Data, V1, doi: 10.17632/rfnp2d3kjp.1
12. Hourly prices for the purchase and sale of electricity. Market operator. URL: <https://www.orec.com.ua/index.php/pricectr> (accessed 07.03.2025).
13. Electricity. Day-ahead market. TGE. URL: <https://www.tge.pl/> (дата звернення: 07.03.2025).
14. On approval of the Rules for managing restrictions and the Procedure for allocating the capacity of interstate crossings: Resolution of the National Energy and Utilities Regulatory Commission of Ukraine No. 763 of 03.04.2020: as of February 1, 2020. 2022 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0763874-20> (accessed 07.03.2025).

Надійшла: 19.12.2024

Received: 19.12.2024

ПОРІВНЯННЯ МЕТОДІВ КОРОТКОСТРОКОВОГО ПРОГНОЗУВАННЯ НЕБАЛАНСІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

У представленому дослідженні розглядаються актуальні проблеми підвищення точності короткострокового прогнозування як позитивних (IPS+), так і негативних (IPS-) дисбалансів електричної енергії. Дисбаланси, що погіршуються внаслідок розбіжностей між прогнозованим та фактичним споживанням/генерацією, становлять значний виклик для операторів енергосистем. Для вирішення завдання підвищення точності прогнозів було проведено ретельний порівняльний аналіз ефективності трьох розширених методів прогнозування часових рядів: таким чином, оцінювалася спроможність моделі Холта-Вінтерса (HOLT-WINTERS), яка добре підходить для рядів з трендом та сезонністю, стандартної моделі ARIMA (авторегресійна інтегрована ковзна середня) та її сезонного розширення – моделі SARIMA. Ці методи застосовуються для роздільного прогнозування часових рядів позитивних і негативних дисбалансів на короткостроковому горизонті (погодинно на наступний добу), що дозволяє врахувати помітно різну динаміку IPS+ та IPS-. Оцінка точності прогнозування для кожної моделі проходила шляхом порівняння прогнозних значень з реальними погодними даними, отриманими від Операторів системи передачі ОЕС України за визначений період. Результати проведеного дослідження мають практичну цінність, оскільки точніші прогнози дисбалансів є ключовим фактором для підвищення операційної безпеки енергосистеми (завдяки кращому плануванню резервів та режимів роботи) та економічній ефективності управління нею (через мінімізацію витрат на балансування). Аналіз отриманих результатів та порівняння метрики точності для різних моделей недвозначно показав, що модель SARIMA, яка явно враховує добову сезонність, характерну для енергетичних даних, демонструє вищу точність порівняно з HOLT-WINTERS та базовою ARIMA.

Ключові слова: короткострокове прогнозування, небаланси електроенергії, методи прогнозування, HOLT-WINTERS, ARIMA, SARIMA.

Вступ.

Функціонування ринку електричної енергії України визначається правовими, економічними та організаційними засадами, встановленими Законом України «Про ринок електричної енергії» [1], і спрямоване на забезпечення надійного та безпечного постачання електричної енергії споживачам. Центральним елементом забезпечення стабільності Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України є балансування обсягів виробництва, імпорту, споживання та експорту електроенергії [2, 3].

Небаланс електричної енергії визначається як різниця між фактичними та зареєстрованими плановими обсягами відпуску або споживання електроенергії для кожного розрахункового періоду. Для врегулювання цих відхилень у режимі, наближеному до реального часу, функціонує балансуєчий ринок, керований оператором системи передачі (ОСП). Цей ринок є ключовим структурним елементом для забезпечення стабільності, ефективності та надійності ОЕС України, дозволяючи здійснювати балансування на основі конкурентних механізмів. ОСП використовує балансуєчу електричну енергію для покриття розбіжностей та врегулювання системних обмежень [4].

Поява небалансів електричної енергії в ОЕС України обумовлена низкою чинників. Серед них – зростання частки виробників з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) [5–7], неточність прогнозування споживання та генерації [8, 9], а також вплив руйнувань енергетичної інфраструктури [2, 3]. Необхідність покриття цих небалансів здійснюється ОСП на балансуєчому ринку, що формує відповідні фінансові зобов'язання для учасників ринку, відповідальних за баланс.

