



ISSN 1727-9895

ISSN 2786-7064 (online)

Праці **Інституту електродинаміки** **Національної академії наук** **України**

Збірник наукових праць

Випуск
72

Київ
2025

Відділення фізико-технічних проблем енергетики
Національної академії наук України
Інститут електродинаміки

ПРАЦІ

Інституту електродинаміки Національної академії наук України

Збірник наукових праць

Виходить тричі на рік

Засновано у 1999 році

**Випуск
72**

Київ
2025

ПРАЦІ ІНСТИТУТУ ЕЛЕКТРОДИНАМІКИ НАН УКРАЇНИ

Редакційна колегія*:

Шаповал І.А.	головний редактор, докт. техн. наук
Жаркін А.Ф.	академік НАН України
Кириленко О.В.	академік НАН України
Стогній Б.С.	академік НАН України
Шидловський А.К.	академік НАН України
Щерба А.А.	академік НАН України
Кондратенко І.П.	член-кор. НАН України
Кузнецов В.Г.	член-кор. НАН України
Михальський В.М.	член-кор. НАН України
Шидловська Н.А.	член-кор. НАН України
Буткевич О.Ф.	докт. техн. наук
Васецький Ю.М.	докт. техн. наук
Кенсицький О.Г.	докт. техн. наук
Липківський К.О.	докт. техн. наук
Зварич В.М.	докт. техн. наук
Мельник В.Г.	докт. техн. наук
Петухов І.С.	докт. техн. наук

Editorial board*:

I.A. Shapoval	Editor-In-Chief, Doctor of engineering sciences
A.F. Zharkin	Academician of the NAS of Ukraine
O.V. Kyrylenko	Academician of the NAS of Ukraine
B.S. Stognii	Academician of the NAS of Ukraine
A.K. Shydlovskiy	Academician of the NAS of Ukraine
A.A. Shcherba	Academician of the NAS of Ukraine
I.P. Kondratenko	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
V.G. Kuznetsov	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
V.M. Myhalskyi	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
N.A. Shydlovska	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
O.F. Butkevych	Doctor of engineering sciences
Yu.M. Vasetskyi	Doctor of engineering sciences
O.G. Kensytskyi	Doctor of engineering sciences
K.O. Lypkivskiy	Doctor of engineering sciences
V. M. Zvaritch	Doctor of engineering sciences
V.G. Melnyk	Doctor of engineering sciences
I.S. Petuhov	Doctor of engineering sciences

*Члени редакційної колегії працюють у Інституті електродинаміки НАН України, Київ
Editorial board members work in the Institute of electrodynamics of the NAS of Ukraine, Kyiv

International editorial board:

V.Yu. Rozov, Corresponding member of the NAS of Ukraine, the Science and Technology Center of Magnetism of Technical Objects, Kharkiv
V.S. Maliar, Doctor of engineering sciences, Lviv Polytechnic National University, Lviv
V.V. Rymsha, Doctor of engineering sciences, National Polytechnic University, Odesa
Bendahmane Boukhalfa, Doctor of Engineering Sciences, University of Béjaïa, Algeria
M. Pavlik, Member of NAS Ukraine, Technical University of Lodz, Poland
Yu.R. Plotkin, Doctor of Engineering Sciences, Berlin School of Economics and Law

Збірник включений до Переліку наукових фахових видань України (категорія «Б») наказом МОН № 975 від 11.07.2019. та представлений у таких системах реферування:

- загальнодержавному депозитарії «Наукова періодика України»;
- загальнодержавній базі даних «Україніка наукова» (реферативний журнал «Джерело»);
- науковій електронній бібліотеці періодичних видань НАН України (NA SPLIB) (<http://www.dspace.nbuv.gov.ua>);
- каталозі журналів відкритого доступу (DOAJ).

У червні 2021 р. збірник «Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України» включений у довідник періодичних видань даних Ulrich's Periodical Directory (New Jersey, USA). У збірнику здійснюються експертне рецензування та наукове редагування статей.

*Друкується за постановою Вченої ради
Інституту електродинаміки Національної академії наук України.
Протокол № 7 від 18 грудня 2025 року*

Зареєстровано 07.02.2002. Свідоцтво: серія КВ, № 5843.
Засновник та видавець: Інститут електродинаміки НАН України
Україна, 03057, м. Київ, пр. Берестейський, 56

Адреса редакції:

03057, м. Київ, пр. Берестейський, 56, Інститут електродинаміки НАН України.
Тел. (044) 366-26-56 E-mail: mlyv@ied.org.ua; Адреса сайту: <http://prc.ied.org.ua>

ISSN 1727-9895

ISSN 2786-7064 (online)

© Інститут електродинаміки НАН України, 2025

Відділення фізико-технічних проблем енергетики
Національної академії наук України
Інститут електродинаміки

Праці
Інституту електродинаміки
Національної академії наук України

Випуск 72

2025 р.

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.72>

ЗМІСТ

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

<i>Шиманюк П.В., Сичова В.В., Блінов І.В.</i> Цифрові двійники мікромереж: концепції, архітектури та виклики.....	5
<i>Кучанський В.В., Гай О.В., Бодунов В.М., Ворущило А.О., Гай Г.А.</i> Оцінка втрат електроенергії на корону в ПЛІ 220–750 кВ з урахуванням конструктивних параметрів опор	15
<i>Кацадзе Т.Л., Щербина Д.В.</i> Огляд та аналіз ефективності сучасних технологій систем зберігання енергії.....	26
<i>Мірошник В.О., Сичова В.В.</i> Порівняння підходів до прогнозування нетто-навантаження віртуальних об'єднань енергетичних об'єктів.....	36
<i>Буйний Р.О., Строзій А.Ю.</i> Експериментальне визначення величини струму витоку ізоляторів марки ШФ-20 у різних технічних станах.....	47
<i>Мірошник В.О., Сичова В.В.</i> Короткострокове прогнозування цін ринку «на добу наперед» України для завдань економічної диспетчеризації мікромереж	55

ТЕОРЕТИЧНА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОФІЗИКА

<i>Артеменко М.Ю., Кутафін Ю.В., Шаповал І.А., Михальський В.М., Чопик В.В., Поліщук С.Й.</i> Двополюсна заступна схема лінійного електричного кола синусоїдного струму, еквівалентна за комплексною потужністю	62
---	----

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

<i>Шуруб Ю.В., Цицюрський Ю.Л.</i> Вибір періоду дискретизації цифрових регуляторів промислових електроприводів	71
<i>Ягуп В.Г., Ягуп К.В.</i> Визначення параметрів моделей трансформаторів електротехнічних систем за паспортними даними	82

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

<i>Бібік О.В.</i> Основні тенденції розвитку вентильно-індукторних двигунів для комерційних БПЛА.....	92
---	----

CONTENTS

ELECTRIC POWER SYSTEMS AND ELECTRICITY MARKETS

Shymaniuk P., Sychova V., Blinov I.

Digital twins of microgrids: concepts, architectures and challenges5

Kuchanskyi V., Gai O., Bodunov V., Vorushylo A., Gai G.

Estimation of corona electricity losses in 220–750 kV overhead lines taking into account
the design parameters of supports15

Katsadze T.L., Shcherbina D.V.

Review and analysis of the efficiency of modern energy storage technologies26

Miroshnyk V., Sychova V.

Comparison of net-load forecasting approaches for virtual aggregations of energy facilities36

Buinyi R.O., Strogii A.Yu.

Experimental determination of the leakage current of insulators of model SHF-20
in various technical conditions47

Miroshnyk V., Sychova V.

Short-term price forecasting of the ukrainian day-ahead market for economic dispatching
of microgrids55

THEORETICAL ELECTRICAL ENGINEERING

Artemenko M.Yu., Kutafin Yu.V., Shapoval I.A., Mykhalskyi V.M., Chopyk V.V., Polischchuk S.Y.

Two-pole equivalent circuit of a linear electrical circuit of sinusoidal current,
equivalent in terms of complex power62

ELECTROTECHNICAL COMPLEXES AND SYSTEMS

Shurub Yu.V., Tsitsyurskiy Yu.L.

Selection of the sampling period of digital regulators of industrial electric drives71

Yagup V.G., Yagup K.V.

Determination of parameters of transformer models of electrical systems using passport data82

ELECTRICAL MACHINES AND APPARATUS

Bibik O.V.

Main trends in the development of switched reluctance motors for commercial UAVS92

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.311:681.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.72.005>

ЦИФРОВІ ДВІЙНИКИ МІКРОМЕРЕЖ: КОНЦЕПЦІЇ, АРХІТЕКТУРИ ТА ВИКЛИКИ

П.В. Шиманюк*, канд. техн. наук, **В.В. Сичова****, канд. техн. наук, **І.В. Блінов*****, чл.-кор. НАН України

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: shymanp@ied.org.ua, shorl@ukr.net, blinovigor81@gmail.com

Цифрові двійники поступово стають важливою технологією цифрової трансформації енергетики. Вони забезпечують інтеграцію фізичних об'єктів мікромережі з їхніми віртуальними моделями, що дозволяє здійснювати моніторинг, аналіз і керування у реальному часі. У статті представлено огляд сучасних підходів до розроблення цифрових двійників для мікромереж, охоплено питання архітектури, моделювання, збору даних, оптимізації та віртуального тестування. Розглянуто основні технологічні рішення, зокрема з інтернетом речей, хмарними обчисленнями, машинним навчанням, методами прогнозного керування та інтеграцією edge computing. Проаналізовано три основні архітектурні підходи – тришарову модель, Smart Grid Architectural Model та кіберфізичні системи – і розглянуто приклади їхньої практичної реалізації у сучасних енергетичних платформах. Визначено виклики впровадження цифрових двійників у мікромережах, зокрема питання точності моделей, інтероперабельності, кібербезпеки та високих обчислювальних витрат. Показано, що перспективи розвитку полягають у створенні розподілених цифрових двійників, інтегрованих із системами штучного інтелекту та edge computing, що забезпечить перехід від статичних моделей до інтелектуальних самонавчальних енергетичних систем. Бібл. 26, таблиця.

Ключові слова: цифрові двійники, мікромережі, штучні нейронні мережі, відновлювані джерела енергії, вузлові навантаження.

Перехід до децентралізованої, гнучкої та стійкої енергетики є однією з найважливіших тенденцій сучасного розвитку енергосистем [1]. Зростання частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), поява електромобілів, мікрогенерації та систем накопичення енергії призводять до суттєвого ускладнення управління енергетичною інфраструктурою.

У цьому контексті мікромережі розглядаються як перспективна форма локальних енергосистем, здатних до автономної роботи, оптимізації потоків енергії та підвищення енергетичної безпеки [2-5]. Водночас така складність потребує нового рівня цифровізації, який дозволяє здійснювати моніторинг, діагностику та керування мікромережею у режимі реального часу.

Одним із ключових інструментів цифрової трансформації енергетичного сектору є технологія цифрових двійників (Digital Twin, DT).

Концепція DT передбачає створення віртуальної копії фізичного об'єкта або системи, яка безперервно синхронізується з реальними даними, що надходять із сенсорів, IoT-пристроїв та систем управління. Така інтеграція утворює кіберфізичне середовище, у якому цифрова модель не лише відображає поточний стан системи, але й виконує аналітичні, прогнозні та оптимізаційні функції.

Формально цифровий двійник можна представити як множину:

$$DT = \{M_p, M_d, D, C\}, \quad (1)$$

де M_p – фізична модель системи, M_d – цифрова модель, D – потоки даних із сенсорів, C – комунікаційний канал, який забезпечує двосторонню синхронізацію між фізичним та цифровим рівнями.



Динамічну взаємодію між рівнями можна описати рівняннями:

$$\begin{aligned}x_d(t+1) &= f(x_d(t), u_p(t), D(t)) \\ u_p(t) &= g(x_d(t)),\end{aligned}\tag{2}$$

де $x_d(t)$ – вектор станів цифрової моделі, $u_p(t)$ – керуючий вплив, що формується на основі аналітики DT і передається фізичній системі.

Таким чином, DT функціонує як адаптивна система з замкненим контуром управління, що поєднує фізичні процеси, цифрове моделювання, аналітику даних та системи прийняття рішень.

У сфері енергетики цифрові двійники відкривають нові можливості для:

- віртуального тестування стратегій керування мікромережею без ризику для фізичної інфраструктури;
- прогнозування генерації, навантаження та стану обладнання на основі гібридних моделей;
- оптимізації енергетичного балансу, зниження втрат і підвищення ефективності розподілу ресурсів;
- підвищення надійності та кіберстійкості системи через інтеграцію моделей кіберзахисту.

Серед розробок, що існують у сфері математичного моделювання процесів та режимів електричних мереж, існують методи фізичного моделювання (використовуються спрощені або повні математичні моделі на основі рівнянь Максвелла для аналізу електромагнітних явищ); методи частотного моделювання (дослідження поведінки мережі в частотній області для оцінки гармонік, резонансних явищ тощо); методи часового моделювання (використовується метод кінцевих різниць у часовій області (FDTD) або SPICE для симуляції динамічних процесів; метод скінчених елементів (FEM) для аналізу локалізованих явищ, наприклад, струмів витoku або магнітних полів та група імовірнісних методів для моделювання невизначеностей, наприклад, змін у навантаженні чи відмов обладнання. Проблемою таких підходів є затримка у часі між внесенням даних у програму з отриманням результатів і фактичним прийняттям рішення у реальних умовах.

Згідно з останніми оглядами [6–10], інтерес до DT для мікромереж стрімко зростає: лише у 2021–2025 рр. кількість наукових публікацій у цій галузі зросла більш ніж утричі. Це свідчить про формування окремого наукового напрямку, що поєднує енергетику, кіберфізичні системи, машинне навчання та хмарні обчислення. Для України тема цифрових двійників є також актуальною [11–13]. Водночас залишаються відкритими питання, пов'язані з:

- точністю математичних моделей гібридних енергосистем,
- забезпеченням сумісності між платформами (interoperability),
- моделюванням у реальному часі,
- захистом даних та кібербезпекою.

Метою роботи є комплексний аналіз сучасних тенденцій розвитку цифрових двійників мікромереж, зокрема їхніх архітектур, технологічних основ, методів моделювання та практичних застосувань. У роботі також розглянуто основні виклики та напрями майбутніх досліджень, включно з інтеграцією DT з технологіями штучного інтелекту, edge computing та системами розподіленого управління.

Концепція та принципи роботи цифрових двійників у мікромережах

Концепція цифрового двійника (Digital Twin, DT) ґрунтується на створенні віртуального представлення фізичної системи, яке отримує потоки даних у реальному часі з датчиків, вимірювальних приладів та систем моніторингу, що забезпечує синхронне відображення стану об'єкта [9, 10].

У найзагальнішому вигляді DT можна розглядати як динамічну кіберфізичну систему, де цифрова модель постійно оновлюється на основі реальних даних і здатна не лише імітувати поведінку фізичного прототипу, але й прогнозувати її майбутній стан.

Такі системи створюють основу для діагностики, прогнозування, оптимізації та авто-

матизованого управління, що особливо важливо для енергетичних об'єктів із високим ступенем варіативності, як-от мікромережі.

У контексті мікромереж цифровий двійник охоплює три взаємопов'язані рівні [14–15]:

1. Фізичний рівень (Physical Layer) – включає енергетичне обладнання: генератори, інвертори, системи накопичення енергії (ESS), лінії електропередачі, розподільчі пристрої та споживачів навантаження. Цей рівень є джерелом фактичних даних, що надходять від сенсорів і контролерів, і формує основу для створення цифрової копії.

2. Цифровий рівень (Digital Layer) – складається з математичних моделей фізичних компонентів, алгоритмів оптимізації та прогнозування, аналітичних модулів і платформ для обробки великих даних. На цьому рівні здійснюється симуляція процесів, аналітика станів системи, а також віртуальне тестування стратегій керування.

3. Комунікаційний рівень (Communication Layer) – реалізує зв'язок між фізичним і цифровим простором за допомогою IoT-пристроїв, телеметричних систем і протоколів передачі даних (наприклад, MQTT, OPC UA, IEC 61850). Цей рівень забезпечує двосторонню синхронізацію, де потоки даних у реальному часі використовуються для оновлення моделі, а керувальні сигнали від ДТ впливають на фізичну систему.

Функціональна сутність цифрового двійника полягає у зворотному зв'язку між цифровим і фізичним середовищами, що утворює замкнений цикл інформаційної взаємодії:

$$S_p \xrightarrow{D(t)} DT \xrightarrow{u(t)} S_p, \quad (3)$$

де S_p – фізична система (мікромережа), $D(t)$ – потік даних, $u(t)$ – керуючі дії, сформовані цифровою моделлю.

Цей механізм дає змогу не лише здійснювати моніторинг у реальному часі, але й активно впливати на роботу мікромережі, забезпечуючи адаптивність і стабільність її функціонування [16, 17].

Отже, цифровий двійник у мікромережах виступає центральною ланкою між фізичною інфраструктурою, аналітикою даних та системами керування, інтегруючи елементи моделювання, прогнозування, оптимізації та прийняття рішень у єдину взаємодіючу архітектуру.

Технології створення цифрових двійників для мікромереж

Розроблення цифрового двійника мікромережі є багатоступеневим процесом, який поєднує методи збору даних, математичного моделювання, обробки інформації та інтелектуального керування. Узагальнено цей процес можна подати як послідовність п'яти взаємопов'язаних етапів, кожен з яких забезпечує відповідну функцію у формуванні повноцінного кіберфізичного середовища.

1. Збір та інтеграція даних

Першим і базовим кроком є отримання достовірних даних із фізичної мікромережі.

Для цього використовуються смарт-лічильники, IoT-сенсорні вузли, SCADA-системи, розподілені вимірювальні комплекси та edge-пристрої [18, 19].

Зібрані дані охоплюють електричні параметри (напруга, струм, частота), стан обладнання, кліматичні характеристики, споживчі профілі та інші релевантні змінні.

Інтеграція даних реалізується через канали зв'язку з використанням стандартних протоколів MQTT, OPC UA, IEC 61850, що забезпечують інтероперабельність і стандартизацію інформаційних потоків.

2. Моделювання фізичних компонентів

На другому етапі формується модельна база цифрового двійника, яка відображає поведінку елементів мікромережі – генераторів, інверторів, систем накопичення енергії (ESS) та навантажень [9, 10, 14–20]. Моделі можуть створюватися з використанням трьох основних підходів:

- White-box modeling – побудова моделі на основі фізичних законів, наприклад, рівнянь енергетичного балансу:

- Grey-box modeling – поєднання аналітичних рівнянь із параметричною ідентифікацією за експериментальними даними.

- Black-box modeling – застосування алгоритмів машинного навчання (ML) або глибинного навчання (DL) для апроксимації нелінійної поведінки системи на основі великих масивів даних [15].

3. Інтеграція з платформами IoT та хмарними обчисленнями

Для ефективного функціонування цифрового двійника потрібна обчислювальна інфраструктура, здатна обробляти великі обсяги поточкових даних у реальному часі.

Хмарні платформи забезпечують централізоване зберігання історичних даних, віддалений доступ і масштабованість, тоді як edge computing дозволяє виконувати попередню обробку сигналів ближче до джерела [21, 22].

Завдяки цьому досягається зниження затримок у передаванні даних і підвищення надійності системи.

Інтеграційна архітектура може бути описана як багаторівнева структура:

Device Layer → Edge Layer → Cloud Layer,

де обчислювальні завдання розподіляються відповідно до їхніх вимог до затримки, точності та обсягу даних.

4. Реалізація алгоритмів прогнозування та оптимізації

Однією з найважливіших складових DT є інтелектуальні аналітичні модулі, які виконують прогнозування параметрів і оптимізацію роботи мікромережі.

Для прогнозування споживання, генерації чи стану установки зберігання енергії (УЗЕ) використовуються алгоритми машинного навчання, глибинних нейронних мереж та гібридні методи [23, 24]:

$$y(t + \tau) = f_{ML}(y(t), D(t), W), \quad (4)$$

де $y(t+\tau)$ – прогнозована змінна, W – вагові параметри моделі.

Для оптимізації роботи мікромережі застосовують стохастичне програмування, MPC (Model Predictive Control), генетичні алгоритми та методи адаптивного управління.

5. Віртуальне тестування та симуляція

Заключним етапом є віртуальне тестування, яке дозволяє відтворювати та перевіряти сценарії роботи мікромережі без ризику для фізичної інфраструктури [8, 25].

Використання co-simulation та hardware-in-the-loop (HIL) платформ дає змогу перевіряти алгоритми керування, здійснювати випробування систем накопичення, інверторів і навантажень у безпечному середовищі. Метою цього етапу є валідація та верифікація поведінки цифрового двійника перед його розгортанням у реальній системі. Таким чином, віртуальна симуляція виступає ключовою ланкою між етапами розроблення моделі й її впровадженням у практичну експлуатацію.

Швидкість передачі даних у мікромережах залежить від застосованих технологій зв'язку: від кількох кілобіт на секунду до сотень мегабіт на секунду при використанні сучасних протоколів (Ethernet, Wi-Fi, LTE/5G). Також на швидкість передачі даних впливає відстань від вимірювальних пристроїв та мікромережі до обчислювальної машини. На якість передачі даних також впливає завадостійкість та стабільність каналу даних.

Для створення та ефективного функціонування цифрового двійника необхідна низка параметрів:

- електричні параметри: напруга, струм в лініях навантаження, частота, потужність та коефіцієнт потужності;
- параметри генерації: тип джерел генерації (СЕС, вітрові турбіни, генератори), потужність генераторів, ККД та технічні характеристики;
- параметри УЗЕ: Ємність батарей, потужність заряду, стан заряду, ефективність циклів;
- параметри навантаження: профілі споживання, класифікація навантаження, максимальне та середні значення споживання, еластичність попиту;
- метеорологічні дані: температура, вологість швидкість вітру, сонячна інсоляція;
- параметри топології мікромережі, які включають схеми з'єднання, опори та індуктивність ліній;

- параметри для комунікації: протокол обміну даних, параметри каналів, надійність та безпека передачі даних;
- економічні параметри: тариф на електроенергію, вартість генерації та зберігання.

Окрім того, для реалізації проєктів DT використовують ліцензійні програмні комплекси, такі як ANSYS Twin Builder, ANSYS Digital Twin, Azure Digital Twins та середовища доповненої реальності.

Архітектури моделей цифрових двійників для мікромереж

Ефективна реалізація цифрового двійника в енергетичних системах потребує чітко структурованої архітектури, яка визначає взаємозв'язки між фізичним обладнанням, цифровими моделями, комунікаційними каналами та аналітичними сервісами.

Архітектура моделі цифрового двійника забезпечує логічне узгодження потоків даних, обчислювальних процесів і управлінських функцій, що є важливим для реалізації DT у реальному часі [6].

У сучасних дослідженнях виділяють кілька основних архітектурних підходів до побудови цифрових двійників мікромереж.

1. Тришарова архітектура (Three-Layer Architecture)

Найпоширеніша модель цифрового двійника базується на тришаровій структурі, що складається з фізичного, віртуального та сервісного рівнів [6]. Цей підхід забезпечує ієрархічну організацію функцій та гнучкість інтеграції з різними типами пристроїв і платформ.

Фізичний шар – охоплює реальні об'єкти енергетичної інфраструктури: сенсори, актуатори, генератори, інвертори, системи зберігання енергії та навантаження. Основне завдання цього рівня – збір вимірювальних даних та їхня передача у цифрову модель.

Віртуальний шар (Virtual Layer) – представлений математичними моделями, цифровими копіями компонентів і середовищем симуляції. На цьому рівні виконується моделювання, прогнозування та верифікація поведінки системи.

Шар сервісів (Service Layer) – включає аналітичні модулі, системи візуалізації, бази даних і програмні інтерфейси управління. На цьому рівні реалізується інтелектуальне управління мікромережею, включно з прогнозуванням навантаження, виявленням відмов і оптимізацією режимів роботи.

Взаємодія між рівнями визначається двостороннім інформаційним потоком:

Physical Layer ↔ Virtual Layer ↔ Service Layer,

що утворює замкнутий цикл управління, типовий для кіберфізичних систем.

2. Модель SGAM (Smart Grid Architectural Model)

Smart Grid Architectural Model (SGAM) – це європейський стандарт для опису та інтеграції розумних енергетичних систем, який також використовується як базова структура для побудови цифрових двійників [19]. SGAM охоплює п'ять функціональних доменів: генерування, передача, розподіл, споживання та ринок, а також п'ять рівнів інтероперабельності: бізнес, функціональний, інформаційний, комунікаційний і компонентний.

У контексті цифрових двійників SGAM дозволяє:

- забезпечити стандартизовану інтеграцію DT у реальні енергетичні системи;
- уніфікувати обмін даними між фізичними пристроями, цифровими моделями та системами управління;
- формалізувати взаємодію між різними учасниками енергетичного ринку.

Математично архітектуру SGAM можна подати як множину:

$$SGAM = \{D_i, L_j \mid i=1..5, j=1..5\},$$

де D_i – домен (generation, distribution тощо), L_j – рівень (communication, component, business тощо). Ця структура забезпечує багатовимірну інтеграцію цифрового двійника у складну енергетичну екосистему.

3. Кіберфізичні системи (Cyber-Physical Systems, CPS)

Підхід CPS розглядає цифровий двійник як інтегровану частину системи керування, у якій цифрова модель взаємодіє з фізичними об'єктами через двосторонні канали даних і ко-

манд [9]. На відміну від класичних архітектур, CPS характеризується сильною зчепленістю між рівнями та високою часовою роздільністю обміну інформацією.

Основна ідея полягає у створенні замкненого циклу керування (3), що забезпечує самоадаптацію системи до змін умов навантаження, генерації чи відмов компонентів. CPS-підхід особливо ефективний для реалізації DT у реальному часі, у тому числі для завдань прогнозного керування (MPC), координації розподілених генераторів та управління УЗЕ.

Порівняння архітектурних підходів

Архітектура	Переваги	Недоліки	Типові застосування
Three-Layer	Простота реалізації, модульність, масштабованість	Обмежена підтримка міждоменної взаємодії	Академічні прототипи, лабораторні моделі
SGAM	Високий рівень стандартизації, міжрівнева інтеграція	Складність реалізації, потреба у великих обчислювальних ресурсах	Smart campus, промислові мікромережі
CPS	Реальний час, зворотний зв'язок, висока автономність	Підвищені вимоги до кібербезпеки, синхронізації	Автономні мікромережі, IoT-енергосистеми

Таким чином, архітектура цифрового двійника визначає рівень інтеграції між фізичним та цифровим середовищем, а також спроможність системи до адаптивного управління у реальному часі. Вибір конкретного підходу залежить від масштабів мікромережі, доступної інфраструктури зв'язку та вимог до точності моделювання.

Приклади реалізації цифрових двійників у мікромережах

Практичне впровадження концепції цифрового двійника в енергетичних системах відбувається поступово – від лабораторних прототипів до реальних мікромереж із повною автоматизацією управління. Далі наведено кілька прикладів успішних реалізацій, що демонструють різні підходи до створення DT-платформ.

У роботі [7] було розроблено DT-платформу з повною автоматизацією мікромережі, яка інтегрує IoT-модулі збору даних, edge-аналітику та алгоритми адаптивного керування. Запропонована система забезпечує динамічну оптимізацію потоків енергії між генераторами, УЗЕ та навантаженнями, що дає змогу зменшити втрати та підвищити стійкість мікромережі до збурень. Характерною особливістю цього рішення є використання цифрового ядра (DT-core), яке синхронізується з фізичними даними в реальному часі.

Дослідження [20] продемонструвало використання цифрового двійника для оптимального планування енергоспоживання у віртуальному середовищі. Система дозволила моделювати та тестувати різні сценарії роботи мікромережі, що призвело до зниження операційних витрат на електроенергію на 15 %. Робота підкреслює потенціал віртуального простору DT як інструменту для відпрацювання стратегій оптимізації до їхнього впровадження в реальну інфраструктуру.

У публікації [20] було запропоновано цифровий двійник для координації мереж з'єднаних мікромереж. Модель поєднує оптимізаційні алгоритми (UC/OPF) з машинним навчанням для оцінки допоміжних сервісів і ризиків. Результати показали, що DT може підвищити ефективність управління резервами потужності та забезпечити гнучке реагування на аварійні події.

Впровадження, описане в [19], продемонструвало реалізацію цифрового двійника на основі архітектури SGAM для університетської мікромережі. Система об'єднує ВДЕ, УЗЕ та елементи управління через багаторівневу SGAM-модель, що забезпечує високий рівень інтероперабельності та узгодження інформаційних потоків між компонентами.

Таким чином, сучасні реалізації демонструють еволюцію цифрових двійників від концептуальних моделей до повнофункціональних енергетичних платформ, які підтримують аналітику в реальному часі, віртуальне тестування, прогнозування та адаптивне керування.

Виклики та перспективи розвитку

Попри значні успіхи у впровадженні цифрових двійників у мікромережах, їхній розвиток супроводжується низкою технологічних, методологічних і організаційних викликів. Основні проблеми, відзначені в сучасній літературі, можна згрупувати у такі категорії:

1. Складність створення точних моделей гібридних енергосистем. Це спричинено нелінійністю, стохастичністю й різномірністю компонентів [8]. Це особливо актуально для гібридних мікромереж із поєднанням ВДЕ, УЗЕ і динамічних навантажень.

2. Кібербезпека та захист даних. Підключення DT до IoT-інфраструктури створює нові потенційні вектори атак [22]. Необхідно реалізовувати комплексні засоби шифрування, аутентифікації та виявлення аномалій для запобігання втручанням у системи управління.

3. Інтероперабельність та стандартизація. Відсутність єдиних стандартів опису даних і комунікацій ускладнює обмін інформацією між різними DT-платформами [21]. Проблему частково вирішує використання моделей типу SGAM, але потреба у розробленні глобальних протоколів залишається актуальною.

4. Високі обчислювальні витрати при моделюванні у реальному часі. Деталізовані симуляційні моделі потребують значних обчислювальних ресурсів, що обмежує їхнє використання в автономних або розподілених середовищах [26]. Актуальним стає питання оптимізації структури моделей та застосування паралельних або розподілених обчислень.

Перспективні напрями подальших досліджень зосереджуються на розвитку інтелектуальних, розподілених та енергоефективних DT-систем. Зокрема:

- інтеграція DT із технологіями штучного інтелекту (AI/ML) для побудови гібридних моделей, здатних до самонавчання та самокорекції [23, 24];

- розвиток концепції розподілених цифрових двійників (Distributed DT), де окремі вузли мікромереж мають власні локальні моделі, синхронізовані через edge- або fog-обчислення;

- використання edge computing для зменшення затримок обробки та підвищення стійкості систем до збоїв у мережі;

- стандартизація архітектурних рішень і формування спільних онтологій даних для уніфікації інтероперабельності.

У підсумку, цифрові двійники мікромереж еволюціонують від аналітичних моделей до інтелектуальних кіберфізичних систем, які здатні самоадаптуватися, самодіагностуватися та самооптимізуватися. Подальший розвиток цієї технології відкриває можливості для створення повністю автономних енергетичних мікросистем, здатних працювати з мінімальним втручанням оператора.

Висновки. Цифрові двійники є фундаментальним елементом майбутніх інтелектуальних енергетичних систем, оскільки поєднують моделювання, прогнозування та управління у єдиному кіберфізичному контурі. Проведений огляд підтвердив, що цифрові двійники для мікромереж сприяють підвищенню ефективності, надійності, безпеки та гнучкості роботи локальних енергетичних систем.

Технологічна основа DT ґрунтується на інтеграції фізичних моделей, сенсорних систем IoT, хмарних та edge-платформ, що дозволяє здійснювати аналіз і керування в реальному часі.

Математичне моделювання може реалізовуватися у форматах white-, grey- та black-box підходів, причому гібридні методи (physics-informed ML) демонструють найвищу ефективність.

Архітектурні рішення (тришарова, SGAM, CPS) забезпечують різний рівень інтеграції між фізичним і цифровим середовищем. SGAM дає змогу досягти міжрівневої інтероперабельності, тоді як CPS орієнтована на управління в реальному часі.

Сучасні реалізації цифрових двійників підтверджують можливість повної автоматизації мікромереж та оптимізації енергетичних процесів на основі симуляцій у віртуальному середовищі.

Перспективи розвитку пов'язані з поєднанням DT з методами штучного інтелекту,

створенням розподілених і самонавчальних моделей, а також із розвитком технологій edge/fog computing для зниження затримок обробки.

Отже, цифрові двійники відкривають нову парадигму управління мікромережами, перетворюючи їх із пасивних об'єктів моніторингу на активні інтелектуальні системи, здатні до самоадаптації, самодіагностики та автономного прийняття рішень.

Фінансується за держбюджетною темою «Розробка цифрового двійника мікромережі для оптимізації та керування децентралізованими мережами», (шифр «Двійник») №0125U002920 та за підтримки Національного фонду досліджень України в межах конкурсу «Передова наука в Україні» (Договір грантової підтримки № 241/0131)

1. Кириленко О.В., Денисюк С.П., Блінов І.В. Цифрова трансформація: сучасні тенденції та завдання. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2023. Вип. 65. С. 5–14. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.005>
2. Блінов І.В., Палачов С.О., Парус Є.В. Функціонування сучасних систем енергоменеджменту мікромережі в умовах підключення до систем розподілу електроенергії згідно із вимогами міжнародних стандартів. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2025. Вип. 71. С. 15–27. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.71.015>
3. Блінов І.В., Парус Є.В., Шиманюк П.В., Ворущило А.О. Модель оптимізації функціонування мікромережі з СЕС та установкою зберігання енергії. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 5. С. 69–78. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>
4. Кириленко О.В., Блінов І.В., Зайцев Є.О., Палачов С.О., Васильченко В.І. Впровадження міжнародних та європейських стандартів для розвитку ОЕС України згідно з концепцією Smart Grid. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2022. Вип. 63. С. 5–12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.63.005>
5. Блінов І.В., Палачов С.О., Парус Є.В., Клименко О.Г. Сценарій використання мікромереж згідно з міжнародними стандартами. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2025. Вип. 70. С. 14–25. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.70.014>
6. Kumari, N., Sharma, A., Tran, B., Chilamkurti, N., & Alahakoon, D. A comprehensive review of digital twin technology for grid-connected microgrid systems: State of the art, potential and challenges faced. *Energies*. 2023. 16(14). Pp. 1–19.
7. Sahoo, B., Panda, S., Rout, P. K., Bajaj, M., & Blazek, V. Digital twin enabled smart microgrid system for complete automation: an overview. *Results in Engineering*. 2025. Pp. 1–16.
8. Bazmohammadi, N., Madary, A., Vasquez, J. C., Mohammadi, H. B., Khan, B., Wu, Y., & Guerrero, J. M. Microgrid digital twins: Concepts, applications, and future trends. *IEEE Access*. 2021. 10. Pp. 2284–2302.
9. Wu, Y., Guerrero, J. M., Wu, Y., Bazmohammadi, N., Vasquez, J. C., Cabrera, A. J., & Lu, N. Digital twins for microgrids: Opening a new dimension in the power system. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2024. 22(1). Pp. 35–42.
10. Jafari, M., Kavousi-Fard, A., Chen, T., & Karimi, M. A review on digital twin technology in smart grid, transportation system and smart city: Challenges and future. *IEEE Access*. 2023. 11. Pp. 17471–17484.
11. Pliuhin, V., Tsegelnyk, Y., & Slovikovskyi, O. Digital Twins of Different Types Electrical Machines. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2024. 63(2). Pp. 35–45. DOI: <https://doi.org/10.33042/2079-424X.2024.63.2.01>
12. Plankovskyy, S., Tsegelnyk, Y., Voronov, R., Kalaitan, I., & Petrenko, V. Actual Tasks in Creating Digital Twins for Precise Electrochemical Machining. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2024. 63(1). Pp. 7–15. DOI: <https://doi.org/10.33042/2079-424X.2024.63.1.02>
13. Pliuhin, V., Slovikovskyi, O., & Synelnykov, O. Formation the Robotic Mechanism Digital Twin Structure. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2024. 63(1). Pp. 27–34.
14. Kabir, M. R., Halder, D., & Ray, S. Digital twins for iot-driven energy systems: A survey. *IEEE Access*. 2024. Vol. 12. Pp. 177123–177143. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3506660>
15. Chen, H., Zhang, Z., Karamanakos, P., & Rodriguez, J. Digital twin techniques for power electronics-based energy conversion systems: A survey of concepts, application scenarios, future challenges, and trends. *IEEE Industrial Electronics Magazine*. 2022. 17(2). Pp. 20–36.
16. Park, H. A., Byeon, G., Son, W., Jo, H. C., Kim, J., & Kim, S. Digital twin for operation of microgrid: Optimal scheduling in virtual space of digital twin. *Energies*. 2020. 13(20). Pp. 1–15. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13205504>
17. Парус Є.В., Блінов І.В. Оптимізація використання доступних енергоресурсів мікромережі за умов підтримки готовності до ізольованого режиму. *Технічна електродинаміка*. 2025. № 5. С. 56–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.05.056>
18. Eskandari, A., Emamian, M., Nedaei, A., & Aghaei, M. Digital twin technology in microgrid systems. *Digital Twin Technology for the Energy Sector*. Elsevier, 2024. Pp. 111–141. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-14070-9.00005-6>

19. Kertha Utama, Putu and Nashirul Haq, Irsyad and Pradipta, Justin and Putra, Angga and Leksono, Edi, Microgrid Digital Twin: Implementation of Digital Twin Concept Based on Smart Grid Architectural Model (Sgam). *SSRN*. 2024. Pp. 1–23.
20. Hong, Y. Y., & Apolinario, G. F. D. Ancillary services and risk assessment of networked microgrids using digital twin. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2022. 38(5). Pp. 4542–4558.
21. Mchirgui, N., Quadar, N., Kraiem, H., & Lakhssassi, A. The applications and challenges of digital twin technology in smart grids: A comprehensive review. *Applied Sciences*. 2024. 14(23). Pp. 1–32. DOI: <https://doi.org/10.3390/app142310933>
22. Irmak, E., Kabalci, E., & Kabalci, Y. Digital transformation of microgrids: a review of design, operation, optimization, and cybersecurity. *Energies*. 2023. 16(12). Pp. 1–58. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16124590>
23. Sahoo, B., & Samantaray, S. R. A review on digital twin integration in hybrid microgrids: challenges, opportunities, and innovations. Proc. 2025 3rd IEEE International Conference on *Industrial Electronics: Developments & Applications (ICIDEA)*. IEEE, February 2025. Pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICIDEA64800.2025.10963330>
24. Song, Z., Hackl, C. M., Anand, A., Thommessen, A., Petzschmann, J., Kamel, O., ... & Hauptmann, S. Digital twins for the future power system: An overview and a future perspective. *Sustainability*. 2023. 15(6). Pp. 1–29. DOI: <https://doi.org/10.3390/su15065259>
25. Al-Shetwi, A. Q., Atawi, I. E., El-Hameed, M. A., & Abuelrub, A. Digital Twin Technology for Renewable Energy, Smart Grids, Energy Storage and Vehicle-to-Grid Integration: Advancements, Applications, Key Players, Challenges and Future Perspectives in Modernising Sustainable Grids. *IET Smart Grid*. 2025. 8(1). Pp. 1–37. DOI: <https://doi.org/10.1049/stg2.70026>
26. Wu, C., Cui, Z., Xia, Q., Yue, J., & Lyu, F. (2025). An overview of digital twin technology for power electronics: state-of-the-art and future trends. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2025. Vol. 40. Pp. 1–26. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPEL.2025.3570638>

DIGITAL TWINS OF MICROGRIDS: CONCEPTS, ARCHITECTURES AND CHALLENGES

P. Shymaniuk, V. Sychova, I. Blinov

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: shymanp@ied.org.ua, shorl@ukr.net, blinovigor81@gmail.com

Digital twins are gradually becoming an important technology for the digital transformation of the energy sector. They provide integration of physical microgrid objects with their virtual models, which allows for real-time monitoring, analysis, and control. The article presents an overview of modern approaches to the development of digital twins for microgrids, covering issues of architecture, modeling, data acquisition, optimization, and virtual testing. The main technological solutions are considered, including the Internet of Things, cloud computing, machine learning, predictive control methods, and edge computing integration. Three main architectural approaches are analyzed – the three-layer model, the Smart Grid Architectural Model, and cyber-physical systems – and examples of their practical implementation in modern energy platforms are considered. The challenges of implementing digital twins in microgrids are identified, including issues of model accuracy, interoperability, cybersecurity, and high computational costs. It is shown that the development prospects lie in the creation of distributed digital twins integrated with artificial intelligence systems and edge computing, which will ensure the transition from static models to intelligent self-learning energy systems. Bibl. 26, table.

Keywords: digital twins, microgrid, artificial neural networks, renewable energy sources, nodal loads.

1. Kyrlyenko O., Denysiuk S., Blinov I. Digital transformation of the energy industry: current trends and task. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2022. Vol. 65. Pp. 5–14. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.65.005>
2. Blinov I., Palachov S., Parus Ye., Klymenko O., Functions of up-to-date microgrid energy management systems under grid-connected operation in compliance with international standards. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2025. Vol. 71. Pp. 15–27. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.71.015>
3. Blinov I.V., Parus Ye.V., Shymaniuk P.V., Vorushylo A.O. Optimization model of microgrid functioning with solar power plant and energy storage system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. Vol. 5. Pp. 69–78. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/tehnied2024.05.069>
4. Kyrlyenko O., Blinov I., Zaitsev Ie., Palachov S., Vasylchenko V. International and european standards implementation for uses of smart grid concept in ips of ukraine. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2022. Vol. 63. Pp. 5–12. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.63.005>
5. Blinov I., Palachov S., Parus E., Klymenko O. Use cases of microgrids according to international standards. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. Kyiv, 2025. Vol. 70. Pp. 14–25. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.70.014>
6. Kumari, N., Sharma, A., Tran, B., Chilamkurti, N., & Alahakoon, D. A comprehensive review of digital twin technology for grid-connected microgrid systems: State of the art, potential and challenges faced. *Energies*. 2023. 16(14). Pp. 1–19.

7. Sahoo, B., Panda, S., Rout, P. K., Bajaj, M., & Blazek, V. Digital twin enabled smart microgrid system for complete automation: an overview. *Results in Engineering*. 2025. Pp. 1–16.
8. Bazmohammadi, N., Madary, A., Vasquez, J. C., Mohammadi, H. B., Khan, B., Wu, Y., & Guerrero, J. M. Microgrid digital twins: Concepts, applications, and future trends. *IEEE Access*. 2021. 10. Pp. 2284–2302.
9. Wu, Y., Guerrero, J. M., Wu, Y., Bazmohammadi, N., Vasquez, J. C., Cabrera, A. J., & Lu, N. Digital twins for microgrids: Opening a new dimension in the power system. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2024. 22(1). Pp. 35–42.
10. Jafari, M., Kavousi-Fard, A., Chen, T., & Karimi, M. A review on digital twin technology in smart grid, transportation system and smart city: Challenges and future. *IEEE Access*. 2023. 11. Pp. 17471–17484.
11. Pliuhin, V., Tsegelnyk, Y., & Slovikovskiy, O. Digital Twins of Different Types Electrical Machines. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2024. 63(2). Pp. 35–45. DOI: <https://doi.org/10.33042/2079-424X.2024.63.2.01>
12. Plankovskyy, S., Tsegelnyk, Y., Voronov, R., Kalaitan, I., & Petrenko, V. Actual Tasks in Creating Digital Twins for Precise Electrochemical Machining. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2024. 63(1). Pp. 7–15. DOI: <https://doi.org/10.33042/2079-424X.2024.63.1.02>
13. Pliuhin, V., Slovikovskiy, O., & Synelnykov, O. Formation the Robotic Mechanism Digital Twin Structure. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2024. 63(1). Pp. 27–34.
14. Kabir, M. R., Halder, D., & Ray, S. Digital twins for iot-driven energy systems: A survey. *IEEE Access*. 2024. Vol.12. Pp. 177123–177143. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3506660>
15. Chen, H., Zhang, Z., Karamanakos, P., & Rodriguez, J. Digital twin techniques for power electronics-based energy conversion systems: A survey of concepts, application scenarios, future challenges, and trends. *IEEE Industrial Electronics Magazine*. 2022. 17(2). Pp. 20–36.
16. Park, H. A., Byeon, G., Son, W., Jo, H. C., Kim, J., & Kim, S. Digital twin for operation of microgrid: Optimal scheduling in virtual space of digital twin. *Energies*. 2020. 13(20). Pp. 1–15. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13205504>
17. Parus Ye.V., Blinov I.V. Optimization of the use of available energy resources of the microgrid under the condition of supporting readiness for isolated mode. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2025. № 5. Pp. 56–69. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.05.056>
18. Eskandari, A., Emamian, M., Nedaei, A., & Aghaei, M. Digital twin technology in microgrid systems. *Digital Twin Technology for the Energy Sector*. Elsevier, 2024. Pp. 111–141. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-14070-9.00005-6>
19. Kertha Utama, Putu and Nashirul Haq, Irsyad and Pradipta, Justin and Putra, Angga and Leksono, Edi, Microgrid Digital Twin: Implementation of Digital Twin Concept Based on Smart Grid Architectural Model (Sgam). *SSRN*. 2024. Pp. 1–23.
20. Hong, Y. Y., & Apolinario, G. F. D. Ancillary services and risk assessment of networked microgrids using digital twin. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2022. 38(5). Pp. 4542–4558.
21. Mchirgui, N., Quadar, N., Kraiem, H., & Lakhssassi, A. The applications and challenges of digital twin technology in smart grids: A comprehensive review. *Applied Sciences*. 2024. 14(23). Pp. 1–32. DOI: <https://doi.org/10.3390/app142310933>
22. Irmak, E., Kabalci, E., & Kabalci, Y. Digital transformation of microgrids: a review of design, operation, optimization, and cybersecurity. *Energies*. 2023. 16(12). Pp. 1–58. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16124590>
23. Sahoo, B., & Samantaray, S. R. A review on digital twin integration in hybrid microgrids: challenges, opportunities, and innovations. *Proc. 2025 3rd IEEE International Conference on Industrial Electronics: Developments & Applications (ICIDEA)*. IEEE, February 2025. Pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICIDEA64800.2025.10963330>
24. Song, Z., Hackl, C. M., Anand, A., Thommessen, A., Petzschmann, J., Kamel, O., ... & Hauptmann, S. Digital twins for the future power system: An overview and a future perspective. *Sustainability*. 2023. 15(6). Pp. 1–29. DOI: <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/su15065259>
25. Al-Shetwi, A. Q., Atawi, I. E., El-Hameed, M. A., & Abuelrub, A. Digital Twin Technology for Renewable Energy, Smart Grids, Energy Storage and Vehicle-to-Grid Integration: Advancements, Applications, Key Players, Challenges and Future Perspectives in Modernising Sustainable Grids. *IET Smart Grid*. 2025. 8(1). Pp. 1–37. DOI: <https://doi.org/https://doi.org/10.1049/stg2.70026>
26. Wu, C., Cui, Z., Xia, Q., Yue, J., & Lyu, F. (2025). An overview of digital twin technology for power electronics: state-of-the-art and future trends. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2025. Vol. 40. Pp. 1–26. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPEL.2025.3570638>

Надійшла: 25.11.2025

Прийнята: 04.12.2025

Submitted: 25.11.2025

Accepted: 04.12.2025

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.72.015>

ОЦІНКА ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА КОРОНУ В ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЯХ 220–750 КВ З УРАХУВАННЯМ КОНСТРУКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ ОПОР

В.В. Кучанський^{1*}, докт. техн. наук, **О.В. Гай^{1**}**, канд. техн. наук, **В.М. Бодунов^{2***}**, канд. техн. наук, **А.О. Ворушило^{3****}**, **Г.А. Гай^{4*****}**, канд. пед. наук

1 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com, gaalxold@gmail.com

2 – Національний університет "Чернігівська політехніка",
вул. Шевченка 95, Чернігів, 14035, Україна

e-mail: vadymbodunov@gmail.com

3 – Інститут загальної енергетики НАН України,
03150, вул. Антоновича, 172, Київ, Україна

e-mail: anton2320@gmail.com

4 – Національний університет біоресурсів і природокористування України,
03041, вул. Героїв Оборони, 15, Київ, Україна

e-mail: gtatana704@gmail.com

Наведено опис удосконаленої математичної моделі оцінки кліматичних втрат електричної енергії на корону в повітряних лініях електропередачі. Модель доповнено врахуванням еквівалентної висоти проводу над землею h за параметрами, наведеними в «Правила улаштування електроустановок» (ПУЕ), а також можливістю розрахунку процесів у трьох фазах із застосуванням методу симетричних складових. Уточнено порядок визначення початкової напруженості електричного поля на поверхні проводів для умов поганої погоди. Доведено суттєвий вплив на результати розрахунків втрат електричної енергії на корону форми опор та наявності грозозахисного троса (ГЗТ). Отримані результати свідчать про доцільність урахування конфігурації опор та наявності ГЗТ при формуванні табличних величин питомих втрат потужності та середньорічних питомих втрат на корону, наведених у нормативних документах, що дозволить підвищити точність оцінювання кліматичних втрат електричної енергії. Бібл. 20, рис. 4, табл. 3.

Ключові слова: кліматичні втрати електричної енергії, втрати на корону, повітряні лінії електропередачі, конфігурація опор, грозозахисний трос.

