



ISSN 1727-9895

ISSN 2786-7064 (online)

Праці

Інституту електродинаміки

Національної академії наук

України

Збірник наукових праць

Випуск

66

Київ

2023

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
66**

Київ
2023

ПРАЦІ ІНСТИТУТУ ЕЛЕКТРОДИНАМІКИ НАН УКРАЇНИ

Редакційна колегія*:

Шаповал І.А.	головний редактор, докт. техн. наук
Кириленко О.В.	академік НАН України
Стогній Б.С.	академік НАН України
Шидловський А.К.	академік НАН України
Жаркін А.Ф.	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
Щерба А.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
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.F. Zharkin	Corresponding Member 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
A.A. Shcherba	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.dsplace.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 бази 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 № 11 від 16 листопада 2023 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, 2023

**Праці
Інституту електродинаміки
Національної академії наук України**

Випуск 66

2023 р.

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66>

ЗМІСТ

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Блінов І.В., Трач І.В., Рибіна О.Б.

Розподілене регулювання напруги розподільчої електромережі
з відновлюваними джерелами електроенергії5

Nerubatskyi V.P., Hordiienko D.A.

Energy efficient ways of using energy accumulators in the Smart Grid concept.....11

Nerubatskyi V.P., Hordiienko D.A.

Conceptual model of a micronetwork with distributed energy resources16

Омельчук А.О.

Дослідження резонансних явищ в електричному колі силового трансформатора21
10/0,4 кВ з конденсаторною батареєю

Сивенко М.М., Мірошник О.О.

Визначення оптимальних параметрів накопичувачів електричної енергії
та генеруючих джерел в автономних локальних електросистемах27

Лавринович П.В.

Аналіз можливих підходів до визначення найбільш достовірного методу
побудови енергобалансу33

Мелещук Д.В.

Концепція підвищення безпеки вузлів розподільчої енергетичної інфраструктури України39

Замулко А.І., Довгаль М.О.

Аналіз перспектив розвитку ТЕЦ України в умовах інтеграції в загальноєвропейський простір44

Мірошник В.О., Лоскутов С.

Ретроспективний аналіз вартості похибки прогнозу для побудови балансуючих груп
виробників з відновлюваних джерел енергії53

Сичова В.В.

Розробка штучної нейронної мережі для прогнозування небалансів електричної
енергії в ОЕС України.....58

Голік Ю.С., Шарій Г.І., Крот О.П., Ченурко Ю.В., Серга Т.М.

Дослідження використання альтернативних видів палива на Полтавщині64

Степаненко В.А.

Сучасні рішення для приєднання відновлюваних джерел енергії до системи
електропостачання.....70

Веремійчук Ю.А., Опришко В.П., Притискач І.В., Ярмолюк О.С.

Оптимізація процесів розподілу електроенергії в системі електропостачання енергетичної спільноти77

Бєлоха Г.С., Сичова В.В.

Оптимізація графіків електричного навантаження агрегатором в локальних електроенергетичних системах84

ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ**Гориславець Ю.М., Глухенький О.І., Залозний В.І.**

Вплив електрофізичних параметрів матеріалів на електричні втрати в металевих каркасах індукційних каналних печей90

НАПІВПРОВІДНИКОВІ ПЕРЕТВОРЮВАЧІ**Губаревич В.М., Маруня Ю.В., Кабан В.П., Матвєєв В.Ю.**

Універсальний трифазний пасивний фільтр гармонік струму мережі96

Руденко Ю.В.

Розрахунок процесів у перетворювачі зі зменшеною пульсацією вихідної постійної напруги100

ТЕОРЕТИЧНА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОФІЗИКА**Кучерява І.М.**

Сучасні інтелектуальні системи моніторингу силових кабелів та кабельних ліній111

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ**Ковбаса С.М., Коломійчук Є.В.**

Порівняльний аналіз показників якості відпрацювання кутової швидкості в одноконтурній системі прогнозного керування двигуном постійного струму124

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ**Akinin K.P., Kireyev V.G., Petukhov I.S., Filomenko A.A.**

Three-degree-of-freedom electric machine and its operation modes132

ВИМІРЮВАННЯ ТА ДІАГНОСТИКА В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ**Левицький А.С., Зайцев Є.О., Кобзар К.О., Сорокіна Н.Л.**

Вимірювання зусиль в стягувальних призмах осердя статора потужного турбогенератора з використанням даних про хід блоку тарілчастих пружин в силових аккумуляторах144

Гижко Ю.І., Гуторова М.С., Зварич В.М., Кузік Г.А., Мислович М.В., Остапчук Л.Б., Тімко В.О.

Застосування багаторівневих систем для розв'язку задач моніторингу і діагностики вузлів електротехнічного обладнання150

CONTENTS.....166

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.316:681.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.005>

РОЗПОДІЛЕНЕ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ РОЗПОДІЛЬЧОЇ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

І.В. Блінов*, докт. техн. наук, **І.В. Трач****, канд. техн. наук, **О.Б. Рибіна***** канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: igor.trach@gmail.com

Досліджено проблеми розподіленого регулювання напруги в електричних мережах (ЕМ) із відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) з інтерфейсом перетворювача. Запропоновано здійснювати регулювання напруги управлінням реактивною потужністю ВДЕ з інтерфейсом перетворювача. Як критерій цільової функції використано середньоквадратичне відхилення напруги у вузлах встановлення ВДЕ. Для вирішення задачі екстремуму за динамічних режимів зміни стану ЕМ, зокрема добових змін навантажень та активної потужності ВДЕ, запропоновано метод extremum seeking control (ESC). Наведені приклади показали покращення напруги в ЕМ з віртуальною станцією за різних рівнів обмеження генерації реактивної потужності. Розглянуто роботу тестової ЕМ IEEE33 у разі значного проникнення потужності ВДЕ згідно з нормами стандарту EN50549-1:2019 для отримання оптимального середньодобового значення середньоквадратичного відхилення напруги. Бібл. 12, рис. 4, таблиця.

Ключові слова: розподілене регулювання напруги, відновлювані джерела енергії, інтерфейс перетворювача, метод extremum seeking control.

Вступ. Впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) вважається важливою складовою процесів декарбонізації як світової, так і української електроенергетики [1]. Невпинне збільшення кількості ВДЕ в структурі виробничих потужностей доцільно супроводжувати заходами, пов'язаними з використанням переваг впливу властивостей ВДЕ на режими електроенергетичних систем [2, 3]. Так, ВДЕ з інверторами можуть бути джерелами реактивної потужності (РП) та використовуватись для регулювання режимів у розподільчих електричних мережах (ЕМ) та зменшувати активні втрати електричної енергії. Використання джерел РП дає змогу керувати рівнями напруги у вузлах фідерів, реактивною потужністю в точці живлення ЕМ. Перераховані цілі можуть вибиратись як критерії оптимізації.

До основних проблем контролю режимів розподільчих ЕМ традиційно відносять неповноту достовірної інформації про поточний стан ЕМ в умовах добових змін електроспоживання та значних добових коливань активної потужності ВДЕ, що суттєво впливає на режими ЕМ. Тому задачі підтримки напруги розподільчих ЕМ розв'язувалися передусім на рівні проектування ліній ЕМ. Основним засобом регулювання напруги в ЕМ у такому разі виступало регулювання напруги трансформатора на підстанції в центрі живлення ЕМ. Додатково до промислових споживачів висувалася вимога компенсації реактивної складової навантаження, яка реалізується використанням пристроїв компенсації, зазвичай батарей нерегульованих конденсаторів та регульованих конденсаторних установок.

Незважаючи на велику кількість досліджень в області децентралізованого управління режимами розподільчих ЕМ, впроваджені Smart-технології досі не використовують повною мірою сучасні можливості спільного залучення наявних засобів впливу на режими розподілу електричної енергії, зокрема в умовах невинного впровадження ВДЕ внаслідок недосконалої моделей вибору оптимальної архітектури систем управління та оптимальних законів



регулювання. Ефективним способом вирішення означених проблем є застосування технологій SmartGrid, орієнтованих на децентралізоване управління режимів ЕМ [4]. Концепція SmartGrid передбачає побудову гнучких автоматичних систем ситуативного управління режимами потоків енергії та регулювання рівнів напруги.

Сьогодні серед ВДЕ збільшується кількість систем з інтерфейсом перетворювача (converter interfaced generation – CIG). Генерація з інтерфейсом перетворювача CIG використовує електронні перетворювачі для взаємодії з компонентами енергосистеми, такими як генератори, накопичувачі енергії [5] та електрична мережа. Ці системи призначені для забезпечення гнучкого та ефективного контролю над вихідною потужністю генераторів, і сприяють покращенню загальної продуктивності й стабільності енергосистеми. Проводяться дослідження динамічного керування реактивної потужності в ЕМ зі значним проникненням CIG з метою покращення напруги та зменшення втрат.

Розподілене регулювання напругою [6] передбачає централізоване контрольоване генерування реактивної потужності групи CIG та є засобом керування розподільчими мережами відповідно до конкретних змін стану ЕМ [7].

У результаті дослідження моделі регресії критерію середньоквадратичного відхилення напруги (СКВН) від змінних РП [7] встановлено, що критерій СКВН належить до класу багатопараметричної повної квадратичної форми зі складовими першого порядку, визначено властивості та оцінено параметри моделі. Це дає змогу вибрати ефективні методи багатопараметричної оптимізації СКВН у вузлах ЕМ за добових змін навантажень, де змінними є розподілені джерела РП.

Задача є складовою технічних рішень із розподіленого регулювання напругою (Distributed voltage control DVC) на основі розподіленого керування реактивною потужністю. Під терміном розподіленого регулювання напругою (DVC) мається на увазі скоординоване синхронізоване в часі вимірювання напруги в декількох вузлах ЕМ, результати якого передаються в центр обробки даних, та наступне керування реактивною потужністю розподіленими CIG для досягнення заданих значень напруги.

Критерій багатопараметричної оптимізації середньоквадратичного відхилення напруги у вузлах ЕМ. Позначимо H, k, l відповідно всі вузли, вхідний і вихідний вузли на ділянках між двома сусідніми вузлами ЕМ; M, i, j – відповідно всі вузли, вхідний і вихідний вузли на ділянках, де присутні джерела РП; E, e – відповідно всі та окремі ділянки ЕМ; N, n – загальну кількість та номери джерел РП ($k, l \in H$), ($i, j \in M$), $M \in H, n \in N$.

З урахуванням генерації РП Q_j^g у вузлах j на ділянках M , напруга на початку ділянки

$$U_k = U_l + (r_{kl}P_l + x_{kl}(Q_l + Q_l^g))/U_l + j(x_{kl}P_l - r_{kl}(Q_l + Q_l^g))/U_l. \quad (1)$$

Після перетворення з урахуванням генерації РП Q_j^g у вузлах j на ділянках M :

$$U_k = U_l + (r_{kl}P_l + x_{kl}(Q_l + Q_l^g))/U_l + j(x_{kl}P_l - r_{kl}(Q_l + Q_l^g))/U_l.$$

Після перетворення отримуємо складову джерел РП Q_j^g в напругу вузла k :

$$\Delta U_k^g = (x_{kl}Q_l^g - jr_{kl}Q_l^g)/U_l. \quad (2)$$

У дослідженні прийнято критерій СКВН, завдяки якому у вузлах встановлення джерел $i \in M$ СКВН має прагнути до нуля в кожний момент доби за відхилення напруги U_i^g вузлів від номінальної напруги U_n :

$$u = \frac{1}{M} \sum_{i \in M} (U_i^g - U_n)^2 \rightarrow 0. \quad (3)$$

Досліджуються методи оптимізації режимів ЕМ із CIG [8, 9]. Для вирішення задачі розподіленого регулювання напругою в ЕМ шляхом оптимізації протікання потоків реактивної потужності в ЕМ використовується квадратична модель напруги для формулювання оптимального протікання потужності в ЕМ [8].

Метою дослідження є вирішення задачі розподіленого регулювання напруги в ЕМ зі значним проникненням СІГ. Досліджено ефективність використання методу extremum seeking control для розподіленого регулювання напруги в ЕМ.

Задача оптимізації. Критерій I_V представляє СКВН V_d від номінальної напруги V_n у s вузлах встановлення СІГ, які генерують як активну, так і реактивну потужності:

$$I_V = \min(V_d), \quad V_d = \frac{1}{s} \sum_{i=1}^s (V_i - V_n)^n. \quad (3)$$

Розглядається варіант розподіленого регулювання напруги з використанням СКВН лише у вузлах підключення СІГ. Така постановка задачі дає змогу розпочати регулювання напруги в розподільчій ЕМ із СІГ без додаткових капіталовкладень у засоби моніторингу всіх вузлів із боку Оператора системи розподілу.

Обмеження цільової функції I_V . Максимальна реактивна потужність СІГ $Q_{pv} < Q_{pv}^{\lim}$. У роботі розглянуто варіанти обмеження, що відповідають стандарту EN50549-1:2019. На рис. 1 подано діапазон підтримування реактивної потужності згідно зі стандартом EN50549-1:2019. Обмеженнями є задані діапазони генерування реактивної $Q_{pv}^{\lim}$ потужності СІГ. Вважається, що СІГ генерує реактивну потужність Q упродовж всієї доби відповідно до новітніх стандартів.

Математична модель залежності критерію СКВН. Змінними є реактивна потужність СІГ. СКВН має багатопараметричну квадратичну форму зі складовими першого порядку [7]. Функція суворо опукла, має один мінімум та ознаки міжфакторної залежності. Встановлені особливості математичної моделі використано під час розробки методів оптимізації СКВН.

Метод extremum seeking control. Огляд методів оптимізації режимів ЕМ з приєднаними відновлювальними джерелами представлено в [8, 9]. В дослідженні використано метод extremum seeking control, що застосовується для знаходження екстремальних значень системи [10]. Він використовується у випадках, коли характеристики системи невідомі, зокрема, змінюються в часі. Суть метода полягає в інжекції в ЕМ реактивної потужності, яку генерують ДРП, незначних синусоїдальних збурень заданою частотою, виділенні градієнту сигналу та спуску до мінімуму функції. Процес оптимізації відбувається постійно впродовж доби за добової зміни активної й реактивної потужностей навантажень. Кожне розосереджене СІГ безперервно отримує інформацію про напруги V_i у всіх місцях їхнього приєднання та самостійно корегує величину реактивної складової РП Q_{pv} до встановлення оптимального значення змінної,

яке відповідає мінімуму функції I_V у конкретний поточний момент доби. Збурення можуть відбуватися на одній частоті [11]. На рис. 2 зображено блок-схему реалізації методу ESC.

Слід відмітити важливу перевагу методу extremum seeking control. Метод використовується у випадках, коли відомо про те, що цільова функція має місце один мінімум та неможливо математично описати залежність цільової функції від змінних. У нашому випадку параметри ЕМ постійно змінюються. Зокрема, змінюються навантаження, опір гілок залежно від температури, стан перемикачів трансформаторів, реконфігурація гілок шляхом додавання або відокремлення гілок ЕМ. У всіх цих випадках критерій СКВН буде мати повну квадрати-

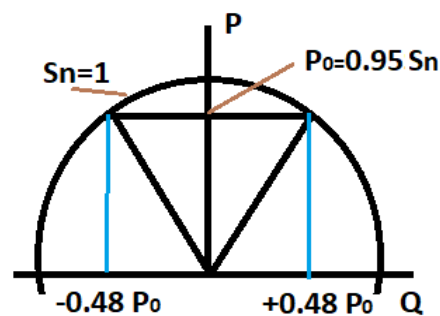


Рис. 1

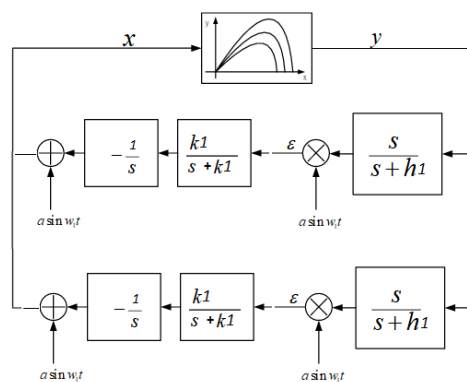


Рис. 2

чну форму, опуклу, з одним мінімумом [7]. Хоча оптимальні значення критерію СКВН та оптимальні значення змінних будуть змінюватись, метод дає змогу знаходити поточні мінімальні значення впродовж доби.

Приклади розподіленого регулювання напруги в ЕМ з СІГ. Для проведення досліджень використано стандартну тестову ЕМ IEEE 33 [12]. Для спрощення аналізу припускається, що Q_{pv} не залежать від потужності P_{pv}^{lim} . Дослідження виконано з урахуванням норми стандарту EN50549-1:2019 (розділ 4.7.2.2) щодо вимоги до обмежень реактивної потужності джерел, приєднаних до ЕМ.

Трасекторію змінних, а саме реактивної потужності СІГ, зображено на рис. 3 для випадків обмежень змінних (реактивна потужність) $Q_{pv}^{lim}=0.6$ МВАр (червоний), 0,3 МВАр (червона). На рис. 4 показана СКВН для випадків обмежень змінних (реактивна потужність) $Q_{pv}^{lim}=0.6$ МВАр (зелена), 0,3 МВАр (синя), 0 МВАр (червона). Високочастотні просадки СКВН показують інтервали генерування активної потужності СІГ в денний інтервал часу з відповідним покращенням напруги. У таблиці наведено усереднені за добу значення СКВН V_d^{ave} . Показано, що генерація РП СІГ покращує СКВН V_d^{ave} . У разі відсутності генерації РП СІГ Q_{pv}^{lim} значно погіршується підтримання напруги в ЕМ. Варіант обмежень $Q_{pv}^{lim}=0$ МВАр представляє відсутність генерування реактивної потужності СІГ і має найгірші показники СКВН. Додатково показано, що навіть за значного проникнення СІГ, що складає 46 % від суми потужностей навантажень ЕМ, СІГ має постійно генерувати максимальну РП упродовж доби.

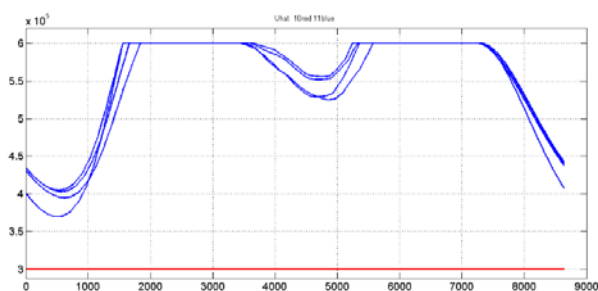


Рис. 3

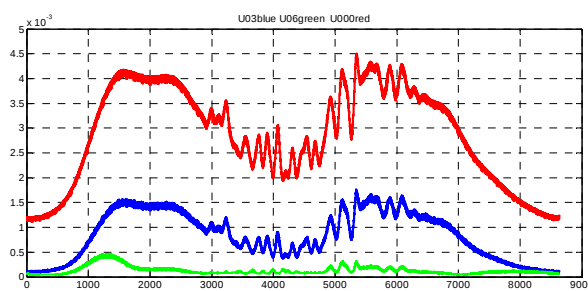


Рис. 4

Q_{pv}^{lim} , [МВАр]	V_d^{ave} , [в.о.]
0	2.91e-3
0.3	0.84279e-3
0.6	0.13023e-3

Висновки. Запропоновано метод розподіленого регулювання напруги в ЕМ у складі групи converter interfaced generation. Як критерій запропоновано використовувати СКВН у вузлах встановлення СІГ. Для вирішення задачі динамічного пошуку екстремуму багаточислової функції багатьох змінних запропоновано метод extremum seeking control (ESC), в якому використовуються незначні синусоїдальні збурення для кожної змінної.

Наведені приклади показали покращення напруги в ЕМ у разі використання реактивної потужності СІГ, значення якої отримуються методом ESC, за різних рівнів обмеження генерації реактивної потужності.

На прикладі для тестової ЕМ IEEE33 показано, що навіть у разі значного проникнення СІГ для оптимального середньодобового значення СКВН джерела РП СІГ мають переходити в режим генерації максимальної РП упродовж усієї доби.

Фінансується за держбюджетною темою «Науково-технічні засади відновлення та керованості електроенергетичної системи України в повоєнний період за синхронної роботи з енергооб'єднанням країн континентальної Європи (ENTSO-E)». Шифр: ФЕНІКС. КПКВК 6541030.

1. Кириленко О.В., Басок Б.І., Базєєв Є.Т., Блінов І.В. Енергетика України та реалії глобального потепління. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 3. С. 52–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>
2. Denysiuk S., Derevianko D.. Optimisation features of energy processes in energy systems with Distributed Generation. *Proceedings IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems, ESS*, 2020. Pp. 211–214. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160212>
3. Köppe H., Martínez Fernández J., Engel B. Technical and Economical Comparison of Reactive Power Provision with Variable Renewable Energy Power Plants and Compensation Systems. *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems – NEIS 2018*, Hamburg, 20–21 September 2018.
4. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Tankevych S.E. Smart grid and organization of information exchange in electric power systems. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2012. No 3. Pp. 44–54.
5. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Трач І.В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 4. С. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
6. Thomas F., Krahmer S., Schegner P. Robust and Optimized Voltage Droop Control considering the Voltage error. https://www.researchgate.net/publication/334491719_Robust_and_Optimized_Voltage_Droop_Control_considering_the_Voltage_Error DOI: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.13647.23208>
7. Arnold D., Negrete-Pincetic M., Callaway D. Model-Free Optimal Control of VAR Resources in Distribution Systems: An Extremum Seeking Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015. 31(5). Pp. 1–11. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2502554>
8. Summer A., Johnson J. and all. A Comparison of DER Voltage Regulation Technologies Using Real-Time Simulations. *Energies*. 2020. 13. 3562. Pp. 1–26. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13143562>
9. Barnam J. Saharia, Honey Brahma. A review of algorithms for control and optimization for energy management of hybrid renewable energy systems A review of algorithms for control and optimization for energy management of hybrid renewable energy systems. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. 2018. No 10. 053502. DOI: <https://doi.org/10.1063/1.5032146>
10. Ariyur K.B., Krstić M. Analysis and design of multivariable extremum seeking. In Proc. of the American control conference. *Proceedings of the Mathematical Theory of Networks and Systems*, 2002.
11. Blinov I., Trach I. Voltage regulation in distribution networks by the means of distributed renewable energy sources. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 1. Pp. 60–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>
12. Baran M., Wu F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1989. DOI: <https://doi.org/10.1109/61.25627>

DISTRIBUTED VOLTAGE REGULATION IN ELECTRICAL GRIDS WITH RENEWABLE SOURCES OF ELECTRIC ENERGY

I.V. Blinov, I.V. Trach, O.B. Rybina

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine
blinovihor@gmail.com, igor.trach@gmail.com

The problems of distributed voltage control in electrical grids (EGs) with renewable sources of electric energy with converter-interfaced generation (CIG). It is proposed to control the EGs modes by controlling the reactive power of converter-interfaced generation. It is proposed to use the mean square deviation of the voltage in the converter interfaced generation (CIG) installation nodes as the criterion of the target function. The extremum seeking control method was used to solve the problem of dynamic optimization with daily changes in the parameters of the electric network, namely the loads and active power of renewable sources. The examples provided have shown the improvement of the voltage in the EG at different levels of reactive power generation limitation according to the norms of the standard EN50549-1:2019. The optimal values of the average daily value of the rms deviation of the voltage of the ieee33 test EM were obtained with a significant penetration of the RES power. Bibl. 12, fig. 4, table.

Keywords.: distributed voltage control, converter interfaced generation, extremum seeking control method.

1. Kyrylenko O.V., Basok B.I., Basyev Ye.T., Blinov I.V. Power industry of ukraine and realities of the global warming. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2020. No 3. Pp. 52–61. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>
2. Denysiuk S., Derevianko D. Optimisation features of energy processes in energy systems with Distributed Generation. *Proceedings IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems, ESS*, 2020. Pp. 211–214. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160212>

3. Köppe H., Martínez Fernández J., Engel B. Technical and Economical Comparison of Reactive Power Provision with Variable Renewable Energy Power Plants and Compensation Systems. *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems* – NEIS 2018, Hamburg, 20–21 September 2018.
4. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Tankevych S.E. Smart grid and organization of information exchange in electric power systems. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2012. No 3. Pp. 44–54.
5. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus Ye.V., Trach I.V. Evaluation of efficiency of use of energy storage system in electric networks. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2021. No 4. Pp. 44–54. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
6. Thomas F., Krahmer S., Schegner P. Robust and Optimized Voltage Droop Control considering the Voltage Error https://www.researchgate.net/publication/334491719_Robust_and_Optimized_Voltage_Droop_Control_considering_the_Voltage_Error DOI: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.13647.23208>
7. Arnold D., Negrete-Pincetic M., Callaway D. Model-Free Optimal Control of VAR Resources in Distribution Systems: An Extremum Seeking Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015. 31(5). Pp. 1–11. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2502554>
8. Summer A., Johnson J. and all. A Comparison of DER Voltage Regulation Technologies Using Real-Time Simulations. *Energies*. 2020. 13. 3562. Pp. 1–26. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13143562>
9. Barnam J Saharia, Honey Brahma. A review of algorithms for control and optimization for energy management of hybrid renewable energy systems A review of algorithms for control and optimization for energy management of hybrid renewable energy systems. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. 2018. No 10. 053502. DOI: <https://doi.org/10.1063/1.5032146>
10. Ariyur K.B., Krstić M. Analysis and design of multivariable extremum seeking. In Proc. of the American control conference. Proceedings of the Mathematical Theory of Networks and Systems, 2002.
11. Blinov I., Trach I. Voltage regulation in distribution networks by the means of distributed renewable energy sources. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 1. Pp. 60–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>
12. Baran M., Wu F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1989. DOI: <https://doi.org/10.1109/61.25627>

Надійшла: 31.05.2023

Прийнята: 18.09.2023

Submitted: 31.05.2023

Accepted: 18.09.2023

ENERGY EFFICIENT WAYS OF USING ENERGY ACCUMULATORS IN THE SMART GRID CONCEPT

V.P. Nerubatskyi*, D.A. Hordiienko**

Ukrainian State University of Railway Transport,
Feuerbach Square, 7, Kharkiv, 61050, Ukraine
e-mail: D.Hordiienko@i.ua

The prospects for the application of the Smart Grid concept as one of the main directions of the development of the electric power industry are considered. The advantages of the implementation of the Smart Grid concept aimed at ensuring the reliability and energy efficiency of electricity supply, improving the quality of electrical energy, the throughput of electrical networks, the organization of parameter monitoring, control of the state of the energy system, and the integration of renewable energy sources have been identified. The topology of the Smart Grid network was studied with the possibility of connecting energy accumulators that create a bidirectional energy flow in the system, with the provision of regulation of its density depending on the demand for electricity at the current moment in time. The parameters of the intelligent network system with the use of energy accumulators are obtained on the example of the traction power supply of electric rolling stock, taking into account the electricity consumption by trains and the accumulator charge state. The given calculation results make it possible to state that the use of energy accumulators in the Smart Grid network increases the amount of energy returned to the electric power supply network, as a result of which the overall system costs are reduced. Ref.10, figure, table.

Keywords: Smart Grid concept, electric power industry, power supply system, energy accumulator, electric rolling stock.

Introduction. One of the main directions of the development of the electric power industry is the application of the methodology of intelligent networks (Smart Grid) [1, 2]. The implementation of the Smart Grid concept is aimed at ensuring the reliability and energy efficiency of electricity supply, improving the quality of electrical energy, equalizing variable load schedules, organizing monitoring of parameters and controlling the state of the energy system, integration of renewable energy sources [3, 4].

If consider the Smart Grid as an alternative to a single energy system, it is possible to distinguish several basic levels of its organization [5, 6]. The first level is related to the preservation of the existing structure of the network during the transmission of electrical energy on alternating current. The second level determines the connection between networks, whose parameters of electric energy may differ. The third level is formed by distributed generation objects at the stage of distribution and consumption of electricity – power plants based on alternative energy sources, "active" and "passive" consumers, as well as electricity accumulators connected to the network.

The components of the Smart Grid intelligent network include FACTS systems installed in the electrical network and designed to stabilize voltage, improve controllability, optimize flow distribution, reduce losses, damp low-frequency oscillations, increase static and dynamic stability, and as a result – increase network throughput and reduce losses [7, 8]. A significant role in the entire variety of FACTS devices is played by power electronics based on various modifications of voltage converters using controlled semiconductor switches.

An important role in the functioning of FACTS systems is played by electric energy accumulators that perform the following functions [9, 10]:

- equalization of load schedules y of the network (accumulation of electrical energy in periods of excess energy availability and supply to the network in periods of shortage;
- provision of uninterrupted power supply of particularly important objects, needs of power stations;
- ensuring, in combination with FACTS devices, an increase in stability limits;
- stabilization of the operation of decentralized sources of electrical energy;



– damping of power fluctuations.

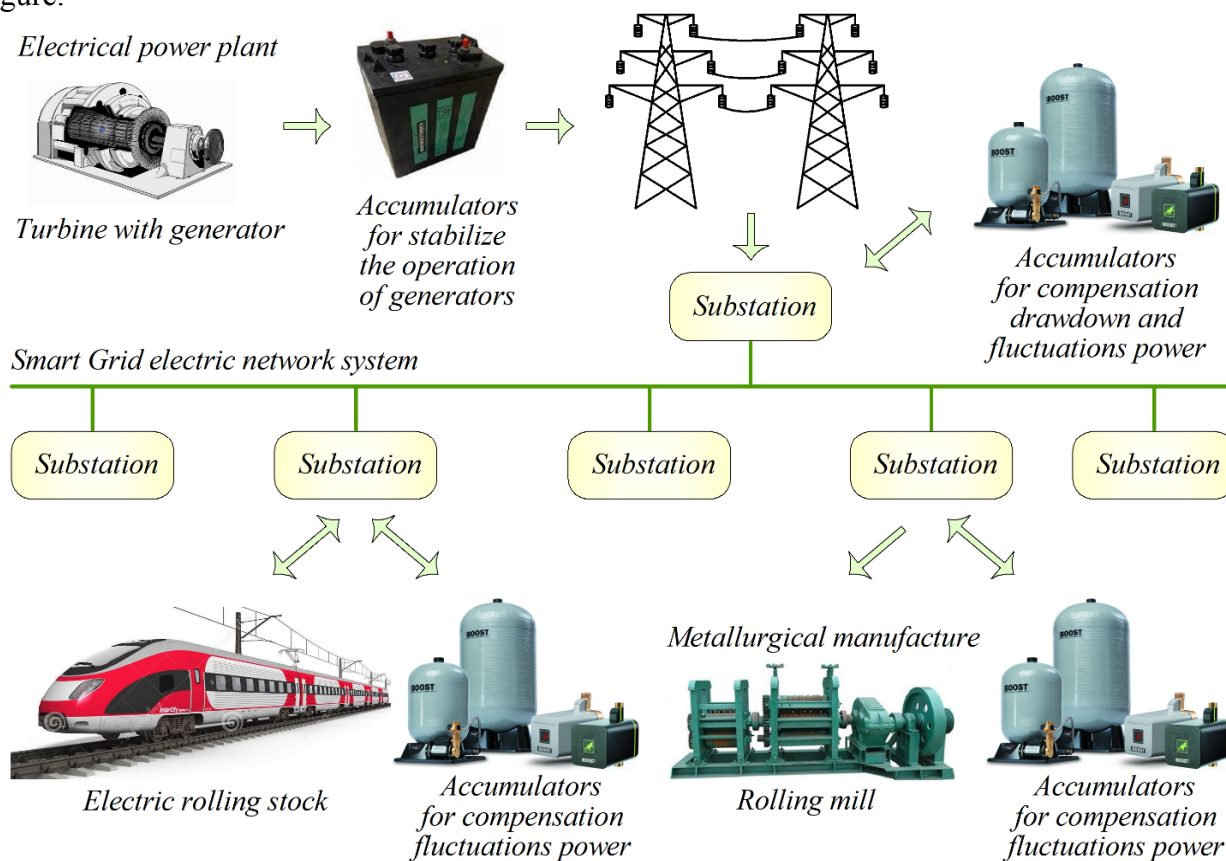
Thus, the issue of further introduction of electricity accumulators into the Smart Grid concept is an urgent task.

The purpose of the paper. The purpose of the study is to increase the energy efficiency of systems in the Smart Grid concept by using energy accumulators. To achieve this purpose, the following tasks are set:

- determine the advantages of using energy accumulators in the Smart Grid concept;
- to consider the intelligent network system using energy accumulators on the example of traction power supply of electric rolling stock;
- to present the results of calculations of the system in the Smart Grid network with the use of energy accumulators.

The main material and study results. Energy accumulators are divided into electrostatic and electromechanical. Electrostatic energy accumulators includes high-capacity accumulators, energy accumulators based on molecular capacitors (supercapacitors), energy accumulators based on low-temperature (liquid gel cooling) superconductors. All types of electrostatic accumulators are connected to the network through power electronics devices – charging and converting devices.

The use of accumulators in the energy system based on the Smart Grid concept is shown in figure.



To electromechanical electricity accumulators there are two types of complexes: synchronous machines with frequency converters of the primary circuit with flywheels on the shaft; asynchronous machines with flywheels on the shaft.

The economic effect of using energy accumulators is achieved due to:

- differences in tariffs when buying electricity in hours of minimum load and selling it in hours of maximum;
- fuel savings at power plants due to the refusal to unload them during the hours of minimum loads with the accumulation of excess electricity and the refusal to load additional capacities during the periods of maximum loads with the release of accumulated electricity;

– refusal to buy expensive electricity from power stations that are in reserve on the wholesale market.

In addition, a quick reserve of power and electricity is provided in the event of emergency shutdowns of generators of power stations and elements of the electric network without the need to maintain an expensive reserve of power at power stations or the presence of a network reserve, and an additional economic effect is achieved due to:

- provision of system services for frequency regulation;
- maintenance of voltage levels at installation sites;
- creation of local intelligent electric energy systems;
- purchase of electricity during the day at the integrated tariff and its sale during peak hours at the maximum tariff;
- stabilization of power schedules of electricity generated by wind and solar power plants;
- postponement of deadlines or refusals of capital investments in the reconstruction of elements of the electrical network.

The railway transport system is one of the largest energy-intensive consumers in electric power systems. Therefore, there is a need to increase the energy efficiency of railway power systems by including Smart Grid components.

The system can consist of distributed generation (wind and solar energy generation) and a hybrid energy accumulators system (energy accumulators from accumulators and supercapacitors). Energy generated by trains during deceleration (regenerative braking mode) enters the network, and energy is consumed during acceleration of trains. At the same time, energy is exchanged between the Smart Grid intelligent network and the main power network.

The task of the proposed system is to minimize the total cost of operating the power system and intelligent network, taking into account the consumption of electricity by trains and the state of charge of accumulators, as well as taking into account various restrictions.

Increasing the energy efficiency of the traction power supply system of electric rolling stock with an integrated Smart Grid system is solved using a microgenetic algorithm, which is quite simple, reliable, flexible and capable of finding an optimal global solution. The microgenetic algorithm has an evolutionary concept based on random processes, selection of encoded solutions, reduction of the search space using special knowledge. At the same time, the processing time of the microgenetic algorithm is less compared to other algorithms.

The objective function of the proposed system is subject to equality and inequality constraints and is defined as:

$$F = \sum_{i=1}^n \left[C_{Grid} (P_{Grid}^t) + C_c (P_c^t) + C_b (P_b^t) \right], \quad (1)$$

where P_{Grid} is the capacity of the Smart Grid; P_c is the power of the supercapacitor; P_b is the accumulator capacity; t is the planning period, $t = 1, 2, 3, \dots, n$.

The power balance equation is defined as:

$$P_E^t + P_r^t = P_{Grid}^t + P_c^t + P_b^t, \quad (2)$$

where P_E is the power of electric rolling stock; P_r is the excess power.

Parameter P_E has a positive effect on the energy consumption system during deceleration (recovery process) and negatively during acceleration of train movement.

The power limit from the public power system is defined as:

$$P_{Grid}^{\min} \leq P_{Grid}^t \leq P_{Grid}^{\max}. \quad (3)$$

The excess power limit is defined as:

$$P_r^t \geq 0. \quad (4)$$

The balance equation of the accumulator charge state is defined as:

$$C(t) = C(t-1) + I(t)\Delta t, \quad (5)$$

where $I(t)$ is the charging (discharging) current of the accumulator.

Accumulator charge limitation is defined as:

$$C(t)_{\min} \leq C(t) \leq C(t)_{\max}, \quad (6)$$

where $C(t)_{\min}$ is the minimum accumulator capacity; $C(t)_{\max}$ is the maximum accumulator capacity.

The limitation of the charge (discharge) current of the accumulator is defined as:

$$I(t)_{\min} \leq I(t) \leq I(t)_{\max}, \quad (7)$$

where $I(t)_{\min}$ is the limitation of accumulator discharge current; $I(t)_{\max}$ is the limitation of accumulator charge current.

The limitation of the charge current of the supercapacitor is defined as:

$$P_{c \min}^c(t) \leq P_c^c(t) \leq P_{c \max}^c(t). \quad (8)$$

The limitation of the discharge current of the supercapacitor is defined as:

$$P_{c \min}^d(t) \leq P_c^d(t) \leq P_{c \max}^d(t). \quad (9)$$

The lower and upper limits of the accumulator charge are considered to be 10 kA·h and 15 kA·h, respectively. The maximum capacity of the accumulator is 1 MW. The maximum power of the supercapacitor is 2 MW. The maximum power from the Smart Grid intelligent power network is 20 MW. To compare the energy efficiency of power network systems, the calculations given in the table were made.

Parameter	Without Smart Grid system	With Smart Grid system
Energy consumed by electric rolling stock, MW·h	19.24	19.24
Energy returned to the electrical network, MW·h	2.32	4.49
Power of accumulator capacity, MW	–	0.76
Power of the supercapacitor, MW	–	1.16

In the first case, the calculations were performed without taking into account the components of the Smart Grid intelligent network. The energy consumed by electric rolling stock is 19.24 MW, and the energy returned to the electric network is 2.32 MW. In the second case, calculations were made taking into account energy accumulators. At the same time, the amount of energy returned to the electric network is 4.49 MW.

According to the results of the calculations, it can be seen that the amount of energy returned to the electrical network in the second case increases by 2.17 MW. Thus, the use of energy accumulators in a Smart Grid network increases the amount of energy returned to the electrical power network, resulting in a reduction in overall energy costs.

Conclusions. On the basis of the conducted research, the following conclusions can be drawn:

- an important advantage of the use of energy accumulators in the Smart Grid concept is the provision of a quick reserve of power and electricity in the event of emergency shutdowns of power station generators and elements of the electrical network;

- the intelligent network system with the use of energy accumulators on the example of the traction power supply of electric rolling stock ensures the minimization of the total cost of power system operation, taking into account the electricity consumption by trains and the state of charge of accumulators;

- from the results of the calculations shown, it is clear that the use of energy accumulators in the Smart Grid network increases the amount of energy returned to the electric power supply network, as a result of which the total costs of electricity are reduced.

The paper was prepared as part of the support of the grant of young scientists of Ukraine "Development of scientific bases for improving energy efficiency and improving the quality of electricity in electricity networks" (State Registration Number 0121U109440).

1. Khan R., Islam N., Das S., Muyeen S., Moyeen S., Ali M., Tasneem Z., Islam M., Saha D., Badal M., Ahamed H., Techato K. Energy Sustainability – Survey on Technology and Control of Microgrid, Smart Grid and Virtual Power Plant. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. Pp. 104663–104694. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3099941>
2. Nerubatskyi V., Plakhtii O., Hordiienko D., Khoruzhevskiy H. Study of energy parameters in alternative power source microgrid systems with multilevel inverters. *International scientific journal «Industry 4.0»*. 2020. Vol. 5. Issue 3. Pp. 118–121.
3. Lieskovan T., Hajny J., Cika P. Smart Grid Security: Survey and Challenges. *2019 11th International Congress on Ultra Modern Telecommunications and Control Systems and Workshops (ICUMT)*. 2019. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICUMT48472.2019.8970738>
4. Plakhtii O., Nerubatskyi V., Hordiienko D. Research of Operating Modes and Features of Integration of Renewable Energy Sources into the Electric Power System. *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. Pp. 133–138. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969337>
5. Massaoudi M., Abu-Rub H., Refaat S., Chihi I., Oueslati F. Deep Learning in Smart Grid Technology: A Review of Recent Advancements and Future Prospects. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. Pp. 54558–54578. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3071269>
6. Khan M.A., Saleh A.M., Waseem M., Sajjad I.A. Artificial Intelligence Enabled Demand Response: Prospects and Challenges in Smart Grid Environment. *IEEE Access*. 2023. Vol. 11. Pp. 1477–1505. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3231444>
7. Kolosok I., Korkina E., Mahnitko A., Gavrilovs A., Tikhonov A. Modeling of FACTS Devices for Smart Grid State Estimation. *2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*. 2018. Pp. 1–7. DOI: <https://doi.org/10.1109/RTUCON.2018.8659809>
8. Nerubatskyi V., Plakhtii O., Hordiienko D. Adaptive Modulation Frequency Selection System in Power Active Filter. *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. Pp. 341–346. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969261>
9. Dedes I., Tsampasis E., Elias C., Gkonis P. Energy Storage in Smart Electrical Grids. *2021 10th Mediterranean Conference on Embedded Computing (MECO)*. 2021. Pp. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/MECO52532.2021.9460169>
10. Mondal S., Bohre A.K. Planning and Control Techniques of Smart Grids. *2021 IEEE 2nd International Conference On Electrical Power and Energy Systems (ICEPES)*. 2021. Pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICEPES52894.2021.9699572>

УДК 621.316

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІ ШЛЯХИ ЗАСТОСУВАННЯ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ В КОНЦЕПЦІЇ SMART GRID

В.П. Нерубацький, канд. техн. наук, **Д.А. Гордієнко**

Український державний університет залізничного транспорту,
майдан Фейєрбаха, 7, Харків, 61050, Україна

e-mail: D.Hordiienko@i.ua

Розглянуто перспективи застосування концепції Smart Grid як одного з основних напрямків розвитку електроенергетики. Визначено переваги реалізації концепції Smart Grid, що спрямовані на забезпечення надійності та енергоефективності електропостачання, підвищення якості електричної енергії, пропускну здатності електричних мереж, організації моніторингу параметрів, контролю стану енергосистеми, інтеграцію відновлюваних джерел енергії. Досліджено топологію мережі Smart Grid із можливістю підключення накопичувачів енергії, що створюють у системі двонаправлений енергетичний потік, із забезпеченням регулювання його щільності залежно від попиту на електроенергію в поточний момент часу. Отримано параметри системи інтелектуальної мережі із застосуванням накопичувачів енергії на прикладі тягового електропостачання електричного рухомого складу з урахуванням споживання електроенергії поїздами і стану заряду акумуляторних батарей. Наведені результати розрахунків дають змогу стверджувати, що застосування накопичувачів енергії в мережі Smart Grid збільшує кількість енергії, що повертається в електричну мережу живлення, в результаті чого зменшуються загальносистемні витрати. Бібл. 10, рисунок, таблиця.

Ключові слова: концепція Smart Grid, електроенергетика, система електропостачання, накопичувач енергії, електричний рухомий склад.

Надійшла: 05.06.2023

Прийнята: 22.06.2023

Submitted: 05.06.2023

Accepted: 22.06.2023

CONCEPTUAL MODEL OF A MICRONETWORK WITH DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES

V.P. Nerubatskyi*, D.A. Hordiienko**

Ukrainian State University of Railway Transport,
Feuerbach Square, 7, Kharkiv, 61050, Ukraine
e-mail: D.Hordiienko@i.ua

Micronetwork configurations are considered regarding the form of electricity transmission and distribution. The structures of connected units of distributed energy resources under different operating modes are described, in which special attention is paid to the primary control elements of distributed energy resources units for the instantaneous balance of active and reactive power, as well as to dispatch control architectures for long-term energy management. The characteristics of static and dynamic load are studied, the simulation of which is carried out by building physical models of typical loads. The parameters of the system of instantaneous balances of active and reactive power in micronetworks determined by instantaneous load tracking and load distribution between blocks of distributed energy resources are obtained. The circuit of resistive active filtering of blocks of distributed energy resources for active compensation of distorted loads is given. The presented method effectively suppresses harmonic voltage distortions at the output of blocks of distributed energy resources. Ref. 10, fig. 2.

Keywords: micronetwork, electricity converter, distributed energy resource, load distribution, control system.

Introduction. Recently, distributed energy resources have become widespread in power supply systems [1, 2]. Relative to small combined heat and power plants and renewable energy sources based on distributed generation units, distribution systems can no longer be considered as passive networks. The entire architecture of the future power supply system must be modernized in order to carry out more complex operations.

The concept of micronetworks connects several customers with several blocks of distributed energy resources, including blocks of distributed generation [3, 4]. In the context of a micronetwork, customers and units of distributed energy resources can not only operate in parallel with the main network, but also require a smooth transition to autonomous mode during abnormal network conditions. Unlike conventional distribution systems, such a network structure has much more flexibility in managing blocks of distributed energy resources, and therefore the potential benefits of better power quality, more reliable electricity and dispatching, and higher capacity in terms of supply efficiency due to the optimal location of micro-thermal power plants.

Characteristics of loads and blocks of distributed energy resources determine the stability of frequency and voltage in micronetworks [5, 6]. The widespread use of power electronic converters in power distribution units not only provides cost-effective and flexible interfaces, but also enables micronetworks to effectively control and manage electricity flows.

Thus, the issue of further improving the energy efficiency of electrical micronetworks is an urgent task.

The purpose of the paper. The purpose of the study is to increase the energy efficiency of the electric micronetwork with distributed energy resources. To achieve this purpose, the following tasks are set:

- consider micronetwork configurations regarding the form of electricity transmission and distribution;
- to investigate the control structure of blocks of distributed energy resources in the alternating current micronetwork;
- present a method of controlling instantaneous active and reactive power for an alternating current micronetwork.

The main material and study results. Usually, a micronetwork consists of a static switch, distributed critical and non-critical loads, several blocks of distributed energy resources with



various interfaces of power electronics, protection devices, as well as measuring devices, control and control units [7, 8].

Micronetworks are divided into three categories depending on the application [9]: communal micronetworks; industrial and commercial micronetworks; remote micronetworks.

Another classification of micronetwork configurations can be made according to the method used for transmission and distribution of electricity by micronetworks [10]: direct current micronetworks; high-frequency alternating current micronetworks; linear-frequency alternating current micronetworks; hybrid DC and AC micronetworks.

Micronetwork and power management includes several issues that differ from low-voltage distribution networks of distributed energy resource units. Traditional power systems usually have kinetic energy stored in generator rotors, and these are considered essential for the stability of the systems. On the contrary, electronic-based micronetworks are dominated by units of distributed energy resources with electronic connection, inherently without inertia, but with the possibility of more flexible operation. Another problem is related to the resistive nature of low-voltage distribution networks, which leads to a coupling between active power and system voltage, and as a result, complicates the control of power flows and the voltage profile of the micronetwork. In addition, the entire energy system in the context of the micronetwork is expected to be interactive, smart and distributed, so advanced architectures are needed to manage energy consumption.

The general three-level hierarchical micronetwork control system is shown in Fig. 1.

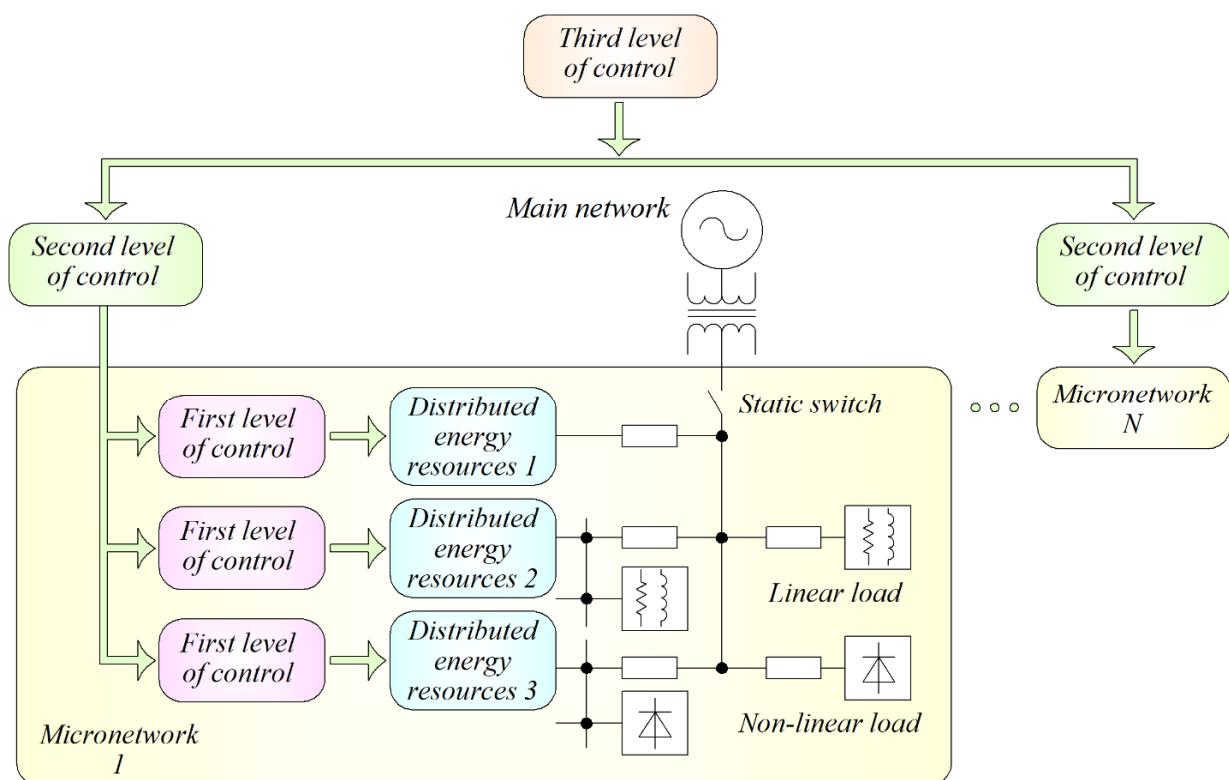


Fig. 1

The hierarchical control system for the micronetwork is organized as follows. The first level of control is the instantaneous balance of active and reactive power. The second level of control restores the voltage and frequency of the deflection system after transients and resynchronizes with the main network. The third level of control is intended for long-term energy management tasks. The throughput of the control system gradually decreases from the initial level to the higher level. The main differences from the control hierarchies of large power systems are the control methods used at each level. Special attention is paid to the primary control elements of distributed energy resources units for instantaneous balance of active and reactive power, as well as dispatch control architectures for long-term energy management.

Load characteristics have a significant effect on micronetwork characteristics such as transient stability and voltage stability. It is important to have a good understanding of load characteristics and to implement micronetwork management strategies.

Load modeling is carried out by building physical models of typical loads. Such load models are generally classified as static and dynamic models. The static load voltage characteristics can be set as:

$$\begin{cases} P = P_n \cdot \left[a_p \cdot \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 + b_p \cdot \left(\frac{U}{U_n} \right) + C_p \right]; \\ Q = Q_n \cdot \left[a_q \cdot \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 + b_q \cdot \left(\frac{U}{U_n} \right) + C_q \right], \end{cases} \quad (1)$$

where U_n is the nominal voltage; P_n is the active load power at rated voltage; Q_n is the reactive load power at rated voltage; a_p , b_p , C_p , a_q , b_q , C_q are the coefficients representing the proportion of different types of loads.

The coefficients must meet the following conditions:

$$\begin{cases} a_p + b_p + C_p = 1; \\ a_q + b_q + C_q = 1. \end{cases} \quad (2)$$

The frequency dependence of the load characteristic can be expressed using polynomials:

$$\begin{cases} P = P_n \cdot \left[a_p \cdot \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 + b_p \cdot \left(\frac{U}{U_n} \right) + C_p \right] \cdot (1 + K_{pf} \cdot \Delta f); \\ Q = Q_n \cdot \left[a_q \cdot \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 + b_q \cdot \left(\frac{U}{U_n} \right) + C_q \right] \cdot (1 + K_{qf} \cdot \Delta f), \end{cases} \quad (3)$$

where Δf is the frequency deviation from the nominal frequency f_0 .

Based on formulas (1) and (3), the influence of static load voltage and frequency characteristics on the performance of the first-level droop control system shows that the dependences of voltage and frequency of loads require that the blocks of distributed energy resources adopt the characteristics of the decay of the frequency of active power and reactive voltage.

Instantaneous balances of active and reactive power in micronetworks are usually guaranteed by instantaneous load tracking and load sharing among blocks of distributed energy resources.

For the static characteristics of micronetworks, the low resistance coefficient of the distribution network affects the accuracy of load distribution. In addition, there are harmonic and unbalanced powers that are poorly compensated in the presence of non-linear and unbalanced loads.

For the dynamic behavior of micronetworks, when choosing the drop characteristics for blocks of distributed energy resources, it is necessary to take into account the dependences of voltage and frequency of loads, otherwise the controllers may not provide proper sharing and this will lead to instability.

It is possible to use a circuit of resistive active filtering of blocks of distributed energy resources with electronic communication for active compensation of distorted loads. And in order to mitigate the above disadvantages, improved variations based on $P-\omega$ and $Q-V$ drop characteristics can be used. This method presents new decay characteristics between different frequency components of the controlled signal and active power (P), reactive power (Q) and distortion power (H), respectively.

The circuit based on the resistive active filtering method is shown in Fig. 2.