У таких умовах задачі короткострокового прогнозування небалансів електричної енергії набувають особливої актуальності. Точні прогнози дозволяють підвищити ефективність вибору ресурсів для покриття споживання та балансування ОЕС України, оптимізувати планування режиму роботи енергосистеми, сприяючи її надійній та економічно ефективній роботі та розробити стратегію провадження своєї діяльності на сегментах ринку [10, 11]. Актуальність підсилюється відносною новизною цієї задачі для реформованого українського ринку електроенергії. Дана робота присвячена дослідженню саме цих аспектів функціонування енергоринку України.

Мета та завдання.

Мета дослідження полягає в аналізі точності прогнозування позитивних та негативних небалансів електроенергії для підвищення ефективності роботи ОЕС України за допомогою методів HOLT-WINTERS, ARIMA та SARIMA, а також порівнянні їхньої точності.

Матеріал і результати досліджень.

Дослідження погодних даних позитивних (IPS+) та негативних (IPS-) дисбалансів електроенергії в ОЕС України за період 01.05.2024-24.08.2024, проведене на основі аналізу автокореляційної (ACF) та часткової автокореляційної (PACF) функцій, виявило ключові статистичні характеристики цих рядів (рис. 1). Графіки ACF демонструють високий рівень автокореляції, що повно згасає, вказуючи на можливу нестационарність, присутність тренду та значну залежність між наступними значеннями. Також є хвилюподібна структура ACF з вираженими піками в районі добових лагів, що має про наявність чіткої добової сезонності. Графіки PACF, зі свого боку, мають різке обривання після перших лагів, що характерно для авторегресійних процесів (рис. 2, 3).

Враховуючи виявлену сильну автокореляцію та добову циклічність, модель SARIMA видається доцільним вибором. Цей клас моделей дозволяє виконувати як короткострокові відносини (компоненти ARIMA), так і сезонні коливання шляхом включення сезонного блоку з періодом $s=24$ роки. Модель SARIMA потребує первинної стаціонаризації ряду, традиційно шляхом диференціювання, для усунення тренду та сезонності перед моделюванням авторегресійних та ковзних середніх компонентів.

Альтернативним підходом, який також враховує одночасну наявність тренду та сезонності, є метод Холта-Вінтерса. На відміну від SARIMA, цей метод оцінює та прогнозує рівень, тренд і сезонність, не вимагаючи первинної трансформації даних для досягнення стаціонарності. Таким чином, як SARIMA з періодом 24, так і метод Холта-Вінтерса є обґрунтованими кандидатами для короткострокового прогнозування досліджуваних часових рядів дисбалансів електроенергії.