Вступ. Розвиток енергетичної інфраструктури та впровадження інноваційних технологій управління мережею ставлять нові вимоги до точності обліку та аналізу технологічних втрат електричної енергії [1]. У високовольтних повітряних лініях (ПЛ) існують доволі суттєві втрати електричної енергії, пов'язані з коронним розрядом – явищем, що залежить від електричного поля біля проводу та умов навколишнього середовища [2-5, 8-12]. Класичні праці з проектування ПЛ [2, 6] і навчальні посібники з техніки високих напруг [4, 5, 8] дають теоретичну базу для визначення напруженості поля та умов виникнення корони, тоді як методичні вказівки й норми [7, 13] описують практичні підходи до оцінки втрат на корону для різних класів напруг.

Макромодельовання (параметричні / емпіричні моделі), що базуються на аналітичних формулах (наприклад, за Реек) або на апроксимаціях, отриманих із польових вимірювань, застосовуються для оцінки інтегральних втрат на ділянках довжиною кілометри або для режимних розрахунків [7, 13]. Обидва підходи широко використовуються та доповнюють один одного: мікромоделі дають глибоке розуміння локальних процесів, макромоделі – зручний інструмент для експлуатаційних та проектних оцінок [19-20].

Останні дослідження показують, що конструктивні параметри ліній (конфігурація проводів, тип і геометрія опор, наявність чи відсутність заземлених тросів ГЗТ, розщеплення фаз) мають помітний вплив на величину коронних втрат і відповідно на енергоефективність ліній [16-19]. Зокрема, роботи [15, 16] досліджують, як структурні зміни (зміна діаметра проводу, відстаней між фазами, конфігурації підвісів) можуть зменшувати активні втрати на корону. Праця [17] й інші сучасні дослідження також акцентують увагу на ролі ємності розщепленої фази й на необхідності включення таких нюансів у моделі оцінки втрат на корону.



Водночас практичний аналіз і нормативні рекомендації часто оперують спрощеними допущеннями: однорідний стан атмосферних умов, усереднені геометричні параметри, відсутність детального обліку конструктивних особливостей опор чи тросів. Це призводить до розбіжностей між емпіричними показниками, результатами польових вимірювань і чисельними розрахунками. Для підвищення точності оцінки інтегральних втрат (експлуатаційних або проектних) необхідні модифікації моделей, що дозволили б коректно враховувати реальну просторову конфігурацію лінії та особливості опорних споруд [7, 13].

Отже, огляд джерел свідчить про наявність як теоретично обґрунтованих підходів (алгоритми на базі рівнянь Максвелла, метод дзеркал і матриця потенціалів/ємностей), так і практичних емпіричних рекомендацій (Peek, настанови EPRI, національні методики) [2, 7, 9]. Проте менш розвиненою є методологія прямого кількісного перенесення параметрів типових опор (геометрія стійки, висота і радіус конструкції, локальні відводи і заземлення ГЗТ) у інтегральну модель оцінки втрат на корону, яка була б придатна для оперативного або проектного застосування.

Мета дослідження. Метою цієї роботи є модифікація та верифікація математичної моделі для оцінки втрат електричної енергії на корону з урахуванням впливу конструктивних характеристик типових опор 220-750 кВ (геометрія опори, положення і заземлення ГЗТ, підвісні елементи) на величину таких втрат.

Задача дослідження полягає у модифікації математичної моделі розрахунку кліматичних втрат електричної енергії на корону та оцінки впливу параметрів опори (висота, відстані між проводами, конфігурація опори, спосіб заземлення ГЗТ) на інтегральні втрати на корону для типових конфігурацій ліній 220-750 кВ.

За основу при модифікації моделі приймаємо верифіковану модель визначення втрат на корону згідно з роботами [7, 8, 16-18], відповідно питомі втрати електричної енергії внаслідок корони обраховують для таких груп погоди, як:

- 1) хороша погода (ХП). До цієї групи належать види погоди, які не зумовлюють значного зростання втрат електричної енергії внаслідок корони;
- 2) сухий сніг (СС). До сухого снігу належать також снігова крупа, снігові зерна, крижані голки, хуртовини, завірюхи з випаданням снігу, за винятком низової хуртовини та поземок, що не сягають проводів;
- 3) дощ (Д). До дощів слід відносити також мряку і мокрий сніг, оскільки їхній вплив на втрати на корону і на рівень радіозавад близький до впливу дощу;
- 4) наморозь (Н). До групи наморозь входять також: ожеледь, замерзлий сніг і мокрий замерзлий сніг.

Тривалість окремих груп погоди може зменшуватися під впливом нагрівання проводів струмом навантаження. За густини струму, що вища за деякі значення, які називаються критичними, на поверхні проводу не утворюються атмосферні відкладення у вигляді інею, роси, кристалічної наморозі або найдрібніших крапельок води (причини утворення – туман, підвищена вологість повітря, дощ малої інтенсивності). Унаслідок цього втрати на корону за вказаних метеорологічних умов не перевищують рівня втрат у хорошу погоду.

Визначення питомих втрат електричної енергії внаслідок корони виконують відповідно [13].

Еквівалентну висоту проводу над землею h обчислюють за формулою [3]:

$$h = h_{\text{макс}} - h_{\text{із}} - f + gf = h_{\text{макс}} - h_{\text{із}} - f(1 - g), \quad (1)$$

де f – середня за рік стріла провисання, зумовлена коливаннями температури повітря; m ; $h_{\text{із}}$ – середня довжина гірлянди ізоляторів, m ; $h_{\text{макс}}$ – висота підвісу ізоляторів на опорі, m ; $h_{\text{мін}}$ – мінімальна висота проводу над землею, m , яка дорівнює $h_{\text{мін}} = h_{\text{макс}} - h_{\text{із}} - f$; g – коефіцієнт, який визначають за умови рівності ємностей реальної лінії з провисаючими проводами й умовної лінії, проводи якої не провисають і перебувають на еквівалентній висоті над землею. Для ліній 400 кВ і меншої напруги коефіцієнт слід приймати рівним 1/3. Для ПЛ напругою 500 кВ і вище коефіцієнт g визначають за рис. 1.

Зазвичай висота точки підвісу до траверси [10, 11, 14, 15] $h_{\text{макс}}$ для 220 кВ - 21,3 м, для 330 кВ – 23 м, для 500 кВ – 27,2 м, для 750 кВ – 32 м. Відстань між осями фаз у прогоні D зазвичай для 220 кВ – 7,3 м, для 330 кВ – 8,2 м, для 500 кВ – 12 м, для 750 кВ – 16 м. Довжина гірлянди ізоляторів $h_{\text{из}}$ зазвичай для 220 кВ – 2,5 м, для 330 кВ – 3,2 м, для 500 кВ – 4 м, для 750 кВ – 8 м.

Значення середньої за рік стріли провисання f , зумовленої коливаннями температури повітря, визначають за результатами вимірювань. У випадку відсутності таких даних допускається застосовувати табл. 1, складену на підставі положень «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ:2017)[12].

Таблиця 1

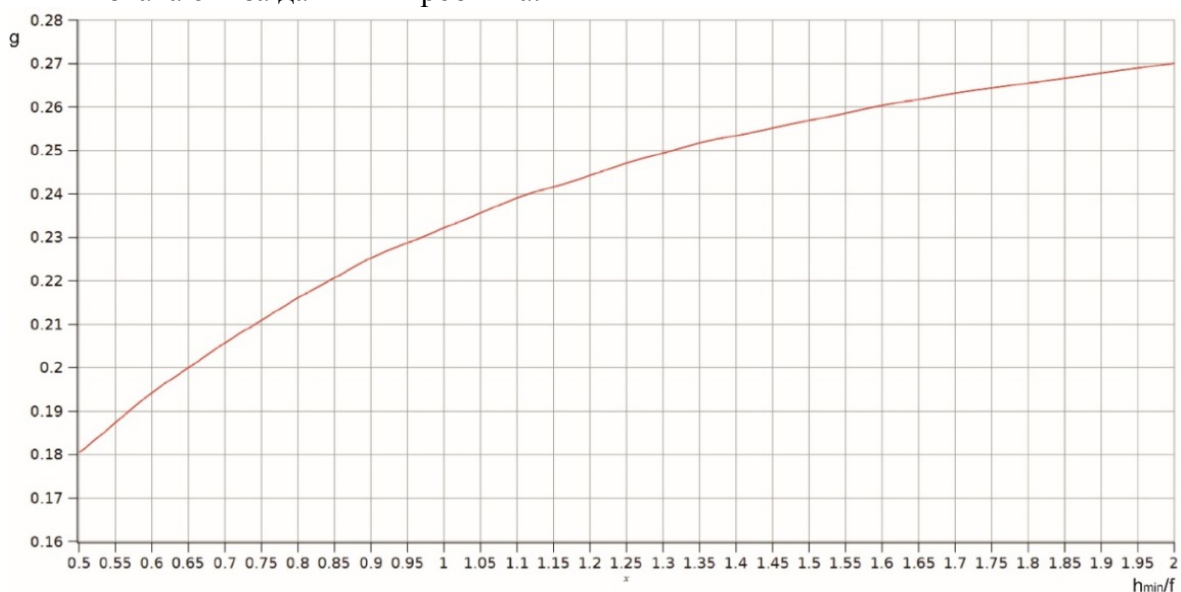
Найменші відстані до заземлених об'єктів (землі, предметів, споруд), м	За напруги, кВ			
	220	330	400-500	750
по вертикалі до землі в ненаселеній місцевості (згідно з табл. 2.5.30 ПУЕ:2017)	7	7,5	8	12
по вертикалі до землі в важкодоступній місцевості (згідно з табл. 2.5.30 ПУЕ:2017)	6	6,5	7	10
по вертикалі до землі в населеній місцевості (згідно з табл. 2.5.33 ПУЕ:2017)	8	11	15,5	-
по вертикалі до виробничих будівель і споруд в населеній місцевості (згідно з табл. 2.5.33 ПУЕ:2017)	5	7,5	8	-
по горизонталі до крон дерев (згідно з табл. 2.5.31 ПУЕ:2017)	4	5	5	8
по вертикалі до крон дерев (згідно з п. 2.5.167 ПУЕ:2017)	3	4	5	8
по вертикалі над водними об'єктами до рівня льоду (згідно з табл. 2.5.48 ПУЕ:2017)	7	7,5	8	12

Радіус розщеплення проводу r_p та його еквівалентний радіус r_e , у сантиметрах, обчислюють за формулами:

$$r_p = \frac{a}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)}; \quad (2)$$

$$r_e = \sqrt[n]{n r_0 r_p^{n-1}}, \quad (3)$$

де a – крок розщеплення, см; n – кількість проводів у розщепленій фазі; r_0 – радіус проводу, см, який визначають за даними виробника.

Рис. 1. Значення коефіцієнта g для ПЛ напругою 500 кВ і вище

Відповідно до [7] значення ємностей крайньої фази C1, середньої фази C2 та середнє значення ємності C обчислюють за формулами:

$$\Delta_0 = \frac{1}{\ln \frac{\sqrt[3]{2D}}{r_e}}; \quad (4)$$

$$\Delta_2 = 0,98\Delta_0 + \left(0,05 \left(\frac{h}{D} \right)^{-2,8} + 0,5 \right) \Delta_0^2; \quad (5)$$

$$\Delta = 0,99\Delta_0 + \left(0,2 \left(\frac{h}{D} \right)^{-1,5} + 0,08 \right) \Delta_0^2; \quad (6)$$

$$C = 2\pi\epsilon_0\Delta; \quad (7)$$

$$C2 = 2\pi\epsilon_0\Delta_2; \quad (8)$$

$$C1 = 0,5(3 \cdot C - C2), \quad (9)$$

де $\epsilon_0 = 8,854 \cdot 10^{-12}$ – діелектрична проникність повітря, Ф/м; D – середня відстань між геометричними осями сусідніх фаз ПЛ, м; $\Delta_0, \Delta_2, \Delta$ – емпіричні функції, через які з похибкою не більше 1 % [2, 7] визначають питомі ємності одноколових трифазних ПЛ з горизонтальним розташуванням проводів у діапазоні зміни відношення h/D від 0,6 до 1,5.

За умови, якщо розрахунок ємностей відбувається для всіх фаз (особливо за умови їхнього різного значення), то пропонується на відміну від [7] проводити розрахунок середнього значення напруженості поля всіх трьох фаз E_1, E_2, E_3 :

$$E_1 = 0,0147 \frac{C1 \cdot U}{n \cdot r_0}; \quad (10)$$

$$E_2 = 0,0147 \frac{C2 \cdot U}{n \cdot r_0}; \quad (11)$$

$$E_3 = 0,0147 \frac{C3 \cdot U}{n \cdot r_0}, \quad (12)$$

де U – номінальна лінійна напруга ПЛ, кВ.

Еквівалентну напруженість електричного поля за наявності розщеплених фаз визначають за формулою:

$$E_e = \frac{1+k}{2} E, \quad (13)$$

де k – коефіцієнт переходу від середньої напруженості електричного поля до максимальної:

$$k = 1 + (n-1) \frac{r_0}{r_p}, \quad (14)$$

де позначено: r_0 – радіус проводу, см; r_p – радіус розщеплення, см.

Для хорошої погоди напруженість електричного поля $E_{0\text{ХП}}$, за якої корона спостерігається по всій довжині проводу (загальна корона), обчислюють за формулою [4, 5, 7]:

$$E_{0\text{ХП}} = 24,5m \cdot \delta \left(1 + \frac{0,613}{(\delta \cdot r_0)^{0,4}} \right), \quad (15)$$

де $m = 0,82$ – для витих проводів АС, АСО, АСУ тощо; δ – відносна вологість повітря, яку для траси ПЛ обраховують за формулою:

$$\delta = \frac{0,386p}{273 + t}, \quad (16)$$

де позначено: p – середньорічний атмосферний тиск, мм ртутного стовпчика; t – середньорічна температура повітря, °С.

Початкову величину напруженості електричного поля на поверхні проводів ПЛ для поганої погоди $E_{0\text{ПП}}$, за якої корона спостерігається по всій довжині проводу (загальна корона), визначають за рис. 2 (□ - алюмінієвих проводів ◇ - сталєалюмінієвих проводів) чи за виразом (15), приймаючи $\delta = 1$ [8].

Відношення еквівалентної напруженості електричного поля розщепленої фази крайнього (індекс 1) і середнього (індекс 2) проводів ПЛ до початкової напруженості електричного поля на поверхні проводу для передбачених типів погоди 1–4, обчислюють за формулами:

$$e_{1\text{ХП}} = \frac{E_{e1}}{E0_{\text{ХП}}}, \quad e_{2\text{ХП}} = \frac{E_{e2}}{E0_{\text{ХП}}}, \quad e_{3\text{ХП}} = \frac{E_{e3}}{E0_{\text{ХП}}}, \quad (17)$$

$$e_{1\text{ПП}} = \frac{E_{e1}}{E0_{\text{ПП}}}, \quad e_{2\text{ПП}} = \frac{E_{e2}}{E0_{\text{ПП}}}, \quad e_{3\text{ПП}} = \frac{E_{e3}}{E0_{\text{ПП}}}. \quad (18)$$

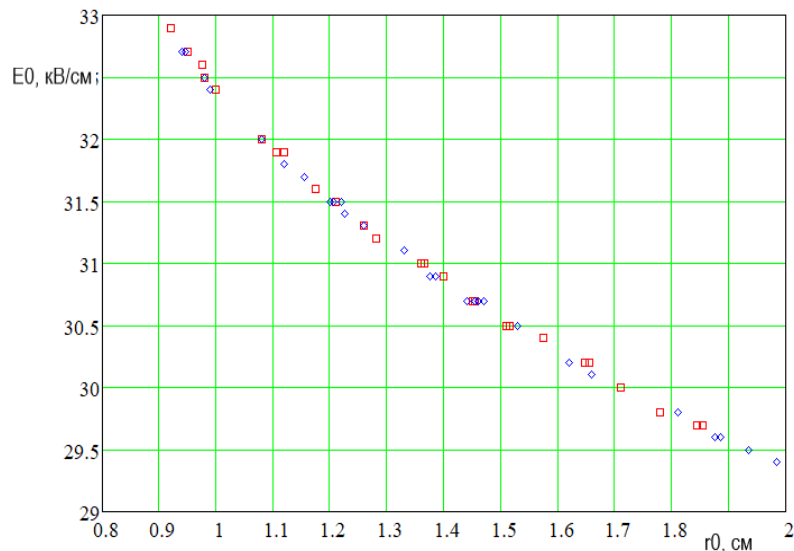


Рис. 2. Початкова величина напруженості поля для поганої погоди $E0_{\text{ПП}}$:
□ – алюмінієвих проводів та ◇ – сталюалюмінієвих проводів

За значеннями e_{ij} , отриманими за виразами (17, 18), та рис. 3 знаходять узагальнені характеристики корони θ_{ij} для передбачених типів погодних умов для трьох фаз:

Хороша Погода – $\theta_{\text{ХП1}}; \theta_{\text{ХП2}}; \theta_{\text{ХП3}}$; Сухий Сніг – $\theta_{\text{СС1}}; \theta_{\text{СС2}}; \theta_{\text{СС3}}$;

Дощ – $\theta_{\text{Д1}}; \theta_{\text{Д2}}; \theta_{\text{Д3}}$; Наморозь – $\theta_{\text{Н1}}; \theta_{\text{Н2}}; \theta_{\text{Н3}}$.

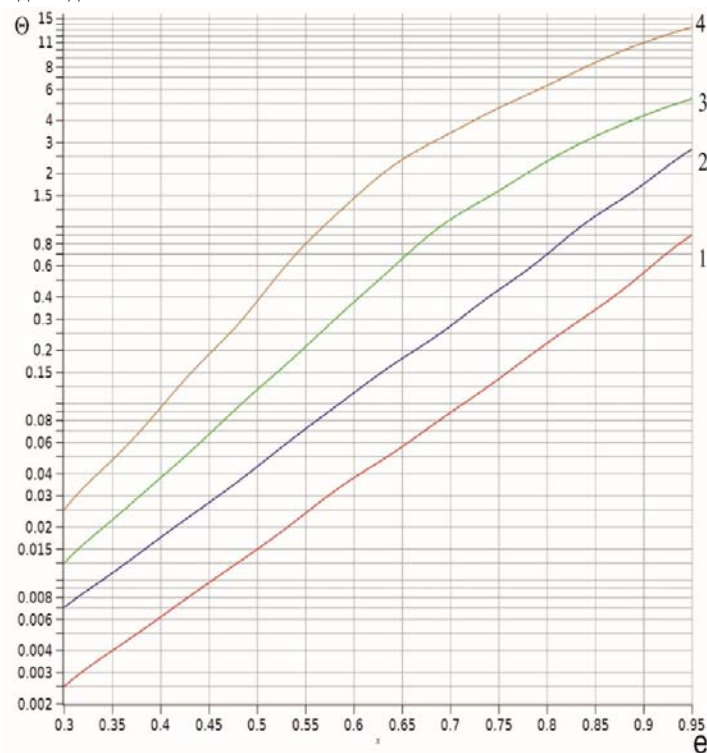


Рис. 3. Узагальнені характеристики втрат на корону θ у разі $m=0,82$ для різних груп погоди:
1 – хороша погода; 2 – сухий сніг; 3 – дощ; 4 – наморозь

Значення питомих середньорічних втрат потужності на корону за типами погодних умов, у кВт/км, для трьох проводів ПЛ розраховують за формулами:

1) Хороша Погода (ХП):

$$P_{ХП} = n \cdot r_0^2 \cdot (\theta_{ХП1} + \theta_{ХП2} + \theta_{ХП3}), \quad (19)$$

2) Сухий Сніг (СС):

$$P_{СС} = n \cdot r_0^2 \cdot (\theta_{СС1} + \theta_{СС2} + \theta_{СС3}), \quad (20)$$

3) Дощ (Д):

$$P_{Д} = n \cdot r_0^2 \cdot (\theta_{Д1} + \theta_{Д2} + \theta_{Д3}), \quad (21)$$

4) Наморозь (Н):

$$P_{Н} = n \cdot r_0^2 \cdot (\theta_{Н1} + \theta_{Н2} + \theta_{Н3}). \quad (22)$$

Значення середньорічних питомих втрат потужності на корону для ділянки ПЛ з незмінними кількістю і зовнішнім діаметром проводів у фазах обраховують за формулою:

$$\Delta P_{кор.сер} = \frac{P_{ХП} T_{ХП}}{8760} + \frac{P_{СС} T_{СС}}{8760} + \frac{P_{Д} T_{Д}}{8760} + \frac{P_{Н} T_{Н}}{8760}, \quad (23)$$

де $T_{ХП}$, $T_{СС}$, $T_{Д}$ і $T_{Н}$ – середньорічна тривалість хорошої погоди, сухого снігу, дощу і наморозі відповідно, що притаманні ділянці, для якої визначають втрати на корону.

Порівняємо результати класичної методики [2, 7] розрахунку ємностей за виразами (4–9) з розрахунком ємностей, використовуючи систему рівнянь Максвела (рівнянь Кларксона) [3, 7, 10]:

$$\begin{aligned} \mathbf{U} &= \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Q} = \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix}, \quad \mathbf{A} = \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \cdots & \alpha_{1n} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \cdots & \alpha_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \alpha_{n1} & \alpha_{n2} & \cdots & \alpha_{nn} \end{bmatrix}, \\ \mathbf{U} &= \mathbf{A}\mathbf{Q}, \quad \mathbf{B} = \mathbf{A}^{-1}, \quad \mathbf{Q} = \mathbf{B}\mathbf{U}, \\ \mathbf{C} = \mathbf{A}^{-1} = \mathbf{B} &= \begin{bmatrix} \beta_{11} & \beta_{12} & \beta_{13} & \cdots & \beta_{1n} \\ \beta_{21} & \beta_{22} & \beta_{23} & \cdots & \beta_{2n} \\ \beta_{31} & \beta_{32} & \beta_{33} & \cdots & \beta_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \beta_{n1} & \beta_{n2} & \beta_{n3} & \cdots & \beta_{nn} \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (24)$$

де U – потенціал i -го провідника відносно землі, В; Q – заряд i -го провідника, Кл; n – кількість провідників, у трьохфазній системі з врахуванням грозозахисних тросів (ГЗТ); α_{ii} – власний потенційний коефіцієнт (самоіндуктована ємність) провідника і відносно «землі» чи нейтральної точки; α_{ij} – взаємний потенційний коефіцієнт (взаємна ємність) між провідниками i та j (приймається $i \neq j$); $\mathbf{C}$ – матриця ємностей фаз, Ф; $\mathbf{U}$, $\mathbf{Q}$, $\mathbf{A}$, $\mathbf{B}$ – відповідні матриці.

Проведемо аналіз доцільності врахування впливу заземленої опори на величину ємностей фаз. Як відомо [3, 14, 15], наближений закон провисання проводу в прогоні описується виразом:

$$y(x) = (h_{\max} - h_{\text{из}}) - 4 \cdot f \cdot x \cdot (l - x) / l^2 \quad (25)$$

Прийmemo, що довжина прогона для мереж 220 кВ складає порядку $l = 300$ м, висота підвісу проводу на опорі $h_{\max} - h_{\text{из}} = 17,8$ м, середня за рік стріла провисання, зумовлена коливаннями температури повітря, відповідно до табл. 1 $f = 7$ м, відповідно за виразом (1) еквівалентна висота проводу над землею $h = 13,13$ м. За цих умов знайдемо значення x в цій точці, тобто $y(x) = 13,13$, відповідно отримуємо квадратне рівняння:

$$x \cdot (l - x) - (h_{\max} - h_{\text{из}} - h) \cdot l^2 / 4 \cdot f = 0.$$

Це рівняння має два розв'язки: 63,46; 236,54 м, тобто величина еквівалентної висоти проводу над землею значно менше, ніж отримане значення, що дає змогу знехтувати впливом опори на значення ємності фаз.

Оскільки пряме розраховування електричного поля є достатньо складною задачею, особливо для багатопровідних ліній, то з метою знаходження відповідних коефіцієнтів альфа використаємо метод дзеркального відображення (Mirror Method) [9]. Згідно з цим методом власні потенційні коефіцієнти в системі паралельних довгих циліндрів [9] становитимуть:

$$\alpha_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2h_i}{r_i}, \quad (26)$$

де h_i – висота проводу над землею, м; r_i – радіус проводу (за умови розщеплення еквівалентний радіус проводу r_e), м.

Взаємні потенційні коефіцієнти в системі паралельних довгих циліндрів [9] виглядатимуть так:

$$\alpha_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{D'_{ij}}{D_{ij}}, \quad i \neq j, \quad (27)$$

де D'_{ij} – відстань до “дзеркального” зображення відносно землі між i та j провідником; D_{ij} – відстань між i та j провідником.

Варто зазначити, що для розрахунку ємності фази А (інших аналогічно) приймається, що її напруга дорівнює одиниці (1 в.о.) від номінального значення. Відповідно згідно з методом симетричних складових і за умови симетричності системи напруг, напруга на двох інших фазах становитиме -0,5 в.о. від номінального значення. Тому розрахунок ємності фази А виконується за виразами [9]. Водночас вважається, що враховуються лише заземлені ГЗТ з обох боків, оскільки значення ємності для інших технічних рішень заземлення ГЗТ перебуватимуть між варіантами з наявними та відсутніми ГЗТ.

Відповідно матриці потенціалу провідників відносно землі наведені у виразі (28):

$$\mathbf{U}_{3\phi A} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/2 \\ -1/2 \end{bmatrix}, \mathbf{U}_{3\phi+ГЗТ A} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/2 \\ -1/2 \\ 0 \end{bmatrix}, \mathbf{U}_{3\phi+2\times ГЗТ A} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/2 \\ -1/2 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \mathbf{U}_{2\times 3\phi+2\times ГЗТ A} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1/2 \\ -1/2 \\ 0 \\ 1 \\ -1/2 \\ -1/2 \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (28)$$

Для мереж 220кВ найбільш характерними є три типи опор, які наведені на рис. 4.

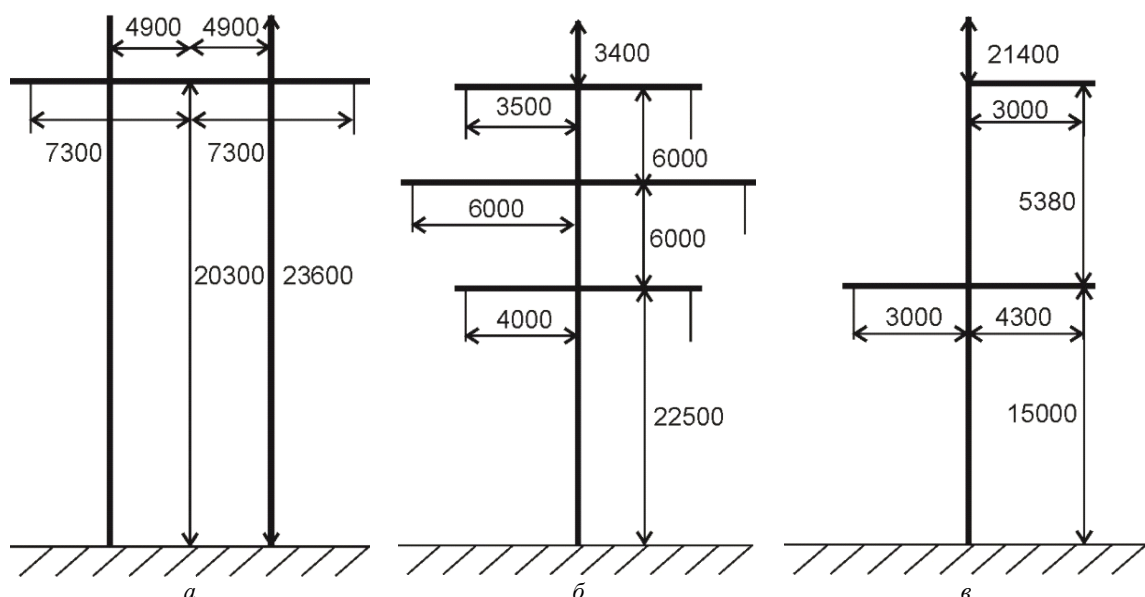


Рис. 4. Типові конструкції опор ПЛ 220 кВ з габаритними розмірами (мм)

Відповідно за виразом (28), для визначення питомих ємностей за умови використання опори (рис. 4 б) (для інших опор (рис. 4 а та в) ці вирази формуються аналогічно), отримуємо:

$$\begin{aligned} C_{1_A} &= \beta_{11} + \beta_{14} - \frac{1}{2}(\beta_{12} + \beta_{13} + \beta_{15} + \beta_{16}), \\ C_{1_B} &= \beta_{22} + \beta_{25} - \frac{1}{2}(\beta_{21} + \beta_{23} + \beta_{24} + \beta_{26}), \\ C_{1_C} &= \beta_{33} + \beta_{36} - \frac{1}{2}(\beta_{31} + \beta_{32} + \beta_{34} + \beta_{35}). \end{aligned} \quad (29)$$

Для проведення математичного експерименту візьмемо як об'єкт провід марки АС-400/64, що має зовнішній радіус (r_i) = 0,01385 м, та приймаємо, що ГЗТ має зовнішній радіус ($r_{ГЗТ}$) = 0,0133/2 м.

Для варіанту опори, зображеної на рис. 4 б, отримуємо матрицю **В** (Ф/м):

11) 7.9382e-12 12) -1.2860e-12 13) -5.2554e-13 14) -9.3057e-13 15) -5.2110e-13 16) -3.7715e-13 17) -2.5382e-13
21) -1.2860e-12 22) 7.8826e-12 23) -1.2670e-12 24) -5.2110e-13 25) -5.0834e-13 26) -5.8372e-13 27) -4.9642e-13
31) -5.2554e-13 32) -1.2670e-12 33) 7.8636e-12 34) -3.7715e-13 35) -5.8372e-13 36) -1.1450e-12 37) -1.2116e-12
41) -9.3057e-13 42) -5.2110e-13 43) -3.7715e-13 44) 7.9382e-12 45) -1.2860e-12 46) -5.2554e-13 47) -2.5382e-13
51) -5.2110e-13 52) -5.0834e-13 53) -5.8372e-13 54) -1.2860e-12 55) 7.8826e-12 56) -1.2670e-12 57) -4.9642e-13
61) -3.7715e-13 62) -5.8372e-13 63) -1.1450e-12 64) -5.2554e-13 65) -1.2670e-12 66) 7.8636e-12 67) -1.2116e-12
71) -2.5382e-13 72) -4.9642e-13 73) -1.2116e-12 74) -2.5382e-13 75) -4.9642e-13 76) -1.2116e-12 77) 6.8195e-12

З неї за виразом (29) отримаємо значення ємностей:

$$C_{1_A} = (7,9382 + (-0,9306) - \frac{1}{2}(-1,2860 - 0,5255 - 0,5211 - 0,3772)) \cdot 10^{-12} = 8,3625 \cdot 10^{-12}, \Phi / м.$$

Аналогічно для фаз В та С:

$$C_{1_B} = 9,2032 \cdot 10^{-12}, \Phi / м; C_{1_C} = 8,0953 \cdot 10^{-12}, \Phi / м.$$

За описаною вище методикою отримаємо значення ємності для опор, наведених на рис. 4 для різних схем ГЗТ, та розрахуємо значення середньорічних питомих втрат на корону за виразом (23) за умови $T_{ХП}=7601$ год; $T_{CC}=201$ год; $T_d=817$ год; $T_H=141$ год та зведемо цю інформацію до таблиці 2.

Таблиця 2

№	Тип ГЗТ	$C_{1_A},$ $n\Phi / м$	$C_{1_B},$ $n\Phi / м$	$C_{1_C},$ $n\Phi / м$	Середньорічні питоми втрати на корону, кВт/км	Відсоток збільшення втрат від базового варіанту, %
Відповідно до формул (4-9)		8,5003	9,0569	8,5003	0,9	
Рис. 4 а	Без ГЗТ	8,51518	9,04829	8,51518	0,9034	0,3875
Рис. 4 а	З одним лівим ГЗТ	8,75353	9,05808	8,4451	0,9411	4,5823
Рис. 4 а	З двома ГЗТ	8,69784	9,06655	8,69784	0,9808	8,9905
Рис. 4 б	Без ГЗТ	8,4072	9,23757	7,79809	0,8211	-8,7591
Рис. 4 б	З ГЗТ	8,36252	9,20317	8,09535	0,8444	-6,1623
Рис. 4 в	Без ГЗТ	9,02202	9,35926	8,8711	1,1686	29,8586
Рис. 4 в	З ГЗТ	8,9835	9,31142	9,09773	1,2008	33,4389

Як бачимо, за результатами, наведеними в табл. 2, похибка значно вище тієї, що регламентується (не більше 1 % [2, 7]) при використанні емпіричних функцій, що обмежує їхнє використання та призводить до спотворень результатів.

Варто зазначити, що часто в розділах, де описується врахування втрат електричної енергії на корону [3, 5, 10, 11, 13], наводяться таблиці з мінімальною кількістю облаштувань фаз для різних класів напруги та рекомендаціями лінійної інтерполяції між відповідними

значеннями. Авторами пропонується модифікувати відповідні нормативні документи з метою зменшення рівня невизначеності та представити інформацію у вигляді таблиці 3.

Таблиця 3

Улаштування фази	Середньорічні питомі втрати на корону, кВт/км	Питомі втрати потужності, кВт/км			
		хороша погода	погана погода		
			сніг	дощ	наморозь
АС400/64 Рис. 4 а Без ГЗТ	0,9034	0,293	1,109	4,172	14,574
АС400/64 Рис. 4 а З одним лівим ГЗТ	0,9411	0,303	1,149	4,384	15,073
АС400/64 Рис. 4 а З двома ГЗТ	0,9808	0,314	1,193	4,600	15,659
АС400/64 Рис. 4 б Без ГЗТ	0,8211	0,273	1,022	3,782	12,944
АС400/64 Рис. 4 б З ГЗТ	0,8444	0,280	1,048	3,878	13,424
АС400/64 Рис. 4 в Без ГЗТ	1,1686	0,372	1,419	5,616	17,980
АС400/64 Рис. 4 в З ГЗТ	1,2008	0,381	1,453	5,801	18,356

Висновки. У статті проведено модифікацію математичної моделі оцінки кліматичних втрат електричної енергії на корону шляхом урахування еквівалентної висоти проводу над землею h за параметрами, наведеними в ПУЕ. Зазначено, що при розрахунку початкової величини напруженості електричного поля на поверхні проводів ПЛ для поганої погоди ($E_{опп}$), за якої корона спостерігається по всій довжині проводу (загальна корона), величину $E_{опп}$ визначають за формулою (15) при $\delta = 1$. Уведено в математичну модель параметри для врахування процесів у трьох фазах.

Вказано, що похибка при використанні емпіричних функцій значно вище тієї, яка регламентується (не більше 1 % [2, 7]), що обмежує їхнє використання та призводить до спотворень результатів. Обґрунтовано доцільність детальнішого розрахунку ємностей фаз із урахуванням конфігурації опор та наявності ГЗТ, водночас показано, що вплив самої опори на значення ємності фаз є незначним і може не враховуватися. Математичним експериментом доведено, що наявність ГЗТ призводить до суттєвого підвищення втрат на корону: при одному ГЗТ – до 4,6 %, при двох – до 9 %.

Показано, що різна форма опор зумовлює зміну середньорічних питомих втрат на корону: від -8,75 % до майже 30 % без ГЗТ та від -6,2% до майже 33,5% із ГЗТ.

Отримані результати свідчать про доцільність урахування форми опор при формуванні табличних величин питомих втрат потужності та середньорічних питомих втрат на корону, наведених у нормативних документах, наприклад [13], з огляду на значний розкид отриманих значень.

Розроблення моделей та методів аналізу аномальних режимів електричних мереж в умовах часткового пошкодження електрообладнання для відновлення їх безпечного функціонування і модернізації («Безпека-5») (КПКВК 6541030).

1. IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap. 2017. 315 p.
2. Кучанський В.В., Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І. Вплив коронного розряду на кратність внутрішніх перенапруг у магістральних електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2017. № 6. С. 55–60.
3. Сулейманов В.Н., Кацадзе Т.Л. Электрические сети и системы: Учеб. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 504 с.
4. Kuchansky V., Zaitsev I.O. Corona discharge power losses measurement systems in extra high voltage transmissions lines. *IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, 2020. Pp. 48–53.
5. Гай О.В., Кулик Б.І. Техніка високих напруг. К.: Видавництво НУБІП України, 2021. 710 с.
6. Кацадзе Т.Л. Основи механічних розрахунків повітряних ліній електропередавання. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, вид-во «Політехніка», 2019. 336 с.
7. РД 34.20.172-74 Руководящие указания по учету потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330-750 кВ и постоянного тока 800-1500 кВ.
8. Бржезицкий В.О., Исакова А.В., Рудаков В.В. Техніка і електрофізика високих напруг. Харків: НТУ «ХПІ». Торнадо, 2005. 930 с.
9. Щерба А.А., Перетятко Ю.В. Теоретичні основи електротехніки. Електричні кола постійного та змінного струму. Чотириполюсники. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 116 с.

10. Blinov I., Zaitsev I.O. and Kuchanskyy V.V. Problems, methods and means of monitoring power losses in overhead transmission lines. Systems, Decision and Control in Energy I. Studies in Systems, Decision and Control, V. Babak, V. Isaienko, A. Zaporozhets. Ed, Vol. 298, 2020. Springer, Cham. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_8.
11. Zaitsev I.O., Kuchanskyy V.V. Corona discharge problem in extra high voltage transmission line. Systems, Decision and Control in Energy II, Studies in Systems, Decision and Control, A. Zaporozhets, V. Artemchuk. Ed., 2021. Pp. 3–30.
12. Правила улаштування електроустановок, затверджені наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 № 476.
13. СОУ-Н ЕЕ 40.1 – 37471933-82 «Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання».
14. Кирик В.В. Электричные системы и сети: учебник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, вид-во «Політехніка», 2021. 324 с.
15. Сегеда М.С. Электричные сети та системы: учебник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. 488 с.
16. Буславец О.А., Коваль Я.М. До розрахунку втрат електроенергії на корону у мережах НЕК Укренерго. *Електричні мережі та системи*. 2013. № 2. С. 56–68.
17. Кучанський В.В., Тугай Ю.І., Тугай І.Ю. Обґрунтування конструкції розщепленої фази повітряних міжсистемних ліній електропередавання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, 2024. Вип. 6. С. 27–33. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2024-177-6-27-33>
18. Олубакінде Е. Дослідження впливу ємності розщепленої фази на втрати потужності пов'язані з коронним розрядом. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*, 2022. Вип. 1 (4). С. 56–61. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.08>.
19. Кацадзе Т., Чижевський В., Буслова Н., Черкашина В. Визначення складових втрат активної потужності в дальній електропередачі змінного струму. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 54–58. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.054>.
20. Кучанський В.В., Зайцев Є.О., Коваленко О.М. Аналіз експериментальних оцінок втрат потужності на коронування повітряних міжсистемних ліній електропередавання. *Вісник ВПІ*, 2024. Вип. 4. С. 22–29.

ESTIMATION OF CORONA ELECTRICITY LOSSES IN 220–750 KV OVERHEAD LINES TAKING INTO ACCOUNT THE DESIGN PARAMETERS OF SUPPORTS

V. Kuchanskiy¹, O. Gai¹, V. Bodunov², A. Vorushylo³, G. Gai⁴

1 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Beresteyskiy ave., 56, 03057, Kyiv, Ukraine

e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com, gaalxold@gmail.com

2 – Chernihiv Polytechnic National University,

Shevchenko str. 95, 14035, Chernihiv, Ukraine

e-mail: vadymbodunov@gmail.com

3 – Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Antonovych str., 172, 03150, Kyiv, Ukraine

e-mail: anton2320@gmail.com

4 – National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine,

Heroiv Oborony str., 15, 03041, Kyiv, Ukraine

e-mail: gtatana704@gmail.com

The article describes an improved mathematical model for estimating climatic losses of electric energy on the crown in overhead power lines. The model is supplemented by taking into account the equivalent height of the wire above the ground h according to the parameters given in the Rules for the «Arrangement of Electrical Installations (PUE)», as well as the possibility of calculating processes in three phases using the method of symmetrical components. The procedure for determining the initial electric field strength on the surface of wires for bad weather conditions is specified. The significant influence on the results of calculations of electrical energy losses on the crown of the supports and the presence of a lightning protection cable (GZT) is proven. The results obtained indicate the feasibility of taking into account the configuration of the supports and the presence of GZT when forming tabular values of specific power losses and average annual specific losses on the crown given in regulatory documents, which will increase the accuracy of estimating climatic losses of electric energy. Ref. 20, tabl. 3, fig. 4.

Keywords: climatic losses of electric energy, losses on the crown, overhead power lines, configuration of supports, lightning protection cable.

1. IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap. 2017. 315 p.
2. Kuznetsov V.G., Tugay Y.I., Kuchanskyy V.V. Influence of corona discharge on the internal overvoltages in highway electrical networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2017. No 6. Pp. 55–60. URL: <https://techned.org.ua/index.php/techned/article/view/753> (Accessed 13.11.2025). (Ukr)
3. Suleymanov V.N., Katsadze T.L. Electric networks and systems: Textbook. Kyiv: NTUU KPI, 2008. 504 p. (Rus)
4. Kuchanskyy V.V., Zaitsev I.O. Corona discharge power losses measurement systems in extra high voltage transmissions lines. *IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, 2020. Pp. 48–53.

5. Gai O.V., Kulyk B.I. High Voltage Engineering: Textbook. Kyiv: NUBIP Publishing House of Ukraine, 2021. 710 p. (Ukr)
6. Katsadze T.L. Fundamentals of mechanical calculations of overhead power transmission lines. Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, Publishing House Polytechnics, 2019. 336 p. (Ukr)
7. RD 34.20.172-74 Guidelines for accounting for corona losses and corona interference in the selection of overhead power lines of alternating current 330-750 kV and direct current 800-1500 kV. (Rus)
8. Brzhezitsky V.O., Isakova A.V., Rudakov V.V. High voltage engineering and electrophysics. Kharkiv: NTU KhPI. Tornado, 2005. 930 p. (Ukr)
9. Shcherba A.A., Peretyatko Y.V. Theoretical Fundamentals of Electrical Engineering 1. Direct and alternating current electrical circuits. Four-pole. Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv polytechnic institute, 2021. 116 p. (Ukr)
10. Blinov I.V., Zaitsev I.O., Kuchanskyy V.V. Problems, methods and means of monitoring power losses in overhead transmission lines. Systems, Decision and Control in Energy I. Studies in Systems, Decision and Control, V. Babak, V. Isaienko, A. Zaporozhets. Ed, Vol. 298, 2020. Springer, Cham. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_8
11. Zaitsev I.O., Kuchanskyy V.V. Corona discharge problem in extra high voltage transmission line. Systems, Decision and Control in Energy II, Studies in Systems, Decision and Control, A. Zaporozhets, V. Artemchuk. Ed., 2021. Pp. 3–30.
12. Rules for the arrangement of electrical installations, approved by the order of the Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine dated 07/21/2017. No 476. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0476732-17#Text> (Accessed 13.11.2025) (Ukr)
13. SOU-N EE 40.1 – 37471933-82 Methodological recommendations for determining technological consumption of electric energy in transformers and power transmission lines. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text> (Accessed 13.11.2025) (Ukr)
14. Kyryk V.V. Electrical systems and networks: textbook. Kyiv: KPI named after Igor Sikorsky, Polytechnic Publishing House, 2021. 324 p. (Ukr)
15. Szegeida M. S. Electric networks and systems: textbook. Lviv: Publishing House of the National University Lviv Polytechnic, 2007. 488 p. (Ukr)
16. Buslavets O.A., Koval Ya.M. Calculation of electric power losses due to corona in the networks of NEK Ukrenergo. Electric networks and systems. 2013. No 2. Pp. 56–68. (Rus)
17. Kuchanskyy V.V., Tugay Y.I., Tugay I.Y. Substantiation of the design of split-phase overhead inter-system power transmission lines. *Visnyk Vinnytskoho politekhnichnoho instytutu*, 2024. Vyp. 6. Pp. 27–33. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2024-177-6-27-33> (Ukr)
18. Olubakinde E. Study of the influence of the split-phase capacitance on the power losses associated with corona discharge. *Bulletin of the National Technical University KhPI. Series: Energy: reliability and energy efficiency*, issue 1 (4), July 2022, Pp. 56–61. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.08> (Ukr)
19. Katsadze T., Chyzhevsky V., Buslova N. Cherkashyna V. Determination of component losses of active power in long-distance ac power transmission. *Tekhnichna electrodynamika*. 2022. No 4. Pp. 54–58. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.054> (Ukr)
20. Kuchansky V.V., Zaitsev E.O., Kovalenko O.M. Analysis of experimental estimates of power losses during coronation of airy intersystem power transmission lines, *Visnyk VPI*. 2024. Vol. 4. Pp. 22–29. (Ukr)

Надійшла: 16.09.2025

Прийнята: 17.10.2025

Submitted: 16.09.2025

Accepted: 17.10.2025

ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ СУЧАСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ СИСТЕМ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ

Т.Л. Кацадзе *, канд. техн. наук, Д.В. Щербина **

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна
e-mail: teymuraz@ukr.net, djdimas75@gmail.com

У статті здійснено комплексний огляд і аналіз сучасних систем накопичення енергії (СНЕ), які відіграють ключову роль у стабілізації електроенергетичних мереж в умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії. Розглянуто основні технології зберігання: механічні (гідроаккумуляційні, маховики, гравітаційні), хімічні (водень, аміак, синтетичні палива), електрохімічні (літій-іонні, натрій-іонні, редокс-флоу батареї), електромагнітні (суперконденсатори, SMES), теплові та кріогенні (LAES). Для кожної групи систем проаналізовано техніко-економічні характеристики: коефіцієнт корисної дії, енергетичну щільність, тривалість циклу, термін служби, питому вартість, екологічну безпеку та особливості утилізації. Окрему увагу приділено прикладам впровадження та перспективам розвитку технологій. Визначено оптимальні сфери застосування різних типів СНЕ: механічні та кріогенні системи – для довгострокового та масштабного зберігання, електрохімічні – для середньострокового балансування та мобільних застосувань; електромагнітні – для миттєвого регулювання; теплові – для централізованого теплопостачання. Показано, що майбутній розвиток енергосистем пов'язаний з інтеграцією гібридних рішень, стандартизацією технічних вимог та економічним стимулюванням інноваційних технологій. Отримані результати можуть бути використані для формування стратегій впровадження ефективних СНЕ у національних та локальних енергетичних системах. Бібл. 34, табл. 2.

Ключові слова: системи накопичення енергії, відновлювані джерела енергії, електрохімічні батареї, гідроаккумуляція, кріогенні технології, суперконденсатори, теплове зберігання, гібридні системи.

Вступ. Одним із головних напрямів розвитку світової енергетики є глобальний перехід до розподіленої генерації, який базується на широкому впровадженні відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). ВДЕ відносять до джерел негарантованої потужності, виробіток електричної енергії яких визначається часом доби, погодними умовами та низкою інших факторів. За умов зростання частки ВДЕ в енергетичному балансі електроенергетичних систем актуальним стає питання впровадження ефективних систем накопичення енергії (СНЕ), призначених для балансування режиму енергосистеми. Сучасні СНЕ є не тільки ключовим елементом інтелектуальних енергетичних систем, але й сприяють підвищенню надійності енергопостачання, зменшенню залежності від вугільно-орієнтованих типів палива та оптимізації роботи генеруючих потенціалів. СНЕ набуває вагомого значення як у централізованих енергетичних мережах, так і у локальних мікромережах, промисловому виробництві, транспортній інфраструктурі та побутовому модулі.

Технологічний прогрес у галузі накопичувальної сфери охоплює широкий діапазон технічних рішень – від традиційного механічного і гідроакмулювання до сучасних електрохімічних, кріогенних та гібридних технологій. Кожен із типів СНЕ має свої технологічні переваги, обмеження та область оптимального використання, тому обрання конкретного виду СНЕ вимагає детального техніко-економічного аналізу.

Метою дослідження є комплексний аналіз відомих технічних рішень реалізації СНЕ.

Для досягнення поставленої мети в роботі виконано огляд відомих технологій СНЕ, проаналізовано їхні техніко-економічні показники, визначено сильні та слабкі сторони у типових алгоритмах експлуатації та визначено перспективи їхньої інтеграції в сучасні електроенергетичні системи.

Матеріали та результати досліджень.

Сучасні СНЕ охоплюють широкий спектр пристроїв та комплексів, які реалізують найрізноманітніші способи перетворення надлишкової електричної енергії на іншу форму. Відповідно до принципу перетворення можна виділити такі види СНЕ:

- механічні (гідроакмулюючі, гравітаційні, маховики);

- хімічні (водень, аміак, синтетичні палива);
- електрохімічні (літій-іонні, натрій-іонні, редокс-флюїдні батареї);
- електромагнітні (суперконденсатори, SMES);
- теплові;
- кріогенні (LAES).