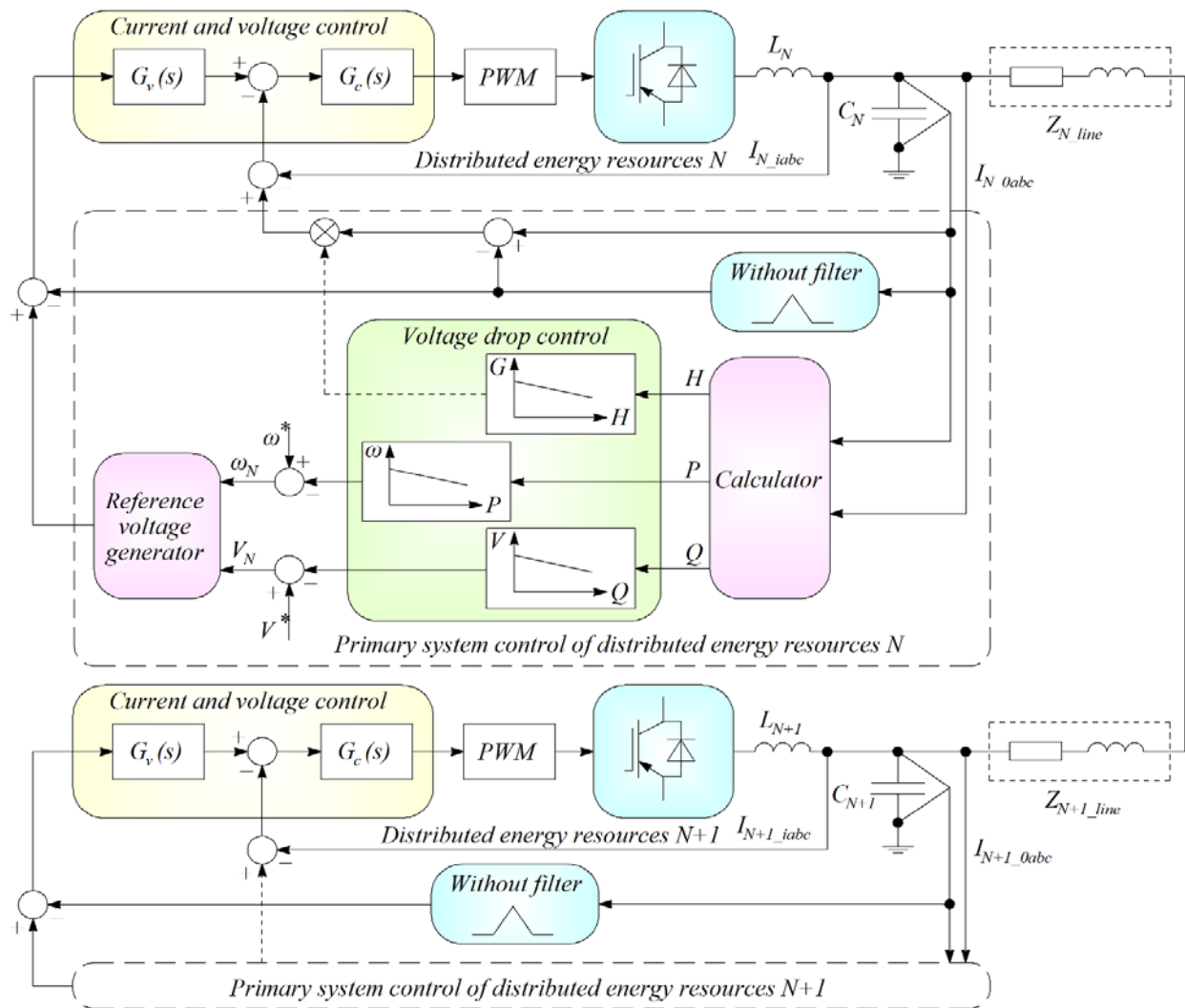


Fig. 2

The output resistance of the electronically coupled distributed energy resource units can be chosen arbitrarily, which provides a flexible way to stabilize the load characteristic. The output impedance consists of an inductance and a parallel load connection is suggested for accurate distribution of non-linear loads.

This method effectively suppresses the harmonic distortion of the output voltage of the distributed energy resource units, only a high-bandwidth current control circuit is required, which simplifies the internal voltage and current of the control circuit.

Conclusions. On the basis of the conducted research, the following conclusions can be drawn:

- of the considered configurations, the micronetwork of hybrid direct and alternating current has the best efficiency, as it provides the highest productivity for aggregates of distributed energy resources;
- from the described structure of connected blocks of distributed energy resources under different operating modes, the approach of multi-loop control is a promising solution for forming a network;
- from the presented method of resistive active filtering of blocks of distributed energy resources, harmonic distortions of voltage at the output of blocks of distributed energy resources are effectively suppressed.

The paper was prepared as part of the support of the grant of young scientists of Ukraine "Development of scientific bases for improving energy efficiency and improving the quality of electricity in electricity networks" (State Registration Number 0121U109440).

1. Natale N., Pilo F., Pisano G., Soma G. Market Participation of Distributed Energy Resources for offering Flexibility Services. *2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. 2020. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/EEM49802.2020.9221926>
2. Nerubatskyi V., Plakhtii O., Hordiienko D., Khoruzhevskyi H. Study of energy parameters in alternative power source micronetwork systems with multilevel inverters. *International scientific journal «Industry 4.0»*. 2020. Vol. 5. Issue 3. Pp. 118–121.
3. Lakshmi G., Rubanenko O., Divya G., Lavanya V. Distribution Energy Generation using Renewable Energy Sources. *2020 IEEE India Council International Subsections Conference (INDISCON)*. 2020. Pp. 108–113. DOI: <https://doi.org/10.1109/INDISCON50162.2020.00033>
4. Plakhtii O., Nerubatskyi V., Hordiienko D. Research of Operating Modes and Features of Integration of Renewable Energy Sources into the Electric Power System. *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. Pp. 133–138. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969337>
5. Razmi D., Babayomi O., Davari A., Rahimi T., Miao Y., Zhang Z. Review of Model Predictive Control of Distributed Energy Resources in Microgrids. *Symmetry*. 2022. Vol. 14. No. 8. 1735. DOI: <https://doi.org/10.3390/sym14081735>
6. Nerubatskyi V., Plakhtii O., Hordiienko D. Adaptive Modulation Frequency Selection System in Power Active Filter. *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. Pp. 341–346. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969261>
7. Liang X., Saaklayen M.A., Igder M. A., Shawon S.M., Faried S.O. Microgrid Formation and Service Restoration in Distribution Systems: a Review. *2021 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*. 2021. Pp. 1–11. DOI: <https://doi.org/10.1109/IAS48185.2021.9677046>
8. Wu Q., Xue F., Wang X., Lu S., Han B., Piao L. Planning of Virtual Microgrids by Integrated Partition and DER Allocation. *2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. 2021. Pp. 66–71. DOI: <https://doi.org/10.1109/EI252483.2021.9713071>
9. Yao R., Lu X., Zhou H., Lai J. A Novel Category-Specific Pricing Strategy for Demand Response in Microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2022. Vol. 13. No. 1. Pp. 182–195. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2021.3106329>
10. Wu N., Wu X., Chen W., Guo M., Hou D. Development of Renewable Energy Consumption Strategies for Microgrids Based on CNN and ORB Image Matching Methods. *2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*. 2021. Pp. 3792–3797. DOI: <https://doi.org/10.1109/iSPEC53008.2021.9736131>

УДК 620.92

КОНЦЕПТУАЛЬНА МОДЕЛЬ МІКРОМЕРЕЖІ З РОЗПОДІЛЕНИМИ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ РЕСУРСАМИ

В.П. Нерубацький, канд. техн. наук, **Д.А. Гордієнко**

Український державний університет залізничного транспорту,

майдан Фейєрбаха, 7, Харків, 61050, Україна

e-mail: D.Hordiienko@i.ua

Розглянуто конфігурації мікромережі щодо форми передачі та розподілення електроенергії. Описано структури з'єднаних блоків розподільних енергетичних ресурсів за різних режимів експлуатації, у яких особлива увага приділяється первинним елементам контролю одиниць розподільних енергетичних ресурсів для миттєвого балансу активної та реактивної потужностей, а також архітектурам диспетчерського керування для тривалого терміну енергетичного менеджменту. Досліджено характеристики статичного та динамічного навантаження, моделювання якого здійснюється завдяки побудові фізичних моделей типових навантажень. Отримано параметри системи миттєвих балансів активної та реактивної потужностей у мікромережах, що визначаються миттєвим відстеженням за навантаженням та розподіленням навантаження між блоками розподілених енергетичних ресурсів. Наведено схему резистивної активної фільтрації блоків розподілених енергетичних ресурсів для активної компенсації спотворених навантажень. Представлений метод ефективно гасить гармонічні спотворення напруги на виході блоків розподільних енергетичних ресурсів. Бібл. 10, рис. 2.

Ключові слова: мікромережа, перетворювач електроенергії, розподілений енергетичний ресурс, розподілення навантаження, система керування.

Надійшла: 05.06.2023

Прийнята: 22.06.2023

Submitted: 05.06.2023

Accepted: 22.06.2023

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.021>

ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЗОНАНСНИХ ЯВИЩ В ЕЛЕКТРИЧНОМУ КОЛІ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА 10/0,4 КВ З КОНДЕНСАТОРНОЮ БАТАРЕЄЮ

А.О. Омельчук, канд. техн. наук

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,

пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна

e-mail: omelchuk_anatoli@lil.kpi.ua

Досліджено процеси в електричній мережі з силовими трансформаторами 10/0,4 кВ із конденсаторними батареями щодо виникнення резонансу напруг і струмів як за основної частоти трифазного змінного струму 50 Гц, так і за частот 150, 250, 350 і 550 Гц, обумовлених вищими гармонічними складовими напруги й струму. Наведено графіки, що відображають резонансні процеси в конкретних колах. Бібл. 4, рис. 4, табл. 3.

Ключові слова: конденсаторна батарея, добротність, частота, резонанс напруг і струмів.

У сучасній електроенергетиці широко застосовуються пристрої компенсації реактивної складової потужності, котрі будуються на основі реактивних елементів реакторів чи конденсаторів за необхідністю та значенням компенсованої потужності, паралельно чи послідовно з'єднаними відповідним числом елементів.

Залежно від режиму електричної мережі компенсатори виконуються комбінованими та включають як індуктивний, так і ємнісний елементи, що дає змогу балансувати реактивну потужність під час її дефіциту або профіциту. Зважаючи на нестационарний режим роботи мережі, наприклад, у разі зміни реактивної потужності протягом певного часу пристрої забезпечуються тиристорним регулюванням і автоматизованими системами керування. Це дає змогу постійно підтримувати відповідний рівень реактивної потужності у вузлі мережі [1].

Однак пристрої з тиристорним регулюванням є генераторами вищих гармонік, тому потребують застосування силових фільтрів. Підвищення регулювальних можливостей та зниження впливу пристрою компенсації на показники якості електроенергії досягається подвійним перетворенням енергії. Це ускладнює схематичну частину компенсуючого пристрою, але дає змогу знизити вплив на мережу та завдяки широтно-імпульсному управлінню покращити якість регулювання, особливо за наявності споживачів із різко змінним характером навантаження [1].

З урахуванням того, що форма кривої напруги на виході силового трансформатора не-синусоїдальна й містить вищі гармонічні складові, в електричному колі можуть виникнути явища резонансу напруг для вищих гармонік, кратних основній частоті [2].

Індуктивні опори зростають, а ємнісні зменшуються пропорційно частоті, тому резонанс напруг для кратних гармонік може виникнути за потужностей конденсаторних батарей, менших в n^2 разів порівняно з потужністю конденсаторних батарей на основній частоті 50 Гц (n – кратність гармоніки відносно основної). Наприклад, для 3-ї гармоніки ($f=150$ Гц) $n^2=9$, для 5-ї гармоніки ($f=250$ Гц) $n^2=25$, для 7-ї гармоніки ($f=350$ Гц) $n^2=49$ тощо.

Резонанс напруг можна отримати, змінюючи індуктивність L , ємність C контуру або частоту $\omega=2\pi f$. За резонансної частоти, рівної $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}$, індуктивний і ємнісний опори рівні.

Тоді

$$\omega_0 L = \frac{1}{\omega_0 C} = \sqrt{\frac{L}{C}} = \rho. \quad (1)$$

Добротність $Q_d = \rho/R$ характеризує резонансні властивості кола: чим більша Q_d , тим більша напруга на індуктивності U_L та ємності U_C і струм за резонансу I_d , котрі визначаються згідно з виразами

$$U_L = U_C = Q_d \cdot U, \quad (2)$$



$$I_d = Q_d \cdot U / \rho. \quad (3)$$

Як відмічено в [2], виникнення резонансу струмів на частоті 50 Гц для трансформаторів різних потужностей можливе за параметрів батарей конденсаторів від 0,02 кВ·Ар на 1 кВ·А потужності (для трансформатора 630 кВ·А) до 0,034 кВ·Ар (для трансформатора 25 кВ·А), а для виникнення резонансу напруги – відповідно від 18,7 до 26 кВ·Ар/кВ·А.

Для підвищення коефіцієнта потужності навіть на малу величину (від 0,9 до 0,95) виникає необхідність встановлення батарей конденсаторів не менше 0,14 кВ·Ар/кВ·А, а для збільшення коефіцієнта потужності від 0,7 до 0,95 – всього 0,66 кВ·Ар/кВ·А.

Дослідження явища резонансу струмів і напруги в разі вмикання конденсаторних батарей на стороні вторинної напруги 0,4 кВ силового трансформатора споживчої трансформаторної підстанції напругою 10/0,4 кВ, викладені в [2], на частотах вищих гармонік, кратних основній частоті, дали такі результати.

На частоті 150 Гц (третя гармоніка) резонанс напруг також практично неможливий із названих в [2] причин: потужність батареї конденсаторів у цьому випадку повинна перевищувати потужність трансформатора в 2,5...3 рази.

На частоті 250 Гц для виникнення резонансу напруги стає необхідним встановлення батареї конденсаторів потужністю, приблизно рівною потужності трансформатора, що мало-ймовірно в практичних умовах.

Найбільш імовірним є виникнення резонансу напруги на частоті 350 Гц і вище. Так, за частоти 350 Гц резонанс напруг виникає в разі встановлення батареї напругою 0,38 кВ·Ар/кВ·А (для трансформатора 630 кВ·А), а для трансформатора 25 кВ·А – 0,54 кВ·Ар/кВ·А. Резонансні явища проявляються зазвичай для більш потужних трансформаторів, добротність котрих вища.

Наведемо приклад розрахунку резонансних частот і резонансних кривих $U_c = \varphi(f)$ для трансформатора з номінальною потужністю 40 кВ·А у разі встановлення на шинах 0,38 кВ конденсаторної батареї потужністю $Q_c = 20$ кВ·Ар та ємністю $C = 440$ мкФ.

У режимі автоматичного регулювання потужності конденсаторної батареї розглядаються два випадки (включено 100 % потужності – дві батареї і включено 50 % потужності – одна конденсаторна батарея), кожному з яких буде відповідати своя резонансна частота й матиме місце різне підвищення напруги на конденсаторах за інших частот.

На рис. 1 наведено резонансні криві напруги для трансформатора потужністю 40 кВ·А у разі підключених конденсаторних батарей, де суцільна лінія – $Q_c = 40$ кВ·Ар, пунктирна лінія – $Q_c = 20$ кВ·Ар.

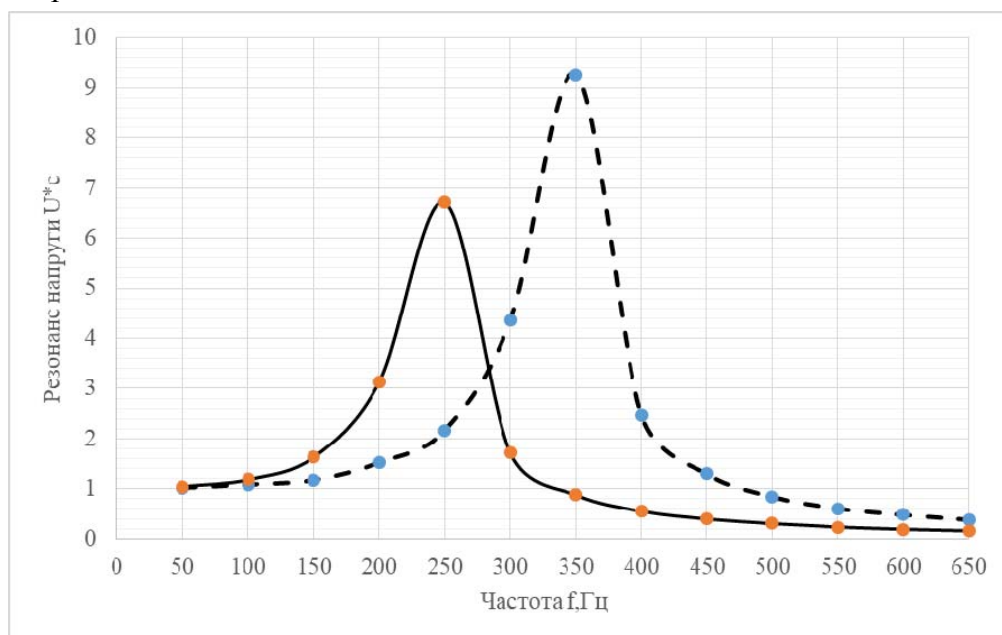


Рис. 1

1. Включені дві конденсаторні батареї (100 % потужності) загальною ємністю $C=2 \cdot C_1=880$ мкФ. Кутова частота

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} = \frac{1}{\sqrt{0,510^{-3} \cdot 880 \cdot 10^{-6}}} = 1505,67 \frac{\text{рад}}{\text{с}},$$

де L – індуктивність силового трансформатора, Гн; C – ємність включеної конденсаторної батареї, мкФ.

Це відповідає частоті $f_0 = \frac{\omega_0}{2\pi} = \frac{1505,67}{6,28} = 239,75$ Гц. Визначимо добротність $Q_{d.\text{макс}}$

для резонансної частоти $\rho = \sqrt{\frac{L}{C}} = \sqrt{\frac{500}{880}} = 0,754$; $Q_{d.\text{макс}} = \frac{\rho}{R_{\text{к.мін}}} = \frac{0,754}{0,088} = 8,5549$.

2. Включена одна конденсаторна батарея (50 % потужності) ємністю $C=C_1=440$ мкФ.

Кутова частота $\omega_0 = \frac{10^5}{5440} = 2129,34 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$; $f_0 = \frac{2129,34}{6,28} = 339,49$ Гц.

$$\rho = \sqrt{\frac{500}{440}} = 1,066; \quad Q_{d.\text{макс}} = \frac{1,066}{0,088} = 12,09.$$

Визначивши значення $K=\omega/\omega_0$ для основної та кратних гармонік, розраховуємо відносне підвищення напруги на конденсаторах батареї за різних частот:

$$U_c = \frac{A}{\sqrt{1+Q^2\left(K-\frac{1}{K}\right)^2}}, \quad (4)$$

де $A=Q/K$.

Аналогічно виконано розрахунки для силових трансформаторів інших потужностей: на рис. 2 наведено резонансні криві напруги для трансформатора потужністю 250 кВ·А за підключеної потужності конденсаторної батареї, де суцільна лінія – $Q_c=200$ кВ·Ар, пунктирна – $Q_c=160$ кВ·Ар, штрих-пунктирна $Q_c=120$ кВ·Ар.

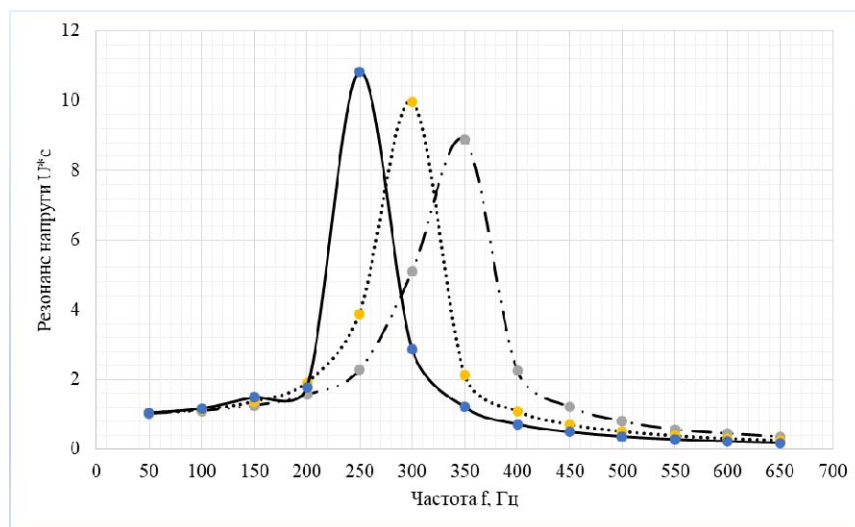


Рис. 2

На рис. 3 наведено резонансні криві напруги для трансформатора потужністю 400 кВ·А за підключених конденсаторних батарей, де позначено: суцільна лінія – $Q_c=240$ кВ·Ар, пунктирна – $Q_c=200$ кВ·Ар, штрих-пунктирна – $Q_c=160$ кВ·Ар.

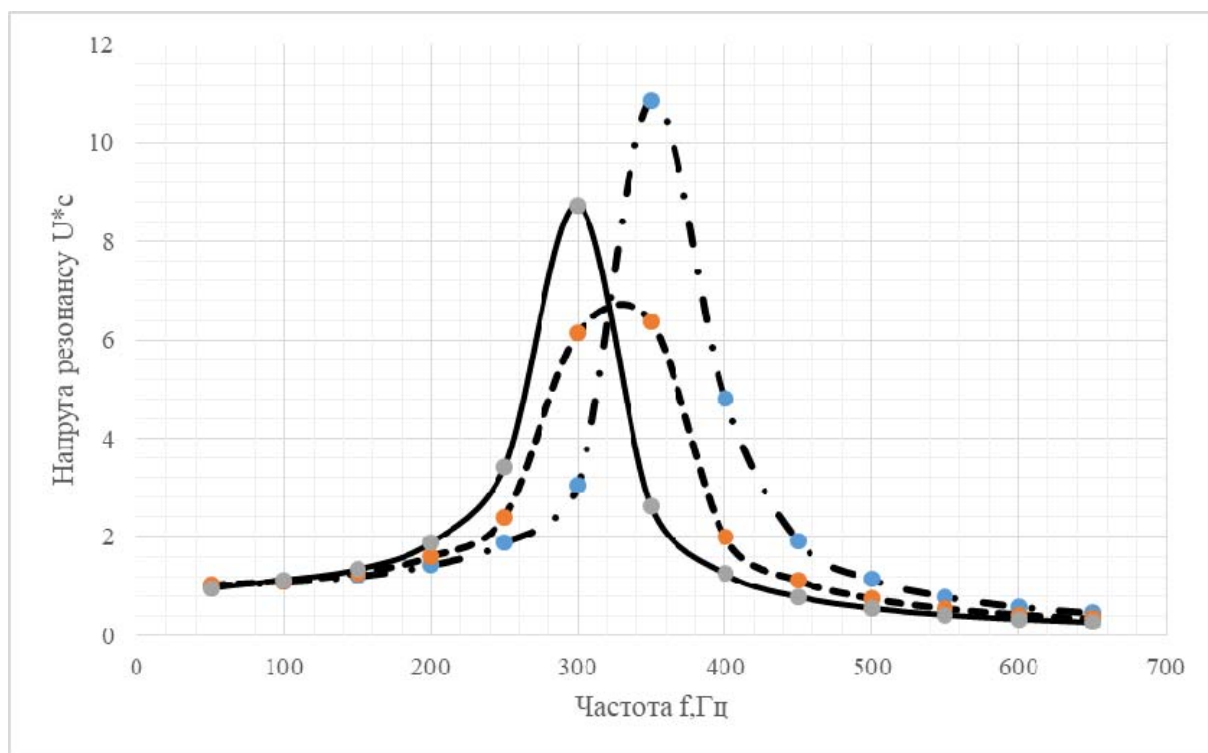


Рис. 3

На рис. 4 наведено резонансні криві напруги для трансформатора потужністю 630 кВ·А за підключених конденсаторних батарей потужністю: суцільна лінія – $Q_c=400$ кВ·Ар, пунктирна – $Q_c=320$ кВ·Ар, штрих-пунктирна – $Q_c=240$ кВ·Ар.

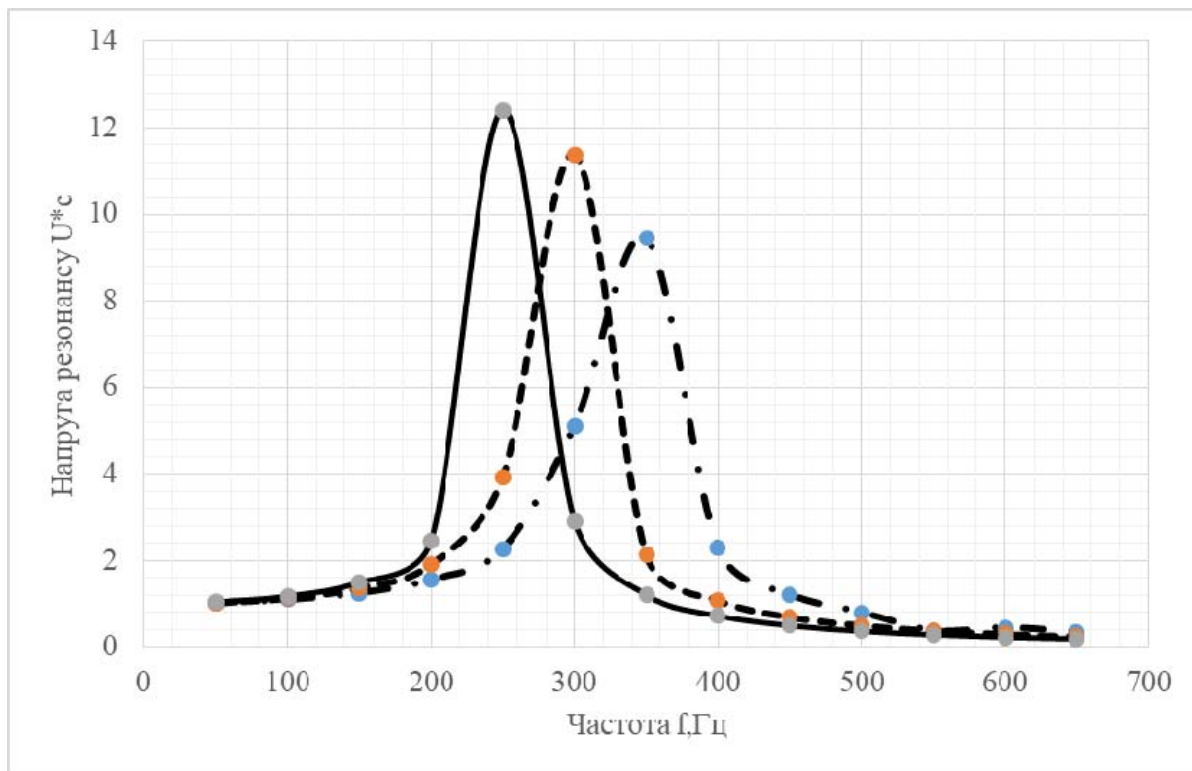


Рис. 4

Потужність батарей конденсаторів має відхилення від номінальних паспортних даних, і практичний інтерес становить відхилення резонансної частоти від розрахункової, котре можна визначити згідно з виразом:

$$\Delta f\% = \frac{1 - \sqrt{1 \pm \frac{\Delta C\%}{100}}}{\sqrt{1 \pm \frac{\Delta C\%}{100}}}, \quad (5)$$

де $\Delta f\%$ – відхилення резонансної частоти від розрахункової, %; $\Delta C\%$ – відхилення ємності батарей конденсаторів від номінальної, %.

У табл. 1 наведено розрахунок залежності параметрів резонансу напруги від частоти $U_c^*(f)$ для трансформатора 40 кВ·А.

Таблиця 1

а) конденсаторна батарея $Q_c=20$ кВ·Ар; $w_0=2129,34$ рад/с; $Q_{d, \max}=12,09$; $Q_{d, \max}^2=146,38$													
Частота, Гц	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650
$w=2\pi \cdot f$	314	628	942	1256	1570	1884	2198	2512	2826	3140	3454	3768	4082
$K=w/w_0$	0,14	0,29	0,44	0,58	0,73	0,88	1,03	1,17	1,32	1,47	1,62	1,76	1,91
$A=Q/K$	81,9	40,9	27,3	20,4	16,4	13,6	11,7	10,2	9,10	8,19	7,45	6,91	6,37
$U_c = A / \sqrt{1 + Q^2 \left(K - \frac{1}{K} \right)^2}$	1,02	1,09	1,17	1,52	2,17	4,36	9,25	2,47	1,29	0,84	0,61	0,48	0,38
б) конденсаторна батарея $Q_c=40$ кВ·Ар; $w_0=1505,67$ рад/с; $Q_{d, \max}=8,5549$; $Q_{d, \max}^2=73,1876$													
$K=w/w_0$	0,20	0,41	0,62	0,83	1,04	1,25	1,45	1,66	1,87	2,08	2,29	2,50	2,71
$A=Q/K$	41,0	20,5	13,6	10,2	8,20	6,83	5,89	5,07	4,55	4,10	3,72	3,41	3,15
$U_c = A / \sqrt{1 + Q^2 \left(K - \frac{1}{K} \right)^2}$	1,04	1,18	1,63	3,13	6,70	1,71	0,88	0,55	0,39	0,30	0,23	0,18	0,15

У табл. 2 наведено вплив відхилення ємності на відхилення резонансної частоти $\Delta f\%$ від розрахункової за різних величин відхилення ємності від номінальної $\Delta C\%$.

Таблиця 2

$\Delta C\%$	+20	+15	+10	+5	0	-5	-10	-15	-20
$\Delta f\%$	-8,7	-6,74	-4,65	-2,4	0	+2,6	+5,4	+8,46	+11,8

Як приклад в табл. 3 наведено вплив відхилення ємності батарей конденсаторів різної потужності на резонансну частоту для трансформатора 400 кВ·А за різних величин потужності включених конденсаторних батарей.

Таблиця 3

Потужність конденсаторної батареї Q_c	Резонансна частота в разі відхилення								
	+20	+15	+10	+5	0	-5	-10	-15	-20
$0,6 \cdot S_n$	272	278	285	291	298,2	306	314	324	333
$0,5 \cdot S_n$	298	305	312	319	326,7	335	344	354	365
$0,4 \cdot S_n$	331	341	348	356	365,2	374	385	396	408
$0,3 \cdot S_n$	385	393	402	412	421,7	433	445	458	471,5
$0,2 \cdot S_n$	472	482	493	504	516,5	530	544	560	577
$0,1 \cdot S_n$	667	681,5	697	713	730,5	749,5	770	792,6	816,7

Висновок. Отримані результати свідчать про те, що для виникнення резонансу струмів на основній частоті для силових трансформаторів різних потужностей потужність батарей конденсаторів повинна складати від 0,02 кВ·Ар на 1 кВ·А потужності (для трансформатора 630 кВ·А) до 0,034 кВ·Ар (для трансформатора 25 кВ·А), а для виникнення резонансу напруги – відповідно від 18,7 до 26 кВ·Ар/кВ·А.

Окрім того, розрахунки показують, що для підвищення коефіцієнта потужності навіть

на малу величину (від 0,9 до 0,95) необхідно встановлювати батареї конденсаторів не менше 0,14 кВ·Ар/кВ·А, а для збільшення коефіцієнта потужності – від 0,7 до 0,95 – всього 0,66 кВ·Ар/кВ·А.

1. Давидов О.Ю., Бялобржеський О.В. Аналіз засобів компенсації реактивної потужності в електротехнічних системах. *Вісник КДУ імені Михайла Остроградського*. 2010. Вип. 3 (62). Ч.1. С. 132–136.
2. Омелчук А.О., Дерев'янка Д.Г., Ткаченко В.В. Дослідження резонансних явищ при вмиканні в мережу 0,38 кВ батарей конденсаторів поперечної компенсації. *Енергетика і автоматика*. 2023. № 1. С. 42–53.
3. Омелчук А.О. Енергозберігаючі режими в системах електропостачання: Навч. Посібник. К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2016. 257 с.
4. Правила улаштування електроустановок. Х.: Форт, 2017. 760 с.

STUDY OF RESONANCE PHENOMENA IN THE ELECTRICAL CIRCUIT OF A 10/0.4 KV POWER TRANSFORMER WITH A CAPACITOR BATTERY

A.O. Omel'chuk

National Technical University of Ukraine Ihor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute,

Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine

e-mail: omelchuk_anatoli@iill.kpi.ua

The processes in the electrical network with power transformers 10/0.4 kV with capacitor banks were investigated for the occurrence of resonance of voltages and currents at the main frequency of three-phase alternating current 50 Hz, as well as at frequencies of 150, 250, 350 and 550 Hz, caused by higher harmonic components voltage and current. Graphs showing resonance processes in specific circles are given. Bible 4, fig. 4, tabl. 3.

Keywords: capacitor battery, Q factor, frequency, resonance of voltages and currents.

1. Davydov O.Yu., Byalobrzhes'kyi O.V. Analysis of means of reactive power compensation in electrical engineering systems. *Visnyk KDU im. Mykhayla Ostrohrads'koho*. 2010. Issue 3 (62). P. 1. Pp. 132–136. (Ukr)
2. Omel'chuk A. O., Derev'yanko D.H., Tkachenko V.V. Study of resonance phenomena when connecting 0.38 kV batteries of transverse compensation capacitors to the network. *Enerhetyka i avtomatyka*. 2023. No 1. Pp. 42–53. (Ukr)
3. Omel'chuk A.O. Energy-saving modes in power supply systems: Kyiv: TSP KOMPRYNT, 2016. 257 p. (Ukr)
4. Rules for arranging electrical installations. Kharkiv: Fort, 2017. 760 p. (Ukr)

Надійшла: 13.06.2023

Прийнята: 22.06.2023

Submitted: 13.06.2023

Accepted: 22.06.2023

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА ГЕНЕРУЮЧИХ ДЖЕРЕЛ В АВТОНОМНИХ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОСИСТЕМАХ

М.М. Сивенко*, О.О. Мірошник**

Державний біотехнологічний університет,
вул. Алчевських 44, Харків, 61002, Україна
e-mail: michael.syvenko@btu.kharkov.ua

Представлено проблему визначення оптимальних параметрів зберігання електричної енергії та генеруючих джерел в автономних локальних електросистемах. Наведено детальне обґрунтування ролі накопичувачів електроенергії при наявності відновлюваних джерел енергії в автономних локальних електросистемах з стохастичним режимом роботи. Наведено основні положення використовуваної моделі автономних локальних електросистем. Досліджено залежність параметрів накопичувача електроенергії в залежності від складу генерації. Розглянуто можливість вирішення задачі визначення параметрів накопичувачів електроенергії шляхом імітації роботи реальної системи. Обумовлено результати багатокритеріального вибору потужності та енергоємності накопичувача електроенергії з використанням економічних критеріїв. Розроблено математичну модель визначення оптимальних параметрів накопичувачів електричної енергії для автономних локальних електросистем з використанням змішаного цілочисельного програмування з оптимізацією з урахуванням економічних показників. Досліджено залежності параметрів накопичувачів електричної енергії від складу генерації автономних локальних електросистем. Бібл. 7, рис. 2.

Ключові слова: локальні електромережі, відновлювана енергетика, накопичувачі електроенергії, генерація, автономні джерела.

Вступ. На сьогоднішній день енергетична галузь перебуває у стані значного посилення роботи у сфері розробки та застосування відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), наближаючись до розосередженої енергосистеми та принципів раціонального використання енергоресурсів запроваджуючи Smart Grid. Тобто відбувається децентралізація процесів електропостачання та запровадження автономних локальних енергосистем (АЛЕС).

У структурі автономних локальних електросистем (АЛЕС) активно використовуються джерела генерації на основі відновлювальних джерел енергії (ВДЕ).

При складанні моделі оптимізації накопичувачі розглядалися разом з генеруючими джерелами. Накопичувачі електричної енергії характеризуються відмінними від генераторів технічними параметрами і характеристиками. Тому було приділено більше уваги цим елементам в роботі системи. Визначення оптимальних параметрів накопичувачів електричної енергії для АЛЕС здійснюється, в першу чергу, виходячи з техніко-економічних міркувань.

Загальне завдання зазвичай вирішується як двоступенева задача: виходячи, в першу чергу, з технічних міркувань підбирається потужність і ємність накопичувача, а потім, з урахуванням економічної оцінки, підбирається його тип. Така постановка задачі є комплексно складною, незважаючи на деякі спрощення. При виборі потужності і ємності накопичувачів все одно доводиться враховувати економічну складову, а при виборі типу і технічну.

Основна мета полягає в тому, щоб визначити два параметри: потужність і ємність накопичувачів електричної енергії. Вибір типу накопичувача електричної енергії здійснюється після визначення цих параметрів, відповідно до сфери їхнього застосування, економічних, географічних, технічних та інших параметрів [1–3].

Матеріали і методи досліджень. Очевидно, що в роботі автономних локальних електросистем з використанням генераторів, що працюють на основі ВДЕ, постійно виникають незбалансовані ситуації. Використання накопичувачів просто необхідно, щоб знизити ймовірність таких ситуацій. При розрахунку на позитивні значення дисбалансів приймаються ситуації, в яких генерація перевищує попит, а як негативна – коли попит перевищує генерацію.

Основні параметри пристроїв зберігання електричної енергії можна розрахувати за допомогою наступних співвідношень. Потужність зберігання електричної енергії:

$$P_{\text{збер}} = \max|\Delta P|, \quad (1)$$

де $|\Delta P|$ – різниця між загальною потужністю генеруючих джерел в ізолюваній системі і потужністю споживачів для цього режиму.

Смність накопичувачів визначається таким виразом:

$$\eta_{\text{збер}} = \frac{\max \int |\Delta P| dt}{P_{\text{збер}}}, \quad (2)$$

де $\eta_{\text{збер}}$ – ККД накопичувачів електричної енергії.

Як керовані генеруючі джерела використовуються дизельні генератори, а як джерела генерації на основі ВДЕ – вітроенергетичні та сонячні електростанції [5].

У рамках дослідження застосовується імітація роботи реальної системи зі зміною параметрів її функціональних елементів. Водночас використовується пошук різних варіантів, зокрема з різною часткою генерації з ВДЕ. Це дає змогу відповісти на питання про те, що буде відбуватися за різними параметрами в кожному окремому випадку. Для вивчення взаємозв'язку між часткою генерації на основі ВДЕ в АЛЕС і параметрами зберігання електричної енергії, необхідних в даному випадку, представимо 11 варіантів. Різниця у варіантах полягає в різній частці генерації ВДЕ, яка коливалася від 0 до 100 % (з кроком 10 %).

У першому варіанті передбачається, що необхідна енергія повністю виробляється дизельними генераторами, тоді як в останньому варіанті електроенергія повністю генерується вітровим і сонячними електростанціями.

Всі варіанти враховували наявність накопичувачів електричної енергії, встановлена потужність яких визначається як різниця між загальною встановленою потужністю, що генерується при використанні ВДЕ, і мінімальною потужністю навантаження:

$$P_{\text{збер}} = (P_{\text{вг}} + P_{\text{сг}}) - \min(P_{\text{нав}}), \quad (3)$$

де $P_{\text{вг}}$ – енергія, що генерується вітровими генераторами; $P_{\text{сг}}$ – електроенергія, що генерується сонячними електростанціями; $P_{\text{нав}}$ – потужність навантаження.

Загальна потужність, що виробляється генераторами на основі ВДЕ, повинна бути завідомо більшою, ніж значення мінімальної потужності накопичувача. Ця обставина дає змогу накопичувати надлишкову енергію (більше тієї, що пішла на покриття поточного навантаження) виробленої на основі ВДЕ, оскільки одним з припущень є те, що електроенергія, вироблена на основі ВДЕ, має пріоритет при заповненні графіка навантаження. Традиційні генератори викопного палива (в даному випадку дизельні) використовуються тільки тоді, коли сумарної потужності ВДЕ і накопичувачів недостатньо для покриття поточного навантаження [4, 7].

При визначенні вартості електричної енергії (з урахуванням експлуатаційних витрат, в тому числі паливної складової), що виробляється дизельними генераторами, використовувалася наступна квадратична функція:

$$(P) = a \cdot P^2 + b \cdot P + c, \quad (4)$$

Максимальні потужності генераторів вибираються за умови, що вони покривають максимальне (пікове) навантаження ізолюваної системи, мінімальна потужність визначається технічними можливостями генераторів.

Цільова функція витрат для дизельних генераторів представлена наступним виразом:

$$OF_1 = mbt \sum_{i=1}^n C_i(X_i, P_i(t)), \quad (5)$$

де C_i – вартість виробництва електроенергії; X_i – бінарна змінна; $P_i(t)$ – потужність i -го дизельного генератора.

Обмеження для даної цільової функції представлені у виразі (6):

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n P_i(t) = P_{\text{збер}}(t) - P_{\text{вг}}(t) - P_{\text{сг}}(t) \pm P_{\text{збер}}(t) \\ X_i \cdot P_i^{\min} < P_i(t) < X_i \cdot P_i^{\max} \end{cases}, \quad (6)$$

де $P_{\text{нав}}(t)$ – потужність навантаження в АЛЕС; $P_{\text{вг}}(t)$ – електроенергія, що генерується ВЕС; $P_{\text{сг}}(t)$ – електроенергія, що генерується СЕС.

Під час розрахунків величина $P_{\text{накоп}}$ при зарядці і розрядці накопичувачів розглядається як навантаження або генерація відповідно. Таким чином, це значення в розрахунках приймається як позитивне в тому випадку, коли накопичувач заряджається, так і негативне в тому випадку, коли він розряджається [6, 7].

Основна відмінність розглянутої процедури полягає в тому, що при визначенні оптимальних параметрів накопичувачів електричної енергії склад генераторів вважається встановленим. Розрахунок проводиться на один рік. Загальна сума річних витрат енергосистеми складається з наступних компонентів:

$$C_p = C_f + C_{\text{ав}} + C_{\text{ндв}} + C_{\text{внн}}, \quad (7)$$

де C_f – вартість палива; $C_{\text{ав}}$ – амортизаційні відрахування на систему накопичувачів електроенергії; $C_{\text{ндв}}$ – вартість електроенергії, що не відпущена споживачам через недостатню ємність накопичувача; $C_{\text{внн}}$ – витрати на виробництво електроенергії від ВДЕ, неінтегрованої накопичувачем в АЛЕС протягом одного року.

Тобто можуть виникнути ситуації, коли при повній зарядці накопичувачів подальша інтеграція ними потужності з ВДЕ неможлива (така потужність називається неінтегрованою в систему). У цьому випадку необхідно скоротити виробництво енергії з ВДЕ, а в подальшому збільшити потужність накопичувачів.

У зв'язку із зазначеним оптимізована функція буде мати наступний вигляд:

$$OF_2 = \min(C_p). \quad (8)$$

Розрахунок проводився для одинадцяти варіантів, виходячи з терміна служби накопичувача у 10 років та коефіцієнта дисконтування 10 %. Очевидно, що зростання загального обсягу електроенергії, що генерується з використанням ВДЕ, вимагає збільшення ємності накопичувачів.

Інвестиційні витрати на установку накопичувачів електроенергії стають рентабельними тільки в тому випадку, якщо енергія, вироблена ВДЕ, становить більше 30 % річного споживання електроенергії. Ця обставина в основному обумовлена величиною недовідпуску електроенергії споживачам [1].

На рис. 1 наведено залежність параметрів накопичувачів від частки генерації від ВДЕ.

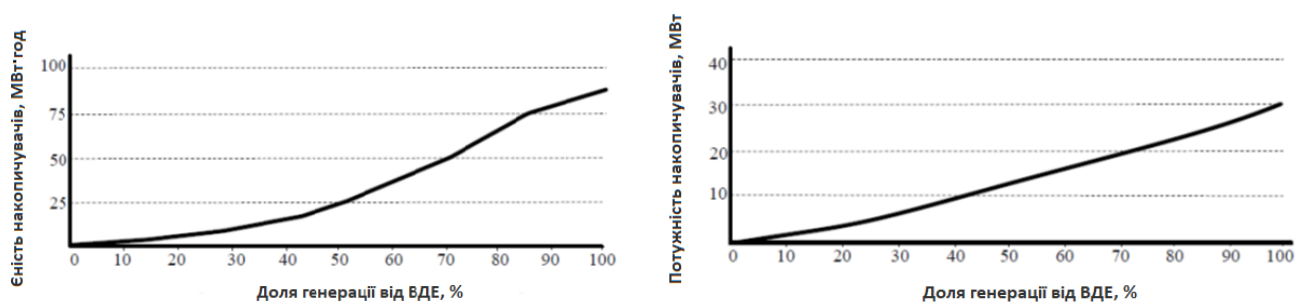


Рис. 1

Було проведено аналіз впливу складу генерації за допомогою ВДЕ на ємність накопичувачів. Було досліджено три випадки:

1. частка вітрогенерації склала 0 %, сонячної генерації – 100 %;
2. частка вітрогенерації – 100 %, сонячної генерації – 0 %;
3. частка вітрогенерації – 50 %, сонячної генерації – 50 %

Наприклад, якщо енергосистема повністю живиться енергією з використанням енергії сонячних електростанцій, то потрібні накопичувачі ємністю 80 МВт·год. Використання в АЛЕС тільки вітрогенерації знижує величину оптимальної ємності накопичувача практично до 25 МВт·год., як це показано на рис. 2, де номери кривих відповідають розглянутим варіантам. Така обставина обумовлена більшою тривалістю роботи вітрових електростанцій на добу (рік).

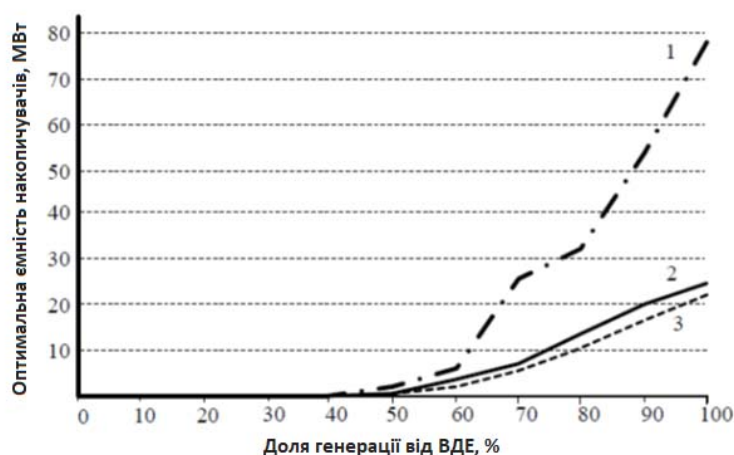


Рис. 2

зельного генератора.

У реальних умовах збільшення і зменшення потужності генератора відбувається не миттєво, тому розрахунки враховують швидкість набору і зниження потужності дизельних генераторів.

Ці розрахунки дають змогу зробити оцінку роботи системи, а також дозволили визначити оптимальні параметри накопичувачів електричної енергії, необхідні для інтеграції всієї виробленої енергії за допомогою ВДЕ. Для цього залишкове навантаження (потужність), покрите традиційними дизельними генераторами і накопичувачем, оцінюється як

$$P_i(t) = P_{\text{max}}(t) - P_{\text{min}}(t) - P_{\text{res}}(t). \quad (10)$$

У результаті при такому варіанті (без системи зберігання енергії) залишкове навантаження проаналізованої АЛЕС може бути як позитивним, так і негативним. Позитивні і негативні значення означають відповідно, що в АЛЕС спостерігається перевищення або дефіцит. Надлишок в основному пов'язаний з генерацією електричної енергії вітровими і сонячними електростанціями [2].

На основі аналізу залишкового навантаження потужність накопичувача електричної енергії можна оцінити за виразом:

$$P_{\text{max}} = \begin{cases} \min P_i(t) \\ \max P_i(t) \end{cases}. \quad (11)$$

Для оцінки потужності накопичувачів електричної енергії можуть бути використані два різних підходи. Накопичувач може бути розроблений як для того, щоб максимізувати інтеграцію електроенергії, що генерується з ВДЕ, або для мінімізації кількості недовідпущеної електричної енергії споживачам [6]. У першому випадку слід враховувати максимальне значення залишкового навантаження (11), а в другому випадку слід враховувати його мінімальне значення (11).

З метою зниження інвестиційних витрат модель оптимізації аналізується з економічної точки зору.

Для визначення оптимальної ємності накопичувача використовувалися рівновагові критерії: 1) вартість палива C_f ; 2) амортизаційні відрахування для системи зберігання енергії $C_{\text{ав}}$; 3) вартість виробництва електроенергії з ВДЕ, яка не інтегрована в АЛЕС протягом одного року $C_{\text{ндв}}$; 4) вартість електроенергії, недовідпущеної споживачам протягом одного року (збиток) $C_{\text{внн}}$.

Таким чином, цільова функція вартості буде наступною:

$$OF_2 = \min(C_f + C_{\text{ав}} + C_{\text{ндв}} + C_{\text{внн}}). \quad (12)$$

Висновок. Для мінімізації величини недовідпуску електроенергії можуть бути реалізовані декілька варіантів: зміна (в сторону збільшення) параметрів накопичувачів

Для визначення параметрів накопичувачів електроенергії, необхідних для функціонування АЛЕС, знову розглянемо систему, що складається з дизельних генераторів, вітрових і сонячних електростанцій.

Цільова функція для цього випадку представлена таким виразом:

$$OF_1 = \min \sum_{i=1}^F C_i(P_i(t)). \quad (9)$$

де C_i – витрати на виробництво електроенергії дизельних генераторів; F – кількість дизельних генераторів; $P_i(t)$ – потужність i -го ди-

електроенергії; збільшення частки традиційної генерації; збільшення частки генерації на основі ВДЕ.

Очевидно, що є необхідним ітераційний процес для пошуку компромісного вирішення. У цьому випадку був прийнятий спрощений варіант і для цих цілей пропонується знайти нову потужність генераторів на основі ВДЕ, що безумовно спричинить за собою зміну параметрів накопичувачів [5].

Слід зазначити, що в даному дослідженні зроблено допущення, що при розрахунках не враховуються втрати, які присутні в реальній системі.

При розрахунку в подальшому приймається система накопичувачів з повною інтеграцією електроенергії, що генерується ВДЕ і з розрахованим можливим недовідпуском електроенергії. З прикладу видно, що повна інтеграція виробленої енергії ВДЕ і відсутності недовідпуску електроенергії вимагає досить великих накопичувачів, які використовуються лише частково.

1. Петрук В.Г., Коцюбинська С.С., Мацюк Д.В. Аналіз сучасного стану альтернативної енергетики та рекомендації по екологізації паливно-енергетичного комплексу України. Зб. матеріалів II-го Всеукр. з'їзду екологів з міжнар. участю. Вінниця, 2016.
2. Кузнєцов М.П., Мельник О.А. Оптимальна побудова електроенергетичного комплексу на основі відновлюваних джерел енергії. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2018. Вип. 51. С. 28–32.
3. Кулік М.М., Горбулін В.П., Кириленко О.В. Концептуальні підходи до розвитку енергетики України (аналітичні матеріали). Інститут загальної енергетики НАН України, 2017.
4. Кузнєцов М.П., Лисенко О.В., Мельник О.А. Особливості стохастичної оптимізації гібридних енергосистем на базі ВДЕ. *Відновлювана енергетика*. 2018.
5. M. Dali, J. Belhadj, X. Roboam. Hybrid solar–wind system with battery storage operating in grid-connected and standalone mode: control and energy management – experimental investigation. *Energy*. 2010. Vol. 35. Pp. 2587–2595.
6. Trunova I., Miroshnyk O., Savchenko O., Moroz O., Pazyi V., Shchur T., Kasner R., Baldowska-Witos P. Scheduling of preventive maintenance of an power equipment of the agricultural enterprises. *Journal of Physics: Conference Series*. Volume 1781, Issue 1, 0120182020 International Conference on Applied Sciences, ICAS 2020. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1781/1/012018>
7. Mahto T., Mukherjee V. Energy storage systems for mitigating the variability of isolated hybrid power system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015.

DETERMINATION OF THE OPTIMAL PARAMETERS OF ELECTRICAL ENERGY STORAGE AND GENERATING SOURCES IN AUTONOMOUS LOCAL ELECTRICAL SYSTEMS

M.M. Syvenko, O.O. Miroshnyk

State Biotechnological University,
str. Alchevskikh, 44, Kharkiv, 61002, Ukraine
e-mail: michael.syvenko@btu.kharkov.ua

The problem of determining the optimal parameters of electric energy storage and generating sources in autonomous local power systems is presented. A detailed justification of the role of electricity storage in the presence of renewable energy sources in autonomous local power systems with a stochastic mode of operation is given. The main provisions of the used model of autonomous local electrical systems are given. The dependence of the electricity storage parameters depending on the composition of the generation was investigated. The possibility of solving the problem of determining the parameters of electricity storage devices by simulating the operation of a real system is considered. The results of the multi-criteria selection of the power and energy capacity of the electricity storage unit using economic criteria are determined. A mathematical model for determining the optimal parameters of electric energy storage for autonomous local electrical systems using mixed integer programming with optimization based on economic indicators has been developed. The dependence of the parameters of electric energy storage devices on the composition of the generation of autonomous local electrical systems has been studied. Bibl. 7, fig. 2.

Keywords: local power grids, renewable energy, electricity storage, generation, autonomous sources.

1. Petruk V.G., Kotsyubynska S.S., Matsyuk D.V. Analysis of the current state of alternative energy and recommendations for greening the fuel and energy complex of Ukraine. Zb. materialiv II-ho Vseukr. zizdu ekologiv z mizhnar. uchastiu. Vinnytsia, 2016. (Ukr)
2. Kuznetsov M.P., Melnyk O.A. Optimal construction of an electric power complex based on renewable energy sources. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy*. 2018. Iss. 51. Pp. 28–32. (Ukr)

3. Kulik M.M., Horbulin V.P., Kyrilenko O.V. Conceptual approaches to the development of the energy industry of Ukraine (analytical materials). Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2017. (Ukr)
4. Kuznetsov M.P., Lysenko O.V., Melnyk O.A. Peculiarities of stochastic optimization of hybrid energy systems based on RES. *Renewable Energy*. 2018. (Ukr)
5. Dali M., Belhadj J., Roboam X. Hybrid solar–wind system with battery storage operating in grid-connected and standalone mode: control and energy management – experimental investigation. *Energy*. 2010. Vol. 35. Pp. 2587–2595.
6. Trunova I., Miroshnyk O., Savchenko O., Moroz O., Pazyi V., Shchur T., Kasner R., Bałdowska-Witos P. Scheduling of preventive maintenance of an power equipment of the agricultural enterprises. Journal of Physics: Conference Series. *International Conference on Applied Sciences, ICAS 2020*. Volume 1781. Issue 1. 0120182020. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1781/1/012018> (Ukr)
7. Mahto T., Mukherjee V. Energy storage systems for mitigating the variability of isolated hybrid power system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015.

Надійшла: 08.06.2023

Прийнята: 26.07.2023

Submitted: 08.06.2023

Accepted: 26.07.2023

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.033>

АНАЛІЗ МОЖЛИВИХ ПІДХОДІВ ДО ВИЗНАЧЕННЯ НАЙБІЛЬШ ДОСТОВІРНОГО МЕТОДУ ПОБУДОВИ ЕНЕРГОБАЛАНСУ

П.В. Лавринович

Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського",
Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту,
вул. Борщагівська, 115, 03056, Київ, Україна
e-mail: pavlo199677@gmail.com

Проводився аналіз основних підходів, що впливають на визначення методу побудови найбільш достовірного енергобалансу. Розглянуто особливості побудови енергобалансів в умовах відсутності достатньої моніторингової бази, а саме: за середнім значенням, згідно з методом найбільшої ймовірності за нормального розподілу та методом максимальної правдоподібності. Розглянуто основні проблеми релевантності даних формування енергобалансу. Показано, що на точність результатів дослідження впливає кількість складових, на які поділено розглянутий об'єкт. Розглядалися можливості побудови графіків максимальної правдоподібності при оцінюванні якості показників енергобалансу та напрями можливого використання даного методу в задачах покращення енергоефективності. Бібл. 4, рисунок, табл. 5.