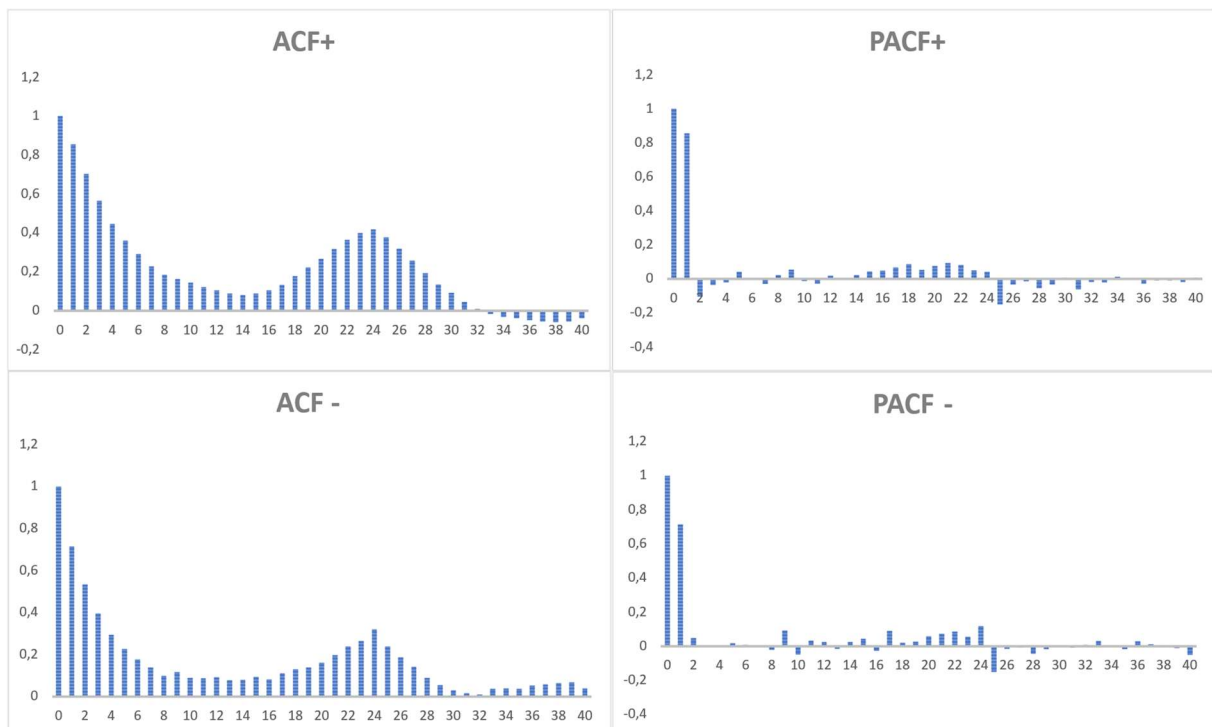


Рисунок 1 – Корелограми вибірок небалансів електроенергії

Виконуємо прогнозування методами HOLT-WINTERS, ARIMA, SARIMA використавши ретроспективні дані за період 01.05.2024-24.08.2024 (обсягом вибірки 116 днів). Прогнозування відбувається на 24 точки в перед. Виконавши прогнозування методами зазначеними в даній роботі маємо наступні графіки: Рис. 2, Рис. 3.

Метрики для оцінки точності прогнозування

В якості метрик для оцінки точності прогнозування зазвичай використовуються наступні:

1. MAPE (Mean Absolute Percentage Error) – середня абсолютна відсоткова похибка:

$$MAPE = n^{-1} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\left| \frac{Y_i^{fact} - Y_i^{prog}}{Y_i^{fact}} \right| \cdot 100\% \right) \quad (1)$$

де: n – кількість спостережень в вибірці; Y_i^{fact} – фактичне значення; Y_i^{prog} – прогнозоване значення.

2. RMSE (Root Mean Squared Error) – Середньоквадратична похибка:

$$RMSE = \left(\sum_{i=1}^n (Y_i^{fact} - Y_i^{prog})^2 \cdot n^{-1} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2)$$