Огляд технологій систем накопичення енергії. Розглянемо детальніше характеристики кожного з типів СНЕ, зокрема проаналізуємо такі показники експлуатаційної ефективності: коефіцієнт корисної дії (ККД), щільність енергії, тривалість циклу та терміну служби, питома вартість одиниці збереженої енергії, екологічна безпека та утилізація.

Механічні накопичувачі енергії. Механічні системи накопичення енергії реалізують комбіноване перетворення електричної енергії в потенційну або кінетичну форму, забезпечуючи зберігання надлишкової енергії та балансування режиму електроенергетичної системи. До ключових технологій механічних СНЕ належать підймальна гідроакумуляція, технології стиснення повітря, використання обертових мас маховиків та гравітаційні накопичувачі [1].

Гідроакумуляуючі електростанції (Pumped-storage hydroelectricity, PHS) є найбільш поширеною технологією, на яку припадає близько 96 % загальної потужності зберігання енергії в електроенергетичних системах світу. Гідроакумуляуюча станція в окрузі Бат (Вірджинія, США) є найбільшою ГАЕС у світі з потужністю понад 3000 МВт і зберіганням енергії близько 24 000 МВт·год. ККД технології гідроакумуляування становить 75–85 %. Обладнання PHS характеризується високою надійністю, довговічністю (до 100 років), економічністю в обслуговуванні [1, 2].

Системи стиснутого повітря. (Compressed Air Energy Storage, CAES) зберігають енергію у формі стиснутого повітря в підземному сховищі. При надлишковій енергії повітря стискається компресорами, а за необхідності подача видається через велику турбіну для вироблення електричної енергії. Донедавна ККД такої технології становило близько 50–60 %, але новий спосіб з термодинамічною рекуперацією (ізотермічні-CAES) може досягати показників до 70–80 % [3].

Маховикові накопичувачі енергії (FES, Flywheel Energy Storage) працюють завдяки швидкому обертанню ротора у вакуумі з використанням магнітних підшипників. Вони відзначаються дуже коротким часом відгуку (долі секунди), високою потужністю, довговічністю (до мільйонів циклів) та екологічністю. Новітні моделі характеризуються ККД до 85–90 % завдяки легким композитним матеріалам та технологіям магнітної левітації, які знижують тертя [4].

Гравітаційні накопичувачі енергії (Gravity Energy Storage, GES) – одна з найновіших технологій, яка використовує підйом і опускання великих мас для зберігання потенційної енергії. Найбільш інноваційним рішенням є Tower based SGES: система Energy Vault піднімає 35-тонні блоки у башті висотою 120 м, що забезпечує ККД близько 75–80 % та розрядну потужність 4 МВт при збереженні енергії протягом 8–16 годин [5, 6].

Механічні СНЕ характеризуються такими показниками. Енергетична щільність механічних систем зазвичай низька. У класичних гідроакумуляуючих станціях вона складає близько 0,5–1,5 Вт·год/кг залежно від висоти сховища та об'єму води; гравітаційні системи типу Energy Vault можуть мати щільність 5–10 Вт·год/кг. Маховики мають щільність в межах від 20 до 80 Вт·год/кг, але зазвичай використовуються для накопичення електричної потужності на короткий час. Механічні накопичувачі мають надзвичайно довгий термін служби. Гідроакумуляуючі станції працюють понад 50 років із мінімальною деградацією. Гравітаційні системи розраховані приблизно на 25...30 років експлуатації. Маховики працюють навіть до 20–100 тисяч циклів без значної втрати ємності, що набагато краще електрохімічних аналогів. Вартість на одиницю збереженої енергії залежить від масштабу та інфраструктури. Для гідроакумуляуючих систем вона може залишатися у межах \$50–200/кВт·год. Гравітаційні системи (за проміжними оцінками пілотних проєктів) – орієнтовно \$100–250/кВт·год. Маховики – від \$400/кВт·год, якщо використовуються надпровідні підвіси або вакуумні камери, і тому їх

рідко використовують для масштабного зберігання. Механічні накопичувачі енергії в цілому вважаються екологічно безпечними, оскільки застосовують інертні матеріали – воду, бетон, сталь та не містять токсичних речовин. Гідроакумулюючі станції впливають на водні екосистеми, але застосування закритих контурів суттєво зменшує цей вплив. Гравітаційні системи та маховики легко утилізують або перевикористовують, тому що вони не утворюють шкідливі відходи під час експлуатації [4, 5].

Хімічні накопичувачі енергії. Системи накопичення хімічної енергії (Chemical Energy Storage, CES) включають термохімічне накопичення, виробництво водню, синтетичного газу або аміаку через електроліз чи інші хімічні реакції з наступним використанням енергії у вигляді палива або хімічних носіїв. Паливні елементи на базі водню та синтетичного газу (SNG) передбачають виробництво, зберігання та використання водню, аміаку або метану. Збереження водню у металевих гідридах наприклад, MgH_2 чи хемосорбентах із високою енергетичною щільністю вимагає високої температури та складних матеріалів. Метанація CO_2 з воднем дають змогу інтегрувати хімічне накопичення з паралельними технологіями виробництва палива та хімічної сировини [7–10].

Хімічні СНЕ мають дуже високу питому щільність. Наприклад, водень, стиснений до 700 бар, має щільність приблизно 33,3 кВт·год/кг, а в формі аміаку щільність досягає 5,2 кВт·год/кг. Синтетичні палива можуть досягати щільності 10–12 кВт·год/кг, що робить їх зручними для зберігання та транспортування. Воднева енергетика має доволі низький ККД на повному циклі – електроліз, зберігання, транспорт, використання у паливних елементах – такий показник, зазвичай, не переходить межу 30–45 %. Якщо використовується синтетичне паливо, ККД ще нижчий – близько 25–35 %, особливо при конверсії енергії через ДВЗ або турбіни. Хімічні СНЕ накопичення не втрачають своїх властивостей після декількох тисяч циклів. Водень або аміак можуть зберігатися без витоку протягом місяців або навіть років. Самі хімічні речовини не втрачають енергію, хоча обладнання (електролізери, паливні елементи) має обмежений термін експлуатації, який становить приблизно 50–80 тисяч годин роботи [7].

На сьогодні вартість зберігання водню з урахуванням електролізу, стиснення та зберігання становить від 250 до 600 доларів за кВт·год. Зі введенням у широке використання очікується, що до 2030 року ця вартість знизиться до 100 доларів за кВт·год [8].

Поряд із воднем перспективними є аміак (NH_3) та синтетичне паливо (e-fuels). Аміак може зберігати енергію компактніше, ніж водень у газовій формі, і при його використанні у паливних елементах або спалюванні утворюється азот та вода, тобто немає викидів CO_2 . Основні виклики полягають у токсичності та контролі утворення NO_x при спалюванні [9].

Синтетичне паливо отримують шляхом метанації CO_2 з воднем і можуть застосовуватися як метан, метанол або синтетичний дизель. Таке паливо сумісне з наявною інфраструктурою та забезпечує довготривале зберігання, однак має нижчий ККД перетворення електроенергії у паливо та потребує додаткових капіталовкладень [10].

Електрохімічні накопичувачі енергії. Електрохімічні системи зберігання енергії (Electrochemical Energy Storage, EES) базуються на акумуляторних батареях та редокс-флоу системах, де електроенергія накопичується та вивільняється в результаті електрохімічних реакцій. Такі системи забезпечують високу ефективність перетворення та можливість гнучкого масштабування, що робить їх придатними для стабілізації роботи електричних мереж [11–16].

Залізо-повітряні батареї (iron-air) вважаються перспективним варіантом для доволі тривалого зберігання (більше 100 годин), з низькою вартістю сировини (Fe, O_2 з повітря) та високим терміном служби (до 10 тисяч циклів). Перспективними також можуть бути натрій-іонні батареї (Na-ion). Вони дешевші у виробництві, за збігом більш безпечні і створюються з доступної сировини. Один з найвідоміших прикладів проєкту інтеграції електрохімічних СЗЕ – це Hornsdale Power Reserve в Південній Австралії, де літій-іонна батарея потужністю 150 МВт та ємністю 194 МВт·год підключена до вітрової генерації. Таким чином, потужність

СНЕ забезпечує регулювання частоти та аварійний резерв, економлячи мільйони доларів щороку, які потрібно витрачати на балансувальні послуги [17].

Окислювально-відновні проточні батареї (Redox flow batteries, RFB), зокрема на основі заліза, характеризуються незалежним масштабуванням енергії об'єми електролітів та потужності, довгим терміном служби (тисячі циклів), низьким рівнем деградації та безпекою, оскільки використовують нетоксичні водні електроліти. Наприклад, залізо-хлоридні системи дають змогу уникнути незворотних втрат і мають високотемпературну стабільність без необхідності складності термоконтролю [18].

Слід зазначити, що літій-іонні батареї мають одну з найвищих щільностей серед накопичувачів – 150–250 Вт·год/кг, твердотільні – до 350 Вт·год/кг, натрій-іонні – до 160 Вт·год/кг, а свинцево-кислотні – лише 30–50 Вт·год/кг. Більшість літій-іонних систем демонструють ККД на рівні 90–95 %, свинцево-кислотні акумулятори – до 80 %, а ККД натрій-іонних батарей досягають 85–90 %. Високий ККД робить такі батареї ефективними для щоденного циклічного використання. Сучасні літій-іонні акумулятори витримують 500–1000 циклів заряд-розряд до зниження ємності на 20 %, свинцево-кислотні – до 1500 циклів. Твердотільні батареї демонструють перспективу понад 10 тисяч циклів без істотної деградації [12–15].

У 2024 році питома вартість літій-іонних акумуляторних пакунків досягла рівня 139 дол./кВт·год та продовжує знижуватися завдяки масштабуванню виробництва й технічним удосконаленням [19]. Свинцево-кислотні акумулятори залишаються більш доступними у виробництві, їхня питома вартість становить близько 200–220 дол./кВт·год, однак вони характеризуються нижчим циклічним ресурсом порівняно з літій-іонними [20]. Натрієві акумулятори демонструють потенціал до зниження витрат та здатні досягати собівартості у межах 120–150 дол./кВт·год, що робить їх перспективними конкурентами літій-іонних систем у середньостроковій перспективі [21]. Водночас твердотільні акумулятори все ще залишаються відносно дорогими, їхня питома вартість перевищує 300 дол./кВт·год, однак із розвитком технології спостерігається тенденція до поступового здешевлення [22].

Електрохімічні системи містять потенційно небезпечні речовини (літій, кобальт, свинець). Їхня утилізація вимагає спеціальних процесів переробки. Зокрема свинцеві акумулятори мають високий рівень переробки (понад 95 %), тоді як літій-іонні акумулятори – лише 5–10 % у глобальному масштабі, хоча ці показники поступово зростають.

Електромагнітні накопичувачі енергії. Електромагнітні накопичувачі енергії являють собою пристрої, які накопичують енергію в електричних або магнітних полях. У цей ряд входять суперконденсатори та суперпровідникові магнітні накопичувачі (SMES). Такі системи характеризуються високою потужністю, надшвидким зарядом та довгим ресурсом. Тому вони зручні для використання для швидкого реагування в електричних системах [11, 23].

Суперконденсатори мають велику потужність і короткий час зарядки та розрядки – секунди, разом із ресурсом понад мільйон циклів. Вони широко застосовуються для стабілізації мережі та рекуперації енергії в транспорті. Наприклад, місто Шеньчжень (Китай) використовує системи зберігання енергії в своїх електричних автобусах і трамваях для підвищення енергоефективності та зменшення споживання електроенергії [24]. Нові матеріали, такі як графен, підвищують їхню ефективність та надійність.

SMES зберігають енергію у вигляді постійного струму в охолоджених до надпровідного стану котушках. Вони забезпечують дуже швидкий відгук і ККД близько 95 %, застосовуються для стабілізації мережі, особливо при великій частці ВДЕ. На сьогодні системи використовують високотемпературні надпровідники, що підвищують щільність зберігання енергії [23, 25]. Наприклад, в Японії такі системи вбудовані в інфраструктуру дата-центрів і лікарень, щоб вони могли негайно переключитися на резервні джерела живлення [26].

Суперконденсатори мають низьку енергетичну щільність, приблизно 5–20 Вт·год/кг, що значно нижче, ніж у акумуляторів. Системи SMES мають ще нижчу щільність – до 5 Вт·год/кг, але компенсують цей недолік високою потужністю. Обидві технології демонструють високу ефективність. У суперконденсаторах вона досягає 95–98 %, а в SMES перевищує 95 %, оскільки енергія повертається практично без втрат, за винятком охолодження в

надпровідниках. Суперконденсатори можуть витримувати понад 1 мільйон циклів без помітного зносу. SMES також мають дуже високу циклічність, але вимагають складної кріогенної інфраструктури, що обмежує їхнє використання [27]. Суперконденсатори дорогі, їхня питома вартість сягає 500–2000 доларів за кВт·год залежно від ємності та виробника. SMES ще дорожчі: понад 3000 доларів за кВт·год через необхідність охолодження та використання надпровідних матеріалів. Суперконденсатори зазвичай виготовляються з безпечних вуглецевих матеріалів і не містять токсичних металів, що полегшує їхню утилізацію. SMES містять мідь, алюміній і надпровідні матеріали, які можна переробляти. Головною екологічною проблемою є енергоємне кріогенне охолодження [28].

Теплові накопичувачі енергії. Теплові СНЕ поділяються на сенсильні, латентні та термохімічні. Сенсильне накопичення полягає в зберіганні теплоти шляхом підвищення температури без фазового переходу, наприклад шляхом нагрівання води або піску, тоді як латентне використовує матеріали з фазовим переходом, які зберігають тепло при майже сталій температурі парафіну чи солей [29].

Прикладом виконання теплової СНЕ є використання розплавленої солі для зберігання теплової енергії в проєкті Crescent Dunes Solar Energy (Невада, США). Станція може утримувати тепло понад 560° С і приводити в дію органічний генератор Ренкіна до 10 годин після заходу сонця [30]. У централізованих мережах опалення Копенгагена використовуються великі акумулятори тепла об'ємом до 20 000 м³, здебільшого заповнені гарячою водою, яка служить теплоносієм. Ці резервуари дають змогу зберігати надлишкову теплоту, зокрема нічну, і використовувати її в пікові години споживання, що сприяє зниженню навантаження на основні джерела тепла та оптимізації витрат палива. Згідно з даними Датської асоціації централізованого теплопостачання (DBDH) у системі централізованого теплопостачання Копенгагена використовуються два резервуари об'ємом 20 000 м³ кожен, що забезпечує ефектвне зберігання тепла та балансування добових коливань теплового навантаження [31].

Теплові СНЕ мають середню щільність 30–70 кВт·год/м³ для води, 100–250 кВт·год/м³ для солей і до 400 кВт·год/м³ у фазових матеріалах. Найвищу щільність демонструють термохімічні системи – до 1000 кВт·год/м³, хоча вони все ще перебувають у стадії розвитку. ККД при зберіганні та поверненні тепла може досягати 90–95 % у водяних або сольових системах. При перетворенні тепла назад у електроенергію (наприклад, в CSP-станціях) загальний ККД падає до 30–40 %. Теплові системи мають дуже довгий термін експлуатації. Наприклад, резервуари для накопичення води можуть працювати понад 30 років без погіршення якості. Фазові матеріали можуть витримувати до 10 000 циклів, а термохімічні матеріали – понад 20 000 циклів залежно від матеріалу. Вартість зберігання теплової енергії є однією з найнижчих та становить 10–50 доларів/кВт·год для води та солей, 60–100 доларів/кВт·год для латентних та термохімічних систем. Це робить їх економічно привабливими для потреб опалення та зберігання надлишкової електроенергії в системах відновлюваної енергії. Більшість теплових накопичувачів використовують екологічно чисті матеріали: воду, пісок, каміння, солі. Вони не містять токсичних речовин і легко утилізуються. Термохімічні системи можуть вимагати контролю під час виробництва та поводження з реагентами, але при правильному проєктуванні вони також є безпечними [2, 29].

Кріогенні накопичувачі енергії. Кріогенні СНЕ (Liquid Air Energy Storage, LAES) працюють за схемою стиснення повітря і його подальшого охолодження до рідкого стану, температурою, близькою до –196 °С. За цією технологією збережена в рідкому повітрі енергія регенерується шляхом випаровування та розширення в турбіні [3, 32].

Прикладом кріогенної СНЕ є комерційний проєкт Highview Power, що зараз реалізується у Великобританії – кріогенне зберігання енергії потужністю 50 МВт з ємністю зберігання 250 МВт·год із використанням зрідженого повітря. Запис демонструє потенціал цієї нової технології для забезпечення гнучкості в широкому діапазоні застосувань і на великій географічній шкалі для безпечної утилізації в навколишньому середовищі [33].

Системи LAES характеризуються питомою енергетичною щільністю 100–200 Вт·год/кг і 250–350 кВт·год/м³ в об'ємному еквіваленті. Для порівняння, це в 3–5 разів більше, ніж у маховиків, але значно менше, ніж у літій-іонних акумуляторів. Однак ці показники

є прийнятними для стаціонарного зберігання, особливо в промислових масштабах. ККД систем LAES становить 50–60 %, але завдяки поєднанню з іншими джерелами тепла (наприклад, залишковим теплом від промислових підприємств) можна досягти ефективності 65–70 %. Використання зворотного теплового циклу та інтеграція з тепловими/вітровими електростанціями покращує рекуперацію енергії. Системи LAES не піддаються деградації активного середовища, тобто повітря. Механічні компоненти (компресори, теплообмінники, резервуари) мають тривалий термін експлуатації, що перевищує 25 років або 10–20 тисяч циклів залежно від режиму роботи. Обладнання широко використовується для скраплення природного газу, тому його надійність підтверджена промисловою практикою. У 2024 році середня вартість LAES становила 150–250 доларів за кВт·год. Згідно з прогнозами BloombergNEF, із збільшенням виробництва та впровадженням серійних рішень ціна може впасти до 100 доларів за кВт·год до 2030 року. Вартість значною мірою залежить від інфраструктури охолодження, джерел відпрацьованого тепла та місцевих умов електропостачання. Кріогенні системи не використовують небезпечні або токсичні речовини, а скраплене повітря є повністю нейтральним погляду екологічної безпеки. Немає викидів парникових газів, а основні екологічні проблеми пов'язані лише з енергоспоживанням для охолодження. Після закінчення терміну експлуатації обладнання підлягає повній переробці металу без токсичних залишків [32].

Зазначимо, що особливої ефективності застосування СНЕ можна досягти в гібридних системах, які поєднують у своєму складі накопичувачі різного типу. Так, автономні енергетичні системи з фотоелектричними панелями, батареями, тепловим зберіганням і дизельними генераторами були впроваджені в сільських районах Індії, Танзанії та Південної Америки. В Індії міні-мережі, що поєднують сонячну енергію, літєві батареї для балансування день/ніч і теплове зберігання, демонструють ефективність у забезпеченні енергетичної незалежності та зменшенні викидів CO₂ [34].

Аналіз ефективності накопичувачів у типових сценаріях використання. Табл. 1 систематизує основні технічні та економічні показники для різних типів систем зберігання енергії. Ці дані дають змогу зробити обґрунтований вибір між технологіями відповідно до типових сценаріїв використання, зокрема для високошвидкісного маневрового балансування режиму електроенергетичної системи, довгострокового зберігання енергії та як промислові джерела живлення.

Таблиця 1

Порівняльні характеристики систем накопичення енергії

Тип СНЕ	Питома щільність енергії (Вт·год/кг)	ККД (%)	Циклічність (тис.циклів)	Термін служби (років)	Вартість (\$/кВт·год)
Механічні	~1.5 (до 10 для маховиків)	75-85	до 30	до 50	100-200
Хімічні	4000-39000 (залежно від палива)	25–45 (електрика) / 70–80 (тепло)	1-5	10-30	500-1500
Електрохімічні	150-200	90-95	5-10	10-15	100-300
Електромагнітні	10-30	90-98	1000+	20-30	500-2000
Теплові	~0.05 (умовно для маси зберігача)	85–95 (тепло) / 30–40 (електрика)	до 10	до 30	10-50
Кріогенні	120-150	50-70	до 10	до 25	150-250

Механічні системи зберігання, зокрема гідроакумуючі електричні системи (ГАЕС) та гравітаційні системи, краще підходять для великомасштабного стаціонарного використання із тривалим циклом зберігання – від декількох годин до кількох десятків годин. Вони мають стабільний ККД – у діапазоні 75–85 % та термін служби більше 25 років, що робить їх привабливими для впровадження у великі енергосистеми. Однак географічні обмеження та значні капітальні вкладення повністю нівелюють їхню гнучкість.

Хімічні накопичувачі енергії (водень, аміак, біопаливо) мають високу питому об'ємну щільність енергії (4000–39 000 Вт·год/л), що відкриває широкі перспективи для довгострокового і сезонного зберігання. Але їхній ККД перетворення на електроенергію низький (25–45 %), довговічність обмежена (1–5 тис. циклів), а ціна – висока. Такі системи є перспективними передусім у транспорті, промисловості, для зберігання палива, однак вони мало придатні для швидкозмінних балансувань.

Електрохімічні системи зберігання, зокрема, літій-іонні батареї, ідеально підходять для швидких циклів заряджання-розряджання та мобільних засобів, таких як електромобілі та локальне постачання електроенергії. Підвищена ККД (до 95 %) та щільність в межах 150–250 Вт·год/кг забезпечують ефективне збереження енергії, але висока вартість, зношення з часом та проблеми утилізації обмежують масштабування таких СНЕ для довгострокового стаціонарного збереження.

Електромагнітні системи, зокрема, суперконденсатори та надпровідні магнітні системи найкраще забезпечують стабільність мережі під час короткочасних пікових навантажень. Вони характеризуються винятковою швидкістю реагування та ККД понад 95 %. На жаль, через низьку енергетичну щільність і високу вартість (500–2000 \$/кВт·год) вони не є рентабельними для довгострокового зберігання енергії.

Теплові системи характеризуються високою ефективністю (до 90–95 % зберігання тепла) і надзвичайно низькою вартістю одиниці збереженої енергії (10–50 \$/кВт·год). Це робить їх ідеальними для організації центрального опалення та зберігання надлишкової електроенергії у вигляді тепла. Однак, коли теплову енергію потрібно перетворити на електричну, загальна ефективність значно знижується (до 30–40 %), що обмежує їхнє використання в суто електричних системах.

Кріогенні системи зберігання середньої енергетичної щільності, зокрема LAES, мають термін служби 25 років і більше, але все ще з відносно низькою ефективністю (50–70 %), оскільки процес відновлення тепла є складним. Відсутність географічних та екологічних обмежень безпеки є їхньою перевагою, що робить їх цікавими для великомасштабного зберігання в районах із дефіцитом гідроелектричних ресурсів.

Зрештою вибір типу зберігання в кожному конкретному випадку базується на поєднанні технічних властивостей, а також витрат/стійкості та екологічної безпеки. У табл. 2 представлено рекомендації щодо застосування різних типів СНЕ для промислового використання.

Таблиця 2

Рекомендації щодо промислового використання СНЕ

Область використання	Рекомендовані типи СНЕ
Довгострокове та великомасштабне зберігання енергії	Механічні СНЕ (гідроелектростанції, гравітаційні батареї); Кріогенні технології (LAES)
Середньострокове балансування	Електрохімічні накопичувачі (літій-іонні та натрій-іонні акумулятори)
Мобільні застосування	Електрохімічні накопичувачі (літій-іонні та твердотільні батареї) Електромагнітні (суперконденсатори)
Критична інфраструктура	Електромагнітні (надпровідні магнітні системи (SMES) та суперконденсатори)
Теплопостачання	Теплові накопичувачі з фазозмінними матеріалами (PCM), резервуарами з каменю або солі
Сезонне та паливне зберігання, транспорт і промисловість	Хімічні накопичувачі (водень, аміак, біопаливо)

Слід зазначити такі основні бар'єри для широкомасштабного впровадження СНЕ:

- технологічні: деградація матеріалів у літій-іонних батареях, низька енергетична щільність механічних та теплових систем, складність підтримання надпровідного стану для SMES;

- економічні: високі капіталовкладення (особливо для LAES, SMES, твердотільних батарей), тривалий термін окупності, до 7–15 років, залежність від ринку літію, кобальту, нікелю;
- регуляторні: ОЕС України потребує модернізації систем управління для ефективної роботи з двосторонніми потоками енергії від накопичувачів, існує недосконалість тарифікації послуг накопичення та відсутність стандартів технічного обслуговування.

Подальше вдосконалення систем зберігання пов'язане з прогресом гібридних рішень (поєднання батарей і суперконденсаторів, теплових і електрохімічних акумуляторів), що дає змогу компенсувати слабкі сторони кожної технології. Важливим напрямком є стандартизація технічних вимог, створення тарифів і державних стимулів, які можуть сприяти комерціалізації передових технологій.

Висновки. У роботі проведено комплексний аналіз сучасних систем накопичення енергії, що дало змогу узагальнити їхні техніко-економічні характеристики та визначити сфери доцільного застосування. Показано, що кожна з технологій має власні переваги та обмеження, а ефективність їхнього використання залежить від конкретних умов експлуатації та потреб енергосистеми.

Механічні та кріогенні СНЕ довели доцільність застосування у великих централізованих мережах для довготривалого та масштабного зберігання енергії. Електрохімічні системи, зокрема літій- та натрій-іонні батареї, оптимальні для середньострокового балансування та мобільних застосувань завдяки високому ККД та енергетичній щільності. Електромагнітні накопичувачі (суперконденсатори, SMES) виявилися найбільш ефективними для забезпечення швидкого реагування та підтримки стабільності мережі, водночас теплові системи зберігання демонструють високу економічну ефективність у сфері централізованого теплопостачання.

Визначено ключові бар'єри впровадження СНЕ: технологічні (деградація матеріалів, низька енергетична щільність деяких рішень), економічні (висока собівартість та тривалий термін окупності), а також регуляторні (недосконалість стандартів і тарифікації послуг накопичення).

Перспективним напрямом розвитку є інтеграція гібридних рішень, які поєднують різні типи накопичувачів для досягнення комплексного ефекту, а також гармонізація технічних стандартів та створення економічних стимулів для комерціалізації інноваційних технологій.

1. M. Mahmoud et al. A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications. *Energy Conversion and Management*. 2020. Vol. 210. 112670. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112670>
2. X. Luo et al Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*. 2015. Vol. 137. Pp. 511–536. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>
3. M. Budt et al A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments. *Applied Energy*. 2016. Vol. 170. Pp. 250–268. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.108>
4. P. Wang et al Design and Performance Analysis of Super Highspeed Flywheel Rotor for Electric Vehicle. *World Electric Vehicle Journal*. 2022. Vol. 13. No 8. Pp. 147. DOI: <https://doi.org/10.3390/wevj13080147>
5. Reynolds M. Gravity Could Solve Clean Energy's One Major Drawback. *WIRED*. URL: https://www.wired.com/story/energy-vault-gravity-storage/?utm_source=chatgpt.com (date of access: 20.09.2025).
6. R. Wang et al A Review of Gravity Energy Storage. *Energies*. 2025. Vol. 18. No 7. Pp. 1812. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18071812>
7. Renewables 2024. Analysis and forecast to 2030. Paris: International Energy Agency. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf>
8. Global Hydrogen Review 2023. Paris: International Energy Agency, 2023. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>
9. Z. Zhang et al Green Ammonia: Revolutionizing Sustainable Energy for a Carbon-Free Future. *Journal of Materials Chemistry A*. 2024. DOI: <https://doi.org/10.1039/d4ta07339h>
10. S. T. Janaki et al. Beyond Fossil: The synthetic fuel surge for a green energy resurgence. *Clean Energy*. 2024. DOI: <https://doi.org/10.1093/ce/zkae050>

11. H. Li et al. Exploring the Flow and Mass Transfer Characteristics of an All-Iron Semi-Solid Redox Flow Battery. *Batteries*. 2025. Vol. 11. No 4. Pp. 166. DOI: <https://doi.org/10.3390/batteries11040166>
12. S. S. Madani et al. A Comprehensive Review on Lithium-Ion Battery Lifetime Prediction and Aging Mechanism Analysis. *Batteries*. 2025. Vol. 11. No 4. Pp. 127. DOI: <https://doi.org/10.3390/batteries11040127>
13. Machin A., Morant C., Márquez F. Advancements and Challenges in Solid-State Battery Technology: An In-Depth Review of Solid Electrolytes and Anode Innovations. *Batteries*. 2024. Vol. 10. No 1. Pp. 29. DOI: <https://doi.org/10.3390/batteries10010029>
14. R. Carter et al. First Look at Safety and Performance Evaluation of Commercial Sodium-Ion Batteries. *Energies*. 2025. Vol. 18. No 3. Pp. 661. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18030661>
15. Q. Zhang et al A Concise Review of Power Batteries and Battery Management Systems for Electric and Hybrid Vehicles. *Energies*. 2025. Vol. 18. No 14. Pp. 3750. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18143750>
16. H. Chen et al Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*. 2009. Vol. 19. No 3. Pp. 291–312. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>
17. Hornsdale Power Reserve - South Australia's Big Battery. *Hornsdale Power Reserve*. URL: <https://hornsdalepowerreserve.com.au> (date of access: 20.09.2025).
18. S. Zhang et al. All-Soluble All-Iron Aqueous Redox Flow Batteries: Towards Sustainable Energy Storage. *Energy Storage Materials*. 2025. P. 104004. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2025.104004>
19. Lithium-Ion Battery Pack Prices Hit Record Low of \$139/kWh | BloombergNEF. *BloombergNEF*. URL: https://about.bnef.com/insights/clean-energy/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/?utm_source=chatgpt.com (date of access: 20.09.2025).
20. Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment / K. Mongird et al. Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment, 2020. URL: https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/LeadAcid_Methodology.pdf
21. Mauger A., Julien C. M. State-of-the-Art Electrode Materials for Sodium-Ion Batteries. *Materials*. 2020. Vol. 13. No. 16. pP. 3453. DOI: <https://doi.org/10.3390/ma13163453>
22. Qian. How much does a solid state battery cost? A Deep Dive into Pricing & Future Trends - ViBMS Battery. *ViBMS Battery*. URL: <https://vibms.com/how-much-does-a-solid-state-battery-cost> (date of access: 20.09.2025).
23. Conway B. E. Electrochemical Supercapacitors. Boston, MA: Springer US, 1999. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-1-4757-3058-6>
24. Berlin A., Zhang X., Chen Y. Case Study: Electric buses in Shenzhen, China. International Energy Agency, 2018.
25. A. Gil et al State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1–Concepts, materials and modellization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2010. Vol. 14. No. 1. Pp. 31–55. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.035>
26. Honda Motor Co.,Ltd. Honda, Tokuyama, and Mitsubishi Corporation to Conduct Joint Demonstration of Decarbonizing Data Center Using By-product Hydrogen and Stationary Fuel Cell Power Station designed to Reuse Fuel Cell Systems from FCEVs. Honda Global Corporate Website. *Honda Global*. URL: <https://global.honda/en/newsroom/news/2023/c231225eng.html> (date of access: 20.09.2025).
27. H. Pan et al. Supercapacitor with Ultra-High power and energy density enabled by Nitrogen/Oxygen-Doped interconnected hollow carbon Nano-Onions. *Chemical Engineering Journal*. 2024. P. 149663. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cej.2024.149663>
28. Nid A., Sayah S., Zebar A. An effective SMES system control for enhancing the reliability of hybrid power generation systems. *Physica C: Superconductivity and its Applications*. 2023. Vol. 613. P. 1354322. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.physc.2023.1354322> (date of access: 20.09.2025).
29. L. Vallese et al A comprehensive review of thermal energy storage technologies and their applications: Creation of a database. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2026. Vol. 225. P. 116133. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.116133>
30. What happened with Crescent Dunes?. *SolarPACES*. URL: https://www.solarpaces.org/what-happened-with-crescent-dunes/?utm_source=chatgpt.com (date of access: 20.09.2025).
31. District Heating in Denmark, Efficient & Clean Energy | DBDH. *DBDH - The District Energy Go-to-Partner*. URL: https://dbdh.org/all-about-district-energy/district-heating-in-denmark/?utm_source=chatgpt.com (date of access: 20.09.2025).
32. A. Vecchi et al. Liquid air energy storage (LAES): A review on technology state-of-the-art, integration pathways and future perspectives. *Advances in Applied Energy*. 2021. Vol. 3. P. 100047. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100047>
33. Highview Power Breaks Ground on 250MWh CRYOBattery Long Duration Energy Storage Facility - Highview Power. *Highview Power*. URL: https://highviewpower.com/news_announcement/highview-power-breaks-ground-on-250mwh-cryobattery-long-duration-energy-storage-facility (date of access: 20.09.2025).
34. Energy Storage for Mini Grids. Status and Projections of Battery Deployment. World Bank Group. URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099121323112040367/pdf/P1710100aea43a0ae0a038034d730b04087.pdf>

REVIEW AND ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF MODERN ENERGY STORAGE TECHNOLOGIES**T. Katsadze, D. Sherbina**National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute,
Beresteiskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukrainee-mail: teymuraz@ukr.net, djdimas75@gmail.com

The article presents a comprehensive review and analysis of modern energy storage systems (ESS), which play a crucial role in stabilizing power grids under the growing share of renewable energy sources. The study covers the main storage technologies: mechanical (pumped hydro storage, flywheels, gravity-based systems), chemical (hydrogen, ammonia, synthetic fuels), electrochemical (lithium-ion, sodium-ion, redox-flow batteries), electromagnetic (supercapacitors, SMES), thermal, and cryogenic (LAES). For each group, technical and economic parameters are analyzed, including round-trip efficiency, energy density, cycle life, service life, specific cost, environmental safety, and recycling aspects. Special attention is given to real-world implementation cases and future development prospects. The research identifies optimal application areas: mechanical and cryogenic systems for long-term, large-scale storage; electrochemical systems for medium-term balancing and mobile use; electromagnetic systems for instantaneous regulation; and thermal storage for centralized heating networks. It is emphasized that the future of energy systems lies in hybrid storage solutions, harmonized technical standards, and economic incentives for innovative technologies. The results can be applied to national and local energy strategies to ensure efficiency, reliability, and sustainability of modern power systems. Ref. 34, tables 2.

Keywords: energy storage systems, renewable energy, electrochemical batteries, pumped hydro storage, cryogenic technologies, supercapacitors, thermal storage, hybrid systems.

Надійшла: 25.08.2025

Прийнята: 24.09.2025

Submitted: 25.08.2025

Accepted: 24.09.2025

ПОРІВНЯННЯ ПІДХОДІВ ДО ПРОГНОЗУВАННЯ НЕТТО-НАВАНТАЖЕННЯ ВІРТУАЛЬНИХ ОБ'ЄДНАНЬ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ

В.О. Мірошник*, В.В. Сичова**

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: miroshnyk.volodymyr@gmail.com, shorl@ukr.net

У роботі здійснено порівняльний аналіз трьох підходів до короткострокового прогнозування нетто-навантаження віртуальних об'єднань енергетичних об'єктів, сформованих із будівель різного призначення та масивів сонячної генерації. Дослідження спрямоване на аналіз впливу рівня агрегації вхідних часових рядів на точність прогнозів сумарного споживання, генерації СЕС та сальдованої потужності. Усі експерименти виконано на єдиній вибірці даних UCSD Microgrid із застосуванням однотипної моделі Transformer, що дало змогу виокремити ефект від впливу структури даних, а не архітектури моделі. Результати показали, що для навантаження найвищу точність забезпечує дезагерований підхід, тоді як для сумарного нетто-навантаження оптимальною є часткова агрегація, яка дає змогу окремо моделювати портфель споживання і генерації. Для PV-генерації всі три стратегії демонструють підвищену чутливість до асиметрії розподілу та нульових значень, причому агреговані прогнози забезпечують нижчий рівень похибки порівняно з bottom-up моделями. Отримані результати дають можливість обґрунтувати вибір рівня агрегації та підходів до прогнозування для задач віртуальних електростанцій і локальних енергетичних ринків. Бібл. 14, рис. 4.

Ключові слова: короткострокове прогнозування навантаження, агрегатори, локальні ринки електроенергії, нейронні мережі, віртуальні електростанції.

Сучасна трансформація оптового ринку електричної енергії України, що передбачає активізацію участі балансуючих груп, агрегаторів та формування локальних енергетичних ринків, суттєво посилює вимоги до точності короткострокових погодинних прогнозів на горизонті від однієї до семи діб. Прогнозні моделі формують основу участі у ринку “на добу наперед” та внутрішньодобовому ринку, визначають очікувані небаланси й економічні результати учасників, а також впливають на оптимізацію режимів віртуальних електростанцій. В умовах швидкого зростання частки відновлюваних джерел, установок зберігання енергії (УЗЕ), розподіленої генерації та керованого попиту особливої актуальності набуває вибір адекватної моделі агрегування даних для прогнозування сумарної потужності віртуального об'єднання учасників ринку, оскільки рівень агрегації визначає статистичні властивості ряду, надійність прогнозу та складність моделювання.

Питання цифрової трансформації енергетичних систем, що формує підґрунтя для впровадження прогнозних моделей у віртуальних об'єднаннях, детально розглянуто в роботі [1], де обґрунтовано роль автоматизації та інтелектуальних алгоритмів у забезпеченні гнучкості та стійкості енергетичних процесів.

Особлива залежність роботи мікромереж від точності прогнозування підкреслена в [2, 3], де аналіз ізольованого режиму показує критичну роль моделей короткострокового прогнозування для визначення оптимальних стратегій управління розосередженими енергетичними ресурсами (DER).

Для локальних систем, описаних, зокрема, в роботі [4], де агрегатор оптимізує графіки навантаження локальної мікромережі із дизель-генераторами та програмами керування попитом, необхідність якісних прогнозів графіків споживання прямо пов'язана із мінімізацією паливних витрат та витрат на електроенергію для покриття попиту. Для операторів розподільчих мереж та системного оператора точність прогнозів сумарних навантажень і втрат безпосередньо впливає на вартість небалансів і закупівель енергії для компенсації технічних втрат, як показано у [5]. У цьому контексті для віртуальних об'єднань учасників ринку необхідним є обґрунтований вибір структури прогнозної моделі за рівнем агрегації даних.

У сучасній науковій літературі та практиці прогнозування розглядають три підходи:

- 1) пряме прогнозування агрегованого (сальдованого, нетто-навантаження) часового ряду, яке є різницею між сумарним споживанням та сумарною генерацією в об'єднанні;
- 2) часткова агрегація з окремим прогнозуванням сумарного споживання та сумарної генерації (інколи — за технологіями ВДЕ);
- 3) дезагреговане прогнозування кожного споживача або генератора з подальшою агрегацією, при якому будується окрема модель для кожного об'єкта, або площадки (bottom-up підхід).

Мета дослідження полягає у порівнянні трьох підходів до короткострокового прогнозування нетто-навантаження віртуального об'єднання енергетичних об'єктів різного типу та визначенні впливу рівня агрегації часових рядів на точність прогнозу сумарного споживання, PV-генерації та сальдованої потужності.

Пряме прогнозування агрегованого ряду історично є базовим для задач короткострокового прогнозування сумарних навантажень енергосистем. У [6] розроблено методику моделювання та прогнозування технологічної складової сумарного електричного навантаження обласної енергосистеми із переважанням промислового споживання. Автори розділяють сумарне навантаження на комунально-побутову та технологічну складові й показують, що для технологічної складової агреговане прогнозування сумарного навантаження енергоємних підприємств за допомогою інтегрованих авторегресійних моделей Бокса–Дженкінса (ARIMA) забезпечує стабільніші результати порівняно із прогнозуванням окремих підприємств та з багаточисельними перцептронами: середня відносна похибка MAPE для сумарного ряду за добового горизонту прогнозування становить близько 3,8 %, тоді як для окремих підприємств похибка зростає більше за 6 %.

Це узгоджується із загальними висновками робіт, присвячених впливу рівня агрегації на точність прогнозування. У [7] показано, що для груп домогосподарств зростання розміру групи понад 20–50 споживачів призводить до суттєвого зменшення MAPE для агрегованого навантаження. Дослідження, проведені в [9, 10], на матеріалі різних енергосистем продемонстрували різке зростання передбачуваності (зменшення дисперсії похибок) із підвищенням рівня агрегації.

Статистичні моделі типу SARIMA, ARIMAX, методи експоненційного згладжування, а також прості моделі машинного навчання (градієнтний бустинг, випадкові ліси) добре працюють на агрегованому рівні, де ряд має виражену добову й тижневу періодичність, відносно невелику варіативність та стабільні автокореляційні властивості [6]. Для агрегованих рядів також найпростіше отримувати оцінки невизначеності – класичні прогнозні інтервали ARIMA, байєсівські часові моделі, квантільна регресія дають добре інтерпретовані довірчі інтервали для сумарного навантаження, що особливо важливо у випадку оцінювання ризику небалансів для великих портфелів.

Недоліком повної агрегації є втрата детальної інформації про структуру портфеля. Як показано в [8], нетто-навантаження, що є різницею між сумарним попитом і сумарною генерацією ВДЕ, має складний характер залежності від метеорологічних та поведінкових факторів; у разі прямого прогнозування такого ряду моделі не можуть повною мірою використати окремі предиктори для попиту та генерації, що призводить до гіршої точності порівняно з підходами, де ці компоненти прогнозуються роздільно. Підкреслюється, що виділення технологічної складової як окремого прогнозного об'єкта дає змогу краще врахувати особливості промислового навантаження. У випадку віртуальної електростанції або локального ринку це означає, що пряме прогнозування лише сальдованої потужності не дає змогу оптимізувати внутрішні режими DER, УЗЕ і програм керування попитом.

Часткова агрегація – коли окремо прогнозуються сумарне споживання і сумарна генерація (або окремі технологічні групи генерації) – у низці робіт показана як компроміс, що дає кращу точність, ніж пряме прогнозування сальдованого ряду, та водночас уникає вибухового росту складності, характерного для повністю bottom-up підходу. У [8] порівнюються три стратегії прогнозування нетто-навантаження: пряме прогнозування агрегованого нетто-навантаження, часткова агрегація (окремо портфель попиту та портфель ВДЕ) та повністю дезагреговане прогнозування об'єктів з подальшою агрегацією. За результатами багатьох

сценаріїв саме частково агрегований підхід забезпечив найменшу сумарну похибку (за RMSE і CRPS), перевищивши за точністю як чисто агрегований, так і повністю дезагрегований підходи. Це узгоджується з висновками [7] та ін. про те, що для середніх рівнів агрегації добре налаштовані моделі машинного навчання (градієнтний бустинг, випадкові ліси, підтримувальні вектори) дають найбільший виграш у точності.

Окрему важливу ілюстрацію часткової агрегації для задач, близьких до задачі віртуального об'єднання, надає робота [5], присвячена «розумному» управлінню втратами електроенергії в розподільчих мережах за допомогою глибинних нейронних мереж. Автори розглянули два концептуальні підходи: 1) пряме прогнозування агрегованого часового ряду сумарних втрат у мережі; 2) окреме прогнозування навантажень у вузлах схеми за допомогою мереж на основі LSTM із подальшим обчисленням втрат на основі розрахунків режиму мережі. Для обох підходів було застосовано глибинні архітектури (LSTM, eResNet) із розширеною попередньою обробкою даних (виявлення й заміна аномалій через DBSCAN), проте саме другий підхід, який за структурою відповідає частковій агрегації (окремі компоненти – вузлові навантаження, потім агреговані втрати), забезпечив істотно меншу похибку: MAPE для втрат, розрахованих на основі прогнозованих вузлових навантажень на очищених даних, становила близько 3,29 %, тоді як для прямого прогнозування сумарних втрат – понад 20 %. Важливо, що така побудова дає змогу у природний спосіб урахувати зміну топології мережі на етапі розрахунку режиму без перенавчання моделей прогнозування навантажень, що є безпосередньою аналогією до задач віртуальних електростанцій (VPP), де змінюється конфігурація портфеля DER.

Отже, часткова агрегація є природною для сценаріїв, коли для віртуальної електростанції або локального ринку важливо окремо моделювати поведінку портфеля споживання (залежного від календаря, цін, поведінкових факторів) і портфеля генерації (залежної від метеоумов, технічних характеристик установок), а також втрат і технічних обмежень мережі. На цьому рівні агрегації особливо ефективними є глибинні нейронні мережі (LSTM, GRU, CNN–LSTM, eResNet) та ансамблеві методи (градієнтний бустинг, багатомодельні ансамблі з динамічним зважуванням), які здатні відтворювати складні нелінійні залежності та багатомасштабну сезонність [5, 7, 8].

Повністю дезагрегований підхід (bottom-up), за яким прогнозуються окремі споживачі, електростанції або вузли, дає змогу максимально використати гетерогенність портфеля. Саме такий підхід частково реалізовано в роботі [3], де окремі енергоємні підприємства розглядаються як об'єкти із власними часовими рядами навантаження, для яких будуються окремі моделі, а потім виконується агрегація для отримання технологічної складової сумарного навантаження. Порівняльний аналіз показав, що, попри можливість більш детального врахування індивідуальних режимів, похибка прогнозу за схемою «окремі підприємства + агрегація» виявилася більшою ніж при безпосередньому прогнозуванні суми навантажень, тоді як ARIMA-моделі для агрегованого ряду продемонстрували кращу стабільність та відсутність систематичної складової похибки [6]. Подібні висновки щодо обмеженості bottom-up підходу за великої кількості об'єктів були отримані в роботі [11], де показано, що за реалістичних обмежень на кластеризацію smart-метерних даних bottom-up-прогнозування може давати гіршу точність, ніж один «single-model» прогноз для агрегованого часового ряду. Використання кластеризації та ієрархічних схем дає змогу частково зменшити похибки, однак значно ускладнює архітектуру системи прогнозування [12].

Для віртуальних об'єднань bottom-up підхід є природним там, де кількість учасників відносно невелика (локальні ринки, мікромережі, корпоративні портфелі) і де важлива поведінка кожного DER, наприклад, для оптимізації режимів окремих УЗЕ, генераторів чи реалізації таргетованих програм керування попитом. Тут виправдане застосування складних об'єктно-орієнтованих моделей – від ARIMA/Prophet і класичних алгоритмів машинного навчання до індивідуальних LSTM/GRU-мереж для окремих споживачів чи вузлів [5–6, 11–12]. Однак оцінювання невизначеності в такій схемі є найскладнішим, оскільки потребує моделювання спільного розподілу похибок великої кількості часових рядів; просте припущення незалежності суттєво недооцінює ризик сумарного небалансу портфеля.

Оцінювання невизначеності прогнозів є принципово важливим, оскільки саме від характеристик розподілу похибок (а не лише від середньої MAPE) залежать оптимальні стратегії участі VPP у РДН/ВДР та балансуючому ринку. Для агрегованого підходу побудова імовірнісних прогнозів технічно найпростіша: низка робіт демонструє успішне застосування Bayesian ARIMA, квантильного градієнтного бустингу та bootstrap-ансамблів для отримання довірчих інтервалів та квантильних прогнозів для сумарного навантаження [7–10]. Частково агрегований підхід потребує спільного моделювання невизначеності окремих компонентів (споживання, генерація, втрати), проте розмірність задачі все ще прийнятна, і застосування багатовимірних квантильних моделей та *sopula*-підходів є практично реалізованим [5,7–8]. У bottom-up підході повноцінна оцінка невизначеності потребує ієрархічних байєсівських моделей або великих ансамблів сценаріїв; на практиці це часто замінюється спрощеними схемами, що знижують достовірність оцінки невизначеності прогнозу.

Отже, з погляду поєднання точності прогнозу, складності реалізації та можливостей оцінювання невизначеності найбільш збалансованим для віртуальних об'єднань виглядає підхід часткової агрегації, що підтверджується як зарубіжними дослідженнями, так і українськими роботами, орієнтованими на прогнозування технологічної складової навантаження та втрат.

У подальшому дослідженні, присвяченому вдосконаленню моделей прогнозування генерації та споживання електроенергії віртуальних об'єднань учасників ринку, доцільно реалізувати і порівняти всі три підходи на єдиній вибірці даних VPP/агрегатора: пряме прогнозування нетто-часового ряду, часткова агрегація (сумарне споживання та сумарна генерація, можливо з поділом за технологіями) та дезагреговане прогнозування для кластерів споживачів і електростанцій. Оцінювання має включати як класичні метрики (MAPE, RMSE), так і імовірнісні показники (CRPS, каліброваність квантилів), а також економічні індикатори – очікувану вартість небалансів і чутливість фінансового результату до зростання похибки прогнозу. Це дасть змогу сформулювати практичні рекомендації щодо вибору рівня агрегації та класу моделей для різних сценаріїв застосування VPP на оптовому та локальних ринках.

Дані для прогнозування. Для дослідження використано відкритий багаторічний набір даних UCSD Microgrid, представлений у роботі [13]. Цей набір містить високочастотні (15-хвилинні) дані реального електроспоживання будівель різних типів кампусу та активної потужності фотогальванічних установок, що робить його репрезентативним для задач моделювання енергетичних потоків у віртуальних об'єднаннях та мікромережах із гетерогенними навантаженнями та розосередженою генерацією.

Структура даних охоплює паралельні часові ряди навантажень будівель від адміністративних та навчальних корпусів до центрів обслуговування і PV-генерації окремих масивів панелей, у такому випадку часові позначки синхронізовано. Для кожного об'єкта доступні декілька років історичних записів.