Ключові слова: енергоефективність, енергетичний баланс, паливно-енергетичний баланс, метод найбільшої ймовірності, метод максимальної правдоподібності.

Вступ. Енергобаланс є важливим інструментом для планування енергозабезпеченості та стратегії використання енергії на підприємстві або в іншій організації. Правильний підхід до побудови енергобалансу дозволяє визначити всі джерела та споживачів енергії на підприємстві, зібрати дані про всі енергетичні процеси, включаючи споживачів та джерела енергії, які використовуються для її отримання.

Використання енергобалансу дозволяє визначити ефективність використання енергії на підприємстві, а також виявити можливість зменшення витрат на енергію. При побудові енергобалансу важливо враховувати всі види енергії, які використовуються на підприємстві, включаючи електроенергію, теплову енергію, паливо, воду та інші.

Методика побудови енергобалансу може варіюватись в залежності від особливостей підприємства та мети його використання. Для визначення правильного підходу до побудови енергобалансу можна використовувати різні методики, такі як аналіз прямих та непрямих затрат, топ-довідковий аналіз, методики розрахунку фактичної потреби в енергії, визначення потенціалу зменшення витрат на енергію та інші.

Отже, правильний підхід до побудови енергобалансу є важливим етапом в плануванні енергозабезпеченості підприємства та виявленні можливостей зменшення витрат на енергію.

Мета та завдання. Метою статті є аналіз можливих підходів до визначення методу побудови найбільш достовірного енергобалансу.

Для досягнення даної мети розглядалися наступні питання:

Необхідність застосування ймовірно-статистичних методів побудови енергобалансу в умовах відсутності достатньої моніторингової бази.

Проблеми релевантності даних формування енергобалансу.

Напрями можливого використання методу максимальної правдоподібності в задачах покращення енергоефективності.

Основні матеріали дослідження. Ефективність використання електричної енергії у промисловості традиційно оцінюється і контролюється шляхом нормування її питомих витрат, що, у свою чергу, ґрунтується на побудові та аналізі електричних балансів виробничо-господарських об'єктів (підприємств, організацій та установ, їхніх структурних підрозділів тощо) [1]. Таким чином, електричним балансам має належати провідна мобілізуюча та організаційна роль у підвищенні ефективності використання електричної енергії. Крім того, електричні баланси повинні використовуватись як засіб для забезпечення науково-технічної



обґрунтованості норм питомих витрат електроенергії [2]. Тому надзвичайно важливо, щоб електричні баланси, які будуються для контролю та аналізу електроспоживання відповідних господарських об'єктів, були якомога точнішими і об'єктивно відображали реально існуючі напрями та обсяги корисного споживання і витрат електричної енергії.

Для побудови енергобалансу було взято фактичні дані про обсяг електричної енергії за місяцями, що споживалася на реальному підприємстві хімічної промисловості, показані в табл. 1 [1], а також звітні дані про кількість виробленої продукції в кожному з цехів за ті ж самі періоди з використанням програми BALANS03 [1], показані в табл. 2.

Таблиця 1

Електропостачання за видами продукції:							
	31.Січ	28.Лют	31.Бер	30.Кві	31.Тра	30.Чер	Рік
<i>W1</i>	23464000	26542849	26231199	24806885	26450301	25994191	290045930
<i>W2</i>	2654820	2767270	2817140	1050	2917600	3069360	27756345
<i>W3</i>	6922372	6456119	6950980	874441	5320014	6814059	67001398
<i>W4</i>	2375841	2578669	2772871	2484720	2396771	2464801	24169338
W	35417033	38344907	38772190	28167096	37084686	38342411	408973011
Електропостачання за видами продукції:							
	31.Лип	31.Сер	30.Вер	31.Жов	30.Лис	31.Гру	Рік
<i>W1</i>	22132089	14105091	25286956	23836402	24979965	26216002	290045930
<i>W2</i>	3346015	3400260	3544490	32090	656610	2549640	27756345
<i>W3</i>	6801757	6176838	6259396	3192277	4569832	6663313	67001398
<i>W4</i>	2532814	2108211	2237767	382540	591299	1243034	24169338
W	34812675	25790400	37328609	27443309	30797706	36671989	408973011

Таблиця 2

Вихідні дані (фактичні значення обсягів виробництва за місяцями)					
<i>Q1</i>	<i>Q2</i>	<i>Q3</i>	<i>Q4</i>	<i>W</i>	
33520	47330	33161	70259	35417033	31.Січ
37240	48960	29780	76653	38344907	28.Лют
36775	49350	33851	74865	38772190	31.Бер
34990	46280	1538	70574	28167096	30.Кві
36915	49200	22640	72200	37084686	31.Тра
35185	47420	31730	64484	38342411	30.Чер
29850	48260	32183	60196	34812675	31.Лип
18930	45685	28133	49461	25790400	31.Сер
34735	46580	26982	55119	37328609	30.Вер
30734	248	13798	13691	27443309	31.Жов
33410	2130	18479	19251	30797706	30.Лис
35760	34710	29396	38144	36671989	31.Гру
25457281	3,25E+08	92868940	4,59E+08	2,23E+13	Дисперсія
398044	466153	301671	664897	4,09E+08	Сума

Рівняння математичної моделі балансу споживання електричної енергії, можна зобразити: $W = F + b_1 Q_1 + \dots + b_n Q_n + \varepsilon$, де W – загальний обсяг споживання електроенергії; A і b_i – невідомі параметри рівняння множинної регресії; Q_i – обсяги виробництва їхньої продукції; ε – випадкова величина, що характеризує похибку регресійної моделі.

Відповідно до щомісячних обсягів споживання та фактичних значень обсягів виробництва за місяцями, можна визначити питомі витрати виробництва X , що розраховуються за формулою: $X = \frac{W}{Q}$.

Комбінуючи всі можливі альтернативи згідно з формулами

$$W_{11} + W_{21} + \dots + W_{n1} = W_{1\sum}^P$$

$$\begin{aligned} W_{12} + W_{22} + \dots + W_{n2} &= W_{2\Sigma}^P, \\ W_{13} + W_{23} + \dots + W_{n3} &= W_{3\Sigma}^P, \\ &\dots \\ W_{1m} + W_{2m} + \dots + W_{nm} &= W_{m\Sigma}^P, \end{aligned}$$

можна визначити можливі варіанти загального споживання електроенергії підприємства. Якщо припустимо відхилення розрахункового значення обсягу електроспоживання від його фактичного дорівнює $\Delta = 5\%$, то з подальшого розгляду виключаються варіанти, для яких

виконується нерівність [1] $\frac{W_{j\Sigma}^{\Phi} - W_{j\Sigma}}{W_{j\Sigma}^{\Phi}} \cdot 100 \geq \Delta$, де $W_{j\Sigma}^{\Phi}$ – фактичний обсяг споживання

електроенергії по підприємству в цілому в j -у періоді; Δ – заздалегідь встановлене припустиме відхилення розрахункового значення загального електроспоживання від його фактичного.

Як результат роботи програми BALANS03 (100 початкових точок та 10 кроків оптимізації): з 1000 отриманих рішень відібрано 235, які забезпечують мінімум цільової функції, що дорівнює нулю і мають найменші залишкові помилки опису [1].

Для всіх варіантів, що залишилися, розраховується ймовірність їхньої появи з урахуванням імовірності появи кожної з альтернатив. Варіант, який має найбільшу сумісну ймовірність появи, відповідає найбільш вірогідній структурі витратної частини фактичного енергобалансу. Результати визначення питомих витрат для кожного цеху наведено в табл. 3.

Таблиця 3

Фактичні питомі витрати												
Рік	31.Січ	28.Лют	31.Бер	30.Кві	31.Тра	30.Чер	31.Лип	31.Сер	30.Вер	31.Жов	30.Лис	31.Гру
728,68	700,00	712,75	713,29	708,97	716,52	738,79	741,44	745,12	728,00	775,57	747,68	733,11
59,54	58,47	56,52	57,08	0,02	59,30	64,73	69,33	74,43	76,09	129,40	308,27	73,46
222,10	194,69	216,79	205,34	568,56	234,98	214,75	211,35	219,56	231,98	231,36	247,30	226,67
36,35	36,70	33,64	37,04	35,21	33,20	38,22	42,08	42,62	40,60	27,94	30,72	32,59

Оскільки отримані 235 рішень формувались відповідно до фактичного обсягу споживання електроенергії по підприємству в цілому та за рік, з'являється необхідність визначити рішення, при якому не тільки сумарний результат буде найближчим до факту. Необхідне рішення, при якому ймовірність отримання результату буде найбільш достовірним.

Перевірка достовірності – процес визначення того, що модель або виконується імітації точно представляє детальний концептуальний опис. Перевірка достовірності також оцінює ступінь відповідності моделі або імітації змісту і проводиться з використанням прийнятих методів [3].

Для визначення достовірності найближчого до реального результату дослідження, використовувались такі методи:

1. Визначення середнього значення кожного з наборів даних
2. Визначення найбільшої ймовірності за нормальним розподілом з застосуванням розрахунку щільності
3. Метод максимальної правдоподібності.

Для вибору найбільш релевантного варіанту визначення даних, що мають

Таблиця 4

X1	X2	X3	X4
805,9447	23,58159	240,1705	7,108595
940,31	29,17783	51,09467	8,530314
901,43	41,38324	74,145	12,79547
734,62	47,87328	281,0791	14,21719
865,99	71,57952	67,97723	15,63891
871,55	46,47765	96,29333	17,06063
595,73	138,8661	212,5478	64,66089
588,98	141,5094	221,3453	62,85946
589,58	141,5542	220,7884	62,72082
589,88	141,7553	221,4046	62,12126
672,01	123,8653	202,3947	34,12126
604,39	138,0598	221,1557	56,13766
604,79	137,9765	220,9315	56,05953
604,66	137,9633	220,932	56,14266
605,38	138,5524	220,4028	55,54298
663,38	117,5534	220,4028	35,54298

слугувати основою для побудови енергобалансу, було проведено вибір даних за використання вищевказаних методів для кожного з набору чисел $X1-...X4$ (частково зображені в табл. 4).

- 1) Визначення середнього значення було проведено згідно з формулою $X = \frac{\sum X}{n}$.

В результаті було отримано наступні дані балансу: $X1_{сер} = 786,343$; $X2_{сер} = 62,437$; $X3_{сер} = 175,09$; $X4_{сер} = 21,13$.

Визначення найбільшої ймовірності за нормальним розподілом з застосуванням розрахунку щільності $f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$, де μ – середнє значення, σ – стандартне відхилення, X – значення випадкової величини.

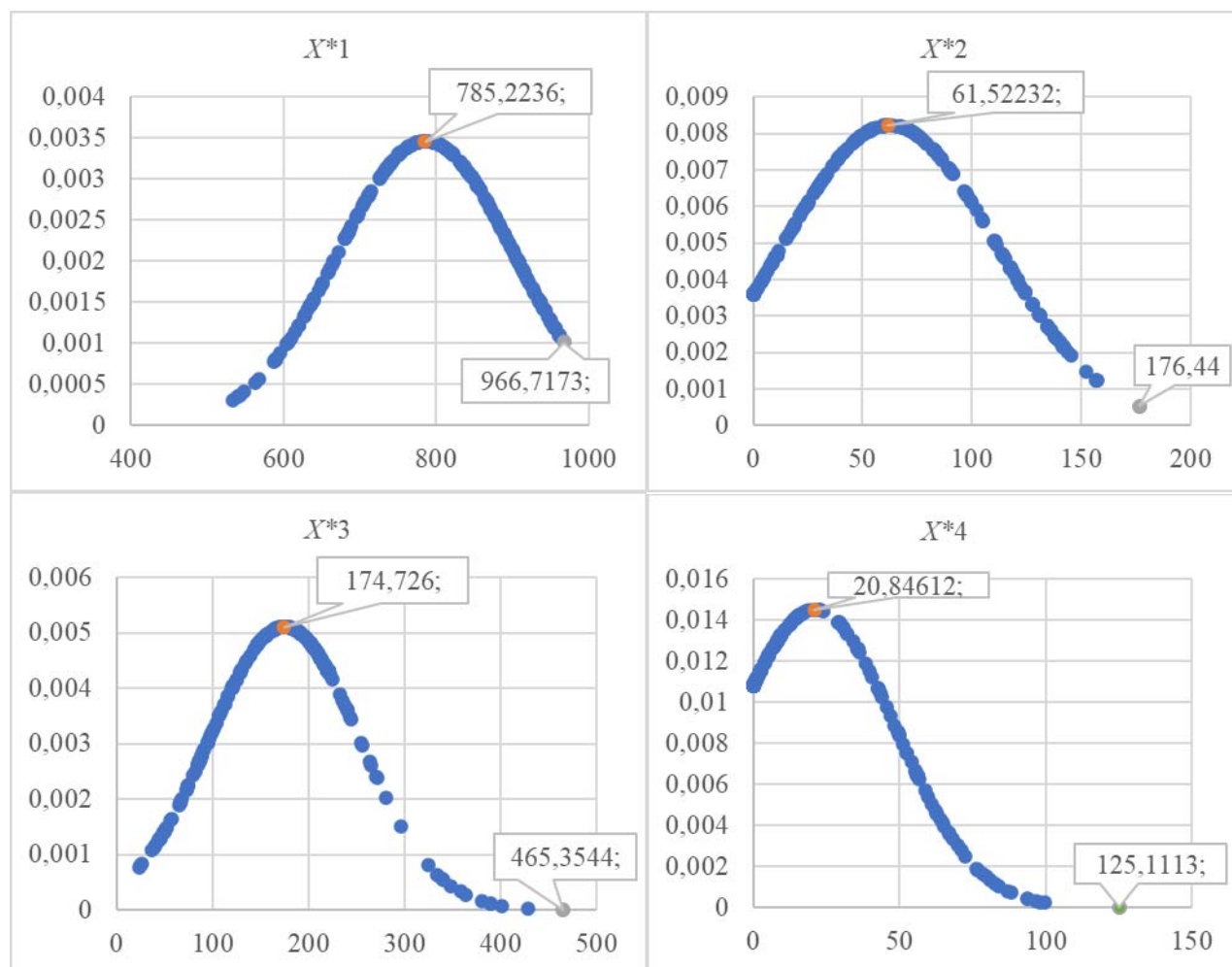
Результатом даного визначення буде варіант набору $X1-...X4$, визначення найбільшої ймовірності за нормальним розподілом якого є найближчим до одиниці.

Згідно розрахунку, цим варіантом визначено варіант з наступними даними балансу:

$X1_{нп} = 966,717$; $X2_{нп} = 176,444$; $X3_{нп} = 465,354$; $X4_{нп} = 125,111$.

- 2) Метод полягає у максимізації функції правдоподібності, яка визначає ймовірність отримання даних, припущень і моделей.

Функція правдоподібності визначається як добуток ймовірностей всіх спостережень. Ця функція може бути записана як функція параметрів моделі. Тобто, якщо ми знаємо розподіл ймовірностей нашої моделі, то можна визначити ймовірність отримання конкретних спостережень при певних значеннях параметрів [4].



Визначивши похідну середнього значення та похідну стандартного відхилення, можна використати їх для побудови графіку максимальної правдоподібності. Для цього можна скористатись формулою:

$$X^* = \mu - d\mu/d\sigma \cdot \sigma,$$

де X^* – значення μ , що відповідає максимальній правдоподібності, $d\mu/d\sigma$ – похідна середнього значення за стандартним відхиленням.

Результатом даного визначення буде варіант набору X_1 –... X_4 , визначенням X^* якого є найбільшим додатнім.

Згідно з розрахунком, цим варіантом визначено варіант з наступними даними балансу: $X^*1 = 785,22$; $X^*2 = 61,52$; $X^*3 = 174,73$; $X^*4 = 20,85$.

Також максимально правдоподібне визначення X можна побачити, побудувавши графіки кожного з набору питомих витрат. Таким чином, графік для X^*1 –... X^*4 зображено на рисунку.

Для додаткової перевірки, який з варіантів є найближчим до фактичних значення балансу, було застосовано метод евклідової відстані, що зображено в табл. 5:

Таблиця 5

Врік.облік	dQ1	dQ2	dQ3	dQ4	Результат, добуток
Факт розрахунок	728,68	59,54	222,1	36,35	228762846985,80
Розрахунок					
Середнє значення	786,3426	62,43675	175,0900277	21,13017081	242050466048,41
Найбільша ймовірність	966,7173	176,4437	465,3544	125,1113	319493103198,64
Макс. правдоподібність	785,22	61,52	174,73	20,85	241669267246,29
Евклідова відстань					Результат, сума
Середнє значення	57,66	2,90	47,01	15,22	122,79
Найбільша ймовірність	238,04	116,90	243,25	88,76	686,96
Макс. правдоподібність	56,54	1,98	47,37	15,50	121,40

Евклідова відстань (також відома як евклідова метрика) – це відстань між двома точками в просторі n -вимірному евклідовому простору. У двовимірному просторі, наприклад, евклідова відстань між двома точками (x_1, y_1) і (x_2, y_2) визначається за формулою:

$$d = \sqrt{((x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2)}.$$

Результат перевірки варіантів, щодо того який з них є найближчим до фактичних значення балансу, став варіант з застосуванням методу максимальної правдоподібності.

Висновки. У процесі застосування методів було отримано чисельні результати, на основі яких можна зробити висновок, що найближчими до фактичних за значеннями стали результати розрахунків, проведених за методом максимальної правдоподібності.

Проте важливо зазначити, що ці результати виявилися дуже близькими до результатів, отриманих при визначенні середнього значення набору даних. Основною перевагою даного визначення є простота виконання. Щоправда, оскільки досліди проводились на основі відносно невеликої кількості вихідних даних, вважати, що визначення середнього значення є найбільш доцільним для його імплементації, неможна.

Напрошується висновок, що подальші дослідження, зокрема і статистичної інформації, можуть надати змогу покращити результати. Також завданням дослідження має бути застосування інших методів знаходження найбільш достовірних енергобалансів.

1. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Побудова оптимальних розрахункових моделей електробалансів виробничо-господарських об'єктів. Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро. 2010. № 6. С. 47–51.
2. Архипов Л.И., Горяев А.Б. и др. Методы составления энергобалансов промышленных предприятий. МЭИ, 2000.
3. Філософський енциклопедичний словник: елементи та режими. К.: Ін-т філософії ім. Г.С. Сковороди НАН України, 2016. 171 с.
4. Метод максимальної правдоподібності [Електронний ресурс]. 2022. Режим доступу: https://stud.com.ua/72646/ekonomika/metod_maksimalnoyi_pravdopodibnosti

ANALYSIS OF POSSIBLE APPROACHES TO DETERMINING THE MOST RELIABLE METHOD OF ENERGY BALANCE CONSTRUCTION

P.V. Lavrynovych

National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute",
Educational and scientific Institute of energy saving and energy management,
Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine
e-mail: pavlo199677@gmail.com

In the process of analyzing the methods, numerous results were obtained. On the basis of which it can be concluded that the results of calculations carried out using the method of maximum likelihood became the closest to the actual values. However, it is important to note that these results turned out to be very close to the results obtained when determining the average value of the data set. The main advantage of this definition is ease of implementation. Since the experiments were conducted on the basis of a relatively small amount of initial data, it is impossible to consider that the determination of the average value is the most appropriate for its implementation. The conclusion is suggested that there is a need to conduct an analysis based on a larger amount of initial data. And also, using other methods of finding the most reliable energy balances. The possibility of constructing maximum likelihood graphs when assessing the quality of energy balance indicators and directions of possible use of this method in tasks were considered. Ref. 4, figure, tables 5.

Key words: energy efficiency, energy balance, fuel-energy balance, maximum probability estimation method, maximum likelihood method.

1. Nakhodov V.F., Borychenko O.V. Construction of optimal calculation models of electrical balances of industrial and economic facilities. Industrial electricity and electrical engineering: Promelectro. 2010. No 6. Pp. 47–51.
2. Arkhipov L.I., Goryaev A.B. et al. Methods for compiling energy balances of industrial enterprises. MPEI, 2000.
3. Philosophical encyclopedic dictionary: elements and modes. K.: Institute of Philosophy named after H.S. Skovoroda of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2016. 171 p.
4. The maximum likelihood method [Electronic resource]. 2022. Access mode: https://stud.com.ua/72646/ekonomika/metod_maksimalnoyi_pravdopodibnosti

Надійшла: 08.06.2023

Прийнята: 23.10.2023

Submitted: 08.06.2023

Accepted: 23.10.2023

КОНЦЕПЦІЯ ПІДВИЩЕННЯ БЕЗПЕКИ ВУЗЛІВ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ІНФРАСТРУКТУРИ УКРАЇНИ

Д.В. Мелешук, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: mdimav1975@gmail.com

У статті розглянута одна з проблем, що виникла в енергетичній інфраструктурі України внаслідок регулярних руйнувань її об'єктів під час війни. Вона стосується способів підвищення безпеки вузлів розподільної системи енергетичної інфраструктури України в процесі подальшого її відновлення та модернізації. Зроблено огляд відповідних питань, що виникають у разі використання різних способів у процесі досягнення поставленої мети. Указано на важливість проблеми захисту електричних підстанцій енергетичної розподільної інфраструктури та необхідність відповідних досліджень і розробок для створення оптимального способу захисту. Зазначена актуальність розробки методу та засобів захисту важливого елемента підстанцій – силового трансформатора. Описано один із варіантів оптимальної концепції відповідного захисту. Він передбачає розташування трансформаторів у земляній ніші, відповідно сформованій та обладнаній допоміжними елементами. Цей варіант простий, технологічний та економічно вигідний. Такий спосіб захисту трансформаторів має забезпечити їх від уламків вибухових пристроїв та вибухової хвилі. Запропонована концепція має перспективу для удосконалення. Бібл. 4, рис. 2.

Ключові слова: електромережа, трансформатор, безпека, укриття, концепція.

Однією з головних проблем в енергетичній інфраструктурі України є забезпечення доставки електричної енергії до споживачів. Ця проблема, як відомо, пов'язана з руйнуванням та пошкодженням елементів системи передачі електроенергії. У результаті постійних масованих повітряних атак ворожих військових засобів ураження велика кількість перетворювальних та передавальних установок електроенергії було зруйновано або зіпсовано. Для забезпечення стабільності подальшої роботи енергетичної системи України у воєнний та повоєнний часи необхідно зайнятися зокрема питанням майбутнього збереження та захисту цих основних вузлів мережі електропостачання. Головна загроза для руйнування конструкцій енергетичної мережі під час війни пов'язана з різного роду літальними апаратами з вибуховою речовиною. Тому необхідно під час відновлення енергетичної інфраструктури України подбати про її безпеку від повітряних обстрілів. У роботі розглянута концепція захисту головних вузлів розподілу електроенергії від повітряних загроз.

На рис. 1 спрощено зображено структуру розподілу електроенергії в Україні [1]. Дуже важливими вузлами в системі розподілу електроенергії є трансформаторні та розподільні підстанції. До складу підстанцій входить багато елементів. Вони є вразливими для зовнішніх пошкоджень та зазнали багато ворожих повітряних атак. Це призвело до частоті багатогодинної відсутності електроенергії та порушення її нормального постачання до споживачів. Звісно, пошкоджень зазнають й інші елементи системи енергетичної інфраструктури. Найбільш уразливими, напевно, є повітряні лінії електропостачання через їхню відкритість та просторову протяжність. Тож зрозуміло, що для створення системи безпеки від руйнування основних вузлів передачі електроенергії необхідно розробити відповідні заходи. Такі роботи в Україні ведуться. Це озвучив прем'єр-міністр Денис Шмигаль під час спілкування з журналістами: «Протягом весни-літа ми вже розробили відповідні проекти захисту від бетонних шелтерів, бетонних накриттів до заглиблення під землю на достатній рівень для того, щоб ні дрони, ні ракети не могли пошкодити розподільну мережу, підстанції» [2].

Тож розглядаються дві позиції методу захисту розподільних підстанцій. Перша передбачає підземне розташування. «Треба будувати нові модульні трансформаторні підстанції під землею. Це максимально убезпечить їх від ракетних ударів... На ці нові підстанції просто перевести повітряні лінії (електропередачі) та зробити це так, щоб було не дуже помітно...



Рис. 1

чайню, мають свої недоліки. Перший підхід, що передбачає підземне розташування підстанцій або їхніх частин досить складний, трудомісткий і дуже коштовний та потребує вирішення багатьох супутніх технічних проблем, таких як розробка самих укриттів і технологій їхнього створення. Чималими проблемами будуть також питання нормальної експлуатації обладнання підстанцій та його обслуговування (забезпечення доступу до елементів обладнання, відповідне охолодження, ремонт та заміна пошкодженого обладнання, забезпечення електричної ізоляції та інше). Другий підхід передбачає створення навколо елементів підстанцій різного виду зовнішніх укриттів. Цей спосіб захисту значно простіший та дешевший. Однак у такому разі ступінь захисту буде значно нижчим. Вибухова хвиля може знищити бетонний паркан навколо станції та зруйнувати чи пошкодити цільне укриття (сучасні засоби враження дуже потужні та мають значну руйнівну силу). За цих обставин існує велика імовірність пошкодження пристрою, що знаходиться за укриттям. Навіть незначні пошкодження складових підстанції виведуть її з ладу, повністю або надовго. Існуючі та ті, що плануються засоби та методи захисту електропідстанцій, їхні схеми, конструкції та характеристики з метою безпеки не оголошуються.

Отже, постає питання розроблення найбільш оптимальної концепції для вирішення проблеми захисту критичних вузлів енергетичної інфраструктури країни, зважаючи на технічні та економічні аспекти. Захистити всі елементи системи розподілу електроенергії практично неможливо. Безперечно, до цього треба прагнути, але доводиться враховувати реальну ситуацію, що склалася зараз та прогнозується найближчим майбутнім. Необхідно проаналізувати характер проблем в енергетичній системі України, що виникли внаслідок пошкоджень від ворожих атак під час війни. «Але де ж саме виявилось слабке місце в цьому ланцюгу енергосистеми? Експерти і чиновники вказують, що найчастіше ціллю ракетних ударів ставали саме великі трансформаторні підстанції. Тобто вузлики, що "зшивають" українську енергосистему до купи» [3]. Головним елементом трансформаторних підстанцій є силовий трансформатор з додатковим навісним обладнанням. Проблема відновлення та заміни цих пристроїв викликала минулого року великі труднощі в енергетичних компаніях України. Тож можна зробити висновок, що першочергово в системі електропостачання до споживачів до-

Підстанцію, яку приховали, за-бетонувавши під землею, її вже буде, м'яко кажучи, важче дістати» [3]. Представники другої позиції критично ставляться до ідеї підземного розташування трансформаторних підстанцій. Запропонований інший спосіб захисту підстанцій передбачає встановлення зовнішньої захисної конструкції для підстанцій. «Магістральні підстанції – дуже великі об'єкти, на яких розташовані десятки великих трансформаторів, які мають чітко прописані умови експлуатації і розміщення. Під землею можна розмістити лише окремі не надто потужні трансформаторні будки... Такі масштабні станції можливо захистити, лише посиливши протиповітряну оборону і встановивши навколо них бетонний паркан». [3].

Обидва варіанти, зви-

даткового захисту потребують силові трансформатори. Лінії електропередач зазвичай також суттєво руйнуються під час обстрілів, що призводить до зникнення електропостачання окремих споживачів. Але захистити повітряні лінії електропостачання практично неможливо. До того ж їх легше відновити.

Трансформатори розподільної мережі складні та різноманітні. Їхнє виготовлення досить коштовне та займає тривалий час [4]. Крім того, за час повномасштабної війни їхній запас в Україні дуже зменшився, а виробництво – обмежене. Саме поновлення (заміна) трансформаторів найімовірніше буде викликати в майбутньому суттєві проблеми в процесі відновлення енергетичної інфраструктури України. Вірогідність влучення засобів ураження (ракет, дронів) саме в трансформатор не дуже велика. Але у разі вибуху поряд з трансформатором він зазнає значних ушкоджень (від уламків, вибухової хвилі, розповсюдження пожежі). Тому треба застосувати технічно простий, економний, технологічний та ефективний спосіб захисту трансформаторів підстанцій розподілу електроенергії. На відміну від раніше описаних способів (підземне розташування, застосування бетонного паркану чи укриття) можна запропонувати дещо середнє, а саме просте розташування трансформаторів у земляних заглибленнях. На рис. 2 наведено схематичне зображення укриття трансформатора підстанції.

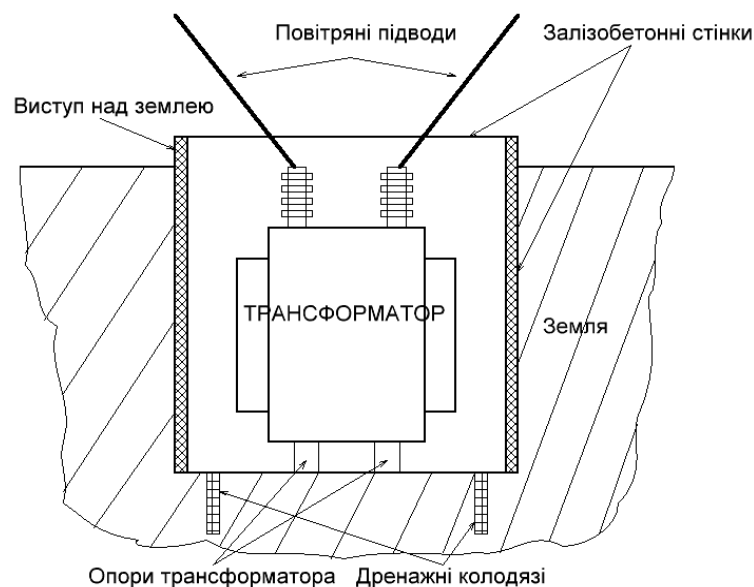


Рис. 2

Запропонована концепція не передбачає зміни конфігурації підстанції. Це дасть змогу достатньо швидко, економно та ефективно забезпечити захист таких важливих, дефіцитних та коштовних вузлів підстанцій, як силові трансформатори. Згідно з концепцією необхідні роботи із захисту підстанцій стосуються лише вертикального розташування силових трансформаторів. На час робіт трансформатор демонтується. На місці його розташування викопується в земляній поверхні відповідне заглиблення. Із чотирьох сторін земляна ніша обкладається залізобетонним каркасом (товщина стін має бути розрахована). Каркас має виступати над рівнем земляної поверхні для уникнення попадання в нішу зайвої води під час опадів. Крім того, сформований таким способом бордюр буде виступати захистом для ізоляції виводів трансформатора. До того ж він буде корисний у разі можливого подальшого удосконалення укриття. Трансформатор розташований посередині ніші на опорах. Практично всі норми з установки трансформатора залишаються незмінними. Питання розміру заглиблення трансформатора також є окремою науковою задачею. Потрібно розрахувати оптимальне значення, щоб забезпечити ефективний захист іззовні і електроізоляцію виводів трансформатора та з'єднувальних дротів (з мінімальними переробками під'єднань). Для уникнення затоплення укриття під час опадів необхідно передбачити відповідний дренаж ніші. Дренаж може бути достатньо простим (пасивним) і відповідно економічним. Достатньо буде декількох неглибоких (залежно від складу ґрунту) колодязів у підлозі ніші. Запропонована концепція пе-

редбачає залишення всіх під'єднань ліній електропередачі до виводів трансформатора незмінними. Повітряні лінії лишаються так само повітряними, підземні – так само підземними. За таких умов постає наукова задача забезпечення відповідної електроізоляції підводів до виводів трансформатора. Якщо будуть потрібні якісь зміни в конфігурації системи під'єднання трансформатора до ліній електропередачі, то вони будуть незначними.

У запропонованому укритті трансформатор буде захищений від попадання уламків від вибухів збоку та вибухової хвилі. Таке розташування дасть змогу вільного доступу до обслуговування трансформатора та не буде ускладнювати його демонтаж і заміну за необхідності. Крім того, у такому укритті буде збережено пасивне повітряне охолодження трансформатора. У разі подальшої розробки цієї концепції можна передбачити деякі засоби захисту трансформаторів зверху від уламків і дронів. Такими засобами можуть бути захисні сітки різної конструкції. Можна передбачити часткове закриття заглиблення деякою покрівлею (наприклад, залізобетонними плитами). Це дасть змогу захистити трансформатор у разі прямого ураження (що прийдеться за закриту частину) засобом з невеликою руйнівною силою.

Питання помітності місця розташування трансформаторів, найімовіріше, не має дуже впливового значення. Існує достатньо способів для визначення місць знаходження підстанцій і трансформаторів (супутникові фото, направлення повітряних ліній електропостачання, розвідка, людський фактор та інші). Звичайно, це питання має враховуватись, але не є пріоритетним.

Головною науковою проблемою цієї концепції буде питання забезпечення відповідного функціонування силових трансформаторів системи енергопостачання за нових умов (після проведення відповідних заходів із захисту). Головні задачі під час впровадження запропонованої концепції – це розробка технічних характеристик укриття для трансформатора, дослідження оптимальної глибини занурення трансформатора відносно рівня поверхні та забезпечення електричної ізоляції підводів ліній електропередачі до виводів трансформатора в нових умовах. Для впровадження цієї концепції необхідне системне вирішення пов'язаних між собою проблем. Це потребує комплексу відповідних досліджень та розробок.

Висновки. Енергетична інфраструктура України у процесі відновлення та модернізації має зазнати конструктивних змін, що передбачають підвищення безпеки її основних вузлів від можливих механічних ушкоджень (зокрема, під час воєнних дій).

Наразі зміни стосуються створення умов безпеки основного обладнання підстанцій системи розподілу електроенергії (зокрема силових трансформаторів) від можливих механічних пошкоджень.

Запропонована концепція передбачає швидко реалізований, економічно оптимальний та достатньо ефективний захист силових трансформаторів підстанцій від пошкоджень, що можуть бути завдані повітряними засобами ураження та іншими побічними впливами.

Розглянуте питання є важливим і має бути ретельно досліджено. Має бути знайдено оптимальне вирішення проблеми. Захист основних блоків енергетичної інфраструктури може покращити майбутнє безпечне існування системи розподілу електроенергії в Україні.

1. Моїсєєв В. Як влаштована система розподілу електроенергії та як її ремонтують. URL: <https://thepage.ua/economy/sistema-raspredeleniya-elektroenergii-v-ukraine-kak-ustroena-i-kak-ee-remontiruyut>
2. Богданьок О. Бетонні шелтери, заглиблення під землю. Шмигаль обіцяє захистити енергетичні об'єкти. URL: <https://suspilne.media/403385-betonni-selteri-zagliblenna-pid-zemlu-smigal-obicae-zahistiti-energetichni-obekti/>
3. Черніш О. Росія нищить українські трансформатори. Як їх захистити і чим вони важливі. BBC News Україна. 1 грудня 2022. URL: <https://www.bbc.com/ukrainian/features-63801303>
4. Номенклатурный каталог ZTR. URL: http://www.ztr.ua/files/ztr_d76-ztr_nomenklaturnyi_katalog_2014.pdf

THE CONCEPT OF ENHANCING THE SECURITY OF NODES OF THE ENERGY DISTRIBUTION INFRASTRUCTURE OF UKRAINE

D.V. Meleshchuk

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

Beresteiskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: mdimav1975@gmail.com

The issue of one of the problems that arose in the energy infrastructure of Ukraine as a result of the regular destruction of its facilities during the war is considered. It concerns ways of increasing the security of nodes of the distribution system of the energy infrastructure of Ukraine during its further restoration and modernization. An overview of the relevant issues that arise when using different methods to achieve the set goal is made. The importance of the problem of protection of electrical substations of the energy distribution infrastructure and the need for appropriate research and development to create an optimal method of protection are indicated. The urgency of developing a method and means of protection of an important element of substations (power transformer) is noted. One of the variants of the optimal concept of the corresponding protection is described. It provides for the location of transformers in an earthen niche, accordingly formed and decorated with auxiliary elements. This option is simple, technological and economically beneficial. This method of protecting transformers should protect them from fragments of explosive devices and blast waves. The proposed concept has room for improvement. Ref. 4, fig. 2.

Keywords: power grid, transformer, safety, shelter, concept.

1. Moiseev V. How the electricity distribution system is arranged and how it is repaired. URL: <https://thepage.ua/economy/sistema-raspredeleniya-elektroenergii-v-ukraine-kak-ustroena-i-kak-ee-remontiruyut> (Ukr)
2. Bohdanyok O. Co Olena ncrete shelters, digging underground. Shmyhal promises to protect energy facilities. URL: <https://suspilne.media/403385-betonni-selteri-zagliblenna-pid-zemlu-smigal-obicae-zahistiti-energeticni-obekti/> (Ukr)
3. Chernysh O. Russia destroys Ukrainian transformers. How to protect them and why they are important. BBC News Ukraine. December 1, 2022. URL: <https://www.bbc.com/ukrainian/features-63801303> (Ukr)
4. Nomenclature catalog ZTR. URL: http://www.ztr.ua/files/ztr_d76-ztr_nomenklatyrnyi_katalog_2014.pdf (Rus)

Надійшла: 08.06.2023

Прийнята: 04.09.2023

Submitted: 08.06.2023

Accepted: 04.09.2023

УДК 620.9

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.044>

АНАЛІЗ ПЕРСПЕКТИВ РОЗВИТКУ ТЕЦ УКРАЇНИ В УМОВАХ ІНТЕГРАЦІЇ В ЗАГАЛЬНОЄВРОПЕЙСЬКИЙ ПРОСТІР

А.І. Замулко*, канд. техн. наук, М.О. Довгаль**

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. І. Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна
e-mail: harddoyle@gmail.com

Сучасні теплоелектроцентралі (ТЕЦ) стикаються з численними викликами, що стосуються енергоефективності, впровадження відновлюваних джерел енергії та екологічності. У статті розглядаються можливості та перспективи розвитку ТЕЦ з урахуванням сучасних тенденцій і викликів. Основні напрямки розвитку ТЕЦ включають інтеграцію відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), децентралізацію енергетичних систем, зосередження на екологічності та розвиток законодавчої та нормативної бази. Ці заходи сприятимуть сталому розвитку енергетичної інфраструктури, забезпеченню енергетичної безпеки та покращенню якості довкілля. Бібл. 7, рис. 4, таблиця.

Ключові слова: теплоелектроцентрально, енергоефективність, відновлювані джерела енергії, екологічність, децентралізація енергетичних систем, енергетична безпека, сталий розвиток.

Вступ. ТЕЦ є важливою складовою енергетичної інфраструктури, яка генерує теплову та електричну енергію для забезпечення потреб населення та промисловості. З огляду на глобальні енергетичні тенденції, зміну клімату та зростаючу увагу до екологічних питань ТЕЦ стикаються з численними викликами, які вимагають швидкої та ефективної адаптації. У цьому контексті важливо розглянути ключові напрямки розвитку ТЕЦ з метою забезпечення сталого розвитку, енергетичної безпеки та покращення якості довкілля.

Цей аналіз розглядає ряд факторів, які впливають на розвиток ТЕЦ, зокрема необхідність підвищення енергоефективності, впровадження відновлюваних джерел енергії, інтеграцію з іншими енергетичними системами та децентралізацію енергетичних систем. Також розглянуто роль законодавчої та нормативної бази у створенні сприятливих умов для розвитку екологічно чистих та сталих енергетичних систем.

Метою роботи є опрацювання поточного стану ТЕЦ, аналіз основних тенденцій та викликів, що впливають на їхній розвиток, розроблення рекомендацій для оптимізації та сталого розвитку ТЕЦ з урахуванням екологічних, економічних та технічних факторів.

Завданням роботи є визначення можливостей покращення поточного стану ТЕЦ на ринку електричної енергії з метою забезпечення сталого розвитку енергетичної системи.

Матеріал і результати досліджень. ТЕЦ є одним з основних джерел виробництва електроенергії та теплової енергії. Вони відіграють важливу роль у забезпеченні енергетичної безпеки країни та економічного зростання. Теплові електроцентралі в Україні зазвичай працюють на вугіллі, газі або нафті. Ефективність ТЕЦ визначається співвідношенням між виробленою електроенергією та витраченою паливно-енергетичною одиницею. Вугільні ТЕЦ часто мають меншу ефективність, оскільки частина енергії втрачається під час спалювання вугілля й виведення продуктів згорання в атмосферу. Газові ТЕЦ зазвичай мають більшу ефективність, оскільки газ є більш чистим паливом, а технології когенерації дають змогу використовувати тепло, що утворюється під час виробництва електроенергії. Останнім часом уряд України активно сприяє розвитку відновлюваних джерел енергії, таких як сонячна та вітрова, що може покращити ефективність енергетичної системи країни в цілому. У зв'язку зі зростанням світових тенденцій до зниження викидів парникових газів та зменшення використання невідновлюваних джерел енергії аналіз перспектив розвитку ТЕЦ є актуальним.

Опрацювання сучасного стану діяльності ТЕЦ показали, що термінової реконструкції та модернізації потребує технічне забезпечення галузі, адже основними проблемами системи теплоенергетичної галузі є:

- технічне забезпечення та рівень зношеності основних фондів (не вводиться нове устаткування ТЕЦ і котельень, а старе практично відпрацювало свій технічний ресурс і потребує заміни);

- незадовільний фінансовий стан підприємств;

- неефективна структура паливного балансу, більша частина якого належить природному газу;

- низький рівень енергетичної ефективності теплової енергетики (низький ККД установок, які виробляють тепло та значні втрати під час транспортування теплової енергії);

- неефективне споживання теплової енергії, особливо в житлово-комунальній сфері;

- низький рівень якості послуг із теплопостачання населення;

- несприятливий інвестиційний клімат (обмежений доступ до звітності, неефективний облік енергетичних потоків стають на перешкоді для отримання внутрішніх та іноземних коштів);

- негативний вплив на довкілля [1].

Вивчення практичних рекомендацій фахівців галузі та досвіду функціонування вітчизняних ТЕЦ дали можливість сформулювати способи виведення підприємств енергетичної галузі з кризового стану:

1) повне оновлення застарілого обладнання і введення новітнього;

2) реінжиніринг бізнес-процесів ТЕЦ;

3) модернізація обладнання до сучасних потреб ТЕЦ.

Основні тенденції розвитку ТЕЦ. Енергоефективність. Враховуючи динаміку розвитку ТЕЦ та їхню важливу роль у забезпеченні енергетичної потреби суспільства, важливо зауважити, що підвищення енергоефективності є однією з найактуальніших тенденцій. Впровадження сучасних технологій, насамперед когенерації, надає додаткові переваги порівняно з роздільним виробництвом тепла й електроенергії, що відображено на рис. 1 [2].

Заснована на синхронному виробництві тепла та електроенергії, когенерація дає змогу забезпечити більш ефективне використання вихідного палива. Ця збалансованість у виробництві різних видів енергії сприяє максимізації використання теплового потенціалу пального, що призводить до зменшення втрат і збільшення загальної ефективності системи.

Однак, основним аспектом, на який варто звернути увагу, є зменшення викидів парникових газів та інших забруднюючих речовин. Завдяки когенерації процес виробництва електроенергії й тепла відбувається більш ефективно, що знижує витрати пального і відповідно викидів забруднювальних речовин до навколишнього середовища.

Отже, впровадження когенерації в ТЕЦ є кроком для досягнення більш стійкої та ефективної енергетичної системи, у якій оптимізовано використання пального для одночасного виробництва тепла та електроенергії. Такий підхід сприяє зменшенню екологічного впливу та підвищенню віддачі в енергетичному виробництві.



Рис. 1

Планування інвестиційної програми виробниками теплової енергії повинно містити заходи енергоефективності, впровадження яких знизить рівень втрати енергоносіїв. Вони передбачають в інвестиційних програмах переважно заходи з покращення енергоефективності, наведені у таблиці.

№	Назва заходу	Середній термін окупності, рр.
1	Заміна застарілих насосів на енергозбережні	0,85
2	Заміна на котлах газових палиникових пристроїв	1,53
3	Модернізація котлів, яка відбувається із встановленням утилізаторів теплоти	1,66
4	Заміна конвективної частини існуючих котлів ПТВМ, НІСТУ, КВГМ тощо	2,25
5	Впровадження частотного регулювання на приводах наявних насосів, вентиляторів, димососів	4
6	Заміна застарілих котлів на енергозбережні котли з низьким ККД на нові енергоефективні.	6,17
7	Реконструкція теплових мереж із застосуванням попередньо ізольованих труб	7,42

Використання відновлюваних джерел енергії. Для забезпечення сталого розвитку ТЕЦ необхідно активно впроваджувати ВДЕ, такі як біомаса, сонячна та вітрова енергія. Це дасть змогу розширити спектр використовуваних палив та зменшити залежність від традиційних невідновлюваних джерел.

Для інтеграції сонячних теплових електростанцій з ТЕЦ необхідно встановити систему зберігання тепла, що дасть змогу забезпечити сталу постачання електроенергії. У такому випадку сонячні теплові електростанції можуть постачати енергію в систему впродовж дня, а також за необхідності забезпечувати резервну можливість надання електричної потужності.

За допомогою ТЕЦ, яка використовує ВДЕ, такі як біомаса, сонячна та вітрова енергія, можна розширити спектр використовуваних палив та зменшити залежність від традиційних невідновлюваних джерел. Сонячна тепла енергія може бути використана як додаткове джерело тепла для електрогенераторів у ТЕЦ. У ТЕЦ неконцентруючі сонячні колектори можуть бути використані для нагрівання води, яка потім використовується для генерації пари. Потім пара використовується для обертання турбіни, яка генерує електроенергію. Однак, оскільки температура неконцентруючих сонячних колекторів обмежена, вони не можуть нагріти воду до таких високих температур, як концентруючі сонячні колектори. Це означає, що неконцентруючі сонячні колектори не можуть бути використані для генерації кількості електроенергії, як концентруючі сонячні колектори.

Технології сонячних теплових електростанцій залежать від можливості отримання високих температур для досягнення прийнятної ефективності. Неконцентруючі сонячні колектори мають обмеження температури до менш ніж 200 °С. Тому для отримання вищих температур використовуються системи концентрації, які застосовують дзеркала або лінзи для фокусування сонячного світла.

Сонячні електростанції з параболічними трубами є одними з комерційно доступних типів теплових електростанцій на основі сонячної енергії. У цих системах великі криволінійні дзеркала концентрують сонячне світло вздовж фокусної лінії. Вода або термомасло протікає через рубки абсорбера, які нагріваються до високих температур, навіть до 400 °С. Тепло передається з нагрітого термомасла або води до парогенератора, де утворюється перегріта пара. Ця пара приводить турбіну, яка забезпечує роботу електрогенератора, тобто завдяки електрогенератору пара перетворює механічну енергію турбіни в електричну. Після проходження через турбіну пара конденсується назад у воду, що утворює замкнений цикл.

На рис. 2 [6] показано принцип роботи сонячної електростанції з параболічними трубами та тепловим сховищем, технологію яких можливо впровадити в роботі ТЕЦ для підвищення ефективності.

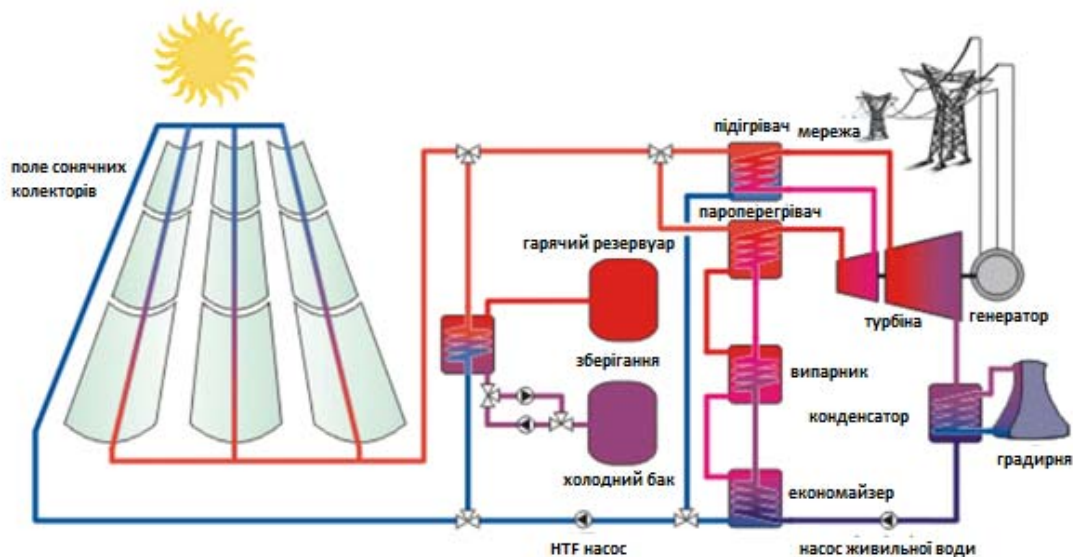


Рис. 2

Отже, коефіцієнти ефективності сонячних теплових електростанцій на основі параболічних труб залежать від коефіцієнта ефективності колектора, полів труб та парового циклу. Коефіцієнт ефективності колектора залежить від кута падіння сонячного світла та температури в трубці абсорбера і може сягати значень до 75 %. Втрати полів труб зазвичай становлять менше 10 %. Загалом сонячні теплові електростанції на основі параболічних труб можуть досягати річної ефективності приблизно 15 %, причому найбільший вплив має коефіцієнт ефективності парового циклу, який становить близько 35 %. Системи з центральним приймачем, такі як сонячні теплові вежі, можуть досягати ще вищих температур, а відтак, й більшої ефективності.

Отже, інтеграція сонячних теплових електростанцій з ТЕЦ дає змогу використовувати ВДЕ для генерації електроенергії, а системи зберігання тепла забезпечують стабільне постачання енергії навіть під час зміни сонячної інтенсивності. У сонячних теплових електростанціях з інтегрованими системами зберігання тепла, такими як сховища розплавленої солі, енергія, накопичена в теплоносії, може бути збережена і використана навіть під час хмарного неба або вночі.

Інтеграція системи термічного накопичення енергії (TNE) з ТЕЦ може бути реалізована за допомогою двобаквої системи зберігання вітро теплової енергії (WTES). Повна система WTES складається з блока вітрової електростанції, контролера потужності (EPDI), нагрівачів (нагрівач води та нагрівач розплавленої солі), двобаквої системи TNE, теплообмінника (ТО), кола теплопостачання та контролера TNE.

Електрична потужність, згенерована вітроелектростанцією, є залежною від швидкості вітру і може коливатися. Щоб забезпечити збереження та розподіл електричної енергії, контролер потужності (EPDI) встановлюється як регулятор мережі. Він обмежує надлишкову або недостатню генерацію енергії, що дає змогу уникнути перевантажень або відмови від енергії.

Система TNE з використанням двобаквої конфігурації з розплавленою сіллю (MSTES) використовується для збереження і віддачі теплової енергії. Розплавлена сіль, така як Сонячна Сіль (60 % NaNO_3 і 40 % KNO_3), використовується як теплоносіє та резервуар. Ця конфігурація є поширеною на комерційному рівні через свою високу теплову ефективність та економічну вигоду.

Контролер потужності (EPDI) в системі WTES здійснює двоетапний контроль. Перший етап полягає у визначенні того, чи задовольняє вихідна електрична потужність потреби мережі. Він фільтрує й відключає непотрібну електричну потужність. Другий етап контролю полягає в розподілі залишкової потужності залежно від теплових потреб системи теплопостачання. Частина потужності використовується для нагріву води безпосередньо в системі опалення (постійне опалення), а надлишкова частина зберігається в двобаквій системі TNE.

Потужність з ТНЕ використовується тоді, коли неперервна потужність нагрівання виявляється недостатньою для задоволення теплових потреб. Типова структура системи показана на рис. 3 [7].

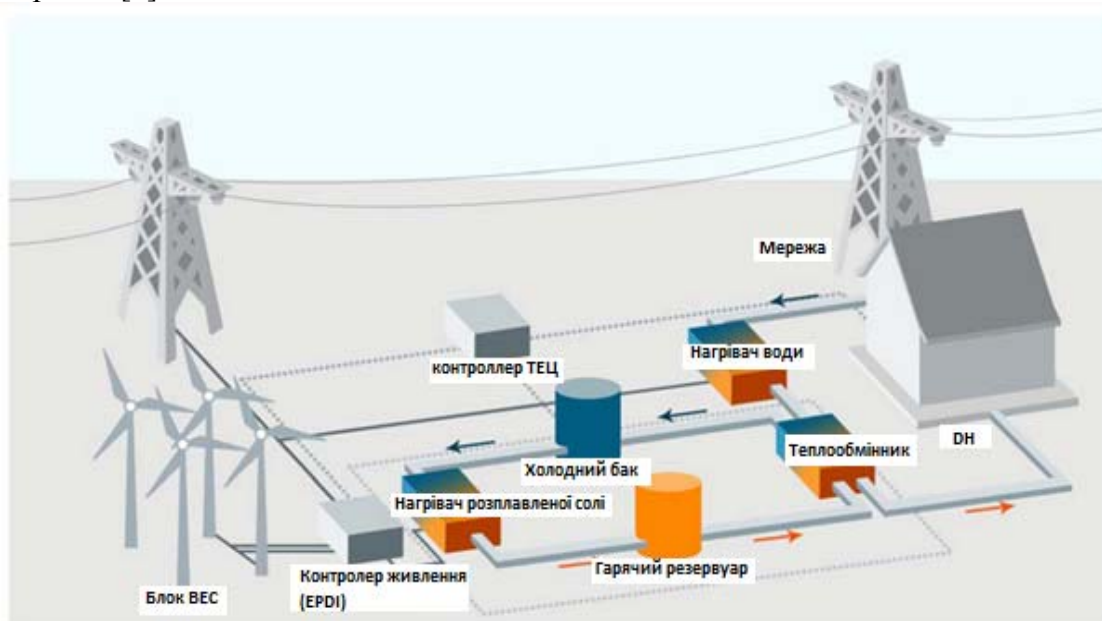


Рис. 3

Ця інтегрована система дає змогу ефективно використовувати вітрову енергію для задоволення теплових потреб, поліпшуючи загальну використовуваність вітрової енергії. Потужність та теплові потреби можуть варіювати залежно від способу життя людей та змін клімату.

Ця інтеграція сприяє зменшенню залежності від традиційних невідновлюваних джерел енергії, таких як вугілля або газ, а отже, сталому розвитку ТЕЦ. Використання відновлюваних джерел енергії, таких як сонячна та вітрова енергія, зменшує викиди шкідливих речовин і шкідливий вплив на навколишнє середовище.

Інтеграція з іншими енергетичними системами. Розвиток смарт-грід та інших інтелектуальних енергетичних систем слугує інтеграції ТЕЦ з різними джерелами енергії та споживачами. Це дає змогу оптимізувати розподіл енергії, підвищити надійність постачання, забезпечити гнучкість реагування на зміни попиту та сприяти використанню енергії з розподілених джерел.