3. MAE (Mean Absolute Error) – середня абсолютна похибка:

$$MAE = n^{-1} \cdot \sum_{i=1}^n |Y_i^{fact} - Y_i^{prog}| \quad (3)$$

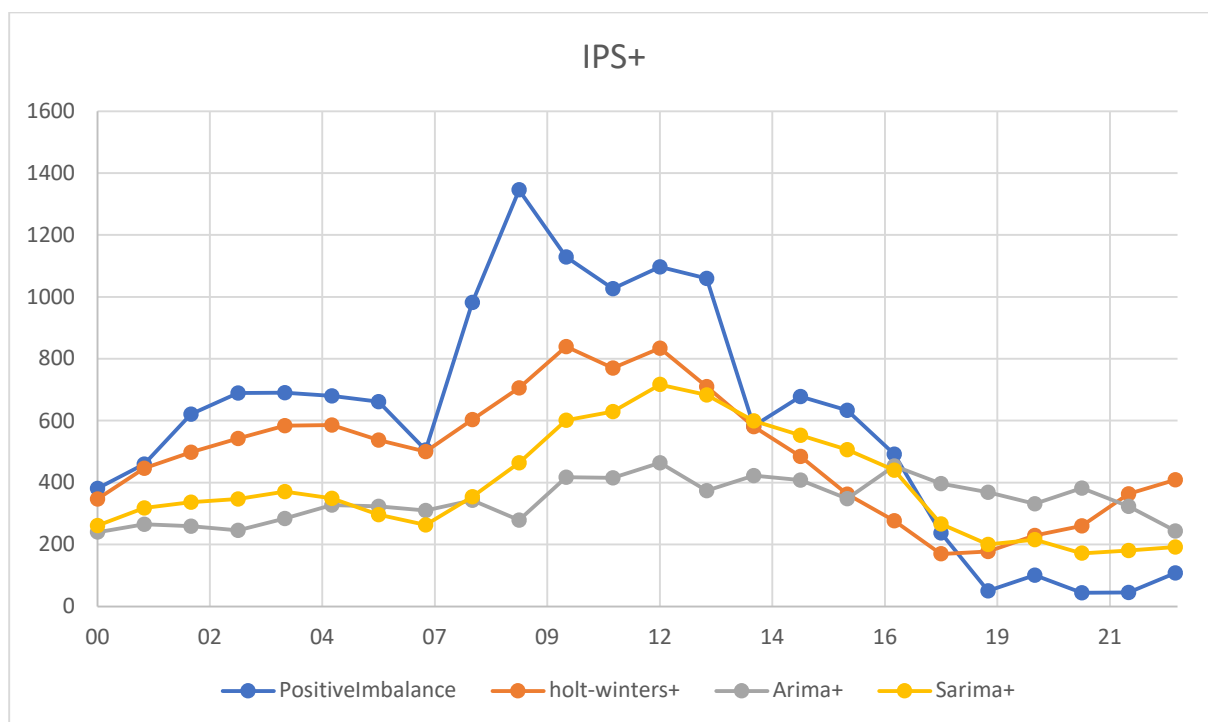


Рисунок 2 – Графіки фактичних та прогнозованих значень позитивних небалансів

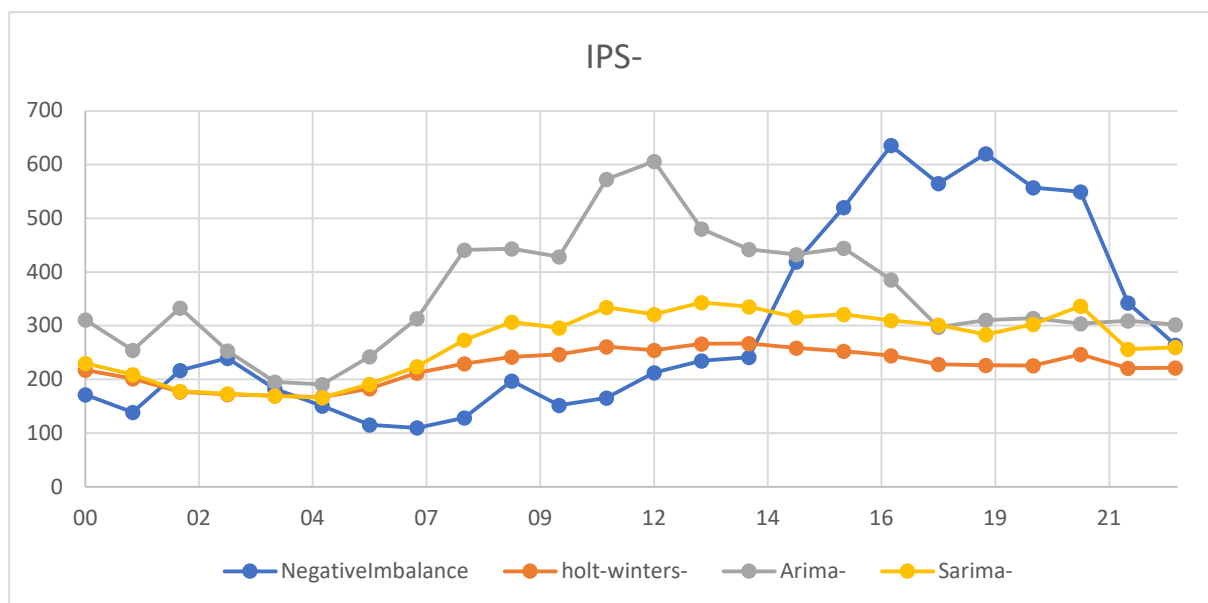


Рисунок 3 – Графіки фактичних та прогнозованих значень негативних небалансів

Таблиця 1 – Оцінка метрик прогнозування

Похибки прогнозування						
25.08.2024 року	holt-winters+	holt-winters-	Arima+	Arima-	Sarima+	Sarima-
MAPE, %	95,44%	41,41%	139,13%	82,87%	74,18%	47,75%
PMSE, МВт	241,61	182,41	442,44	215,95	331,90	158,76
MAE, МВт	194,36	133,28	374,83	180,30	262,46	129,91

Висновки.