На основі 15-хвилинних часових рядів було сформовано погодинні дані споживання та генерації СЕС для набору об'єктів, що формують умовне віртуальне об'єднання учасників ринку. Були виключені об'єкти зі значною кількістю пропущених даних. Також для безпосереднього прогнозування було обрано часовий період з 13.08.2018 до 29.02.2020 включно. У ньому відсутні пропуски даних за обраними об'єктами.

У табл. 1 наведено статистичні характеристики наявних часових рядів (* без урахування нульових значень). Часовий ряд нетто-навантаження має середнє значення близько –1311 кВт і високу варіативність, оскільки поєднує стабільне споживання та різку змінність генерації. Періодичне переходження в додатну область указує на години профіциту, коли виробіток перевищує попит. Сумарне споживання характеризується суттєво більшою передбачуваністю: середні значення розташовані в межах –1500...–900 кВт, а стандартне відхилення є відносно малим. Такий характер є типовим для великої групи будівель із регулярною добовою та тижневою сезонністю.

Таблиця 1

	MEAN	STD	MIN	MAX	MEAN*	STD*	MIN*
Total	-1311,1	342,6	-2226,6	105,4	-1311,1	342,6	-2226,6
Total_Consumption	-1540,3	305,9	-2225,6	-925,2	-1540,3	305,9	-2225,6
Total_PV	229,2	342,3	-3,5	1215,7	229,2	342,3	-3,5
CenterHall	-110,5	44,1	-214,4	-42,9	-110,5	44,1	-214,4
EastCampus	-109,6	18,8	-182,7	-44,8	-109,6	18,8	-182,7
GalbraithHall	-189,5	54,3	-339,2	-79,3	-189,5	54,3	-339,2
GeiselLibrary	-518,4	110,3	-746,5	-278,4	-518,4	110,3	-746,5
Gilman	-71,9	27,8	-172,9	-21,0	-71,9	27,8	-172,9
Hopkins	-54,2	10,8	-104,1	-35,6	-54,2	10,8	-104,1
Mandeville	-30,0	10,4	-67,2	-12,7	-30,0	10,4	-67,2
MusicBuilding	-91,2	17,3	-149,9	-44,5	-91,2	17,3	-149,9
PoliceDepartment	-37,2	7,4	-65,7	-9,7	-37,2	7,4	-65,7
RadyHall	-57,2	18,3	-116,0	-16,6	-57,2	18,3	-116,0
SocialScience	-142,9	22,4	-220,2	-90,3	-142,9	22,4	-220,2
StudentServices	-127,8	47,4	-256,8	-51,2	-127,8	47,4	-256,8
BioEngineeringPV	7,2	10,8	0,0	39,8	7,2	10,8	0,1
CSC_BuildingPV	11,8	17,9	0,0	60,4	26,7	18,1	0,0
CUP_PV	12,4	18,8	-0,1	71,4	24,2	20,1	-0,1
EBU2_A_PV	7,2	10,8	0,0	34,8	7,2	10,8	0,0
EBU2_B_PV	5,9	8,8	0,1	29,5	5,9	8,8	0,1
ElectricShopPV	14,7	22,9	-0,1	80,9	14,7	22,9	-0,1
GarageFleetsPV	5,2	7,6	0,0	24,4	5,2	7,6	0,0
HopkinsParkingPV	54,4	83,0	-0,7	296,2	54,4	83,0	-0,7
KyoceraSkylinePV	0,9	1,3	0,0	5,1	1,7	1,4	0,0
LeichtagPV	6,7	10,8	0,0	45,1	10,8	12,0	0,0
MayerHallPV	25,2	38,6	-0,6	152,6	50,1	41,3	-0,6
MESOM_PV	10,1	15,4	-2,9	56,3	10,1	15,4	-2,9
PriceCenterA_PV	5,4	7,9	0,0	25,6	5,4	7,9	0,1
PriceCenterB_PV	21,8	32,9	-0,9	115,8	44,1	34,8	-0,9
SDSC_PV	10,4	15,9	0,0	59,3	20,7	17,0	0,0
SME_SolarPV	22,1	32,7	-0,7	113,9	22,1	32,7	-0,7
StephenBirchPV	7,8	11,6	0,0	43,6	7,8	11,6	0,1

* без урахування нульових значень

Генерація СЕС, навпаки, має найбільшу відносну змінність: середнє значення близько 230 кВт супроводжується стандартним відхиленням такого самого порядку, що відображає різкі добові піки, нульові нічні значення та вплив погодних факторів. Індивідуальні будівлі показують значно стабільніший характер: їхні середні навантаження коливаються від кількох десятків до кількох сотень кіловат, водночас варіативність істотно нижча за середній рівень. Особливо стабільними є невеликі будівлі на кшталт Hopkins чи PoliceDepartment, тоді як найбільше навантаження демонструє GeiselLibrary.

У підсумку портфель із 27 об'єктів – 17 СЕС і 10 будівель – поєднує регулярну поведінку споживання та стохастичність генерації, що зумовлює складну структуру сумарних рядів і пояснює відмінності в точності прогнозування для різних підходів до агрегації.

Дані характеризуються наявністю добової та тижневої сезонності, нерівномірністю в номінальній потужності, відсутністю повної кореляції між будівлями, а також характерною для PV різкою асиметрією та великою часткою нульових значень у нічні години. Саме така

структура робить набір придатним для порівняння трьох рівнів агрегації: повністю агрегованого прогнозу сумарного ряду, частково агрегованого прогнозування (споживання та генерація окремо) та дезагрегованого прогнозування із наступною агрегацією.

Попередня обробка включала усунення локальних аномалій та нормування вхідних даних у межах $[0;1]$ окремо для кожного об'єкта. Для PV-генерації збережено нульові значення, оскільки вони є фізично обґрунтованими та визначають розподіл похибок моделей.

Модель Transformer для прогнозування часових рядів. Для всіх експериментальних сценаріїв використовувалася однофакторна модель на основі моделі Transformer [14], реалізована як послідовність блоків Multi-Head Attention та Feed-Forward із позиційним кодуванням. Модель реалізує відображення з фіксованого вікна попередніх значень часового ряду до скалярного прогнозу на один крок уперед. Ключовим елементом трансформера є шар багатоголовкової самоуваги (multi-head self-attention), який дає змогу моделі одночасно враховувати взаємодію між усіма моментами часу всередині вікна.

Розрахунки реалізовано в середовищі Python 3.14 із використанням бібліотек PyTorch для моделювання нейронних мереж та Scikit-learn для попередньої обробки даних. План експерименту забезпечував можливість порівняння трьох підходів: для всіх моделей використовувалося однакоє розділення вибірки на навчальну (80 %), валідаційну (10 %) та тестову (10 %) частини, фіксоване вікно авторегресії (48 попередніх годин для прогнозу на один крок уперед) та єдині правила масштабування вихідних величин. Навчання здійснювалося на CPU із прискоренням завдяки паралельному запуску окремих процесів для кожного об'єкта, що дало змогу збільшити кількість моделей у bottom-up підході без значної втрати продуктивності. Для кожної моделі використовувався критерій раннього зупинення за найменшим значенням помилки (MSE) на валідаційному наборі даних, що забезпечувало уникнення перенавчання.

Рішення щодо однакової моделі для всіх рівнів агрегації було прийнято для того, щоб відокремити вплив структури даних (агрегації) від впливу конкретної архітектури. Отже, у кожній із трьох стратегій змінювався лише вхідний ряд (агрегований, частково агрегований чи дезагрегований), тоді як модель залишалася сталою.

Агреговані показники для bottom-up та частково агрегованого підходів формувалися як алгебраїчна сума відповідних прогнозів (наприклад, Total_dis_Pred як сума всіх прогнозів, Total_part_Pred як сума прогнозів Total_Consumption_Pred і Total_PV_Pred). Такий підхід дав змогу виділити вплив накопичення похибок, що є ключовим фактором у bottom-up стратегії.

Оцінка похибки прогнозу. Для порівняння якості моделей на тестовій вибірці використовувались нормовані відносні метрики MAPE та NRMSE щодо середнього значення часового ряду за модулем.

Таке визначення NRMSE дає змогу інтерпретувати метрику як відносну середньоквадратичну похибку у відсотках від середнього рівня досліджуваного ряду. Застосування пари метрик MAPE/NRMSE є доцільним, оскільки MAPE є більш чутливою до помилок за малих значень U_t , тоді як NRMSE описує загальний рівень похибки моделі.

Результати. Отримані результати демонструють чітку залежність точності прогнозування від рівня агрегації, що узгоджується з висновками, наведеними в огляді джерел. Значення показників похибки прогнозу наведено в таблиці 2.

Для прогнозування сумарного нетто-навантаження часткова агрегація виявилася найточнішою (рис. 1): MAPE приблизно 4,3 % проти 4,8 % у прямого агрегованого прогнозу. Дезагреговане прогнозування суттєво поступається, демонструючи MAPE понад 6,5 % та збільшений NRMSE. Такі результати є типовими для bottom-up моделей, де навіть невеликі відхилення окремих прогнозів накопичуються, збільшуючи сумарну похибку.

Таблиця 2

Прогноз*	MAPE, %	NRMSE, %
Total_agg	4,81	-6,09
Total_part	4,34	-5,76
Total_dis	6,54	-7,41
Total_Consumption_agg	2,30	-3,00
Total_Consumption_dis	1,92	-2,57
Total_PV_agg	661,98	27,67
Total_PV_dis	971,07	44,11

* agg – агрегований підхід, part – часткова агрегація, dis – дезагрегований підхід

Для споживання агрегований (рис. 2) і частково агрегований підходи (рис. 3) показали високий рівень точності: MAPE для сумарного споживання становила приблизно 2...2,5 %, NRMSE – 2,5...3 %, тоді як дезагреговані прогнози після підсумовування забезпечили трохи кращу MAPE (порядку 1,9 %), але водночас мали збільшений систематичний зсув. Це свідчить про узгодженість окремих моделей на рівні будівель, проте виявляє відносну нестабільність агрегованої оцінки.

Найскладнішим об'єктом для прогнозування виявилася PV-генерація: унаслідок великої кількості нульових значень MAPE набував аномально великих значень (понад 600...900 % навіть для агрегованих рядів). Водночас NRMSE залишався на рівні 25...40 %, що відображає реальну якість прогнозу значно точніше. Проте навіть за NRMSE агреговане прогнозування випереджає дезагрегований підхід (рис. 4), зберігаючи більшу стабільність і менший систематичний зсув.

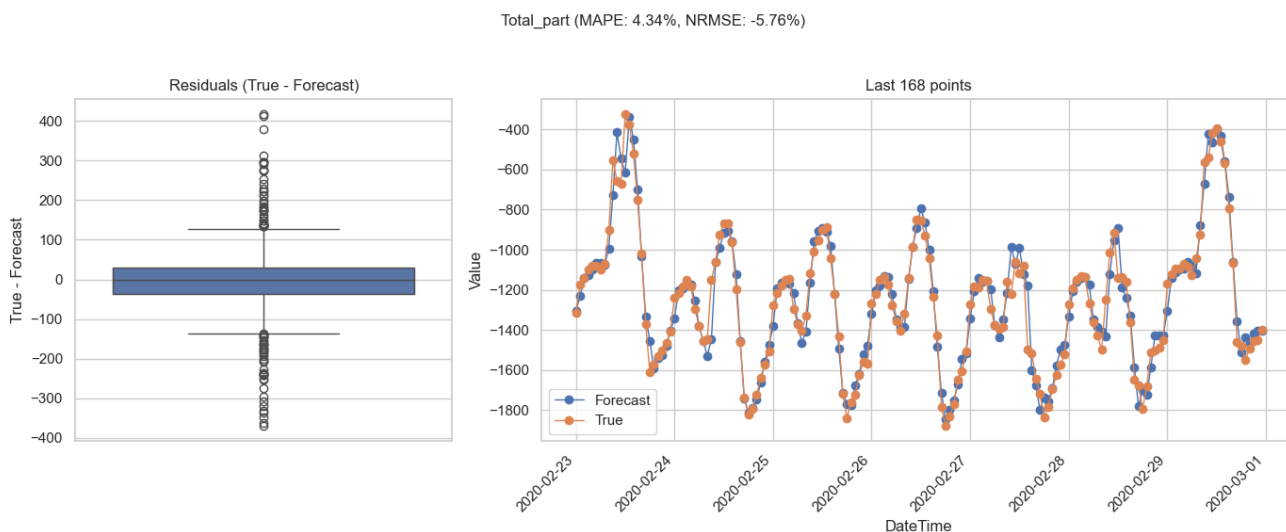


Рис. 1. Прогнозування нетто-навантаження шляхом часткової агрегації.
(1) Box-plot розподілу похибки прогнозу, (2) фактичні та прогнозні значення

Аналіз добових профілів похибок показує типову систематичну поведінку моделей, вони схильні недооцінювати вечірні піки споживання приблизно між 18:00 та 22:00 і водночас переоцінювати навантаження у ранкові години від 6:00 до 9:00. Такі зсуви відтворюються майже щоденно, що свідчить про неповне охоплення добової сезонності трансформером, обмеженим 48-годинним вікном спостереження. Через це модель добре відтворює локальні закономірності, але втрачає контекст зміни структури навантаження між окремими днями тижня.

Особливість характеру помилок генерації СЕС проявляється в тому, що ранкові години часто супроводжуються випередженням прогнозів, коли фактичні значення з'являються на одну-дві години пізніше, моделі схильні згладжувати денні піки. Це типовий результат прогнозування без урахування метеорологічних даних.

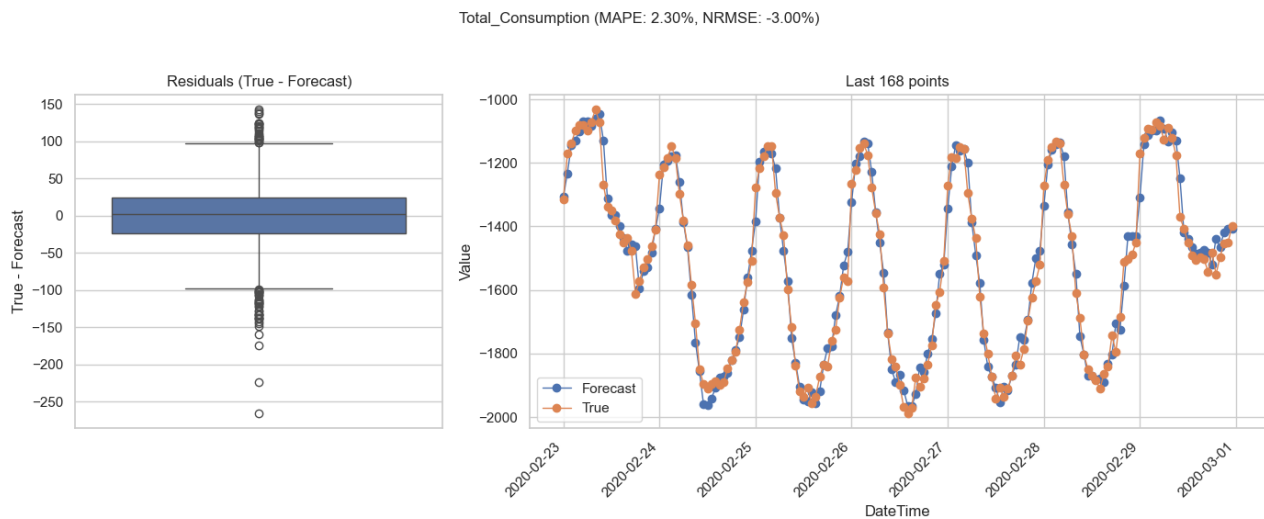


Рис. 2. Агреговане прогнозування сумарного споживання.
(1) Вох-plot розподілу похибки прогнозу, (2) фактичні та прогнозні значення

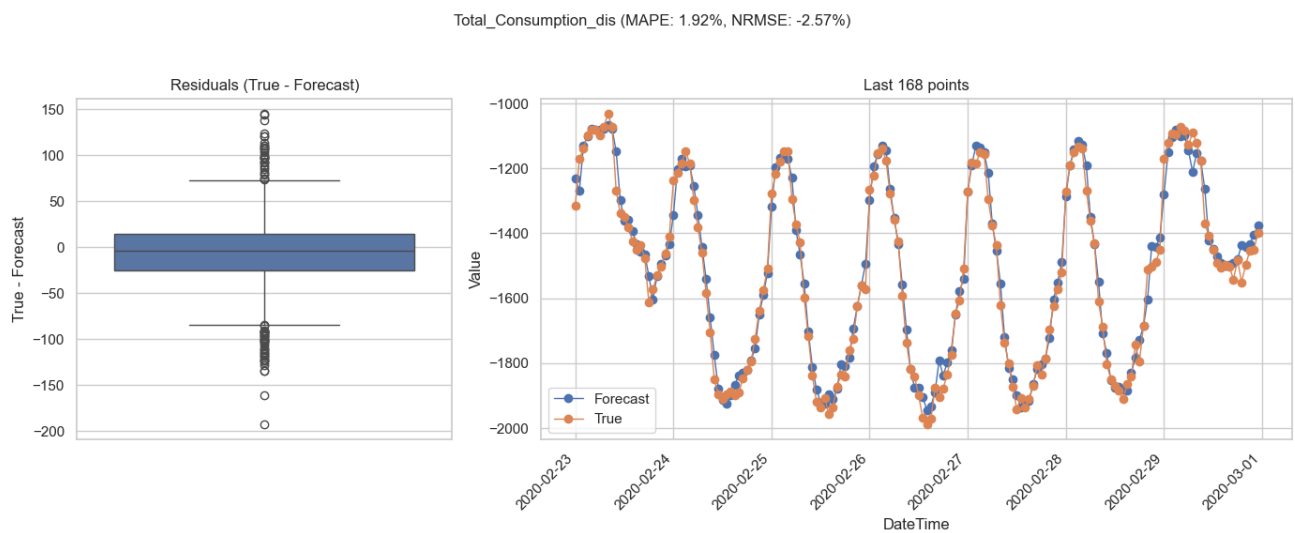


Рис. 3. Дезагредоване прогнозування сумарного споживання.
(1) Вох-plot розподілу похибки прогнозу, (2) фактичні та прогнозні значення

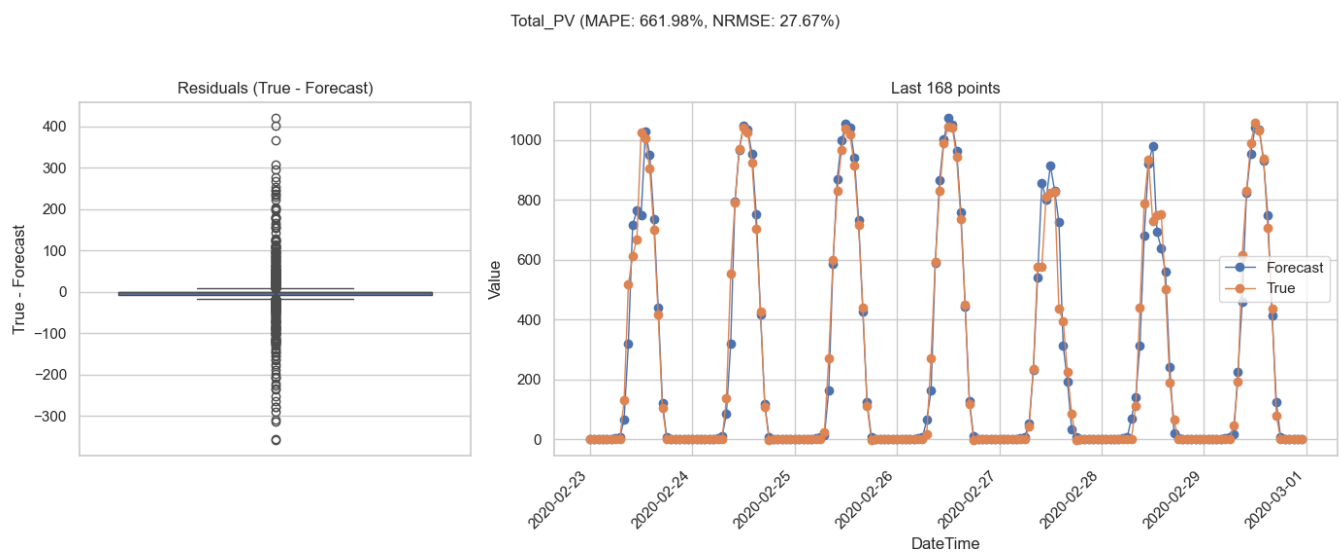


Рис. 4. Дезагредоване прогнозування сумарної генерації.
(1) Вох-plot розподілу похибки прогнозу, (2) фактичні та прогнозні значення

Структурна природа похибок зумовлена обмеженнями однофакторної моделі трансформерного типу. Фіксоване вікно тривалістю 48 годин не охоплює довготривалих закономірностей, зокрема змін у поведінці у вихідні дні чи за сезонних коливань. Відсутність додаткових предикторів, наприклад, метеорологічних даних для СЕС або календарних ознак для будівель позбавляє модель необхідної гнучкості.

Висновки. Проведене дослідження підтвердило принципову залежність точності короткострокового прогнозування від рівня агрегації часових рядів у структурі віртуального об'єднання. Отримані результати свідчать про те, що для навантаження (споживання) найвищу точність забезпечує дезагреговане прогнозування із наступною агрегацією. Це означає, що для навантажень будівель індивідуальні часові ряди динамічно узгоджені, а накопичення похибок при агрегуванні залишається незначним. Такий результат є важливим для задач керування попитом та локальної оптимізації, де поведінка окремих об'єктів суттєво впливає на структуру сумарного профілю.

Для прогнозування сумарного нетто-навантаження картина є іншою: частково агрегований підхід продемонстрував найкращий баланс між точністю та стабільністю. Це узгоджується з висновками попередніх робіт щодо переваги часткової агрегації у випадках, коли компоненти (споживання та генерація) мають різну природу та різні драйвери змінності, і підтверджує доцільність роздільного моделювання портфеля навантаження та портфеля ВДЕ.

Окремо слід відзначити результати для сонячної генерації. Сукупні показники свідчать про те, що як пряме агреговане прогнозування PV, так і дезагреговане суттєво поступаються точності моделей навантаження.

Узагальнюючи результати, можна сформулювати такі ключові положення щодо придатності підходів до прогнозування у контексті віртуальних об'єднань:

1. Для навантаження непобутових споживачів дезагреговане прогнозування є найбільш точним і забезпечує найменше значення як MAPE, так і NRMSE.
2. Для сумарного нетто-навантаження оптимальним підходом є часткова агрегація, яка мінімізує сумарну похибку завдяки окремому моделюванню споживання та PV-генерації.
3. Для генерації СЕС усі три підходи демонструють підвищену чутливість до структурних особливостей даних; MAPE виявляється неінформативною, а NRMSE засвідчує необхідність використання спеціалізованих моделей із метеорологічними предикторами.

Отже, результати дослідження підтверджують, що вибір рівня агрегації має критичне значення для точності оперативного прогнозування у віртуальних об'єднаннях, а комбінована стратегія з окремим моделюванням споживання й генерації є найбільш ефективною для портфелів, де присутня суттєва частка ВДЕ.

Фінансується за держбюджетною темою «Розвиток розподіленої енергетики в умовах ринку електричної енергії України з використанням технологій та систем цифровізації. Розділ 1. Організаційні та математичні моделі взаємодії учасників децентралізованого ринку електроенергії» (шифр. Цифровізація) (КПКВК 6541230).

1. Кириленко О.В., Денисюк С.П., Блінов І.В. Цифрова трансформація: сучасні тенденції та завдання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2023. Вип. 65. С. 5–14. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.005>
2. Блінов І., Парус Є., Шиманюк П. і Ворущило А. Модель оптимізації функціонування мікромережі з СЕС та установкою зберігання енергії. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 5. С. 69–78. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>
3. Парус Є.В., Блінов І.В. Оптимізація використання доступних енергоресурсів мікромережі за умов підтримки готовності до ізольованого режиму. *Технічна електродинаміка*. 2025. № 5. С. 56–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.05.056>.
4. Белоха Г. С., & Сичова В. В. Оптимізація графіків електричного навантаження агрегатором у локальних електроенергетичних системах. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2023, № 66. С. 84–89. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.084>
5. Blinov I., Radziukynas V., Shymaniuk P., Dyczko A., Stecula K., Sychova V., Miroshnyk V., & Dychkovskiy R. Smart management of energy losses in distribution networks using deep neural networks. *Energies*, 2025. No 18. Pp. 3156. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18123156>

6. Черненко П.О., Мартинюк О.В., & Мірошник В.О. Моделювання та короткострокове прогнозування технологічної складової електричного навантаження обласної енергосистеми. *Технічна електродинаміка*, 2016. No 4. Pp. 68–70.
7. Peñaloza A. A., Leborgne R. C., & Balbinot A. Comparative analysis of residential load forecasting with different levels of aggregation. *Engineering Proceedings*. 2022. No 18(1). Pp. 29. DOI: <https://doi.org/10.3390/engproc2022018029>
8. Beichter M., Phipps K., Frysztacki M. M., Mikut R., Hagenmeyer V., & Ludwig N. Net load forecasting using different aggregation levels. *Energy Informatics*. 2022, No 5(S1). Pp. 19. DOI: <https://doi.org/10.1186/s42162-022-00213-8>
9. Peng Y., Wang Y., Lu X., Li H., Shi D., Wang Z., & Li J. Short-term load forecasting at different aggregation levels with predictability analysis. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT Asia)*. 2019. Pp. 3385–3390. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2019.8881343>
10. Sevlian R., & Rajagopal R. Short term electricity load forecasting on varying levels of aggregation. *arXiv preprint*. 2017. arXiv:1404.0058.
11. Anand H., Nateghi R., & Alemazkooor N. Bottom-up forecasting: Applications and limitations in load forecasting using smart-meter data. *Data-Centric Engineering*. 2023. No 4. Pp. e14. DOI: <https://doi.org/10.1017/dce.2023.10>
12. Bandyopadhyay S., Ganu T., Khadilkar H., & Arya V. Individual and aggregate electrical load forecasting: One for all and all for one. In *Proceedings of the 6th International Conference on Future Energy Systems, e-Energy '15*. Pp. 257–267. DOI: <https://doi.org/10.1145/2768510.2768539>
13. S. Silwal, C. Mullican, Y.-A. Chen, A. Ghosh, J. Dilliot, and J. Kleissl, Open-source multi-year power generation, consumption, and storage data in a microgrid, *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. 2021. Vol. 13. No. 2. Pp. 025301. DOI: <https://doi.org/10.1063/5.0038650>
14. Vaswani A. *et al.* Attention is all you need, I. Guyon, U. Von Luxburg, S. Bengio, H. Wallach, R. Fergus, S. Vishwanathan, and R. Garnett, Eds., Curran Associates, Inc., In *Proceedings of the 31st International Conference on Neural Information Processing Systems (NIPS'17)*. Curran Associates Inc., Red Hook, NY, USA, 6000–6010.

COMPARISON OF NET-LOAD FORECASTING APPROACHES FOR VIRTUAL AGGREGATIONS OF ENERGY FACILITIES

V. Miroshnyk, V. Sychova

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: miroshnyk.volodymyr@gmail.com, shorl@ukr.net

This study presents a comparative evaluation of three approaches to short-term net-load forecasting for virtual aggregations of heterogeneous energy facilities, comprising both building loads and photovoltaic units. The objective is to assess how different levels of data aggregation influence the forecasting accuracy of total consumption, PV generation, and the resulting net load. All experiments were conducted on the UCSD Microgrid dataset using an identical Transformer-based model, which allowed isolating the effect of data structure rather than model architecture. The results show that disaggregated bottom-up modelling yields the highest accuracy for building consumption, whereas partial aggregation—separate forecasting of total load and PV generation—provides the best performance for net-load prediction. PV generation remains the most challenging component due to structural asymmetry and extended zero-generation intervals; in this case, aggregated forecasts demonstrate lower energy error compared to bottom-up models. The findings provide practical guidance for selecting appropriate aggregation schemes and forecasting strategies in virtual power plants and emerging local energy markets. Ref. 14, fig. 4.

Keywords: short-term load forecasting, aggregators, local electricity markets, neural networks, virtual power plants

1. Kyrylenko O., Denysiuk S., Blinov I. Digital transformation of the energy industry: current trends and task. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2022. V. 65. Pp. 5–14. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.65.005>
2. Blinov I.V., Parus Ye.V., Shymaniuk P.V., Vorushylo A.O.. 2024. Optimization model of microgrid functioning with solar power plant and energy storage system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. No 5. Pp. 69–78. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>
3. Parus Ye.V., Blinov I.V. Optimization of the use of available energy resources of the microgrid under the condition of supporting readiness for isolated mode. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2025. No 5. Pp. 56–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.05.056>
4. Belokha H.S., Sychova V.V. Optimization of electric load schedules by an aggregator in local power systems. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*, 2023. No 66. Pp. 84–89. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.084>

5. Blinov I., Radziukynas V., Shymaniuk P., Dyczko A., Stecula K., Sychova V., Miroshnyk V., & Dychkovskiy R. Smart management of energy losses in distribution networks using deep neural networks. *Energie.*, 2025, No 18. Pp. 3156. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18123156>
6. Chernenko P.O., Martyniuk O.V., & Miroshnyk V.O. Modelling and short-term forecasting of the technological component of the electrical load of a regional power system. *Tekhnichna Elektrodynamika.* 2016. No 4. Pp. 68–70.
7. Peñaloza A. A., Leborgne R. C., & Balbinot A. Comparative analysis of residential load forecasting with different levels of aggregation. *Engineering Proceedings.* 2022., No 18(1). Pp. 29. DOI: <https://doi.org/10.3390/engproc2022018029>
8. Beichter M., Phipps K., Frysztacki M. M., Mikut R., Hagenmeyer V., & Ludwig N. Net load forecasting using different aggregation levels. *Energy Informatics.* 2022, No 5(S1). Pp. 19. DOI: <https://doi.org/10.1186/s42162-022-00213-8>
9. Peng Y., Wang Y., Lu X., Li H., Shi D., Wang Z., & Li J. Short-term load forecasting at different aggregation levels with predictability analysis. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT Asia)* 2019. Pp. 3385–3390. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2019.8881343>
10. Sevlian R., & Rajagopal R. Short term electricity load forecasting on varying levels of aggregation. *arXiv preprint.* 2017. arXiv:1404.0058.
11. Anand H., Nateghi R., & Alemazkoor N. Bottom-up forecasting: Applications and limitations in load forecasting using smart-meter data. *Data-Centric Engineering.* 2023. No 4. Pp. e14. DOI: <https://doi.org/10.1017/dce.2023.10>
12. Bandyopadhyay S., Ganu T., Khadilkar H., & Arya V. Individual and aggregate electrical load forecasting: One for all and all for one. *Proceedings of the 6th International Conference on Future Energy Systems (e-Energy '15).* Pp. 257–267 DOI: <https://doi.org/10.1145/2768510.2768539>
13. Silwal S., Mullican C., Chen Y.A., Ghosh A., Dilliot J., and Kleissl J. Open-source multi-year power generation, consumption, and storage data in a microgrid, *Journal of Renewable and Sustainable Energy.* 2021. Vol. 13. No. 2. Pp. 025301. DOI: <https://doi.org/10.1063/5.0038650>.
14. Vaswani A. *et al.* Attention is all you need, I. Guyon, U. Von Luxburg, S. Bengio, H. Wallach, R. Fergus, S. Vishwanathan, and R. Garnett, Eds., Curran Associates, Inc., In Proceedings of the 31st International Conference on Neural Information Processing Systems (NIPS'17). Curran Associates Inc., Red Hook, NY, USA, 6000–6010.

Надійшла: 25.11.2025

Прийнята: 02.12.2025

Submitted: 25.11.2025

Accepted: 02.12.2025

УДК 621.314: 612.317

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.72.047>

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ВИЗНАЧЕННЯ ВЕЛИЧИНИ СТРУМУ ВИТОКУ ІЗОЛЯТОРІВ МАРКИ ШФ-20 У РІЗНИХ ТЕХНІЧНИХ СТАНАХ

Р.О. Буйний*, канд. техн. наук, **А.Ю. Строгий****

Національний університет «Чернігівська політехніка»,

вул. Шевченка, 95, Чернігів, 14035, Україна

e-mail: buinyiroman@gmail.com

У роботі представлено результати експериментального дослідження впливу пошкоджень штирових ізоляторів типу ШФ-20 за різних ступенів зволоженості на величини струмів витоку та ємність системи «провід–ізолятор–штир». Експериментально виміряні струми витоку через ізолятори на постійному і змінному струмах та у сухому, помірно зволоженому та вологому їхніх станах. На підставі цих струмів розраховано ємність системи «штир–ізолятор–провід» та виконано порівняння із результатами комп'ютерного моделювання. Встановлено, що значення розрахованої ємності співвідноситься з результатами комп'ютерного моделювання. Також встановлено, що механічні дефекти ізоляторів не впливають на величину їхньої ємності, проте активна складова струму витоку може бути використана як діагностичний показник ступеня забруднення ізолятора за його сухого стану та індикатор початкової стадії його деградації. Бібл. 9, рис. 7, табл. 9.

Ключові слова: замикання на землю, ізолятор, ємність, повітряна лінія, ізольована нейтраль, діагностика ізоляції.

Вступ. В Україні електричні мережі середньої напруги 6–10 кВ зазвичай виконуються з ізолюваною нейтраллю. Такий режим роботи дозволяє забезпечувати безперервне електропостачання споживачів навіть під час однофазних замикань на землю (ОЗЗ). Наймасовішим елементом таких мереж є повітряні лінії електропередавання, одним із найбільш уразливих елементів яких є штирова ізоляція [1]. Її дефекти часто стають причиною виникнення ОЗЗ та подальших відключень пошкоджених фідерів, що негативно впливає на показники надійності електропостачання.

Традиційно пошук місця пошкодження в таких мережах здійснюється оперативно-виїзними бригадами шляхом аналізу електромагнітного поля вздовж траси ПЛ, що є трудомістким та часозатратним процесом [2]. У роботах [3, 4] розглядаються системи ідентифікації місця виникнення ОЗЗ, які дозволяють визначати точку пошкодження з високою точністю задля підвищення надійності живлення споживачів [5]. Іншим підходом підвищення надійності є секціонування електричних мереж [6, 7], яке сприяє покращенню показників надійності SAIDI, SAIFI та ENS. Однак системи ідентифікації та секціонування мережі спрямовані на ліквідацію наслідків пошкодження, а не на запобігання його виникненню.

Мета статті. Дослідження впливу наявності механічних пошкоджень у штирових ізоляторів на величину струму витоку через них.

Основні матеріали дослідження. Сучасним та більш перспективним напрямом є моніторинг технічного стану ізоляції повітряних ліній і виявлення дефектів на ранній стадії. Одним з показників пошкодження ізолятора може бути струм його витоку, величина якого зростає внаслідок зволоження, забруднення чи часткових розрядів на поверхні. Дослідження закономірностей зміни струмів витоку може дозволити не лише діагностувати стан ізоляції, але й прогнозувати момент переходу її дефекту в аварійне пошкодження.

У роботах [8, 9] розглядається модель, яка дозволяє визначити ємність системи «провід–ізолятор–штир». Така ємність, від якої буде залежати реактивний опір системи, знаходиться у діапазоні 7,94...10,14 пФ. Вона обумовлена формою ізолятора, площею проводу та штиря траверси, діелектричною провідністю фарфору тощо.

Для підтвердження результатів моделювання було проведено експеримент. Для експерименту взято 6 ізоляторів марки ШФ-20 з різними ступенями пошкодження і забруднення (рис. 1–6), які експлуатувалися тривалий час на повітряних лініях 10 кВ АТ «Чернігівобленерго» і були замінені з причини наявності візуальних дефектів. Судячи із зовнішнього вигляду



та заводського маркування можна стверджувати, що ізолятори були виготовлені на різних заводах або ж належать до різних партій та років виготовлення.



Рис. 1. Фото ізолятора №1

Ізолятор №1, зображений на рис. 1, має незначні пошкодження хвиль і юбки у вигляді сколів. Візуально цілий, тріщини відсутні. Має забруднення пилом і слідами від рук під час монтажу, а також сліди поверхневих розрядів.



Рис. 2. Фото ізолятора №2

Ізолятор №2, зображений на рис. 2, цілий, тріщини та сколи відсутні. Має забруднення пилом і сліди від рук під час монтажу, а також сліди поверхневих розрядів.



Рис. 3. Фото ізолятора №3

Ізолятор №3, зображений на рис. 3, пошкоджений. Наявні сколи на юбці на верхній хвилі, а також глибинна забруднена тріщина. Має забруднення пилом і сліди від рук під час монтажу, а також сліди поверхневих розрядів.



Рис. 4. Фото ізолятора №4

Ізолятор №4, зображений на рис. 4, пошкоджений. Має множинні сколи на юбці та на бортику головки, тріщин відсутні. Забруднений пилом і слідами від рук під час монтажу, має сліди поверхневих розрядів.

Ізолятор №5, зображений на рис. 5, непошкоджений. Сколи та тріщини відсутні. Має забруднення пилом, сажею. Наявні сліди від рук під час монтаж та сліди поверхневих розрядів.

Ізолятор №6, зображений на рис. 6, пошкоджений. Відсутня половина нижньої юбки. Має забруднення пилом і слідами від рук під час монтажу. Наявні сліди поверхневих розрядів.



Рис. 5. Фото ізолятора №5



Рис. 6. Фото ізолятора №6

Експериментальна установка, показана на рис. 7, складається з регульованого джерела живлення (пробійна універсальна установка УПУ-10), яка дозволяє змінювати напругу в діапазоні 0...10 кВ, та мікроамперметра, за який використано цифровий мультиметр марки SEM DT-989.

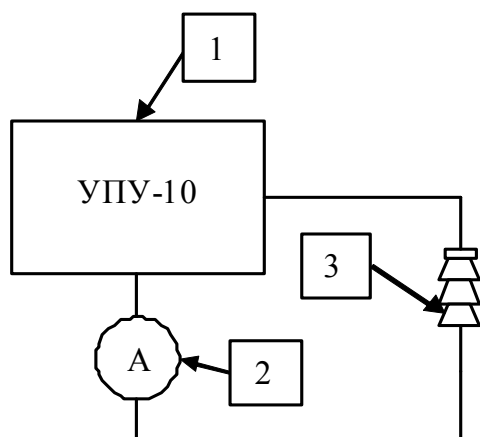


Рис. 7. Структурна схема пристроїв, залучених у експеримент визначення струму витіку через ізолятор: 1 – установка для пробію ізоляції УПУ-10; 2 – мікроамперметр; 3 – ізолятор

Виміри струму витіку проводилися:

- на постійному та змінному струмах;
- за в'язки проводу на шийку ізолятора;
- за умов сухої (витримка часу 24 год за RH 30% та температури +35°C) та помірно зволоженої погоди (витримка часу 24 год за RH 82% та температури +20°C);
- за максимально зволоженої ізоляції (витримка під водою 40 хв, підсушка поверхні 1 год 15 хв);
- за умов, наближених до експлуатаційного положення ізолятора – вертикально на штирі, який розташований на діелектричній підкладці та на значній віддаленості від елементів, що можуть впливати на результати експерименту.

Оскільки ізолятори, які брали участь у експерименті, були зняті з експлуатації з причини наявних візуальних пошкоджень, то вони можуть мати внутрішні дефекти. Тому вимірювання струму витіку за різних ступенів вологості (від RH 30 % до RH 100 %) дозволить визначити наявність залежності зміни струму витіку від наявності дефектів.

Конфігурація в'язки проводу вибрана аналогічно тій, що була змодельована у роботі [9]. Також під час експериментів проводилися виміри опору ізоляції мегомметром Ф4102/1 на напрузі 1000 В. Вимірювання струму витіку на постійній та змінній напругах проводилося задля визначення активної та реактивної складової опору ізолятора.

Результати вимірів струму витіку для сухого стану ізоляторів на постійному та змінному струмі зведені до табл. 1–2 відповідно.

Таблиця 1

Результати вимірів струму витіку для сухого стану ізоляторів на постійному струмі

Номер ізолятора	Значення струму витіку, мкА за напруги, кВ						
	1	2	3	4	5	6	7
№1	0	0	0	0	0	0	0
№2	0	0	0	0	0	0	0
№3	0	0	0	0	0	0	0
№4	0	0	0	0	0	0	0
№5	0	0	0	0	0	0	0
№6	0	0	0	0	0	0	0

Таблиця 2

Результати вимірів струму витіку для сухого стану ізоляторів на змінному струмі

Номер ізолятора	Значення струму витіку, мкА за напруги, кВ						
	1	2	3	4	5	6	7
№1	4,41	8,26	12,22	16,15	20,03	24,14	28,3
№2	4,05	7,63	11,13	14,37	18,04	21,82	25,62
№3	4,29	7,64	11,02	14,49	17,4	20,87	24,93
№4	3,04	5,69	8,41	11,36	14,03	16,86	19,71
№5	2,47	4,71	7,22	9,76	11,98	14,44	17
№6	2,29	4,27	6,65	8,84	10,86	13,07	15,53

З табл. 1 видно, що значення струму витіку за вимірювання на постійному струмі лежить за межами чутливості вимірювального приладу і прийняті рівними 0 мкА.

Результати вимірів струму витіку для помірно зволоженого стану ізоляторів на постійному та змінному струмі зведені до табл. 3–4 відповідно.

Таблиця 3

Результати вимірів струму витоку для помірно зволоженого стану ізоляторів на постійному струмі

Номер ізолятора	Значення струму витоку, мкА за напруги, кВ						
	1	2	3	4	5	6	7
№1	2,14	3,52	5,08	6,43	7,89	9,27	10,54
№2	1,45	2,58	3,84	5,05	6,30	7,63	8,72
№3	2,7	4,61	6,45	7,89	9,16	10,5	11,93
№4	2,41	4,19	6,13	7,83	9,63	11,14	12,94
№5	0,34	0,61	0,90	1,16	1,45	1,68	1,93
№6	1,22	2,18	3,24	4,42	5,57	7,00	8,43

Таблиця 4

Результати вимірів струму витоку для помірно зволоженого стану ізоляторів на змінному струмі

Номер ізолятора	Значення струму витоку, мкА за напруги, кВ						
	1	2	3	4	5	6	7
№1	9,38	17,50	25,80	33,88	42,20	49,85	57,69
№2	8,27	14,97	22,73	30,18	36,73	43,90	50,70
№3	7,62	14,8	27,92	29,14	34,97	41,71	47,78
№4	6,31	11,85	17,23	22,86	28,75	33,49	39,12
№5	4,40	8,84	12,70	16,79	21,12	25,06	29,23
№6	7,08	12,85	18,24	23,11	29,00	37,24	43,05

Результати вимірів для вологого стану ізоляторів на постійному та змінному струмі зведені до табл. 5, 6 відповідно.

Таблиця 5

Результати вимірів струму витоку для вологого стану ізоляторів на постійному струмі

Номер ізолятора	Значення струму витоку, мкА за напруги, кВ						
	1	2	3	4	5	6	7
№1	0,23	–	–	0,77	–	–	1,41
№2	0,16	–	–	0,58	–	–	1,03
№3	0,10	–	–	0,38	–	–	0,63
№4	0,07	–	–	0,24	–	–	0,43
№5	0,11	–	–	0,42	–	–	0,71
№6	0,01	–	–	0,37	–	–	0,65

Дані вимірювань струму витоку у табл. 5 для напруг 2, 3, 5 та 6 кВ відсутні через їхню малу величину відносно абсолютної похибки мікроамперметра та мізерний вклад у загальний опір системи «провід-ізолятор-штир».

Таблиця 6

Результати вимірів струму витоку для вологого стану ізоляторів на змінному струмі

Номер ізолятора	Значення струму витоку, мкА за напруги, кВ						
	1	2	3	4	5	6	7
№1	5,96	11,25	15,76	21,00	26,12	31,40	36,75
№2	6,41	11,74	17,62	22,74	28,71	34,95	40,33
№3	5,55	9,97	14,78	20,12	24,78	29,63	34,21
№4	5,36	9,76	14,09	18,45	23,46	27,45	31,82
№5	5,13	9,60	13,74	18,82	23,22	27,20	31,92
№6	5,72	11,01	15,54	20,74	25,47	30,63	35,66

Аналізуючи дані у табл. 1–6 можна зробити наступні висновки:

- за сухого стану ізоляції має значення лише ємнісний опір ізолятора;
- за зволоженого стану є як активна так і ємнісна складова опору ізолятора;
- за вологого стану (з краплями на поверхні) відбувається кратне збільшення струму витоку ізолятора (більше 10 мА), що призводить до спрацювання захисту джерела живлення випробувальної установки. Якщо на поверхні ізолятора краплі відсутні

(поверхня ізолятора підсушена) активна складова струму витоку майже дорівнює нулю. Ємнісна складова струму майже незмінна за всіх умов, що свідчить про гарну гідрофобну властивість фарфору (вода не просочується навіть у тріщини і пори).

За результатами експерименту ємність ізоляторів може бути розрахована за формулою:

$$C = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot \sqrt{\left(\frac{U_{AC}}{I_{AC}}\right)^2 - \left(\frac{U_{DC}}{I_{DC}}\right)^2}}, \quad (1)$$

де f – частота змінного струму; U_{AC} , I_{AC} – напруга та струм, виміряні на змінному струмі; U_{DC} , I_{DC} – напруга та струм, виміряні на постійному струмі.

Результати розрахунку ємності ізоляторів для сухого, помірно зволоженого та вологого станів зведені до табл. 7–9.

Таблиця 7

Значення ємності ізоляторів у сухому стані

Номер ізолятора	Значення ємності, пФ за напруги, кВ						
	1	2	3	4	5	6	7
№1	14,04	13,15	12,97	12,86	12,76	12,81	12,88
№2	12,9	12,15	11,82	11,44	11,49	11,58	11,66
№3	13,66	12,17	11,7	11,54	11,08	11,08	11,34
№4	9,68	9,06	8,93	9,04	8,94	8,95	8,97
№5	7,87	7,5	7,66	7,77	7,63	7,66	7,73
№6	7,29	6,8	7,06	7,04	6,92	6,94	7,07

З табл. 7–9 видно, що за сухого стану ізоляторів струм витоку має ємнісний характер і обумовлюється ємністю системи «провід-ізолятор-штир». При цьому наявність поверхневих забруднень не має впливати на струм витоку. Також розраховані значення на базі даних експерименту збігаються з даними моделювання [9], що свідчить про правильність методики проведення експерименту.

Таблиця 8

Значення ємності ізоляторів у помірно зволоженому стані

Номер ізолятора	Значення ємності, пФ за напруги, кВ						
	1	2	3	4	5	6	7
№1	29,08	27,3	26,85	26,48	26,41	26	25,8
№2	25,93	23,48	23,78	23,69	23,05	22,95	22,72
№3	22,69	22,39	28,84	22,33	21,5	21,43	21,05
№4	18,57	17,65	17,09	17,1	17,25	16,76	16,8
№5	13,97	14,04	13,45	13,34	13,42	13,27	13,27
№6	22,21	20,17	19,06	18,06	18,13	19,41	19,21

Таблиця 9

Значення ємності ізоляторів у вологому стані

Номер ізолятора	Значення ємності, пФ за напруги, кВ						
	1	2	3	4	5	6	7
№1	18,98	17,91	16,73	16,72	16,64	16,67	16,72
№2	20,41	18,69	18,7	18,11	18,29	18,55	18,35
№3	17,68	15,88	15,69	16,02	15,78	15,73	15,56
№4	17,07	15,54	14,96	14,69	14,94	14,57	14,48
№5	16,34	15,29	14,59	14,98	14,79	14,44	14,52
№6	18,22	17,53	16,5	16,51	16,22	16,26	16,22

За помірно зволоженого ізолятора з'являється активна складова струму витоку, яка обумовлена наявністю води та зволжених забруднень на поверхні ізолятора. При цьому спостерігається збільшення ємності в середньому на 49% відносно сухого стану ізолятора.

Дане збільшення можна пояснити зміною конфігурації електричного поля навколо системи «провід-ізолятор-штир», при цьому наявність пошкоджень і забруднень не співвідноситься зі зміною розрахункової ємності.

За повністю вологого ізолятора активну складову струму витоку виміряти не вдалося оскільки наявність крапель води на поверхні ізолятора створює умови до його пробію і спрацювання захисту джерела живлення. За умов підсушування верхньої частини поверхні ізолятора активна складова повністю відсутня. Проте волога на нижніх частинах юбки ізолятора під дією електричного поля іонізується і змінює його конфігурацію. Через це відбувається зміна ємності в середньому на 38% відносно сухого стану ізолятора, яка не співвідноситься з пошкодженнями ізолятора.

Підсумовуючи вищесказане можна констатувати, що взаємозв'язку між зміною ємності та фізичними пошкодженнями не існує, і такий параметр ізолятора як ємнісний струм витоку не може бути використаний в якості міри якості стану. Проте активний струм витоку можна використати для визначення ступеню забрудненості ізолятора.