Децентралізація енергетичних систем. Одним із напрямків розвитку ТЕЦ є децентралізація енергетичних систем, що передбачає створення невеликих, гнучких та ефективних ТЕЦ, здатних задовольняти потреби місцевих споживачів та інтегруватися з відновлюваними джерелами енергії.

Реінжиніринг бізнес-процесів ТЕЦ. В енергетичній галузі з погляду споживача енергії можна виокремити такі чотири основні напрями для здійснення реінжинірингу бізнес-процесів, які становлять цінність для споживача енергії та визначають економічну ефективність енергетичної компанії (рис. 4 [3]):

- технічне переоснащення основних фондів;
- організація матеріально-технічного постачання для забезпечення безперебійного надання послуг;
- проведення ремонту енергетичного обладнання;
- формування економічно обґрунтованих витрат виробництва.

Зважаючи на доцільність здійснення реінжинірингу бізнес-процесів на підприємствах енергетики та враховуючи специфіку галузі, можна описати перешкоди його реалізації так:

- 1) неможливість здійснення реінжинірингу ізольовано на будь-якому підприємстві з огляду на наявний високий ступінь інтеграції бізнес-процесів у галузях ПЕК;

2) залежність основних орієнтирів реінжинірингу бізнес-процесів (якість, швидкість, обслуговування, додавання цінності, витрати) нафтових і газових компаній від станів світового енергетичного ринку;

3) наявність монополій в окремих галузях і сферах діяльності ПЕК;

4) незначний практичний досвід здійснення реінжинірингу бізнес-процесів у діяльності енергетичних підприємств [4].

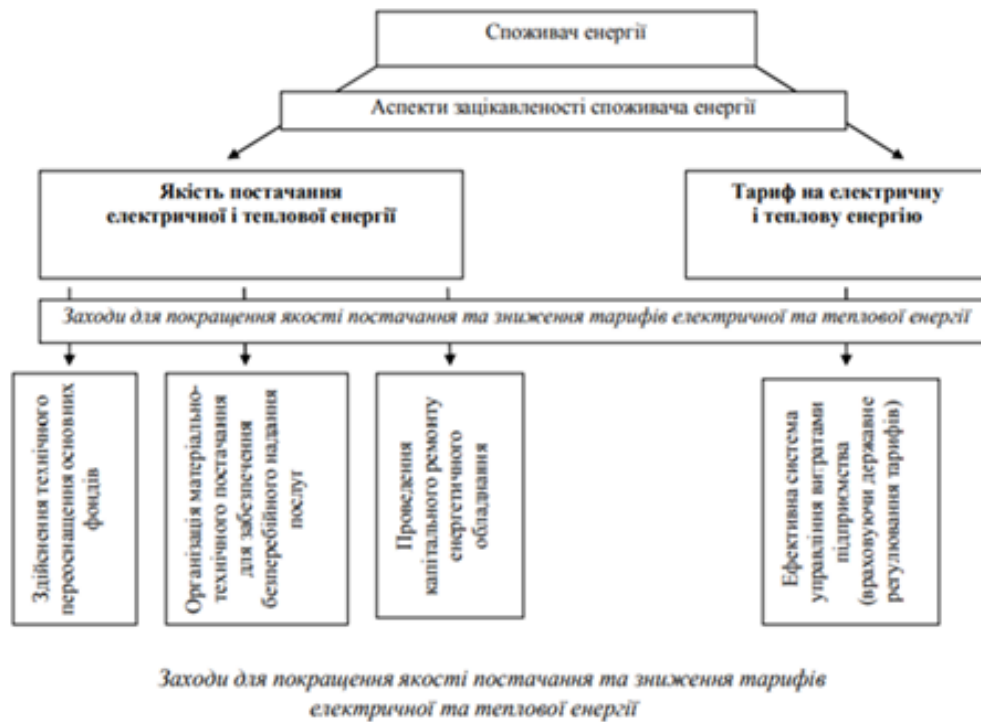


Рис. 4

Загалом здійснюваний в енергетичній галузі реінжиніринг можна охарактеризувати як трансформаційний, для якого притаманно переосмислення підходів до управління виробничо-економічними системами у відповідь на докорінне їхнє перетворення з метою адаптації до умов зовнішнього середовища.

Екологічність. Екологічний вплив ТЕЦ в Україні залежить від типу палива та використовуваних технологій. Вугільні ТЕЦ є найбільш забруднювальними, оскільки під час спалювання вугілля викидаються значні обсяги парникових газів, сірководню, оксидів азоту та інших шкідливих речовин. Це призводить до забруднення повітря та негативного впливу на здоров'я людей. Газові ТЕЦ зазвичай мають менший екологічний вплив і менше забруднюють повітря. Однак використання природного газу також призводить до викиду парникових газів. Відновлювані джерела енергії, такі як сонячна та вітрова, є найбільш екологічно чистими варіантами енергетичного виробництва.

Основні напрями забезпечення екологічності ТЕЦ включають [5]:

- використання чистіших видів палива: заміна традиційних видів палива, насамперед вугілля, на більш чисті та екологічні альтернативи, такі як природний газ, біомаса або відходи, може значно зменшити викиди парникових газів та інших забруднювачів;

- впровадження енергоефективних технологій: використання когенерації, що дає змогу одночасно виробляти електроенергію та тепло, може підвищити енергоефективність ТЕЦ та зменшити викиди забруднювачів;

- застосування технологій очищення відходів: впровадження сучасних технологій очищення відходів, таких як десульфурація, селективна каталітична редукція та електрофільтри, допомагає скорочувати викиди шкідливих речовин у атмосферу;

- інтеграція відновлюваних джерел енергії: поєднання ТЕЦ з відновлюваними джерелами енергії, такими як сонячні та вітрові електростанції, може допомогти зменшити залеж-

ність від невідновлюваних джерел енергії, скоротити викиди забруднювачів та сприяти сталому розвитку енергетичної системи;

- модернізація та реконструкція старих ТЕЦ: оновлення застарілих ТЕЦ, заміна старого обладнання та впровадження сучасних енергоефективних технологій можуть покращити екологічні показники ТЕЦ та забезпечити відповідність сучасним екологічним вимогам;

- моніторинг та контроль викидів: впровадження систем моніторингу та контролю якості повітря на ТЕЦ дає змогу відстежувати викиди забруднювачів та своєчасно вживати заходів для їхнього зменшення;

- розвиток законодавчої та нормативної бази.

Чинне законодавство щодо відновлюваних джерел енергії в Україні має низку недоліків, які можуть ускладнювати розвиток відновлюваної енергетики в країні. До цих недоліків належать:

- нечітка і складна нормативна база: чинне законодавство щодо відновлюваних джерел енергії є складним і важко зрозумілим для інвесторів. Це може ускладнювати процес отримання дозволів і ліцензій на будівництво та експлуатацію об'єктів відновлюваної енергетики;

- недостатня підтримка з боку держави: держава не надає достатньої підтримки сектору відновлюваної енергетики. Це може ускладнювати конкуренцію відновлюваної енергетики з традиційними джерелами енергії, такими як вугілля і природний газ;

- відсутність стимулів для розвитку відновлюваної енергетики: держава не надає достатніх стимулів для розвитку відновлюваної енергетики. Це може ускладнювати для інвесторів отримання прибутку від проектів відновлюваної енергетики.

Недоліки чинного законодавства щодо відновлюваних джерел енергії можуть ускладнювати розвиток цієї галузі в Україні. Для підвищення ефективності законодавства щодо відновлюваних джерел енергії необхідно вжити таких заходів:

- удосконалення нормативної бази: чинне законодавство щодо відновлюваних джерел енергії необхідно удосконалити, щоб зробити його більш чітким і зрозумілим для інвесторів;

- збільшення підтримки з боку держави: держава повинна надати більшу підтримку сектору відновлюваної енергетики, щоб зробити його більш конкурентоспроможним з традиційними джерелами енергії;

- запровадження стимулів для розвитку відновлюваної енергетики: держава повинна надати стимули для розвитку відновлюваної енергетики, щоб зробити її більш прибутковою для інвесторів.

Виконання цих заходів допоможе підвищити ефективність законодавства щодо відновлюваних джерел енергії та сприяти розвитку відновлюваної енергетики в Україні. Забезпечення екологічності ТЕЦ є не тільки необхідністю, але й важливою перевагою для підтримки сталого розвитку, забезпечення енергетичної безпеки та покращення якості довкілля. Враховуючи глобальні виклики, такі як зміна клімату та забруднення повітря, впровадження екологічних підходів у діяльність ТЕЦ стає ключовим фактором їхнього успішного розвитку в майбутньому.

Висновки. ТЕЦ зіткнулися з низкою викликів, зокрема з необхідністю підвищення енергоефективності, впровадження відновлюваних джерел енергії та забезпечення екологічності. Однак, завдяки сучасним технологіям та інноваційним підходам ТЕЦ мають потенціал для сталого розвитку та внесення свого вкладу в гарантування енергетичної безпеки та економічного зростання. Активне впровадження відновлюваних джерел енергії, інтеграція з іншими енергетичними системами, децентралізація енергетичних систем та зосередження на екологічності є ключовими напрямками розвитку теплоелектроцентралей у майбутньому.

Насправді підвищення коефіцієнту ефективності окремого технологічного процесу не гарантує підвищення рентабельності та інвестиційної привабливості оновлень обладнання ТЕЦ. Це пов'язано з тим, що існують інші фактори, які також впливають на рентабельність, такі як вартість обладнання, вартість монтажу та експлуатації. Крім того, пропозиції щодо

встановлення сонячних теплових веж можуть бути фізично неможливими для реалізації в умовах щільної міської забудови.

За результатами розгляду питань підвищення ефективності ТЕЦ можна сформулювати такі рекомендації:

- підтримка науково-дослідницьких проектів та інноваційних розв'язків, спрямованих на підвищення енергоефективності та екологічності ТЕЦ;
- стимулювання інвестицій у відновлювані джерела енергії та їхня інтеграція з теплоелектроцентралями;
- розвиток смарт-грид та інтелектуальних енергетичних систем для оптимізації розподілу енергії та забезпечення гнучкості енергетичних систем;
- забезпечення регуляторного середовища, яке сприяє розвитку децентралізованих енергетичних систем та створенню місцевих ТЕЦ;
- розробка програм та стратегій на національному та регіональному рівнях для стимулювання розвитку теплоелектроцентралей, враховуючи сучасні енергетичні тенденції та екологічні вимоги.

Успішна реалізація вищенаведених рекомендацій дасть змогу забезпечити сталий розвиток теплоелектроцентралей, покращити енергетичну безпеку, знизити викиди шкідливих речовин та забезпечити ефективне використання ресурсів.

Реалізація рекомендацій та напрямків розвитку ТЕЦ може призвести до таких результатів:

- 1) зниження викидів парникових газів та шкідливих речовин у атмосферу, що сприятиме боротьбі зі зміною клімату та покращенню якості повітря;
- 2) зменшення залежності від невідновлюваних джерел енергії завдяки розвитку відновлюваних джерел енергії та більш ефективному використанню палива;
- 3) забезпечення стабільного енергозабезпечення населення та промисловості завдяки оптимізації розподілу енергії та підвищенню надійності енергетичних систем;
- 4) стимулювання інвестицій у секторі енергетики, що сприятиме економічному розвитку та створенню нових робочих місць;
- 5) підвищення енергетичної незалежності країни від імпорту палива та забезпечення енергетичної безпеки.

Загалом успішна реалізація стратегії розвитку ТЕЦ з урахуванням сучасних тенденцій та викликів може сприяти сталому розвитку енергетичної інфраструктури, покращенню якості життя населення та забезпеченню конкурентоспроможності країни на світовому ринку енергоресурсів.

1. Шевцов А. І., Бараннік В. О., Земляний М. Г., Рязова Т. В. Стан та перспективи реформування системи теплозабезпечення в Україні. Аналітична доповідь НІСД. Режим доступу: <http://www.db.niss.gov.ua/docs/energy/Teplozabezpechennya.pdf>
2. Кейко А.В. Системне порівняння енергетичних технологій. Системні дослідження в енергетиці. Ретроспектива наукових напрямків SEI-ISEM. Новосибірськ: Наука, 2010. С. 215–227.
3. Мансуров Р. Є. Реінжиніринг бізнес-процесів промислового підприємства. Режим доступу: <http://www.aup.ru/articles/management/53.htm>
4. Остроухова Н. Г. Особливості реінжинірингу бізнес-процесів на енергетичних підприємствах. Інтернет-журнал НАУКОВЕДЕНИЕ, листопада – грудень 2013 р. Vol. 6.
5. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/signal/kr06145a.doc>
6. Technology Fundamentals: Solar thermal power plants. Режим доступу: <https://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals2/index.php>
7. Chang Liu, Mao-Song Cheng, Bing-Chen Zhao and Zhi-Min Dai. A Wind Power Plant with Thermal Energy Storage for Improving the Utilization of Wind Energy. *Energies*. 2017. No 10(12). Pp. 21–26. Режим доступу: <https://doi.org/10.3390/en10122126>

ANALYSIS OF PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF HEAT AND POWER PLANTS IN UKRAINE IN THE CONTEXT OF INTEGRATION INTO THE EUROPEAN SPACE

A.I. Zamulko, M.O. Dovgal

National Technical University of Ukraine I. Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute,
Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine

e-mail: harddoyle@gmail.com

Modern heat and power plants (HPPs) face numerous challenges related to energy efficiency, the integration of renewable energy sources, and environmental sustainability. The article examines the possibilities and prospects for the development of HPPs taking into account current trends and challenges.

The main directions of HPP development include the integration of renewable energy sources (RES), the decentralization of energy systems, a focus on environmental sustainability, and the development of legislative and regulatory frameworks. These measures will contribute to the sustainable development of the energy infrastructure, ensuring energy security, and improving environmental quality. Bibl.7, fig. 4, table.

Keywords: heat and power plant, energy efficiency, renewable energy sources, environmental sustainability, decentralization of energy systems, energy security, sustainable development.

1. Shevtsov A. I., Barannik V. O., Zemlyanyi M. G., & Ryauzova T. V.. The state and prospects of the reform of the heat supply system in Ukraine. URL: <http://www.db.niss.gov.ua/docs/energy/Teplozabezpechennya.pdf>
2. Keyko A. V. System Comparison of Energy Technologies. System Research in Energy. Retrospective of Scientific Directions SEI-ISEM. Novosibirsk: Nauka, 2010. Pp. 215–227.
3. Mansurov R. Ye. Reengineering of Business Processes in Industrial Enterprises. <http://www.aup.ru/articles/management/53.htm>
4. Ostroukhova N. G. Features of Business Process Reengineering in Energy Enterprises. Internet Journal NAUKOVEDENIE. November-December, 2013. Vol. 6.
5. Energy Strategy of Ukraine until 2030. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/signal/kr06145a.doc>
6. Technology Fundamentals: Solar thermal power plants. URL: <https://www.volkerquaschnig.de/articles/fundamentals2/index.php>
7. Liu C., Cheng M. S., Zhao B. C., & Dai Z. M. A Wind Power Plant with Thermal Energy Storage for Improving the Utilization of Wind Energy. Energies. 2017. No 10(12). Pp. 21–26. DOI: <https://doi.org/10.3390/en10122126>

Надійшла: 06.07.2023

Прийнята: 15.08.2023

Submitted: 06.07.2023

Accepted: 15.08.2023

РЕТРОСПЕКТИВНИЙ АНАЛІЗ ВАРТОСТІ ПОХИБКИ ПРОГНОЗУ ДЛЯ ПОБУДОВИ БАЛАНСУЮЧИХ ГРУП ВИРОБНИКІВ З ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

В.О. Мірошник*, канд. техн. наук, **С.С. Лоскутов****

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: miroshnyk.volodymyr@gmail.com, loskutov.stepan1@gmail.com.

Значні зростання встановленої потужності електростанцій із відновлюваними джерелами енергії та розбалансування фінансової системи оптового ринку електричної енергії України спонукали Міністерство енергетики до розробки альтернативного механізму підтримки виробників ВДЕ. Запровадження преміального тарифу (Feed-in-Premium, FIP), який компенсує різницю між фактичною ціною продажу електроенергії та "зеленим" тарифом, може допомогти виробникам отримувати більше коштів одразу після відпуску електроенергії. Однак дослідження показали, що вихід із балансуєчої групи без утворення нової може призвести до зростання витрат, пов'язаних з похибкою прогнозування. Для виробників важливо утворювати незалежні балансуєчі групи для компенсації негативних наслідків. Перехід до окремої балансуєчої групи може мати значний економічний ефект для виробника, зменшуючи вартість похибки прогнозування порівняно із самостійною відповідальністю за небаланс. Результати досліджень показують, що склад балансуєчої групи, визначений на основі ретроспективного розрахунку витрат, є нестабільним на довгострокову перспективу. Бібл. 8, рис. 2, табл. 3.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, ринок електричної енергії, короткострокове прогнозування, нейронні мережі глибинного навчання.

Вступ. Значне зростання встановленої потужності електростанцій із відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) за діючої форми підтримки у вигляді «зеленого» тарифу (Feed-in-tariff, FIT) [1] призвело до розбалансування фінансової системи оптового ринку електричної енергії України, що виявились у вигляді накопичення боргів перед виробниками з ВДЕ. За даними ДП "Гарантований покупець" рівень розрахунку за 2022 та початок 2023 року становить 53 та 60 % відповідно (рис. 1).

Ураховуючи ситуацію, яка склалася на оптовому ринку електричної енергії, Міністерство енергетики почало розробку альтернативного механізму підтримки виробників з ВДЕ. У законодавство вводиться поняття преміального тарифу (Feed-in-premium, FIP) [2, 3], за яким виробникам компенсується різниця між фактичною ціною продажу електричної енергії на оптовому ринку та ставкою «зеленого» тарифу. Цей механізм стане доступним для виробників, які вийдуть із балансуєчої групи (БГ) ДП «Гарантований покупець» (ГП), втрачаючи водночас знижки на оплату власних небалансів. З іншого боку, перевагою преміального тарифу є те, що виробник частину вартості проданої енергії отримує день у день (у разі продажу на ринку «на добу наперед») або навіть за передоплатою (у випадку укладання довгострокових договорів), що дасть змогу суттєво покращити їхній фінансовий баланс.

Додатковим стимулом для виходу з БГ ГП є суттєве зростання ціни на оптовому ринку. Середньозважена ціна в 2022 р. на ринку «на добу наперед» виросла на 37 % відносно 2021 р. і на 104 % відносно 2020 р. Це означає, що виробники за преміальним тарифом зможуть отримувати більшу частку грошей безпосередньо наступного дня після відпуску електричної енергії (рис. 2), зокрема після підвищення цінових обмежень на ринку «на добу наперед» (РДН) на 40–80 % з липня 2023 р.

Для вітрових електростанцій така ціна РДН покриває 94 % FIT, для фотоелектричних електростанцій – 67 %. Наведені оцінки частки покриття не враховують реального добового графіку відпуску. За умови врахування графіку частка покриття для СЕС зростає, для ВЕС – знижується. З іншого боку, як буде показано далі, вартість похибки прогнозу за умови виходу з БГ ГП у деяких сценаріях може сягати 20 % від прибутку від «зеленого» тарифу. Тому новий механізм підтримки надає виробникам суттєві переваги тільки в разі вдосконалення власних методів прогнозування та утворення ефективних балансуєчих груп.



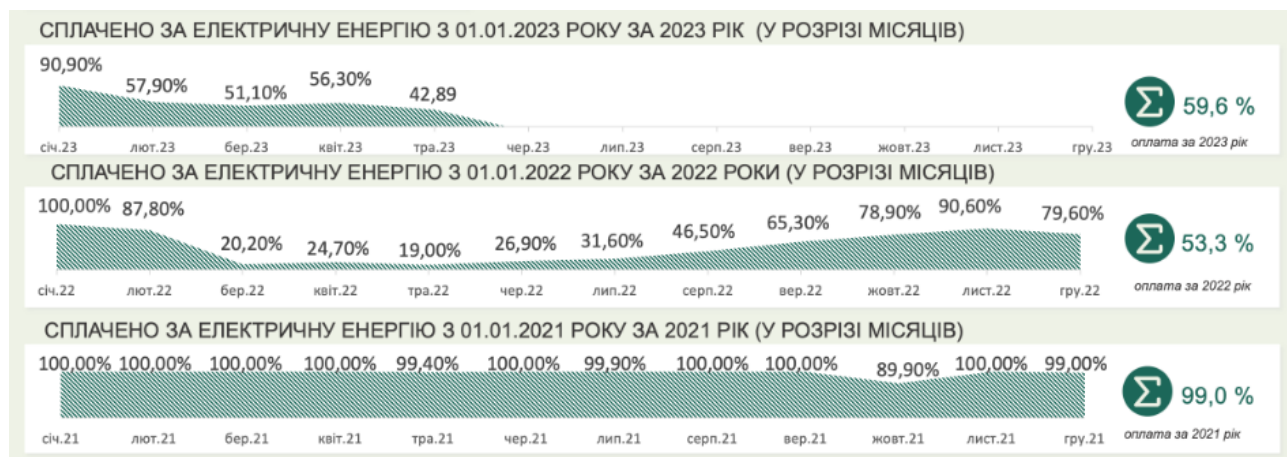


Рис. 1

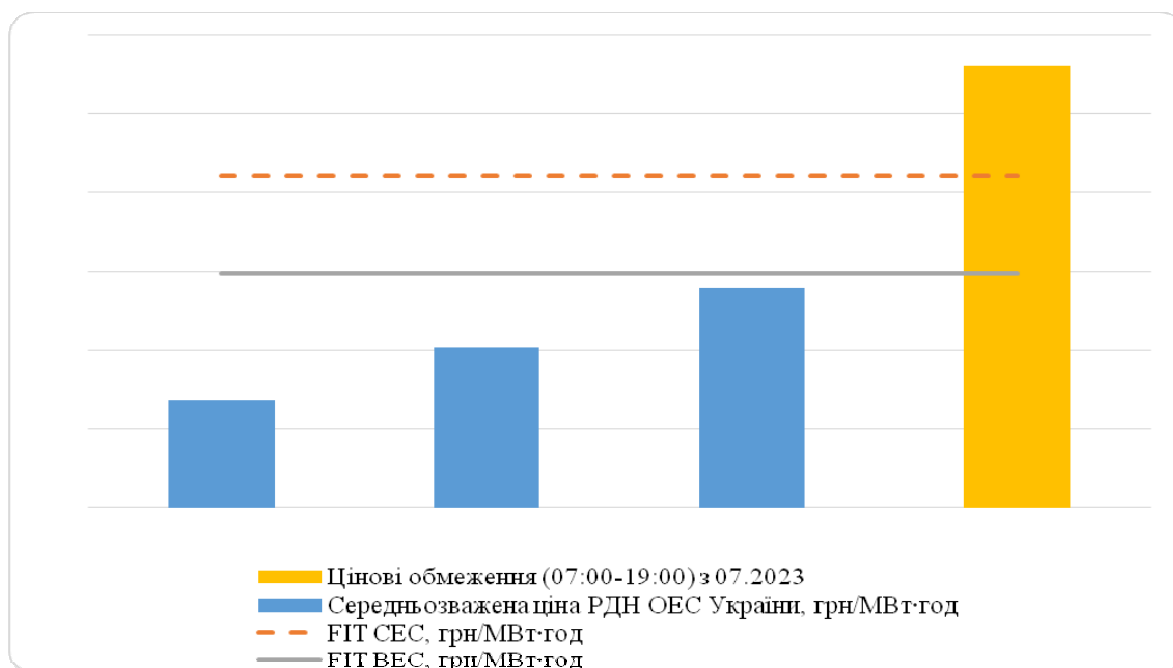


Рис. 2

Проведені в [4] розрахунки показують, що, незважаючи на очевидні переваги нового механізму стимулювання розвитку ВДЕ (Feed-in-premium), вихід із БГ ГП без утворення іншої БГ призводить до значного зростання витрат, пов'язаних із похибкою прогнозу, що може нівелювати потенційні переваги від зниження рівня заборгованості. Для компенсації негативних наслідків виходу з балансуєючої групи ДП «Гарантований покупець» виробникам необхідно утворювати незалежні балансуєючі групи.

Метою роботи є аналіз доцільності застосування ретроспективних розрахунків під час прийняття рішень щодо утворення балансуєючих груп виробників із ВДЕ.

Згідно з «Правилами ринку» учасники ринку можуть делегувати відповідальність за свої небаланси іншому учаснику ринку, утворюючи балансуєючу групу [5]. Використовуючи наявні дані з 8 електростанцій (4 СЕС та 4 ВЕС), було проведено дослідження стосовно визначення оптимального складу незалежної балансуєючої групи. Детальний аналіз вартості похибок прогнозу в балансуєючих групах показав, що для 7 електростанцій можна утворити балансуєючу групу, відмінну від базової (до якої входять всі станції), у якій вартість похибки прогнозу для окремої станції буде нижча. Також досліджено стабільність балансуєючої групи, визначеної за даними минулого місяця протягом тривалого часу.

З погляду фінансових витрат важливим є показник вартості похибки прогнозів (1) [6], яка не дорівнює вартості небалансів і розраховується як різниця між потенційною вигодою на ринку «на добу наперед» та витратами/надходженнями від небалансів:

$$COST_{error} = COST_{pred} + COST_{imb} - COST_{fact}, \quad (1)$$

де $COST_{error}$ – вартість похибки прогнозу; $COST_{pred}$ – вартість прогнозного графіку в сегменті РДН; $COST_{fact}$ – вартість фактичного графіку в сегменті РДН; $COST_{imb}$ – вартість небалансів (може приймати від’ємні значення).

Розрахунок вартості похибки прогнозу необхідно проводити для розробки інвестиційних програм та оцінки економічного ефекту від впровадження засобів прогнозування та моделювання роботи учасників ВДЕ на ринку [7, 8].

Вартість похибки прогнозу розподіляється між усіма учасниками балансуючої групи пропорційно абсолютному значенню небалансів (2):

$$COST_i^{error} = \frac{|\varepsilon_i|}{\sum |\varepsilon_i|} \cdot COST_{BG}^{error}. \quad (2)$$

Для окремого виробника оптимальною буде та група, у якій його $COST_i^{error}$ буде мінімальна.

У табл. 1 представлені виробники та номер оптимальної балансуючої групи (ves-BEC, ses – SEC) для кожного виробника в кожному місяці 2018 року, що розглядався.

Таблиця 1

Рік/ місяць	2018-03	2018-04	2018-05	2018-06	2018-07	2018-08	2018-09	2018-10	2018-11	2018-12	2019-01	2019-02
Номер групи												
ves_1	45	45	30	45	49	45	45	68	45	45	45	45
ves_2	170	185	185	38	51	30	158	173	190	158	85	49
ves_3	166	162	158	45	45	45	158	53	158	158	53	45
ves_4	190	173	190	173	77	198	198	194	190	190	77	173
ses_1	49	162	49	34	51	194	158	178	190	162	81	162
ses_2	166	166	166	85	70	85	166	182	8	23	85	166
ses_3	166	202	42	38	53	85	158	173	30	4	85	148
ses_4	166	170	155	247	51	85	147	166	8	147	104	166

Для оцінювання економічної ефективності об’єднання в групи використано показник відносної економії:

$$\alpha = \frac{COST_{ind} - COST_{opt}}{COST_{ind}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

де $COST_{ind}$ – вартість похибки прогнозу в разі самостійної відповідальності за небаланс, грн; $COST_{opt}$ – вартість похибки прогнозу в разі участі в оптимальній балансуючій групі, грн.

У табл. 2 представлено наскільки балансуюча група знижує вартість похибки прогнозу порівняно з вартістю без участі в будь-яких балансуючих групах.

Таблиця 2

Рік/ місяць	2018-03	2018-04	2018-05	2018-06	2018-07	2018-08	2018-09	2018-10	2018-11	2018-12	2019-01	2019-02
Номер групи												
ves_1	37%	27%	34%	48%	38%	37%	40%	43%	46%	31%	32%	27%
ves_2	38%	45%	34%	48%	59%	53%	42%	56%	31%	51%	60%	38%
ves_3	33%	27%	36%	50%	44%	45%	37%	39%	44%	23%	48%	29%
ves_4	34%	32%	36%	45%	47%	44%	44%	40%	48%	27%	31%	23%
ses_1	51%	61%	53%	50%	55%	60%	59%	61%	62%	66%	72%	51%
ses_2	52%	61%	51%	54%	54%	66%	56%	58%	39%	58%	74%	53%
ses_3	60%	43%	35%	44%	64%	71%	53%	60%	50%	26%	74%	49%
ses_4	62%	65%	64%	54%	58%	59%	66%	49%	66%	63%	73%	56%

Із наведених у таблиці даних видно, що є суттєвий ефект для всіх виробників кожного місяця, у деяких випадках зменшення похибки прогнозу досягає більше 50 %.

У табл. 3 наведено результат зниження вартості прогнозу в разі участі в оптимальній балансуєчій групі порівняно з випадком участі в балансуєчій групі з усіма іншими виробниками (за аналогією з балансуєчою групою ДП «Гарантований покупець»)

Таблиця 3

Рік/ місяць	2018-03	2018-04	2018-05	2018-06	2018-07	2018-08	2018-09	2018-10	2018-11	2018-12	2019-01	2019-02
Номер групи												
ves_1	6%	2%	4%	6%	12%	4%	4%	0%	3%	4%	2%	6%
ves_2	20%	15%	10%	7%	6%	12%	9%	6%	37%	17%	9%	4%
ves_3	10%	9%	11%	5%	5%	1%	10%	2%	17%	7%	2%	5%
ves_4	7%	11%	8%	3%	4%	7%	18%	9%	26%	6%	4%	2%
ses_1	11%	24%	12%	5%	19%	13%	15%	10%	36%	20%	4%	20%
ses_2	17%	23%	11%	6%	12%	16%	17%	14%	40%	14%	8%	22%
ses_3	40%	23%	27%	11%	7%	13%	19%	4%	33%	47%	9%	36%
ses_4	35%	34%	37%	8%	3%	3%	40%	15%	34%	45%	35%	33%

Із результатів моделювання видно, що кращі групи для споживачів значно зменшують вартість похибки прогнозу кожного споживача. Показано, що однієї кращої балансуєчої групи виробників із ВДЕ на весь період роботи для жодного виробника немає, але для деяких виробників вони часто повторюються. У деяких випадках майже вдалося знайти кращу постійну балансуєчу групу, наприклад, виробник ves_1. Ураховуючи відсоток зменшення вартості похибки прогнозу для кожного виробника, можна сказати, що перехід в окрему балансуєчу групу має значний економічний ефект для виробника.

Висновки. За результатами виконаних досліджень показано, що для виробника з ВДЕ завжди вигідно увійти до практично будь-якої балансуєчої групи, оскільки це зменшить вартість похибки прогнозу порівняно із самостійною відповідальністю за власний небаланс на ринку. Балансуєча група, визначена методом ретроспективного розрахунку вартості похибки прогнозу, не є стабільною протягом тривалого часу, що потребує постійного оцінювання результатів роботи такої балансуєчої групи на ринку електричної енергії та окремих виробників з ВДЕ.

Фінансується за держбюджетною темою "Забезпечення стійкості та надійності національної електроенергетики в умовах синхронної роботи ОЕС України з континентальною європейською енергетичною системою ENTSO-E (шифр: РЕЖИМ-2)" (Державний реєстраційний номер роботи 0123U100769) КПК ВК 6541230.

1. Порядок купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії. Постанова НКРЕКП 26 квітня 2019 року N 641 у редакції постанови НКРЕКП 13 грудня 2019 року N 2802.
2. Блінов І.В., Мірошник В.О., Лоскутов С.С., Мірошник В.О. Зниження витрат на покриття небалансів учасників балансуєчої групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел. *Технічна електродинаміка*. 2023. № 1. С. 62–76. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>
3. Pablo-Romero M.P., Sánchez-Braza A., Salvador-Ponce J., Sánchez-Labrador N. An overview of feed-in tariffs, premiums and tenders to promote electricity from biogas in the EU-28. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 73. Pp. 1366–1379. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.132>.
4. Kitizing L. Risk implications of renewable support instruments: Comparative analysis of feed-in tariffs and premiums using a mean–variance approach. *Energy*. 2014. Vol. 64. Pp. 495–505. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.008>.
5. Про затвердження Правил ринку: постанова Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14 березня 2018 р. № 307. *Урядовий кур'єр*. 2018. № 117.

6. Блінов І.В., Шиманюк П.В., Мірошник В.О. Оцінка вартості похибки прогнозу "на добу наперед" технологічних втрат в електричних мережах України. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 5. С. 70–73. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.070>.
7. Hong T. Crystal Ball Lessons in Predictive Analytics. *EnergyBiz*. 2015. Vol.12. Issue 2. Pp. 35–37.
8. Ivanov H.A., Blinov I.V., Parus E.V. Architecture of tools of estimating the influence of renewable sources on the electricity cost in Ukraine. *Natural and Technical Sciences*. 2020. VIII (30). Issue 244. Pp. 49–52.

RETROSPECTIVE ANALYSIS OF THE VALUE OF THE FORECAST ERROR FOR THE CONSTRUCTION OF BALANCING GROUPS OF RENEWABLE ENERGY SOURCES PRODUCERS

V.O. Miroshnyk, S.S. Loskutov

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

e-mail: miroshnyk.volodymyr@gmail.com, loskutov.stepan1@gmail.com.

The significant increase in the installed capacity of power plants with renewable energy sources and the imbalance of the financial system of the wholesale electricity market of Ukraine prompted the Ministry of Energy to develop an alternative support mechanism for RES producers. The introduction of a feed-in tariff (FIP), which compensates for the difference between the actual sale price of electricity and the "green" tariff, can help producers receive more money immediately after the electricity is released. However, studies have shown that exiting a balancing group without forming a new one can lead to increased costs associated with forecasting error. It is important for manufacturers to form independent balancing groups to compensate for negative consequences. The findings of the article show that there is no single optimal balancing group for all manufacturers, but some groups are often repeated. Switching to a separate balancing group can have a significant economic effect for the manufacturer, reducing the cost of forecasting error compared to being solely responsible for the imbalance. However, the balancing group determined by the method of retrospective calculation of the cost of the forecast error is not stable in the long term. Ref. 8, fig. 2, tab. 3

Key words: renewable sources, electricity market, short-term forecasting, forecast interval, deep learning neural networks, cost estimation.

1. On approval of regulations governing the activities of a guaranteed buyer and purchase of electricity at a green tariff. Resolution of National energy and regulatory commission, Ukraine, April 26, 2019. No 641 (with changes of the resolution No 2802). (Ukr)
2. Blinov I.V., Miroshnyk V.O., Loskutov S.S., Miroshnyk V.O. Reduction of costs for covering imbalances of members of the balancing group of producers of electric energy from renewable sources. *Tekhnichna electrodynamika*. 2023. No 1. Pp. 62–76. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062> (Ukr)
3. Pablo-Romero M.P., Sánchez-Braza A., Salvador-Ponce J., Sánchez-Labrador N. An overview of feed-in tariffs, premiums and tenders to promote electricity from biogas in the EU-28. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 73. Pp. 1366–1379. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.132>
4. Kitzing L. Risk implications of renewable support instruments: Comparative analysis of feed-in tariffs and premiums using a mean–variance approach. *Energy*. 2014. Vol. 64. Pp. 495–505. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.008>
5. About the statement of Rules of the market. Resolution of National energy and regulatory commission, Ukraine, March 14, 2018. No 307. Uriadovyi kur'ier. 2018. No 117. (Ukr)
6. Blinov I.V., Shymanyuk P.V., Miroshnyk V.O. Estimation of the cost of the error of the forecast "a day ahead" of technological losses in the electrical networks of Ukraine. *Tekhnichna electrodynamika*. 2020. No 5. Pp. 70–73. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.070> (Ukr)
7. Hong T. Crystal Ball Lessons in Predictive Analytics. *EnergyBiz*. 2015. Vol.12. Issue 2. Pp. 35–37.
8. Ivanov H.A., Blinov I.V., Parus E.V. Architecture of tools of estimating the influence of renewable sources on the electricity cost in Ukraine. *Natural and Technical Sciences*. 2020. VIII (30). Issue 244. Pp. 49–52.

Надійшла: 10.07.2023

Прийнята: 05.10.2023

Submitted: 10.07.2023

Accepted: 05.10.2023

РОЗРОБКА ШТУЧНОЇ НЕЙРОННОЇ МЕРЕЖІ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ НЕБАЛАНСІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ОЕС УКРАЇНИ

В.В. Сичова

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

У статті наведено результати дослідження моделі штучної нейронної мережі типу LSTM для короткострокового прогнозування значень позитивних і негативних небалансів електричної енергії в ОЕС України. Виконано аналіз результатів прогнозування, отриманих за допомогою моделей оптимізацією гіперпараметрів і різною довжиною вікна та об'єднання їх у ансамблі моделей. Виконані дослідження на основі фактичних даних балансуємого ринку електричної енергії України показали ефективність використання зазначених моделей для вирішення поставленої задачі. Бібл. 11, рис. 3, табл. 3.

Ключові слова: короткострокове прогнозування, небаланси електроенергії, нейронні мережі.

Вступ. На часі однією з актуальних задач, що потребує розв'язання задля підвищення надійності функціонування Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України [1], є задача прогнозування небалансів електроенергії, вирішення якої дасть змогу Оператору системи передачі (ОСП) підвищити ефективність балансування ОЕС України завдяки плануванню необхідних обсягів резервів та переліку постачальників послуг із балансування. Згідно із Законом України «Про ринок електричної енергії» [2] небаланс електричної енергії визначається як розрахована для кожного розрахункового періоду різниця між фактичними обсягами відпуску або споживання, імпорту, експорту електричної енергії сторони, відповідальної за баланс, та обсягами купленої та проданої електричної енергії, зареєстрованими відповідно до правил ринку [3].

Для забезпечення стабільності та надійності роботи енергетичних систем необхідно мати точні прогнози небалансів електричної енергії. Такі прогнози дають змогу спланувати роботу ОСП у частині визначення необхідних обсягів резервів для балансування ОЕС України на балансуємому ринку та ринку допоміжних послуг [4, 5], потенційного використання систем накопичення електричної енергії [6], забезпечити надійність роботи ОЕС України, а також підвищити ефективність роботи учасників оптового та роздрібного ринків електричної енергії [7].

Результати досліджень щодо прогнозування небалансів в ОЕС України [8–9] показали перевагу штучних нейронних мереж перед іншими моделями, зокрема й авторегресійними, завдяки використанню для аналізу більшої кількості даних. Це обумовлює доцільність подальшого вдосконалення методів прогнозування на основі нейронних мереж для прогнозування небалансів задля підвищення точності та стабільності прогнозування.

Метою дослідження є підвищення точності прогнозування небалансів електроенергії в ОЕС України шляхом вдосконалення моделі прогнозування на основі нейронної мережі LSTM.

Матеріали і методи. Задля досягнення поставленої мети розв'язано завдання оптимізації гіперпараметрів моделі обраної штучної нейронної мережі типу LSTM (Long short-term memory) [10]. Для оцінювання результатів прогнозування виконано випробовування моделей із різними довжинами вікна, яке переміщується за вхідними даними й збирає вхідні значення в кожний момент часу для прогнозування наступного значення. Виконано дослідження з метою доведення або спростування доцільності застосування ансамблів розглянутих мереж для прогнозування небалансів електроенергії.

Структура розглянутої нейронної мережі LSTM описана за допомогою формул (1–6). На першому етапі відбувається вибір інформації для заміни згідно з умовами сигмоїдного шару (6). Після чого наступний шар визначає значення, які потрібно оновити (2), і будує век-

тор значень $\hat{C}_t$, який можна додати в стан комірки (3). Далі попередній стан комірки C_{t-1} замінюється новим C_t за рівнянням (4). Останній крок полягає в розрахунку вихідної інформації за допомогою декількох фільтрів (5–6):

$$f_t = \sigma(W_f \cdot [h_{t-1}, x_t] + b_f), \quad (1)$$

$$i_t = \sigma(W_i \cdot [h_{t-1}, x_t] + b_i), \quad (2)$$

$$\hat{C} = \tanh(W_c \cdot [h_{t-1}, x_t] + b_c), \quad (3)$$

$$C_t = f_t \cdot C_{t-1} + i_t \cdot \hat{C}, \quad (4)$$

$$o_t = \sigma(W_o \cdot [h_{t-1}, x_t] + b_o), \quad (5)$$

$$h_t = o_t \cdot \tanh(C_t), \quad (6)$$

де σ – активаційна функція; W_f, W_i, W_c, W_o – вагові коефіцієнти; b_f, b_i, b_c, b_o – коефіцієнти зсуву; x_t – вхідні дані; h_{t-1}, h_t – прогнозовані значення; $\hat{C}_t$ – вектор корекції комірки пам'яті; C_t, C_{t-1} – стан комірки пам'яті.

Змінні параметри, для яких проведена оптимізація, та межі, в яких згідно з попередніми дослідженнями доцільно проводити такий пошук: кількість шарів num_layers [1; 2]; розмірність внутрішніх станів шарів hidden_dim [16; 32]; крок навчання lr [0.01; 0.1]

Побудовано три мережі з різними довжинами вікна (4; 12; 24) та чотири ансамблі цих мереж (4+12; 4+24; 12+24; 4+12+24). Результати прогнозування ансамблів мереж визначені як середнє арифметичне результатів відповідних моделей.

Згідно з попередніми дослідженнями найдоцільнішим є використання вибірки в півроку з таким поділом: 95 % – тренувальна вибірка, 5 % – валідаційна вибірка, 5 % – тестова вибірка (220 точок). На тренувальній вибірці проводиться навчання мережі, вибір моделі з оптимальними гіперпараметрами проводиться за результатами прогнозування на валідаційній вибірці, безпосередньо прогнозування проводиться на тестовій вибірці.

Прогнозування проведено для вибірок позитивних й негативних небалансів електроенергії ОЕС України на період 01.01.2021 – 02.01.2022 (8800 точок), горизонт прогнозування 220 точок, кількість передісторії – 4172 точки (півроку), тобто 40 дослідів для кожної моделі, що відрізняються значенням довжини вікна (4; 12; 24).

Ретроспективні дані про позитивні й негативні небаланси ОЕС України отримано з офіційного сайту ОСП – НЕК «Укренерго».

Результати. Задля підтвердження доцільності застосування підбору оптимальних гіперпараметрів моделі проведено порівняльне дослідження на двох вибірках позитивних небалансів 23.06–01.07.2020 та 23.12–31.12.2020 та трьох моделях із різними довжинами вікна (ДВ). Виконано порівняння результатів найкращої (+) та найгіршої (-) моделей. Результати представлено в табл. 1 та на гістограмі рис. 1. Ці результати свідчать про можливість зменшення похибки прогнозування в 3-4 рази в разі застосування описаного підходу.

Таблиця 1

Вибірка 1 (23.06–01.07.2020)						
Довжина вікна	4		12		24	
Модель	+	-	+	-	+	-
Гіперпараметри	[32; 0,01; 2]	[32; 0,1; 2]	[32; 0,1; 2]	[32; 0,1; 1]	[16; 0,1; 2]	[32; 0,1; 1]
MAPE, %	12,25	49,68	13,88	58,31	13,28	53,89
Вибірка 2 (23.12–31.12.2020)						
Довжина вікна	4		12		24	
Модель	+	-	+	-	+	-
Гіперпараметри	[16; 0,1; 2]	[32; 0,1; 2]	[16; 0,1; 2]	[16; 0,01; 1]	[16; 0,1; 2]	[32; 0,1; 2]
MAPE, %	35,45	126,82	29,62	193,45	24,66	76,24

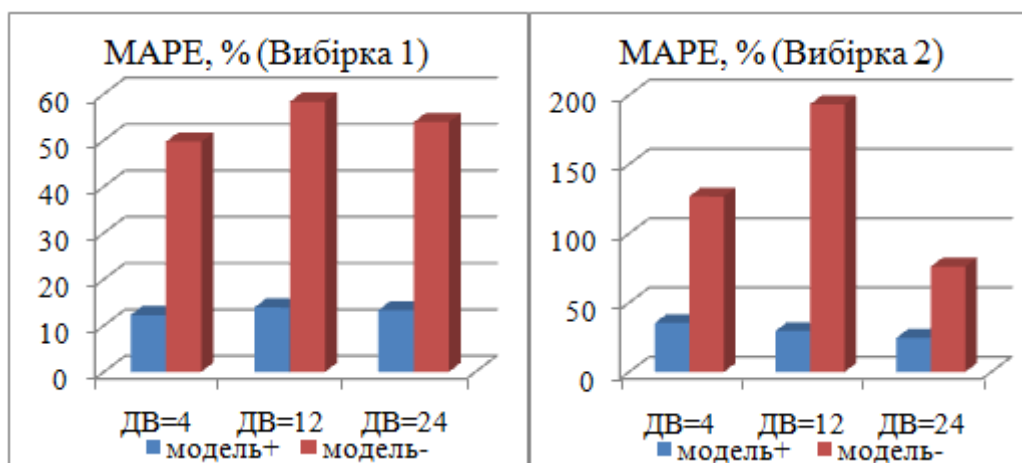


Рис. 1

У дослідженні для аналізу результатів прогнозування використано такі метрики: середня відносна похибка MAPE, середньоквадратична похибка RMSE й коефіцієнт кореляції між фактичними й прогнозними значеннями $R(f, p)$. Значення цих параметрів для вибірок позитивних і негативних небалансів за весь період прогнозування 01.01.2021–02.01.2022 наведено в табл. 2. Напівжирним шрифтом виділено мінімальні значення для MAPE і RMSE та максимальні для $R(f, p)$.

Таблиця 2

Позитивні небаланси електроенергії							
Модель	4	12	24	4+12	4+24	12+24	4+12+24
MAPE, %	49,68	47,57	43	47,78	44,56	43,71	44,9
RMSE, МВт	265,58	266,26	242,94	259,71	240,78	242,9	244,32
$R(f, p)$, %	91,59	91,5	92,9	91,93	93,05	92,91	92,84
Негативні небаланси електроенергії							
Модель	4	12	24	4+12	4+24	12+24	4+12+24
MAPE, %	22,94	23,12	22,4	22,85	22,2	22,34	22,34
RMSE, МВт	214,05	218,58	221,69	214,11	211,73	215,04	212,11
$R(f, p)$, %	90,54	90,15	89,97	90,56	90,87	90,59	90,83

Більш детально на рис. 2 зображено зміну похибки RMSE на кожній проміжній вибірці.

Згідно з табл. 2 найкращі значення порівнюваних показників для позитивних і негативних небалансів має ансамбль мереж «4+24» (за винятком MAPE позитивних небалансів). Також, згідно зі значеннями MAPE табл. 2 прогнозування негативних небалансів є вдвічі точнішим за прогнозування позитивних, й згідно з рис. 2 криві RMSE для негативних небалансів є стабільнішими протягом усього періоду прогнозування.

У табл. 3 наведено розподіл значень відносних похибок протягом усього періоду прогнозування кожної моделі на деяких інтервалах. Згідно з цими результатами під час прогнозування негативних небалансів похибки різних моделей знаходяться в одному околі й мають менш екстремальні значення, ніж під час прогнозування позитивних небалансів, для яких кращі результати мають модель «24» і ансамбль моделей «4+24».

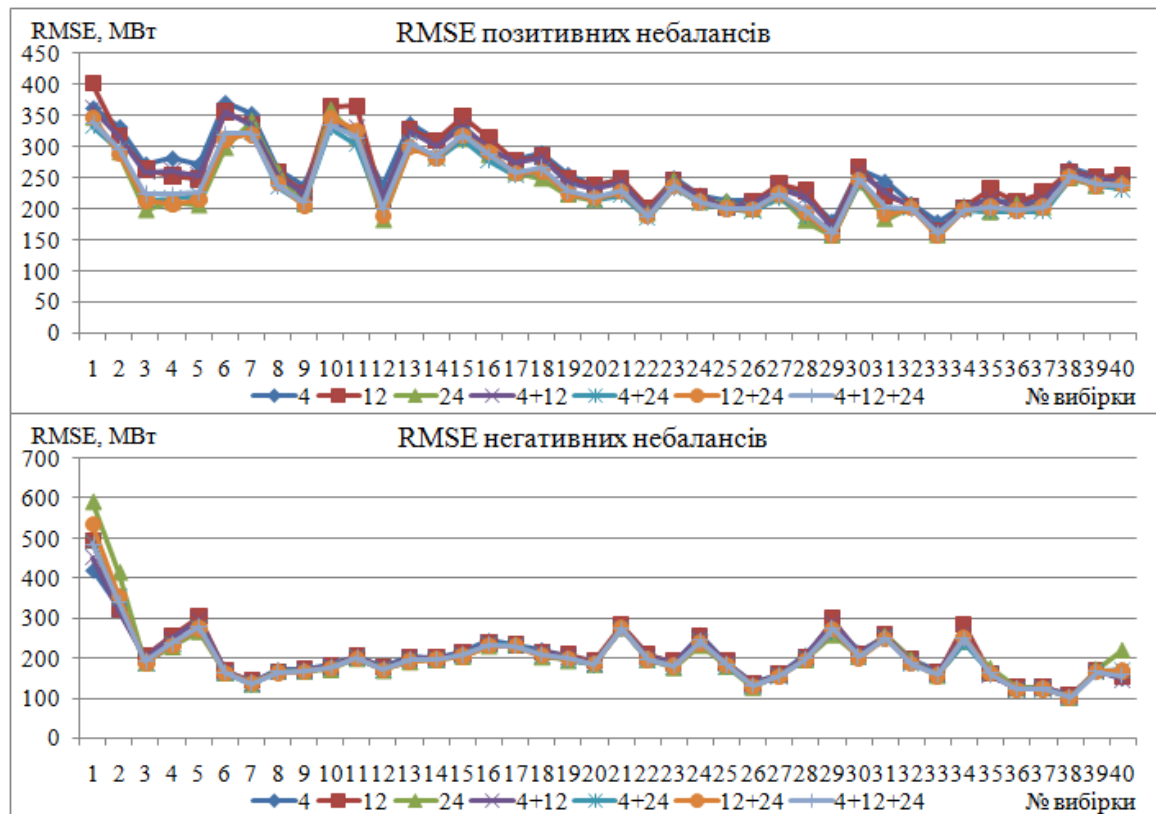


Рис. 2

Таблиця 3

Інтервал		4	12	24	4+12	4+24	12+24	4+12+24
Позитивні небаланси електроенергії								
0	1	2,67	3,01	2,98	3,3	3,13	3	3,17
1	5	11,59	11,55	11,79	11,69	12,84	12,26	12
5	20	31,75	31,11	33,17	31,65	32,98	33,65	33,55
20	50	27,47	28,91	30,5	27,61	27,91	28,36	27,63
50	100	14,6	14,71	12,3	14,47	12,89	12,84	13,47
100	1000	11,79	10,57	9,18	11,16	10,18	9,79	10,08
1000	2000	0,11	0,14	0,08	0,11	0,06	0,09	0,09
2000	...	0,01	0,01	0	0,01	0,01	0,01	0,01
Негативні небаланси електроенергії								
0	1	3,9	3,6	3,61	3,93	3,73	3,72	3,82
1	5	15,17	14,21	14,14	14,74	15,32	14,64	15,06
5	20	40,13	40,49	41,45	40,31	41,5	41,15	41,02
20	50	30,92	31,69	31,45	31,17	30,32	31,41	30,91
50	100	8,05	8,21	7,84	8,13	7,52	7,5	7,6
100	1000	1,83	1,81	1,51	1,72	1,6	1,58	1,59

Оскільки результати прогнозування негативних небалансів є вдвічі кращими за результати прогнозування позитивних небалансів за одних і тих же умов моделей, проведено порівняння цих вибірок. На рис. 3 наведено графіки похибок MAPE моделі «24» і коефіцієнта варіації K_v відповідних вибірок.

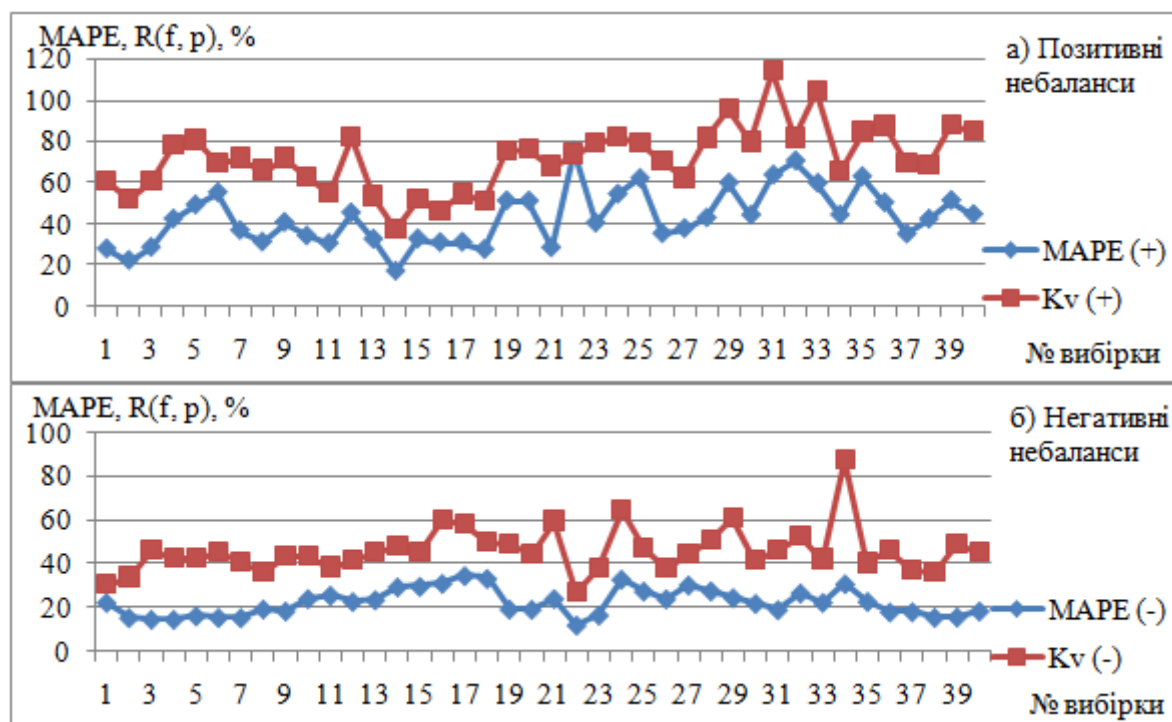


Рис. 3

Коефіцієнти кореляції між MAPE та коефіцієнтом варіації кожної вибірки (по 220 значень) для вибірок позитивних і негативних небалансів (що зображено на рисунку вище) відповідно становлять: 77 % та 59 %, що свідчить про прямий зв'язок між цими величинами. Відповідно розмах та середньоквадратичне відхилення масиву позитивних небалансів теж є вищими, що свідчить про потребу у використанні та подальшому розвитку різних моделей для прогнозування позитивних і негативних небалансів.