Аналізуючи графіки та похибки прогнозування можна прийти до наступного, що всі моделі прогнозування мають великий MAPE, що перш за все викликане набором вхідних даних, які мають високу варіативність та аномалії, які впливають на точність прогнозу, формування сезонності та тренду. Розглянувши детальніше кожен метод можна прийти до думки, що ARIMA повністю провалила прогнозування із-за своєї чутливості до великих відхилень та відсутності в умові сезонної складової, HOLT-WINTERS прогнозує краще за ARIMA попри наявність адаптивної складової коефіцієнтів для трендової та сезонної складової, SARIMA хоча вона і показала найкращу точність з поміж усіх застосованих методів, вона не забезпечує прийнятної точності в умовах високої волатильності даних. Подальше підвищення точності можливе шляхом поєднання декількох методів разом, або використанням SARIMAX, використанням методів машинного навчання та глибинного навчання.

Список використаної літератури

1. Про ринок електричної енергії: Закон України № 2019-VIII від 13.04.2017 р.
2. Кириленко О. В., Денисюк С. П., Блінов І. В. та ін. Енергетика України: ймовірні сценарії відновлення та розвитку // *Вісник НАН України*. 2022. № 9. С. 22–37.
3. Блінов І. В. Проблеми функціонування та розвитку нової моделі ринку електричної енергії в Україні // *Вісник НАН України*. 2021. № 3. С. 20–28.
4. Про затвердження Правил ринку: Постанова НКРЕКП № 307 від 14.03.2018 р.
5. Иванов Г. А., Блінов І. В., Парус Є. В., Мірошник В. О. Складові моделі для аналізу впливу ВДЕ на ринкову вартість електроенергії // *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. С. 72–75.
6. Блінов І. В., Мірошник В. О., Шиманюк П. В. Короткостроковий інтервальный прогноз сумарного відпуску електроенергії виробниками з ВДЕ // *Праці ІЕД НАН України*. 2019. № 54. С. 5–12.
7. Шиманюк П. В., Мірошник В. О., Блінов І. В. Визначення втрат електричної енергії на основі прогнозів вузлового навантаження // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 3. С. 38–43.
8. Блінов І. В., Сичова В. В. Застосування методів декомпозиції у короткостроковому прогнозуванні сумарного електричного навантаження // *Праці ІЕД НАН України*. 2021. № 59. С. 68–71.
9. Блінов І. В., Мірошник В. О., Шиманюк П. В. Оцінка вартості похибки прогнозу «на добу наперед» технологічних втрат в електричних мережах // *Технічна електродинаміка*. 2020. № 5. С. 70–73.
10. Блінов І. В., Мірошник В. О., Лоскутов С. С. Зниження витрат на покриття небалансів виробників ВДЕ // *Технічна електродинаміка*. 2023. № 1. С. 62–66.
11. Блінов І. В., Парус Є. В., Мірошник В. О., Шиманюк П. В., Сичова В. В. Модель оцінки доцільності переходу промислових споживачів до погодинного обліку // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2021. № 1. С. 88–97.
14. Сичова В. В. Прогнозування добових графіків сумарних небалансів електричної енергії в ОЕС України // *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 58–63.
15. Ivanov H., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine // *Proc. IEEE ESS 2019*. P. 339–342.
12. Иванов Г. А., Блінов І. В., Парус Є. В. Комплексна розрахункова модель ринку «на другу» та балансування ринку електроенергії України // *Промелектро*. 2016. № 4–5. С. 8–12.
13. Черненко П. О., Сичова В. В. Удосконалення алгоритму визначення впливу температури повітря на сумарне електричне навантаження енергосистеми // *Технічна електродинаміка*. 2021. № 2. С. 77–83.
14. Сичова В. В. Прогнозування добових графіків сумарних небалансів електричної енергії в ОЕС України // *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 58–63.
15. Ivanov H., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine // *Proc. IEEE ESS 2019*. P. 339–342.