1. Ткач В.І. Вплив однофазних замикань на землю на експлуатаційні показники надійності повітряних ліній 6-10 кВ ПАТ «Чернігівобленерго». *Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*. Харків: НТУ «ХПІ», 2019. № 1. С. 120–126. DOI: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2019.01.14>
2. Xun J., Yue Zh., Wenlong M., Jianzhong W. Feasible operation region of an electricity distribution network. *Applied Energy*. 2023. Vol. 331:120419. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120419>
3. Безручко В. та ін. Використання GSM технологій при ідентифікації місць однофазних замикань на землю в електричних мережах з ізолюваною нейтраллю зі штирьовою ізоляцією. *Технічна електродинаміка*, 2018. № 5. С. 96–99. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2018.05.096>
4. Bezruchko V. Integration of New Single-Phase-to-Ground Faults Detection Devices into Existing SmartGrid Systems. *IEEE 6th International Conference on Energy Smart System*. Kyiv, Ukraine, 2019. Pp. 84–87. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764237>
5. Bezruchko V. Installation of Sectionalizers in a Radial Distribution Networks to Create an Emergency Islanded Network Powered by Distributed Generators During Outages. *2023 IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System*. Kremenchuk, Ukraine, 2023, Pp. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES61502.2023.10402548>
6. Bezruchko V., Dikhtyaruk I., Sereda A. The calculation of the Sectionalizer location in Medium Voltage Distribution Systems to reduction the Expected Energy Not-Supplied to consumer. *2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology*. Kharkiv, Ukraine, 2023, Pp. 1–4, DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek61412.2023.10312921>
7. Li Z., Wu W., Tai X., Zhang B. Optimization Model-Based Reliability Assessment for Distribution Networks Considering Detailed Placement of Circuit Breakers and Switches. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(5), Pp. 3991–4004, 2020, DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2981508>
8. Strohii A. et al. The assessment of the leakage current through pin-type insulators with defect or contaminated of medium voltage overhead power lines. *2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology*. Kharkiv, Ukraine, 2023, Pp. 1–4, DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek61412.2023.10312882>
9. Буйний Р.О., Безручко В.М., Строгий А.Ю. Визначення величини ємності системи провід-ізолятор-штир в повітряних лініях напругою 6-10 кВ для оцінки можливості ранньої діагностики стану ізоляції. *Технічна електродинаміка*, 2024. №6. С. 77–80. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.06.077>

EXPERIMENTAL DETERMINATION OF THE LEAKAGE CURRENT OF INSULATORS OF MODEL SHF-20 IN VARIOUS TECHNICAL CONDITIONS

R.O. Buinyi, A.Yu. Strogii

Chernihiv Politechnic National University,
str. Shevchenko, 95, Chernihiv, 14035, Ukraine
e-mail: buinyiroman@gmail.com

The paper presents the results of an experimental study on the effect of damage to pin-type insulators of the ShF-20 type under different degrees of moisture on the leakage currents and the capacitance of the "conductor-insulator-pin" system. Leakage currents through the insulators were experimentally measured under direct and alternating current, as well as in dry, moderately moist, and wet conditions. Based on these currents, the capacitance of the "pin-insulator-conductor" system was calculated and compared with the results of computer modeling. It was found that the calculated capacitance values consistent with the computer modeling results. It was also established that mechanical defects in the insulators do not affect their capacitance value; however, the active component of the leakage current can be used as a diagnostic indicator of the degree of insulator contamination in its dry state and as an indicator of the initial stage of its degradation. Ref. 9, fig. 7, tables 9.

Key words: phase-to-ground fault, insulator, capacitance, overhead line, isolated neutral, insulation diagnostics.

1. Tkach V. The effect of single-phase-to-ground faults on the operational reliability indicators of overhead lines 6-10 kV PJSC «Chernigivoblenreho». *Bulletin of NTU "KhPI". Series: New solutions in modern technologies*. Kharkiv: NTU "KhPI", 2019. No 1. Pp. 120–126. DOI: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2019.01.14> (Ukr)
2. Xun J., Yue Zh., Wenlong M., Jianzhong W. Feasible operation region of an electricity distribution network. *Applied Energy*. 2023. Vol. 331:120419. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120419>
3. Bezruchko V. et al. Using GSM technologies to identify locations of single-phase ground faults in power networks with an isolated neutral with pin-type insulation. *Tekhnichna Elektrodynamika*, 2018. No5. Pp. 96–99. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2018.05.096> (Ukr)
4. Bezruchko V. Integration of New Single-Phase-to-Ground Faults Detection Devices into Existing Smart-Grid Systems. *IEEE 6th International Conference on Energy Smart System*. Kyiv, Ukraine, 2019. Pp. 84–87. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764237>
5. Bezruchko V. Installation of Sectionalizers in a Radial Distribution Networks to Create an Emergency Isolated Network Powered by Distributed Generators During Outages. *2023 IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System*. Kremenichuk, Ukraine, 2023. Pp. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES61502.2023.10402548>
6. Bezruchko V., Dikhtyaruk I., Sereda A. The calculation of the Sectionalizer location in Medium Voltage Distribution Systems to reduction the Expected Energy Not-Supplied to consumer. *2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology*. Kharkiv, Ukraine, 2023. Pp. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek61412.2023.10312921>
7. Li Z., Wu W., Tai X., Zhang B. Optimization Model-Based Reliability Assessment for Distribution Networks Considering Detailed Placement of Circuit Breakers and Switches. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2020. 35(5). Pp. 3991–4004. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2981508>
8. Strohii A. et al. The assessment of the leakage current through pin-type insulators with defect or contaminated of medium voltage overhead power lines. *2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology*. Kharkiv, Ukraine, 2023. Pp. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek61412.2023.10312882>
9. Buinyi R., Bezruchko V., Strohii A. Determination of the capacitance value of the conductor-insulator-pin system in 6-10 kV overhead power lines to assess the feasibility of early diagnostics of the insulation condition. *Tekhnichna Elektrodynamika*, 2024. No 6. Pp. 77–80. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.06.077> (Ukr)

Надійшла: 25.11.2025
Прийнята: 04.12.2025

Submitted: 25.11.2025
Accepted: 04.12.2025

КОРОТКОСТРОКОВЕ ПРОГНОЗУВАННЯ ЦІН РИНКУ «НА ДОБУ НАПЕРЕД» УКРАЇНИ ДЛЯ ЗАВДАНЬ ЕКОНОМІЧНОЇ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЇ МІКРОМЕРЕЖ

В.О. Мірошник*, В.В. Сичова**

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: miroshnyk.volodymyr@gmail.com, shorl@ukr.net

Представлено порівняльний аналіз моделей короткострокового прогнозування цін на ринку «на добу наперед» на основі штучних нейронних мереж глибокого навчання. Дослідження виконано в умовах функціонування єдиної торгової зони ОЕС України, синхронізованої з ENTSO-E, де внутрішньодобова динаміка ціни формується під впливом високої волатильності попиту, змінної структури генерації, дії регуляторних обмежень та наслідків атак на енергетичну інфраструктуру. Такі властивості призводять до виникнення нелінійних і локальних закономірностей у часовому ряді цін, що ускладнює застосування традиційних статистичних методів прогнозування. У роботі проведено дослідження п'яти архітектур глибокого навчання – LSTM, GRU, Transformer, MLP та CNN – спрямоване на оцінювання їх ефективності при моделюванні відносної ціни, нормованої за граничною ціною в кожній годині. Результати показують, що точність прогнозу суттєво залежить від здатності моделі виділяти локальні особливості та коректно реагувати на стохастичні зміни ринку. Найнижчий рівень похибки забезпечує згорток нейронна мережа, що свідчить про її придатність для задач оперативного планування та економічної диспетчеризації мікромереж, де точність прогнозування цін визначає ефективність прийняття рішень. Бібл. 19, рис. 2, табл. 2.

Ключові слова: короткострокове прогнозування, ринок «на добу наперед», ціна електроенергії, нейронні мережі, глибоке навчання, мікромережі.

Сучасний розвиток електроенергетичних систем характеризується зростанням частки децентралізованої генерації, збільшенням кількості активних споживачів, впровадженням систем накопичення та поширення мікромереж, здатних функціонувати як у складі централізованої мережі, так і в ізольованому режимі. Внаслідок постійних атак на енергосистему ринок електричної енергії почав демонструвати вищу динамічність, чутливість до змін попиту та пропозиції та більшу інтегрованість у європейські механізми балансування. Це формує нові вимоги до точності ринкового прогнозування.

У єдиній торговій зоні Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України ціна на ринку «на добу наперед» (РДН) виконує роль основного економічного сигналу, що визначає розподіл виробничих і споживчих графіків не лише для великих генераторів та постачальників, але й для локальних енергетичних систем. РДН задає орієнтир для внутрішньодобового ринку та балансує сегмента, впливає на величину небалансів і формує фінансові потоки між учасниками ринку. Для мікромереж, у структурі яких поєднуються відновлювані джерела енергії (ВДЕ), накопичувачі, керовані навантаження та резервні джерела, прогноз майбутньої вартості електроенергії визначає траєкторію економічної диспетчеризації. Від точності прогнозу залежить режим зарядження батарей, використання локальної генерації, обсяги купівлі та продажу енергії, а також ефективність управління попитом [1].

Мікромережі працюють у локальних економічних умовах, однак їхня інтеграція в ОЕС означає, що будь-яке відхилення фактичних дій від прогнозованих тягне за собою фінансову відповідальність через механізм небалансів. Це посилює роль прогнозу цін, оскільки правильна оцінка ринкового сигналу прямо впливає на витрати оператора мікромережі. Наявність стохастичних факторів – таких як погодинні зміни попиту, коливання генерації ВДЕ, обмеження міждержавних перетоків, поведінка учасників ринку та структура заявок – формують складну нелінійну динаміку ціни. Класичні аналітичні моделі часто не здатні охопити весь спектр взаємодій, зокрема у ситуаціях швидкого переходу між режимами дефіциту та профіциту, що проявляється в різких цінових градієнтах.

Після інтеграції ОЕС України до ENTSO-E спостерігається підвищення кореляцій між ціновими процесами різних сегментів ринку та збільшення обсягів міждержавної торгівлі. Це

посилює складність прогнозного завдання. Ринок стає більш чутливим до короткострокових рішень. Похибка прогнозу зростає у години різкої зміни структури заявки.

За таких умов виникає потреба в математичних моделях, здатних коректно відтворювати нелінійні та нестационарні закономірності. Нейронні мережі глибинного навчання, зокрема архітектури LSTM та GRU, демонструють високу здатність до моделювання складних часових рядів та адаптації до їхньої статистичної мінливості. Їхнє використання у задачах прогнозування цін РДН дозволяє суттєво знизити похибку відносно наївних моделей та підвищити стійкість результатів у годинних інтервалах з підвищеною чутливістю ринку. Це має ключове значення для мікромереж, де прогноз ціни безпосередньо формує оптимізаційну стратегію та визначає економічний результат.

Узагальнюючи, можна відзначити, що короткострокове прогнозування цін РДН в умовах єдиної торгової зони ОЕС України є необхідною складовою економічної диспетчеризації мікромереж, забезпечує зниження вартості небалансів та підвищує ефективність експлуатації локальних енергетичних систем. Подальший розвиток підходів до прогнозування є важливим для інтеграції мікромереж у ринкове середовище та формування стійких механізмів їх участі у майбутніх енергетичних ринках.

Мета дослідження полягає у розробці та оцінюванні моделей короткострокового прогнозування погодинної ціни ринку «на добу наперед» єдиної торгової зони ОЕС України з використанням нейронних мереж глибокого навчання.

У сучасних дослідженнях з прогнозування цін на електроенергію спостерігається тенденція до переходу від класичних стохастичних моделей до функціональних та гібридних інтелектуальних методів. Одним із найбільш репрезентативних є дослідження [2], у якому запропоновано функціональний підхід до прогнозування добових цін британського ринку на основі авторегресійних моделей з екзогенними факторами (FARX). Ці моделі розглядають добовий профіль цін як цілісну функцію, що дозволяє коректно відтворювати внутрішньодобову структуру. За результатами позавибіркового тестування середнє значення MAPE становило 5,95 %, що є одним із найнижчих показників серед відомих точкових моделей. Важливою особливістю є повторна оцінка низки інших методів на однаковому інформаційному базисі, що забезпечує коректність порівняння.

Результати дослідження [3] показують, що для прогнозування цін на оптовому ринку електроенергії не існує універсально кращої моделі, оскільки ефективність детермінованого та стохастичного підходів суттєво залежить від конкретного ринку: стохастична модель демонструє вищу точність прогнозів для італійського ринку IPEX та скандинавського Nord Pool, забезпечуючи меншу середньоквадратичну похибку як для одноденного, так і для семиденного горизонту прогнозування, тоді як для британського ринку UKPX та особливо для американського ринку PJM кращі результати показує детермінована модель, яка перевищує стохастичну за точністю приблизно на 3% для прогнозу на один день і до 8% — для прогнозу на сім днів, що пояснюється високою волатильністю та сильною короткостроковою автокореляцією цін на PJM.

Значну увагу привертає декомпозиційно-комбінаційна методика [5], первинно розроблена для італійського ринку. Автори застосували багаторівневу декомпозицію та комбінування прогнозів, що дозволило підвищити їхню робастність. При перенесенні цієї моделі на британські дані [2] отримано MAPE 6,21 %, що свідчить про здатність методики узагальнювати закономірності поза межами первинного ринку.

Окремий напрям представлено в роботі [6], де проведено порівняння параметричних та непараметричних методів. Запропонована авторами модель VAR показала MAPE 6,58 % у повторному тестуванні за даними британського ринку. Результати підтверджують, що непараметричні підходи можуть бути конкурентоспроможними за умови коректного налаштування та достатнього обсягу даних.

Функціональний підхід FAR було застосовано також до італійського ринку PUN у роботі [4]. Для прогнозу 24-годинного профілю автори отримали середній MAPE 8,99 %, що відповідає рівню найкращих стохастичних моделей, але забезпечує кращу інтерпретацію внутрішньодобових коливань.

Попередні дослідження, зокрема [7] демонструють потенціал непараметричних авторегресійних моделей (NPAR). Для італійського ринку середній MAPE сягнув 9,74 %. Цей результат відображає обмеження ранніх непараметричних методів, особливо у ринках з високою волатильністю та складною структурою попиту.

Для ринку Nord Pool у роботі [8] досліджено застосування рекурентних нейронних мереж класичного типу. Мережа Елмана забезпечила середній MAPE 18.12 %, а мережа Джордана – 20.39 %. Такі результати вказують на недостатню здатність моделей RNN без глибинної архітектури відтворювати складну цінову динаміку розвинених європейських ринків.

Важливою віхою розвитку гібридних інтелектуальних моделей є робота [9], де поєднання вейвлет-декомпозиції, нейронних мереж та нечіткої логіки дозволило отримати середній MAPE 6.53 % для тижневого прогнозу іспанського ринку. Це стало однією з перших демонстрацій ефективності гібридних систем у складних середньострокових прогнозних задачах.

Найнижчі значення MAPE для задачі добового прогнозування забезпечують функціональні моделі та сучасні гібридні декомпозиційно-комбінаційні архітектури. Стохастичні моделі та класичні нейромережеві структури, зокрема RNN без глибинної організації, демонструють істотно нижчу точність. Ключову роль відіграють узгоджені порівняльні дослідження, які дозволяють об'єктивно оцінювати можливості різних підходів за єдиних умов.

В Україні існує тривала історія досліджень, присвячених застосуванню штучних нейронних мереж для прогнозування оптових цін на електричну енергію. У низці робіт [10, 11] було запропоновано перші реалізації моделей на основі багатошарових та радіально-базисних мереж, що визначило напрям розвитку методів інтелектуального прогнозування на національному ринку. Новіші публікації, присвячені моделям оптимального функціонування мікромереж [12] та питанням сучасного енергетичного менеджменту [13], підтверджують актуальність застосування прогнозних підходів у задачах керування енергосистемами. Крім того, сучасні дослідження з розвитку розподіленої енергетики в Україні [14] підкреслюють необхідність інтеграції прогнозних моделей у системи прийняття рішень. У цьому контексті використання архітектур глибинного навчання для прогнозування цін РДН є логічним продовженням наявних наукових напрацювань.

Дані для прогнозування. Для навчання використовувались дані результатів торгів РДН [15]. Для навчання моделей було використано дані за період з 24.02.2022 (рис. 1). Для масштабування всі годинні ціни було розділено на значення граничної ціни, що діяла в цій годині (рис. 2). Всі дані було розбито на навчальну, перевіірочну та тестову вибірки, в пропорції 80-10-10 %. Таким чином, навчальна вибірка включала 25537 годин з 24.02.2022 по 22.01.2025, перевіірочна вибірка 3179 годин (з 23.01.2025 по 03.06.2025), тестова вибірка – 3179 (04.06.2025 – 14.10.2025).

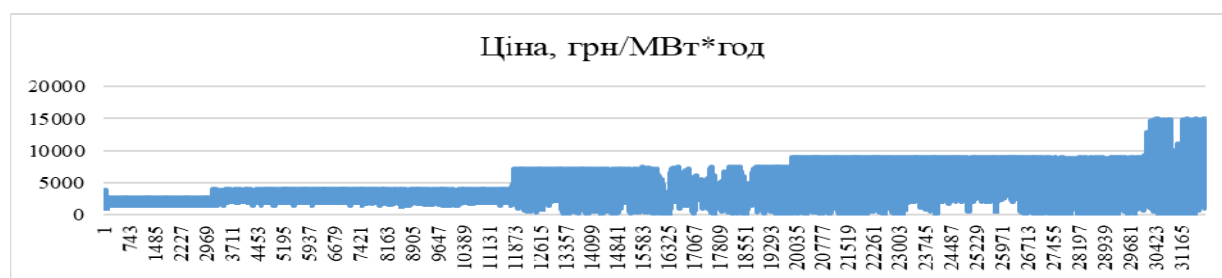


Рис. 1. Графік погодинних цін на ринку «на добу наперед»



Рис. 2. Графік відносних значень годинної ціни

Навчання кожної моделі здійснювалось у єдиному режимі оптимізації для забезпечення порівнюваності результатів. Усі моделі тренувалися методом Adam із початковою швидкістю навчання 0,001 протягом 40 епох із розміром пакета 64. Для уникнення перенавчання використовувався валідаційний контроль і збереження найкращого стану моделі за мінімальним значенням помилки на перевіірочній частині вибірки. Функцією втрат обрано модуль відхилення (L1-норма). Прогнози оцінювались за показниками MAPE та NRMSE після зворотного масштабування, що дозволяє інтерпретувати результати у вихідних одиницях. Така процедура навчання гарантує рівні умови для всіх архітектур і дає можливість коректно аналізувати їхню ефективність у задачі прогнозування цін ринку «на добу наперед». На вхід кожної моделі подавались 96 попередніх значень часового ряду. Прогноз здійснювався на 1 годину вперед. На практиці горизонт прогнозування РДН становить від 12 до 36 годин, але прогноз на 1 годину дозволяє краще дослідити особливості моделей в цій задачі.

Моделі для прогнозування ціни. У дослідженні застосовано п'ять архітектур глибинного навчання, що представляють різні підходи до моделювання часових залежностей: рекурентні нейронні мережі, трансформерний енкодер, згорткова нейронна мережа та багатошаровий перцептрон. Їхній вибір зумовлений необхідністю дослідити здатність різних класів моделей відтворювати нелінійні та нестационарні властивості погодинних цін ринку «на добу наперед». Вказані архітектури суттєво різняться за структурою параметрів і механізмами обробки часової інформації, що дає змогу провести коректне порівняння їх ефективності. Розрахунок проводився на CPU AMD Ryzen 9 7950X 16-Core Processor 4.50 GHz p 128 ГБ ОЗУ. У табл. 1 наведено опис структури використаних моделей та час їхнього навчання.

Таблиця 1

Модель	Архітектурні компоненти	Гіперпараметри та загальна кількість параметрів	Час навчання
LSTM [16]	2 LSTM-шари	hidden = 32; dropout = 0.2; Кількість параметрів = 12 961	144.15 с
GRU [17]	2 GRU-шари	hidden = 32; dropout = 0.2; Кількість параметрів = 9 729	493.03 с
Transformer [18]	3 шари енкодера, 4 голови уваги	d_model = 32; FFN = 128; dropout = 0.1; Кількість параметрів = 38 209	1949.50 с
CNN [19]	3 Conv1D-шари + повнозв'язний блок	kernel = 3; канали 16–32–32; dropout = 0.1; Кількість параметрів = 198 465	84.10 с
MLP (Багатошаровий перцептрон)	FC-шари 96→64→32→16→1	ReLU; dropout = 0.1; Кількість параметрів = 8 321	13.12 с

Результати прогнозування. Отримані результати демонструють істотні відмінності у здатності різних архітектур глибинного навчання відтворювати динаміку відносної ціни на ринку «на добу наперед». Характер похибок виявився чутливим до структури моделі, глибини представлення часових залежностей та здатності архітектури виділяти локальні або глобальні патерни у даних. У табл. 2 наведено значення величин похибки прогнозу.

Таблиця 2

Метрика MAPE є чутливою до малих значень у знаменнику та часто не відображає реальної точності моделі на волатильних часових рядах. Для ринків із різкими змінами ціни невеликі абсолютні відхилення можуть створювати непропорційно великі відносні помилки. Тому високі значення MAPE у цьому дослідженні слід інтерпретувати обережно. Більш стійким критерієм є NRMSE, який відображає середньоквадратичну помилку незалежно від масштабу та є надійнішим показником якості прогнозу у випадках складних, нерівномірних ринкових процесів.

Column	MAPE, %	NRMSE, %
Transformer	80,3	19,2
LSTM	128,6	24,1
GRU	124,6	24,0
MLP	101,6	18,3
CNN	62,3	19,1

Трансформерна модель показала стабільну збіжність тренувальних і валідаційних кривих, однак її тестова точність залишилася обмеженою: MAPE перевищує 80 %, тоді як NRMSE наближається до 19 %. Це свідчить про те, що глобальний механізм самоуваги недостатньо ефективно узагальнює специфічні короткоперіодичні зміни у відносній ціновій динаміці.

Рекурентні моделі LSTM і GRU продемонстрували узгоджене зменшення тренувальної та валідаційної похибок, проте тестові результати виявилися гіршими, ніж у трансформера. Значення MAPE для цих моделей перевищують 120 %, а NRMSE стабілізується біля 24 %, що вказує на низьку робастність рекурентних підходів саме для часових рядів відносних цін. Попри коректну збіжність під час навчання, обидві моделі виявили високу чутливість до різких змін структури ринку.

Багатошаровий перцептрон показав кращі результати у порівнянні з рекурентними моделями. Його похибка MAPE становить близько 102 %, а значення NRMSE – близько 18 %, що свідчить про здатність моделі ефективно відтворювати довготривалі трендові компоненти та їх відносні варіації. MLP демонструє помірний рівень узагальнення і забезпечує один із найнижчих рівнів NRMSE серед протестованих архітектур.

Найкращі результати було отримано для згорткової мережі. CNN-модель досягла мінімального значення MAPE – близько 62 % – при NRMSE близько 19 %. Це свідчить про здатність згорткової архітектури адекватно відтворювати локальні особливості ринку, виділяти повторювані патерни та реагувати на різкі короткострокові зміни. Незважаючи на найбільшу кількість параметрів, модель продемонструвала найвищу здатність моделі відтворювати закономірності на нових даних серед усіх протестованих.

Висновки. Проведене дослідження показало, що задача прогнозування відносної ціни ринку «на добу наперед» характеризується високою складністю, зумовленою нелінійністю та локальною структурою цінового ряду. Протестовані архітектури глибокого навчання демонструють значні відмінності у здатності моделювати динаміку цін. Рекурентні моделі, попри стабільну збіжність на тренувальних даних, показують низьку ефективність на тестовій вибірці, що свідчить про їх недостатню робастність щодо короткочасних флуктуацій. Трансформерна модель, яка добре відтворює довготривалі залежності, також не забезпечила високої точності, що може бути пов'язано з високим рівнем шумовості та локальними особливостями ринку.

Хоча CNN продемонструвала найнижче значення відносної похибки, результати моделі MLP за NRMSE виявилися кращими, що особливо важливо в умовах високої нестабільності цінового ряду. Це вказує, що жодна з архітектур не може бути визначена як однозначно найефективніша для всіх сценаріїв. Вибір моделі для практичного застосування має базуватися на характері допустимої помилки у конкретних задачах прогнозування та ступені ризику, який може бути прийнятним для системи управління мікромережею.

Моделі, орієнтовані на виділення локальних ознак (CNN, MLP), виявляються значно ефективнішими для прогнозування відносної ціни РДН, ніж моделі, які ґрунтуються на довготривалих залежностях (Transformer, LSTM, GRU).

Отримані результати свідчать, що подальші дослідження доцільно спрямовувати на формування гібридних моделей, які поєднують переваги CNN та механізмів уваги, а також на включення екзогенних факторів – обсягів торгів, граничних цін, прогнозів навантаження та метеорологічних параметрів, про що також свідчить суттєва різниця отриманих результатів та значень похибок наведених в огляді наукових статей. Це дозволить підвищити стабільність моделей, знизити рівень похибки та забезпечити придатність прогнозів для задач економічної диспетчеризації локальних енергетичних систем.

Фінансується за держбюджетною темою «Короткострокове прогнозування цін на оптовому ринку електроенергії для управління енергоресурсами мікромережі» (0125U002919) (КПКВК 6541030).

1. Кириленко О.В., Денисюк С.П., Блінов І.В. Цифрова трансформація: сучасні тенденції та завдання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2023. Вип. 65. С. 5–14. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.005>
2. F. Jan, H. Ifikhar, M. Tahir, and M. Khan. Forecasting day-ahead electric power prices with functional data analysis, *Frontiers in Energy Research*, Vol. 13, Mar. 2025. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2025.1477248>

3. F. Lisi and M. M. Pelagatti, Component estimation for electricity market data: Deterministic or stochastic?, *Energy Economics*, Vol. 74. Pp. 13–37, Aug. 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.05.027>
4. F. Jan, I. Shah, and S. Ali, Short-Term Electricity Prices Forecasting Using Functional Time Series Analysis, *Energies*, Vol. 15, No. 9. P. 3423, May 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15093423>
5. H. Iftikhar, J. E. Turpo-Chaparro, Paulo Canas Rodrigues, and Javier Linkolk López-Gonzales, Forecasting Day-Ahead Electricity Prices for the Italian Electricity Market Using a New Decomposition–Combination Technique, *Energies*, Vol. 16, No. 18, Pp. 6669–6669, Sep. 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16186669>
6. I. Shah, H. Iftikhar, and S. Ali, “Modeling and Forecasting Electricity Demand and Prices: A Comparison of Alternative Approaches,” *Journal of Mathematics*, Vol. 2022, Pp. 1–14, Jul. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1155/2022/3581037>
7. I. Shah, H. Bibi, S. Ali, L. Wang, and Z. Yue, Forecasting One-Day-Ahead Electricity Prices for Italian Electricity Market Using Parametric and Nonparametric Approaches, *IEEE Access*, Vol. 8, Pp. 123104–123113, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2020.3007189>.
8. R. Beigaite, T. Krilavičius, and Ka Lok Man, “Electricity Price Forecasting for Nord Pool Data,” *International Conference on Platform Technology and Service*, Jan. 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/platcon.2018.8472762>.
9. J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, and V. M. F. Mendes, Short-term electricity prices forecasting in a competitive market by a hybrid intelligent approach, *Energy Conversion and Management*, Vol. 52, No. 2, Pp. 1061–1065, Feb. 2011. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.08.035>
10. Блінов І.В., Корхмазов Г.С. Використання штучних нейронних мереж для розв’язання задачі короткострокового прогнозування оптових ринкових цін на електричну енергію. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2009. С. 15–22.
11. Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І., Зозуля А.М. Короткострокове прогнозування оптових цін на електричну енергію з використанням радіально-базисних штучних нейронних мереж. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2009. Вип. 24. С. 23–31.
12. Блінов І.В., Парус С.В., Шиманюк П.В., Ворущило А.О. Модель оптимізації функціонування мікромережі з СЕС та установкою зберігання енергії. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 5. С. 69–78. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>
13. Кириленко О.В., Денисюк С.П., Блінов І.В. Енергетичний менеджмент: нові пріоритети XXI століття. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2024. № 1. С. 7–27.
14. Blinov I.V. Development of distributed energy in Ukraine using microgrid technologies (according to the materials of scientific report at the meeting of the Presidium of NAS of Ukraine, March 5, 2025). *Visnyk Nac. Akad. Nauk Ukr.* 2025. (5): 35–44. DOI: <https://doi.org/10.15407/visn2025.05.035>
15. Результати торгів на РДН | Energy Map, 2019. <https://energy-map.info/uk/datasets/5a616fba-fbc9-4073-9532-9161592faca8#sample> (accessed Dec. 08, 2025).
16. S. Hochreiter and J. Schmidhuber, Long Short-Term Memory, *Neural Computation*, Vol. 9, No. 8, Pp. 1735–1780, Nov. 1997. DOI: <https://doi.org/10.1162/neco.1997.9.8.1735>
17. K. Cho et al., Learning Phrase Representations using RNN Encoder–Decoder for Statistical Machine Translation, *Proceedings of the 2014 Conference on Empirical Methods in Natural Language Processing (EMNLP)*, 2014. DOI: <https://doi.org/10.3115/v1/d14-1179>
18. A. Vaswani et al., Attention is all you need, I. Guyon, U. Von Luxburg, S. Bengio, H. Wallach, R. Fergus, S. Vishwanathan, and R. Garnett, Eds., *Curran Associates, Inc.*, 2017. Available: https://proceedings.neurips.cc/paper_files/paper/2017/file/3f5ee243547dee91fbd053c1c4a845aa-Paper.pdf
19. I. Koprinska, D. Wu, and Z. Wang, Convolutional Neural Networks for Energy Time Series Forecasting, *IEEE Xplore*, Jul. 01, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/IJCNN.2018.8489399>

SHORT-TERM PRICE FORECASTING OF THE UKRAINIAN DAY-AHEAD MARKET FOR ECONOMIC DISPATCHING OF MICROGRIDS

V. Miroshnyk, V. Sychova

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Beresteiskyy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: miroshnyk.volodymyr@gmail.com, shorl@ukr.net

The study presents a comparative analysis of short-term day-ahead electricity price forecasting models based on deep learning artificial neural networks. The research is conducted under the conditions of a unified trading zone of the Integrated Power System of Ukraine, synchronized with ENTSO-E, where the intraday price dynamics are shaped by high demand volatility, changing generation structure, regulatory constraints, and the consequences of attacks on the energy infrastructure. These factors lead to the emergence of nonlinear and locally structured patterns in the price time series, which complicates the application of traditional statistical forecasting methods. The study evaluates five deep learning architectures — LSTM, GRU, Transformer, MLP, and CNN — with the aim of assessing their effectiveness in modeling the relative price normalized by the hourly regulatory cap. The results demonstrate that forecasting accuracy is strongly dependent on the model's ability to capture local structural patterns and adapt to stochastic transitions

between market operating regimes. The convolutional neural network provides the lowest forecast error, indicating its suitability for operational planning and economic dispatching of microgrids, where the accuracy of price forecasts directly determines the effectiveness of decision-making. Ref. 19, fig. 2, tables 2.

Key words: short-term forecasting; day-ahead market; electricity price; neural networks; deep learning, microgrids.

1. Kyrylenko O., Denysiuk S., Blinov I. Digital transformation of the energy industry: current trends and task. Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy. 2022. V. 65. Pp. 5–14. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.65.005>
2. F. Jan, H. Iftikhar, M. Tahir, and M. Khan, Forecasting day-ahead electric power prices with functional data analysis, *Frontiers in Energy Research*, Vol. 13, Mar. 2025. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2025.1477248>.
3. F. Lisi and M. M. Pelagatti, Component estimation for electricity market data: Deterministic or stochastic? *Energy Economics*, Vol. 74, Pp. 13–37, Aug. 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.05.027>
4. F. Jan, I. Shah, and S. Ali, Short-Term Electricity Prices Forecasting Using Functional Time Series Analysis, *Energies*, Vol. 15, No 9, P. 3423, May 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15093423>
5. H. Iftikhar, J. E. Turpo-Chaparro, Paulo Canas Rodrigues, and Javier Linkolk López-Gonzales, Forecasting Day-Ahead Electricity Prices for the Italian Electricity Market Using a New Decomposition–Combination Technique, *Energies*, Vol. 16, No. 18, Pp. 6669–6669, Sep. 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16186669>
6. I. Shah, H. Iftikhar, and S. Ali, Modeling and Forecasting Electricity Demand and Prices: A Comparison of Alternative Approaches, *Journal of Mathematics*, Vol. 2022, Pp. 1–14, Jul. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1155/2022/3581037>
7. I. Shah, H. Bibi, S. Ali, L. Wang, and Z. Yue, Forecasting One-Day-Ahead Electricity Prices for Italian Electricity Market Using Parametric and Nonparametric Approaches, *IEEE Access*, Vol. 8, Pp. 123104–123113, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2020.3007189>
8. R. Beigaite, T. Krilavičius, and Ka Lok Man, “Electricity Price Forecasting for Nord Pool Data,” *International Conference on Platform Technology and Service*, Jan. 2018, DOI: <https://doi.org/10.1109/platcon.2018.8472762>
9. J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, and V. M. F. Mendes, Short-term electricity prices forecasting in a competitive market by a hybrid intelligent approach, *Energy Conversion and Management*, Vol. 52, No. 2, Pp. 1061–1065, Feb. 2011. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.08.035>
10. Blinov I.V., Korkhmazov G.S. Using artificial neural networks to solve the problem of short-term forecasting of wholesale market prices for electric energy. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2009. Pp. 15–22.
11. Blinov I.V., Korkhmazov G.S., Popovych V.I., Zozulya A.M. Short-term forecasting of wholesale prices for electric energy using radial-basis artificial neural networks. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2009. Issue 24. Pp. 23–31.
12. Blinov I.V., Parus Ye.V., Shymaniuk P.V., Vorushylo A.O. Optimization model of microgrid functioning with solar power plant and energy storage system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. (5): Pp. 69–78. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>
13. Kyrylenko O., Denysiuk S., Blinov I. Energy management: new priorities of the 21st century. *Power engineering: economics, technique, ecology*. 2024. (1): Pp. 7–27. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.297508>
14. Blinov I.V. Development of distributed energy in Ukraine using microgrid technologies (according to the materials of scientific report at the meeting of the Presidium of NAS of Ukraine, March 5, 2025). *Visnyk Nac. Akad. Nauk Ukr*. 2025. (5): Pp. 35–44. DOI: <https://doi.org/10.15407/visn2025.05.035>
15. Trading results on the DAM | Energy Map, Energy Map, 2019. <https://energy-map.info/uk/datasets/5a616fba-fbc9-4073-9532-9161592faca8#sample> (accessed Dec. 08, 2025).
16. S. Hochreiter and J. Schmidhuber, Long Short-Term Memory, *Neural Computation*, Vol. 9, No. 8, Pp. 1735–1780, Nov. 1997. DOI: <https://doi.org/10.1162/neco.1997.9.8.1735>
17. K. Cho et al., Learning Phrase Representations using RNN Encoder–Decoder for Statistical Machine Translation, *Proceedings of the 2014 Conference on Empirical Methods in Natural Language Processing (EMNLP)*, 2014. DOI: <https://doi.org/10.3115/v1/d14-1179>
18. A. Vaswani et al., Attention is all you need, I. Guyon, U. Von Luxburg, S. Bengio, H. Wallach, R. Fergus, S. Vishwanathan, and R. Garnett, Eds., *Curran Associates, Inc.*, 2017. Available: https://proceedings.neurips.cc/paper_files/paper/2017/file/3f5ee243547dee91fbd053c1c4a845aa-Paper.pdf
19. I. Koprinska, D. Wu, and Z. Wang, Convolutional Neural Networks for Energy Time Series Forecasting, *IEEE Xplore*, Jul. 01, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/IJCNN.2018.8489399>

Надійшла: 08.12.2025

Прийнята: 15.12.2025

Submitted: 08.12.2025

Accepted: 15.12.2025

ТЕОРЕТИЧНА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОФІЗИКА

УДК 621.314.58

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.72.062>**ДВОПОЛЮСНА ЗАСТУПНА СХЕМА ЛІНІЙНОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО КОЛА СИНУСОЇДНОГО СТРУМУ, ЕКВІВАЛЕНТНА ЗА КОМПЛЕКСНОЮ ПОТУЖНІСТЮ**

М.Ю. Артеменко^{1*}, докт. техн. наук, **Ю.В. Кутафін**^{2**}, докт. філос., **І.А. Шаповал**^{3***}, докт. техн. наук, **В.М. Михальський**^{3****}, член-кор. НАН України, **В.В. Чопик**^{3*****}, канд. техн. наук, **С.Й. Поліщук**^{3*****}, канд. техн. наук

1 – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. І. Сікорського», пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна

2 – Академія праці, соціальних відносин і туризму, вул. Кільцева дорога, 3А, Київ, 03187, Україна

3 – Інститут електродинаміки НАН України, пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: artemenko_m_ju@ukr.net

Установлено, що комплексний схемний еквівалент Тевенена неадекватно відтворює такі енергетичні характеристики первинного кола синусоїдного струму, як активна потужність та коефіцієнт потужності. Запропоновано нову двополосну комплексну заступну схему лінійного електричного кола синусоїдного струму, що еквівалентна первинному колу за комплексною потужністю та відтворює його комплексну вольт-амперну характеристику на парі виділених затискачів. Обґрунтовано аналітичні співвідношення для розрахунку параметрів елементів запропонованої заступної схеми за комплексними ZE- параметрами первинного кола в базисі контурних струмів. Результати моделювання лінійних електричних кіл синусоїдного струму в часовій області повністю підтвердили адекватність структури нової двополосної комплексної заступної схеми та аналітичної методики визначення її параметрів у відтворенні енергетичних характеристик первинного кола в режимах розриву та замикання виділених затискачів, а також для конкретного навантаження. Бібл. 14, рис. 8.

Ключові слова: двополосний схемний еквівалент Тевенена-Барбі, електричне коло синусоїдного струму, комплексна заступна схема, еквівалентність за комплексною потужністю.

Вступ. Класичний принцип або теорема про еквівалентний генератор [1–3] передбачає заміну лінійного електричного кола довільної складності двоелементним схемним еквівалентом Тевенена [4] чи Нортонна [5], що відтворює вольт-амперну характеристику (ВАХ) первинного кола на парі виділених затискачів. Трактуючи принцип еквівалентного джерела було переглянуто І. Барбі в [6], де він висунув додаткову вимогу забезпечення двополосним схемним еквівалентом сумарної потужності внутрішніх втрат, притаманних первинному колу за довільного навантаження. У цій же роботі він запропонував першу заступну схему для електричного кола постійного струму, складеного з незалежних ідеальних джерел напруги та резисторів, що задовольняє зазначене трактування. Вона відрізняється від схемного еквівалента Тевенена доданим резистором з опором визначеної величини, увімкненим паралельно ідеальному джерелу напруги. У подальших роботах [7–9] схемотехніка двополосних заступних схем із можливістю відтворення потужності первинного кола була розвинута, охопивши електричні кола постійного струму, що містять довільну кількість незалежних джерел як напруги, так і струму. У [10] запропоновано нову двополосну заступну схему для кіл постійного струму з додатково включеними залежними джерелами напруги, керованими струмами. Їхня наявність зумовила несиметрію матриці контурних опорів та необхідність додавання четвертого елемента до схемного еквівалента Тевенена-Барбі у вигляді залежного джерела струму, керованого струмом (ЗДСКС) навантаження, вихідні затискачі якого приєднані до

© Артеменко М.Ю., Кутафін Ю.В., Шаповал І.А., Михальський В.М., Чопик В.В., Поліщук С.Й., 2025

ORCID ID: *<https://orcid.org/0000-0001-9341-9238>, **<https://orcid.org/0000-0002-8156-1277>,

<https://orcid.org/0000-0002-9107-5061>, *<https://orcid.org/0000-0002-8251-3111>,

*****<https://orcid.org/0000-0002-5046-5223>, *****<https://orcid.org/0000-0002-6978-2747>



джерела напруги еквівалентного генератора. Величина коефіцієнта передачі ЗДСКС забезпечувала корекцію ват-амперної характеристики двополюсного схемного еквівалента відповідно до властивостей первинного кола. У [11] були встановлені взаємно однозначні відповідності між параметрами схемного еквівалента Тевенена-Барбі й первинними параметрами пасивного лінійного чотирьополюсника та однорідної довгої лінії передачі, що розширило можливості оптимізації енергетичних характеристик кіл постійного струму за двополюсним еквівалентом. Водночас дотепер принцип еквівалентного джерела з властивістю консервації потужностей первинного кола не був поширений на кола синусоїдного струму. Наявні методичні та наукові публікації [12, 13] обмежуються використанням комплексної заступної схеми Тевенена для розрахунку струму вітки, приєднаної до виділених затисків, або експериментальним визначенням параметрів цього схемного еквівалента [14].

Метою цієї роботи є обґрунтування структури двополюсної комплексної заступної схеми, еквівалентної первинному колу синусоїдного струму за комплексною потужністю, створення аналітичної методики розрахунку параметрів цієї заступної схеми та перевірка її адекватності у відтворенні енергетичних характеристик первинного кола в різних режимах навантаження шляхом моделювання.

Дослідження енергетичних характеристик кіл синусоїдного струму з однаковими параметрами схемного еквівалента Тевенена та вимоги до двополюсної заступної схеми, еквівалентної первинному колу за комплексною потужністю.

На рис. 1 зображена комплексна заступна схема первинного електричного кола синусоїдного струму для вимірювання та розрахунку параметрів схемного еквівалента Тевенена відносно затисків a , b . Шляхом еквівалентної заміни двополюсника, що складається із джерела напруги 120 В, резисторів 12 Ом та 60 Ом на послідовний ланцюг із джерелом напруги 100 В та резистором 10 Ом, здійснений в [12], утворена спрощена комплексна схема, відображена на рис. 2.

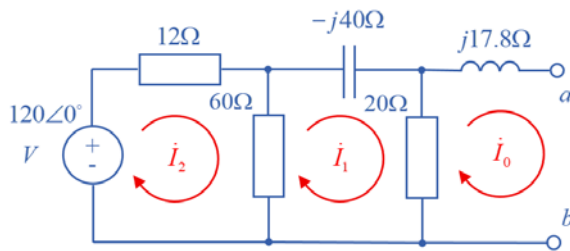


Рис. 1. Комплексна заступна схема первинного електричного кола синусоїдного струму

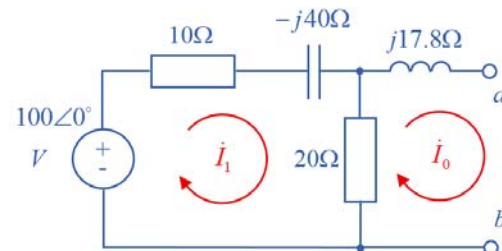


Рис. 2. Спрощена комплексна схема

Результати моделювання дослідів розриву вихідних затисків зазначених кіл у середовищі Multisim показано на рис. 3, де параметри реактивних елементів $L1 = 17,8 / 100\pi = 56,65915974\text{mH}$; $C1 = 1 / 40 \times 100\pi = 79,57747\mu\text{F}$ відповідають комплексним опорам, зображеним на рис. 1, 2.

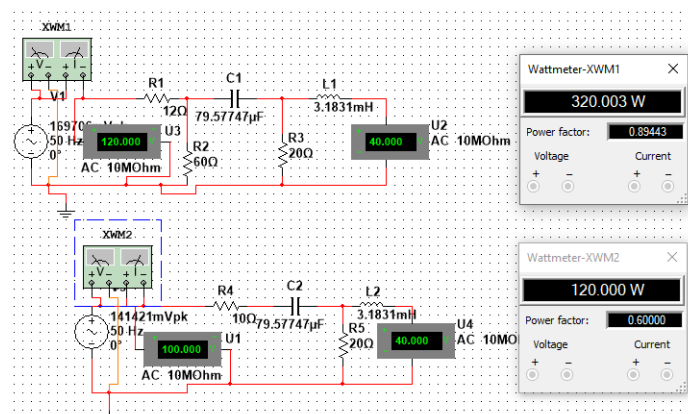


Рис. 3. Моделювання дослідів розриву вихідних затисків схем на рис. 1, 2 у середовищі Multisim

Вони свідчать про однакову величину напруги розриву, що відповідає модулю комплексної ЕРС еквівалентного генератора Тевеніна $\dot{E}_{ab}$ [1–3], але різні величини активної потужності та коефіцієнта потужності єдиного незалежного джерела. Ще більші розходження енергетичних характеристик, вимірюваних ватметрами, притаманні схемам, зображеним на рис. 1 та 2, у досліді замикання вихідних затискачів (рис. 4) за збереження однакової величини струму замикання.

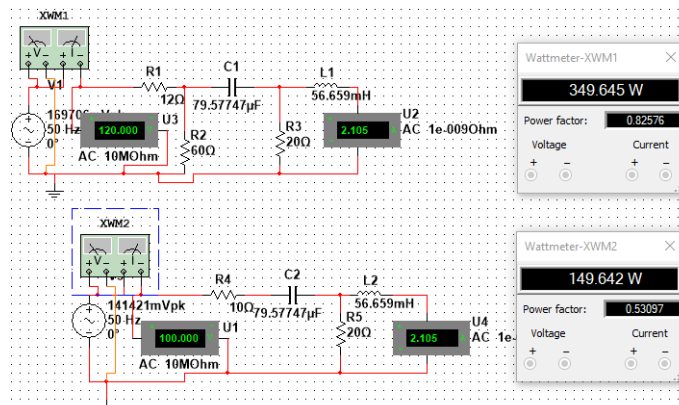


Рис. 4. Моделювання дослідів замикання вихідних затискачів схем на рис. 1, 2 у середовищі Multisim

Отже, результати моделювання, подані на рис. 3, 4, демонструють, що первинне коло (рис. 1) та його спрощений варіант (рис. 2) мають однакові параметри еквівалентних генераторів за схемою Тевенена, але відрізняються активними потужностями та коефіцієнтами потужності. Отже, схемний еквівалент Тевенена, модифікований комплексними величинами для застосування в колах синусоїдного струму, адекватно відтворює комплексну вольт-амперну характеристику (ВАХ) первинного кола на виділених затискачах, але спотворює такі його енергетичні характеристики, як активна потужність та коефіцієнт потужності, унаслідок чого і величина реактивної потужності не відповідає первинному колу. Виникає задача доповнити двополосну двоелементну комплексну заступну схему Тевенена додатковими елементами, що забезпечують його еквівалентність первинному колу за комплексною потужністю для довільного навантаження, приєднаного до виділених затискачів. Аналогічну задачу розв'язав І. Барбі в [6] для кола постійного струму, додавши резистор, увімкнений паралельно джерелу напруги схемного еквівалента Тевенена, чим забезпечив його еквівалентність первинному колу за потужністю для довільного лінійного навантаження. Водночас має зберегтися позитивна властивість оригінального схемного еквівалента Тевенена – відтворення зовнішньої ВАХ первинного кола на виділених затискачах.

Двополосна заступна схема, еквівалентна первинному колу синусоїдного струму за комплексною потужністю.

Нехай у лінійному АС електричному колі довільної структури, що складається з незалежних ідеальних джерел напруги та пасивних R, L, C елементів, виділено вихідний (зовнішній) порт із затискачами a, b для приєднання навантаження. Це первинне коло може бути представлене узагальненою комплексною заступною схемою, зображеною на рис. 5, що містить ідеальні джерела напруги, представлені відповідними комплексними ЕРС $\dot{E}_k$, пасивні частини віток відображені комплексними опорами $\bar{Z}_m$, навантаження представлене у вихідному контурі комплексним ідеальним джерелом напруги $\dot{V}$, через яке замикається комплексний струм $\dot{I}_0$ вихідного контуру, а $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dots, \dot{I}_n$ є комплексними струмами внутрішніх незалежних контурів. Двополосний схемний еквівалент Тевенена [4] цього кола, модифікований до застосування символічного методу розрахунку [1–3, 12], зображено на рис. 6, де $\dot{E}_{ab}, \bar{Z}_{ab}$ є комплексними параметрами ЕРС та внутрішнього опору еквівалентного генератора, зовнішнє коло навантаження залишилося незмінним.