Висновки. У статті наведено результати дослідження, які обґрунтовують доцільність удосконалення йронної мережі LSTM задля підвищення точності прогнозування небалансів електричної енергії в ОЕС України шляхом застосування підбору її оптимальних гіперпараметрів. Результати дослідження моделей із різними довжинами вікна та їхніх ансамблів показали ефективність застосування ансамблів мереж із метою отримання точніших і стабільніших результатів прогнозування небалансів електроенергії. Також під час аналізу вибірок позитивних і негативних небалансів виявлено потребу та шляхи в удосконаленні розробленої моделі для прогнозування позитивних небалансів завдяки врахуванню особливостей цієї вибірки, що є основою для подальшого підвищення ефективності запропонованих моделей.

Роботу виконано в межах реалізації проєкту з виконання наукового дослідження і розробки «Моделі і засоби підвищення ефективності роботи гідро- та гідроакумуляуючих електростанцій для балансування ОЕС України в умовах ринку електричної енергії та особливих технологічних обмежень» (реєстраційний номер 2022.01/0069), що фінансується Національним фондом досліджень України в межах конкурсу проєктів з виконання наукових досліджень і розробок «Наука для відбудови України у воєнний та повоєнний періоди» (КПКВК 2201300)

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Блінов І.В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 5. С. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>
2. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 №2019-VIII.
3. Про затвердження Правил ринку: Постанова НКРЕКП № 307 від 14.03.2018.
4. Олефір Д.О., Бабіч В.Ю., Блінов І.В. Актуальні проблеми забезпечення ОЕС України ресурсами регулювання частоти та потужності. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2021. № 3. С. 39–46. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2021.251196>.
5. Борукаєв З.Х., Блінов, І.В., Остапченко К.Б., Чемерис О.А., Шкарупило В.В. Моделі та засоби автоматизації систем організаційного управління енергоринком. Вінниця: ГО «Європейська наукова платформа», 2022. 122 с. DOI: <https://doi.org/10.36074/mtzasoye-monograph.2022>.

6. Парус Є.В., Блінов І.В., Олефір Д.О. Оцінка економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги балансування в ОЕС України. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 60. С.28–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028>
7. Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В., Сичова В.В. Модель оцінки доцільності переходу промислових споживачів до погодинного обліку електричної енергії на роздрібному ринку. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2021. №1. С. 88–97.
8. Blinov I., Miroshnyk V. and Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>
9. Сичова В. Прогнозування добових графіків сумарних небалансів електричної енергії в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С 59–63. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.059>
10. Sepp Hochreiter, Jürgen Schmidhuber. Long Short-term Memory. *Neural computation*. 1997. Vol. 9. Pp. 1735–80.

DEVELOPMENT OF AN ARTIFICIAL NEURAL NETWORK FOR FORECASTING ELECTRICITY IMBALANCES IN THE IPS OF UKRAINE

V. Sychova

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

e-mail: shorl@ukr.net

The article presents the results of the study of an artificial neural network model of the LSTM type for short-term forecasting of the values of positive and negative imbalances of electric energy in the IPS of Ukraine. The analysis of forecasting results obtained with the help of hyperparameter optimization models and different window lengths and combining them into an ensemble of models was performed. Conducted research based on actual data of the balancing market of electric energy of Ukraine showed the effectiveness of using the specified models to solve the given problem. Ref. 10, fig. 3, tab. 3.

Keywords: short-term forecasting, electricity imbalances, neural networks.

1. Kirylenko O.V., Pavlovskiy V.V., Blinov I.V. Scientific and technical support for organizing the work of the IPS of Ukraine in synchronous mode with the European continental energy system ENTSO-E. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No. 5. Pp. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059> (Ukr)
2. On the electric energy market: Law of Ukraine dated April 13, 2017 No. 2019-VIII. (Ukr)
3. On the approval of the Market Rules: Resolution of the NCRECP No. 307 dated 14.03.2018 (Ukr)
4. Olefir D.O., Babich V.Yu., Blinov I.V. Actual problems of providing IPS of Ukraine with frequency and power regulation resources. *Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia*. 2021, No. 3. Pp. 39–46. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2021.251196> (Ukr)
5. Borukaev Z.Kh., Blinov I.V., Ostapchenko, K.B., Chemerys O.A., Shkarupylo V.V. Models and means of automation of energy market organizational management systems. Vinnytsia: NGO "European Scientific Platform", 2022. 122 p. DOI: <https://doi.org/10.36074/mtzasoye-monograph.2022> (Ukr)
6. Parus E.V., Blinov I.V., Olefir D.O. Evaluation of the economic effect of the provision of balancing services by electric energy storage systems in the IPS of Ukraine. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2021. No. 60. Pp.28–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028> (Ukr)
7. Blinov I.V., Parus E.V., Miroshnyk V.O., Shimanyuk P.V., Sychova V.V. Model for evaluating the feasibility of transition of industrial consumers to hourly metering of electric energy in the retail market. *Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia*. 2021. No. 1. Pp. 88–97. (Ukr)
8. Blinov I., Miroshnyk V. and Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>
9. Sychova V. Prediction of daily schedules of total imbalances of electrical energy in UES of Ukraine. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No. 4. Pp. 59–63. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.059> (Ukr)
10. Sepp Hochreiter, Jürgen Schmidhuber. Long Short-term Memory. *Neural computation*. 1997. Vol. 9. Pp. 1735–80.

Надійшла: 30.05.2023

Прийнята: 19.06.2023

Submitted: 30.05.2023

Accepted: 19.06.2023

ДОСЛІДЖЕННЯ ВИКОРИСТАННЯ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ВИДІВ ПАЛИВА НА ПОЛТАВЩИНІ

Ю.С. Голік^{*}, канд. техн. наук, Г.І. Шарий^{**}, докт. екон. наук, О.П. Крот^{***}, докт. техн. наук, Ю.В. Чепурко^{****}, Т.М. Серга^{*****}

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»,
пр. Першотравневий, 24, Полтава, 36011, Україна
e-mail: golik38@i.ua; juliakorzh2003@gmail.com

Досліджено можливості використання енергоресурсних твердих побутових відходів, відходів аграрного сектору, лісогосподарств лісопромислових господарств, зелених відходів від благоустрою територій та вирощування енергетичних культур як альтернативних відновлюваних видів палива для забезпечення цілей малої теплоенергетики Полтавської області. Обґрунтовано залучення фахівців кафедр «Прикладної екології та природокористування» й «Теплогосподарства, вентиляції та теплоенергетики» Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» та відкрито нову спеціалізацію «Відновлювана теплоелектроенергетика, альтернативні види палива та захист довкілля» за спеціальністю 183 «Технології захисту навколишнього середовища». Проблема включено в стратегічний план розвитку Полтавської області та занесено в розробку плану Дій зі сталого енергетичного розвитку й клімату Полтавської міської територіальної громади до 2030 року відповідно до європейської ініціативи «Угоди мерів щодо клімату та енергії». Проведена оцінка біоенергетичного потенціалу надалі може стати суттєвим еколого-економічним підґрунтям для вдосконалення регіонального сектору біоенергетики в Полтавській області. Було застосовано комплекс методів системного аналізу та методу аналізу даних. Було проведено аналіз сучасних міжнародних літературних джерел, морфологічного складу муніципальних та зелених відходів, енергетичного потенціалу рослинної біомаси. Сформульовано і обґрунтовано науково-прикладну задачу використання місцевих енергетичних ресурсів на рівні кожної окремої громади Полтавського регіону з урахуванням екологічного, економічного і соціального розвитку. Бібл. 10, рисунок.

Ключові слова: енергетична безпека, екологічна безпека, альтернативні види палива, відновлювані джерела енергії, енергетичні культури, тверді побутові відходи, мала енергетика, вплив на довкілля.

Воєнні дії, що тривають зараз на території нашої країни, акцентували увагу на значній кількості завдань, що безпосередньо стосуються національної безпеки України, зокрема на питанні енергетичної та екологічної безпеки. У цих умовах наслідки військових дій здійснюють негативний вплив на об'єкти теплоенергетики, який виявляється в складності відновлення порушених будівель, споруд та теплових мереж, забезпечення енергоресурсів через нестачу викопних традиційних видів палива: газу, нафти, кам'яного вугілля. Все це вимагає пошуку альтернативних джерел енергії, видів палива, розроблення більш ефективних та автономних та незалежних систем житлово-комунальної сфери в умовах мінімізації негативно-го впливу на довкілля.

Визначено [1], що заміщення традиційних палив відновлюваними джерелами енергії (далі ВДЕ) є наразі актуальною задачею паливо-енергетичного комплексу України з огляду на високу залежність від природного газу і великий потенціал біомаси, доступний для виробництва енергії. Одним із найбільш перспективних видів ВДЕ є біомаса – вуглецевомісні органічні речовини рослинного та тваринного походження. Під енергією біомаси слід розуміти енергетичний потенціал твердої біомаси, біогазу, рідкого біопалива. Основними джерелами твердої біомаси для енергетики є різноманітні рослинні відходи, що виникають у процесі вирощування та переробки сільськогосподарських культур (зернові, бобові, соняшник, кукурудза та ріпак), продукти лісового господарства, окремі фракції побутових відходів природного характеру (папір, картон, відходи деревини (тирса, стружка, шматки дерева)), зелені відходи та енергетичні культури, що пропонується використовувати як енергоносії біологічного походження. Енергетичні культури – це окремі види дерев та рослин, що спеціально вирощуються для виробництва твердого біопалива – швидкорослі дерева, багаторічні трави (міскантус), однорічні трави (сорго, тритикале). Для виробництва енергії застосовують як саму тверду біомасу, так і отримані з неї рідкі та газоподібні палива.



Європейський союз прогнозує до 2050 року збільшити мінімальну частку біоенергетики від всієї енергії до 25 % [2]. Станом на 2018 рік у світі відновлювана енергетика склала 14 % від загального виробництва енергії. Темпи розвитку біоенергетики в Україні істотно відстають від європейських. На сьогодні частка біомаси в загальному постачанні первинної енергії в країні становить лише 1,2 % [3].

На підставі даних [4, табл. 5.2.1, с. 37] Полтавська область має значний техніко-досяжний енергетичний потенціал твердої біомаси, який складає 2240 тис. т. н. е/рік. Все це дає змогу сподіватись, що біоенергетика Полтавщини може стати одним із ключових напрямів розвитку сектору поновлюваних джерел енергії. Оцінка біоенергетичного потенціалу біомаси суттєво залежить від сільськогосподарських виробників, які можуть потенційно забезпечити своєю продукцією значну частину енергоресурсів. Для Полтавської області це питання стає особливо актуальним не тільки в післявоєнний час, а й в умовах наявної енергетичної кризи.

Дослідженням енергетичних культур з погляду вирощування на землях Полтавської області найбільше займалися фахівці агропромислового комплексу. За останні роки оцінку енергетичного потенціалу рослинних та тваринних відходів аграрного сектору (в одиницях умовного палива) була надано в межах Проекту «Tempus 2006» JER_27168_2006 TACIS «Створення на Полтавщині агроекологічного центру». Оціночний енергетичний потенціал використання цих відходів склав до 10 % енергетичних витрат області [5].

Дослідження біоенергетичного потенціалу біомаси було проведено фахівцями Полтавського державного аграрного університету [6]. Біоенергетичний потенціал Полтавської області оцінювався за трьома показниками: біоенергетичний потенціал (МВт/рік), вихід біогазу (млн.м³/рік), заміщення органічного палива (тис. т. у. п./рік). Оцінку біоенергетичного потенціалу рослинництва проведено за такими видами культур: зернобобові, соняшник, овочеві культури; оцінку біоенергетичного потенціалу тваринництва – за такими видами відходів: ВРХ, свиней та птиці. Загальний показник енергетичного потенціалу склав близько 8,28 тис. МВт/рік. Енергетичний потенціал відходів тваринництва – 0,72 тис. МВт/рік. Загальний показник заміщення органічного палива в Полтавській області становив 3,31 тис. т. у. п./рік. Оцінка енергетичного потенціалу була здійснена на базі статистичних даних за 2015–2020 роки для 25 районів Полтавської області.

Улітку 2020 року в Україні відбулися значні територіально-адміністративні зміни. Верховна Рада України ухвалила Постанову №3650 «Про утворення та ліквідацію районів». У Полтавській області було ліквідовано 25 районів та утворено чотири нові, а саме: Кременчуцький, Лубенський, Миргородський та Полтавський. Території нових районів Полтавської області є більш укрупненими порівняно з попередніми межами. Хоча Кременчуцький, Лубенський та Миргородський райони й мають різну кількість територіальних громад у своєму складі (12, 7 та 17 відповідно), але їхня площа є майже ідентичною та складає 6,11 тис. км², 5,48 тис. км² та 6,29 тис. км² відповідно. Четвертий Полтавський район є найбільш гіпертрофованим, має у своєму складі 24 територіальні громади (далі ТГ) та складає площу 10,86 тис. км². Межі нових районів визначені за зовнішніми кордонами територій сільських, селищних та міських ТГ, що входять до того чи іншого району. Укрупнення районів пояснюється одним із кроків децентралізації в Україні. Але це призводить до необхідності переосмислення можливостей енергетичного потенціалу відносно 60 нових громад.

Поряд з визначеними вище проблемами важливими для України залишаються негативні наслідки зміни клімату: підвищення ризиків для здоров'я людини, пов'язаних практично з усіма проявами гідрометеорологічних явищ; значне зменшення врожаїв основних сільськогосподарських культур; загострення проблем з водопостачанням; посилення деградації земель та опустелювання; зменшення продуктивності, життєздатності та стійкості лісів; пришвидшення деградації екосистем, виникнення аварій і нестабільного функціонування електричних мереж та централізованих систем теплопостачання. Постали питання оновлення та розбудови зруйнованого й знешкодженого господарства та інфраструктури України в умовах суттєвого дефіциту енергетичних ресурсів та зневажливого ставлення до захисту навколишнього середовища. У цих умовах пріоритетність поставлених питань передбачає широке за-

провадження енергоощадних та енергоефективних матеріалів, техніки й технологій, реалізація яких дасть змогу скоротити обсяги споживання традиційних видів палива.

Суттєвою проблемою в досягненні поставлених цілей в Україні залишається питання дефіциту необхідної кількості фахівців в області використання відновлюваних й альтернативних джерел енергії в умовах раціонального ставлення до захисту навколишнього середовища. У Законі України «Про вищу освіту» визначено, що заклад вищої освіти в особливих випадках може додатково відкривати підготовку фахівців за актуальними вимогами часу або потребами регіонального замовлення у сфері вищої освіти в межах визначених спеціальностей окремими спеціалізаціями. У Національному університеті «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» робочою групою фахівців кафедр «Прикладної екології та природокористування» й «Теплогазопостачання, вентиляції та теплоенергетики» за участю стейкхолдерів – представників Полтавського обласного комунального виробничого підприємства теплового господарства «Полтавтеплоенерго», комунального підприємства «Черкаситеплокомуненерго», комунального підприємства «Миргородтеплоенерго» Миргородської міської ради, «ТОВ «НКЦ-НЬЮФОЛК» – розроблено освітньо-професійну програму спеціалізації «Відновлювана теплоелектроенергетика, альтернативні види палива та захист довкілля» за спеціальністю 183 «Технології захисту навколишнього середовища». Спеціалізація орієнтована на підготовку фахівців для сфери відновлюваної енергетики з урахуванням використання альтернативних та відновлюваних видів палива, використання сонячної та вітрової енергії для потреб енергетики України в умовах раціонального ставлення до навколишнього середовища, особливо в післявоєнний час відбудови України.

Розроблена програма націлена на формування загальних та професійних компетентностей, необхідних для вирішення природоохоронних завдань у сфері відновлюваної енергетики, застосування альтернативних видів палива, інших практичних завдань в енергетичній та виробничих сферах задля забезпечення захисту довкілля. Програма базується на сучасних технологіях захисту навколишнього середовища, забезпечення екологічної безпеки в умовах розвитку відновлюваної теплоелектроенергетики й застосування альтернативних видів палива. Характерною особливістю цієї програми є високий рівень підготовки фахівців, який забезпечується розвиненою міжнародною співпрацею в науковій і освітній сферах, застосуванням в освітньому процесі власних спеціалізованих лабораторій та використанням сучасних виробничих баз стейкхолдерів.

Сьогочасна аспірантура на кафедрі «Прикладної екології та природокористування» дала змогу зробити перші набори аспірантів, науковий напрямок досліджень яких націлений на вивчення, в межах Полтавської області, нових альтернативних регіональних видів палива, що будуть завдавати найменш негативний вплив на довкілля Полтавщини. Зараз на базі Полтавської політехніки створюється лабораторія щодо визначення теплотворної здатності альтернативних видів твердого палива з дослідженням якісного складу викидів та мінімізації впливу на довкілля. Отже, найближчим часом стає можливим дослідження теплоенергетичної та екологічної оцінки конкретних видів палива.

Відкриття цієї лабораторії занесено до «Стратегії регіонального розвитку Полтавської області на 2021-2027 роки», а саме в завдання 3.3.5 «Оптимізація систем централізованого тепlopостачання шляхом реконструкції джерел генерації теплової енергії з впровадженням новітнього технологічного обладнання та альтернативних видів палива», що передбачає створення лабораторії визначення теплотворної здатності різних видів палива (особливо альтернативних та відновлюваних), технічне завдання 3.24 [7]. Заплановано забезпечення зменшення використання традиційних видів палива на 20 % завдяки впровадженню альтернативних та відновлюваних видів палива. Нещодавно науковцям Полтавської політехніки було запропоновано взяти участь у розробці Плану дій зі сталого енергетичного розвитку й клімату Полтавської міської територіальної громади до 2030 року. Фахівцями університету в 2022 році для Полтавської області було розроблено Регіональний план управління відходами в Полтавській області до 2030 року, всі розрахунки якого проведено відносно створених нових ТГ [8].

За даними досліджень, проведених фахівцями університету [9, с. 83], основними компонентами, що визначають морфологічний склад ТПВ є: органічні відходи (14–29 %), папір і

картон (1,4–9 %), пластик різного хімічного складу (7–13 %), скло (15–24 %), метал (чорний та кольоровий) (0,8–3,8 %), текстиль (старий одяг, взуття, бавовна) (2,1–5,9 %), дерево (тирса, стружка, шматки дерева, солома) (0,4–1,9 %), небезпечні відходи (0,5–0,8 %), кісти, шкіра, гума (1,8–5 %), мінерали, невеликі частинки (27–37 %). Частка кожного компоненту залежать від категорії житла та чисельності громадян, які проживають в населених пунктах. Із компонентів ТПВ було виділено фракції, що мають енергетичний потенціал та можуть використовуватись як паливо для твердопаливних котлів на місцевому рівні, а саме для приватних домогосподарств, адміністративних будівель, закладів медичного обслуговування, освіти, громадського харчування. Такі компоненти, як папір та картон, текстиль та дерево мають природне походження (біорозкладні елементи) та після нескладної технологічної підготовки можуть бути використані для виробництва брикет. У середньому ці компоненти складають близько 11,5 % [10] від загальної маси ТПВ і є енергетичним потенціалом для автономних систем малої теплоенергетики. Слід враховувати, що зростання маси енергетичного потенціалу природного походження може бути збільшено завдяки зеленим відходам, що утворюються на територіях громад й здебільшого вивозяться на звалища та полігони. Вони зазвичай не враховуються в загальному обсязі побутових відходів. Можливість використання компонентів пластику та гуми, кісток, шкіри разом із компонентами природного походження повторює європейський досвід використання вищезазначених фракцій у вигляді складових RDF-палива з відходів.

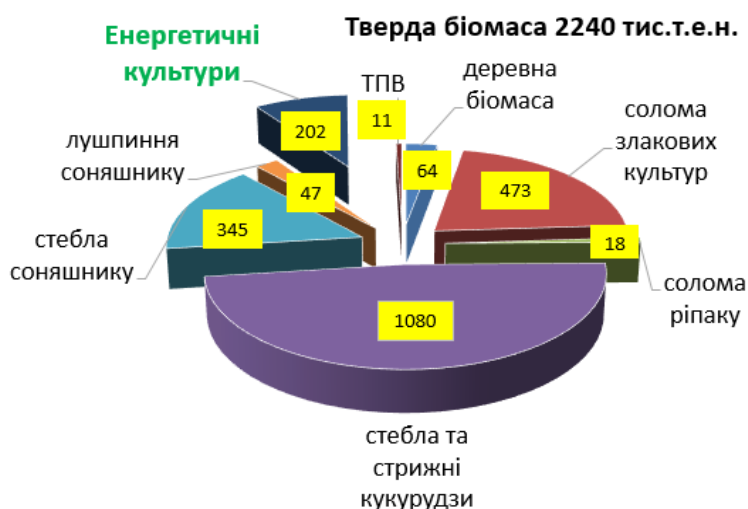
Запровадження в Полтавській області розширеного виробництва відновлюваного палива з відходів та створення системи його енергетичної утилізації, під якою розуміється спалювання такого палива з метою вироблення електричної й теплової енергії, сприятиме вирішенню проблеми невпинного «засмічення» території країни, спонукатиме до оснащення високоєфективними установками з очищення викидів димових газів об'єктів теплоенергетичної галузі.

Якщо повернутися до питання забезпечення відновлювальної енергетики Полтавської області в розрізі окремих 60 ТГ альтернативними та відновлюваними нетрадиційними видами палива, фахівцям університету поставлено окреме завдання оцінювання потенціалу таких енергетичних джерел: природні компоненти твердих побутових відходів (папір і картон, текстиль (старий одяг, взуття, бавовна)), дерево (тирса, стружки, шматки дерева, солома), які складають близько 11,5 % від загального об'єму ТПВ [10, с. 210]; відходи зеленого господарства (обрізані гілки та стовбури дерев під час проведення заходів щодо благоустрою територій громад у місцях загального користування), які кількісно представлені в таблиці 1, графа 9 [10, с. 209]; енергетичні культури: павловнія (Paulownia), енергетична тополя (Populus L.), енергетична верба (Salix L.), міскантус (Miscanthus); відходи лісозаготівлі, утворені в процесі господарської діяльності лісових господарств.

Щодо можливостей вирощування плантацій енергетичних культур слід зазначити, що Полтавщина має для цього достатньо сприятливі ґрунтово-кліматичні умови. Проведені дослідження науковців аграрної сфери щодо якісних характеристик ґрунтів під розведення біоенергетичних культур довели доцільність використання деградованих та вилучених для відновлення із сільськогосподарського призначення земель [1], яких, нажаль, багато в Полтавській області. Водночас істотним є також екологічний аспект вирощування енергетичних культур на деградованих землях: запобігання ерозії ґрунтів, відновлення родючого шару ґрунту, стимулювання поліпшення стану довкілля, зокрема в процесі вегетації продукування кисню та поглинання вуглекислого газу.

Наявність твердої біомаси відходів господарської діяльності лісових господарств обумовлює потенційну можливість їхнього використання як сировини для виробництва альтернативних видів палива для забезпечення потреб малої теплоенергетики. Необхідно зазначити, що за інформацією, наданою Полтавським обласним управлінням лісового та мисливського господарства Полтавській обласній державній адміністрації станом на 1.09.2019 року, на балансі підприємства знаходилось близько 20 тис. га площ лісового фонду, не вкритих лісовою рослинністю.

До потенційних земель також можуть бути віднесені території карт накопичення відходів та полів фільтрації колишніх цукрових заводів області. Згідно з технічною документацією із землеустрою щодо встановлення меж наявних земельних ділянок вони визначаються



як земельні ділянки, що підлягають можливій рекультивції, які втратили своє першочергове призначення, тобто можуть після рекультивції відповідати вимогам для приведення їх у можливе подальше використання для сільськогосподарського або лісового призначення. Земельні ділянки являють собою вільні від забудови площі з порожнинами (картами), що можуть бути корисними для ведення надалі товарного господарства. Ці площі в перспек-

тиві можуть бути використані під розведення та вирощування плантацій енергетичних культур за умови сприяння розвитку, заохочення, стимулювання та ефективного фінансування такого виду господарської діяльності органами всіх рівнів влади для забезпечення енергетичних потреб малої теплоенергетики в контексті реалізації завдань енергетичної безпеки кожної громади Полтавщини.

Проведений аналіз потенційних енергетичних ресурсів для теплоенергетичної галузі Полтавської області показав наявність достатньої кількості різноманітних джерел для виробництва альтернативних видів відновлюваного палива, кожний із яких може зробити свій внесок у становлення енергетичної незалежності громад. Технічно досяжний енергетичний потенціал твердої біомаси Полтавської області (тис. т.н.е/рік) зображено на рисунку.

Фахівцями кафедр теплогазопостачання, вентиляції та теплоенергетики, прикладної екології та природокористування НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» проводяться дослідження щодо вивчення теплотворної здатності палив із енергетичних культур із можливістю визначення кількісного та якісного складу забруднювальних речовин у димових газах, що утворюються в теплоенергетичному обладнанні під час їхнього спалювання в умовах мінімального забруднення атмосферного повітря.

Дослідження біоенергетичного потенціалу надалі можуть стати суттєвим еколого-економічним підґрунтям для вдосконалення регіонального сектору біоенергетики в Полтавській області.

1. Гелетука Г.Г., Железна Т.А., Жовмір М.М. Оцінка енергетичного потенціалу біомаси в Україні. Ч. 1. Відходи сільського господарства та деревна біомаса. *Промислова теплотехніка*. 2010. Т. 32. № 6. С. 56–65.
2. Global bioenergy statistics 2020. URL: <https://www.worldbioenergy.org/uploads/201210%20WBA%20GBS%202020.pdf>
3. Державна служба статистики України. Енергетичний баланс України за 2019. URL: https://ukrstat.org/uk/operativ/operativ/2012/energy/en.bal/arh_2012e.htm
4. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України. За заг. ред. С.О. Кудрі. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. 84 с.
5. Агроекологічний атлас Полтавщини. Лабораторний практикум. Полтава 2009. С. 61–69.
6. Тараненко А.О., Цюва Ю.А., Серeda М.С., Кузенко Л.Ю., Солодовник М.А. Потенціал біомаси відходів сільського господарства для виробництва біоенергетики в Полтавській області. *Вісник ПДАА*. 2021. № 4. С. 142–153.
7. Стратегія розвитку Полтавської області до 2027 року. URL: <https://www.adm-pl.gov.ua/page/strategiya-rozvitku-poltavskoyi-oblastido-2027-roku>
8. Регіональний план управління відходами у Полтавській області до 2030 року. URL: <https://www.adm-pl.gov.ua/advert/oprilyudnenniyadlya-obgovorennya-proektu-regionalniy-plan-upravlinnya-vidhodami-u-poltavskiy>
9. Управління твердими побутовими відходами в умовах реформування місцевого самоврядування та розвитку міжмуніципального співробітництва. Київ, 2018. 393 с.
10. Голік Ю.С., Ілляш О.Е., Монастирський О.М., Чепурко Ю.В., Серга Т.М. Оцінка енергоресурсного потенціалу територіальних громад Полтавської області як складової енергетичної безпеки. The 3rd

International scientific and practical conference "Scientific research in the modern world". Perfect Publishing, Toronto, Canada. 2023. Pp. 205–215.

RESEARCH ON THE USE ALTERNATIVE FUELS IN POLTAVA REGION

Yu.S. Holik, G.I. Shariy, O.P. Krot, Iu.V. Chepurko, T.M. Serha

National University Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic,

pr. Pershotravnevyi, 24, Poltava, 36011, Ukraine

e-mail: golik38@i.ua ; juliakorzh2003@gmail.com

The possibilities of using energy-resource solid household waste, agricultural waste, logging waste from forestry enterprises, green waste from landscaping and growing energy crops as alternative renewable fuels to meet the goals of small-scale heat and power generation in Poltava Oblast are investigated. To study this issue, the specialists from the Departments of Applied Ecology and Nature Management and Heat and Gas Supply, Ventilation and Heat Power Engineering of National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic" were invited to join the project and a new specialization "Renewable Heat and Power Engineering, Alternative Fuels and Environmental Protection" was opened in the specialty 183 "Environmental Protection Technologies". The problem was included in the strategic development plan of Poltava region and included in the development of the Action Plan for Sustainable Energy Development and Climate of Poltava City Territorial Community until 2030 in accordance with the European initiative "Covenant of Mayors for Climate and Energy". The assessment of the bioenergy potential may become a significant environmental and economic basis for improving the regional bioenergy sector in Poltava Oblast in the future. A complex of methods of system analysis and the method of data analysis has been applied to achieve the goal of the research. An analysis of modern international literary sources, an analysis of the morphological composition of municipal and green waste, and an analysis of the energy potential of plant biomass were reviewed. As a result of research, the scientific and applied task of using local energy resources at the level of each individual community of the Poltava region, taking into account ecological, economic and social development, has been formulated and substantiated. Ref. 10, figure.

Keywords: energy security, environmental security, alternative fuels, renewable energy sources, energy crops, solid household waste, small-scale energy, environmental impact.

1. Heletukha H.H., Zheliezna T.A., Zhovmir M.M. Assessment of the energy potential of biomass in Ukraine. P. 1. Vidkhody silskoho hospodarstva ta derevna biomasa. *Promyslova teplotekhnika*. 2010. V. 32. No 6. Pp. 56–65. (Ukr)
2. Global bioenergy statistics 2020. URL: <http://www.worldbioenergy.org/uploads/201210%20WBA%20GBS%202020.pdf>
3. Derzhavna Sluzhba Statystyky Ukrainy. Energy balance of Ukraine for 2019. URL: https://ukrstat.org/uk/operativ/operativ/2012/energy/en.bal/arh_2012_e.htm (Ukr)
4. Atlas of energy potential of renewable energy sources in Ukraine. Ed. by S.O. Kudri. Kyiv: Instytut vidnovliuvanoi enerhetyky NAN Ukrainy, 2020. 82 p. (Ukr)
5. Agroecological atlas of Poltava region. Laboratornyi praktykum. Poltava 2009. Pp. 61–69. (Ukr)
6. Taranenko, A. O., Ts'ova, Yu. A., Sereda, M. S., Kuzenko, L. Yu., & Solodovnik, M. A. Potential of agricultural waste biomass for bioenergy production in Poltava region. *Visnyk Poltavskoi derzhavnoi ahrarnoi akademii*. No 4. Pp. 142–153. DOI: <https://doi.org/10.31210/visnyk2021.04.18> (Ukr)
7. Regional development strategy of Poltava region until 2027. URL: <https://www.adm-pl.gov.ua/page/strategiya-rozvitku-poltavskoyi-oblastido-2027-roku> (Ukr)
8. Regional waste management plan in Poltava region until 2030. URL: <https://www.adm-pl.gov.ua/advert/oprilyudnenniyadlya-obgovorenniya-proektu-regionalniy-plan-upravlinnya-vidhodami-u-poltavskiy> (Ukr)
9. Solid waste management in the context of local government reform and development of inter-municipal cooperation: Navchalno-praktychnyi posibnyk. Ed. by Tolkanova V. V. Kyiv. 2018. 393 p. (Ukr)
10. Holik Yu. S., Illiash O. E., Monastyrskiy O. M., Chepurko Yu. V., Serha T. M. Assessment of the energy resource potential of territorial communities of Poltava region as a component of energy security. The 3rd International scientific and practical conference Scientific research in the modern world. Perfect Publishing, Toronto, Canada. 2023. Pp. 205–215. (Ukr)

Надійшла: 07.06.2023

Прийнята: 18.09.2023

Submitted: 07.06.2023

Accepted: 18.09.2023

СУЧАСНІ РІШЕННЯ ДЛЯ ПРИЄДНАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДО СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

В.А. Степаненко

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна
e-mail: vi.stepanenko@kpi.ua

Згідно з Енергетичною стратегією України передбачається розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) найбільш динамічними темпами порівняно з іншими видами генерації. Проте існуючі енергетичні проблеми та загрози вимагають розроблення нових і зміни існуючих законодавчих та підзаконних актів, низки галузевих норм, які регламентують діяльність в енергетичній сфері. У статті проведено огляд світових сучасних тенденцій та трендів ВДЕ, а також формування напрямів, на яких варто зосередитися під час реформування енергетичної сфери. Довгострокова енергетична політика держави повинна бути орієнтована на ефективну інтеграцію ВДЕ в систему електропостачання. Задля цього потрібно стимулювати та контролювати впровадження систем управління розподіленою генерацією електроенергії, віртуальних електростанцій та систем накопичення енергії. Поступове розповсюдження електромобілів зумовлює застосування технології Vehicle-to-Grid, особливо з прив'язкою до сучасних мікромереж або "розумних мереж" з ВДЕ. А концепція "активний будинок" є ключовим кроком на шляху до декарбонізації будівельного сектору. Бібл. 9, рис. 2.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, система управління розподіленою генерацією електроенергії, віртуальна електростанція, система накопичення енергії, технологія "від авто до мережі", "активний будинок".

Згідно з Енергетичною стратегією України на період до 2035 р. "Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність", схваленою розпорядженням Кабінету Міністрів України (КМУ) від 18 серпня 2017 р. № 605-р, передбачається розвиток ВДЕ найбільш динамічними темпами порівняно з іншими видами генерації, що дасть змогу збільшити їхню частку в структурі загального первинного постачання енергії до 25 % [1]. Установлена потужність ВДЕ в Україні станом на 31 грудня 2021 року досягла 9 655,9 МВт, якщо брати до уваги домашні сонячні станції, та 8 450,8 МВт – якщо без них.

Проте існуючі енергетичні проблеми та загрози вимагають розроблення нових і зміни існуючих законодавчих та підзаконних актів, низки галузевих норм, які регламентують діяльність в енергетичній сфері. До того ж на сьогодні Україна стикається з новими економічними та технологічними викликами, які потребують розробки інноваційних рішень у галузі виробництва, трансформації, постачання і споживання енергії. Але ці виклики відкривають і нові можливості для України.

Відповідно до Плану пріоритетних дій Уряду на 2023 рік, затвердженого розпорядженням КМУ від 14 березня 2023 р. № 221-р, передбачається оновлення Енергетичної стратегії для формування довгострокової енергетичної політики держави з урахуванням загроз енергетичній безпеці, міжнародних зобов'язань України в енергетичній сфері та світових трендів розвитку енергетичних ринків [2].

Ця політика має відповідати принципам і практикам ЄС та міжнародним стандартам, задовольняти потреби суспільства і національної економіки в паливно-енергетичних ресурсах у технічно надійний, безпечний, економічно ефективний та екологічно прийнятний спосіб, а також забезпечувати життєдіяльність суспільства як в мирний час, так і в умовах надзвичайних ситуацій [3].

Тому **метою цієї роботи** є проведення огляду світових сучасних тенденцій та трендів ВДЕ, а також формування напрямів, на яких варто зосередитися під час реформування енергетичної сфери.

Останні дослідження посиляють сигнал не стільки щодо поширення ВДЕ, скільки стосовно підготовки до їхньої стабільної інтеграції в енергосистему, щоб впоратися з ситуаціями, спричиненими збільшенням проникнення ВДЕ. Міжнародне енергетичне агентство наго-



лошує, що коли частка виробництва енергії з відновлюваних джерел досягне 25 %, більша частина попиту в періоди з низьким навантаженням, наприклад, у вихідні, буде покриватися завдяки відновлюваній енергії, тому необхідно мати механізми для відновлення стабільності системи негайно в разі нестабільності постачання [4].

Згідно з Енергетичною стратегією України передбачається застосування технологій "розумних мереж" як ефективного механізму розвитку електроенергетичної системи України. Концепція впровадження "розумних мереж" в Україні до 2035 року, що схвалена розпорядженням КМУ від 14 жовтня 2022 р. № 908-р, передбачає застосування систем управління розподіленою генерацією електроенергії (*DERMS*) та віртуальних електростанцій (*VPP*) [5].

DERMS. Більшість основних постачальників обладнання *DERMS* погоджуються, що система управління повинна містити комплексний модуль реального часу для управління розподільчими мережами з високим рівнем проникнення ВДЕ, а також мати обчислювальну потужність для обробки великих обсягів вхідних даних та масштабування мереж. Однак деякі з найбільш досконалих рішень *DERMS*, окрім функцій реального часу, вже містять модуль планування, а також модуль прогнозування [6]. Далі буде наведено основні функціональні можливості цих трьох модулів.

Одним із найважливіших аспектів модуля планування *DERMS* є здатність досліджувати пропускну спроможність існуючої мережі та будувати теплові карти пропускну спроможності. Ці карти будуються шляхом виконання досліджень потоків навантаження на точній моделі мережі з поступовим додаванням нової потужності ВДЕ у вузли мережі з використанням широкого спектру ймовірнісних сценаріїв, ураховуючи те, що нове додавання може спричинити технічні порушення в мережі. Після побудови теплових карти можуть бути розміщені на веб-порталі операторів системи розподілу, доступному для потенційних замовників та проектувальників ВДЕ.

Модуль реального часу *DERMS* є основним інструментом для моніторингу, контролю та активного управління розподільчими мережами. Цей модуль *DERMS* у режимі реального часу постійно отримує дані *SCADA*, вимірювання з датчиків та інтелектуальних інверторів, за допомогою яких ВДЕ мають бути підключені до мережі, прогнози погоди, дані навантаження та генерації, топологію в реальному часі, стан мережі в процесі експлуатації тощо. Цей комплексний набір даних потім сортується і використовується в основних додатках, які забезпечують обізнаність та оцінку стану енергосистеми в реальному часі, даючи операторам енергосистеми постійне розуміння поточного стану об'єкту.

У зв'язку з динамічними змінами в розподільчих мережах із ВДЕ оператори систем електроенергії мають бути обізнані щодо прогнозування умови в мережі, що охоплює володіння інформацією про стан мережі, спроможність передбачити можливі порушення, спричинені динамічною та нестабільною природою ВДЕ. Крім того, оскільки агреговані дрібномасштабні ВДЕ, а також більшість великомасштабних ВДЕ (особливо в разі використання накопичувачів енергії) дотримуються попередньо встановлених графіків, прогнозний модуль *DERMS* повинен принаймні мати можливість оцінити вплив цих запланованих заходів на стан мережі.

Нарешті, більшість передових рішень *DERMS* містять так званий підмодуль прогнозного керування обмеженнями, котрий розроблено для попереднього інформування та для автоматичного виявлення можливих порушень у майбутньому. Це дає можливість оцінити доступну гнучкість ВДЕ, яка може сприяти ліквідації порушень, а в перспективі – автоматично спілкуватися безпосередньо з ВДЕ, щоб використовувати їхню гнучкість для проактивного вирішення проблеми запрогнозованих порушень до того, як вони відбудуться. Більшість таких доступних рішень все ще знаходяться в початковому стані – йдеться про випробувальні періоди на пілотних проектах (здебільшого обмежені невеликими частинами мереж), але їхні результати є обнадійливими.

VPP. Концепцію *VPP* можна розглядати, як групу розподілених генеруючих установок, систем накопичення енергії та керованих навантажень, які об'єднані, оптимізовані, скоординовані та контрольовані таким чином, що вони можуть функціонувати як одна диспет-

черська одиниця в роботі енергосистеми, а також як одна торгова одиниця на ринках електроенергії.

Основною метою *VPP* є надання потужності та допоміжних послуг для роботи енергосистеми, продаж електроенергії на ринках, підвищення загальної економічної ефективності та надійності системи, сприяння ефективній оптимізації використання ресурсів та інтеграції відновлюваних джерел енергії до енергосистеми. Основна структура включає інфраструктуру інформаційно-комунікаційних технологій, інтелектуальний облік і контроль на об'єктах споживачів, моделювання, прогнозування, планування, оптимізацію ВДЕ, а також координацію в режимі реального часу з мережевими та ринковими операціями.

Energy storage systems (ESS). Із щораз більшою роллю періодичної генерації з ВДЕ, припиненням виробництва викопного палива та різним профілем споживчого попиту підтримання балансу між виробництвом електроенергії та споживанням стає надзвичайно складним. *ESS* є ключовим компонентом у подоланні цієї проблеми завдяки своїй можливості зберігання та розподілу енергії в будь-який час і в будь-якому місці. Останнім часом технологія накопичення енергії, особливо із застосуванням акумуляторної батареї, переживає значне падіння вартості.

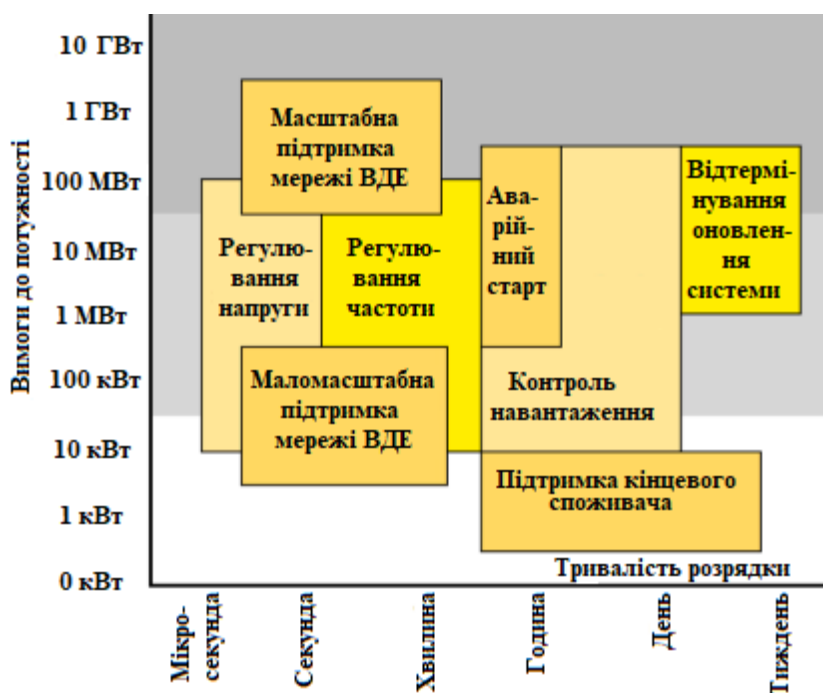
Спроможність *ESS* підтримувати інтеграцію ВДЕ до мережі досягається за допомогою таких операцій: вирішення переривчастої генерації ВДЕ; стабілізація частоти; компенсація напруги; запобігання зворотного потоку енергії; підвищення гнучкості та ефективності системи.

Слід зазначити, що *ESS* знаходить також інше застосування, окрім інтеграції ВДЕ, завдяки своїй здатності підтримувати енергомережу за допомогою таких послуг, як енергетичний арбітраж, зниження пікових навантажень, балансування, регулювання напруги, регулювання частоти та аварійний запуск.

Проте кожна варіація *ESS* має різні вимоги до потужності та тривалості часу розрядки накопичувача. Розуміння цих вимог допоможе під час вибору відповідного типу та розміру *ESS*. На рис. 1 порівняно застосування *ESS* з погляду вимог до потужності та тривалості розряду [7].

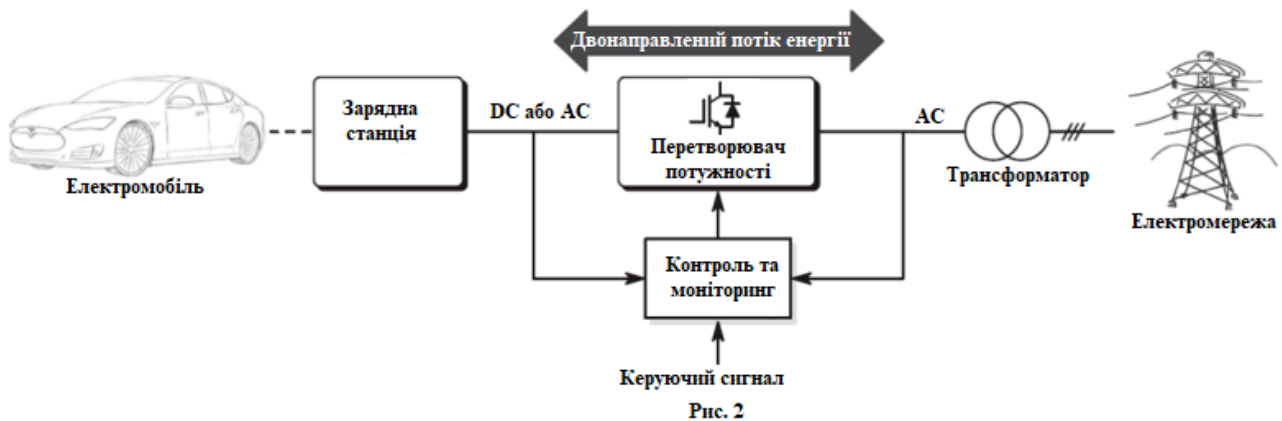
Vehicle-to-Grid (V2G). Поступове витіснення транспортних засобів, що працюють на викопному паливі, електромобілями неминуче призведе до збільшення як базового навантаження на енергосистему, так і пікового попиту. У багатьох розвинених країнах процес електрифікації транспортного сектору вже розпочався разом із встановленням багатогігаватних

потужностей відновлюваної енергетики. Розширення ринку електромобілів відкриває нові можливості для створення більш чистого і трансформаційного енергоносія. Наприклад, керований профіль зарядки й розрядки акумуляторів електромобілів у поєднанні з електромережею, відомий як система *V2G*, згідно з цими прогнозами, стане важливим механізмом зменшення впливу стохастичного характеру відновлюваної енергії. Технологію *V2G* потрібно впроваджувати для успішного втілення Плану заходів із реалізації Національної транспортної стратегії Укра-



їни на період до 2030 року, затвердженого розпорядженням КМУ від 7 квітня 2021 р. № 321-р.

Основною перевагою технології *V2G* є те, що електромобіль можна заряджати та розряджати за розкладом. Його можна підключати до електромережі в непікові періоди, коли виробництво електроенергії перевищує попит на неї, а надлишок енергії можна використовувати для заряджання електромобіля. Аналогічно електромобіль може віддавати електроенергію назад в електромережу, використовуючи відповідні каскади перетворювача та алгоритми контролера, щоб задовольнити піковий попит на електроенергію, зменшуючи в такий спосіб використання балансувальних електростанцій. Планування зарядки електромобілів у непікові години покращує попит на електроенергію і, отже, знижує вартість генерації. Загальна блок-схема структури *V2G* зображена на рис. 2.



Застосування технології *V2G* є дуже життєздатним для покращення якості електроенергії, особливо стосовно сучасних мікромереж або "розумних мереж" із розподіленими відновлюваними джерелами. Розробивши відповідні уніфіковані алгоритми керування для електромобіля, можна впровадити бортове обладнання для контролю заряду на зразок синхронного компенсатора та фільтра активної потужності [8]. Так, шляхом адекватного керування системою, більшість проблем, пов'язаних з розподіленими енергоресурсами, можна було б нівелювати.

Plus Energy Buildings (PEB). На будівельний сектор припадає близько 40 % кінцевого споживання енергії та понад 30 % викидів парникових газів у розвинених країнах. Ці цифри мають прямий вплив на глобальне потепління, дефіцит енергії та інколи на національну безпеку. Ця стурбованість призвела до створення різних концепцій, стратегій, політик, стандартів і правил, спрямованих на зменшення енергоспоживання в будівлях і стимулювання сталого будівництва.

Концепція будівель з нульовим споживанням енергії була встановлена як стратегічна мета для нових та реконструйованих будівель і стала частиною енергетичної політики в багатьох країнах. Наприклад, усі нові будівлі та глибокі реконструкції в Європейському Союзі з 2021 року повинні бути спорудженнями з майже нульовим споживанням енергії, як того вимагає Директива про енергетичні характеристики будівель [9], що є ключовою стратегією декарбонізації будівельного фонду до 2050 року. На сьогодні завдяки широкій науково-дослідній роботі, спрямованій на покращення експлуатаційних характеристик будівель, а також ефективним технологіям та обладнанню для будівельного сектору, можна говорити про прагнення до так званої "активної будівлі", або *PEB*.

PEB є новою концепцією, і її визначення наразі перебуває в центрі уваги досліджень та розробки нормативно-правових актів ЄС. Як загальний принцип, *PEB* виробляє більше енергії, ніж споживає, і подає енергію з ВДЕ в мережу, сприяючи у такий спосіб зменшенню викидів парникових газів у навколишню енергосистему. Так, *PEB* можуть підтримувати, наприклад, старі будівлі, для яких перехід до нульового енергоспоживання не є економічно ефективним. З цього погляду *PEB* є ключовим кроком на шляху до декарбонізації будівельного сектору. Зокрема, вони сприятимуть зменшенню перевантаження енергосистеми, забезпечуючи гнучкий енергетичний актив, який дає змогу будівлям та енергетичним спільнотам

діяти як інтегровані частини енергосистеми та обмінюватися енергією (електричною, тепловою або іншими енергоносіями) між собою або з мережею.

Висновки. Згідно з Енергетичною стратегією України на період до 2035 р. передбачається розвиток ВДЕ найбільш динамічними темпами порівняно з іншими видами генерації. Проте на сьогодні наявні енергетичні проблеми та загрози вимагають розроблення нових і зміни існуючих законодавчих та підзаконних актів, низки галузевих норм, які регламентують діяльність в енергетичній сфері.

Було з'ясовано, що останні дослідження сигналізують не стільки про поширення ВДЕ, скільки про підготовку до їхньої стабільної інтеграції в енергосистему, щоб впоратися з можливими ситуаціями, спричиненими збільшенням проникнення ВДЕ. В Україні планується застосування технологій "розумних мереж" як механізму розвитку електроенергетичної системи України. Ця концепція передбачає застосування систем управління розподіленою генерацією електроенергії та віртуальних електростанцій.

Проте в законодавчих актах потрібно деталізувати впровадження *DERMS*, зокрема аспекту необхідного мінімального функціоналу системи управління. Пропонується використовувати найбільш досконалі рішення, де, окрім модуля реального часу, вже містяться модулі планування та прогнозування. Це дасть змогу будувати теплові карти пропускної спроможності шляхом виконання досліджень потоків навантаження з поступовим додаванням нової потужності ВДЕ у вузли мережі. Після побудови теплових карти можуть бути розміщені на веб-порталі операторів системи розподілу, доступному для замовників та проєктувальників ВДЕ.

Концепцію *IPP* можна розглядати як групу розподілених генеруючих установок, систем накопичення енергії та керованих навантажень, які об'єднані, оптимізовані, скоординовані та контрольовані так, що вони можуть функціонувати як одна диспетчерська одиниця в роботі енергосистеми, а також як одна торгова одиниця на ринках електроенергії.

Під час реформування енергетичної сфери необхідно також звернути увагу на використання систем накопичення енергії, оскільки вони забезпечують інтеграцію ВДЕ до електромережі за допомогою вирішення переривчастої генерації ВДЕ, стабілізації частоти, компенсації напруги, запобігання зворотного потоку енергії, підвищення гнучкості та ефективності системи. Потрібно зазначити, що можливе застосування *ESS* і без інтеграції з ВДЕ завдяки здатності підтримувати енергомережу за допомогою таких послуг, як енергетичний арбітраж, зниження пікових навантажень, балансування, регулювання напруги, регулювання частоти та аварійний запуск.

Поступове зростання електромобілів зумовлює створення нормативних документів щодо застосування технології *Vehicle-to-Grid*, особливо стосовно сучасних мікромереж або "розумних мереж" з ВДЕ. Розробивши відповідні уніфіковані алгоритми управління зарядними станціями та електромобілями, можна нівелювати більшість проблем, пов'язаних із розподіленими енергоресурсами, шляхом адекватного керування системою.

Концепція будівель з нульовим споживанням енергії була встановлена як стратегічна мета для нових та реконструйованих будівель і стала частиною енергетичної політики в Європейському Союзі. Проте на сьогодні можна говорити про орієнтацію на так звану "активну будівлю". *РЕВ* є ключовим кроком на шляху до декарбонізації будівельного сектору. Вони сприятимуть зменшенню перевантаження енергосистеми, забезпечуючи гнучкий енергетичний актив, який дає змогу будівлям та енергетичним спільнотам діяти як інтегровані частини енергосистеми та обмінюватися різними видами енергії між собою та з мережею.

Розглянувши світові тренди, можемо підсумувати, що успішна трансформація енергетичного сектору є технічно можливою, проте вона вимагає швидкого впровадження політики та фундаментальних політичних змін. Але для прийняття економічно ефективних рішень, здатних одночасно досягти кількох цілей, необхідна комплексна розробка нормативно-правового забезпечення. Тому над вирішенням цього питання буде здійснено подальшу роботу.

1. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року. Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-p#Text> (дата звернення: 12.12.2022).
2. Про затвердження плану пріоритетних дій Уряду на 2023 рік. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 14.03.2023 р. № 221-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-zatverdzhennia-planu-priorytetnykh-dii-uriadu-na-2023-rik-221r-140323> (дата звернення: 26.03.2023).
3. Брич В.Я., Пуцентейло П.Р., Гунько С.І. Розвиток критичних технологій у сфері енергетичної безпеки України. *Інноваційна Економіка*. 2022. № 2–3. С. 115–126. DOI: <https://doi.org/10.37332/2309-1533.2022.2-3.14>.
4. Mueller S., Vithayasrichareon P. Getting Wind and Sun onto the Grid; International Energy Agency (IEA): Paris, France, 2017. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/1b5de86e-4499-4ae7-84b6-948bc2ca2759/Getting_Wind_and_Sun.pdf.
5. Про схвалення Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 14.10.2022 р. № 908-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-p#Text> (дата звернення: 26.02.2023).
6. Strezoski L. Distributed energy resource management systems– DERMS. State of the art and how to move forward. *WIREs Energy and Environment*. 2023. Vol. 12(1) DOI: <https://doi.org/10.1002/wene.460>.
7. Tan K.M., Babu T.S., Ramachandaramurthy V.K., Kasinathan P., Solanki S.G., Raveendran S.K. Empowering smart grid: A comprehensive review of energy storage technology and application with renewable energy integration. *Journal of Energy Storage*. 2021. Vol. 39. Pp. 102591. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102591>.
8. Zgheib R., Al-Haddad K., Kamwa I. V2G, G2V and active filter operation of a bidirectional battery charger for electric vehicles. 2016 *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Taipei, 14–17 March 2016. DOI: <https://doi.org/10.1109/icit.2016.7474935>.
9. Energy efficiency – Revision of the Energy Performance of Buildings Directive. URL: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12910-Energy-efficiency-Revision-of-the-Energy-Performance-of-Buildings-Directive_en (дата звернення: 12.12.2022).