COMPARISON OF SHORT-TERM POWER IMBALANCE FORECASTING METHODS

The presented study considers the current problems of increasing the accuracy of short-term forecasting of positive (IPS+) and negative (IPS-) power imbalances. Imbalances, which worsen due to discrepancies between forecasted and actual consumption/generation, pose a significant challenge for power system operators. To solve the problem of increasing the accuracy of forecasts, a thorough comparative analysis of the effectiveness of three extended time series forecasting methods was conducted. Thus, the ability of the Holt-Winters model, which is well suited for series with a trend and seasonality, the standard ARIMA model (autoregressive integrated moving average), and its seasonal extension - the SARIMA model was assessed. These methods separately forecast the time series of positive and negative imbalances on a short-term horizon (hourly for the next day). This allows for the noticeably different dynamics of IPS+ and IPS- to be considered. The forecast accuracy for each model was assessed by comparing the forecast values with real weather data received from the Transmission System Operators of the Unified Energy System of Ukraine for a specific period. The study results have practical value, since more accurate forecasts of imbalances are a key factor in increasing the operational security of the power system (due to better planning of reserves and operating modes) and the economic efficiency of its management (due to minimizing balancing costs). Analysis of the obtained results and comparison of the accuracy metrics for different models unambiguously showed that the SARIMA model, which explicitly considers the daily seasonality characteristic of energy data, demonstrates higher accuracy than HOLT-WINTERS and the basic ARIMA.

Keywords: short-term forecasting, electricity imbalances, forecasting methods, HOLT-WINTERS, ARIMA, SARIMA.

References

1. On the electricity market: Law of Ukraine No. 2019-VIII of 13.04.2017
2. Kyrylenko O. V., Denysiuk S. P., Blinov I. V., et al. Energy Sector of Ukraine: Probable Scenarios of Recovery and Development. Bulletin of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2022. No. 9. Pp. 22–37.
3. Blinov I. V. Challenges in the Operation and Development of the New Electricity Market Model in Ukraine. Bulletin of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2021. No. 3. Pp. 20–28.
4. On the Approval of the Market Rules: Resolution of the NEURC No. 307 dated March 14, 2018.
5. Ivanov H. A., Blinov I. V., Parus Ye. V., Miroshnyk V. O. Model Components for Analyzing the Impact of RES on Market Electricity Value. Technical Electrodynamics. 2020. No. 4. Pp. 72–75.
6. Blinov I. V., Miroshnyk V. O., Shymanyuk P. V. Short-Term Interval Forecast of Total Electricity Output from RES Producers. Proceedings of the Institute of General Energy of NAS of Ukraine. 2019. No. 54. Pp. 5–12.
7. Shymanyuk P. V., Miroshnyk V. O., Blinov I. V. Estimation of Electricity Losses Based on Node Load Forecasts. Energy: Economics, Technology, Ecology. 2022. No. 3. Pp. 38–43.
8. Blinov I. V., Sychova V. V. Application of Decomposition Methods in Short-Term Forecasting of Total Electrical Load. Proceedings of the Institute of General Energy of NAS of Ukraine. 2021. No. 59. Pp. 68–71.
9. Blinov I. V., Miroshnyk V. O., Shymanyuk P. V. Estimation of Forecast Error Costs for Day-Ahead Technological Losses in Power Networks. Technical Electrodynamics. 2020. No. 5. Pp. 70–73.
10. Blinov I. V., Miroshnyk V. O., Loskutov S. S. Cost Reduction for Covering Imbalances of RES Producers. Technical Electrodynamics. 2023. No. 1. Pp. 62–66.
11. Blinov I. V., Parus Ye. V., Miroshnyk V. O., Shymanyuk P. V., Sychova V. V. Assessment Model of Transition Feasibility for Industrial Consumers to Hourly Metering. Energy: Economics, Technology, Ecology. 2021. No. 1. Pp. 88–97.
12. Ivanov H. A., Blinov I. V., Parus Ye. V. Comprehensive Computational Model of the Intraday and Balancing Electricity Market in Ukraine. Promelektro. 2016. No. 4–5. Pp. 8–12.
13. Chernenko P. O., Sychova V. V. Improving the Algorithm for Determining the Impact of Air Temperature on the Total Electricity Load of the Power System. Technical Electrodynamics. 2021. No. 2. Pp. 77–83.
14. Sychova V. V. Forecasting of Daily Profiles of Total Electricity Imbalances in the UES of Ukraine. Technical Electrodynamics. 2022. No. 4. Pp. 58–63.
15. Ivanov H., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine. Proc. IEEE ESS 2019. Pp. 339–342.

Надійшла: 30.04.2025

Received: 30.04.2025