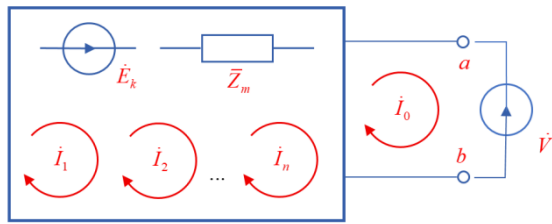


Рис. 5. Узагальнена комплексна заступна схема

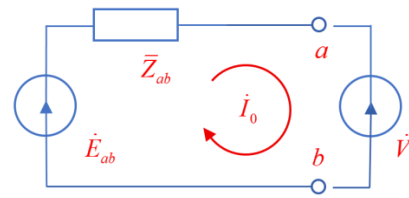


Рис. 6. Модифікований двополосний схемний еквівалент Тевенена узагальної схеми

Контурну ЕРС та власний опір вихідного контуру, що складаються із внутрішніх елементів заступної схеми, позначимо $\dot{E}_{00}$ та $\bar{z}_{00}$ відповідно. Контурні струми внутрішніх контурів представимо вектором $\mathbf{i} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 & \dot{I}_2 & \dots & \dot{I}_n \end{bmatrix}^T$, де T – знак транспонування, відповідні контурні ЕРС представимо вектором $\mathbf{e} = \begin{bmatrix} \dot{E}_{11} & \dot{E}_{22} & \dots & \dot{E}_{nn} \end{bmatrix}^T$. Застосувавши метод контурних струмів [1–3] із виділенням окремого зовнішнього контуру, сформуємо систему комплексних векторно-матричних рівнянь

$$\begin{cases} \bar{z}_{00}\dot{I}_0 + \mathbf{z}^T\mathbf{i} = \dot{E}_{00} - \dot{V}; \\ \mathbf{Z}\dot{I}_0 + \mathbf{Z}\mathbf{i} = \mathbf{e}, \end{cases} \quad (1)$$

де $\mathbf{z} = \begin{bmatrix} \bar{z}_{10} & \bar{z}_{20} & \dots & \bar{z}_{n0} \end{bmatrix}^T$ вектор-стовпець взаємних комплексних опорів між внутрішніми та зовнішнім контурами; $\mathbf{Z}$ квадратна матриця комплексних опорів внутрішніх контурів розмірності n , симетрична відносно головної діагоналі.

Назвемо сукупність комплексних величин $\bar{z}_{00}, \mathbf{z}, \mathbf{Z}, \dot{E}_{00}, \mathbf{e}$ з (1) системою ZE -параметрів первинного кола відносно виділених затисків та проілюструємо процес їхнього визначення на прикладі схеми на рис. 1. Позначивши контурні струми $\dot{I}_0, \dot{I}_1, \dot{I}_2$, складемо систему рівнянь для відповідних контурів

$$\begin{cases} (20 + j17,8)\dot{I}_0 - 20\dot{I}_2 = 0; \\ (12 + 60)\dot{I}_1 - 60\dot{I}_2 = 120; \\ (60 + 20 - j40)\dot{I}_2 - 20\dot{I}_0 - 60\dot{I}_1 = 0. \end{cases}$$

Упорядкувавши рівняння в матрично-векторній формі

$$\begin{bmatrix} 20 + j17,8 & 0 & -20 \\ 0 & 72 & -60 \\ -20 & -60 & 80 - j40 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_0 \\ \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 120 \\ 0 \end{bmatrix},$$

виділяємо первинні ZE -параметри кола, що розглядається

$$\bar{z}_{00} = 20 + j17,8; \mathbf{z} = \begin{bmatrix} 0 \\ -20 \end{bmatrix}; \mathbf{Z} = \begin{bmatrix} 72 & -60 \\ -60 & 80 - j40 \end{bmatrix}; \dot{E}_{00} = 0; \mathbf{e} = \begin{bmatrix} 120 \\ 0 \end{bmatrix}.$$

Із другого рівняння (1) виражаємо

$$\mathbf{i} = \mathbf{Z}^{-1}\mathbf{e} - \mathbf{Z}^{-1}\mathbf{z}\dot{I}_0 \quad (2)$$

та підставляємо це значення в перше рівняння цієї ж системи для отримання комплексної ВАХ зовнішнього контуру

$$(\bar{z}_{00} - \mathbf{z}^T\mathbf{Z}^{-1}\mathbf{z})\dot{I}_0 = \dot{E}_{00} - \mathbf{z}^T\mathbf{Z}^{-1}\mathbf{e} - \dot{V}. \quad (3)$$

Із порівняння з комплексною ВАХ схемного еквівалента Тевенена, зображеного на рис. 6,

$$\bar{z}_{ab}\dot{I}_0 = \dot{E}_{ab} - \dot{V}, \quad (4)$$

виражаємо комплексні параметри еквівалентного генератора Тевенена через ZE -параметри

$$\bar{z}_{ab} = \bar{z}_{00} - \mathbf{z}^T \mathbf{Z}^{-1} \mathbf{z}; \dot{E}_{ab} = \dot{E}_{00} - \mathbf{z}^T \mathbf{Z}^{-1} \mathbf{e}. \quad (5)$$

Визначивши спряжений комплекс вектора струму $\hat{\mathbf{i}} = (\mathbf{Z}^{-1} \mathbf{e})^* - (\mathbf{Z}^{-1} \mathbf{z})^* \hat{I}_0$, знаходимо комплексну потужність всередині первинного кола на рис. 5 як функцію комплексного вихідного струму

$$\tilde{S}(\hat{I}_0) = \mathbf{e}^T \hat{\mathbf{i}} + (\dot{E}_{00} - \dot{V}) \hat{I}_0 = \mathbf{e}^T (\mathbf{Z}^{-1} \mathbf{e})^* + (\dot{E}_+ - \dot{V}) \hat{I}_0, \quad (6)$$

де $\dot{E}_+ = \dot{E}_{00} - \mathbf{e}^T (\mathbf{Z}^{-1} \mathbf{z})^*$.

Водночас схемний еквівалент Тевенена (див. рис. 6) забезпечує таку залежність комплексної потужності від вихідного струму

$$\tilde{S}_T(\hat{I}_0) = (\dot{E}_{ab} - \dot{V}) \hat{I}_0. \quad (7)$$

У режимі розриву вихідних затискачів первинного кола $\hat{I}_0 = 0$ і комплексна потужність первинного кола в цьому режимі визначається з (6) за виразом

$$\tilde{S}_p = \tilde{S}(\hat{I}_0 = 0) = \mathbf{e}^T (\mathbf{Z}^{-1} \mathbf{e})^*, \quad (8)$$

тоді як у схемному еквіваленті Тевенена $\tilde{S}_T(\hat{I}_0 = 0) = 0$.

Для забезпечення комплексної потужності режиму розриву (8) від єдиного джерела $\dot{E}_{ab}$ комплексний схемний еквівалент Тевенена має бути доповнений пасивним елементом, увімкненим паралельно цьому джерелу (аналогічно І. Барбі розташував додатковий резистор у запропонованому ним схемному еквіваленті кола постійного струму [6]). Величина комплексної провідності $\bar{Y}_B$ цього елемента знаходиться з умови $\tilde{S}_p = \dot{E}_{ab} (\dot{E}_{ab} \bar{Y}_B)^* = E_{ab}^2 \bar{Y}_B^*$ у вигляді

$$\bar{Y}_B = \tilde{S}_p^* / E_{ab}^2 = [\mathbf{e}^T (\mathbf{Z}^{-1} \mathbf{e})^*]^* / E_{ab}^2 = (\mathbf{e}^T)^* \mathbf{Z}^{-1} \mathbf{e} / E_{ab}^2. \quad (9)$$

У режимі замикання вихідних затискачів первинного кола $\dot{V} = 0$, струм зовнішнього контуру стає $\dot{I}_0 = \dot{I}_3 = \dot{E}_{ab} / \bar{z}_{ab}$, і з (6) та (8) отримуємо вираз для комплексної потужності режиму замикання

$$\tilde{S}_3 = \tilde{S}(\hat{I}_3) = \tilde{S}_p + \dot{E}_+ \hat{I}_3. \quad (10)$$

Водночас величина комплексної потужності режиму замикання у схемному еквіваленті Тевенена, доповненого аналогом елемента Барбі, визначається виразом

$$\tilde{S}_{TB}(\hat{I}_3) = \tilde{S}_p + \dot{E}_{ab} \hat{I}_3,$$

тобто відрізняється множителем за спряженого струму замикання. Із метою порівняння величин $\dot{E}_+$ та $\dot{E}_{ab}$ знайдемо різницеву ЕРС

$$\dot{E}_\Delta = \dot{E}_+ - \dot{E}_{ab} = \mathbf{e}^T [(\mathbf{Z}^{-1})^T \mathbf{z} - (\mathbf{Z}^{-1} \mathbf{z})^*] = \mathbf{e}^T \mathbf{w}. \quad (11)$$

Для електричних кіл синусоїдного струму з набором елементів, що розглядаються, матриця $\mathbf{Z}$ симетрична відносно головної діагоналі, тому $(\mathbf{Z}^{-1})^T = \mathbf{Z}^{-1}$, і вираз у квадратній дужці (11) набуває вигляду

$$\mathbf{w} = \mathbf{Z}^{-1} \mathbf{z} - (\mathbf{Z}^{-1} \mathbf{z})^* = \mathbf{y} - \mathbf{y}^* = 2j \operatorname{Im}(\mathbf{y}),$$

де $\mathbf{y} = \mathbf{Z}^{-1} \mathbf{z}$, за цієї умови $\operatorname{Im}(\mathbf{y}) \neq 0$ за наявності хоча б одного комплексного числа в цьому безрозмірному векторі. Отже, комплексна ЕРС $\dot{E}_+$, що визначає залежність комплексної потужності первинного кола від струму зовнішнього контуру, відрізняється від комплексної ЕРС $\dot{E}_{ab}$ еквівалентного генератора Тевенена. Для корекції цієї залежності пропонується доповнити схемний еквівалент Тевенена-Барбі залежним джерелом струму, керованим струмом (ЗДСКС) зовнішнього контуру (див. рис. 7) та увімкненим паралельно ідеальному джерелу напруги еквівалентного генератора, аналогічно тому, як це було зроблено в [10] під час побудови схемного еквівалента кола постійного струму, але з комплексним коефіцієнтом передачі $\bar{k}_J$, що задовольняє умову

$$\bar{k}_J = \frac{\dot{E}_+}{\dot{E}_{ab}} - 1 = \frac{\dot{E}_\Delta}{\dot{E}_{ab}} = \frac{2je^T \text{Im}(\mathbf{y})}{\dot{E}_{ab}}. \quad (12)$$

Комплексна потужність елементів внутрішніх контурів запропонованого схемного еквівалента (рис. 7) за довільного навантаження

$$\tilde{S}_{BH}(\hat{I}_0) = (\dot{E}_{ab} - \dot{V})\hat{I}_0 + \dot{E}_{ab}(\dot{E}_{ab}\bar{Y}_B)^* + \dot{E}_{ab}\bar{k}_J\hat{I}_0 = \dot{E}_{ab}\hat{I}_0 - \dot{V}\hat{I}_0 + \tilde{S}_P + (\dot{E}_+ - \dot{E}_{ab})\hat{I}_0 = \tilde{S}_P + (\dot{E}_+ - \dot{V})\hat{I}_0$$

повністю відповідає рівнянню (6) первинного кола.

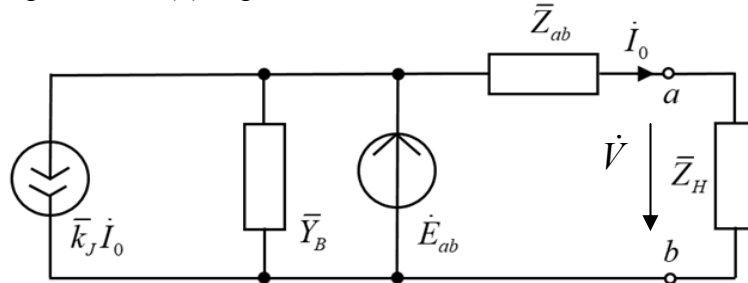


Рис. 7. Запропонований схемний еквівалент

Загальна комплексна потужність усього первинного кола з довільним лінійним навантаженням, що задається комплексним опором $\bar{Z}_H$, так розподіляється між елементами запропонованого схемного еквівалента

$$\begin{aligned} \tilde{S}(\bar{Z}_H) &= \tilde{S}_{BH}(\hat{I}_0) + \dot{V}\hat{I}_0 = \tilde{S}_P + \dot{E}_+\hat{I}_0 = \tilde{S}_P + (\bar{k}_J + 1)\dot{E}_{ab}[\dot{E}_{ab}/(\bar{Z}_H + \bar{Z}_{ab})]^* = \\ &= E_{ab}^2 \bar{Y}_T^* + E_{ab}^2 \bar{Y}_B^* + \bar{k}_J E_{ab}^2 \bar{Y}_T^* = \tilde{S}_T + \tilde{S}_B + \tilde{S}_J, \end{aligned} \quad (13)$$

де $\tilde{S}_T = E_{ab}^2 \bar{Y}_T^* = E_{ab}^2 / (\bar{Z}_H + \bar{Z}_{ab})^*$ є комплексною потужністю еквівалентного генератора Тевенена, навантаженого на опір навантаження; $\bar{Z}_H; \tilde{S}_B = E_{ab}^2 \bar{Y}_B^*$ є комплексною потужністю схемного елемента Барбі; $\tilde{S}_J = \bar{k}_J \tilde{S}_T$ є додатковою комплексною потужністю, що виникає через дію запропонованого ЗДСКС у схемному еквіваленті на рис. 7.

Відзначимо, що у визначенні складових комплексної потужності в (13) фігурує квадрат модуля ЕРС еквівалентного генератора, що може бути встановлений експериментально вимірюванням вихідної напруги первинного кола в режимі розриву. Так само за результатами вимірювання активних та реактивних потужностей первинного кола в дослідах розриву та замикання виділених затискачів та встановленою величиною $\bar{Z}_{ab}$ може бути розрахований комплексний коефіцієнт передачі за струмом ЗДСКС. Дійсно, у разі підставлення вираженого з (10) $\dot{E}_+ = (\tilde{S}_3 - \tilde{S}_P) / \hat{I}_3$ в (12) отримаємо

$$\bar{k}_J = \frac{\tilde{S}_3 - \tilde{S}_P}{\dot{E}_{ab}\hat{I}_3} - 1 = \frac{(\tilde{S}_3 - \tilde{S}_P)\bar{Z}_{ab}^*}{E_{ab}^2} - 1. \quad (14)$$

Аналітична ідентифікація параметрів двополюсної схеми заміщення електричного кола синусоїдного струму, еквівалентної за комплексною потужністю.

Сукупність комплексних параметрів $\dot{E}_{ab}; \bar{Z}_{ab}; \bar{Y}_B; \bar{k}_J$ запропонованого схемного еквівалента також повністю визначається аналітично за формулами (5), (9), (12). Проілюструємо застосування отриманих формул на прикладі первинного кола, зображеного на рис. 1, із визначеними раніше ZE-параметрами. Розраховуємо допоміжні комплексні величини

$$\mathbf{Z}^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{45} + j\frac{1}{90} & \frac{1}{100} + j\frac{1}{75} \\ \frac{1}{100} + j\frac{1}{75} & \frac{3}{250} + j\frac{2}{125} \end{bmatrix}; \mathbf{y} = \mathbf{Z}^{-1}\mathbf{z} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{5} - j\frac{4}{15} \\ -\frac{6}{25} - j\frac{8}{25} \end{bmatrix}.$$

За формулою (5) визначаємо комплексні параметри схемного еквівалента Тевенена

$$\bar{z}_{ab} = \bar{z}_{00} - \mathbf{z}^T \mathbf{Z}^{-1} \mathbf{z} = \bar{z}_{00} - \mathbf{z}^T \mathbf{y} = 20 + j17,8 - \frac{24}{5} - j\frac{32}{5} = 15,2 + j11,4;$$

$$\dot{E}_{ab} = \dot{E}_{00} - \mathbf{z}^T \mathbf{Z}^{-1} \mathbf{e} = -\mathbf{y}^T \mathbf{e} = 24 + j32 = 40e^{j\arctg(4/3)} = 40 \angle 53,13^\circ.$$

Комплексний струм замикання та його модуль

$$\dot{I}_3 = \frac{\dot{E}_{ab}}{\bar{z}_{ab}} = \frac{24 + j32}{15,2 + j11,4} = \frac{8(24 + j32)}{95}; I_3 = \frac{8 \times \sqrt{24^2 + 32^2}}{95} = \frac{40}{19} = 2,105263.$$

Комплексна потужність та коефіцієнт потужності первинного кола в режимі розриву

$$\tilde{S}_p = \mathbf{e}^T (\mathbf{Z}^{-1} \mathbf{e})^* = 120^2 \times \left(\frac{1}{45} + j\frac{1}{90} \right)^* = 320 - j160 = P_p + jQ_p;$$

$$\cos \varphi_p = 1 / \sqrt{1 + (-160 / 320)^2} = 0,89442719.$$

Результати моделювання на рис. 3 повністю підтверджують розраховані величини в режимі розриву.

Комплексну провідність елемента Барбі визначаємо за (9)

$$\bar{Y}_B = \frac{\tilde{S}_p^*}{E_{ab}^2} = \frac{320 + j160}{1600} = \frac{1}{5} + j\frac{1}{10}.$$

Комплексно спряжене значення коефіцієнта передачі за струмом ЗДСКС визначаємо відповідно до (12)

$$\bar{k}_J^* = \frac{2j\mathbf{e}^T \text{Im}(\mathbf{y})}{\dot{E}_{ab}} = -\frac{2j \times 120 \times 4}{15(24 + j32)} = -\frac{32}{25} - j\frac{24}{25}.$$

Комплексна потужність замикання та коефіцієнт потужності в цьому режимі

$$\tilde{S}_3 = E_{ab}^2 \bar{Y}_B^* + E_{ab}^2 (\bar{k}_J^* + 1) / \bar{z}_{ab}^* = 1600 \left(\frac{1}{5} - j\frac{1}{10} - \frac{7 + j24}{25 \times 3,8 \times (4 - j3)} \right) = 349,6421 - j238,821j;$$

$$\cos \varphi_3 = 1 / \sqrt{1 + (-238 / 349)^2} = 0,825755833$$

повністю підтверджуються експериментом на рис. 4.

За схемним еквівалентом, зображеним на рис. 7, та його встановленими комплексними параметрами можна прогнозувати комплексну потужність первинного кола для довільного навантаження, що задається комплексним опором $\bar{z}_H$. Використовуючи (13), отримаємо шукану комплексну функціональну залежність

$$\tilde{S}(\bar{z}_H) = E_{ab}^2 [\bar{Y}_B^* + (\bar{k}_J^* + 1) / (\bar{z}_H + \bar{z}_{ab})^*]. \quad (15)$$

Наприклад, для комплексного опору навантаження $\bar{z}_H = 4,8 + j3,6$ з індуктивністю $L_H = 3,6 / 100\pi = 0,0114591559$ у схемі на рис. 1 за формулою (15)

$$\tilde{S}(4,8 + j3,6) = 320 - j160 - \frac{1600 \times (7 + j24)}{25 \times (20 - j15)} = 342,528 - j219,904; \cos \varphi = 0,8415.$$

На рис. 8 відображено результати моделювання зазначеного кола з обраним навантаженням, які повністю підтверджують розраховані енергетичні характеристики.

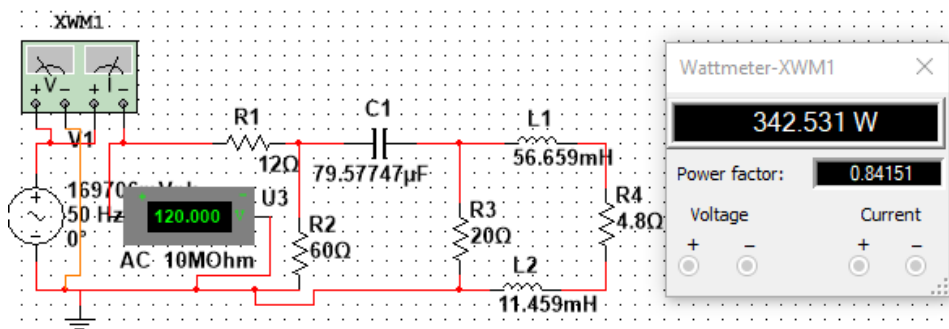


Рис. 8. Результати вимірювання характеристик кола з обраним навантаженням

Висновки. Установлено, що двополюсний комплексний схемний еквівалент Тевенена забезпечує комплексну вольт-амперну характеристику первинного кола синусоїдного струму на виділених затискачах, але неадекватно відтворює такі його енергетичні характеристики, як активна та реактивна потужності, коефіцієнт потужності, тощо.

Запропоновано нову двополюсну комплексну заступну схему лінійного електричного кола синусоїдного струму, утвореного незалежними джерелами напруги та пасивними R, L, C елементами, що еквівалентна первинному колу за комплексною потужністю для довільного навантаження, приєднаного до виділених затискачів.

Обґрунтовано аналітичні співвідношення для методики розрахунку комплексних параметрів $\dot{E}_{ab}, \bar{z}_{ab}, \bar{y}_B, \bar{k}_J$ елементів нової двополюсної комплексної заступної схеми за комплексними ZE -параметрами первинного кола в базисі контурних струмів.

Результати моделювання лінійних електричних кіл синусоїдного струму в часовій області повністю підтвердили адекватність структури нової двополюсної комплексної заступної схеми та аналітичної методики визначення її параметрів у відтворенні енергетичних характеристик первинного кола в режимах розриву та замикання виділених затискачів, а також для конкретного навантаження.

Фінансується за держбюджетною темою «Дослідження методів підвищення ефективності систем електроживлення з джерелами розосередженої генерації шляхом розроблення нових способів побудови та керування напівпровідниковими компенсаторами збурень і неактивних складових потужності» (шифр «АДАПТЕР-2»), що виконується за Постановою Бюро БЕЕТ НАН України від 10.07.2024 р. Протокол № 3. Державний реєстраційний номер роботи 0125U000014. КПКВК 6541030.

1. Бойко В.С., Бойко В.В., Видолоб Ю.Ф. та ін. Теоретичні основи електротехніки: Т. 1: Усталені режими лінійних електричних кіл із зосередженими параметрами. К.: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», 2004, 272 с.
2. Коваль Ю.О., Гринченко Л.В., Милютченко І.О., Рибін О.І. Основи теорії кіл: Підручник для студентів вищих навчальних закладів. Ч.1. За заг. редакцією В.М. Шокало та В.І. Правди. Х.: Компанія СМІТ, 2008. 432 с.
3. Charles K. Alexander, Matthew N. O. Sadiku. Fundamentals of electric circuits. 7th ed. McGraw-Hill, New York, 2020, 992 p.
4. Thévenin L. Sur un Nouveaux Théoreme d'Electricité Dynamique. *Comptes Rendus des Séances de l'Academie des Sciences*. T.Tome, Ed. Paris, France. Académie des Sciences. 1883. Vol.97. Pp. 159–161.
5. Norton E.L. Design of finite networks for uniform frequency characteristics. Bell Laboratories, Tech. Rep, TM26-0-1860. 1926.
6. Barbi I. Power conservative equivalent circuit for DC networks. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. Pp. 113667–113674. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3004026>
7. Corradini L. General Power-Equivalent Synthesis of Resistive DC Networks. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. Pp. 160711–160722. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3020652/>
8. Barbi I. Unified Power Conservative Equivalent Circuit for DC Networks. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. Pp. 178230–178237. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3027489>
9. Heminio Martinez-Garcia and Encarna Garcia-Vilchez. Power-Based Equivalent-Modeling Circuit for DC Linear Time-Invariant Resistive One-Port Networks. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. Pp. 23326–23334. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3057435>
10. Артеменко М.Ю., Петров Д.О., Кутафін Ю.В. Двополюсна схема заміщення електричного кола постійного струму з залежними джерелами напруги, еквівалентна за потужністю. *Visnyk NTUU KPI Seriya. Radiotekhnika Radioaparotobuduvannia*. 2021. Iss. 67. Pp. 5–13. DOI: <https://doi.org/10.20535/RADAP.2021.85.5-13>
11. Артеменко М.Ю., Чопик В.В., Шаповал І.А., Поліщук С.Й., Бойцов Д.Д. Застосування схемного еквівалента Тевенена-Барбі для оптимізації енергетичних характеристик електричних кіл постійного струму. *Вісник вищих навчальних закладів. Радіоелектроніка*. 2024. No 67(9). Pp. 554–564. DOI: <https://doi.org/10.20535/S0021347024100030>
12. Nilsson J. W. and Riedel S. A. , Electric Circuits, 12th ed. Boston, MA, USA: Pearson, 2023.
13. Jereminov M., Pandey A. and Pileggi L. Equivalent Circuit Formulation for Solving AC Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019. Vol. 34. No. 3. Pp. 2354–2365. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2888907>
14. James M. Fiore. AC Electrical Circuit Analysis: A Practical Approach. Open Textbook Library Version 1.1.13, 02 October 2025. ISBN13: 979-8605022282 URL: <https://open.umn.edu/opentextbooks/textbooks/883>

ONE-PORT COMPLEX POWER CONSERVATIVE EQUIVALENT CIRCUIT OF LINEAR AC ELECTRICAL NETWORK

M.Yu. Artemenko¹, Yu.V. Kutafin², I.A. Shapoval³, V.M. Mykhalskyi³, V.V. Chopyk³, S.Y. Polishchuk³

1 – National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine

2 – Academy of Labour, Social Relations and Tourism, Kiltseva Road, 3-A, Kyiv, 03187, Ukraine

3 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: artemenko_m_ju@ukr.net

It has been established that the complex Thevenin's circuit equivalent does not adequately reproduce such energy characteristics of the AC primary circuit as active power and power factor. A new one-port equivalent circuit of linear AC electrical network is proposed, which is equivalent to the primary network in terms of complex power and reproduces its complex volt-ampere characteristic on a pair of selected terminals. Analytical relationships are justified for the element parameter calculating of the proposed equivalent circuit based on the complex ZE parameters of the primary network in terms of contour currents. The results of linear AC electric network modeling in the time domain fully confirmed the adequacy of the new complex power conservative equivalent circuit structure and the analytical method for determining its parameters in reproducing the energy characteristics of the primary network in the open and closed modes of the selected terminals, as well as for a specific load. Ref. 14., fig. 8.

Keywords: one-port circuit equivalent of Thevenin-Barbi, AC electrical circuit, complex equivalent circuit, complex power equivalence.

1. Boiko V.S., Boiko V.V., Vidolob Yu.F. et al. Theoretical Foundations of Electrical Engineering: Vol. 1. Steady States of Linear Electrical Circuits with Concentrated Parameters. Kyiv: IVC Publishing House Polytechnika, 2004, 272 p. (Ukr)
2. Koval Yu.O., Grinchenko L.V., Milyutchenko I.O., Rybin O.I. Fundamentals of Circuit Theory: Textbook for Students of Higher Educational Institutions. Part 1. Edited by V.M. Shokalo and V.I. Pravda. Kharkiv: CMIT Company, 2008. 432 p. (Ukr)
3. Charles K. Alexander, Matthew N. O. Sadiku. Fundamentals of electric circuits. 7th ed. McGraw-Hill, New York, 2020, 992 p.
4. Thévenin L. Sur un Nouveaux Théoreme d'Electricité Dynamique. *Comptes Rendus des Séances de l'Academie des Sciences*. T.Tome, Ed. Paris, France. Académie des Sciences. 1883. Vol. 97. Pp. 159–161.
5. Norton E.L. Design of finite networks for uniform frequency characteristics. Bell Laboratories, Tech. Rep, TM26-0-1860, 1926.
6. Barbi I. Power conservative equivalent circuit for DC networks. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. Pp. 113667–113674. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3004026>
7. Corradini L. General Power-Equivalent Synthesis of Resistive DC Networks. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. Pp. 160711–160722. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3020652/>
8. Barbi I. Unified Power Conservative Equivalent Circuit for DC Networks. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. Pp. 178230–178237. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3027489>
9. Herminio Martinez-Garcia and Encarna Garcia-Vilchez. Power-Based Equivalent-Modeling Circuit for DC Linear Time-Invariant Resistive One-Port Networks. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. Pp. 23326–23334. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3057435>
10. Artemenko M.Yu., Petrov D.O., Kutafin Yu.V. One-Port Power Conservative Equivalent Circuit of DC Network with Dependent Voltage Sources. *Visnyk NTUU KPI Seriia Radiotekhnika Radioaparotobuduvannia*, 2021. Iss. 67. Pp. 5–13. DOI: <https://doi.org/10.20535/RADAP.2021.85.5-13> (Ukr)
11. Artemenko M.Yu., Chopyk V.V., Shapoval I.A., Polishchuk S.Y., Boitsov D.D. Application of the Thevenin-Barbi circuit equivalent for optimizing the energy characteristics of DC electrical networks. *Visti vyshchykh uchbovykh zakladiv. Radioelektronika*. 2024. No 67(9). Pp. 554–564. DOI: <https://doi.org/10.20535/S0021347024100030> (Ukr)
12. Nilsson J. W. and Riedel S. A. Electric Circuits, 12th ed. Boston, MA, USA: Pearson, 2023.
13. Jereminov M. Pandey A. and Pileggi L. Equivalent Circuit Formulation for Solving AC Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2019. Vol. 34. No. 3. Pp. 2354–2365. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2888907>
14. James M. Fiore. AC Electrical Circuit Analysis: A Practical Approach. Open Textbook Library Version 1.1.13, 2 October 2025. ISBN13: 979-8605022282 URL: <https://open.umn.edu/opentextbooks/textbooks/883>

Надійшла: 02.12.2025

Прийнята: 14.12.2025

Submitted: 02.12.2025

Accepted: 14.12.2025

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

УДК 621.313

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.72.071>**ВИБІР ПЕРІОДУ ДИСКРЕТИЗАЦІЇ ЦИФРОВИХ РЕГУЛЯТОРІВ ПРОМИСЛОВИХ ЕЛЕКТРОПРИВОДІВ****Ю.В. Шуруб^{1*}, канд. техн. наук, Ю.Л. Цицюрський^{2**}**¹ – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна² – Національний університет біоресурсів і природокористування України,
вул. Героїв Оборони, 15, Київ, 03041, Українаe-mail: yvshur@ukr.net

Статтю присвячено аналізу впливу методу визначення допустимого періоду дискретизації у цифрових регуляторах систем автоматичного регулювання промислових електроприводів на їхні показники якості. Досліджено можливості визначення допустимого періоду дискретизації за частотою смуги пропускання амплітудно-частотної характеристики як розімкненої, так і замкненої системи. Показано, що застосування смуги пропускання розімкненої системи для визначення допустимого періоду дискретизації не дозволяє враховувати такі властивості об'єкта керування, як запізнення та астатичність. Дано кількісні рекомендації по завданню смуги пропускання замкненої системи для визначення допустимого періоду дискретизації цифрових регуляторів промислових електроприводів. Бібл. 10, рис. 12.

Ключові слова: період дискретизації, смуга пропускання, амплітудно-частотна характеристика, цифровий регулятор.

Вступ. У цифрових регуляторах відбувається аналого-цифрове перетворення сигналу, що надходить від неперервної частини системи. Основним елементом аналого-цифрового перетворювача, який впливає на динамічні процеси в цифровій системі, є пристрій вибірки та зберігання, який дискретизує аналоговий сигнал і потім підтримує його рівень постійним до наступної дискретизації. На структурних схемах пристрій вибірки та зберігання можна представити як послідовне з'єднання ідеального квантувача за часом, який здійснює вибірку неперервного сигналу з періодичністю T та фіксатора нульового порядку, який зберігає вибране значення до наступної вибірки.

Існує проблема, пов'язана із суб'єктивністю підходів проектувальників цифрових автоматичних систем до встановлення необхідної точності відтворення неперервного сигналу за скінченною кількістю його дискретних значень. Зокрема, у [1] вказується, що згідно з теоремою Котельникова-Шеннона цифрова система буде еквівалентна неперервній, якщо частота дискретизації буде не менша за подвоєну частоту смуги пропускання ω_c , але не вказується, як визначається смуга пропускання. Деякі джерела [2–4] під частотою смуги пропускання розуміють частоту зрізу, що відповідає значенню амплітуди вихідного сигналу на амплітудно-частотній характеристиці (АЧХ) системи $0,707A(0)$, де $A(0)$ – значення АЧХ неперервної автоматичної системи на нульовій частоті $\omega=0$. Однак, як буде показано нижче, таке визначення ω_c призводить до великих відхилень вихідного сигналу цифрової системи від вихідного сигналу неперервної, що не дозволяє в цьому випадку вважати цифрову систему еквівалентною неперервній. Інші джерела [5, 6] оцінюють смугу пропускання значенням частоти, що відповідає амплітуді вихідного сигналу на рівні $0,05A(0)$. Отже, існує невизначеність щодо визначення частоти та періоду дискретизації за частотою смуги пропускання.

Другим аспектом вибору періоду дискретизації є невизначеність, смугу пропускання якої саме неперервної автоматичної системи, розімкненої чи замкненої, слід враховувати при



визначенні допустимих частоти та періоду дискретизації. Зокрема, смуга пропускання може визначатись за АЧХ об'єкта керування [7], АЧХ розімкненої системи [1], АЧХ замкненої системи [4, 8]. Тут слід враховувати, що при побудові систем регулювання з цифровими регуляторами на відміну від систем зв'язку визначальним для вибору періоду дискретизації є не смуга частот вхідних дій, а смуга частот, що пропускається системою регулювання у цілому [3], тобто замкненою системою. Причому, як буде показано нижче, визначення смуги пропускання за АЧХ розімкненої системи не дозволяє враховувати наявність таких властивостей об'єкта керування, як запізнення та астатизм. Тому для визначення допустимого періоду дискретизації більш доцільним є використання смуги пропускання саме замкненої системи. Відзначимо, що для деяких методик синтезу цифрових регуляторів [9] необхідно вже знати допустимий період дискретизації на етапі визначення параметрів регулятора, тому у рамках даної роботи будемо проводити аналіз впливу періоду дискретизації на динамічні характеристики скоректованої системи з цифровим регулятором, що забезпечує задану смугу пропускання замкненої неперервної нескорегованої системи, тобто системи з аналоговим регулятором з коефіцієнтом передачі, що дорівнює 1.

Метою даної роботи є аналіз впливу методу визначення допустимого періоду дискретизації цифрових регуляторів промислових електроприводів на їхні показники якості та розробка рекомендацій до вибору періоду дискретизації залежно від динамічних властивостей об'єкта керування.

Матеріали досліджень. Відповідно до [10], амплітудно-частотний спектр вихідного сигналу ідеального квантувача має вигляд

$$A^*(\omega) = \frac{1}{T} \sum_{n=-\infty}^{\infty} A(\omega - n\omega_s), \quad (1)$$

де $A(\omega)$ – амплітудний спектр неперервного вхідного сигналу, визначений амплітудно-частотною характеристикою відповідної неперервної системи.

Співвідношення (1) показує, що ідеальний квантувач є генератором гармонік з частотою, кратною частоті дискретизації ω_s . На виході ідеального квантувача відтворюється як спектр неперервного вхідного сигналу, так і додаткові складові на частотах, кратних частоті квантування ω_s , а також зменшуються амплітуди всіх гармонік у T разів. Якщо припустити, що амплітудний спектр неперервного вхідного сигналу $A(\omega)$ має вигляд, наведений на рис. 1 а, то відповідний амплітудний спектр вихідного сигналу квантувача при $\omega_s > 2\omega_c$ матиме вигляд, наведений на рис. 1 б, де ω_s – частота дискретизації; ω_c – найбільша частота вхідного неперервного сигналу, яка зустрічається в його амплітудному спектрі. Якщо частота дискретизації менше $2\omega_c$, то в спектрі вихідного сигналу з'являться спотворення через накладення додаткових побічних складових.

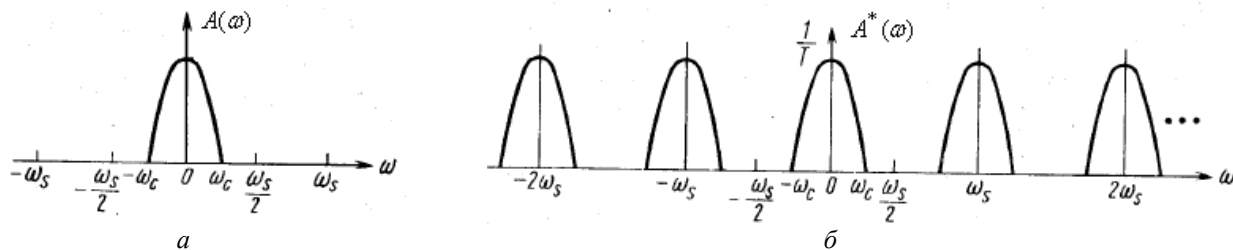


Рис. 1. Амплітудні спектри вхідного та вихідного сигналів ідеального квантувача

Оскільки частота дискретизації $\omega_s = 2\pi/T$, і має виконуватися нерівність $\omega_s \geq 2\omega_c$, то неперервний сигнал з обмеженим спектром можна описати його значеннями, вимірними в дискретні моменти часу з інтервалом $T \leq \pi/\omega_c$. Отже, гранично допустимий період дискретизації визначається формулою

$$T = \pi/\omega_c. \quad (2)$$

У реальних автоматичних системах спектр неперервного сигналу необмежений, на відміну від рис. 1 а, тобто $\omega_c \rightarrow \infty$. Але оскільки амплітуди високочастотних складових неперервних сигналів істотно послаблені, можна вважати, що сигнал має обмежений спектр при заданій точності відтворення сигналу. Тоді найвищу частоту неперервного сигналу (сму-гу пропускання) ω_c можна визначити як розв'язок рівняння:

$$A(\omega) = \theta \cdot A(0), \quad (3)$$

де θ – коефіцієнт, що визначає ширину смуги пропускання; $A(0)$ – амплітудно-частотна характеристика неперервної замкненої нескорегованої автоматичної системи при частоті $\omega=0$.

На першому етапі розглянемо замкнену систему електроприводу з ПІ-регулятором, вихідною величиною якого є швидкість обертання, наприклад, електропривод відцентрового механізму (насоса, вентилятора). Об'єктом керування є електродвигун з узагальненою передатною функцією за керуючою дією [11]

$$W_{ок}(s) = \frac{1}{T_e T_M s^2 + T_M s + 1}, \quad (4)$$

де T_e – електромагнітна постійна часу; T_M – електромеханічна постійна часу.

До такої передатної функції можуть бути зведені з деякими припущеннями регульовані за напругою електроприводи постійного струму з незалежним збудженням та вентильні електроприводи, асинхронні електроприводи з частотним скалярним керуванням [11]. Вхідним керуючим сигналом у даному випадку є кутова швидкість холостого ходу ω_0 , що визначається напругою живлення електроприводів постійного струму та вентильних, частотою живлення асинхронних електроприводів. У даній роботі розрахунки будуть проводитись для частотно-регульованого двигуна 4A90L2 потужністю 3 кВт при $T_e = 0,0098$ с, $T_M = 0,0429$ с (за сумарного моменту інерції електроприводу, що дорівнює шести моментам інерції ротора двигуна). Тоді передатна функція об'єкта керування матиме вигляд

$$W_{ок}(s) = \frac{1}{0,0004s^2 + 0,0429s + 1}. \quad (5)$$

Структурні схеми такого електроприводу з аналоговим та цифровим ПІ-регулятором з інтегратором за методом трапецій [9] наведені на рис. 2 а та б відповідно.

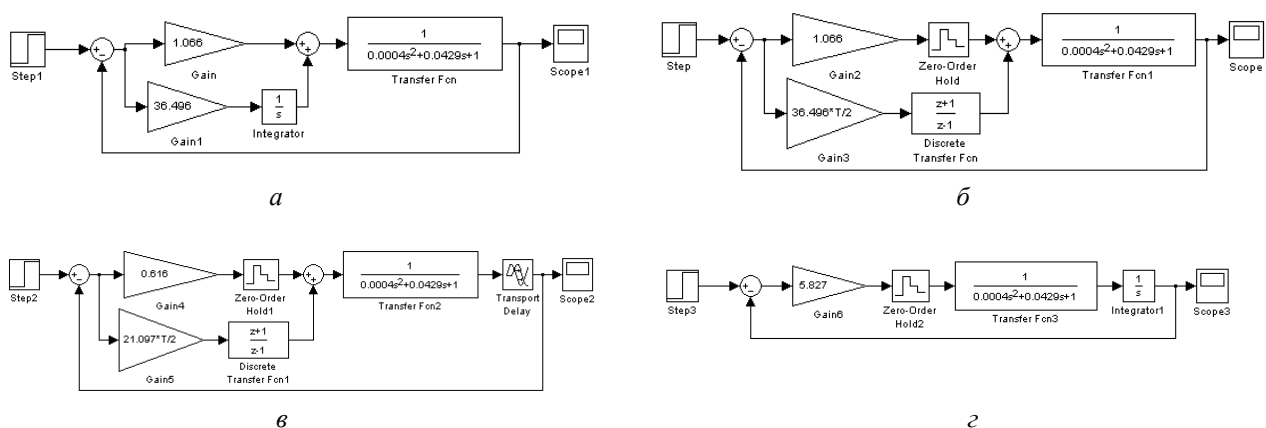


Рис. 2. Структурні схеми електроприводу

Визначення параметрів регулятора здійснено згідно з налаштуванням на технічний оптимум. Для синтезу ПІ-регулятора передатну функцію (5) доцільно подати у наступному вигляді

$$W_{ок}(s) = \frac{1}{(T_1 s + 1)(T_2 s + 1)} = \frac{1}{(0,0292s + 1)(0,0137s + 1)}, \quad (6)$$

де T_1 та T_2 – постійні часу еквівалентних інерційних ланок.

Бажана передатна функція розімкненої системи водночас шукається у вигляді

$$W_{\text{роз}}(s) = \frac{1}{2T_{\mu}s(T_{\mu}s + 1)}, \quad (7)$$

де $T_{\mu} = T_2 = 0,0137$ с – некомпенсована постійна часу.

Передатна функція регулятора у відповідності з (6) та (7) визначиться таким чином:

$$W_{\text{рег}}(s) = \frac{W_{\text{роз}}(s)}{W_{\text{ок}}(s)} = \frac{T_i s + 1}{K 2 T_{\mu} s}, \quad (8)$$

з параметрами налаштування $K_p = \frac{T_1}{K 2 T_{\mu}} = \frac{0,0292}{1 \cdot 2 \cdot 0,0137} = 1,066$, $K_i = \frac{1}{K 2 T_{\mu}} = \frac{1}{1 \cdot 2 \cdot 0,0137} = 36,496$,

де $K=1$ – коефіцієнт передачі об'єкта керування.

Розглянемо, як впливає період квантування, визначений за умови прийняття смуги пропускання, що обмежується частотою, за якої $A(\omega) = 0,707 A(0)$ на якість замкненої системи керування електроприводом з цифровим ПІ-регулятором. Вираз АЧХ об'єкта керування (нескорегованої розімкнутої системи) буде наступним

$$A(\omega) = \frac{1}{\sqrt{(1 - T_e T_m \omega^2)^2 + (T_m \omega)^2}} = \frac{1}{\sqrt{(1 - 0,0004 \omega^2)^2 + (0,0429 \omega)^2}}. \quad (9)$$

АЧХ замкненої (нескорегованої) неперервної системи матиме вигляд

$$A(\omega) = \frac{1}{\sqrt{(2 - T_e T_m \omega^2)^2 + (T_m \omega)^2}} = \frac{1}{\sqrt{(2 - 0,0004 \omega^2)^2 + (0,0429 \omega)^2}}. \quad (10)$$

Графіки АЧХ розімкнутої та замкненої неперервних систем (нескорегованих) показано на рис. 3.

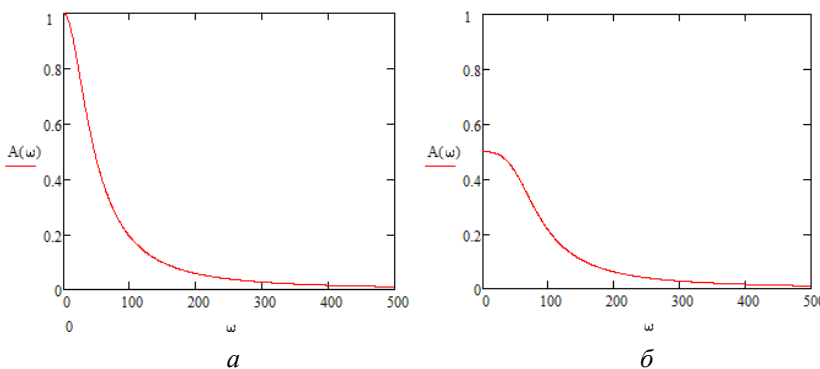


Рис. 3. АЧХ розімкнутої та замкненої неперервних систем

Розв'язками рівняння (3) для АЧХ виду (9) та (10) будуть значення $\omega_c = 29,163$ рад/с та $\omega_c = 65,623$ рад/с відповідно. Отже, періоди дискретизації, визначені за умови забезпечення полоси пропускання $0,707 A(0)$, згідно з (2) будуть дорівнювати $T = 0,1077$ с для розімкнутої та $T = 0,0479$ с для замкненої систем. Внесемо ці значення періоду дискретизації

до структурної схеми цифрового ПІ-регулятора на рис. 2 та отримаємо перехідні характеристики замкненої системи (рис. 4) з аналоговим ПІ-регулятором (крива 1, також на рис. 5 та 6) та з цифровим ПІ-регулятором при періодах дискретизації $T = 0,1077$ с (крива 2) та $T = 0,0479$ с (крива 3).

З порівняння отриманих перехідних характеристик видно значне їхнє спотворення цифровим регулятором: при періоді $T = 0,0479$ с, визначеним за смугою пропускання замкненої системи, перерегулювання σ збільшується з 4,3 % за аналогового регулятора до 40,9 % за цифрового регулятора, час перехідного процесу збільшується з 0,06 до 0,18 с. При періоді $T = 0,1077$ с, визначеним за смугою пропускання розімкнутої системи, цифрова система стає нестійкою.

Задамо смугу пропускання, що відповідає амплітуді $A(\omega) = 0,05 A(0)$. Розв'язками рівняння (3) для АЧХ виду (9) та (10) будуть значення $\omega_c = 216,317$ рад/с та $\omega_c = 318,845$ рад/с відповідно. Отже, граничні періоди дискретизації, визначені за умови забезпечення полоси пропускання $0,05 A(0)$, згідно з (2) будуть дорівнювати $T = 0,0145$ с для розімкнутої та $T = 0,0098$ с для замкненої систем. Перехідні характеристика замкненої системи з цифровим

ПІ-регулятором при періодах дискретизації $T = 0,0145$ с (крива 2) та $T = 0,0098$ с (крива 3) зображені на рис. 5.

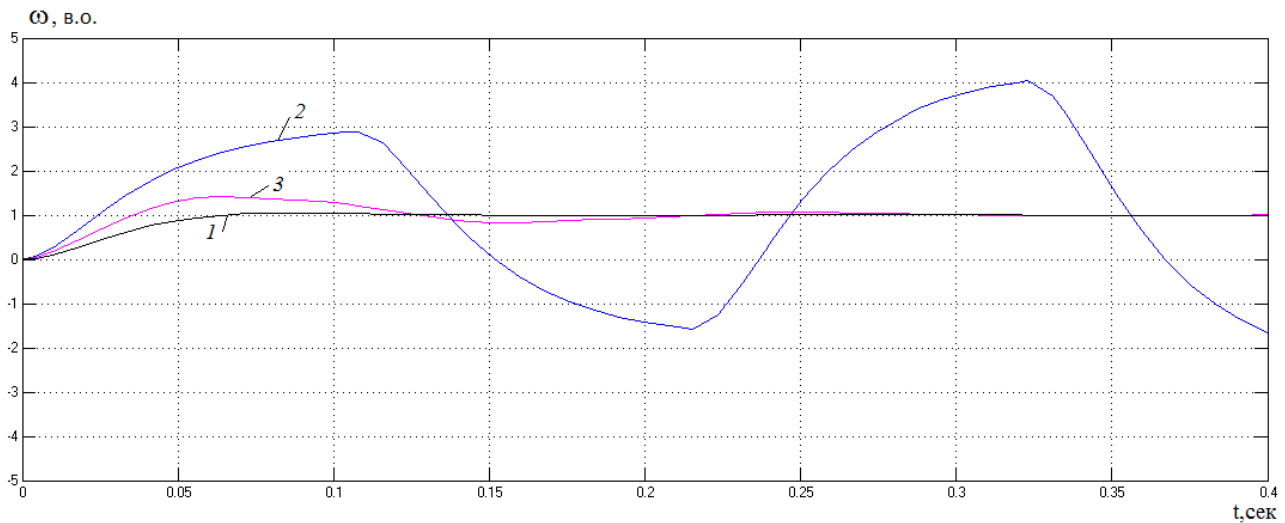


Рис. 4. Перехідні характеристики електроприводу при $\theta = 0,707$

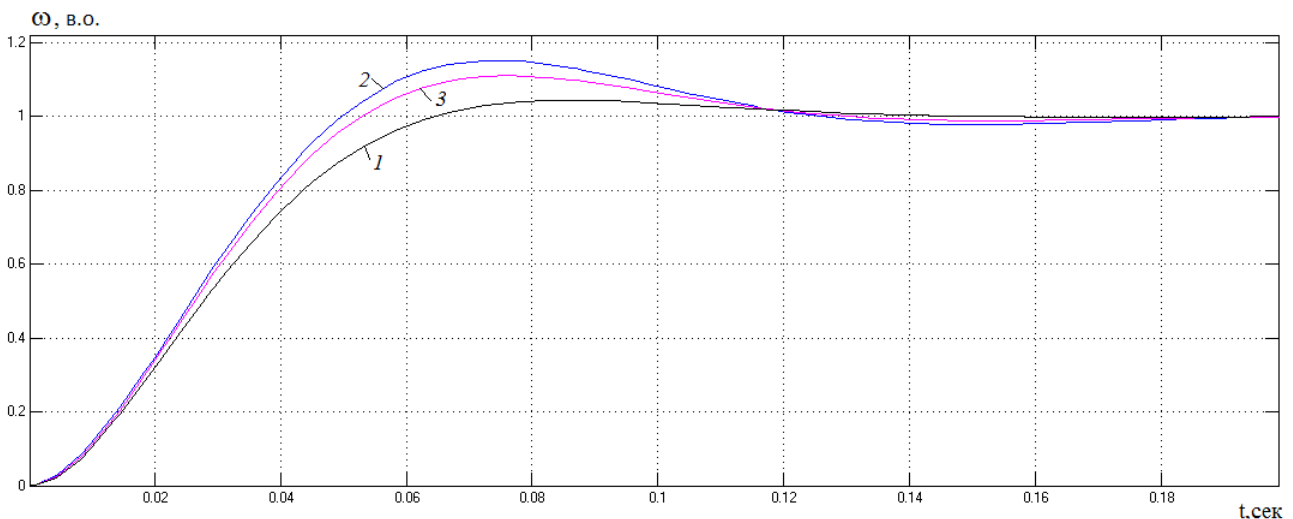


Рис. 5. Перехідні характеристики електроприводу при $\theta = 0,05$

Видно з рис. 5, що при періоді $T = 0,0145$ с, визначеним за смугою пропускання розімкненої системи, перерегулювання σ становить 15 %, а при періоді $T = 0,0098$ с, визначеним за смугою пропускання замкненої системи, перерегулювання σ зменшується до 11 %, що ще суттєво відрізняється від показника технічного оптимуму для неперервної системи $\sigma = 4,3$ %.