MODERN SOLUTIONS FOR CONNECTING RENEWABLE ENERGY SOURCES INTO THE ELECTRICITY SUPPLY SYSTEM

V.A. Stepanenko

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

Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine

e-mail: vi.stepanenko@kpi.ua

According to the Energy Strategy of Ukraine, the development of renewable energy sources (RES) is expected to be the most dynamic compared to other types of generation. However, the existing energy problems and threats require the development of new and amendment of existing legislative and by-laws, as well as a number of sectoral norms regulating activities in the energy sector. The article provides an overview of the world's current trends in renewable energy, as well as the formation of areas that should be focused on when reforming the energy sector. The long-term energy policy of the state should be focused on the effective integration of RES into the power supply system. To this end, it is necessary to stimulate and control the implementation of distributed power generation management systems, virtual power plants, and energy storage systems. The gradual growth of electric vehicles leads to the use of Vehicle-to-Grid technology, especially when considering modern microgrids or "smart grids" with RES. And the concept of an "active building" is a key step towards decarbonizing the construction sector. Ref. 9, fig. 2.

Keywords: renewable energy sources, distributed energy resource management systems, virtual power plant, energy storage system, Vehicle-to-Grid, Plus Energy Buildings.

1. On approval of the Energy Strategy of Ukraine until 2035. Safety, Energy Efficiency, Competitiveness. Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine of 18.08.2017 No. 605-p. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-p#Text> (date of access: 12.12.2022). (Ukr)
2. On approval of the Government approves 2023 Priority Action Plan: Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine of 14.03.2023 No. 221-p. URL: <https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-zatverdzhennia-planu-priorytetnykh-dii-uriadu-na-2023-rik-221r-140323> (date of access: 26.03.2023). (Ukr)
3. Brych V., Putsenteilo P., Hunko S. Development of critical technologies in the field of energy security of Ukraine. *Innovative Economy*. 2022. No 2–3. Pp. 115–126. DOI: <https://doi.org/10.37332/2309-1533.2022.2-3.14> (Ukr)
4. Mueller S., Vithayasrichareon P. Getting Wind and Sun onto the Grid; International Energy Agency (IEA): Paris, France, 2017 URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/1b5de86e-4499-4ae7-84b6-948bc2ca2759/Getting_Wind_and_Sun.pdf

5. On Approval of the Concept for the Implementation of Smart Grids in Ukraine until 2035: Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine of 14.10.2022 No. 908-p. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-p#Text> (date of access: 26.02.2023). (Ukr)
6. Strezoski L. Distributed energy resource management systems– DERMS: State of the art and how to move forward. *WIREs Energy and Environment*. 2023. Vol. 12(1). DOI: <https://doi.org/10.1002/wene.460>
7. Tan K.M., Babu T.S., Ramachandaramurthy V.K., Kasinathan P., Solanki S.G., Raveendran S.K. Empowering smart grid: A comprehensive review of energy storage technology and application with renewable energy integration. *Journal of Energy Storage*. 2021. Vol. 39. Pp. 102591. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102591>
8. Zgheib R., Al-Haddad K., Kamwa I. V2G, G2V and active filter operation of a bidirectional battery charger for electric vehicles. 2016 *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Taipei, 14–17 March 2016. DOI: <https://doi.org/10.1109/icit.2016.7474935>
9. Energy efficiency – Revision of the Energy Performance of Buildings Directive. URL: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12910-Energy-efficiency-Revision-of-the-Energy-Performance-of-Buildings-Directive_en (date of access: 12.12.2022).

Надійшла: 07.06.2023

Прийнята: 18.09.2023

Submitted: 07.06.2023

Accepted: 18.09.2023

ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СПІЛЬНОТИ

Ю.А. Веремійчук*, канд. техн. наук, В.П. Опришко**, канд. техн. наук,
І.В. Притискач***, канд. техн. наук, О.С. Ярмолюк****, канд. техн. наук

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна

e-mail: y.veremiiichuk@kpi.ua, opryshko@iill.kpi.ua, prytyskach.ivan@gmail.com, yarmolyuk.lena@gmail.com

Ціллю роботи є розробка методики розподілу навантаження між суб'єктами енергетичної спільноти відновлюваних джерел енергії малої потужності на основі модифікованого алгоритму розподілу ресурсів. Запропоновано механізм ефективного врахування багатокритеріальності, недовостатності й обмеженості початкової інформації, можливості гнучкого завдання та зміни пріоритетності цільових функцій і обмежень, зокрема, шляхом застосування лінгвістичних характеристик. Проведено апробацію запропонованої методики з використанням статистичних даних роботи відновлюваних джерел енергії, які забезпечують споживачів електроенергією на певній території та досліджено оптимальний режим їхньої роботи. Основна увага приділяється формуванню інструмента для забезпечення оптимальної роботи мережі з джерелами малої потужності. Використано критерії оптимізації технічного, економічного й екологічного спрямувань, що дають змогу отримати оптимальні режими роботи для суб'єктів енергетичної спільноти відновлюваних джерел енергії малої потужності. Бібл. 8, рис. 11, табл. 2.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, джерела малої потужності, багатокритеріальне прийняття рішень, енергетична спільнота, ВДЕ-спільнота, оптимізація.

Вступ. Останнім часом стрімкі темпи зростання попиту на електричну енергію та дефіциту традиційних енергетичних ресурсів, перспективний стрімкий розвиток і впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) малої потужності та впровадження установок зберігання енергії (УЗЕ) вимагають формування нового сегмента в енергетичній галузі, який швидко розвивається в усьому світі – енергетичної спільноти (ЕнС). Водночас необхідно, щоб потужності й ємності складових ЕнС було обрано оптимальним чином, що дасть можливість із максимальною ефективністю задіяти альтернативні та місцеві енергетичні ресурси [1–3]. Питання полягає у визначенні граничного обсягу потужності джерел енергії, який не створить проблеми для злагодженої роботи вже сформованої системи електропостачання. Постає задача визначення оптимального режиму роботи ЕнС, яка використовує різні суб'єкти ВДЕ малої потужності, забезпечуючи споживачів електричною енергією та взаємодіючи з енергосистемою у довільний момент часу t доби.

Під час вирішення задачі оптимізації режимів роботи в різних підходах можна використати як класичні (формальні) методи оптимізації, так і евристичні (неформальні). Окрім того, беручи до уваги багатофункціональний характер цієї задачі, пропонується використати багатокритеріальний підхід [4–6].

Використання різних стратегій оптимізації може впливати на вартість електроенергії в мережі, надійність і безпеку постачання, експлуатаційні характеристики та режими роботи, водночас необхідно враховувати екологічну складову. Результати аналізу проведених досліджень підкреслюють складність проблеми та вказують на те, що розумного компромісу суперечливих операційних цілей можна досягти, якщо виконати комбіновану процедуру оптимізації, щоб знайти найбільш економічне й екологічно безпечне рішення без порушення будь-яких технічних обмежень. До того ж потрібно враховувати законодавчі особливості країни або місцевості, де можуть бути сформовані ЕнС.

Формування цільових функцій і обмежень задачі, методика її розв'язання. На початковому етапі розв'язання задачі необхідно визначити й обґрунтувати перелік цільових функцій, що дають змогу забезпечити оптимальний розподіл навантаження між окремими

джерелами генерування. Визначені функції працюють на окремо виділене навантаження та відповідно їхнє найбільш раціональне використання в конкретний момент часу t . Водночас у процесі прийняття рішення насамперед ураховуються економічні аспекти роботи ЕнС і мережі, технічні характеристики обладнання, що використовується у ЕнС, екологічні наслідки його застосування (за потреби). Цільові функції, що будуть характеризувати оптимальну роботу ЕнС і мережі, представлено в лінгвістичній формі. Очевидно, що в конкретних умовах перелік цільових функцій може бути розширений. Ідея полягає в тому, щоб сформулювати цільові функції, які б характеризували різні суб'єкти ринку електроенергії, постачальників, операторів.

У такому разі структура кожної цільової функції буде мати такий вигляд:

$$F_{jt}(\mathbf{P}) = \sum_{i=1}^n a_{ji} P_{it},$$

де $j = 1, \dots, m$ – загальна кількість цільових функцій; n – кількість генеруючих джерел (факторів); t – конкретний період часу. В окремих цільових функціях коефіцієнт a_{ji} , наприклад, буде приймати питомих значення експлуатаційних витрат, значення числа годин використання максимуму $T_{\max i}$, рівень шкідливих викидів у атмосферу тощо.

У процесі розв'язання задачі окремі з наведених цільових функцій будуть потребувати мінімізації, а інші – максимізації. У цьому випадку задача в математичному плані може бути сформована таким чином:

$$F_{jt}(\mathbf{P}) \rightarrow \text{extr}_{\mathbf{P} \in L}, \quad j = 1, \dots, m, \quad \mathbf{P} = \{P_1, \dots, P_i, \dots, P_n\},$$

де m – кількість цільових функцій; за умови, що $L = \{\mathbf{P} \in R^n\}$, $L \subseteq \Omega$, де Ω – область рішень, оптимальних за Парето [7].

Як обмеження розглядаються:

1) технічні можливості окремих генеруючих джерел у складі ЕнС і мережі:

$$P_{it}^{\min} \leq P_{it} \leq P_{it}^{\max},$$

де P_{it} – відповідна доля електричного навантаження, яка надається i -м джерелом ЕнС і мережі, у кожний період часу t ; $P_{it}^{\min}$, $P_{it}^{\max}$ – відповідні обмеження за потужністю для кожного джерела ЕнС і мережі, яке розглядається в кожний період часу t ;

2) умова обов'язкового виконання балансу генерація-споживання за потреби з урахуванням потенціалу УЗЕ і втрат потужності для ділянок мережі, яка розглядається:

$$\sum_{i=1}^n P_{it} = A_t,$$

де A_t – сумарне навантаження ділянки мережі в кожний період часу t за відсутності потенціалу УЗЕ і нехтування втратами потужності для ділянки мережі, яка розглядається.

3) умова середньодобового обмеження енергії, яка визначається, наприклад, обсягом газу.

У роботі для вирішення питання оптимального розподілу навантаження між окремими складовими ЕнС застосовується модифікований алгоритм розподілу ресурсів. Досвід практичного застосування процедур багатокритеріального прийняття рішень під час розгляду достатньо широкого кола задач переконливо продемонстрував обґрунтованість і ефективність застосування для цих цільових функцій методу, запропонованого Р. Беллманом і Л. Заде, який засновано на апараті теорії нечітких множин. Це ефективний (з погляду обчислювання), так само як і вимогливий (з погляду отримання рішень із області Парето) метод аналізу багатокритеріальних моделей [7, 8]. Отримане в результаті рішення є оптимальним. Це рішення належить як області допустимих рішень, так і компромісів, що дає змогу його розглядати як кінцеве.

Відповідно до цього підходу кожна цільова (оціночна) функція $F_j(\mathbf{P})$, $j = 1, \dots, m$ замінюється нечіткою цільовою функцією або нечіткою множиною виду:

$$A_k = [\mathbf{P}, \mu_{A_k}(\mathbf{P})], \quad \mathbf{P} \in L, \quad k=1, \dots, m,$$

де $\mu_{A_k}(\mathbf{P})$ являє собою функцію належності нечіткої функції A_k [7, 8]; L – область компромісів.

Нечітке рішення задачі D формується так [7, 8]: $D = \bigcap_{k=1}^m A_k$. У результаті отримаємо функцію належності:

$$\mu_D(\mathbf{P}) = \min_{k=1, \dots, m} \mu_{A_k}(\mathbf{P}), \quad \mathbf{P} \in L.$$

Це рішення можна інтерпретувати як нечітко сформульовану інструкцію [7, 8], що має максимальний ступінь належності до нечіткого рішення, тобто альтернатива визначається за умови:

$$\max_{\mathbf{P} \in L} \mu_D(\mathbf{P}) = \max_{\mathbf{P} \in L} \min_{k=1, \dots, m} \mu_{A_k}(\mathbf{P}) - \text{максимізуюча альтернатива.}$$

Таким чином, точка, якій відповідає максимальне значення функції належності, приймається як остаточне рішення при реалізації процесу оптимізації:

$$\mathbf{P}^0 = \arg \max_{\mathbf{P} \in L} \min_{k=1, \dots, m} \mu_{A_k}(\mathbf{P}).$$

Принциповим питанням під час розв'язання задачі прийняття рішення на підставі представленого підходу є формування функції належності $\mu_{A_k}(\mathbf{P})$. Вона має адекватно відображати характер відповідних оціночних (цілових) функцій. Зокрема пропонується, що функції належності формуються так:

– для цілових функцій, що підлягають максимізації (функція належності має приймати значення, рівне одиниці за максимального значення оціночної функції)

$$\mu_{A_k}(\mathbf{P}) = \left[\frac{F_j(\mathbf{P}) - \min_{\mathbf{P} \in L} F_j(\mathbf{P})}{\max_{\mathbf{P} \in L} F_j(\mathbf{P}) - \min_{\mathbf{P} \in L} F_j(\mathbf{P})} \right]^{\lambda_j},$$

– для цілових функцій, що підлягають мінімізації (функція належності мала великі значення за менших значень оціночних функцій і в точці мінімуму досягала своєї максимальної величини, рівної одиниці)

$$\mu_{A_k}(\mathbf{P}) = \left[\frac{\max_{\mathbf{P} \in L} F_j(\mathbf{P}) - F_j(\mathbf{P})}{\max_{\mathbf{P} \in L} F_j(\mathbf{P}) - \min_{\mathbf{P} \in L} F_j(\mathbf{P})} \right]^{\lambda_j},$$

де λ_j – показник, що відображає ступінь важливості k -ї оціночної функції та найчастіше визначається експериментальним шляхом.

Проведення розрахунків. Під час проведення експериментальних розрахунків було розглянуто енергетичну спільноту з різними відновлюваними джерелами енергії, яка забезпечує споживачів енергією на певній території. На рис. 1 показано добовий графік відпуску електричної енергії споживачам. Потенційними джерелами генерації визначено: п'ять сонячних електростанцій, п'ять мікрогідроелектростанцій і три біогазові електростанції. У структурі ЕнС наявні керовані та некеровані відновлювані джерела енергії, потенціал останніх має бути задіяний у кожний момент часу повністю та першочергово. Також ураховано можливість споживання електричної енергії з мережі. Для визначення оптимального режиму роботи використовувалися чотири критерії: собівартість електроенергії, згенерованої ВДЕ; інвестиції/капітальні витрати; ступінь керованості станцією; вплив на довкілля. Як обмеження, наприклад для періоду часу $t = 18$ год, задавалися попередньо можливі: сумарне

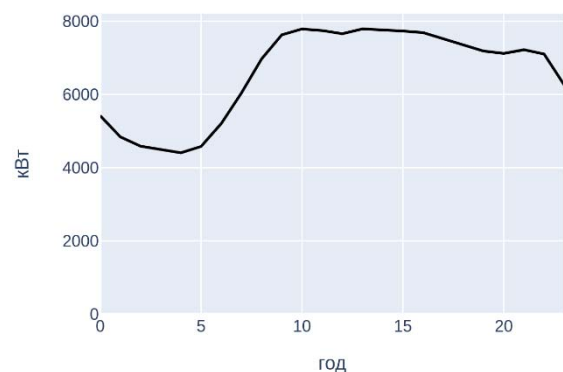


Рис. 1

навантаження $\sum_{i=1}^{13} P_{it} = A_t = 6124,179$ кВт і граничні значення потужності окремих генеруючих установок (табл. 1).

Таблиця 1

$P^{\min}$, кВт		$P^{\max}$, кВт	$P^{\min}$, кВт		$P^{\max}$, кВт
0	$\leq P_{1t} \leq$	2380,000	0	$\leq P_{8t} \leq$	21,002
0	$\leq P_{2t} \leq$	180,013	0	$\leq P_{9t} \leq$	630,000
0	$\leq P_{3t} \leq$	111,008	0	$\leq P_{10t} \leq$	56,446
0	$\leq P_{4t} \leq$	28,502	0	$\leq P_{11t} \leq$	2410
0	$\leq P_{5t} \leq$	36,417	0	$\leq P_{12t} \leq$	7,890
0	$\leq P_{6t} \leq$	103,180	0	$\leq P_{13t} \leq$	9,711
0	$\leq P_{7t} \leq$	150,011			

Для розв'язання задачі розподілу навантаження між складовими ЕнС і мережею сформовано чотири цільові функції:

1) насамперед задіяти генеруючі джерела (фактори) з мінімальним питомим значенням собівартості за 1 кВт·год згенерованої енергії;

2) віддати перевагу джерелам енергії з максимальним питомим значенням капітальних витрат на 1 кВт встановленої потужності. Необхідно передусім задіювати ті джерела енергії, у які було «вкладено» більші витрати – для швидшого повернення інвестиційних коштів; (У разі використання зазначених двох цільових функцій серед найбільш вартісних обираються електростанції з мінімальним питомим значенням собівартості).

3) віддати перевагу джерелам енергії з мінімальним (легким) ступенем керованості (маневреності) станції, які залучаються до роботи в такому порядку: сонячні електростанції, мікрогідроелектростанції, біогазові електростанції;

4) віддати перевагу джерелам енергії з мінімальним впливом на довкілля (займані корисні площі, затоплення земель тощо).

Запропоновані цільові функції в математичному представленні мають такий вигляд:

1. $F_1(\mathbf{P}) = a_{1,1}P_1 + a_{1,2}P_2 + \dots + a_{1,14}P_{14} \rightarrow \min$, де $a_{1,1}, a_{1,2}, \dots, a_{1,14}$ відповідають питомому (на 1 кВт·год) значенню собівартості згенерованої енергії, характерному для окремих генеруючих установок;

2. $F_2(\mathbf{P}) = a_{2,1}P_1 + a_{2,2}P_2 + \dots + a_{2,14}P_{14} \rightarrow \max$, де $a_{2,1}, a_{2,2}, \dots, a_{2,14}$ відповідають питомому значенню капітальних витрат, характерному для окремих генеруючих установок;

3. $F_3(\mathbf{P}) = a_{3,1}P_1 + a_{3,2}P_2 + \dots + a_{3,14}P_{14} \rightarrow \min$, де $a_{3,1}, a_{3,2}, \dots, a_{3,14}$ відповідають значенню ступеня керованості, характерному для окремих генеруючих установок;

4. $F_4(\mathbf{P}) = a_{4,1}P_1 + a_{4,2}P_2 + \dots + a_{4,14}P_{14} \rightarrow \min$, де $a_{4,1}, a_{4,2}, \dots, a_{4,14}$ відповідають значенню впливу на довкілля для окремих генеруючих установок.

Результати розв'язання задачі розподілу навантаження між складовими ЕнС і мережею отримано для режиму, який мав місце о 18:00 17 червня 2020 р. для одного з регіонів України (рис. 2–6).

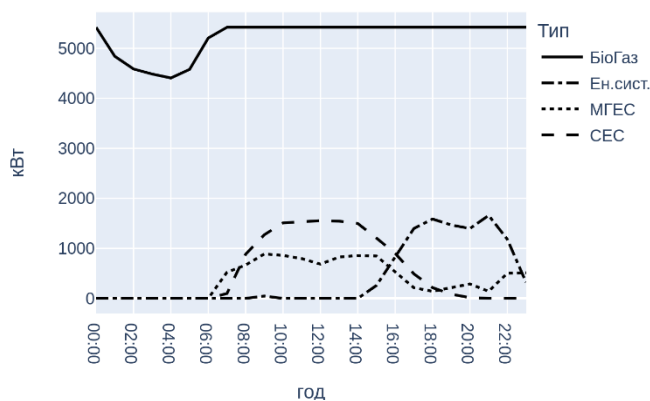


Рис. 2

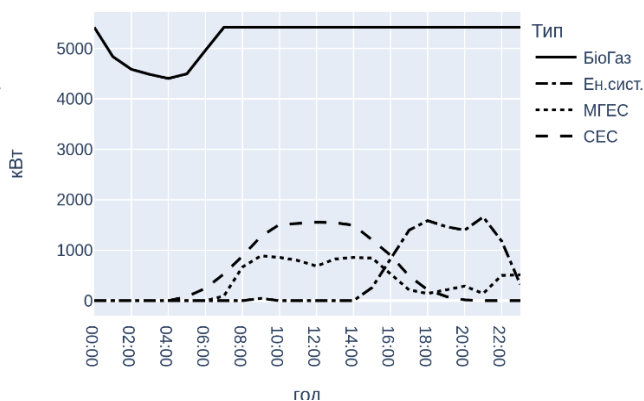


Рис. 3

Оптимізацію роботи ЕнС за критерієм мінімізації питомого значення собівартості за 1 кВт·год згенерованої енергії $F_1(\mathbf{P}) \rightarrow \min$ показано на рис. 2. Оптимізацію роботи ЕнС за критерієм максимізації питомого значення капітальних витрат на 1 кВт встановленої потужності $F_2(\mathbf{P}) \rightarrow \max$ показано на рис. 3.

Оптимізацію роботи ЕнС за критерієм мінімізації ступеня керованості (маневреності) станцій $F_3(\mathbf{P}) \rightarrow \min$ показано на рис. 4. Оптимізацію роботи ЕнС за критерієм мінімізації мінімального впливу на довкілля (займані корисні площі, затоплення земель тощо) $F_4(\mathbf{P}) \rightarrow \min$ показано на рис. 5.

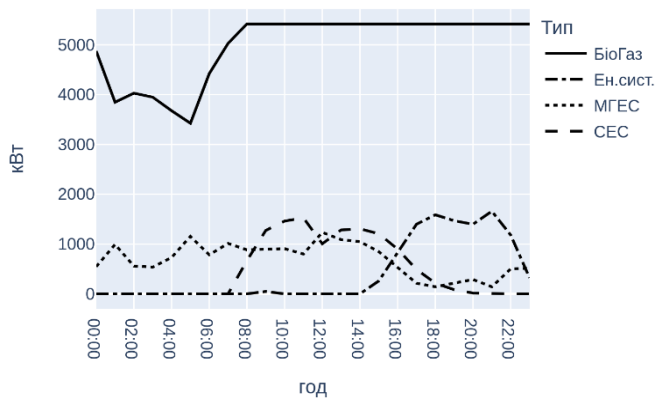


Рис. 4

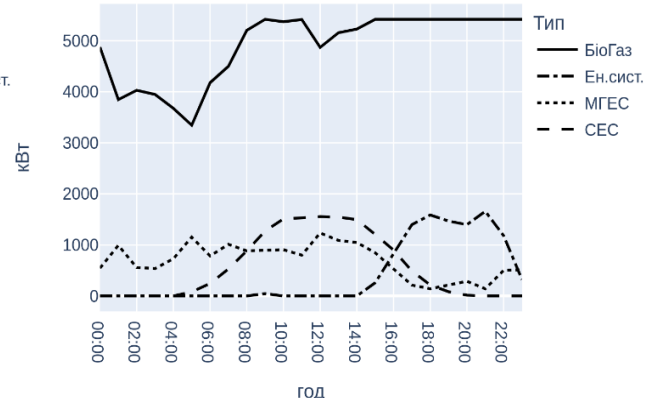


Рис. 5

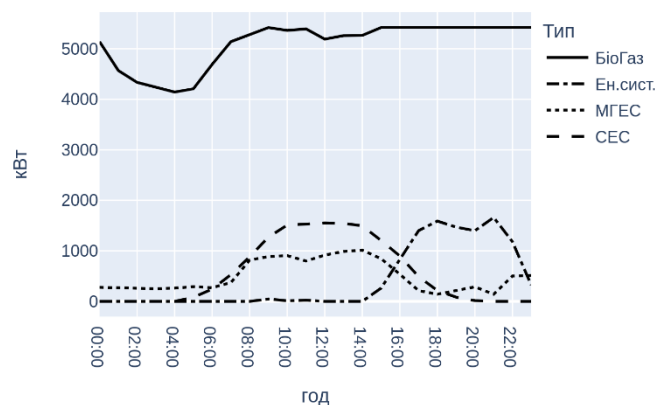


Рис. 6

Оптимізацію роботи ЕнС з урахуванням багатокритеріальності показано на рис. 6.

Також під час проведення розрахунків було встановлено середньодобові обмеження для двох типів джерел генерації, а саме для мікрогідроелектростанцій (МГЕС) і біогазових станцій (Біогаз), що відповідають режимам роботи та технічним можливостям функціонуванням генерації в даний місяць (табл. 2).

Результати розв'язання задачі розподілу навантаження між складовими ЕнС і

мережею із середньодобовими обмеженнями отримано для режиму, який також мав місце о 18:00 17 червня 2020 р. для одного з регіонів України (рис. 7–11).

Таблиця 2

Компоненти ЕнС	кВт·год/добу	Компоненти ЕнС	кВт·год/добу
БіогазC1	39 984	МГЕС2	7 999
БіогазC2	10 584	МГЕС3	4 376
БіогазC3	40 488	МГЕС4	612
МГЕС1	2 823	МГЕС5	753

Реалізація методу розподілу навантаження між компонентами ЕнС підтверджує ідею, що для задоволення потреб споживачів електричною енергією найперше за відсутності обмежень мають застосовуватися сонячні та мікрогідроелектростанції (у разі наявності такої можливості). А для покриття решти навантаження – керовані джерела енергії й електромережа.

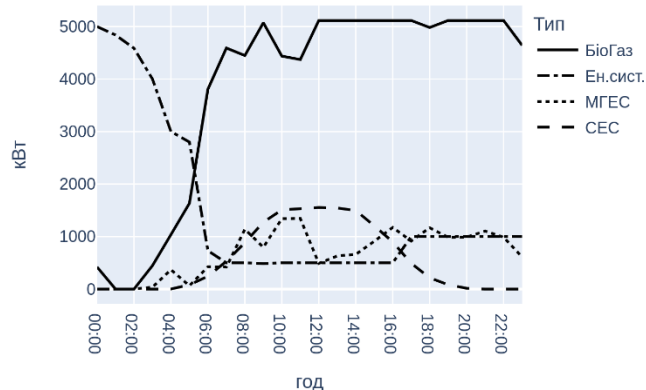


Рис. 7

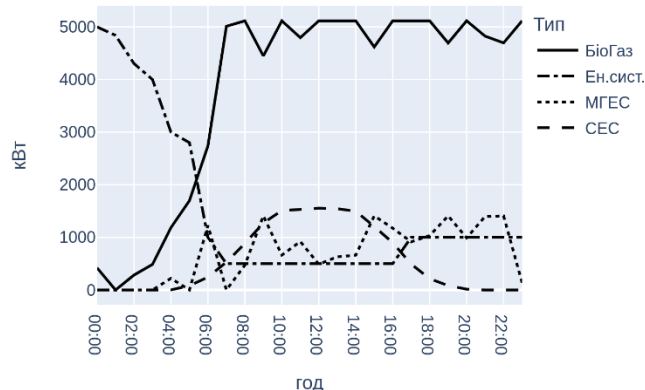


Рис. 8

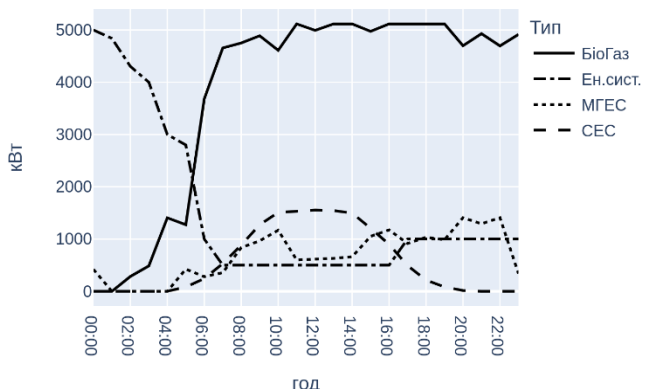


Рис. 9



Рис. 10

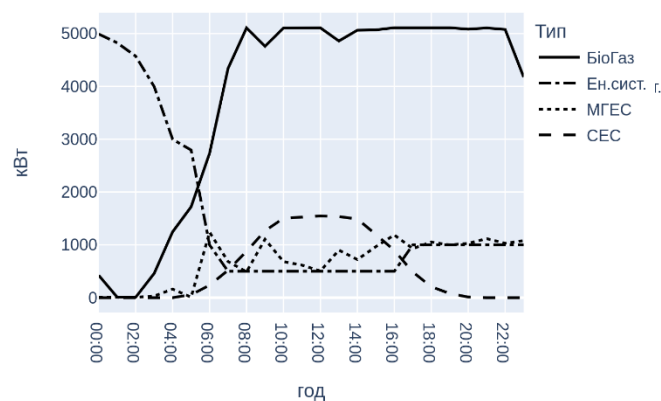


Рис. 11

Висновки. Розроблено й апробовано метод багатокритеріального оперативного розподілу навантаження в електроенергетичній системі ЕнС між різними джерелами енергії, яка забезпечує споживачів енергією на певній території з метою впровадження найбільш ефективних умов її використання шляхом урахування сукупності факторів технічного, економічного та соціального характерів. Використання запропонованого підходу потребує проведення диференціації важливості окремих критеріїв і поточного технічного стану компонентів ЕнС. Цей

підхід дасть змогу за необхідності віддавати перевагу окремим критеріям залежно від режиму роботи складових ЕнС. Реалізований інструментарій має можливість доповнюватися різними джерелами енергії та їхніми характеристиками, розширювати базу даних і проводити різні сценарії моделювання, задаючи різнотипові цільові функції.

1. Veremiichuk Y., Yarmoliuk O., Pustovyi A., Mahnitko A., Zicmane I., Lomane T. Features of electricity distribution using energy storage in solar photovoltaic structure. *Latvian journal of Physics and Technical Sciences*. 2020. No. 5. Pp. 48–59. DOI: <https://doi.org/10.2478/lpts-2020-0024>
2. Groppi D., Pfeifer A., Garcia D.A., Krajačić G., Duić N.A review on energy storage and demand side management solutions in smart energy islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 135. No. 110183. Pp. 1–14. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110183>
3. Lowitzsch J., Hoicka C.E., Tulder van F.J. Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future? *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2020. Vol. 122. Art. 109489. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109489>
4. Жаркін А.Ф., Новський В.О., Попов В.А., Ярмольук О.С., Хавкар Ахмед Нурі. Огляд технологій керування режимами електричних мереж напругою 6...20 кВ з розосередженими джерелами енергії. *Електронне моделювання*. 2021. Вип. 43. № 1. С. 46–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/emodel.43.01.046>
5. Reis I.F., Gonc alves I., Lopes M.A., Antunes C.H., A multi-agent system approach to exploit demand-side flexibility in an energy community. *Utilities Policy*. 2020. Vol. 67. Pp. 101–114. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101114>

6. Gjorgievski V.Z., Cundeva S., Georghiou G.E. Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 169. Pp. 1138–1156. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.078>
7. Ekel P., Galperin E. Box-triangular multiobjective linear programs for recourse allocation with application to load management and energy market problems. *Mathematical and Computer Modelling*. 2003. Vol. 37 (1). Is. 1–2. Pp. 1–17. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0895-7177\(03\)80001-8](https://doi.org/10.1016/S0895-7177(03)80001-8)
8. Yarmoliuk O., Veremiichuk Y., Opryshko V., Mahnitko A., Zicmane I., Lomane T. Distribution processes optimization in power supply systems with low power energy sources. Proc. IEEE 63th *International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*. 2022. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/RTUCON56726.2022.9978794>

OPTIMIZATION OF ELECTRICITY DISTRIBUTION PROCESSES IN THE POWER SUPPLY SYSTEM OF THE ENERGY COMMUNITY

Y. Veremiichuk, V. Opryshko, I. Prytyskach, O. Yarmoliuk

National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute

Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine

e-mail: y.veremiichuk@kpi.ua, opryshko@iit.kpi.ua, prytyskach.ivan@gmail.com, yarmoliuk.lena@gmail.com

The objective of this study is to establish a methodology for the equitable distribution of loads among participants in an energy community consisting of low-power renewable energy sources. This is achieved through the utilization of a modified resource allocation algorithm. The proposed approach effectively considers multiple criteria, limited initial information, and the need for flexible assignment and reprioritization of objectives and constraints. To achieve this, linguistic characteristics are employed. Furthermore, under specific conditions, the list of objective functions can be expanded to capture the diverse interests of actors in the electricity market, such as suppliers and operators. To validate the effectiveness of the proposed methodology, statistical data on the operation of renewable energy sources supplying electricity to consumers within a specific region was utilized. Optimal operating modes for these sources were investigated. The focal point of this research is to develop a tool that ensures the optimal functioning of the network comprising low-power sources. To attain this, optimization criteria encompassing technical, economic, and environmental aspects were employed to derive the optimal operating modes for the renewable energy community. Bibl. 8, fig. 11, tabl. 2.

Keywords: renewable energy sources, low power sources, multi-criteria decision-making, energy community, optimization.

1. Veremiichuk Y., Yarmoliuk O., Pustovyi A., Mahnitko A., Zicmane I., Lomane T. Features of electricity distribution using energy storage in solar photovoltaic structure. *Latvian journal of Physics and Technical Sciences*. 2020. No. 5. Pp. 48–59. DOI: <https://doi.org/10.2478/lpts-2020-0024>
2. Groppi D., Pfeifer A., Garcia D.A., Krajačić G., Duić N.A review on energy storage and demand side management solutions in smart energy islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 135. No. 110183. Pp. 1–14. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110183>
3. Lowitzsch J., Hoicka C.E., Tulder van F.J. Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future? *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2020. Vol. 122. Art. 109489. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109489>
4. Zharkin A.F., Novskiy V.O., Popov V.A., Yarmoliuk O.S., Hawkar Ahmed Noory. Review of technologies for controlling the modes of operation of 6...20 kV electrical networks with distributed energy sources. *Electronic Modeling*. 2021. Vol. 43. No. 1. Pp. 46–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/emodel.43.01.046>. (Ukr)
5. Reis I.F., Gonç alves I., Lopes M.A., Antunes C.H., Amulti-agent system approach to exploit demand-side flexibility in an energy community. *Utilities Policy*. 2020. Vol. 67. Pp. 101–114. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101114>
6. Gjorgievski V.Z., Cundeva S., Georghiou G.E. Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 169. Pp. 1138–1156. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.078>
7. Ekel P., Galperin E. Box-triangular multiobjective linear programs for recourse allocation with application to load management and energy market problems. *Mathematical and Computer Modelling*. 2003. Vol. 37 (1). Is. 1–2. Pp. 1–17. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0895-7177\(03\)80001-8](https://doi.org/10.1016/S0895-7177(03)80001-8)
8. Yarmoliuk O., Veremiichuk Y., Opryshko V., Mahnitko A., Zicmane I., Lomane T. Distribution processes optimization in power supply systems with low power energy sources. Proc. IEEE 63th *International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*. 2022. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/RTUCON56726.2022.9978794>

Надійшла: 07.06.2023

Прийнята: 18.09.2023

Submitted: 07.06.2023

Accepted: 18.09.2023

ОПТИМІЗАЦІЯ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ АГРЕГАТОРОМ У ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ

Г.С. Белоха^{1*}, канд. техн. наук, В.В. Сичова^{2**}

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

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

e-mail: pointage13@gmail.com, shorl@ukr.net

Ринкова робота системи розподілу електроенергії набула значного розширення завдяки щораз більшому використанню відновлювальних та розосереджених джерел. У статті розглянуто стратегії оптимізації графіків навантаження агрегаторами локальних систем. Оптимізація графіків навантаження полягає в тому, щоб мінімізувати загальні витрати виробника для зменшення собівартості електроенергії та досягти нижчої ціни для споживача. У локальних системах, до складу яких входять дизель-генератори, основна складова, що найбільше впливає на ціну за 1 кВт – витрати первинного палива дизель-генераторів. Цільова функція, запропонована в цьому дослідженні, мінімізує витрати первинного палива виробника шляхом оптимального перерозподілу потужностей по кожному генератору. Досліджено базовий графік навантаження та застосування стратегій оптимізації графіків: зниження навантаження, перенесення навантаження, підвищення мінімуму навантажень, гнучке змінювання навантаження. За умови використання оптимального алгоритму втрати $V_{\text{пр сер}}\%$ складають 5–6 % відносно рівномірного розподілу потужності. Бібл 8, рис. 4, таблиця.

Ключові слова: локальна система, дизель-генератор, графік навантаження, агрегатор.

Введення. Ринкова робота системи розподілу електроенергії набула значного розширення завдяки щораз більшому використанню різноманітних розподілених енергетичних ресурсів, таких як відновлювані джерела енергії, накопичувачі електроенергії, а також диспетчеризованої розподіленої генерації та агрегаторів. Агрегатор – учасник ринку електричної енергії, що надає послуги з управління потужністю виробників, споживачів та операторів установок зберігання енергії. Економічні вигоди локальних ринків – це зосередженість на зниженні поточних витрат або збільшенні прибутку для їхніх учасників.

Програми реагування на попит використовуються агрегаторами для підтримки доступності та стабільності системи. Ці програми використовують здатність кінцевих споживачів реагувати на сигнали оператора, скорочуючи або змінюючи певні навантаження в обмін на заохочення, зниження вартості. До переваг управління такими навантаженнями відносяться: економія коштів виробників та винагорода для кінцевих споживачів; енергоефективність; підвищення надійності та стабільності мережі за одночасного зниження граничних витрат під час пікових подій; забезпечення гнучкості системи, яку можна використовувати для інтеграції технологій відновлювальних джерел енергії [1].

На невеликих локальних ринках агрегатором може виступати сама електроенергія. Агрегатор зацікавлений у стимулюванні споживачів до оптимізації своїх графіків навантажень для зменшення витрат. Один із варіантів організації роботи агрегатора полягає в тому, що споживачі повідомляють агрегатору свої заплановані графіки навантажень за день до споживання, водночас розрахунок цін іде на добу наперед.

Можливі стратегії змінювання навантаження (рис. 1):

1) зниження навантаження (Load Curtailment – LC strategy): споживачі скорочують загальне споживання електроенергії без перенесення навантаження на будь-який інший період часу. Наприклад, побутові споживачі можуть вимикати світло, використовувати енергоощадні технології; комерційні споживачі можуть вимикати непотрібне офісне обладнання; промислові споживачі можуть скорочувати менш продуктивні години роботи [2, 3].

2) перенесення навантаження (Load Shifting – LS strategy): споживачі аналізують графіки навантаження за допомогою агрегатора та переносять споживання електроенергії на



інші години. Наприклад, побутовий споживач може відкласти використання своїх приладів на більш пізні години, промислове підприємство може перенести процес серійного виробництва на інші години кожного дня або декілька разів на тиждень.

3) підвищення мінімуму навантажень (Valley filling – VF strategy). Згідно з цією стратегією виробник повинен бути здатним використовувати пристрої зберігання енергії (аккумуляторні батареї) у непікові періоди. Також можливо відключення деяких генераторів. Обладнання локальних електроенергосистем повинно працювати за 70–90 % від їхніх номінальних значень замість 15–20 % у часи низького попиту. [3].

4) гнучке змінення навантаження (Flexible Load Shape). Основна ідея, на якій заснована ця стратегія, полягає в укладенні угод між агрегатором і споживачем, за якими споживач формує необхідні графіки електричних навантажень в обмін на фінансові стимули. У цих програмах учасники повинні мати можливість змінювати криві навантажень та коригувати потреби для досягнення цілей [4].

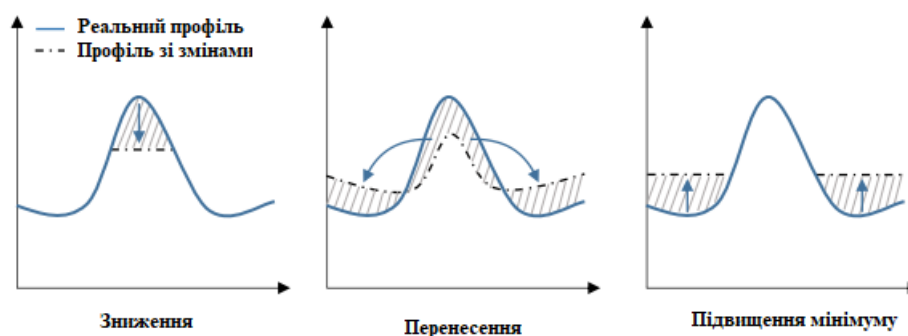


Рис. 1

Оптимізація графіків навантаження полягає в мінімізації загальних витрат виробника та зменшенні собівартості електроенергії. Якщо агрегатором виступає сам виробник, то він може використовувати власні алгоритми для оптимізації графіків навантажень споживачів, стимулюючи їх динамічною тарифікацією.

У локальних системах, до складу яких входить дизель-генератор (ДГ), основна складова, яка найбільше впливає на ціну за 1 кВт – витрати первинного палива дизель-генераторів. Зменшення витрат палива підвищить ефективність ДГ і витрати на доставку палива. Основними причинами збільшення витрати палива є низькі температури та робота за потужностей, нижчих номінальної ДГ [5–7].

Графік залежності витрат первинного палива ДГ $B(P_{ДГ})$ має нелінійний характер. У загальному випадку такий графік може бути побудований шляхом використання нормативних (усереднених) значень або експериментально.

Крім того, у разі використання не однакових за потужністю дизель-генераторів, а також наявності відновлювальних джерел енергії в локальній системі постає питання оптимального розподілу потужності по кожному генератору. Зменшення витрат палива призведе до зменшення собівартості електроенергії. Перерозподіл потужності здебільшого виконується рівномірно, уся потужність навантаження ділиться порівну на кожний генератор, оскільки графіки залежностей $B(P_{ДГ})$ зазвичай не відомі.

Мета роботи. Аналіз оптимізації графіків електричного навантаження за стратегіями змінення навантаження за мінімізації витрат у локальних енергетичних системах.

Матеріали досліджень.

Цільова функція, запропонована в цьому дослідженні, мінімізує витрати виробника шляхом оптимального перерозподілу потужностей по кожному генератору, а також дає змогу досліджувати різні графіки навантажень споживачів.

Згідно з алгоритмом пропонується на кожному інтервалі з урахуванням попередніх значень потужностей генераторів для забезпечення поточного значення потужності навантаження P_n розраховувати необхідні величини потужностей ДГ, які відповідають мінімальним

витратам палива. Такий алгоритм дає змогу оптимізувати витрати первинного палива. Водночас мінімально змінюються потужності ДГ відносно попереднього значення [8]. Цільова функція B_{min}

$$B_{min}(P) = \min \sum_{j=1}^k B_j(P_{ДГj})$$

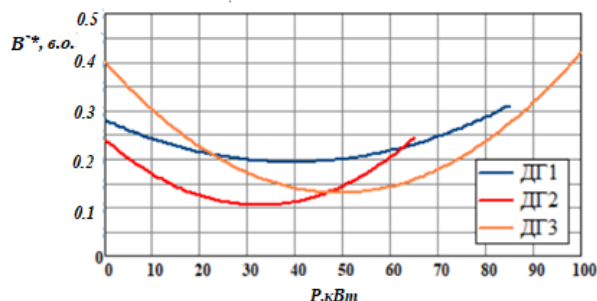
Як приклад розглянемо невелику локальну систему, яка складається з 3 ДГ, що паралельно працюють на різну потужність (рис. 2 б). Графіки витрат первинного палива ДГ зображено на рис. 2 а. Вони представлені поліномами 2-го порядку:

$$B_1(P) = a_1 P^2 + b_1 P + c_1,$$

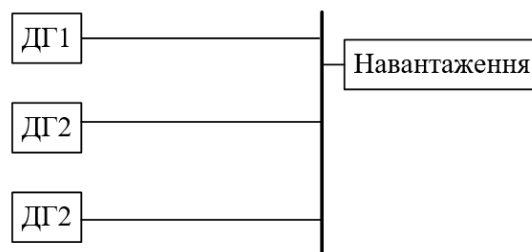
$$B_2(P) = a_2 P^2 + b_2 P + c_2,$$

$$B_3(P) = a_3 P^2 + b_3 P + c_3.$$

де $a_1, b_1, c_1, a_2, b_2, c_2, a_3, b_3, c_3$ – коефіцієнти полінома, які можуть бути отримані експериментально.



а



б

Рис. 2

Під час вирішення задачі оптимізації одним із визначальних факторів є електричне навантаження споживачів. Здебільшого вхідними даними про електричне навантаження за оптимізації виступають усереднені на годинних інтервалах графіки електричного навантаження для кожного місяця року. Краще використовувати фактично виміряні погодинно або кожні 15–30 хвилин дані про зміну активної потужності, це надає більше інформації про швидкість зміни електричного навантаження, виявлення пікових викидів.

Графік електричних навантажень зображено на рис. 3 а у вигляді добового графіка навантаження, розділеного на 48 інтервалів. Це базовий графік, який потребує оптимізації.

Для аналізу добового графіка навантаження визначимо:

- 1) мінімальне значення – P_{min} ;
- 2) максимальне значення – P_{max} ;
- 3) середнє значення – $P_{сер} = P_{доб} / n$, $P_{доб}$ – сумарне значення потужності за добу, n – кількість інтервалів.

4) коефіцієнт нерівномірності $a = P_{min} / P_{max}$;

5) коефіцієнт заповнення $b = P_{сер} / P_{max}$.

Для рівномірних (рівних) графіків $a = b = 1$; $P_{min} = P_{max} = P_{сер}$. Але абсолютно рівномірних добових графіків навантаження практично не існує, тому прийнятним наближенням до рівномірних графіків вважають графіки з $a = 0,9$.

За допомогою розробленого алгоритму та на його основі програми розраховано втрати первинного палива, які зображені на рис. 3 в, розподіл потужностей (рис. 3 б) та витрати первинного палива по кожному генератору (рис. 3 з).

Для оцінки оптимізації побудована крива на рис. 3 в, яка відповідає витратам первинного палива за рівномірного розподілу потужностей за виразом:

$$B_{\text{равн}} = \sum_j^k B_j \left(\frac{P_{ij}}{k} \right).$$

У разі використання оптимального алгоритму $V_{\text{пр.сер}}\%$ складає 5,8 % відносно рівномірного розподілу потужності (табл.1, стовпчик 1).

Аналізуючи криві, бачимо, що добовий графік має два піки на 15 та 35 інтервалі часу. Витрати первинного палива мають ще один пік на інтервалі 5, водночас потужність має значення $P_{\min}$. Зростання витрат первинного палива обумовлено роботою генераторів із потужністю, меншою номінальної. Найбільші витрати палива – від 31-го до 38-го інтервалу, що відповідають $P_{\max}$.

Такий графік є не оптимальним з погляду генерації й витрат палива. Агрегатор, згідно зі стратегією Load Shifting після проведеного аналізу може запропонувати споживачу оптимізувати графік навантаження перенесенням максимумів на інші інтервали часу, водночас середнє значення потужності залишається незмінним.

Споживачі самі обирають кількість електроенергії, яку вони зменшать, виходячи з наданої їм функції стимулювання. Очевидно, що споживачі не зменшать свого споживання, якщо не отримають певну економічну вигоду від таких дій.

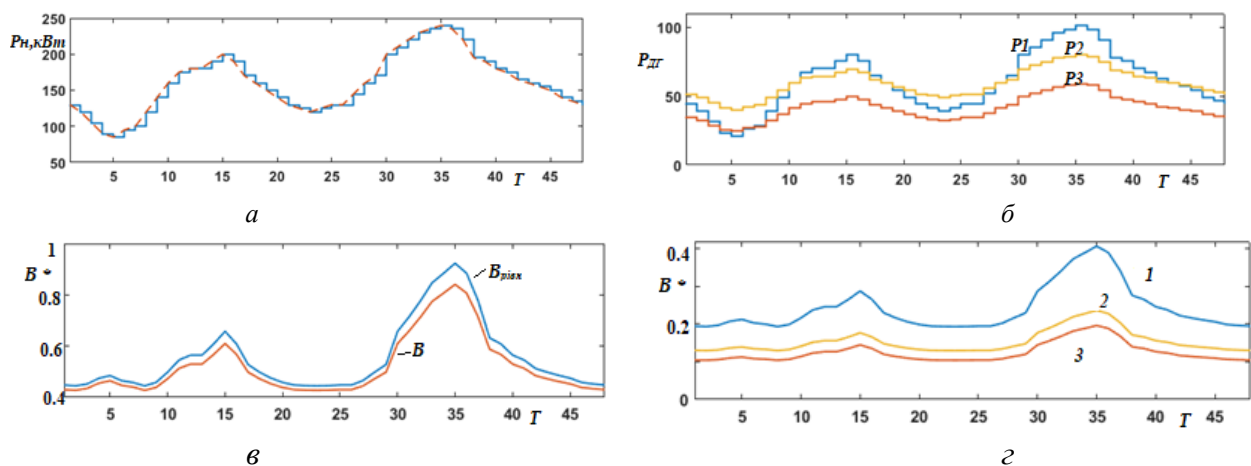


Рис. 3

Розглянемо варіант перерозподілу потужності з максимумів на інтервали з меншим споживанням (інтервали 20–26). Графіки показують, що зменшились втрати відносно базового варіанта на 2 % (табл. 1, стовпчик 2).

Розглянемо ще один варіант перерозподілу потужності з піку базового графіка (інтервали 32–38) на інтервали з мінімальним споживанням, оскільки на тих ділянках було підвищене значення витрат. Витрати зменшились у середньому на 3 % відносно базового варіанта (табл. 1, стовпчик 3).

Якщо споживач із власних причин не може збільшити значення потужностей на ділянках із мінімальним споживанням, то може застосуватися VF-strategy. На цих ділянках енергія відправляється в накопичувачі або відключає деякі генератори (табл. 1, стовпчик 4).

Розглянемо використання стратегії Load Curtailment – зниження навантаження споживачем для отримання більших фінансових вигід. Споживач знизив навантаження у середньому на 5 кВт на інтервал часу. Водночас витрати палива відносно базового графіка знизилися на 3,5 % (табл. 1, стовпчик 5).

Для рівномірного графіка результати представлені в табл. 1, стовпчик 6.

На рис. 4 зображено витрати палива для всіх розглянутих систем.

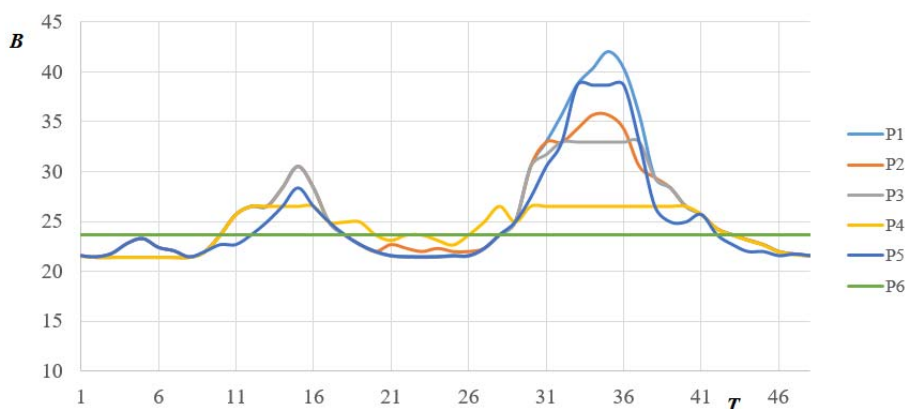


Рис. 4

	1	2	3	4	5	6
Характеристики споживача						
$P_{\min}$, кВт	240	220	210	180	230	160
$P_{\max}$, кВт	85	85	120	120	85	160
$P_{\text{сеп}}$, кВт	160	160	160	160	150	1
a	2,82	2,59	1,75	1,5	2,7	1
b	1,5	1,375	1,3125	1,125	1,8	1
Характеристики витрат первинного палива						
$B_{\text{пр.сеп}}\%$	5,8 %	5,7 %	5,6 %	5,6 %	5,3 %	5,16 %
$B_{\text{пр.баз}}\%$	-	2 %	3,3 %	6,4 %	3,5 %	9 %

Висновки. За допомогою розробленого алгоритму та програми на його основі розраховано втрати первинного палива з базовим графіком навантаження. Для розглянутих 6 варіантів застосовано стратегії змінення потужностей, які сприятимуть зниженню вартості.

Найкращі результати спостерігаються в разі використання стратегії підвищення мінімуму навантажень, за якої зниження витрат у відсотках відносно базового буде майже в два рази менше ніж за інших стратегій. Перенесення навантаження – кращий спосіб з погляду клієнта, ніж зниження навантаження, оскільки навантаження не обмежується, та загальна споживана енергія залишається незмінною. Розглянуті стратегії зниження навантаження допоможуть агрегаторам та виробникам координувати діяльність споживачів.

1. Ponds Kody, Arefi Ali, Sayigh Ali, Ledwich, Gerard. Aggregator of Demand Response for Renewable Integration and Customer Engagement: Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats. *Energies*. 2018. No 11. Pp. 2391. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11092391>
2. Morales-España, Germán Martínez-Gordón, Rafael Sijm, Jos. Classifying and modelling demand response in power systems. *Energy*, Elsevier. 2022. vol. 242 (C).
3. Deng R., Yang Z., Chow M.-Y. and Chen J. A Survey on Demand Response in Smart Grids: Mathematical Models and Approaches, in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. June 2015. Vol. 11. No. 3. Pp. 570-582. DOI: <https://doi.org/10.1109/TII.2015.2414719>
4. Laitos, Vasileios Bargiotas, Dimitrios Daskalopulu, Aspasia Arvanitidis, Athanasios Tsoukalas, Lefteri. An Incentive-Based Implementation of Demand Side Management in Power Systems. *Energies*. 2021. No 14. Pp. 7994. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14237994>
5. Rehman S., Natrajan N., Mohandes M., Alhems L.M., Himri Y. and Allouhi A. Feasibility Study of Hybrid Power Systems for Remote Dwellings in Tamil Nadu, India, in *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. Pp. 143881–143890. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3014164>
6. Ponds Kody Arefi, Ali Sayigh, Ali Ledwich, Gerard. Aggregator of Demand Response for Renewable Integration and Customer Engagement: Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats. *Energies*. 2018. No 11. Pp. 2391. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11092391>

7. Knudsen J., Bendtsen J., Andersen P., Madsen K., Sterregaard C. and Rossiter A. Fuel optimization in multiple diesel driven generator power plants. *IEEE Conference on Control Technology and Applications (CCTA)*. 2017. Pp. 493–498. DOI: <https://doi.org/10.1109/CCTA.2017.8062510>
8. Denysiuk S. P., Bielokha H. S., Derevianko D. G. (2023). Optimization of consumption of primary fuel in local electricity markets for systems using diesel generators. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2023. No 1. Pp. 56–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.056>

OPTIMIZATION OF ELECTRICAL LOAD SCHEDULES BY AN AGGREGATOR IN LOCAL ELECTRICAL POWER SYSTEMS

H. Bielokha¹, V. Sychova²

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

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

e-mail: pointage13@gmail.com, shorl@ukr.net

The market operation of the electricity distribution system has gained significant expansion due to the growing use of renewable and distributed sources. This paper presents strategies for optimizing load schedules by aggregators of local systems. Optimization of load schedules is to minimize the total costs of the supplier to reduce the cost of electricity and lower prices for the consumer. In local systems, which include diesel generators, the main component that most affects the price per 1 kW is the consumption of primary fuel of diesel generators. The objective function proposed in this study minimizes the supplier's primary fuel consumption by optimally redistributing power to each generator. The basic load schedule and application of schedule optimization strategies were studied: load reduction, load transfer, increase of minimum loads, flexible load change. When using the optimal algorithm, the costs are 5-6% relative to the uniform power distribution. Ref. 8, fig. 4, table.