Тепер задамо смугу пропускання, що відповідає амплітуді $A(\omega) = 0,01A(0)$. Розв'язками рівняння (3) для АЧХ розімкненої системи (9) буде значення $\omega_c = 406,761$ рад/с, для АЧХ замкненої нескорегованої системи (10) буде значення $\omega_c = 706,593$ рад/с. Відповідні періоди дискретизації, визначені за умови забезпечення полоси пропускання $0,01A(0)$ за формулою (2), будуть дорівнювати $T = 0,0077$ с та $T = 0,0044$ с. Перехідні характеристики замкненої системи з цифровим ПІ-регулятором при періодах дискретизації $T = 0,0077$ с (крива 2) та $T = 0,0044$ с (крива 3) зображені на рис. 6. Порівнюючи перехідні характеристики систем з аналоговим регулятором та цифровим регулятором за відповідні періоди дискретизації, можна сказати, що їхні показники якості є близькими. Отже, завдання смуги пропускання, що обмежується частотою, за якої $A(\omega) = 0,01A(0)$, майже не спотворює перехідну характеристику системи цифровим регулятором.

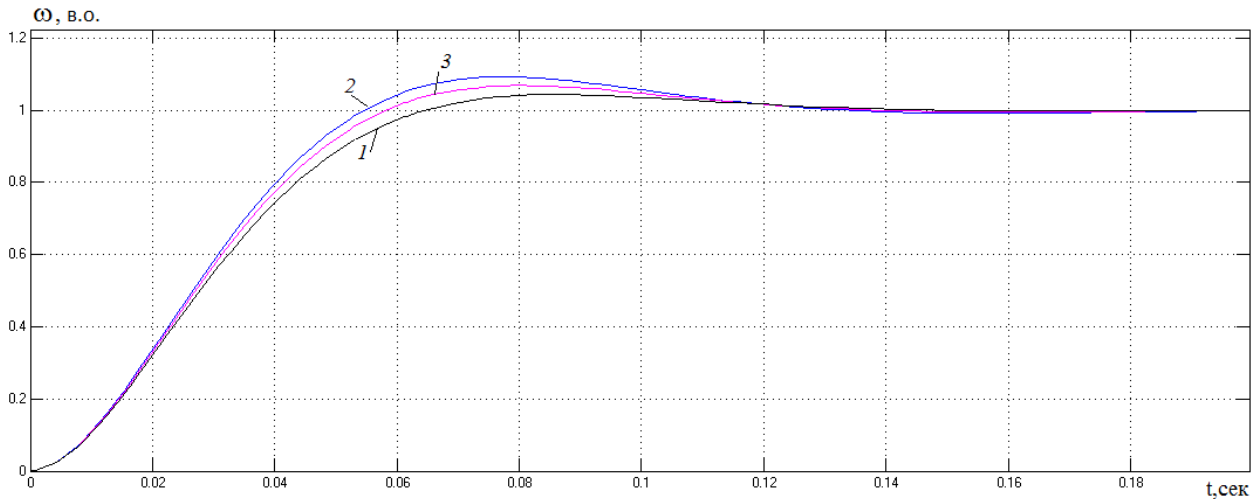


Рис. 6. Перехідні характеристики електроприводу при $\theta = 0,01$

Далі введемо до неперервної частини системи ланку запізнення $W(s) = e^{-\tau s}$, де τ – час запізнення, що може відповідати, наприклад, перетворювачу електричної енергії електроприводу (ланка Transport Delay на рис. 2 в). Вирази АЧХ розімкненої та замкнутої систем матимуть вигляд (11) та (12) відповідно:

$$A(\omega) = \frac{|e^{-j\tau\omega}|}{\sqrt{(1 - T_e T_m \omega^2)^2 + (T_m \omega)^2}} = \frac{1}{\sqrt{(1 - 0,0004 \omega^2)^2 + (0,0429 \omega)^2}}, \quad (11)$$

$$A(\omega) = \frac{|e^{-j\tau\omega}|}{\sqrt{(1 - T_e T_m \omega^2 + \cos \tau\omega)^2 + (T_m \omega - \sin \tau\omega)^2}} =$$

$$= \frac{1}{\sqrt{(1 - 0,0004 \omega^2 + \cos \tau\omega)^2 + (0,0429 \omega - \sin \tau\omega)^2}}. \quad (12)$$

З виразу (11) видно, що АЧХ розімкненої системи із запізненням збігається з АЧХ розімкненої системи без запізненням (9), тобто ніяк не враховує присутність ланки запізнення у системі. Отже, визначення максимально допустимого періоду дискретизації, що забезпечує задану смугу пропускання (наприклад, $A(\omega) = 0,01A(0)$), за АЧХ розімкненої системи не дозволяє врахувати вплив ланки запізнення на частотні характеристики неперервної частини системи. Графіки АЧХ розімкненої та замкнутої систем при $\tau = 0,01$ с (наприклад, за тиристорного перетворювача) наведено на рис. 7 а та б відповідно.

Розв'язками рівняння (3) для АЧХ виду (11) буде $\omega_c = 406,761$ рад/с, для АЧХ виду (12) $\omega_c = 706,24$. Допустимі періоди дискретизації, визначені за умови забезпечення полоси пропускання $A(\omega) = 0,01A(0)$, відповідно до (2) будуть дорівнювати $T = 0,0077$ с для розімкненої системи та $T = 0,0044$ для замкнутої.

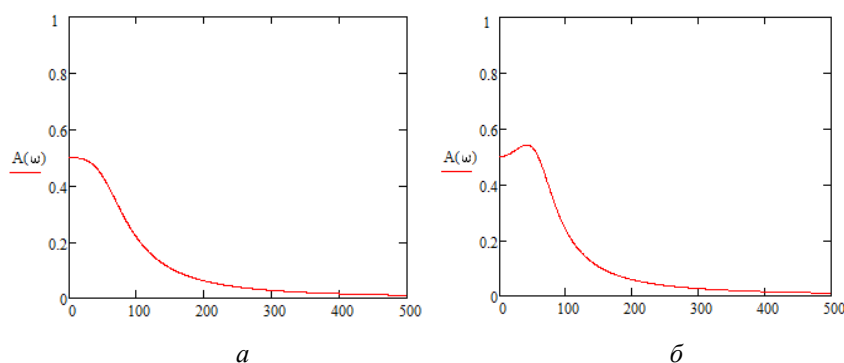


Рис. 7. АЧХ розімкненої та замкнутої неперервних систем із ланкою запізнення

Визначення параметрів ПІ-регулятора при наявності ланки запізнення здійснюється за формулою (8), враховуючи, що до сумарної некомпенсованої постійної часу входить і час запізнення $T_\mu = T_2 + \tau$. Тоді за $\tau = 0,01$ с

$$K_p = \frac{T_1}{K 2 T_\mu} = \frac{0,0292}{1,2 \cdot 0,0237} = 0,616,$$

$K_i = \frac{1}{K2T_\mu} = \frac{1}{1 \cdot 2 \cdot 0,0237} = 21,097$. На рис. 8 наведено перехідні характеристики замкненої системи з аналоговим ПІ-регулятором (крива 1) та з цифровим ПІ-регулятором при $\tau = 0,01$ с та періоді дискретизації $T = 0,0077$ с (крива 2) та періоді дискретизації $T = 0,0044$ (крива 3).

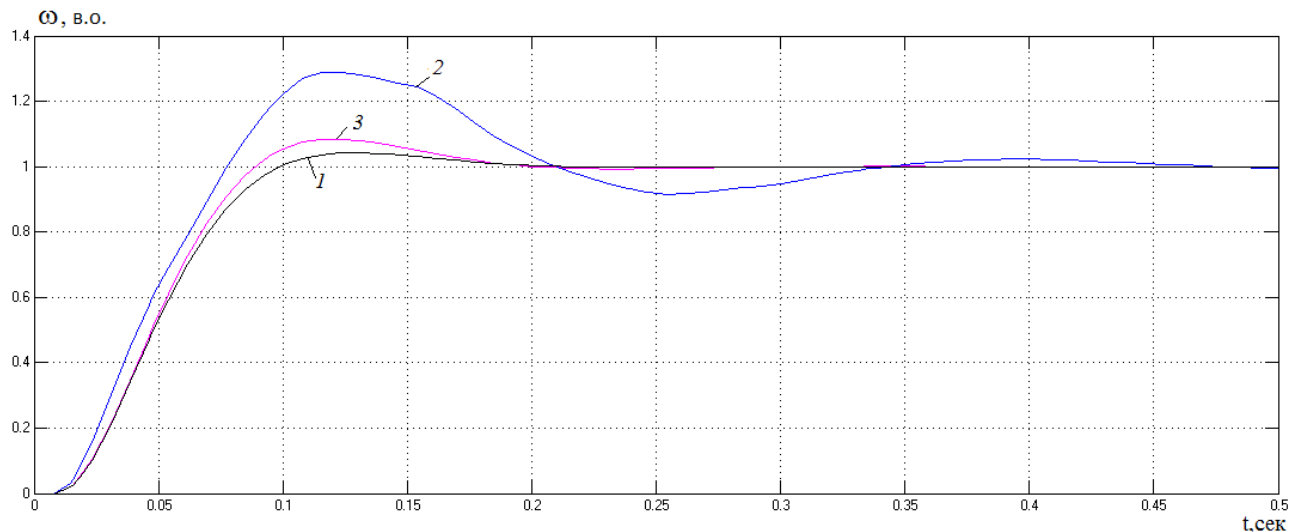


Рис. 8. Перехідні характеристики електроприводу із ланкою запізнення

З рис. 8 видно, що визначення допустимого періоду дискретизації за смугою пропускання замкненої системи дає показники якості ($\sigma = 8,4$ %), набагато ближчі до показників якості технічного оптимуму ($\sigma = 4,3$ %), ніж визначення допустимого періоду дискретизації за смугою пропускання розімкненої системи ($\sigma = 29$ %).

Тепер розглянемо електропривід з об'єктом керування, що має інтегруючу ланку (наприклад, позиційний електропривід, регульованою величиною якого є переміщення). Структурна схема такого електроприводу з тими ж параметрами, як у попередніх прикладах, з цифровим ПІ-регулятором, наведена на рис. 2 г. Запізнення у даному випадку не враховується, інтегруюча ланка подана елементом Integrator1. Вирази АЧХ розімкненої та замкненої систем (нескорегованих) матимуть вигляд (13) та (14) відповідно:

$$A(\omega) = \frac{1}{\sqrt{(-T_m \omega^2)^2 + (\omega - T_e T_m \omega^3)^2}} = \frac{1}{\sqrt{(-0,0429 \omega^2)^2 + (\omega - 0,0004 \omega^3)^2}}, \quad (13)$$

$$A(\omega) = \frac{1}{\sqrt{(1 - T_m \omega^2)^2 + (\omega - T_e T_m \omega^3)^2}} = \frac{1}{\sqrt{(1 - 0,0429 \omega^2)^2 + (\omega - 0,0004 \omega^3)^2}}. \quad (14)$$

Графіки АЧХ розімкненої та замкненої неперервних систем (нескорегованих) подані на рис. 9.

З виразу (13) та графіку АЧХ розімкненої системи видно, що $A(0) = \infty$, що не дозволяє визначати допустимий період квантування згідно із заданою смугою пропускання $A(\omega) = \theta \cdot A(0)$. Розв'язком рівняння (3) за $\theta = 0,01$ для АЧХ замкненої системи (14) буде $\omega_c = 48,512$ рад/с. Відповідно, період дискретизації, визначений за умови забезпечення смуги пропускання $A(\omega) = 0,01A(0)$ буде дорівнювати $T = 0,0647$ с.

Позиційні електроприводи здебільшого не допускають перере-

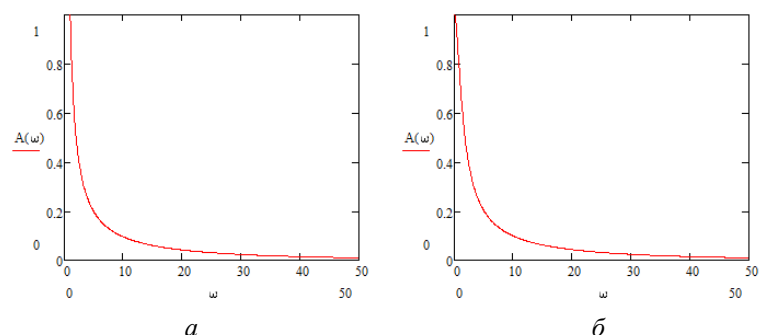


Рис. 9. АЧХ розімкненої та замкненої неперервних систем з астатичним об'єктом

гулювання, тому у (8) коефіцієнт при T_μ має дорівнювати або бути більше 4 [11]. У випадку астатичного об'єкта згідно з (6)-(8) матимемо передатну функцію П-регулятора

$$W_{pec}(s) = \frac{1}{K4T_\mu}, \quad (15)$$

з параметром налаштування $K_p = \frac{1}{K4T_\mu} = \frac{1}{1 \cdot 4 \cdot 0,0429} = 5,827$, де $T_\mu = T_1 + T_2$ – сумарна некомпенсована постійна часу. Перехідні характеристики замкненої системи з астатичним об'єктом з аналоговим П-регулятором (крива 1) та з цифровим П-регулятором за періоду дискретизації $T = 0,0647$ с (крива 2) наведені на рис. 10.

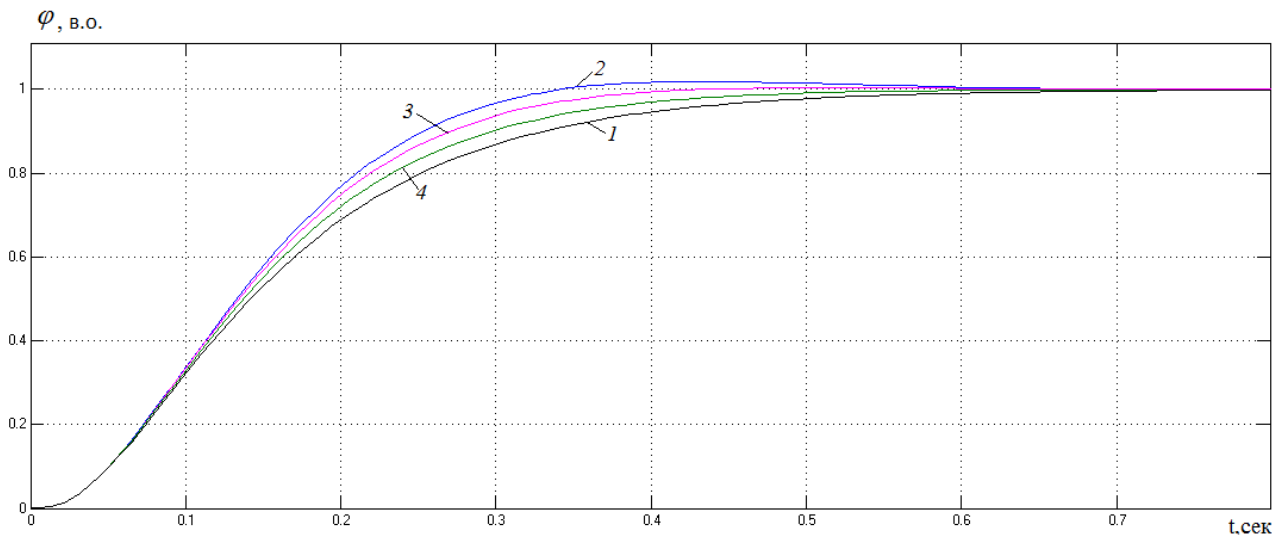


Рис. 10. Перехідні характеристики електроприводу з астатичним об'єктом

З рис. 10 видно, що за прийняття смуги пропускання $A(\omega) = 0,01A(0)$ цифрова система матиме перерегулювання $\sigma = 1,9\%$, що може бути неприпустимим для деяких позиційних електроприводів. Збільшимо смугу пропускання та проаналізуємо перехідні характеристики за $\theta = 0,005$ та $\theta = 0,001$. Частоти смуги пропускання тоді за (3) будуть дорівнювати $\omega_c = 67,172$ рад/с та $\omega_c = 128,072$ рад/с відповідно. Перехідні характеристики замкненої системи з астатичним об'єктом за відповідних періодів дискретизації $T = 0,0467$ с (крива 3) та $T = 0,0245$ с (крива 4) зображені також на рис. 10. Видно, що за $T = 0,0467$ с існуватиме невелике перерегулювання $\sigma = 0,4\%$, а за $T = 0,0245$ с перерегулювання буде відсутнє. Отже, для позиційних електроприводів, що не допускають перерегулювання, доцільно задавати смугу пропускання, що на порядок нижче відносно $A(0)$ смуги пропускання систем із статичним об'єктом.

Для двигунів серії 4А потужністю 1,1...5,5 кВт, чий критичні ковзання лежать у межах $s_k = 0,2...0,5$ [12], значення електромагнітної постійної часу $T_e = \frac{1}{\omega_{0ел,ном} s_k}$ лежать у межах $T_e = 0,016...0,006$ с. Електромеханічна постійна часу T_m змінюється у більш широких межах та залежить не тільки від параметрів двигуна, але й від моменту інерції робочого механізму [13]. Для врахування інерційності робочого механізму електромеханічну постійну зручно подати через електромеханічну постійну часу власне двигуна $T_{m,дв} = \frac{J_{дв}}{\beta}$, де $\beta = \frac{2M_k}{\omega_{0ном} s_k}$ – модуль жорсткості лінеаризованої механічної характеристики, та відношення сумарного моменту інерції електроприводу J_Σ до моменту інерції ротора двигуна $J_{дв}$ [11]:

$$T_m = T_{m, \partial \theta} \frac{J_\Sigma}{J_{\partial \theta}}. \quad (16)$$

Електромеханічні постійні часу власне двигунів для вказаного діапазону потужностей та кількості полюсів 2, 4 та 6 є співвимірними з їхніми електромагнітними постійними часу [12], тому отримані раніше результати для двигуна 4A90L2 потужністю 3 кВт з $\frac{J_\Sigma}{J_{\partial \theta}} = 6$ можуть бути розповсюдженими на електроприводи з іншими двигунами вказаних діапазонів потужностей та кількості полюсів із значними інерціями робочих механізмів. Проаналізуємо роботу малоінерційного електроприводу з тим самим двигуном 4A90L2 за $\frac{J_\Sigma}{J_{\partial \theta}} = 1,5$. Тоді $T_e = 0,0098$ с, $T_m = 0,0107$ с, а передатна функція об'єкта керування матиме вигляд

$$W_{ок}(s) = \frac{1}{T_e T_m s^2 + T_m s + 1} = \frac{1}{0,0001s^2 + 0,0107s + 1}. \quad (17)$$

Вираз АЧХ замкненої нескорегованої системи при врахуванні в об'єкті (17) ланки запізнення з $\tau = 0,01$ с матиме вигляд:

$$A(\omega) = \frac{|e^{-j\tau\omega}|}{\sqrt{(1 - T_e T_m \omega^2 + \cos \tau\omega)^2 + (T_m \omega - \sin \tau\omega)^2}} = \frac{1}{\sqrt{(1 - 0,0001\omega^2 + \cos 0,01\omega)^2 + (0,0107\omega - \sin 0,01\omega)^2}}. \quad (18)$$

Розв'язком рівняння (3) для АЧХ виду (18) буде $\omega_c = 1416$ рад/с. Допустимий період дискретизації, визначений за умови забезпечення полоси пропускання $A(\omega) = 0,01A(0)$, відповідно до (2) буде дорівнювати $T = 0,0022$ с.

За даного відношення електромеханічної постійної часу до електромагнітної постійної часу (менше 4) передатна функція об'єкта керування має властивості коливальної ланки та не може бути подана у вигляді двох еквівалентних інерційних ланок за аналогією з (6). Для налаштування на технічний оптимум системи з об'єктом (17) застосуємо ПІД-регулятор. Згідно з (7), (8) передатна функція ПІД-регулятора матиме вигляд

$$W_{pez}(s) = \frac{T_e T_m s^2 + T_m s + 1}{K 2 T_\mu s} = \frac{T_m}{K 2 T_\mu} + \frac{1}{K 2 T_\mu} \cdot \frac{1}{s} + \frac{T_e T_m}{K 2 T_\mu} s, \quad (19)$$

з параметрами налаштування $K_p = \frac{T_m}{K 2 T_\mu} = \frac{0,0107}{2 \cdot 0,01} = 0,535$, $K_i = \frac{1}{K 2 T_\mu} = \frac{1}{1 \cdot 2 \cdot 0,01} = 50$,

$K_d = \frac{T_e T_m}{K 2 T_\mu} = \frac{0,0001}{1 \cdot 2 \cdot 0,01} = 0,005$, де $T_\mu = \tau = 0,01$ с – некомпенсована постійна часу.

Перехідні характеристики замкненої системи, що має об'єкт керування (17) з запізненням $\tau = 0,01$ с, з аналоговим за реального диференціатора (крива 1) та цифровим при періоді дискретизації $T = 0,0022$ с (крива 2) ПІД-регуляторами, отримані за допомогою структурних схем, показаних на рис. 11, зображені на рис. 12.

З рис. 12 видно, що показники якості систем з аналоговим та цифровим при періоді дискретизації $T = 0,0022$ с регуляторами є близькими. Отже, завдання смуги пропускання, що обмежується частотою, за якої $A(\omega) = 0,01A(0)$, може бути прийнято і для малоінерційних електроприводів з двигунами потужністю 1,1...5,5 кВт та з кількістю полюсів 2, 4 та 6.

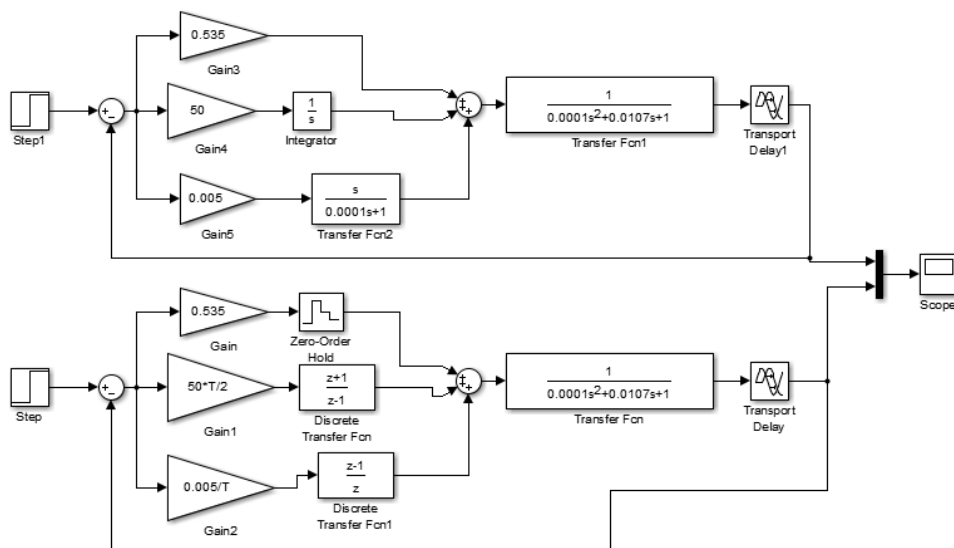


Рис. 11. Структурні схеми малоінерційного електроприводу з ПІД-регуляторами

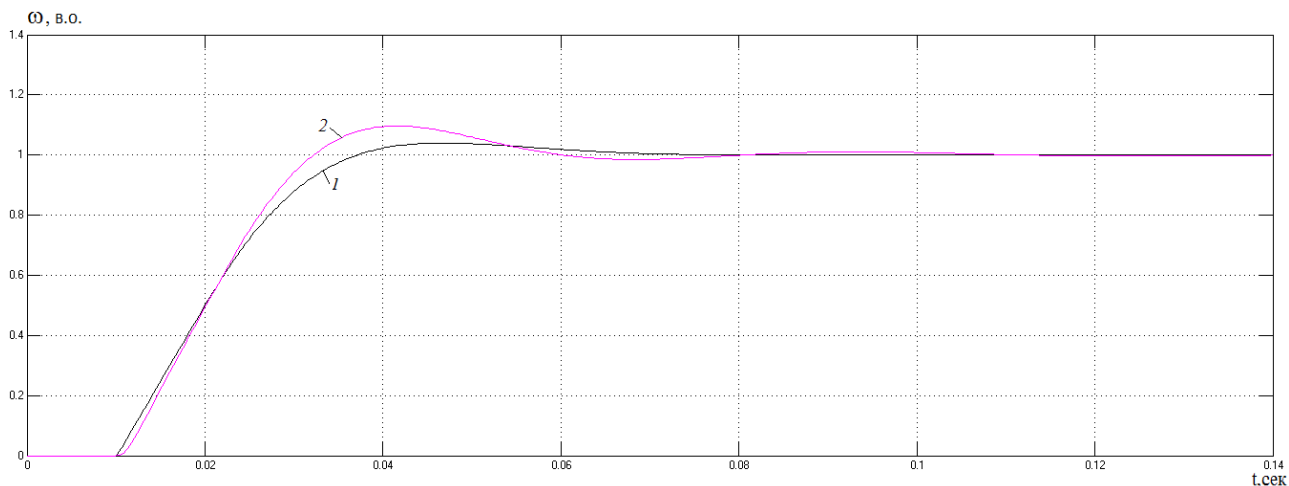


Рис. 12. Перехідні характеристики малоінерційного електроприводу при $\theta = 0,01$

Висновки. Запропоновано визначати допустимий період дискретизації цифрового регулятора за смугою пропускання замкненої системи автоматичного регулювання промислових електроприводів, що на відміну від методу визначення допустимого періоду дискретизації цифрового регулятора за смугою пропускання розімкненої системи дозволяє враховувати астатичність та запізнення у об'єкті керування. Рекомендовано для промислових електроприводів з двигунами серії 4А потужністю 1,1...5,5 кВт та з кількістю полюсів 2, 4 та 6 із статичним об'єктом керування задавати частоту смуги пропускання, що відповідає 1 % або менше АЧХ замкненої системи за нульової частоти $A(0)$. Показано, що для позиційних електроприводів з астатичним об'єктом керування, що не допускають перерегулювання, доцільно задавати смугу пропускання, що на порядок нижче відносно $A(0)$ смуги пропускання систем із статичним об'єктом.

Роботу виконано за використання матеріалів за темою «АСЕЛМА-В» та за фінансової підтримки Національного фонду досліджень України в рамках договору № 175/0075 «Електромеханічні системи підвищеної енергоефективності для енергетики, технологій і транспорту».

1. Попович М.Г., Ковальчук О.В. Теорія автоматичного керування. К.: Либідь, 2007. 656 с.
2. Бесекерский В.М., Попов Е.П. Теория систем автоматического регулирования. М.: Наука, 1975. 768 с.
3. Ротач В.Я. Расчет динамики промышленных автоматических систем регулирования. М.: Энергия, 1973. 440 с.
4. Franklin G.F., Powell J.D., Workman M.L. Digital Control of Dynamic Systems. AddisonWesley, 1998. 742 p.
5. Юревич Е.И. Теория автоматического управления. Л.: Энергия, 1975. 416 с.
6. Основы автоматического управления. Под редакцией В.С. Пугачева. М.: Наука, 1974. 720 с.

7. Лисенко В.П., Болбот І.М., Шворов С.А., Коваль В.В., Засць Н.А., Лендел Т.І., Наконечна К.В., Болбот А.І. Основні методи та методики підготовки кваліфікаційної роботи магістрів для студентів зі спеціальності 174 Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка: Навчальний посібник. Київ: НУБіП України, 2023. 462 с.
8. Головінський Б.Л., Шуруб Ю.В., Дудник А.О., Лисенко В.П. Цифрові системи керування. К.: НУБіП України, 2017. 108 с.
9. Шуруб Ю.В., Дудник А.О., Руденський А.А. Синтез типових цифрових астатичних регуляторів промислових електроприводів. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 3. С. 54-60. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.03.054>
10. Kuo B. Digital control systems. New York: Oxford University Press, 1995. 751 p.
11. Ключев В. И. Теория электропривода. М.: Энергоатомиздат, 2001. 704 с.
12. Кравчик А.Э., Шлаф М.М., Афонин В.И., Соболенская Е.А. Асинхронные двигатели серии 4А: Справочник. М.: Энергоиздат, 1982. 504 с.
13. Мазуренко Л.І., Попович О.М., Гребеніков В.В., Бібік О.В., Головань І.В., Джура О.В., Шуруб Ю.В., Вербовий А.П., Романенко В.І. Електричні машини змінного струму та електромеханічні системи на їх основі. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2011. Вип. 29. С. 62–70.

SELECTION OF THE SAMPLING PERIOD OF DIGITAL REGULATORS OF INDUSTRIAL ELECTRIC DRIVES

Yu.V. Shurub¹, Yu.L. Tsitsyurskiy²

1 – Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine, Beresteyskiy pr., 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine.

2 – National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine, Heroiv Oborony str., 15, Kyiv-41, 03041, Ukraine.

e-mail: yvshur@ukr.net

The paper is devoted to the analysis of the influence of the method of determining the permissible sampling period in digital controllers of automatic control systems of industrial electric drives on their quality indicators. The possibility of determining the permissible sampling period based on the frequency of the bandwidth of the amplitude-frequency characteristic of both the open and the closed system was studied. It is shown that the use of the bandwidth of an open system to determine the permissible sampling period does not allow taking into account such properties of the control object as delay and astaticity. These are quantitative recommendations for determining the bandwidth of a closed system for determining the permissible sampling period of digital controllers of industrial electric drives. Ref. 13, fig. 12.

Keywords: sampling period, bandwidth, amplitude-frequency characteristic, digital controller.

1. Popovych M.G., Kovalchuk O.V. Theory of automatic control: textbook. Kyiv: Lybid, 2007. 656 p. (Ukr)
2. Besekerskiy V.M., Popov E.P. Theory of automatic control systems. Moskva: Nauka, 1975. 768 p. (Rus)
3. Rotach V.Ya. Calculation of the dynamics of industrial automatic control systems. Moskva: Energia, 1973. 440 p. (Rus)
4. Franklin G.F., Powell J.D., Workman M.L. Digital Control of Dynamic Systems. AddisonWesley, 1998. 742 p.
5. Yurevich E.I. Theory of automatic control. Leningrad: Energia, 1975. 416 p. (Rus)
6. Basics of automatic control. Edited by Pugachev V.S. Moskva: Nauka, 1974. 720 p. (Rus)
7. Lysenko V.P., Bolbot I.M., Shvorov S.A., Koval V.V., Zayets N.A., Lendel T.I., Nakonechna K.V., Bolbot A.I. Basic methods and methods of preparation of master's qualification work for students of specialty 174 Automation, computer-integrated technologies and robotics: Study guide. Kyiv: NUBIP of Ukraine, 2023. 462 p. (Ukr)
8. Golovinskiy B.L., Shurub Yu.V., Dudnyk A.O., Lysenko V.P. Digital control systems. Kyiv: NUBIP of Ukraine, 2017. 108 p. (Ukr)
9. Shurub Yu.V., Dudnyk A.O., Rudenskiy A.A. Synthesis of typical digital astatic regulators of industrial electric drives. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. No 3. Pp. 54–60. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.03.054> (Ukr)
10. Kuo B. Digital control systems. New York: Oxford University Press, 1995. 751 p.
11. Kliuchev V.I. Theory of electric drive. Moskva: Energoatomizdat, 2001. 704 p. (Rus)
12. Kravchik A.E., Shlaf M.M., Afonin V.I., Sobolenskaya E.A. Asynchronous motors series 4A: Directory. Moskva: Energoizdat, 1982. 504 p. (Rus)
13. Mazurenko L.I., Popovych O.M., Grebenikov V.V., Bibik O.V., Holovan I.V., Dzhura O.V., Shurub Yu.V., Verbovyi A.P., Romanenko A.I. Alternative current electric machines and electromechanical systems on their base. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2011. Vyp. 29. Pp. 62–70. (Ukr)

Надійшла: 07.11.2025

Прийнята: 01.12.2025

Submitted: 07.11.2025

Accepted: 01.12.2025

ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ МОДЕЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ ЗА ПАСПОРТНИМИ ДАНИМИ

В.Г. Ягуп^{1*}, докт. техн. наук, **К.В. Ягуп^{2**}**, докт. техн. наук

1 – Харківський національний автомобільно-дорожній університет,
вул. Ярослава Мудрого, 25, Харків, 61002, Україна

e-mail: yagup.walery@gmail.com

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

Статтю присвячено вирішенню питання отримання параметрів заступних схем потужних трансформаторів для їх моделей, які застосовуються в комп'ютерних програмах моделювання електромагнітних процесів в електротехнічних системах. Як вихідні дані використовується система паспортних даних трансформатора, яка є найбільш вживаною в інженерній практиці. На основі проведеного в статті аналізу обґрунтовано просту формулу, яка дає змогу визначити коефіцієнт електромагнітного зв'язку первинної і вторинної обмоток трансформатора через відносні значення напруги короткого замикання і струму неробочого ходу. Такий підхід суттєво спрощує подальший розрахунок всіх інших параметрів заступних схем потужного трансформатора для будь-яких комп'ютерних програм моделювання електротехнічних систем. Приведені теоретичні висновки підтверджено комп'ютерними експериментами на моделях в системі MATLAB. Бібл. 16, рис. 11.

Ключові слова: силовий трансформатор, заступна схема, паспортні дані, параметри моделі.

Вступ і постановка задачі. Трансформатори представляють собою одними з найбільш поширених пристроїв в електроенергетичних і електротехнічних системах. В системах силової електроніки і автоматизованого електропривода трансформатори забезпечують необхідні рівні напруг для функціонування виконавчих механізмів. В електротехнічних системах трансформатори змінюють рівні напруг, що застосовуються для передачі електроенергії на значні відстані і приведення напруг до безпечних рівнів напруги на стороні споживачів. Моделювання електротехнічних систем з трансформаторами представляється актуальним завданням у плані проєктування, а також дослідження режимів, що протікають в електротехнічних системах і комплексах. Адекватність моделювання значною мірою залежить від того, наскільки точно вдається відобразити властивості і характеристики реального трансформатора, перетворивши їх у параметри його математичної моделі. Питання відносно параметрів заступних схем трансформаторів активно обговорюється останнім часом [1-5]. У системах моделювання електротехнічних і електронних систем знаходять застосування різні способи представлення моделей трансформаторів. Так, у системах PSPICE, Micro-CAP, EWB-5.12, Desigh-Lab-8.0, OrCAD-9.2, Simscape і PSIM трансформатори представляються у вигляді котушок індуктивностей, магнітно пов'язаних одна з одною [6-8]. При моделюванні силових електротехнічних систем у пакеті Simulink [9-16] у вікно властивостей моделі трансформатора пропонується ввести параметри Т-подібної заступної схеми трансформатора. Тут у розпорядженні користувача є моделі однофазного та трифазного трансформаторів. Трифазні трансформатори подаються у вигляді сукупності трьох однофазних трансформаторів, що можна побачити, розкриваючи маски цих моделей за допомогою опції Look Under Mask. Водночас, у Simulink містяться і моделі магнітно пов'язаних котушок індуктивностей. У системі моделювання тиристорних перетворювачів, складеної на основі застосування теорії сигнальних графів [7], передбачена можливість вводити інформацію про кілька котушок індуктивностей, кожна з яких може бути пов'язана з усіма іншими. Це дає змогу, наприклад, у багатофазному багатообмотковому трансформаторі врахувати зв'язки між обмотками різних осердь трансформатора, беручи до уваги ослаблення магнітного потоку завдяки шунтуванню третім стрижнем. Для трансформатора зазвичай задаються паспортні (каталожні) дані заводу-виробника, які розміщуються на щитку трансформатора, а також повідомляються у відповідних довідниках. У зв'язку з цим у розробника, що користується в процесі проєктування або дослідження будь-якої з наявних систем моделювання електро-

технічних систем і комплексів, виникає завдання визначення параметрів трансформатора, яких вимагає застосовувана система моделювання.

Метою статті є розробка нового методу визначення параметрів моделей та реалізація відповідного алгоритму визначення параметрів моделей потужного трансформатора в математичному пакеті MATLAB для швидкої оцінки параметрів моделі за заданими паспортними даними трансформатора з перевіркою адекватності й точності запропонованої моделі трансформатора.

Основна частина дослідження.

Теоретичне обґрунтування методу визначення топології і параметрів моделі трансформатора. Будемо користуватися стандартними вихідними даними, які прописуються у паспорті силового трансформатора: S_H – номінальна потужність трансформатора; U_{1H} – номінальна напруга первинної обмотки; U_{2H} – номінальна напруга вторинної обмотки; u_K – напруга короткого замикання (задається у відсотках, далі будемо використовувати відносне значення); P_K – втрати активної потужності в міді обмоток трансформатора за номінального навантаження; i_x – струм неробочого ходу (задається у відсотках, далі будемо використовувати відносне значення); P_x – втрати активної потужності в сталі трансформатора

Еквівалентна заступна схема, яка використовується у візуальних моделях трансформаторів у системі SimPower System математичного пакету MATLAB, приведена на рис. 1.

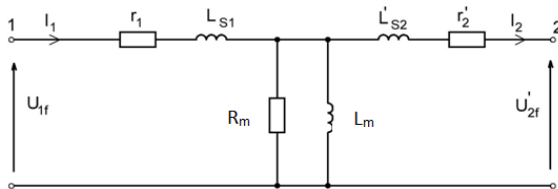


Рис. 1. Еквівалентна заступна схема

У цій моделі активні опори r_1 і r_2 обмоток трансформатора зумовлюють наявність активних потужностей втрат короткого замикання P_K . Активний резистор R_m зумовлює наявність активної потужності втрат неробочого ходу P_x . Зауважимо, що потужності P_K і P_x у

реальному силовому трансформаторі набагато менші відносно повної потужності S_H трансформатора і активної складової цієї потужності. Тому допустимо знехтувати цими потужностями і впливом активних резисторів заступної схеми трансформатора. Опори r_1 і r_2 обмоток в такому випадку слід закоротити, а резистор R_m розімкнути. Такі припущення призводять до спрощеної заступної схеми, яка складається з індуктивностей розсіювання первинної і вторинної обмоток L_{s1} і L_{s2} . Оскільки коефіцієнт зв'язку обмоток у потужному трансформаторі близький до одиничного значення, то, як показано в [7], індуктивність розсіювання первинної обмотки L_{s1} і приведені значення індуктивності розсіювання вторинної обмотки $L'_{s2} = L_{s2} / n_{21}^2$ (n_{21} коефіцієнт трансформації $n_{21} = U_{2H} / U_{1H}$) мають однакові значення: $L_{s1} = L'_{s2}$. Індуктивність намагнічування L_m представляє ту частину магнітного потоку, яка є спільною для обох обмоток трансформатора. Сума $L_{s1} + L_m$, як видно із заступної схеми, буде являти собою індуктивність первинної обмотки. Звернімося за прийнятих припущень до розрахунку параметрів заступної схеми моделі силового трансформатора. Повна потужність трансформатора на одну фазу

$$S_{H1f} = \frac{S_H}{3}. \quad (1)$$

фазна напруга первинної обмотки

$$U_{1f} = \frac{U_{1H}}{\sqrt{3}}. \quad (2)$$

Ефективне значення номінального струму первинної обмотки

$$I_{1H} = \frac{S_{H1f}}{U_{1f}} = \frac{S_H}{\sqrt{3}U_{1H}}. \quad (3)$$

Напруга короткого замикання

$$U_K = u_K U_{1f} = \frac{u_K U_{1H}}{\sqrt{3}} \quad (4)$$

Нехтуючи впливом індуктивності намагнічування на режим короткого замикання, знайдено опір сумарної індуктивності розсіювання обмоток

$$X_s = \frac{U_K}{I_{1H}}. \quad (5)$$

Скориставшись формулами (3) і (4), отримаємо:

$$X_s = \frac{u_K U_{1H}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\sqrt{3} U_{1H}}{S_H} = \frac{u_K U_{1H}^2}{S_H}. \quad (6)$$

Опір індуктивностей розсіювання обмоток

$$X_{S1} = X'_{S2} = \frac{X_s}{2} = \frac{u_K U_{1H}^2}{2 S_H}. \quad (7)$$

Струм неробочого ходу в первинній обмотці

$$I_{1x} = i_x I_{1H} = \frac{i_x S_H}{\sqrt{3} U_{1H}}. \quad (8)$$

Опір індуктивності первинної обмотки обчислюється за режимом неробочого ходу

$$x_{L1} = \frac{U_{1f}}{I_{1x}} = \frac{U_H}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\sqrt{3} U_{1H}}{i_x S_H} = \frac{U_{1H}^2}{i_x S_H}. \quad (9)$$

Опір індуктивності намагнічування обчислюється як різниця між опором первинної обмотки і опором індуктивності розсіювання первинної обмотки:

$$x_m = x_{L1} - x_{S1}.$$

Коефіцієнт зв'язку обмоток трансформатора

$$k_{12} = \frac{x_m}{x_{L1}} = \frac{x_{L1} - x_{S1}}{x_{L1}} = 1 - \frac{x_{S1}}{x_{L1}}. \quad (10)$$

Враховуючи (7) і (9), отримаємо

$$k_{12} = 1 - \frac{u_K U_{1H}^2}{2 S_H} \cdot \frac{i_x S_H}{U_{1H}^2}. \quad (11)$$

Скоротивши (11) на S_H і U_{1H}^2 , отримаємо нарешті

$$k_{12} = 1 - \frac{u_K i_x}{2}. \quad (12)$$

Отримана формула (12) видається достатньо важливою, оскільки вона дає змогу одразу визначити суттєвий для представлення моделі трансформатора параметр – коефіцієнт зв'язку обмоток трансформатора, користуючись безпосередньо тільки двома значеннями параметрів із числа паспортних даних, тобто відносним значенням напруги короткого замикання u_K і відносним значенням струму неробочого ходу i_x .

Отже, застосування формули (12) дає змогу легко визначити коефіцієнт зв'язку котушок, що зі свого боку дає можливість побудувати модель із двома магнітнозв'язаними індуктивностями L_1 і L_2 (рис. 2 а, б).

Індуктивність L_1 первинної обмотки може бути знайдена з виразу (9) для її індуктивного опору

$$L_1 = \frac{X_{L1}}{\omega} = \frac{U_{1H}^2}{\omega i_x S_H}, \quad (13)$$

де $\omega = 100\pi$ – кругова частота живильної напруги з частотою 50 Гц. Позначимо коефіцієнт трансформації через відношення кількості витків w_2 вторинної обмотки до кількості витків первинної обмотки w_1 :

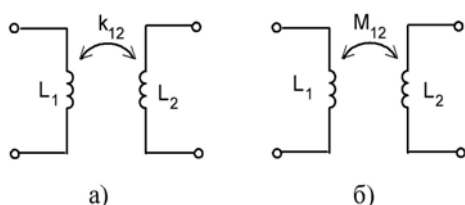


Рис. 2. Модель із двома магнітнозв'язаними індуктивностями

$$n_{21} = \frac{w_2}{w_1}. \quad (14)$$

Цей параметр може вважатися конструктивним параметром. На практиці він часто замінюється відношенням напруг обмоток:

$$n_{21} = \frac{U_{2H}}{U_{1H}}. \quad (15)$$

Оскільки індуктивності обмоток пропорційні квадратам кількостей їхніх витків, то справедливе співвідношення:

$$\frac{L_2}{L_1} = \frac{w_2^2}{w_1^2} = n_{21}^2. \quad (16)$$

Звідси індуктивність вторинної обмотки

$$L_2 = n_{21}^2 L_1 = \frac{n_{21}^2 \cdot U_{1H}^2}{\omega i_x S_H}. \quad (17)$$

Таким чином, всі параметри моделі за рис. 2 а визначаються співвідношеннями (12), (13) і (17).

У низці моделюючих систем застосовується модель магнітнозв'язаних котушок індуктивностей за схемою, зображеною на рис. 2 б, де M_{12} – так звана взаємна індуктивність котушок. Вона може бути визначена за виразом:

$$\begin{aligned} M_{12} &= k_{21} \sqrt{L_1 L_2} = k_{12} \sqrt{L_1 \cdot n_{21}^2 L_1} = \\ &= k_{12} \cdot n_{21} L_1 = \left(1 - \frac{u_K i_x}{2}\right) \frac{U_{2H}}{U_{1H}} \cdot \frac{U_{1H}^2}{\omega i_x S_H} = \\ &= \left(1 - \frac{u_K i_x}{2}\right) \frac{U_{1H} U_{2H}}{\omega i_x S_H}. \end{aligned} \quad (18)$$

Для врахування впливу опорів обмоток слід скористатися значеннями активної потужності втрат при короткому замиканні P_K . Втрати на одну фазу трансформатора складуть величину

$$P_{K1} = \frac{P_K}{3}. \quad (19)$$

Ця потужність порівну розподіляється між первинною і вторинною обмотками.

Номінальне ефективне значення струму первинної обмотки I_{1H} визначається за формулою (3). Тоді активний опір первинної обмотки складе величину

$$r_1 = \frac{P_{K1}}{2I_{1H}^2} = \frac{P_K}{2 \cdot 3} \cdot \frac{(\sqrt{3}U_{1H})^2}{S_H^2} = \frac{P_K U_{1H}^2}{2S_H^2}. \quad (20)$$

Для вторинної обмотки приведений опір $r_2' = \frac{r_2}{n_{21}^2}$ дорівнює опорі r_1 первинної обмотки, і тому опір вторинної обмотки обраховується за виразом

$$r_2 = n_{21}^2 r_1 = \frac{n_{21}^2 P_K U_{1H}^2}{2S_H^2} = \frac{P_K U_{2H}^2}{2S_H^2}. \quad (21)$$

Отже, визначення активних опорів r_1 та r_2 обмоток трансформатора дає змогу врахувати їхній вплив у заступній еквівалентній схемі, зображеній на рис. 3.

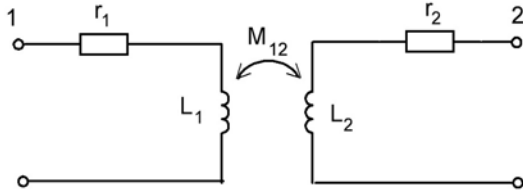


Рис. 3. Вплив навантаження у заступній еквівалентній схемі

Слід зауважити, що опори обмоток фактично також є конструктивними параметрами. Вони визначаються залежно від довжини проводів, площі їхніх перерізів і питомого опору матеріалу. У деяких каталожних даних ці опори наводяться безпосередньо у відповідних таблицях. Крім того, ці опори можуть бути навіть безпосередньо визначені на практиці вимірювальними приладами.

Втрати в сталі трансформатора, тобто втрати на перемагнічування осердя, будемо враховувати резистором R , який вмикається безпосередньо до затискачів первинної обмотки (рис. 4).

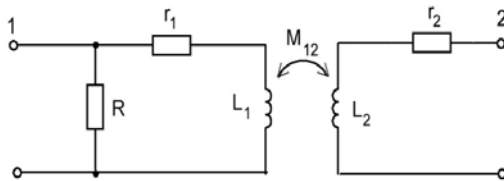


Рис. 4. Втрати на перемагнічування осердя, враховані резистором R

Активна потужність втрат неробочого ходу, що відповідає одній фазі

$$P_{x1} = \frac{P_x}{3}. \quad (22)$$

Опір резистора R , який моделює втрати в осерді на перемагнічування, визначається так:

$$R = \frac{U_{1f}^2}{P_{x1}} = \frac{(U_{1H}/\sqrt{3})^2}{P_x/3} = \frac{U_{1H}^2}{P_x}. \quad (23)$$

Отже, алгоритм розрахунків параметрів моделі трансформатора на основі використання SPS блока взаємно зв'язаних індуктивностей полягає в такому:

1. За формулою (12) визначаємо коефіцієнт зв'язку індуктивностей обмоток трансформатора

$$k_{12} = 1 - \frac{u_K i_x}{2}.$$

2. За формулою (17) визначаємо індуктивність первинної обмотки

$$L_1 = \frac{U_{1H}^2}{\omega i_x S_H}.$$

3. Зважаючи на вираз (2), визначаємо через коефіцієнт трансформації n_{21} та індуктивність вторинної обмотки

$$L_2 = n_{21}^2 L_1 = \frac{n_{21}^2 U_{1H}^2}{\omega i_x S_H}.$$

4. Взаємну індуктивність обмоток визначаємо за формулою (18)

$$M_{12} = k_{21} \sqrt{L_1 L_2} = (1 - \frac{u_K i_x}{2}) \frac{U_{1H} U_{2H}}{\omega i_x S_H}.$$

5. За формулами (20) і (21) визначаємо активний опір первинної і вторинної обмоток:

$$r_1 = \frac{P_K U_{1H}^2}{2 S_H^2}, \quad r_2 = \frac{P_K U_{2H}^2}{2 S_H^2}.$$

6. За формулою (23) визначаємо опір резистора R , моделюючи втрати в сталі:

$$R = \frac{U_{1H}^2}{P_x}.$$

За описаним алгоритмом складена програма на мові пакету MATLAB для розрахунку параметрів моделі трансформатора на основі блоку взаємно зв'язаних індуктивностей. Запис цієї програми генерує в робочому просторі відповідні значення змінних параметрів. Іденти-

фікатори змінних зручно безпосередньо вписувати у відповідні поля вікна властивостей блока взаємно зв'язаних індуктивностей.

Тестування розробленої моделі трансформатора. Для перевірки вірності запропонованого метода розраховано параметри моделі потужного трансформатора живлення залізниці змінного струму типа ТДНД 25000/110. Паспортні дані трансформатора: $S_H = 25 \text{ MVA}$; $U_{1H} = 115 \text{ кВ}$; $U_{2H} = 27,5 \text{ кВ}$; $P_K = 120 \text{ кВт}$; $P_x = 30 \text{ кВт}$; $u_K = 0,105$; $i_x = 0,007$.

Параметри моделі на основі взаємно зв'язаних індуктивностей, розраховані за допомогою описаного алгоритму, представляють такі значення: $k_{12} = 0.9996325$; $L_1 = 220.088 \text{ Гн}$; $L_2 = 13.755 \text{ Гн}$; $M_{12} = 55.0019 \text{ Гн}$; $r_1 = 1.1616 \text{ Ом}$; $r_2 = 0.0726 \text{ Ом}$; $R = 403333 \text{ Ом}$.

На рис. 5 у його верхній частині зображено модель трансформатора за пропонованою методикою на основі використання блоку SPS із двома взаємно зв'язаними індуктивностями. Використано однофазний варіант моделі, яка живиться фазною напругою. Вимірювачі первинної напруги і первинного струму генерують відповідні сигнали, що подаються на вимірювачі потужності. Величина активної потужності строюється для приведення потужності до паспортного значення трифазного трансформатора через блок множення на три.

На рис. 5 показано режим неробочого ходу, звідки видно, що значні втрати потужності спостерігаються саме за неробочого ходу. Для порівняння в нижній частині рис. 5 показана модель лінійного трансформатора, заступна схема якого представлена в довідковій інформації MATLAB саме так, як зображено на рис. 1. Параметри цієї точної моделі розраховані за класичною методикою, викладеною в [11] і реалізованою програмою на мові пакету MATLAB. Особливістю цієї програми є точний розрахунок параметрів із урахуванням паралельного увімкнення елементів, що відображають втрати в сталі трансформатора за паралельного з'єднання. Це, до речі, не враховується в [7], де параметри послідовного ланцюжка елементів втрат та намагнічування безпосередньо вставляються на паралельний ланцюг, що є помилковим. Параметри точної моделі лінійного трансформатора із заступною схемою, наведеною на рис. 1, мають такі значення $r_1 = 1.1616 \text{ Ом}$; $L_{s1} = 0.08079 \text{ Гн}$; $r_2 = 0.0726 \text{ Ом}$; $L_{s2} = 0.0050498 \text{ Гн}$; $R_m = 403078.8 \text{ Ом}$; $L_m = 223.32 \text{ Гн}$.

Ця модель також працює в режимі неробочого ходу. Як видно, контрольне значення потужності неробочого ходу такої моделі співпадає зі значенням, яке дає запропонована модель, і відповідає паспортному значенню.

На рис. 6 зображені ті ж самі моделі, які працюють у режимі короткого замикання. Зауважимо, що для реалізації цього режиму вторинна обмотка закорочується, а на первинну подається знижена напруга відповідно до значення напруги короткого замикання.

Як видно з рис. 6, обидві моделі забезпечують паспортне значення активних втрат за короткого замикання.

Нарешті, обидві моделі досліджено в режимі, близькому до номінального споживання енергії. Для реалізації такого режиму за номінального значення вхідної напруги вторинна сторона навантажується резистором з опором 30 Ом .

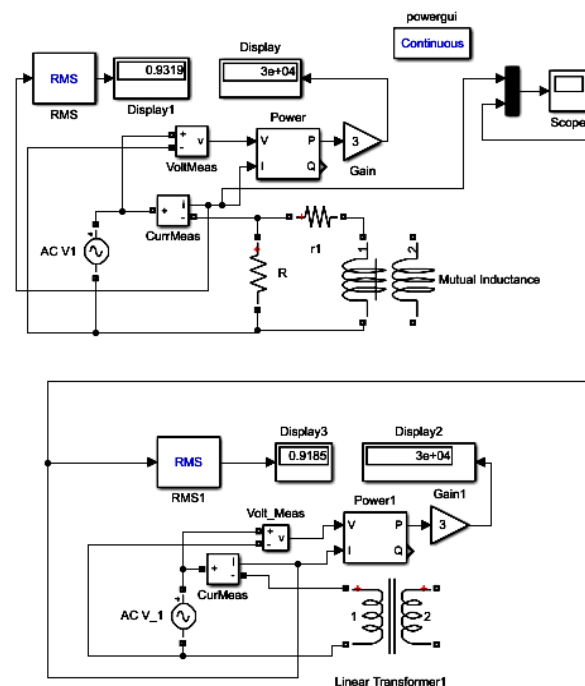


Рис. 5. Модель трансформатора за пропонованою методикою на основі використання блоку SPS із двома взаємно зв'язаними індуктивностями

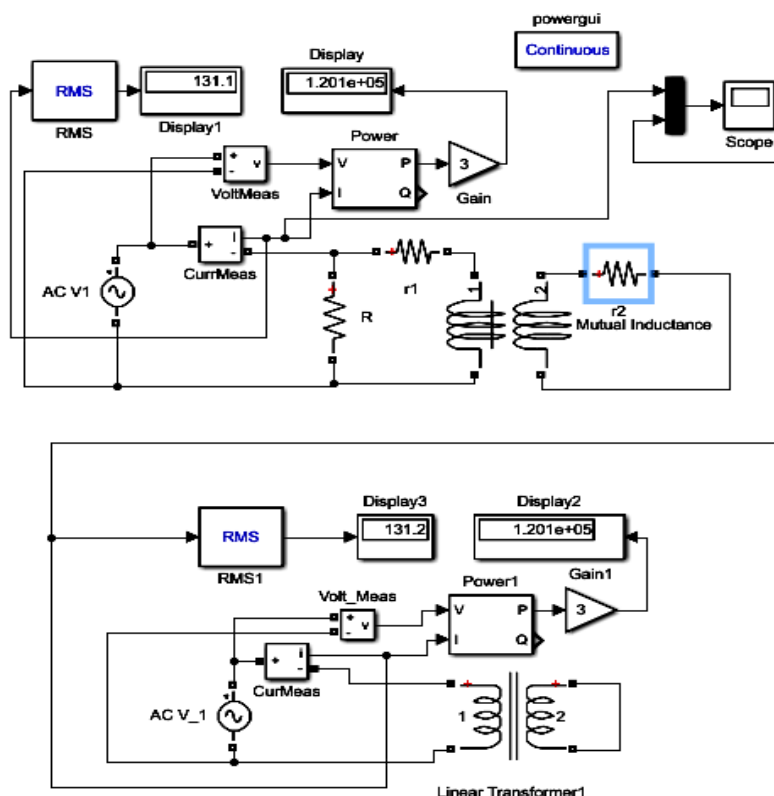


Рис. 6. Моделі, що працюють у режимі короткого замикання

бою модель живлення залізниці змінного струму, в якій трансформатор працює зі значною несиметрією споживання електроенергії.

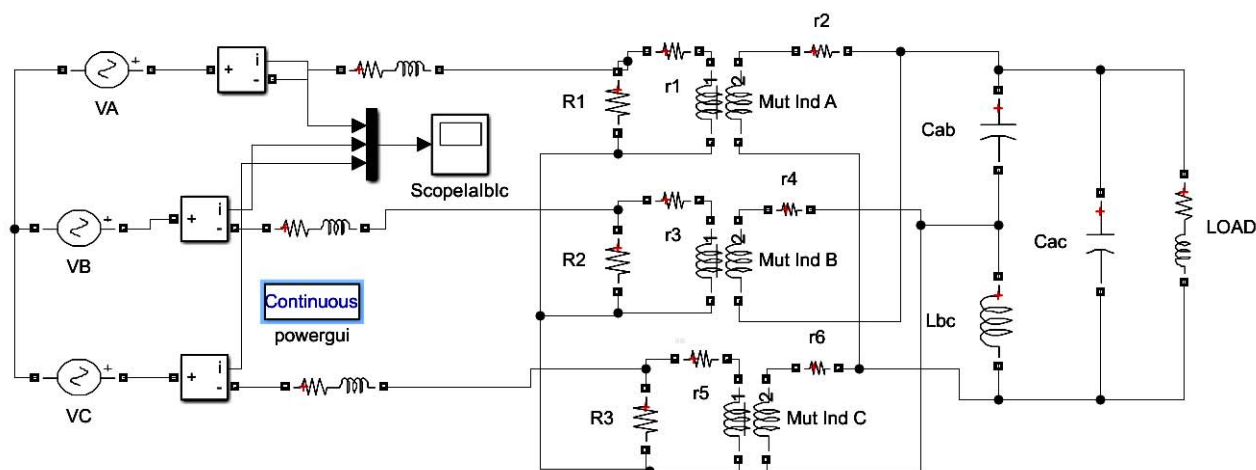


Рис. 7. Візуальна модель системи електропостачання

У цій моделі трифазна високовольтна мережа живлення представлена джерелами напруги VA, VB, VC, що генерують синусоїдальні напруги з частотою 50 Гц, амплітудами 89,915 кВ і зсунуті відповідно на 0,240 і 120 ел. град. Це забезпечує лінійну напругу мережі величиною 110 кВ, комплексний опір лінії електропередачі моделюється активним опором 1 Ом і індуктивністю 0,01 Гн. Сам трансформатор представлений загальним прийнятим еквівалентом із трьох однофазних трансформаторів. Модель кожного з них відповідає топології моделі, зображених на рис. 4, параметри якої визначені за описаною методикою і зазначені вище. Первинні обмотки з'єднані зіркою, а вторинні – трикутником, як це і прийнято на

Для співставлення на віртуальній осцилограмі Scope в цих координатах були досліджені діаграми первинних струмів обох моделей. Розбіжність амплітуд струмів не перевищує 0,001 А, причому самі амплітуди складають величини порядку 185 А. Це свідчить про високу точність і адекватність запропонованого методу визначення параметрів моделей силових потужних трансформаторів.

Застосування розробленої моделі. Візуальна модель системи електропостачання зображена на рис. 7. Вона являє со-

практиці в системах електропостачання залізниць змінного струму. Комплексне навантаження $LOAD$ характеризується опором $(121+90,75j)$ Ом і моделює навантаження від одного поїзду. Воно підключається до одного боку вторинного трикутника і утворює несиметричний режим споживання електроенергії. Часові діаграми первинних струмів трансформатора наведені на рис. 8.

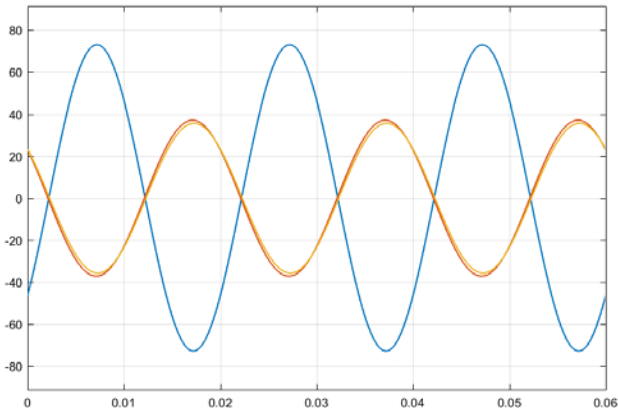


Рис. 8. Часові діаграми первинних струмів трансформатора

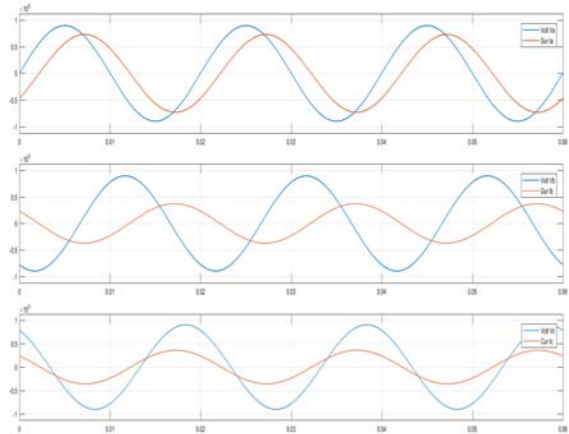


Рис. 9. Зсув струму в фазі В

Амплітуда струму, споживаного фазою А, майже вдвічі перевищує амплітуди струмів у двох інших фазах і досягає значення 76 А, а в двох інших фазах амплітуда струмів досягає майже 40 А (рис. 8). Результатом прояву несиметричного режиму споживання електроенергії від живильної мережі є таке вкрай негативне явище, як зсув струму в фазі В, який взагалі сприймається як генерація електроенергії (рис. 9). Це призводить до неадекватної роботи лічильників, що задіяні для контролю споживання електричної енергії в системі.

Для покращення енергетичних показників електропостачання на моделі застосовано додатково увімкнені реактивні елементи, які підключаються на стороні навантаження на лінійні напруги вторинної сторони трансформатора. Типи цих реактивних елементів і їхні параметри визначаються шляхом пошукової оптимізації [8, 9]. Як цільова функція використовується кульова метрика, що складається з реактивних потужностей, споживаних джерелами живлення. Змінними оптимізації прийняті величини реактивних елементів, що забезпечують симетрування і компенсацію реактивної потужності. Для оптимізації використовується вбудована функція системи MATLAB *fminsearch*, яка реалізує алгоритм деформованого багатогранника Нелдера-Міда. На початку процесу оптимізації всі реактивні елементи компенсатора були задані як ємнісні елементи. У процесі оптимізації провідність конденсатора, увімкненого між фазами В і С, наблизилась до нуля, однак цільова функція нуля не досягла, тобто, процес оптимізації не вдалось завершити. Саме так пошукова оптимізація реагує на необхідність заміни відповідного елементу на дуальний, тобто на індуктивний елемент. Його початкову провідність варто встановити близькою до нуля для забезпечення неперервності зміни цільової функції. Після такої заміни процес оптимізації вдалось завершити за таких параметрів компенсуючого реактивного пристрою: $C_{ab}=1.0031113E-05$ Ф; $L_{bc}=1.0767185$ Гн; $C_{ca}=1.2937435E-05$ Ф.

Часові діаграми струмів, споживаних від джерел при увімкненні симетруючих елементів, зображено на рис. 10.

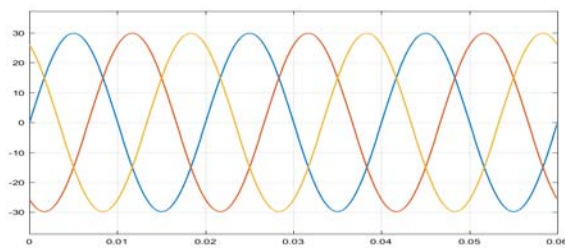


Рис. 10. Часові діаграми струмів, споживаних від джерел при увімкненні симетруючих елементів

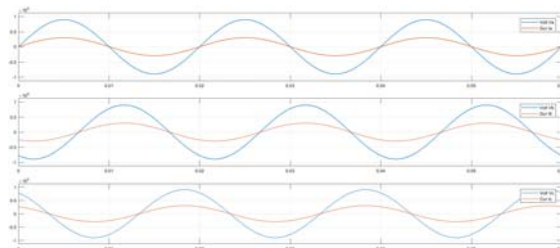


Рис. 11. Співпадіння струмів за фазою із фазними напругами

Із часових діаграм видно, що в разі застосування запропонованої моделі трансформатора в системі електропостачання досягнуто повну компенсацію реактивної потужності. Водночас компенсована не тільки реактивна потужність самого навантаження, а й реактивні потужності, обумовлені лініями електропостачання і самого трансформатора. Амплітуди струмів, що споживаються від джерел, однакові і складають величини порядку 30 А, що значно менше, ніж у варіанті несиметричного режиму. Крім того, струми за фазою співпадають із фазними напругами (рис. 11). Це означає, що від джерел відбирається лише активна потужність, тобто, при повній компенсації реактивної потужності в електротехнічній системі досягається одиничне значення коефіцієнта потужності. Таким чином, запропонована модель трансформатора доводить свою адекватність і високу точність при дослідженні електромагнітних процесів у реальній системі електропостачання залізниці змінного струму з урахуванням як несиметричного режиму, так і режиму повної компенсації реактивної потужності при забезпеченні симетрування споживаних трансформатором струмів.

Висновки. На основі аналізу співвідношень між струмами, напругами і потужностями трансформатора виведено достатньо простий математичний вираз, що дає змогу одразу ж за паспортними даними визначити коефіцієнт зв'язку первинної і вторинної індуктивностей трансформатора. Для цього достатньо скористатися значеннями лише двох паспортних даних, а саме відносними значеннями напруги короткого замикання і струму неробочого ходу. Унаслідок значно спрощується знаходження решти параметрів заступних схем трансформатора, необхідних для визначення параметрів моделей трансформатора для будь-яких комп'ютерних програм моделювання процесів у електротехнічних системах, що містять трансформатори. Запропоновано конкретні алгоритми розрахунків цих параметрів на основі викладеної методики. Розглянуто варіанти використання моделей трансформатора на основі взаємно пов'язаних індуктивностей. Застосування запропонованої моделі трансформатора в системі MATLAB довело високий ступінь адекватності і точності цієї моделі трансформатора на базі формули для швидкого визначення коефіцієнта зв'язку котушок трансформатора лише за двома вказаними паспортними даними. У запропонованій моделі топологія заступної схеми дає змогу уникнути безпосереднього визначення індуктивностей розсіювання, а також позбавитися необхідних для класичної моделі перерахунків параметрів ланцюга намагнічування. Тестування запропонованої моделі показало співпадіння потужностей втрат короткого замикання і неробочого ходу з паспортними даними. Приклад застосування запропонованої моделі для живлення залізниці змінного струму продемонстрував адекватну роботу моделі системи з силовим трансформатором як в несиметричному режимі, так і в режимі повної компенсації реактивної потужності.

1. Pentegov I. V., Rymar S. V., Volkov I. V. Relation between parameters of electromagnetic and schematic circuits and equivalent circuits of double-winding transformers. *Electrical engineering and Electromechanics*. 2006. No 3. Pp. 67–79.
2. Lou J., Bhobe A., Shu Y. and Yu J., Analytical calculation of transformer parameters by S-parameters. IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility and 2018 IEEE Asia-Pacific Symposium on Electromagnetic Compatibility (EMC/APEMC), Suntec City, Singapore, 2018. Pp. 1310–1313. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEMC.2018.8394001>
3. Yarymbash D., Kotsur M., Yarymbash S. and Divchuk T. Electromagnetic Parameters Determination of Power Transformers. IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), Kharkiv, Ukraine, 2018. Pp. 70–75. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEPS.2018.8559573>

4. Zhang Z., Kang and N., Mousavi M. J. Real-time transformer parameter estimation using terminal measurements. IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA, 2015. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7285958>
5. Bloech M. and Rashid M.H. PSpice Modeling of Three-Phase Transformer. 39th North American Power Symposium, Las Cruces, NM, USA, 2007. Pp. 76–79. DOI: <https://doi.org/10.1109/NAPS.2007.4402289>
6. M. Neumayer M., Bretterkleeber T. and Zangl H. Bayesian estimation of electrical transformer parameters. IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC) Proceedings, Montevideo, Uruguay, 2014. Pp. 514–518. DOI: <https://doi.org/10.1109/I2MTC.2014.6860798>
7. Yagup V.G., Yagup E.V. Investigation of magnetically coupled inductances using signal graphs. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2019. No 5. P. 21–26. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.05.021>
8. Yagup V.G., Yagup E.V. Research of reactive power compensation modes in the electrical supply system with the cascade of transformers. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2025. No 1. Pp. 21–26. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.01.082>
9. Yagup V.G., Yagup K.V. Power compensation modes research in generalized electrical supply system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 6. Pp. 63–71. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.06.063> (Ukr)
10. R. Muthyala and A. Dhabale, Analysis of Single Phase Transformer Excited by Superposition of Square and Sine Wave. IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), Chennai, India, 2018. Pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PEDES.2018.8707866>
11. Youssef H., Hassan M.H., Kamel S. and Elsayed S.K. Parameter Estimation of Single Phase Transformer Using Jellyfish Search Optimizer Algorithm. IEEE International Conference on Automation/XXIV Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA), Valparaíso, Chile, 2021. Pp. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICAACCA51523.2021.9465279>
12. Patel S., Derwal A., Doshi S. and Rajendra S.K. Utilising Genetic Algorithm and Driving Point Impedance Data to Synthesize High Frequency Circuit Model of Power Transformer Winding, 5th International Conference on Signal Processing and Integrated Networks (SPIN), Noida, India, 2018. Pp. 407–412. DOI: <https://doi.org/10.1109/SPIN.2018.8474058>
13. Dirik H., Gezevin C. and Özdemir M. A Novel Parameter Identification Method for Single-Phase Transformers by Using Real-Time Data, IEEE Transactions on Power Delivery, 2014. Vol. 29. No 3. Pp. 1074–1082. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2284243>
14. Abu-Siada A., Mosaad M.I., Kim D. and El-Naggar M.F. Estimating Power Transformer High Frequency Model Parameters Using Frequency Response Analysis. IEEE Transactions on Power Delivery, June 2020. Vol. 35. No 3. Pp. 1267–1277. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2019.2938020>
15. Liu Y. and Pei X. Improved Identification Method for Equivalent Network Parameters of Transformer Windings Based on Driving Point Admittance. IEEE Access, 2025. Vol. 13. Po. 10062–10069. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3528886>
16. Rao T.M., Pramanik S. and Mitra S. On Analytical Estimation of Inductances in Equivalent Ladder Network Model of a Homogeneous Transformer Winding Using FRA Data. IEEE Transactions on Power Delivery, 2025. Vol. 40. No 1. Pp. 472–483. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2024.3504961>

DETERMINATION OF PARAMETERS OF TRANSFORMER MODELS OF ELECTRICAL SYSTEMS USING PASSPORT DATA

V.G. Yagup¹, K.V. Yagup²

1 – Kharkiv National Automobile and Highway University,

Yaroslava Mudrogo str., 25, 61002, Kharkiv, Ukraine

e-mail: yagup.walery@gmail.com

2 – National Technical University Kharkiv Polytechnic Institute,

Kyrpychova str., 2, 61002, Kharkiv, Ukraine

The article is devoted to solving the problem of obtaining the parameters of equivalent circuits of powerful transformers for their models, which are used in computer programs for modeling electromagnetic processes in electrical systems. The system of passport data of the transformer, which is the most widely used in engineering practice, is used as the initial data. Based on the analysis conducted in the article, a simple formula is substantiated that allows determining the electromagnetic coupling coefficient of the primary and secondary windings of the transformer through the relative values of the short-circuit voltage and the non-operating current. This approach significantly simplifies the further calculation of all other parameters of equivalent circuits of a powerful transformer for any computer programs for modeling electrical systems. The theoretical conclusions presented are confirmed by computer experiments on models in the MATLAB system. Ref. 16, fig. 11.

Key words: power transformer, equivalent circuit, passport data, model parameters.

Надійшла: 24.11.2025

Прийнята: 02.12.2025

Submitted: 24.11.2025

Accepted: 02.12.2025

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

УДК 621.313

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.72.092>

ОСНОВНІ ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ ВЕНТИЛЬНО-ІНДУКТОРНИХ ДВИГУНІВ ДЛЯ КОМЕРЦІЙНИХ БПЛА

О.В. Бібік*, докт. техн. наукІнститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: 12olenbivs@gmail.com

У статті зроблено огляд конструктивних особливостей, переваг і недоліків двигунів, що використовуються для комерційних безпілотних літальних апаратів. Представлено аналіз конфігурацій багатofазних вентильно-індукторних двигунів із реактивним ротором та порівняльний аналіз технічних показників двигунів із зовнішнім ротором: синхронного двигуна з постійними магнітами і вентильно-індукторного двигуна. На підставі огляду підходів до проєктування і ефективних способів регулювання частоти обертання вентильно-індукторних двигунів електромеханічних систем зі змінним навантаженням визначено основні тенденції розвитку і шляхи подальших досліджень ВІД для комерційних безпілотних літальних апаратів. Бібл. 10, рис. 3.

Ключові слова: вентильно-індукторні двигуни, конфігурації, технічні характеристики, проєктування, комерційні безпілотні літальні апарати.

Вступ. Безпілотні літальні апарати (БПЛА) стрімко розвиваються, збільшується чисельність їхнього застосування у галузях комунального, сільськогосподарського і промислового призначення. Вимогами до електропривода комерційних БПЛА є високі значення ККД, забезпечення заданого значення електромагнітного моменту із незначними його пульсаціями, ефективна і надійна робота електродвигунів у заданому діапазоні зміни частоти обертання за зміни навантаження та умов експлуатації. Для комерційних БПЛА використовують високоефективні електродвигуни з постійними магнітами: безконтактні двигуни постійного струму БДПС (Brushless Direct Current Motors – BLDC) і синхронні двигуни з постійними магнітами СДПМ (Permanent Magnet Synchronous Motors – PMSM) із зовнішнім ротором, що дає можливість створювати великі електромагнітні моменти електродвигунів і використовувати їх для безпосереднього привода пропелерів БПЛА.

Альтернативою цим двигунам є вентильно-індукторні двигуни ВІД (Switched Reluctance Motors – SRM), які складаються з індукторної машини (ІМ) із реактивним (без обмотки) ротором та напівпровідниковим перетворювачем із мікропроцесорним керуванням. Перевагами ВІД є відсутність рідкоземельних матеріалів і обмотки ротора, проста та міцна конструкція, зменшена вартість. Крім того, ВІД забезпечують стійку роботу в умовах високих температур, навантаження тощо, високу енергоефективність під час їхньої експлуатації в широкому діапазоні зміни частоти обертання [1, 2]. Основні недоліки ВІД, через явнополюсну структуру – великі пульсації електромагнітного моменту і акустичний шум.

Останнім часом підвищується зацікавленість науковців у дослідженні ВІД оберненої конструкції – із зовнішнім ротором задля можливості ефективного їхнього використання у БПЛА [3, 4]. Актуальним напрямком підвищення ефективності літальних апаратів є застосування швидкісних двигунів [5].

У роботі розглядаються вентильно-індукторні двигуни класичної конструкції (зовнішній статор, внутрішній ротор). Особливу увагу приділено ВІД із зовнішнім ротором. Акцентується увага на порівнянні технічних характеристик двигунів із зовнішнім ротором

ВІД і СДПМ, визначенні тенденцій розвитку та формуванні подальших досліджень ВІД комерційних БПЛА.

Метою статті є огляд і аналіз конфігурацій, технічних характеристик, підходів до проектування і ефективного регулювання частоти обертання вентиляльно-індукторних двигунів та визначення тенденцій їхнього розвитку для комерційних БПЛА.

Структура, конфігурації та конструктивні виконання ВІД. Структурна схема вентиляльно-індукторного привода складається з електричної мережі ЕМ, вентиляльно-індукторної машини ВІМ (вентильний перетворювач ВП та індукторна машина ІМ), системи керування СК та навантаження Н та наведена на рис. 1, де U_d – напруга кола постійного струму, U_ϕ – фазна напруга, G – керуючий сигнал, θ – кут повороту ротора, ω – частота обертання ротора, i_ϕ – фазний струм, M_n – момент навантаження.

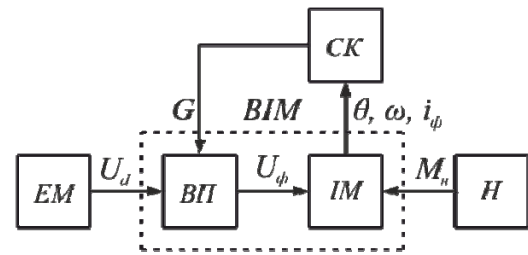


Рис. 1. Структурна схема вентиляльно-індукторного привода

Особливості конструкції ВІД: багатополюсність, багатофазність, незалежність фаз обмотки ІМ; безконтактність (відсутність колектора), можливість бездатчикового керування зі спостерігачами стану та оптимального керування машиною в робочих режимах за зміни навантаження та частоти обертання, що дає змогу підвищити надійність та енергоефективність вентиляльно-індукторного електропривода.

Розвиток вентиляльно-індукторних двигунів рухається в напрямку використання багатофазних ВІД (Multi-phase Switched Reluctance Motors – MSRM) із метою зниження пульсацій електромагнітного моменту, що актуально для електромеханічних систем (ЕМС) зі змінним навантаженням БПЛА.

Найпростіші багатофазні (із числом фаз $m=3$) ВІД, полюси статора і ротора яких симетричні та рівномірно розподілені по колу, мають шість полюсів статора та чотири полюси ротора (конфігурація 6/4), кількість фаз яких визначається

$$m = z_S / (z_S - z_R), \quad (1)$$

де z_S та z_R – кількість полюсів статора та ротора відповідно.

У статті [2] розглядаються звичайні багатофазні ВІД (Conventional Switched Reluctance Motors – CSRМ), подібні до трифазних (1), із кількістю полюсів, що розраховуються за формулами

$$\begin{cases} z_S = 2km \\ z_R = k(2m \pm 2) \end{cases}, \quad (2)$$

де k – коефіцієнт кратності багатофазних ($k=2, 3, 4, 5.. K$) ВІД до базових ($k=1$).

Досліджено базові багатофазні ВІД (рис. 2) із кількістю фаз $m=4$ – конфігурації 8/6 (рис. 2 а) і 8/10 (рис. 2 б); $m=5$ – 10/8 (рис. 2 в); $m=6$ – 12/10 (рис. 2 г). Номінальні моменти двигунів M_n – на рівні 7,7 Нм.

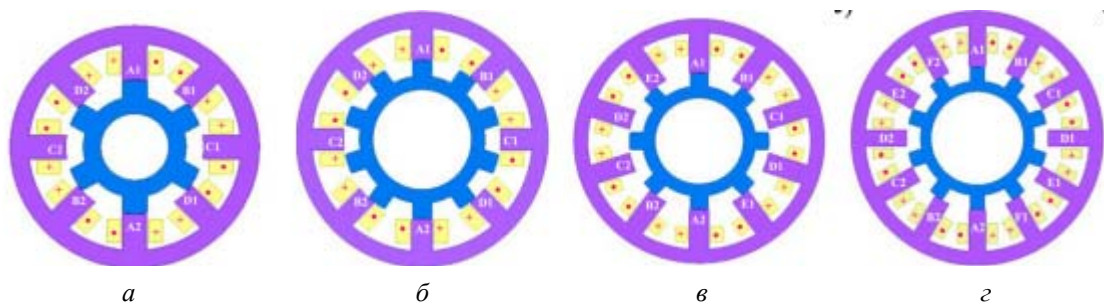


Рис. 2. Конфігурації багатополюсних вентиляльно-індукторних двигунів: а – 8/6; б – 8/10; в – 10/8; г – 12/10

У результаті аналізу [2] пульсацій електромагнітного моменту ΔM , магнітних втрат p_m та ККД двигунів визначено найбільш ефективний ВІД ($m=5$, ККД = 87,4%, $\Delta M = 12\%$).

Однак, за однакового числа фаз у разі збільшення числа полюсів статора і ротора ВІД зростають магнітні втрати (завдяки збільшенню частоти перемагнічування).

Тенденція використання багатофазних ВІД спостерігається для БПЛА [3, 4]. Так, у роботі [3] представлено порівняльний аналіз технічних і масогабаритних показників двигунів потужністю 500 Вт із зовнішнім ротором трифазного ВІД ($m=3$, $k=2$) конфігурацією 12/8 та СДПМ (із 30 пазами статора та 36 пазами ротора), розроблених для $M_n = 0,8$ Нм і номінальної частоти обертання $n_n = 6000$ об/хв. Схематичні зображення поперечних перерізів СДПМ і ВІД із зовнішнім ротором наведено на рис. 3 а і б відповідно.

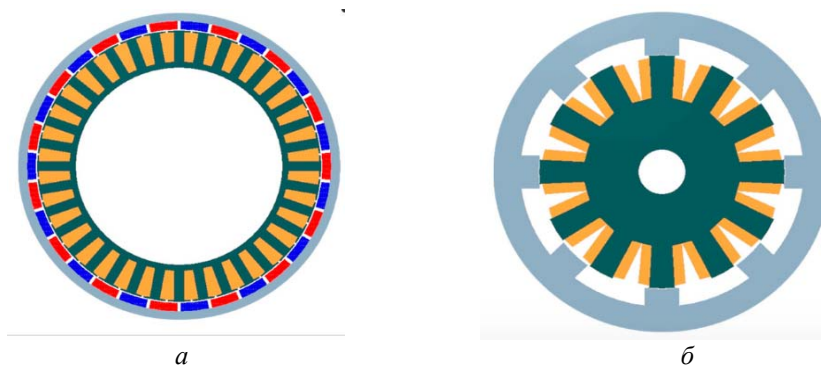


Рис. 3. Поперечні перерізи двигунів: а – СДПМ; б – ВІД

Результати розрахунків показали [3], що СДПМ має кращі технічні показники: вищий ККД (85,7 %), нижчі магнітні втрати та менші пульсації електромагнітного моменту ($\Delta M = 0,2\%$) порівняно з ВІД конфігурації 12/8. У роботі [4], окрім попередньої конфігурації 12/8 ($m=3$, $k=2$), розглянуто два трифазних ВІД із зовнішнім ротором ($M_n = 0,8$ Н·м) конфігурацій 18/12 ($k=3$) та 24/16 ($k=4$) з метою оцінки їхньої придатності для БПЛА. Показано, що пропорційне збільшення числа полюсів статора і ротора дає змогу зменшити пульсації електромагнітного моменту ВІД із зовнішнім ротором. Однак, реалізація багатофазних ВІД вимагає також пропорційного збільшення числа елементів вентильного перетворювача, що збільшує вартість двигунів.

Підходи до проєктування ВІД БПЛА комерційного призначення. Сучасні підходи щодо проєктування вентильно-індукторних двигунів із зовнішнім ротором на першому етапі включають розроблення магнітних систем згідно з вимогами завдання (номінальні потужність, напруга і частота обертання, зовнішній діаметр, довжина магнітопроводів, крива намагнічування сталі і т.п.), вибір конфігурації; розрахунок діаметра розточування D_i , геометричних параметрів і кутових величин статора β_s і ротора β_r і т.п.), формування статичних характеристик – залежності потокозчеплення або індуктивності фази від кута повороту ротора і фазного струму $\psi_\phi = f(i_\phi, \theta)$ або $L_\phi = f(i_\phi, \theta)$ шляхом комп'ютерного моделювання з використанням методу скінченних елементів (МСЕ) [6].

На другому етапі проводяться дослідження перехідних процесів вентильно-індукторних двигунів за допомогою математичних моделей, розроблених у середовищі Matlab-Simulink, що враховують взаємний вплив індукторної машини, комутатора, системи керування, навантаження. Визначаються часові залежності струмів фаз, електромагнітного моменту, частоти обертання, розраховуються втрати (магнітні, електричні, механічні), ККД і електромеханічні характеристики ВІД у робочих режимах.

Однак, ВІД із зовнішнім ротором потребують повнішого заповнення паза статора міддю і уточнення конфігурації котушок обмотки, що запропоновано авторами в методиці [7]. Особлива увага приділяється врахуванню теплових процесів, що протікають в елементах конструкції ВІД, які працюють в умовах підвищених температур та інтенсивних режимів навантаження. Синтез і аналіз ВІД із зовнішнім ротором вимагає надійних методів теплового розрахунку [8], що забезпечує працездатність та стабільність їхньої роботи.

Актуальним напрямком розвитку комерційних БПЛА є використання швидкісних електродвигунів. У роботі [5] представлено результати розрахунків аеродинамічних характеристик гвинта квадрокоптера та рівня акустичного тиску на відстані 1 метра від джерела акустичного випромінювання (гвинта) за зміни частоти обертання двигуна від 3000 об/хв. до 10000 об/хв. Показано, що ККД гвинта має максимум за частоти обертання 9000 об/хв. Водночас акустичний тиск прямо пропорційний швидкості обертання, а екстремум відсутній.

В Інституті електродинаміки НАН України з 2008 до 2019 рр. проводилась робота щодо розроблення і дослідження вентиляно-індукторних двигунів. За участю автора [9] був розроблений дослідний зразок ВІД конфігурації 6/4 на базі асинхронного двигуна (АД) із використанням комутатора зі С-скиданням і коливальним поверненням енергії, отримано два патенти та проведено теоретичні й експериментальні дослідження робочих режимів ВІД. Результати показали можливість збільшення ККД на 7 % порівняно із серійним АД потужністю 120 Вт, широкий діапазон регулювання частоти обертання (1:6), плавний пуск; зростання електромагнітного моменту за зниження частоти обертання двигуна.

Ще на етапі попереднього проектування можна зменшити пульсації електромагнітного моменту вентиляно-індукторного двигуна шляхом вибору раціональної структури й оптимізації геометричних розмірів індукторної машини. У роботі [9] запропоновано концепцію оптимального проектування геометрії статора і ротора ВІД із забезпеченням необхідного середнього значення електромагнітного моменту і мінімальних його пульсацій на основі використання аналітичних залежностей цих параметрів від геометричних розмірів ІМ: діаметра розточування D_i і кутових величин статора β_s і ротора β_r . Цей підхід дав змогу визначити на етапі попереднього проектування оптимальну геометрію ВІД (конфігурація 6/4, потужність 100 Вт) із кутовими величинами полюсів статора і ротора відповідно $\beta_r = 40,5^\circ \dots 41^\circ$, $\beta_s = 37,5^\circ$, яка забезпечує необхідне середнє значення електромагнітного моменту 0,4 Н·м та мінімальні його пульсації на рівні 27 %.

Ефективні способи керування ВІД у складі ЕМС зі змінним навантаженням. Для ВІД характерні універсальність та гнучкість у формуванні необхідних механічних характеристик привода та розширення зони регулювання частоти обертання шляхом зміни кутів комутації. На основі аналізу та узагальнення результатів досліджень способів регулювання частоти обертання ВІД електромеханічних систем зі змінним навантаженням завдяки широтно-імпульсному регулюванню (ШІР) фазної напруги та зміни рівня обмеження фазного струму розроблено рекомендації щодо вибору ефективних способів керування ВІД за критерієм максимального ККД у робочих режимах [10]:

1) для регулювання частоти обертання ВІД у діапазоні 1:4 за умови сталої корисної потужності варто застосовувати керування кутами комутації, коли при зростанні частоти обертання кут вмикання зменшується за незмінного кута вимикання. Цей спосіб буде більш ефективним, якщо зі зменшенням кута вмикання кут вимикання буде дещо збільшуватися, додатково розширюючи зону комутації;

2) для ефективного регулювання частоти обертання ВІД у діапазоні 1:6 за умови сталого моменту опору пропонується спосіб керування ВІД, що базується на зменшенні напруги і збільшенні кута вмикання за сталої зони комутації при зменшенні частоти обертання так, щоб ККД був максимальним у режимі роботи з урахуванням періодичного моменту опору;

3) для регулювання частоти обертання ВІД у невеликому діапазоні (наприклад, 1:1,3) за умови збільшення потужності при збільшенні частоти обертання доцільно використовувати широтно-імпульсне регулювання фазної напруги або регулювання рівня обмеження фазного струму. Цей спосіб буде більш ефективним, якщо зі зменшенням частоти обертання зона комутації буде зміщуватися в сторону збільшення кута вмикання;

4) для формування комплексної механічної характеристики (наприклад, тягової) із забезпеченням максимальних значень ККД на всьому діапазоні робочих частот, який включає ділянки регулювання частоти обертання ВІД із навантаженням різного характеру, необхідно комбінувати запропоновані методи п.1-3.

Отримані результати можуть бути корисні при створенні енергоефективних ВІД для комерційних БПЛА.

Висновки. Огляд літературних джерел показав, що останнім часом підвищується зацікавленість науковців у дослідженні вентильно-індукторних двигунів із зовнішнім ротором задля можливості ефективного їхнього використання для комерційних БПЛА. Основні вимоги до електроприводів комерційних БПЛА: високі енергетичні, пускові та масогабаритні показники електродвигунів. Ці вимоги задовольняють і широко використовуються у таких випадках високоефективні електродвигуни з постійними магнітами.

Ефективність використання вентильно-індукторних двигунів визначається забезпеченням заданих пускового і середнього електромагнітного моментів із незначними його пульсаціями, високого значення ККД, надійності та стійкості роботи в режимах експлуатації. Цього можна досягти вибором багатофазної конфігурації і оптимальним проектуванням геометрії ВІД, а також забезпеченням високих значень ККД у робочих діапазонах, що реалізується вибором ефективних способів керування ВІД літальних апаратів.

На основі огляду літературних джерел підходів до проектування і ефективного регулювання частоти обертання ВІД зі змінним навантаженням визначено напрямки подальших досліджень ВІД літальних апаратів, які будуть зосереджені на розробці геометрії ВІД із зовнішнім ротором у габаритах СДПМ та підвищенні ефективності режимів їхньої роботи.

Розробка ВІД комерційних безпілотних літальних апаратів вимагає подальшого більш глибокого вивчення процесів у таких машинах, їхнього аналізу, не тільки моделювання та оптимізації конструкцій, але й оптимізації режимів роботи відповідно до умов експлуатації.

Основні тенденції розвитку ВІД комерційних БПЛА: використання перспективних технологій; використання багатофазних ВІД; оптимальне проектування геометрії індукторної машини за критеріями ефективності; підвищення енергоефективності ВІД у робочих режимах; розробка та удосконалення математичних моделей, методик розрахунку, методів аналізу та оптимізації режимів ВІД з урахуванням навантаження БПЛА.

Робота виконувалась в рамках реалізації Проєкту Національного фонду досліджень України № 2025.06/0044. ПРОЄКТ "«Електромеханічні системи підвищеної енергоефективності для літальних апаратів»", № 2025.06/0044.

1. Patel S. R., Gandh N., Chaithanya N., Chaudhari B. N., Nirgude A. Design and development of Switched Reluctance Motor for electric vehicle application. *IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, Trivandrum, India, 2016. Pp. 1–6.
2. Shouyi Han, Kaikai Diao, Xiaodong Sun. Overview of multi-phase switched reluctance motor drives for electric vehicles. *Advances in Mechanical Engineering*. 2021. No 13(9). DOI: <https://doi.org/10.1177/16878140211045195>
3. Vigneshwar S.T., Balaji M., Prabhu S. Comparative Analysis of PMSMs and SRMs for Drone Applications. *Engineering Proceedings*. 2025. No 93(1). Pp. 4. DOI: <https://doi.org/10.3390/engproc2025093014>
4. Vigneshwar S.T., Balaji M., Kamaraj V., Prabhu S. Comparative Analysis of Switched Reluctance Motors with Different Slot Pole Combinations for Quadcopter Applications. *ICSES*. Chennai India. 2024. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICSES63760.2024.10910667>
5. Балалаєва К.В., Балалаєв А.В., Голембієвський Г.Г., Ковтун А.А. Характеристики повітряного гвинта квадрокоптера. *Авіаційно-космічна техніка і технологія*. 2023. № 4 спецвипуск 1 (189). С. 23-28 DOI: <https://doi.org/10.32620/aktt.2023.4sup1.04>
6. Singh V. K., Sharma U. and Singh B. Design FEA and Dynamic Simulation Based Model of an Outer Rotor SRM for an Efficient Fan Application. *IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, Jaipur, India, 2020. Pp. 1–6.
7. Ткачук В.І., Біляковський І.Є., Малиш О.В. Методика проектування вентильних реактивних двигунів оберненої конструкції. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка»*. 2006. № 563. С. 136–140.
8. Ткачук В.І., Біляковський І.Є., Продиус В.М., Вайда Б.Р. Особливості теплового розрахунку електромеханічного перетворювача з явнополюсним статором і зовнішнім пасивним ротором. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка»*. 2007. № 587. С. 94–100
9. Бібік О.В. Розвиток теорії та розроблення засобів підвищення енергоефективності вентильно-індукторних і асинхронних двигунів із змінним навантаженням: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.09.01 / Ін-т електродинаміки НАН України, Київ, 2020. 40 с.
10. Bibik O.V., Mazurenko L.I., Shykhnenko M.O. Effective Methods to Control the Switched Reluctance Drive of Pumping and Compressor Equipment and Electric Transport. *IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*, Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University, Kremenchuk, 2023, Poster Session. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES61502.2023.10402474>

MAIN TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF SWITCHED RELUCTANCE MOTORS FOR COMMERCIAL UAVS**O.V. Bibik**

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Science of Ukraine,
Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: 12olenbivs@gmail.com

The article provides an overview of the design features, advantages, and disadvantages of motors used for commercial unmanned aerial vehicles. A review and analysis of multiphase classical SRMs is presented. A comparative analysis of the technical performance of an outer rotor SRM and PMSMs is presented. Based on a review of approaches to the design and effective methods of controlling the speed of switched reluctance motors of electromechanical systems with variable load, the main development trends and ways of further research into SRM for commercial unmanned aerial vehicles have been identified. Ref. 10, fig. 3.

Keywords: switched reluctance motors, configuration, technical characteristics, design, commercial unmanned aerial vehicle.

1. Patel S. R., Gandh N., Chaithanya N., Chaudhari B. N., Nirgude A. Design and development of Switched Reluctance Motor for electric vehicle application. *IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, Trivandrum, India, 2016. Pp. 1–6.
2. Shouyi Han, Kaikai Diao, Xiaodong Sun. Overview of multi-phase switched reluctance motor drives for electric vehicles. *Advances in Mechanical Engineering*. 2021. No 13(9). DOI: <https://doi.org/10.1177/16878140211045195>
3. Vigneshwar S.T., Balaji M., Prabhu S. Comparative Analysis of PMSMs and SRMs for Drone Applications. *Engineering Proceedings*. 2025. No 93(1). Pp. 4. DOI: <https://doi.org/10.3390/engproc2025093014>
4. Vigneshwar S.T., Balaji M., Kamaraj V., Prabhu S. Comparative Analysis of Switched Reluctance Motors with Different Slot Pole Combinations for Quadcopter Applications. *ICSES*. Chennai India, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICSES63760.2024.10910667>
5. Balalaieva K., Balalaiev A., Golembiyevskyy G., Kovtun A. Characteristics of a quadcopter propeller. *Aerospace Engineering and Technology*. 2023. No 4 Special Issue 1 (189). Pp. 23–28. DOI: <https://doi.org/10.32620/akt.2023.4supl.04> (Ukr)
6. Singh V.K., Sharma U. and Singh B. Design FEA and Dynamic Simulation Based Model of an Outer Rotor SRM for an Efficient Fan Application. *IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, Jaipur, India, 2020. Pp. 1–6.
7. Tkachuk V.I., Bilyakovsky I.E., Malysh O.V. Methodology for designing of inverted switched reluctance motor. *Visnyk Natsionalnoho universytetu Lvivska politekhnika*. 2006. No 563. Pp. 136–140. (Ukr)
8. Tkachuk V. I., Bilyakovsky I. E., Prodius V. M., Vaida B. R. Features of thermal calculation of an electromechanical converter with a salient pole stator and an external passive rotor. *Visnyk Natsionalnoho universytetu Lvivska politekhnika*. 2007. No 587. Pp. 94–100 (Ukr)
9. Bibik O.V. The development of theory and measures of improve the energy efficiency of switched reluctance and induction motors with variable load. The thesis for a doctor of technical sciences degree in specialty 05.09.01 Electrical machines and apparatuses. Institute of Electrodynamics of NAS of Ukraine, Kyiv, 2020. 40 p. (Ukr)
10. Bibik O.V., Mazurenko L.I., Shykhnenko M.O. Effective Methods to Control the Switched Reluctance Drive of Pumping and Compressor Equipment and Electric Transport. *IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES)*, Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University, Kremenchuk, 2023. Poster Session. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES61502.2023.10402474>

Надійшла: 28.11.2025
Прийнята: 08.12.2025

Submitted: 28.11.2025
Accepted: 08.12.2025