Key words: local system, diesel-generator, load schedule, aggregator.

Надійшла: 07.06.2023
Прийнята: 18.09.2023

Submitted: 07.06.2023
Accepted: 18.09.2023

ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

УДК 621.35.035

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.090>

ВПЛИВ ЕЛЕКТРОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ МАТЕРІАЛІВ НА ЕЛЕКТРИЧНІ ВТРАТИ В МЕТАЛЕВИХ КАРКАСАХ ІНДУКЦІЙНИХ КАНАЛЬНИХ ПЕЧЕЙ

Ю.М. Гориславець*, докт. техн. наук, **О.І. Глухенький****, канд. техн. наук,**В.І. Залозний**, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: ugoris@ied.org.ua

На основі математичного моделювання електромагнітних процесів визначено електричні втрати в металевих каркасах двоіндукторної індукційної каналної печі в широкому діапазоні питомої електропровідності немагнітного матеріалу каркасів. Дослідження проводилися для двох варіантів секціонування нижнього каркасу печі (вертикального й горизонтального) та двох значень фазового кута між напругами на індукторах (0 і 180 ел. град.). Для цих випадків розраховано також втрати в каркасах печі, виготовлених із феромагнітного матеріалу (конструкційної вуглецевої сталі та магнітної нержавійної сталі). Представлено рекомендації щодо вибору матеріалу каркасів, варіанту секціонування та фазового кута між напругами, які забезпечують мінімальні електричні втрати. Бібл. 13, рис. 4.

Ключові слова: індукційна канална піч, металеві каркаси, математичне моделювання, електричні втрати.

Вступ. Індукційні каналні печі зазвичай мають високий ККД використання електроенергії і тому набули широкого застосування в металургії та ливарному виробництві. Особливо це стосується кольорової металургії, де вони зазвичай використовуються для плавлення міді й приготування сплавів на її основі (латуней, бронз та ін.) [1]. Відомо роботи, які спрямовані на подальше підвищення ефективності таких печей як завдяки інтенсифікації процесів тепло- й масообміну в них [2 – 4], так і зменшенню втрат енергії в окремих їхніх елементах. До числа останніх можна віднести роботу [5], в якій зроблено спробу зменшення втрат електричної енергії в металевих каркасах (кожухах) печі. У цій роботі описано конструктивну будову й принцип дії індукційної каналної печі, сформульовано математичну модель для дослідження електромагнітних процесів у ній з урахуванням зазначених каркасів, виготовлених із немагнітного матеріалу. Модель реалізовано в програмному середовищі COMSOL Multiphysics [6] для двофазної (двоіндукторної) печі типу ІЛК-1,2, яка широко використовується на підприємствах обробки кольорових металів країн колишнього Радянського Союзу.

Конструктивно така піч складається з двох частин – з облицьованої жароміцною цеглою ванни, в якій знаходиться основна маса розплаву, та індукційного каналного блока (індукційної одиниці), що знаходиться під ванною. Індукційний блок цієї печі має у своєму складі два індуктори із замкнутими феромагнітними осердями (магнітопроводами), які живляться в загальному випадку різними за фазами напругами, та два індукційні канали з рідким металом, в яких наводиться електричний струм, що гріє метал.

Індукційний каналний блок і ванна печі футеруються теплоізоляційними жаротривкими матеріалами, які знаходяться в металевих каркасах. Оскільки ці каркаси, насамперед каркас індукційного блока (нижній каркас печі), знаходяться в зоні дії магнітного поля розсіювання індукторів, у них наводяться вихрові струми, які призводять до виникнення додаткових втрат, що знижують ККД печі. Для зменшення цих струмів у каркасі індукційного блока роблять «розрізи», складаючи його з декількох електрично ізольованих один від одного секцій. Зазвичай у каркасі індукційного блока двоіндукторної печі роблять один горизон-



тальний «розріз», що проходить через осі обох індукторів, або два вертикальних «розрізи», які проходять через осі кожного індуктора (рис. 1). На рис. 1 зазначені «розрізи» позначено червоним кольором. Таким чином, у першому випадку нижній каркас печі складається з двох ізолюваних секцій, у другому – з трьох. Верхній і нижній каркаси здебільшого з'єднуються між собою болтами без електричної ізоляції.

Слід зазначити, що в печах типу ІЛК, які можуть бути одноіндукторними (однофазними), двоіндукторними (двофазними) і триіндукторними (трифазними), індукційні блоки мають здебільшого вертикальні «розрізи» (рис. 1 б), а в печах західного виробництва [7] блоки зазвичай виконуються з горизонтальними «розрізами» (рис. 1 а). Прикладом останнього виконання є плавильно-роздавальні печі, які використовуються в технології безперервного вертикального лиття (витягування вверх) мідної заготовки (катанки) для отримання надалі з неї провідників (дроту) для кабельної продукції [8].

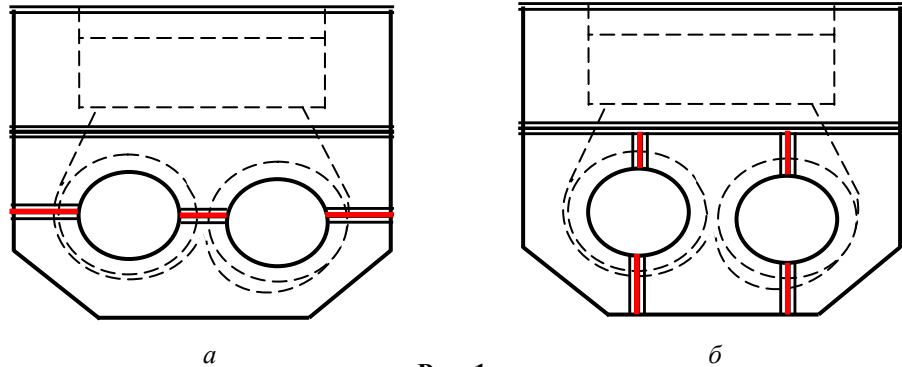


Рис. 1

У роботі [5] для кожного варіанта секціонування розраховано електричні втрати в металевих каркасах печі, виготовлених із нержавійної немагнітної сталі типу Х18Н10Т для чотирьох значень фазового кута між напругами, що живлять індуктори печі, а саме $\psi = 0, 60, 120$ і 180 ел. град. Визначено вплив цього кута на розподіл питомих та інтегральних втрат у каркасах. Показано, що для печей, які живляться від системи напруги з малими фазовими кутами між напругами на індукторах (у межах $\psi = 0 \dots 60$ ел. град.), каркас індукційного блока слід виконувати з двома вертикальними «розрізами», що проходять через осі індукторів (рис. 1 б).

Крім нержавійної немагнітної сталі металеві каркаси печі можуть виготовлятися також із інших матеріалів. Найбільш поширеним матеріалом є конструкційна вуглецева сталь, відомі випадки виготовлення каркасів із бронзи. Діапазон електрофізичних властивостей (питомої електропровідності та відносної магнітної проникності) всіх цих матеріалів достатньо широкий. Тож видається доцільним з'ясувати як ці властивості впливають на електричні втрати в каркасах печі.

Метою цієї роботи є визначення електричних втрат у металевих каркасах індукційної каналної печі залежно від матеріалу каркасів.

Постановка задачі дослідження. Вирішення цієї задачі здійснювалося шляхом чисельного моделювання електромагнітних процесів в індукційній каналній печі на основі математичної моделі, представленої в роботі [5], яка враховує металеві каркаси печі, виготовлені з немагнітного матеріалу. У випадку каркасів із феромагнітного матеріалу необхідно враховувати його нелінійні магнітні властивості. Відомо численні наукові праці з цього приводу, наприклад [9, 10], в яких розглянуто підходи до моделювання таких матеріалів.

У зазначеній математичній моделі в розрахунковій області каркасів для цього випадку рівняння для векторного магнітного потенціалу $\vec{A}$ може бути представлено як

$$j\omega\sigma_{Fr}\vec{A} + \nabla \times ((\mu_0\mu_{eff}(H))^{-1} \nabla \times \vec{A}) = 0,$$

де σ_{Fr} – питома електропровідність матеріалу каркасів печі, $\mu_{eff}(H)$ – залежна від напруженості магнітного поля відносна ефективна магнітна проникність феромагнітного матеріалу. Ця залежність у розрахунках представлялась нелінійною кривою намагніченості $B_{eff}(H)$, яка зі свого боку відповідно до усередненого енергетичного методу ("Average energy method" [11]) є апроксимацією основної залежності $B(H)$ феромагнітного матеріалу. Використання ефективної кривої намагніченості дає змогу, не вдаючись до розрахунків нестационарних

процесів, які необхідні для врахування нелінійності матеріалу та потребують великих технічних ресурсів, з достатньою точністю обчислювати електромагнітне поле для систем з нелінійним феромагнітним матеріалом у частотній області.

Вихідні дані для моделювання печі приймалися такими, як і в попередній роботі [5]. Тобто розглядалася двофазна індукційна канална піч типу ІЛК-1,2. Рідкий метал у печі – розплавлена мідь з питомою електропровідністю $\sigma = 4,5 \cdot 10^6$ См/м. Поперечний переріз індукційних каналів на більшій їхній частині за довжиною складає (105×26) мм². Число витків кожного індуктора – $w = 45$, товщина стінок металевих каркасів – 10 мм. Моделювання електромагнітного поля печі проводилося за заданої напруги на індукторах $U_1 = U_2 = 500$ В (ефективне значення) частотою 50 Гц для двох значень фазового кута $\psi = 0$ і $\psi = 180$ ел.град. між ними.

Дослідження проводилося в широкому діапазоні значень питомої електропровідності немагнітного матеріалу каркасів (від нуля до $6 \cdot 10^7$ См/м, яка відповідає електропровідності міді), а також для феромагнітного матеріалу (вуглецевої конструкційної сталі й магнітної нержавійної сталі). У цей діапазон входять питомі електропровідності всіх відомих магнітних і немагнітних нержавійних сталей (від $0,07 \cdot 10^7$ См/м до $2,2 \cdot 10^7$ См/м), конструкційної вуглецевої сталі ($1,12 \cdot 10^7$ См/м) та бронз із різним хімічним складом (від $0,6 \cdot 10^7$ См/м до $5,4 \cdot 10^7$ См/м). Що стосується бронзи, то за даними [12] найменшу електропровідність (10 ... 15 % від електропровідності міді) мають олов'яна бронза з добавкою фосфору Бр.ОФ6,5-0,15 і берилієва бронза Бр.Б2, а найбільша електропровідність (~90 % від провідності міді) – у кадмієвої бронзи Бр.Кд1.

Ураховуючи геометричну симетрію печі відносно вертикальної площини, що проходить посередині печі перпендикулярно осям обох індукторів, а також геометричну й польову симетрію її відносно вертикальної площини, що проходить між двома індукторами у випадку живлення печі від системи напруг з фазовими кутами $\psi = 0$ і $\psi = 180$ ел. град., моделювання електромагнітних процесів у ній виконувалося для однієї четвертої частини печі. Вибір граничних умов у цих площинах симетрії проводився так.

У разі живлення печі напругами, що мають фазовий кут зсуву між собою $\psi = 0$, індукований у вторинній системі печі (у рідкому металі каналів та в металевому каркасі печі) струм охоплює обидва індуктори (див. рис. 2 а), а отже, в площині симетрії "а – а" виконується умова з густини індукovanого струму:

$$J_{1n} = J_{2n}, \quad \text{а} \quad J_{1\tau} = J_{2\tau} = 0.$$

Цю умову математично може забезпечити гранична умова $\mathbf{n} \times \mathbf{A} = 0$, яка отримала назву "Магнітна ізоляція" (Magnetic Insulation) [13]. Вона представляє дзеркальну площину симетрії для магнітного поля і передбачає, що магнітне поле на границі може мати тільки тангенціальну складову, а струм протікає лише в нормальному напрямку, тобто тангенціальний векторний потенціал і тангенціальне електричне поле на ній приймають нульове значення.

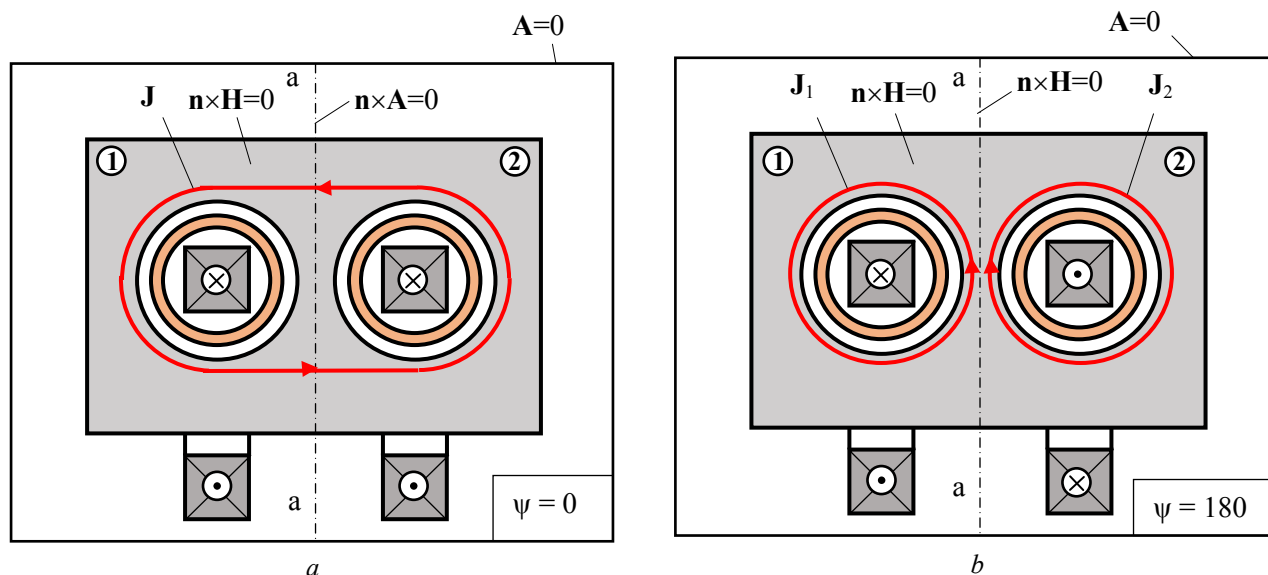


Рис. 2

У площині симетрії, що проходить посередині печі перпендикулярно осям обох індукторів, прийнята гранична умова "Ідеальний магнітний провідник" (Perfect Magnetic Conductor) $\mathbf{n} \times \mathbf{H} = 0$ [13], яка представляє дзеркальну площину симетрії для струму. З математичного погляду її можна розглядати як протилежність граничної умови магнітної ізоляції. Вона передбачає, що магнітне поле на границі має тільки нормальну складову, а струм – тангенціальну.

У разі живлення печі напругами з кутом $\psi = 180$ ел. град. індуквані у вторинній системі печі струми охоплюють кожний свій індуктор (рис. 2 б), а отже в площині "а – а" виконується умова:

$$J_{1\tau} = J_{2\tau}, \quad \text{а} \quad J_{1n} = J_{2n} = 0.$$

Цю умову, як було зазначено вище, математично може забезпечити гранична умова $\mathbf{n} \times \mathbf{H} = 0$. Виходячи з цього, на обох внутрішніх границях печі у випадку такого живлення приймалася гранична умова ідеального магнітного провідника.

На всіх зовнішніх поверхнях розрахункової області в обох випадках живлення приймалася гранична умова $\mathbf{A} = 0$.

У разі значень фазового кута, відмінних від 0 і 180 ел. град., одна частина індукованого струму охоплює обидва індуктори, а інші – кожна свій індуктор. Співвідношення між цими частинами струму залежить від кута ψ . Звісно, у цих випадках польова симетрія у площині "а – а" відсутня.

На рис. 3 показано розрахункову сітку моделі печі. Її особливість – наявність загушення в області металевих каркасів, яка дає змогу коректно розрахувати поле за малих товщин скін-шару, властивих феромагнітному матеріалу та немагнітному матеріалу з високою електропровідністю. В області каркаса розрахункова сітка має вздовж стінок по чотири приграничні шари (boundary layers) товщиною 0,5 мм кожний, що приблизно дорівнює половині глибини проникнення електромагнітного поля для матеріалу з самим тонким скін-шаром (для феромагнітної вуглецевої сталі).

Результати моделювання. На рис. 4 наведено результати моделювання у вигляді відносних електричних втрат у металевих каркасах печі $P_{Fr}^* = P_{Fr}/P_m$ (P_{Fr} – втрати в каркасах, P_m – потужність тепловиділення в рідкому металі печі) залежно від питомої електропровідності матеріалу каркасів. На рис. 4 а і залежності показано в діапазоні питомої електропровідності від нуля до $\sigma_{Fr} = 6 \cdot 10^7$ См/м, а на рис. 4 б (для більшої наочності) вони наведені у вужчому діапазоні – від нуля до $\sigma_{Fr} = 2,2 \cdot 10^7$ См/м. На цих рисунках криві 1 відносяться до випадку вертикальних «розрізів» нижнього каркаса і фазового кута $\psi = 0$ (синій колір), криві 2 – для горизонтального «розрізу» і $\psi = 0$ (сірий колір), криві 3 – для вертикальних «розрізів» і $\psi = 180$ ел. град. (червоний колір) та криві 4 – для горизонтального «розрізу» і $\psi = 180$ ел. град. (жовтий колір). Усі зображені на цих рисунках криві отримано для немагнітного матеріалу, тобто за відносної магнітної проникності $\mu_{Fr} = 1$.

Як випливає з цього рисунка, в усьому діапазоні питомої електропровідності матеріалу електричні втрати в металевих немагнітних каркасах печі в обох випадках секціонування суттєво менші за фазового кута $\psi = 180$ ел. град. Порівнюючи між собою варіанти секціонування, слід звернути увагу на те, що для обох значень кута ψ у діапазоні питомої електропровідності від нуля до $\sigma_{Fr} \cong 0,3 \cdot 10^7$ См/м менші втрати в каркасах виникають за вертикальних

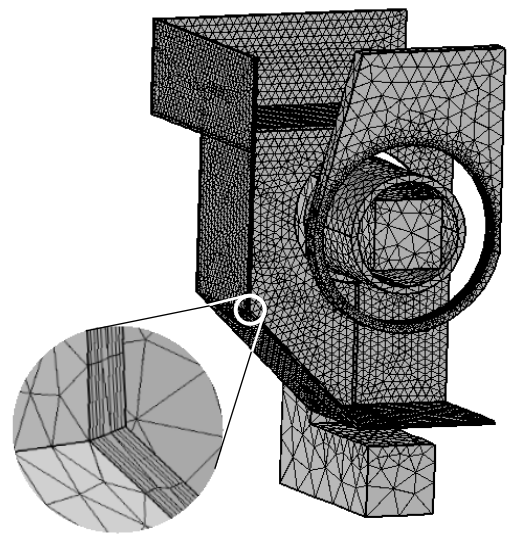


Рис. 3

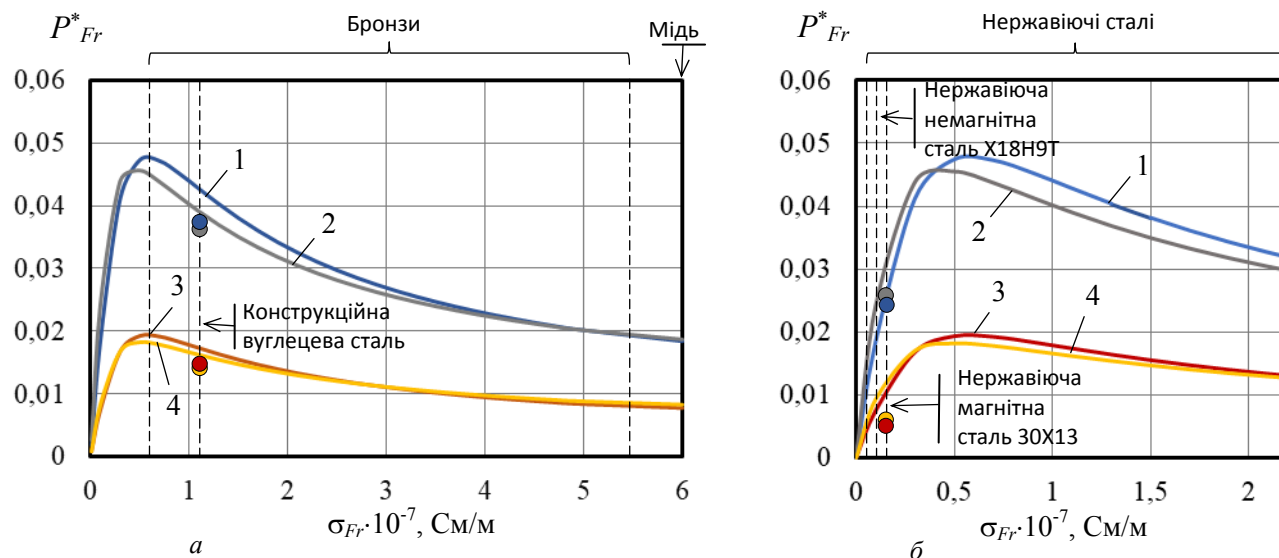


Рис. 4

«розрізів». Ці дані співпадають з тими, що отримані раніше в роботі [5] для моделювання каркасів печі, виготовлених із нержавійної немагнітної сталі. У діапазоні $\sigma_{Fr} = (0,3 \dots 4) \cdot 10^7$ См/м менші втрати забезпечує горизонтальний «розріз», а в разі подальшого збільшення електропровідності втрати в каркасах приблизно однакові для обох варіантів секціонування нижнього каркасу.

На рис. 4 точками відповідного розглянутим варіантам «розрізів» та фазових кутів колюру позначено також результати моделювання печі з каркасами, виготовленими з феромагнітного матеріалу: конструкційної вуглецевої сталі ($\sigma_{Fr} = 1,12 \cdot 10^7$ См/м) і нержавійної магнітної сталі 30X13 ($\sigma_{Fr} = 0,17 \cdot 10^7$ См/м). Очевидно, що за однакової електропровідності електричні втрати в обох феромагнітних каркасах печі менші втрат у каркасах, виготовлених із немагнітного матеріалу.

Висновки. Для зменшення електричних втрат у металевих каркасах двоіндукторних індукційних каналних печей їх варто виготовляти із нержавійної сталі з вертикальними «розрізами» нижнього каркасу (перевагу бажано надавати магнітним нержавійним сталям) або із бронзи з високою питомою електропровідністю за будь-якого секціонування зазначеного каркасу. Бажано, щоб електроживлення такої печі забезпечило фазовий кут між напруженнями на індукторах у 180 ел. град.

Фінансується за кошти держбюджетної теми "Розробити методи та засоби підвищення ефективності та надійності індукційних установок електротермічної обробки металевих розплавів і деталей складної форми" (Елінд-П). Державний реєстраційний номер роботи 0122U000534. КПКВК 6541030.

1. <https://www.otto-junker.com/en/products-technologies/furnaces-plants-for-copper-and-copper-based-alloys/foundry/channel-type-induction-furnaces-for-melting/> (Accessed: 15.05.2023)
2. Kirpo M., Jakovičs A., Nacke B., Baake E., Langejürgen M. LES of Heat and Mass Exchange in Induction Channel Furnaces. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2008. R. 84. No 11. Pp. 154–158.
3. Бояревич В.В., Фрейберг Я.Ж., Шилова Е.И., Щербинин Э.В. Электровихревые течения. Рига: Зинатне, 1985. 315 с.
4. Бондар О.І., Гориславець Ю.М., Жаркін А.Ф. Інтенсифікація тепло-масообміну в індукційних каналних печах. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 3. С. 49–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.03.049>
5. Гориславець Ю.М., Глухенький О.І., Залозний В.І. Моделювання електромагнітних процесів в індукційних каналних печах з урахуванням металевих каркасів. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2023. Вип. 64. С. 64–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.64.064>
6. Comsol Multiphysics, <https://www.comsol.com/> (Accessed: 15.05.2023)
7. ABP Induction Systems GmbH. <https://abpinduction.com/en/> (Accessed: 15.05.2023)
8. <https://www.upcast.com/> (Accessed: 15.05.2023)
9. Fisk M., Ristinmaa M., Hultkrantz A., Lindgren L.-E. Coupled electromagnetic-thermal solution strategy for induction heating of ferromagnetic materials. *Applied Mathematical Modelling*. November 2022. Vol. 111.

- Pp. 818–835. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apm.2022.07.009>
10. Siesing L., Frogner K., Cedell T., Andersson M. Investigation of Thermal Losses in a Soft Magnetic Composite Using Multiphysics Modelling and Coupled Material Properties in an Induction Heating Cell. *Journal of Electromagnetic Analysis and Applications*. September 2016. Vol. 8. No 9. Pp. 182–196. DOI: <https://doi.org/10.4236/jemaa.2016.89018>
 11. <https://www.comsol.ru/release/5.2> (Accessed: 15.05.2023)
 12. Адашкин А.М., Зуев В.М. Материаловедение (металлообработка): учебное пособие. М.: Издательский центр "Академия". 2013. 288 с.
 13. <https://www.comsol.com/blogs/exploiting-symmetry-simplify-magnetic-field-modeling/> (Accessed: 15.05.2023)

INFLUENCE OF ELECTROPHYSICAL PARAMETERS OF MATERIALS ON ELECTRICAL LOSSES IN METAL FRAMES OF INDUCTION CHANNEL FURNACES

Yu.M. Goryslavets, O.I. Glukhenkyi, V.I. Zaloznyi

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

Beresteiskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: ugoris@ied.org.ua

On the basis of mathematical modelling of electromagnetic processes, electrical losses in the metal frames of the two-inductor induction channel furnace in a wide range of specific electrical conductivity of the non-magnetic material of the frames were determined. Research was conducted for two options for sectioning the lower frame of the furnace (vertical and horizontal) and two values of the phase angle between the voltages on the inductors (0 and 180 electrical degrees). For these cases, losses in furnace frames made of ferromagnetic material (construction carbon steel and magnetic stainless steel) were also calculated. Recommendations are presented on the selection of the frame material, the sectioning option and the phase angle between the voltages, which ensure minimal electrical losses. Ref. 13, fig. 4.

Key words: induction channel furnace, metal frames, mathematical modelling, electrical losses.

1. <https://www.otto-junker.com/en/products-technologies/furnaces-plants-for-copper-and-copper-based-alloys/foundry/channel-type-induction-furnaces-for-melting> (Accessed: 15.05.2023)
2. Kirpo M., Jakovičs A., Nacke B., Baake E., Langejürgen M. LES of Heat and Mass Exchange in Induction Channel Furnaces. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2008. R. 84. No 11. Pp. 154–158.
3. Boyarevich V.V., Freyberg Ya.Zh., Shilova E.I., Shcherbinin E.V. Electrovortex flows. Riga: Zinatne, 1985. 315 p. (Rus)
4. Bondar O.I., Goryslavets Yu.M., Zharkin A.F. Intensification of heat and mass exchange in induction channel furnaces. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2022. No 3. Pp. 49–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/technd2022.03.049> (Ukr)
5. Goryslavets Yu.M., Glukhenkyi O.I., Zaloznyi V.I. Modelling of electromagnetic processes in induction channel furnaces taking into account metal frames. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2023. No 64. Pp. 64–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.64.064> (Ukr)
6. Comsol Multiphysics, <https://www.comsol.com/> (Accessed: 15.05.2023)
7. ABP Induction Systems GmbH. <https://abpinduction.com/en/> (Accessed: 15.05.2023)
8. <https://www.upcast.com/> (Accessed: 15.05.2023)
9. Fisk M., Ristinmaa M., Hultkrantz A., Lindgren L.-E. Coupled electromagnetic-thermal solution strategy for induction heating of ferromagnetic materials. *Applied Mathematical Modelling*. November 2022. Vol. 111. Pp. 818–835. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apm.2022.07.009>
10. Siesing L., Frogner K., Cedell T., Andersson M. Investigation of Thermal Losses in a Soft Magnetic Composite Using Multiphysics Modelling and Coupled Material Properties in an Induction Heating Cell. *Journal of Electromagnetic Analysis and Applications*. September 2016. Vol. 8. No 9. Pp. 182–196. DOI: <https://doi.org/10.4236/jemaa.2016.89018>
11. <https://www.comsol.ru/release/5.2> (Accessed: 15.05.2023)
12. Adaskin A.M., Zuev V.M. Materials science (metalworking): textbook. M.: Publishing center Akademiya. 2013. 288 p. (Rus)
13. <https://www.comsol.com/blogs/exploiting-symmetry-simplify-magnetic-field-modeling/> (Accessed: 15.05.2023)

Надійшла: 07.06.2023

Прийнята: 18.09.2023

Submitted: 07.06.2023

Accepted: 18.09.2023

НАПІВПРОВІДНИКОВІ ПЕРЕТВОРЮВАЧІ

УДК 621.314

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.096>

УНІВЕРСАЛЬНИЙ ТРИФАЗНИЙ ПАСИВНИЙ ФІЛЬТР ГАРМОНІК СТРУМУ МЕРЕЖІ

В. М. Губаревич ^{*}, канд. техн. наук, **Ю.В. Маруня** ^{**}, канд. техн. наук, **В.П. Кабан**, канд. техн. наук, **В.Ю. Матвєєв**, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: marunia@ied.org.ua

Проведено аналіз відомих універсальних фільтрів гармонік струму. Запропоновано варіант трифазного пасивного фільтра гармонік струму мережі, завдяки зміні структури якого обмежується значення напруги на навантаженні в режимах роботи, близьких до холостого ходу. Виконано математичне моделювання такої системи, що живить мостовий випрямляч з ємнісним фільтром та активним навантаженням потужністю 5 кВт. Наведено навантажувальні характеристики та залежності коефіцієнта гармонік струму від зміни потужності навантаження розробленого фільтра. Бібл. 2, рис. 3.

Ключові слова: коефіцієнт гармонік струму, THD_i , пасивний фільтр, активний фільтр паралельного типу, гібридний фільтр, децентралізована система електропостачання.

Вступ. Відомо про широке застосування універсальних фільтрів гармонік струму, які підключаються між трифазною мережею та нелінійним навантаженням і поліпшують електромагнітну сумісність такого навантаження з мережею живлення. Процес відбувається завдяки фільтрації гармонічних складових та обмеження їхньої величини, що генеруються нелінійним навантаженням в електричному устаткуванні різноманітного призначення і потрапляють в мережу живлення, у такий спосіб забезпечуючи високу якість напруги на шинах розподільчих пристроїв і якісне електроживлення споживачів. Недоліком такого роду фільтрів є те, що в режимах низьких навантажень (у тому числі холостого ходу) напруга на виході фільтра може перевищувати напругу мережі живлення на значну величину, що обмежує діапазон їхньої роботи. Серед типових аналогів розповсюдженим є універсальний фільтр гармонік, що виробляється фірмою «MIRUS» (Канада), Lineator [1]. Цей фільтр складається з трифазного дроселя, що має по три обмотки, розміщені на кожному стрижні в кожній фазі, і групи конденсаторів, крім того, перша обмотка в кожній фазі приєднана своїм початком до мережі, а кінець її сполучений з кінцем другої обмотки, і в точку сполучення цих обмоток своїм початком включається третя обмотка, кінець якої підключається до конденсатора, який так само з конденсаторами інших фаз з'єднаний в «трикутник» або «зірку», а до вільного початку другої обмотки під'єднується навантаження. Основним недоліком такого фільтра є обмежений діапазон роботи, а також те, що всі обмотки розміщені на загальному магнітопроводі і між ними існує магнітний зв'язок. У результаті такого з'єднання гармоніки, що протікають у резонансній третій обмотці, трансформуються в інші обмотки і далі потрапляють у мережу живлення, чим зменшують ефективність фільтрації.

Крім того, відомим є пасивний фільтр з магнітним шунтом [2], призначений для придушення вищих гармонік струму, що генеруються нелінійним навантаженням, магнітне осердя якого має три стрижні. Кожний стрижень відповідає одній із трьох фаз системи електроживлення, а також має принаймні один магнітний шунт, що проходить через усі стрижні та магнітнозв'язаний в їхній середній частині. Перша та друга частини осердя на кожній із двох



сторін шунта мають для кожної фази фазну обмотку з одним кінцем для з'єднання з першою фазою і другим кінцем, водночас ця фазна обмотка знаходиться на першій частині осердя; для кожної фази друга (резонуюча) обмотка, що має перший кінець, з'єднаний з другим кінцем фазної обмотки, і другий кінець обмотки, з'єднаний з конденсатором. Конденсатор має другий вивід, з'єднаний з другою фазою або з другим конденсатором, що підключений до другої фази, крім того, фазна та резонуюча обмотки зв'язані за допомогою магнітного шунта, а навантаження підключається в кожній фазі в точку з'єднання фазної та резонуючої обмоток. Осердя має один або декілька немагнітних зазорів. Завдяки такому виконанню магнітні потоки, що створюються фазною та резонуючою обмотками, розділені за допомогою магнітного шунта, що значною мірою ослаблює магнітний зв'язок між обмотками, а отже, фільтрація гармонік фільтра з такою конструкцією є кращою, ніж у [1]. Однак, основними недоліками такого фільтра є складність виготовлення осердя фільтра та неможливість зменшення напруги в режимах, близьких до холостого ходу, до заданого рівня. Ці недоліки звужують діапазон роботи фільтра та погіршують його фільтрувальні властивості.

Метою роботи є розробка трифазного пасивного фільтра з наперед заданим значенням напруги на навантаженні в режимах роботи, близьких до холостого ходу.

У роботі пропонується новий трифазний фільтр гармонік струму (рис.1), що має магнітне осердя з одним або декількома немагнітними зазорами, яке включає в себе три стрижні, кожний з яких відповідає одній із трьох фаз системи електроживлення, та два ярма, розміщені на кінцях цих стрижнів, що замикають їхні магнітні потоки. На кожному стрижні магнітного осердя відповідно кожній фазі розміщені фазна ($L1$) та узгоджена резонансна ($L2$) обмотки.

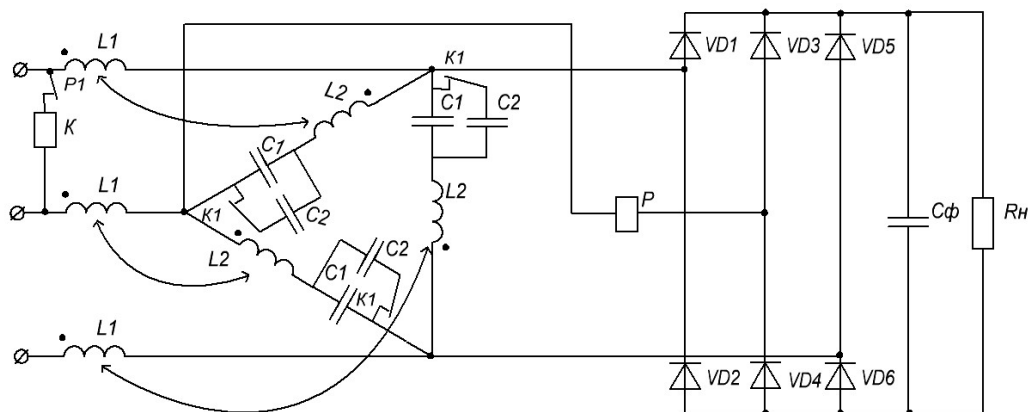


Рис. 1

У такий спосіб досягається новий технічний результат, адже фазна та резонансна обмотки розміщуються як у звичайного трифазного дроселя на одному магнітному осерді без магнітного шунта, що значно спрощує конструкцію фільтра. З метою обмеження напруги в режимах, близьких до холостого ходу, вводиться реле струму (P) і контактор (K). Залежно від величини струму, що протікає через реле, воно включає або виключає контактор, який зі свого боку підключає або відключає конденсатор $C2$, впливаючи таким чином на параметри резонансного контуру. Резонансний контур складається із резонансної обмотки $L2$ та послідовно з нею включеного блоку конденсаторів. Блок конденсаторів складається з конденсатора $C1$ та паралельно підключеного до нього через контакт $K1$ конденсатора $C2$. Конденсатор $C1$ підключено між резонансною обмоткою однієї фази та точкою сполучення фазної та резонансної обмоток іншої фази.

Для дослідження роботи розробленого фільтра було проведено комп'ютерне моделювання схеми, зображеної на рис. 1 в середовищі MicroCap. Параметри елементів схеми обиралися, виходячи з використання трифазної мережі 0.4 кВ, 50 Гц за номінального навантаження в 5 кВт. Навантаженням є трифазний випрямний міст із резистором R_n і згладжуючу-

єю пульсації випрямленої напруги батареєю конденсаторів C_ϕ великої ємності на виході. Параметри розробленого фільтра є такими: $L1= 50$ мГн; $L2= 2.5$ мГн; $C1=C2=4$ мкФ. Було проаналізовано роботу такого фільтра без та з підключенням $C2$ та отримано навантажувальні характеристики для обох випадків (рис. 2), а також залежності зміни коефіцієнту гармонік струму (THD_I) від потужності навантаження P_H (рис. 3).

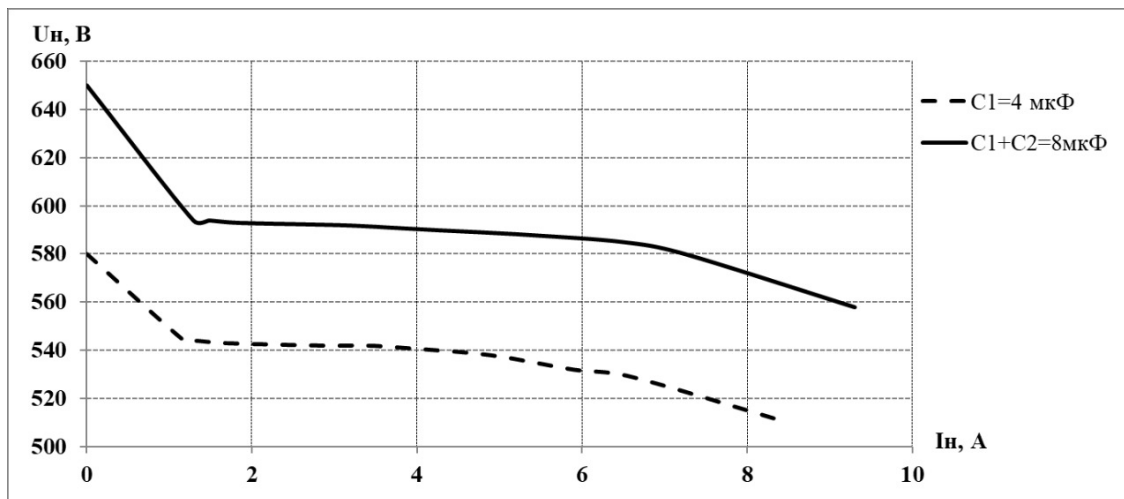


Рис. 2

Рис. 2 ілюструє, що для обмеження рівня напруги в режимах, близьких до холостого ходу, запуск схеми повинен відбуватися за відключеного конденсатора $C2$. У подальшому, у разі досягнення струмом навантаження встановленого значення спрацьовує реле струму P , яке своїм контактом PI подає напругу на контактор K , а останній підключає конденсатор $C2$, і робота фільтра відбувається вже за сумарної ємності обох конденсаторів, що забезпечує необхідну ступінь фільтрації в номінальних режимах роботи, як видно з рис. 3 (неперервна крива). Таким чином, за наявності в навантаженні чутливого обладнання, що не допускає перевищення напруги вище 600 В, забезпечується надійне та якісне його електроживлення. Наступним кроком у дослідженні цього фільтра авторами планується проведення оптимізації його параметрів для використання в гібридній структурі в рамках науково-дослідної роботи.

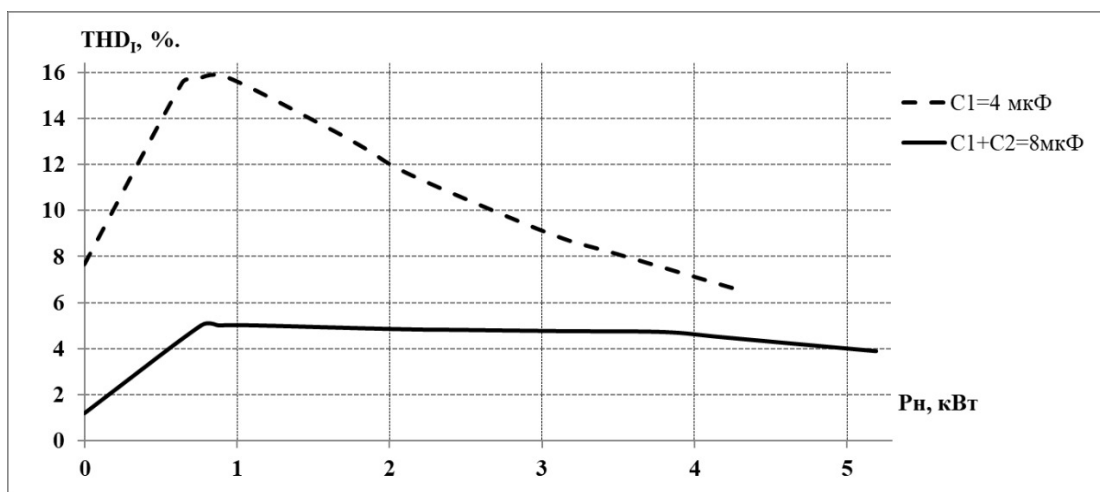


Рис. 3

Висновок. Розроблено трифазний універсальний пасивний фільтр, у якому зміна параметрів резонансного контуру зменшує рівень підвищення напруги на навантаженні в режимах роботи, близьких до холостого ходу, що призводить до зменшення установленої по-

тужності фільтру без погіршення значення рівня коефіцієнта гармонік струму в номінальному режимі роботи навантаження.

Фінансується за держбюджетною темою "Аналіз, синтез та розвиток принципів побудови гібридних фільтрів гармонік струму як універсальних засобів покращення електромагнітної сумісності пристроїв перетворювальної техніки з мережею живлення" (Шифр "Гібрид"), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ 29.06.2021, протокол № 8. Державний реєстраційний номер 0122U001711, КПКВК 6541030.

1. Levin M., Volkov I. Patent Universal Harmonic Mitigating System /Pub. № US 6,127,743// 10.01.2000.
2. Levin M., Hoevenaars A., Volkov I. Patent application publication/Harmonic mitigating device with magnetic shunt / Pub. №US 2006 / 0197385 A1 (USA) // Sep.7.2006.

UNIVERSAL THREE-PHASE PASSIVE MAINS CURRENT HARMONIC FILTER

V.M. Gubarevich, Yu.V. Marunia, V.P. Kaban, V.Yu. Matveev

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

Beresteiskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: marunia@ied.org.ua

An analysis of well-known universal filters of current harmonics was carried out. A variant of the three-phase passive filter of network current harmonics is proposed, due to the change in its structure, the value of the voltage on the load is limited in operating modes close to idling. Mathematical modeling of such a system, which feeds a bridge rectifier with a capacitive filter and an active load with a power of 5 kW, was performed. The load characteristics and the dependence of the current harmonic coefficient on the change in the load power of the developed filter are given. Ref. 2, fig. 3.

Keywords: current harmonic coefficient, THD_I , passive filter, active filter of parallel type, hybrid filter, decentralized power supply system.

Надійшла: 07.06.2023

Прийнята: 18.09.2023

Submitted: 07.06.2023

Accepted: 18.09.2023

РОЗРАХУНОК ПРОЦЕСІВ У ПЕРЕТВОРЮВАЧІ ЗА ТОПОЛОГІЄЮ L_{UO} З ВИКОРИСТАННЯМ МЕТОДА УСЕРЕДНЕННЯ НА ОСНОВІ ТЕОРЕМ ЛАГРАНЖА

Ю.В. Руденко, докт. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: rudenko@ied.org.ua

Досліджено електромагнітні процеси у елементарному перетворювачі постійної напруги за топологією L_{UO} з інвертуючим виходом в режимах безперервної та переривчастої провідності струму. За допомогою метода усереднення в просторі станів на основі теорем Лагранжа розроблено математичні моделі перетворювача для вказаних режимів роботи. Використання розроблених моделей дало змогу отримати аналітичні вирази для розрахунку середніх та пульсаційних значень струмів та напруг у реактивних елементах перетворювача, а також коефіцієнтів їхніх пульсацій. Розраховано графічні залежності вказаних параметрів у всьому діапазоні комутації перетворювача з урахуванням режимів провідності. Показано, що в порівнянні із традиційною топологією понижувально-підвищувального перетворювача вихідний фільтр у елементарному перетворювачі L_{UO} з інвертуючим виходом суттєво зменшує коефіцієнт пульсацій вихідної напруги. Визначено, що величина зменшення пульсацій напруги пропорційна добутку величин індуктивності та ємності фільтра, а також квадрату частоти комутації та не залежить від режиму провідності перетворювача. Бібл. 13, рис. 5, таблиця.

Ключові слова: перетворювачі постійної напруги, перетворювач L_{UO}, метод усереднення в просторі станів, теореми Лагранжа.

Технологія перетворення постійної напруги в постійну розвивається достатньо швидкими темпами, в наслідок чого перетворювачі постійної напруги широко використовуються в промислових застосуваннях, таких як системи енергонакопичення та відновлюваної електроенергетики, електротехнологічні системи та інш. Сьогодні всі сучасні пристрої силової електроніки потребують високоякісних, надійних та ефективних джерел живлення.

Серед багатьох електротехнічних об'єктів, систем енергозбереження та енергонакопичення застосування перетворювачів постійної напруги часто вимагає наявності негативного виходу у перетворювальному пристрої [1-3]. Традиційний понижувально-підвищувальний перетворювач, наприклад, може забезпечити інверсний вихід і досягти високого коефіцієнта передачі шляхом зміни робочого циклу комутації. Однак пульсація вихідної напруги такого перетворювача є високою та залежить від струму навантаження пристрою [4]. Чим більше струм навантаження, тим більші пульсації вихідної напруги. Вирішити вищезазначену проблему може найпростіший перетворювач L_{UO} з негативним виходом, топологія якого формується шляхом додавання вихідного LC-фільтра до понижувально-підвищувального перетворювача [5].

У технічній літературі дослідженню процесів у перетворювачах за схемою L_{UO} присвячено багато уваги [5-8]. Однак, отримані в них аналітичні співвідношення для розрахунків стаціонарних процесів у таких перетворювачах присвячені дослідженню режимів безперервної провідності. Проте, в багатьох випадках вважається доцільнішим працювати з перетворювачем у режимі переривчастої провідності силового накопичувального дроселя, щоб уникнути проблеми зворотного відновлення діода при комутації [4, 9]. Значно спростити розрахунок параметрів перетворювача L_{UO} та удосконалити аналіз його властивостей в режимі переривчастої провідності дає змогу метод усереднення в просторі станів на основі теорем Лагранжа [10-12]. Тому завданням даної роботи є розробка аналітичних співвідношень, направлених на зменшення трудомісткості розрахунків характеристик перетворювача L_{UO} з інвертованою вихідною напругою в режимах безперервної та переривчастої провідності із застосуванням метода усереднення на основі теорем Лагранжа.

Структурна схема перетворювача L_{UO} з інвертованою вихідною напругою показана на рис. 1. Схема містить у собі силові перемикаючі елементи *V_{T1}*, *V_{D1}*, накопичувальний дросель.

сель $L1$, конденсатор $C1$ та елементи вихідного фільтра з конденсатором $C2$ та дроселем $L2$. Припустимо, що комутація перемикаючих елементів відбувається миттєво, їхні опори у відкритому стані, а також активні опори обмоток дроселів дорівнюють нулю.

Розглянемо застосування метода усереднення на основі теорем Лагранжа [10-12] для розрахунку перетворювача Luo для двох режимів провідності відносно струму силового дроселя $L1$: режим безперервного струму CCM (CCM – continuous conduction mode), та режим переривчастого струму DCM (DCM – discontinuous conduction mode). Еквівалентні схеми заміщення перетворювача зображено на рис. 2. У режимі CCM перетворювач працює на двох інтервалах комутації: на інтервалі накопичення енергії силовим накопичувальним дроселем $L1$ з тривалістю T_n (рис. 2 а), на інтервалі віддачі енергії із дроселя $L1$ у навантаження (рис. 2 б) з тривалістю T_6 . У режимі DCM крім вказаних інтервалів додається інтервал відсікання енергії (рис. 2 в) з тривалістю T_{6c} , коли струм дроселя $L1$ дорівнює нулю.

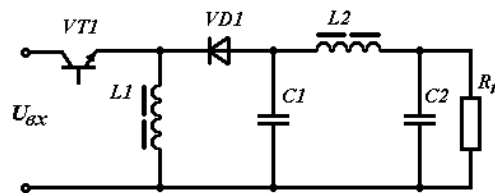


Рис. 1

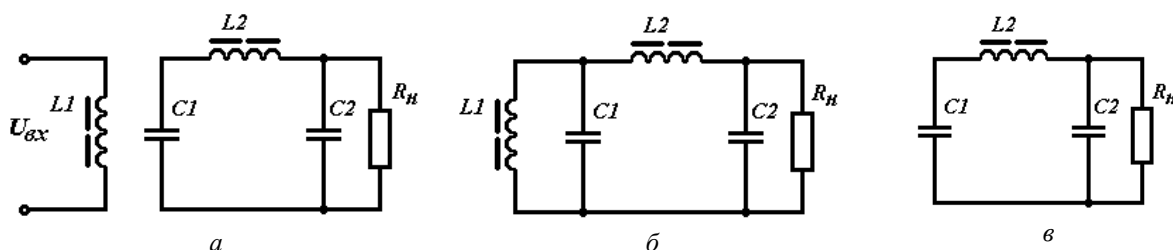


Рис. 2

Водночас зауважимо, що в усталеному процесі в обох режимах середній струм конденсаторів $C1$ та $C2$ дорівнює нулю. Таким чином, середній струм I_{VD} діода $VD1$ дорівнює середньому струму I_{L2} дроселя $L2$ та середньому струму навантаження I_n : $I_{VD} = I_{L2} = I_n$. В усталеному режимі середня напруга U_{L2} на дроселі $L2$ також дорівнює нулю, тому середні напруги на конденсаторах $C1$, $C2$ мають однакові значення: $U_{C1} = U_{C2} = U_n$. Це дає змогу нехтувати миттєвими значеннями струмів та напруг у елементах $L2$, $C2$ для визначення коефіцієнта передачі перетворювача за напругою та процесів у накопичувальному дроселі $L1$. Часові діаграми усталеного процесу в перетворювачі в режимах CCM та DCM показано на рис. 3 а та б відповідно.

Режим CCM. Запишемо диференціальні рівняння на інтервалах накопичення та віддачі енергії дроселем $L1$ в режимі CCM відносно процесів у елементах $C1$, $L1$:

$$L1 \frac{di_{L1}}{dt} = U_{ox}, \quad L1 \frac{di_{L1}}{dt} + u_{C1} = 0. \quad (1)$$

Застосовуючи метод усереднення на основі теорем Лагранжа до виразів (1), отримаємо наступну систему рівнянь відносно приросту струму дроселя ΔI_{L1} на періоді комутації T та середньої напруги U_{C1} на конденсаторі $C1$:

$$L1 \frac{\Delta I_{L1}}{T_n} = U_{ox}, \quad L1 \frac{\Delta I_{L1}}{T - T_n} = U_{C1}, \quad (2)$$

або в базисі відносних змінних:

$$\rho \Delta I_{L1}^* / K_3 = U_d^*, \quad \rho \Delta I_{L1}^* / (1 - K_3) = 1, \quad (3)$$

де ΔI_{L1} – приріст струму дроселя $L1$ на інтервалах комутації; $\rho = L1 / (R_n T)$ – нормоване значення індуктивності дроселя $L1$; $K_3 = T_n / T$ – відносна тривалість інтервалу накопичення енергії дроселем $L1$ (робочий цикл комутації, або коефіцієнт заповнення імпульсів керування транзистором $VT1$); T_n – абсолютна тривалість інтервалу накопичення (інтервал відкритого стану транзистора $VT1$); $\Delta I_{L1}^* = \Delta I_{L1} / I_{ncp}$ – відносний приріст струму дроселя $L1$, $U_d^* = U_{ox} / U_n$.

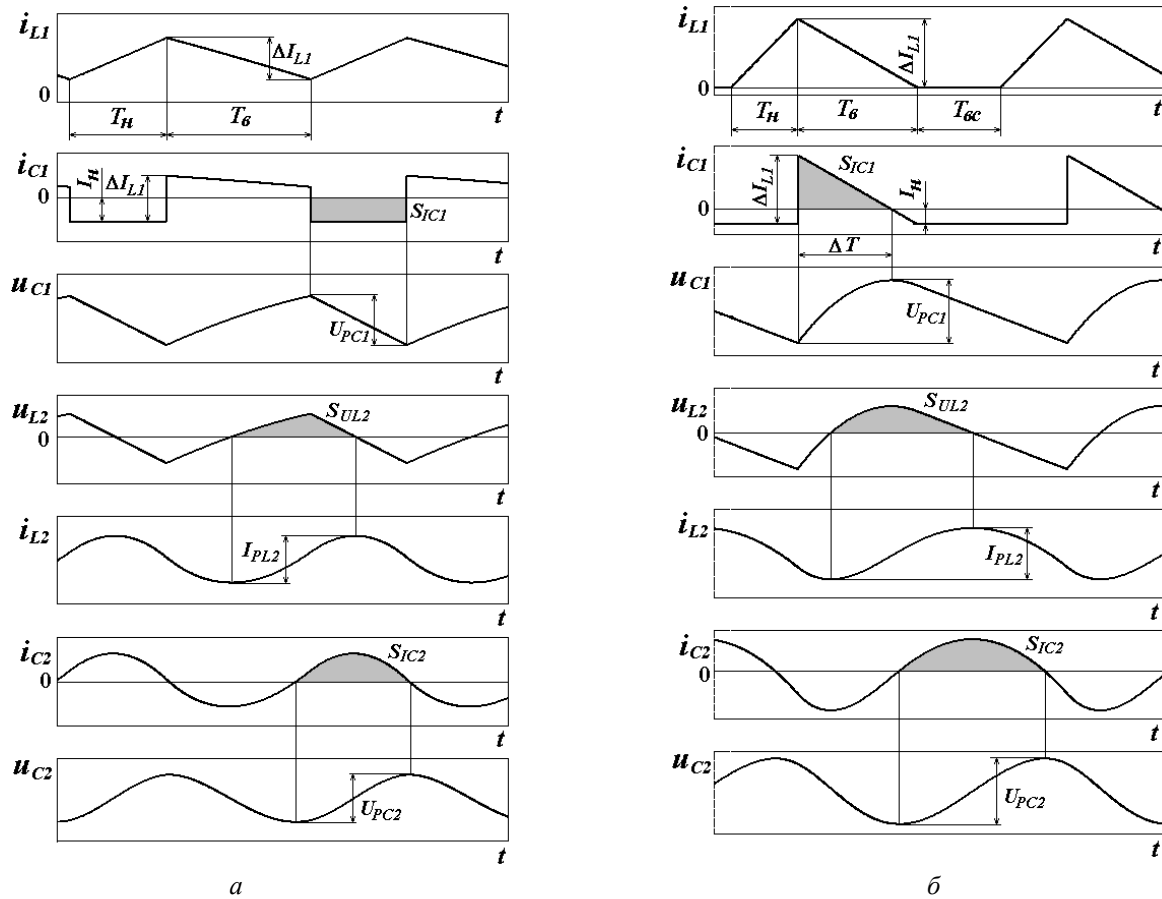


Рис. 3

Розв'язуючи систему (3), запишемо значення для коефіцієнта передачі та відносного приросту струму дроселя $L1$ відповідно:

$$U_n/U_{ex} = K_3/(1-K_3), \quad \Delta I_{L1}/I_n = (1-K_3)/\rho.$$

Визначимо співвідношення для розрахунку середніх значень струмів та напруг на реактивних елементах перетворювача та їхніх пульсаційних значень в режимі CCM.

Із наведених вище співвідношень випливає, що пульсація струму дроселя $L1$ відповідає значенню:

$$I_{PL1} = \Delta I_{L1} = K_3 T U_{ex} / L1.$$

Для визначення середнього струму I_{L1} дроселя $L1$ в режимі CCM помітимо, що коли транзистор $VT1$ увімкнено (еквівалентна схема показана на рис. 2 а), вхідний струм дорівнює струму цього дроселя $i_{ex} = i_{L1}$. Дросель $L1$ накопичує енергію від джерела U_{ex} , а струм i_{L1} лінійно зростає з нахилом $U_{ex}/L1$. Тим часом діод $VD1$ є закритим, оскільки він має зворотне зміщення. Дросель $L2$ підтримує постійний вихідний струм I_n і передає енергію від конденсатора $C1$ до навантаження R_n , тобто на етапі накопичення струм конденсатора i_{C1n} дорівнює $i_{C1n} = i_{L2}$. Коли транзистор $VT1$ вимкнено на інтервалі віддачі енергії еквівалентна схема показана на рис. 2 б. У цьому випадку вхідний струм дорівнює нулю. Струм i_{L1} протікає через відкритий діод $VD1$, заряджає конденсатор $C1$ струмом $i_{C1\delta}$ та збільшує струм i_{L2} . Водночас дросель $L1$ передає свою накопичену енергію конденсатору $C1$ і навантаженню R_n через індуктивність $L2$, тобто $i_{L1} = i_{C1\delta} + i_{L2}$. Таким чином, струм i_{L1} зменшується. Для подальшого аналізу необхідно розглянути закономірності заряду-розряду конденсатора $C1$. Протягом етапу закритого транзистора $VT1$ (інтервалу віддачі енергії) заряд конденсатора Q_{C1} збільшується на величину:

$$Q_{C1\delta} = (1-K_3) T I_{C1\delta}, \quad (4)$$

де $I_{C1\delta}$ – середній струм конденсатора $C1$ на інтервалі віддачі енергії.

Протягом етапу відкритого транзистора (інтервалу накопичення) заряд конденсатора Q_{C1} зменшується на величину:

$$Q_{C1p} = K_3 T I_{C1n}, \quad (5)$$

де I_{C1n} – середній струм конденсатора $C1$ на інтервалі накопичення енергії.

Дані співвідношення впливають з розрахунку ампер-секундної площі фігур, що обмежуються функціями струму i_{C1} на інтервалах роботи перетворювача (рис. 3 а) та відповідають закономірності заряду-розряду конденсатора на даних інтервалах в усталеному режимі:

$$\Delta Q = \int_{\Delta T} i_C dt.$$

За весь період усталеного процесу сумарний заряд конденсатора $C1$ є незмінним, отже,

$$Q_{C1z} = Q_{C1p}. \quad (6)$$

Підставляючи значення (4), (5) у рівняння (6), отримаємо

$$I_{C1z} = \frac{K_3}{1 - K_3} I_{C1n}. \quad (7)$$

Враховуючи, що для середніх значень струму виконується наступне співвідношення

$$I_{L2} = I_n = I_{C1n}, \quad (8)$$

запишемо таке рівняння:

$$I_{C1z} = \frac{K_3}{1 - K_3} I_n. \quad (9)$$

Середній струм дроселя $L1$ в режимі ССМ на інтервалі закритого транзистора I_{L1z} дорівнює середньому струму цього дроселя на інтервалі відкритого транзистора і в усталеному режимі дорівнює середньому струму на всьому періоді I_{L1} . Виходячи зі схеми заміщення перетворювача (рис. 2 б), маємо:

$$I_{L1z} = I_{C1z} + I_n.$$

Тому отримаємо величину середнього струму дроселя $L1$ в режимі ССМ:

$$I_{L1} = \frac{1}{1 - K_3} I_n. \quad (10)$$

У такому разі коефіцієнт пульсацій струму дроселя $L1$ дорівнює:

$$K_{PL1} = \frac{I_{PL1}}{I_{L1}} = \frac{(1 - K_3)^2}{\rho}$$

Формулу для розрахунку пульсації напруги на конденсаторі $C1$ також визначимо виходячи із закономірності процесів його заряду-розряду. Як було зазначено вище, під час інтервалу відкритого транзистора $VT1$ заряд конденсатора $C1$ зменшується на величину Q_{C1p} . Отже, згідно з (5) та використовуючи (8), запишемо у відповідності до властивостей заряду-розряду конденсатора наступний вираз для визначення пульсації напруги на конденсаторі $C1$ в режимі ССМ:

$$U_{PC1} = \frac{Q_{C1p}}{C1} = \frac{I_n K_3 T}{C1}. \quad (11)$$

Треба зауважити, що величина заряду Q_{C1p} відповідає площі фігури S_{IC1} , обмеженої функцією струму i_{C1} на інтервалі накопичення енергії (рис. 3 а). Використовуючи вираз (11) та співвідношення для вихідної напруги перетворювача $U_n = I_n R_n$, запишемо формулу для коефіцієнта пульсації напруги на конденсаторі $C1$:

$$K_{PC1} = \frac{U_{PC1}}{U_{C1}} = \frac{K_3 T}{R_n C1}. \quad (12)$$

Співвідношення для пульсацій струму i_{L2} дроселя $L2$ та напруги u_{C2} на конденсаторі $C2$ знайдемо, використовуючи розрахунок вольт-секундної та ампер-секундної площ, що обмежуються функціями напруги на дроселі u_{L2} та струму через конденсатор i_{C2} відповідно. Ці площі визначаються шляхом інтегрування згаданих функцій на інтервалі однакових за зна-

ком значень протягом півперіоду комутації (рис. 3 а). Пульсації функцій i_{L2} , u_{C2} , таким чином, визначаються наступними формулами:

$$I_{PL2} = \frac{1}{L2} \int_{T/2} u_{L2} dt, \quad U_{PC2} = \frac{1}{C2} \int_{T/2} i_{C2} dt. \quad (13)$$

З огляду на те, що функції u_{L2} та i_{C2} мають форму, близьку до параболічної з малими амплітудами, для спрощення розрахунків їхніх площі, замінимо ці функції функціями трикутної форми з амплітудами U_{PL2} та I_{PC2} відповідно. Треба зазначити, що в усталеному режимі величина пульсації напруги u_{L2} визначається пульсацією напруги u_{C1} , тобто $U_{PL2} = U_{PC1}$, якщо знехтувати наявністю достатньо малої пульсації напруги на конденсаторі $C2$. Те ж саме співвідношення можна записати для пульсацій струмів i_{C2} , i_{L2} з урахуванням ідеальності елементів $L2$, $C2$: $I_{PC2} = I_{PL2}$.

Таким чином, площа S_{UL2} , що обмежена функцією u_{L2} з максимальним значенням $U_{PL2} = U_{PC1}$ (заштрихована ділянка S_{UL2} на рис. 3 а), визначається наступним чином:

$$S_{UL2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{T}{2} \cdot \frac{U_{PL2}}{2} = \frac{U_{PC1} T}{8}. \quad (14)$$

У такому разі, запишемо з урахуванням (11, 14) остаточну формулу для пульсацій струму дроселя $L2$:

$$I_{PL2} = \frac{S_{UL2}}{L2} = \frac{K_3 T^2 U_n}{8 R_n C1 L2}. \quad (15)$$

Коефіцієнт пульсацій струму дроселя $L2$ дорівнює наступному співвідношенню з урахуванням, що $I_{L2} = I_n$:

$$K_{PL2} = \frac{I_{PL2}}{I_{L2}} = \frac{K_3 T^2}{8 C1 L2}. \quad (16)$$

Площа S_{IC2} , що обмежена функцією i_{C2} з максимальним значенням $I_{PC2} = I_{PL2}$ (заштрихована ділянка S_{IC2} на рис. 3 б), відповідає наступному співвідношенню:

$$S_{IC2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{T}{2} \cdot \frac{I_{PC2}}{2} = \frac{I_{PL2} T}{8}. \quad (17)$$

З урахуванням (15, 17) запишемо вираз для пульсації напруги на конденсаторі $C2$:

$$U_{PC2} = \frac{S_{IC2}}{C2} = \frac{K_3 T^3 U_n}{64 R_n C1 C2 L2}. \quad (18)$$

У такому разі формула для коефіцієнта пульсацій напруги на конденсаторі $C2$ має вигляд:

$$K_{PC2} = \frac{U_{PC2}}{U_n} = \frac{K_3 T^3}{64 R_n C1 C2 L2}. \quad (19)$$

Розглянемо співвідношення між коефіцієнтами пульсацій напруги на конденсаторах $C1$ та $C2$, враховуючи формули (12) та (19):

$$\frac{K_{PC1}}{K_{PC2}} = 64 L2 C2 f^2,$$

де f – частота комутації перетворювача.

Отримане співвідношення характеризує кількісний показник зменшення пульсації вихідної напруги перетворювача за допомогою контуру $L2$, $C2$ у порівнянні із традиційною схемою понижувально-підвищувального перетворювача без даного кола.

Режим DCM.

У режимі DCM з огляду на зауваження, наведені вище, в основу аналізу також візьмемо диференціальні рівняння на інтервалах накопичення та віддачі енергії дроселем $L1$ лише відносно процесів у елементах $C1$, $L1$, тобто систему рівнянь (1). У цьому режимі, як було вже вказано, до двох названих інтервалів роботи перетворювача додається третій інтервал

(рис. 2 в) – так званий інтервал відсікання енергії, коли струм індуктивності LI дорівнює нулю за певного співвідношення нормованого значення індуктивності $\rho = LI/(R_n T)$. У такому разі струм навантаження на інтервалі відсікання енергії визначається середнім струмом діода на всьому періоді, що відображається рівнянням:

$$I_n = \Delta I_{L1} \frac{T_g}{2T}, \quad (20)$$

де T_g – тривалість інтервалу віддачі дроселем LI енергії у навантаження.

Таким чином, після застосування метода усереднення на основі теорем Лагранжа до системи (1) отримаємо рівняння відносно усереднених змінних для перетворювача Luo в режимі DCM:

$$L1 \frac{\Delta I_{L1}}{T_n} = U_{ex}, \quad L1 \frac{\Delta I_{L1}}{T_g} = U_{C1}, \quad I_n = \Delta I_{L1} \frac{T_g}{2T}. \quad (21)$$

Розв'язком отриманої системи з усередненими змінними (21) є наступні характеристики перетворювача:

$$\Delta I_{L1} = \frac{T_n U_{ex}}{L1}, \quad U_{C1} = \frac{K_3}{\sqrt{2\rho}} \cdot U_{ex}, \quad T_g = T \sqrt{2\rho}. \quad (22)$$

Із співвідношень (22) випливає, що коефіцієнт передачі за напругою перетворювача у режимі DCM відповідає значенню:

$$U_n/U_{ex} = \frac{K_3}{\sqrt{2\rho}}.$$

Пульсація струму дроселя у режимі DCM співпадає з її величиною в режимі CCM:

$$I_{PL1} = \frac{K_3 T U_{ex}}{L1}.$$

Середнє значення струму дроселя LI визначається, згідно з рис. 3 б наступним виразом:

$$I_{L1} = \frac{T_n + T_g}{2T} \cdot \Delta I_{L1} = \frac{K_3 T (K_3 + \sqrt{2\rho}) U_{ex}}{2L1}.$$

У такому разі коефіцієнт пульсації струму дроселя LI дорівнює величині:

$$K_{PL1} = \frac{I_{PL1}}{I_{L1}} = \frac{2}{K_3 + \sqrt{2\rho}}. \quad (23)$$

Пульсацію напруги на конденсаторі CI визначимо відповідно зі змінням заряду на інтервалі позитивних значень струму i_{C1} через нього (рис. 3 б):

$$U_{PC1} = \frac{1}{C1} \int_{\Delta T} i_{C1} dt = \frac{S_{IC1}}{C1},$$

де S_{IC1} – площа фігури, що обмежена функцією i_{C1} на інтервалі позитивних значень.

Величина площі фігури S_{IC1} відповідає такій формулі:

$$S_{IC1} = \frac{1}{2} \frac{(\Delta I_{L1} - I_n)^2}{\Delta I_{L1}} T_g. \quad (24)$$

Підставляючи у формулу (24) значення ΔI_{L1} та T_g з виразів (23), отримаємо величину пульсації напруги на конденсаторі CI у режимі DCM:

$$U_{PC1} = \frac{U_{ex} T^2 K_3}{2L1C1} \left(1 - \sqrt{\frac{\rho}{2}} \right)^2 \sqrt{2\rho}. \quad (25)$$

З огляду на те, що згідно з (22) $U_{ex} = U_{C1} \sqrt{2\rho}/K_3$, запишемо величину коефіцієнта пульсації напруги на конденсаторі CI у режимі DCM:

$$K_{PC1} = \frac{T^2 \rho}{L1C1} \cdot \left(1 - \sqrt{\frac{\rho}{2}} \right)^2. \quad (26)$$

З аналогічними припущеннями, використаними для досліджень параметрів процесів у елементах $L2$, $C2$ перетворювача в режимі ССМ, знайдемо вирази для середніх значень струмів і напруг та їхніх пульсацій у даних елементах перетворювача в режимі DCM.

Використовуючи вирази (14) та (25), величину пульсації струму у дроселі $L2$ в режимі DCM визначимо наступним чином:

$$I_{PL2} = \frac{S_{UL2}}{L2} = \frac{U_{\text{ex}} T^3 K_3}{16L1L2C1} \left(1 - \sqrt{\frac{\rho}{2}}\right)^2 \sqrt{2\rho}. \quad (27)$$

Коефіцієнт пульсацій струму дроселя $L2$ запишемо за допомогою виразу:

$$K_{PL2} = \frac{I_{PL2}}{I_{L2}} = \frac{T^2}{8C1L2} \left(1 - \sqrt{\frac{\rho}{2}}\right)^2. \quad (28)$$

З використанням виразів (17), (27) визначимо пульсацію напруги на конденсаторі $C2$ в режимі DCM:

$$U_{PC2} = \frac{S_{IC2}}{C2} = \frac{U_{\text{ex}} T^4 K_3}{128L1L2C1C2} \left(1 - \sqrt{\frac{\rho}{2}}\right)^2 \sqrt{2\rho}. \quad (29)$$

Коефіцієнт пульсацій напруги на конденсаторі $C2$ відповідає наступному співвідношенню:

$$K_{PC2} = \frac{I_{PC2}}{U_{C2}} = \frac{T^4 \rho}{64L1L2C1C2} \left(1 - \sqrt{\frac{\rho}{2}}\right)^2. \quad (30)$$

Визначимо кількісний показник зменшення пульсацій вихідної напруги перетворювача за допомогою кола $L2$, $C2$ для режиму DCM, використовуючи формули (26) і (30):

$$\frac{K_{PC1}}{K_{PC2}} = 64L2C2f^2.$$

Очевидно, що даний показник в режимі DCM роботи перетворювача співпадає з таким показником для режиму ССМ. Отриманий результат свідчить, що зменшення рівня пульсацій вихідної напруги перетворювача за допомогою контуру $L2$, $C2$ визначається лише параметрами елементів $L2$, $C2$ та частотою комутації і не залежить від режиму провідності перетворювача.

У таблиці наведено співвідношення в узагальненому вигляді відносно незалежних параметрів для визначення середніх значень струмів та напруг у реактивних елементах елементарного перетворювача L_{uo} з інвертованою вихідною напругою, їхніх пульсаційних значень та коефіцієнта пульсацій у режимах ССМ та DCM. Отримані співвідношення дають змогу розрахувати дані параметри та дослідити характеристики процесів у перетворювачі в режимах ССМ та DCM.

За допомогою отриманих співвідношень розраховано графічні залежності величин пульсацій напруги на конденсаторах $C1$, $C2$, струму у дроселі $L2$ (рис. 4), а також залежності коефіцієнта пульсацій напруги на конденсаторах $C1$, $C2$ та струму в дроселях $L1$, $L2$ (рис. 5). Для розрахунків використано наступні параметри перетворювача: $U_{\text{ex}} = 300$ В, $T = 50$ мкс, $L1 = L2 = 100$ мкГн, $C1 = C2 = 5$ мкФ, $R_{\text{н}} = 40$ Ом.

Графіки розраховано залежно від коефіцієнта заповнення K_3 з урахуванням режимів DCM та ССМ для декількох значень ρ нормованої індуктивності дроселя $L1$.

Графік величини пульсації струму дроселя $L1$ не показано з огляду на те, що він не залежить від режиму провідності перетворювача та являє собою тривіальну лінійну залежність – пульсація збільшується у разі збільшення коефіцієнта заповнення.

Змінення вказаних розрахованих величин на рисунках у режимах DCM відображено суцільними графіками до граничних точок, після яких у випадку збільшення коефіцієнта заповнення починається режим ССМ. Режим ССМ відображено пунктирними графіками.

Параметр процесу	CCM	DCM
I_{L1}	$\frac{K_3 U_{\text{ex}}}{(1-K_3)^2 R_H}$	$\frac{K_3 T (K_3 + \sqrt{2\rho}) U_{\text{ex}}}{2L1}$
I_{PL1}	$\frac{K_3 T U_{\text{ex}}}{L1}$	$\frac{K_3 T U_{\text{ex}}}{L1}$
K_{PL1}	$\frac{(1-K_3)^2}{\rho}$	$\frac{2}{K_3 + \sqrt{2\rho}}$
U_{C1}	$\frac{K_3}{(1-K_3)} U_{\text{ex}}$	$\frac{K_3}{\sqrt{2\rho}} \cdot U_{\text{ex}}$
U_{PC1}	$\frac{K_3^2 T U_{\text{ex}}}{(1-K_3) R_H C1}$	$\frac{U_{\text{ex}} T^2 K_3 \left(1 - \sqrt{\frac{\rho}{2}}\right)^2 \sqrt{2\rho}}{2L1C1}$
K_{PC1}	$\frac{K_3 T}{R_H C1}$	$\frac{T}{R_H C1} \cdot \left(1 - \sqrt{\frac{\rho}{2}}\right)^2$
I_{L2}	$\frac{K_3 U_{\text{ex}}}{(1-K_3) R_H}$	$\frac{K_3 U_{\text{ex}}}{\sqrt{2\rho} R_H}$
I_{PL2}	$\frac{K_3^2 T^2 U_{\text{ex}}}{8(1-K_3) R_H C1 L2}$	$\frac{U_{\text{ex}} T^3 K_3 \left(1 - \sqrt{\frac{\rho}{2}}\right)^2 \sqrt{2\rho}}{16L1L2C1}$
K_{PL2}	$\frac{K_3 T^2}{8C1L2}$	$\frac{T^2}{8C1L2} \left(1 - \sqrt{\frac{\rho}{2}}\right)^2$
U_{C2}	$\frac{K_3}{(1-K_3)} U_{\text{ex}}$	$\frac{K_3}{\sqrt{2\rho}} \cdot U_{\text{ex}}$
U_{PC2}	$\frac{K_3^2 T^3 U_{\text{ex}}}{64(1-K_3) R_H C1 C2 L2}$	$\frac{U_{\text{ex}} T^4 K_3 \left(1 - \sqrt{\frac{\rho}{2}}\right)^2 \sqrt{2\rho}}{128L1L2C1C2}$
K_{PC2}	$\frac{K_3 T^3}{64R_H C1 C2 L2}$	$\frac{T^4 \rho}{64L1L2C1C2} \left(1 - \sqrt{\frac{\rho}{2}}\right)^2$

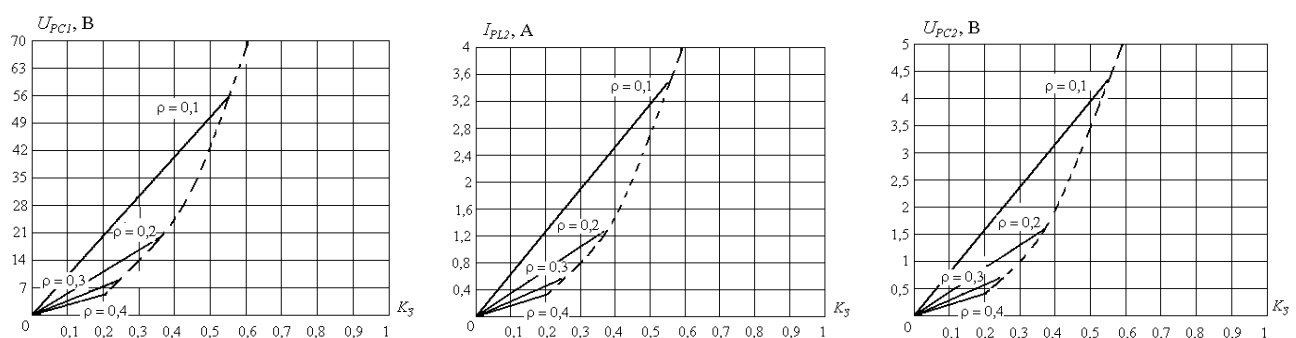


Рис. 4

Розрахунки показали, що в режимі DCM підвищення величин пульсацій напруг на конденсаторах $C1$, $C2$ та струму в дроселі $L2$ відбувається лінійно у разі збільшення коефіцієнта заповнення, а рівень підвищення залежить від нормованої індуктивності дроселя $L1$. Чим нижче значення нормованої індуктивності дроселя, тим більше значення пульсації. У режимі CCM це підвищення відбувається за параболічним законом незалежно від величини даної нормованої індуктивності (рис. 4).

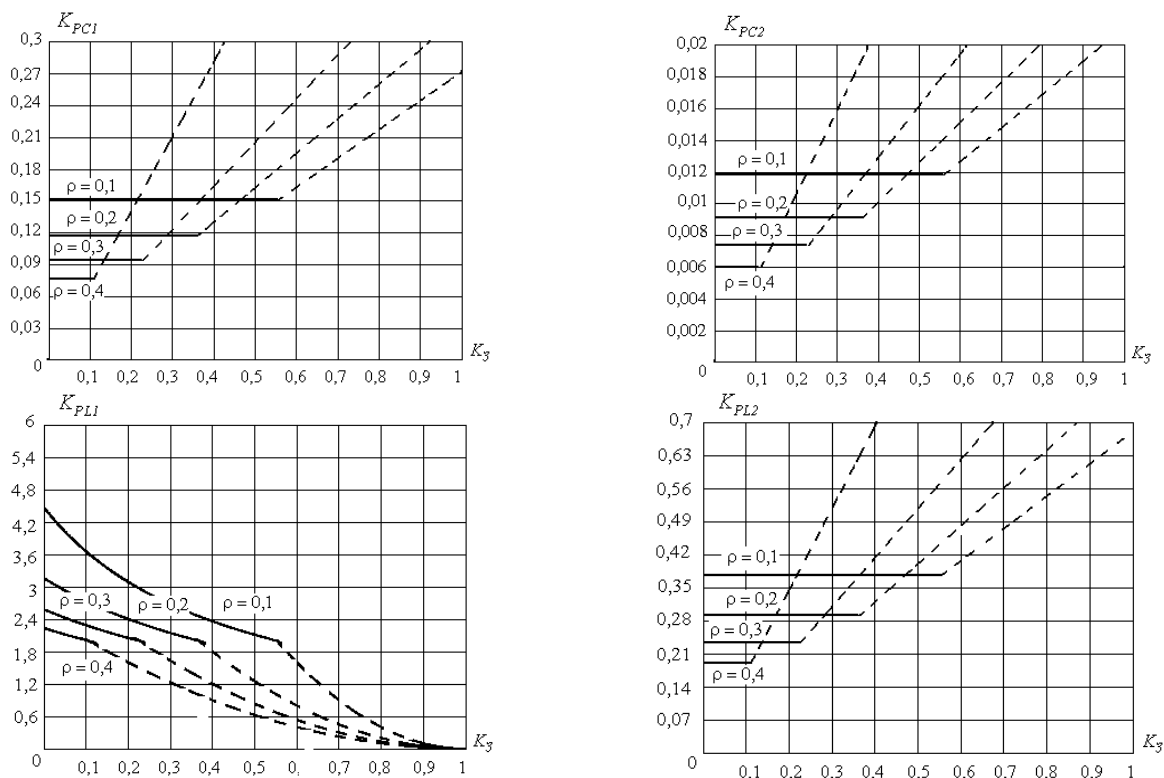


Рис. 5

Стосовно розрахованих коефіцієнтів пульсацій, за винятком величини K_{PL1} , слідує, що на ділянці DCM їхня величина є незмінною і залежить тільки від нормованої індуктивності накопичувального дроселя (рис. 5). У випадку подальшого збільшення коефіцієнта K_z вище граничного значення, перетворювач працює в режимі безперервної провідності, коефіцієнт пульсацій за напругою підвищується лінійно. Значення величини пульсації K_{PL1} зменшуються з підвищенням коефіцієнта заповнення за параболічними законами різного характеру. При збільшенні нормованої індуктивності дроселя $L1$ ділянка DCM на всіх рисунках зменшується. Розрахунки показали, що за вказаних параметрів перетворювача коефіцієнт пульсацій K_{PC2} є в 12,8 раза менший за величину коефіцієнта пульсацій K_{PC1} .

Отримані в результаті досліджень аналітичні співвідношення та результати розрахунків підтверджені за допомогою моделювання процесів у пакеті PSim. Розбіжність отриманих теоретичних результатів з результатами моделювання склала до 1-3 % за винятком величин пульсацій струму дроселя $L2$ та напруги на конденсаторі $C2$, де вона складає величину 10-15 %. Вказана розбіжність пов'язана з прийнятими припущеннями, але дозволяє застосовувати отримані аналітичні співвідношення для розрахунку елементів перетворювача та аналізувати його властивості.

Висновки. У результаті проведених досліджень розроблено аналітичні співвідношення для розрахунку основних параметрів елементарного перетворювача Luo з інвертованою вихідною напругою. Ці дослідження проілюстрували підхід до розрахунку пульсацій напруги на конденсаторах та струму у дроселях перетворювачів постійної напруги. Підхід базується на використанні в розрахунках значень ампер-секундних інтегралів функцій струму конденсаторів та вольт-секундних інтегралів функцій напруги на дроселях в усталеному режимі. Такий підхід дозволяє адекватно визначати параметри пульсацій на вказаних елементах, застосовуючи математичну модель перетворювача з усередненими за допомогою теорем Лагранжа змінними. Отримані співвідношення сприяють спрощенню розрахунків перетворювача та дають змогу реалізувати його необхідні вихідні параметри при заданих обмеженнях на величини пульсацій на реактивних елементах. Показано, що у порівнянні із традиційною топологією понижувально-підвищувального перетворювача вихідний фільтр у елементарному перетворювачі Luo з інвертованою вихідною напругою суттєво зменшує коефіцієнт pulsa-

цій вихідної напруги. Величина зменшення пульсацій напруги пропорційна добутку величин індуктивності та ємності фільтра, а також квадрату частоти комутації. Доведено, що ця величина не залежить від режиму провідності перетворювача.

Отримані результати досліджень дають можливість також розрахувати максимальні та середні значення струмів та напруг на перемикаючих елементах перетворювача, що сприятиме обґрунтованому їхньому застосуванню для побудови пристрою.

Дослідження показали, що використання методу усереднення в просторі станів з використанням теорем Лагранжа дозволяє отримати прості аналітичні співвідношення для розрахунку перетворювача з множинною кількістю станів (з кількістю інтервалів провідності, більшою ніж два). Цей факт визначає принципову перевагу проілюстрованого методу з використанням теорем Лагранжа порівняно з іншими методами дослідження [4, 13].

1. A. Cocor, A. Baescu, and A. Florescu. Elementary and self-lift negative output Luo dc-dc converters used in hybrid cars. *U.P.B. Sci. Bull., Series C*, 2015, vol. 77, no. 4, pp. 179-190.
2. J. M. Alonso, A. J. Calleja, D. Gacio, J. Cardesin, E. Lopez. A long-life high-power-factor HPS-lamp LED retrofit converter based on the integrated buck-boost buck topology. *IEEE Proc., IECON 11*, Melbourne, VIC, Austria, Jan. 2012, pp. 2860-2865.
3. J. Fu, B. Zhang, D. Y. Qiu and W. X. Xiao. A novel single-switch cascaded DC-DC converter of boost and buck-boost converters. *16th European Conference on Power Electronics and Applications*, 2014. pp. 1-9.
4. Marian K. Kazimierzczuk. *Pulse-Width Modulated DC-DC Power Converters*. UK: John Wiley&Sons, 2016. 960 p.
5. M.Chilambarasan, M.Ramesh Babu and R.Sujatha. Design and simulation of LUO converter topologies for photovoltaic applications. *International Journal of Applied Engineering Research*. 2014, vol. 9, no. 23, pp. 21553-21560.
6. Behdad Faridpak, Meisam Farrokhifar, Mojtaba Nasiri, Arman Alahyari, and Nasser Sadoogi. Developing a super-lift Luo-converter with integration of buck converters for electric vehicle applications. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2021. vol. 7, no. 4, pp. 811-820.
7. Niranjana Siddharthan, Baskaran Balasubramanian. Performance evaluation of SEPIC, Luo and ZETA converter. *International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)*. 2019, vol. 10, no. 1, pp. 374-380.
8. J. Gnanavadeivel, N. Senthil Kumar, C.N. Naga Priya and K.S. Krishna Veni. Investigation of power quality improvement in super lift Luo converter. *International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)*. 2017, vol. 8, no. 3, pp. 1240-1250.
9. M. Bodeetto. Design of AC-DC PFC high-order converters with regulated output current for low-power applications. *IEEE Trans. Power Electron.*, Mar. 2016, vol. 31, no. 3, pp. 1212-1225.
10. Руденко Ю.В. Способ усреднения модели импульсных преобразователей постоянного напряжения. *Технічна електродинаміка*. 2017. №3. С. 42-48.
11. Руденко Ю.В. Усреднение модели двухтактного преобразователя постоянного напряжения. *Технічна електродинаміка*. 2018. №1. С. 37-46.
12. Руденко Ю.В. Особливості розрахунку напівпровідникових перетворювачів постійної напруги на основі усереднення в просторі станів. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ: ІЕД НАНУ, 2020. Вип.56. С. 64-71.
13. Жуйков В.Я., Денисюк С.П., Мельничук Г.В. Моделирование систем с перетворювачами електроенергії з циклічно-змінюваними параметрами. Київ: Наш формат, 2018. 165 с.

CALCULATION OF PROCESSES IN THE LUO TOPOLOGY CONVERTER USING THE AVERAGING METHOD BASED ON LAGRANGE THEOREMS

Yu.V. Rudenko

Institute of electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: rudenko@ied.org.ua

The electromagnetic processes in elementary dc converter according to the Luo topology with inverting output in modes of continuous and discontinuous conduction were studied. Using the method of averaging in the state space based on Lagrange theorems, mathematical models of converter for mentioned modes of operation have been developed. The use of developed models made it possible to obtain analytical expressions for calculating the average and pulsation values of currents and voltages in the reactive elements of the converter, as well as their ripple coefficients. Graphical dependences of the mentioned parameters were calculated in the entire commutation range of converter, taking into account the conduction modes. It is shown that, in comparison with traditional topology of buck-boost con-

verter, the output filter in elementary Luo converter with inverting output significantly reduces the ripple coefficient of output voltage. It was determined that the amount of voltage ripple reduction is proportional to the product of the inductance and filter capacity values, as well as the square of the switching frequency and does not depend on the conductivity mode of the converter. Ref. 13, fig. 5, table.

Key words: dc voltage converters, Luo converter, averaging method in state space, Lagrange theorems.

1. A. Cocor, A. Baescu, and A. Florescu. Elementary and self-lift negative output Luo dc-dc converters used in hybrid cars. *U.P.B. Sci. Bull., Series C*, 2015, vol. 77, No 4, Pp. 179–190.
2. J. M. Alonso, A. J. Calleja, D. Gacio, J. Cardesin, E. Lopez. A long-life high-power-factor HPS-lamp LED retrofit converter based on the integrated buck-boost buck topology. *IEEE Proc., IECON 11*, Melbourne, VIC, Austria, Jan. 2012, Pp. 2860–2865.
3. J. Fu, B. Zhang, D. Y. Qiu and W. X. Xiao. A novel single-switch cascaded DC-DC converter of boost and buck-boost converters. *16th European Conference on Power Electronics and Applications*, 2014. Pp. 1–9.
4. Marian K. Kazimierczuk. *Pulse-Width Modulated DC-DC Power Converters*. UK: John Wiley&Sons, 2016. 960 p.
5. M.Chilambarasan, M.Ramesh Babu and R.Sujatha. Design and simulation of LUO converter topologies for photovoltaic applications. *International Journal of Applied Engineering Research*. 2014, vol. 9, No 23. Pp. 21553–21560.
6. Behdad Faridpak, Meisam Farrokhifar, Mojtaba Nasiri, Arman Alahyari, and Nasser Sadoogi. Developing a super-lift Luo-converter with integration of buck converters for electric vehicle applications. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2021. vol. 7, No. 4, Pp. 811–820.
7. Niranjana Siddharthan, Baskaran Balasubramanian. Performance evaluation of SEPIC, Luo and ZETA converter. *International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)*. 2019, vol. 10, No 1, Pp. 374–380.
8. J. Gnanavadivel, N. Senthil Kumar, C.N. Naga Priya and K.S. Krishna Veni. Investigation of power quality improvement in super lift Luo converter. *International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)*. 2017, vol. 8, No. 3, Pp. 1240–1250.
9. M. Bodeito. Design of AC–DC PFC high-order converters with regulated output current for low-power applications. *IEEE Trans.Power Electron.*, Mar. 2016, vol. 31, No. 3, Pp. 2012–2025.
10. Rudenko Yu. Mode of averaging of pulse DC converter model. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2017, No. 3, Pp. 42–48.
11. Rudenko Yu. Averaging of push-pull DC converter model. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2018, No. 1, Pp. 37–46.
12. Rudenko Yu. Features of calculation of DC semiconductor converters based on state space averaging. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2020. No 56. Pp. 64–71.
13. Zhuikov V.Ya., Denisyuk S.P., Melnichuk G.V. Modeling of systems with power converters with cyclically changing parameters. Kyiv: Nash Format, 2018. 165 p.

Надійшла: 07.06.2023

Прийнята: 18.09.2023

Submitted: 07.06.2023

Accepted: 18.09.2023

ТЕОРЕТИЧНА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОФІЗИКА

УДК 621.315.2.016.2: 504.064.36

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.111>

СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ СУЧАСНИХ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

І.М. Кучерява, докт. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, Київ, 03057, Україна

e-mail: rB.irinan@gmail.com

Представлено огляд волоконно-оптичних технологій для моніторингу в режимі реального часу технічного стану та експлуатаційних характеристик сучасних силових кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену та з інтегрованими в їхню структуру волоконно-оптичним модулем, зокрема, описано нові інтелектуальні засоби моніторингу температури, струму навантаження, деформації (механічних ушкоджень), рівня часткових розрядів в ізоляції, проникнення вологи всередину кабелів, контролю за обмеженням напруги їхньої зовнішньої оболонки. Показано перспективність використання та розвитку технологій інтелектуальної діагностики кабельних ліній задля досягнення ефективної і безпечної експлуатації кабелів та високої надійності мереж. Бібл. 47, рис. 7.

Ключові слова: силові кабелі, кабельні лінії, зшита поліетиленова ізоляція, інтегровані волоконно-оптичні модулі, електричні мережі, інтелектуальний моніторинг.

Попередні зауваження та обґрунтування актуальності роботи. В останні десятиліття силові кабелі з полімерною ізоляцією, зокрема зшито-поліетиленовою (ЗПЕ) ізоляцією, ефективно експлуатуються на промислових підприємствах, електростанціях, у великих містах зі значною щільністю навантаження та високим рівнем споживання електроенергії. Погіршення стану наявних кабельних ліній наростає протягом багатьох років роботи, і якщо не вживаються належні заходи щодо запобігання ризикам виходу з ладу, аварії з кабелями можуть бути неминучими.

Діагностичні випробування виправдовують себе після введення кабельних ліній в експлуатацію та періодичних ремонтних робіт. Істотне зниження аварійності роботи кабелів можливе завдяки провадженню сучасних систем безперервного моніторингу, які здатні контролювати стан ізоляції кабелів у реальному часі, виявляти на ранніх стадіях її дефекти, у такий спосіб оперативно запобігати можливим аварійним ситуаціям, до того ж забезпечувати тривалий термін служби кабелів через постійний контроль експлуатаційних характеристик. Системи безперервного моніторингу робочих характеристик кабельних ліній – це потужний інструмент обслуговування критично важливої енергетичної інфраструктури.

Загальна характеристика роботи. *Мета цієї роботи* полягає у вивченні й представленні узагальненої інформації щодо новітніх інтелектуальних технологій моніторингу кабельних ліній електропередачі. Робота виконана на основі огляду наявних наукових та науково-технічних джерел.

Системи контролю кабельних ліній у складі Smart Grid. Smart Grid являє собою перспективну інтегровану, саморегульовальну й самовідновлювану систему енергетичних об'єктів та обслуговчих структурних складових, призначену для розподілення, передавання та постачання електроенергії. У загальну структуру Smart Grid інтегруються комунікаційні та інформаційно-технологічні комплекси (рис. 1) [1, 2]. Засоби моніторингу, аналізу робочих даних та управління дають змогу досягати високої ефективності та надійності функціонування енергосистеми, довготривалої стабільної роботи її складових. Моніторинг у режимі реального часу ліній електропередачі, зокрема силових кабельних ліній та первинного обладнання, є важливим елементом у забезпеченні безперебійного постачання електроенергії до споживачів.



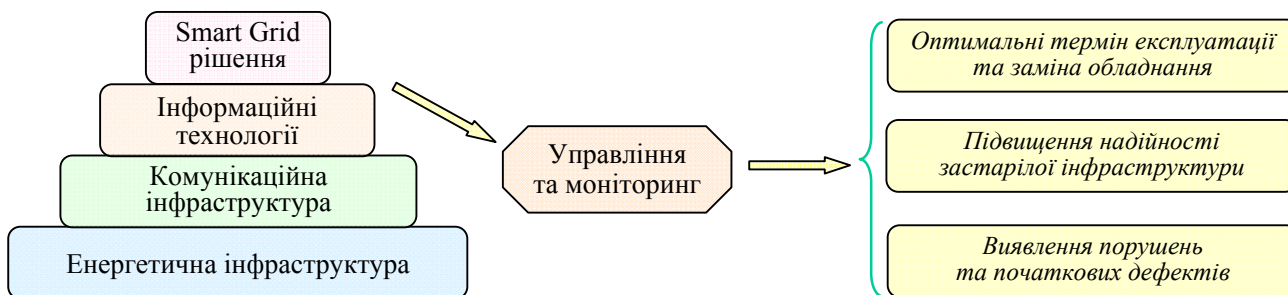


Рис. 1

Нині кабелі на високу та середню напругу складають важливу частину мереж розподілення та передачі електроенергії, зокрема Smart Grid. Моніторинг стану силових кабельних ліній у режимі реального часу є актуальною і комплексною задачею електроенергетики [1, 3–5], що насамперед пов'язано з різким зростанням споживання електроенергії в усьому світі, підвищеним попитом споживачів на високу надійність живлення, а також з достатньо довгою тривалістю експлуатації сучасного електрообладнання. З наближенням його до запланованого терміну служби знижується надійність електромереж.

Силові кабельні лінії, які довгочасно експлуатуються, є вузьким місцем у роботі електричних мереж, тому моніторинг, а особливо smart-моніторинг, відіграє вирішальну роль у забезпеченні їхнього належного функціонування. Саме системи smart-моніторингу обробляють дані для подальшого технічного обслуговування, експлуатації, планування в управлінні обладнанням мережі, генерують повідомлення-попередження в разі потенційної небезпеки для роботи обладнання. Smart-моніторинг надає важливу інформацію про вірогідні збої і поточний стан активних складових мережі в режимі реального часу.

Структуру Smart Grid з перевагами від управління та моніторингу її компонентів зображено на рис. 1 [1–3].

Складові системи контролю стану кабельних ліній у режимі реального часу як однієї з частин smart-моніторингу Smart Grid показано на рис. 2 [3].

Ураховуючи велику протяжність кабельних ліній (до десятків кілометрів), контроль експлуатаційних показників кабелів є складною задачею і потребує насамперед розподіленого моніторингу, тобто використання сучасних розподілених датчиків та спеціалізованих програмно-апаратних засобів для вимірювання та управління такими характеристиками, як струм, напруга, температура, вібрація, деформація тощо вздовж кабельної лінії у великій кількості її точок, окрім того здійснення цього на великих відстанях і з безперервними або періодичними (з невеликими інтервалами в часі) спостереженнями змін значень характеристик.

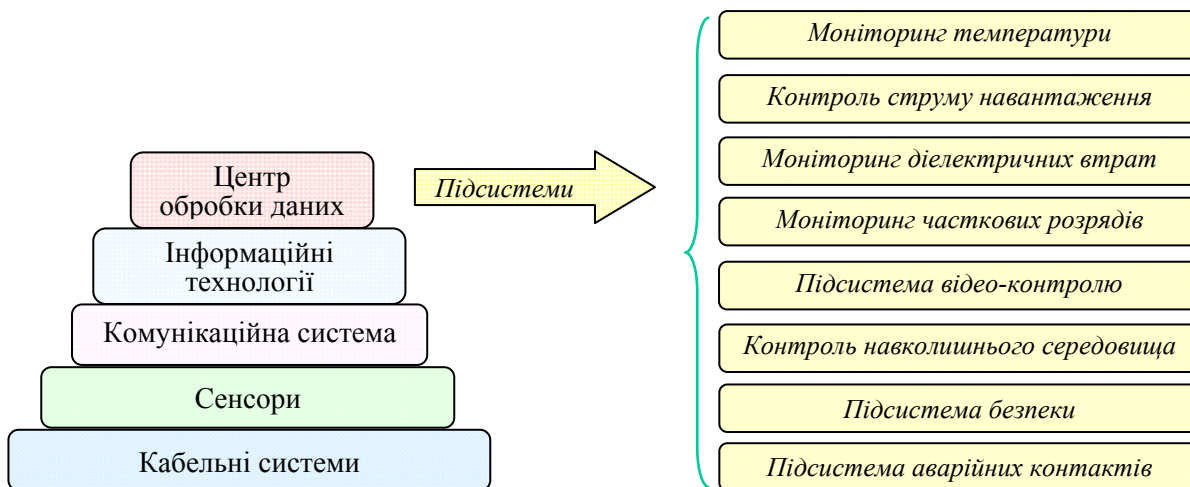


Рис. 2

Загалом для Smart Grid характерні децентралізований і багаторівневий контроль роботи усіх складових, реалізація систем запобігання відмовам та концепції самовідновлення.

Волоконно-оптичні датчики [2, 3, 5–10]. Моніторингові системи базуються на розподіленому вимірюванні експлуатаційних характеристик уздовж кабельних ліній, що можливо завдяки використанню волоконно-оптичної технології та сучасних вимірювальних засобів. Принцип роботи систем розподіленого вимірювання експлуатаційних характеристик силових кабелів (температури, струму, тиску, деформації тощо) відображено на рис. 3 [2, 8, 10].

Волоконно-оптичний модуль вбудовується в структуру силового кабелю на етапі виробництва або приєднується до нього ззовні вздовж нього. Під час волоконно-оптичного вимірювання кабель є лінійним датчиком, безперервним розподіленим чутливим елементом по всій довжині. Лазер у такому кабелі використовується

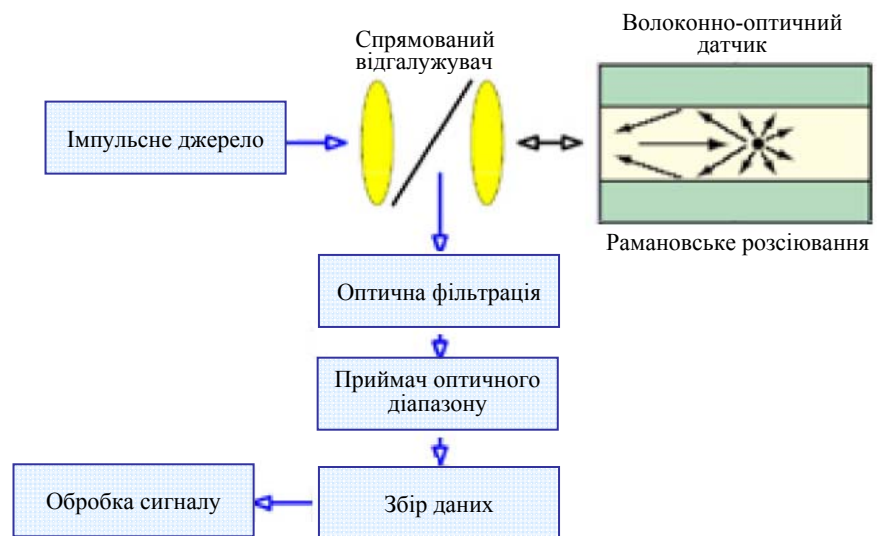


Рис. 3

для визначення місця змінення характеристик. Метод вимірювання ґрунтується на ефекті Рамана. Від лазерного джерела генерується лазерний імпульс, що характеризується зворотним розсіюванням у кожній точці кабелю з оптичним волокном. У разі змінення, наприклад, температури або механічних властивостей змінюється структура оптоволокна. Коли світло від лазера потрапляє в зону, наприклад, змінення температури або деформації, воно взаємодіє зі зміненою структурою волокна, і, крім прямого розсіювання світла, з'являється відбите світло. Спеціальна система обробки вимірює швидкість поширення й потужність як прямого, так і відбитого світла, і визначає місце й величину змінення температури або деформації. Значення таких характеристик значного набору (до тисячі) точок уздовж кабельної лінії визначаються за аналізом спектра зворотного розсіювання внаслідок залежності температури, тиску, деформації від затухання сигналу. Важливо, що оптичні волокна дають змогу передавати дані на великі відстані (десятки кілометрів) з високою швидкістю.

Перевагами волоконно-оптичних датчиків є невеликі розміри й вага, простота монтажу, висока чутливість і швидкість реагування на змінення параметрів середовища, можливість одночасної реєстрації одним датчиком кількох параметрів, надійність, довготривала експлуатація, стійкість до хімічних впливів, агресивних речовин, дії сильних електромагнітних полів, засобів екранування, радіоперешкод, а також екологічність через відсутність негативного впливу на оточуюче середовище.

Системи вимірювання температури DTS (distributed temperature sensing) [3, 4, 10–16]. Волоконно-оптичні системи DTS широко використовуються в багатьох промислових, технічних та енергетичних напрямках, зокрема в силових кабельних лініях, на повітряних лініях електропередачі, у багатьох промислових процесах, наприклад, у системах пожежного оповіщення, контролю температури за хімічних процесів та ін. Завдяки оптичному волокну вони забезпечують вимірювання та постійний контроль температури, можливість обробки даних, що передаються до центру управління.

Сучасні DTS системи мають такі основні технічні характеристики [17]: максимальна довжина вимірювальної кабельної лінії – до 70 км; діапазон вимірювання – від -170 до 450°C ; точність вимірювання – до 1°C ; робоча температура – від -10 до 60°C ; кількість внутрішніх оптичних каналів – до 16; можливість одночасної реєстрації декількох параметрів (температури, електричних характеристик, деформації, акустичного фону); середній термін експлуатації – до 40 років.

DTS системи розподіленого вимірювання температури кабельних ліній дають змогу здійснювати:

- моніторинг температури кабелів у реальному часі по всій їхній довжині на відстані декількох десятків кілометрів;
- вимірювання температури на заданій ділянці по поверхні або об'єму кабелю;
- оцінку змінення температури в часі в локальних зонах; визначення місць виникнення та ступеня розвитку дефектів, що супроводжуються локальним перегрівом окремих ділянок кабелів; оперативне знаходження місць обривів кабельної лінії після незворотних дефектів або аварійних динамічних впливів на кабель;
- точне визначення зон перегріву (hot spots та bottlenecks);
- прогнозування терміну подальшої експлуатації кабелю;
- контроль стану кінцевих та з'єднувальних муфт;
- виявлення загоряння кабелів у замкнених кабельних спорудах (тунелях, каналах, лотках);
- сумісне функціонування з комплексними оптичними системами для визначення електричних параметрів різних режимів роботи кабельної лінії, її пожежної сигналізації і віброакустичного контролю.

Розподілений волоконно-оптичний датчик температури DTS – це ефективне рішення для моніторингу перевищення температури кабелів та їхнього займання, насамперед в закритих кабельних спорудах (тунелях, каналах).

Знання температурного профілю кабельної лінії дає змогу оптимізувати її навантаження за струмом, раціонально враховувати кліматичні умови та особливості місць прокладання.

Переваги smart-моніторингу за допомогою DTS систем виявляються в таких практичних можливостях для організацій, що експлуатують кабельні лінії: коректування в режимі реального часу пропускної здатності ліній у межах припустимих значень струмового навантаження; оптимізація потужності, що подається (за допомогою відповідного програмного забезпечення і впровадження системи автоматичного контролю потужності); оперативне реагування на виникнення перевантажень; зниження кількості системних аварій та перебоїв у енергопостачанні; контроль, виявлення резервів, прогнозування та управління роботою кабельних ліній на основі обробки даних моніторингу. Зазвичай, системи обробки моніторингових даних передбачають збір, аналіз і передачу даних, їхнього відображення у цифровому та графічному вигляді, архівування даних, формування звітів, оперативне планування подальших дій. Моніторингові системи за входними даними від DTS-датчиків реалізують такі функції: відображають у схематичному вигляді електромережу, проводять її аналіз; моделюють процеси в різних станах мережі; аналізують надійність її функціонування; планують дії щодо усунення можливих відмов і координації роботи захисних пристроїв.

Сучасні DTS системи розподіленого вимірювання температури функціонують у складі комплексної багатофункціональної системи smart-моніторингу кабелів, тобто, крім температурного профілю, визначають місця пошкоджень, несправностей, загоряння кабелів, можливість підвищення або необхідність зниження струму навантаження, надають оцінку терміну служби обладнання, а також визначають тиск, деформацію, акустичний сигнал.

Прикладом комплексної моніторингової системи є сучасна система RTTR (real time thermal rating), що призначена для кабелів на середню та високу напруги й компонентів мережі [18, 19] та заснована на розподіленому датчику температури DTS, розміщеному вздовж кабельної лінії. Ця система здатна відтворювати температуру в усіх точках уздовж лінії, визначати її гарячі точки або вузькі місця, допустимі перевантаження, що постійно розраховуються не лише з огляду на поточні умови роботи кабелів, але й за термічними перехідними процесами та термодинамічними характеристиками. RTTR система контролює змінення теплових характеристик навколишнього середовища (наприклад, швидкість висихання ґрунту навколо підземних кабелів). У реальному часі обчислюється температура струмопровідних жил кабелів, допустимий струм у стаціонарному режимі, прогноуються можливі перевантаження за потужністю (як в коротко-, так і в довгостроковій перспективі), розсіювання тепла

та потенційний перегрів різних ділянок кабельної лінії. Перевагами таких моніторингових систем є оптимальне використання потенціалу мережі, різке зниження ризиків перевантаження, інформація в реальному часі про роботу мережі.

На сьогодні в світі розроблено провідні інструкції, діють стандартні вимоги та процедури щодо вимірювання та обробки даних DTS моніторингу (наприклад, [20, 21]).

Системи дистанційного коректування струму навантаження кабелів DCR (dynamic cable rating) у режимі реального часу [22–24]. До основних технічних характеристик кабельних ліній відносяться теплові параметри, так як діапазон робочих температур і максимально допустима температура струмопровідних жил. За такими характеристиками визначається навантаження кабелів за струмом. Наприклад, тривала робоча температура на жилі кабелів із ЗПЕ ізоляцією не повинна перевищувати 90° С, допустима температура в режимі перевантаження становить 130° С; відповідно до технічних умов нагрів кабельних систем в аварійних режимах повинен бути не вище 80° С впродовж не більше 8 годин за добу [25]. За таких умов температура є найбільш значущою для моніторингових систем DCR, які використовують дані системи DTS, що вимірює температуру жили кабелю з урахуванням його структури, теплових і електричних властивостей, факторів електричного впливу та умов навколишнього середовища.

Системи DCR працюють за схемою рис. 3, надсилаючи імпульс лазерного світла вздовж кабелю з волоконно-оптичним модулем та обробляючи зворотний сигнал, розсіяний від датчика. Вони визначають поточну пропускну здатність силового кабелю в реальному часі на основі теплових властивостей кабелю, температури навколишнього середовища, навантаження всього ланцюга та теплової моделі кабелю. Водночас використовуються різні моделі визначення струму навантаження: термоелектричні (thermal-electrical models), стаціонарні (steady state models) та динамічні (dynamic models) моделі з рекомендованими місцями розташування оптичного волокна в кабельних лініях різної конфігурації [23].

DCR системи поділяються на коротко- та довготривалі залежно від того, струми навантаження кабелю та умови навколишнього середовища призначаються (прогнозуються) ними протягом короткого (до доби) чи тривалого періоду часу [24].

Перевагами моніторингу струму навантаження кабелів за допомогою систем DCR є підвищення надійності енергосистеми та безпеки інфраструктури, можливість збільшення потужності, відстеження пікових навантажень кабелів і в мережі, подовження терміну служби кабельних ліній. Під час роботи в комбінації з DTS системою виявляються і контролюються гарячі точки на кабельній трасі, в центр управління сповіщається про пожежу, проводиться контроль вентиляції в замкнених кабельних спорудах. Системи DCR є привабливим рішенням для мережевих операторів, особливо для потенційних умов експлуатації кабельних ліній за високого рівня навантаження.

Акустичні системи DAS (distributed acoustic sensing) для визначення деформації та температури [26–30]. Розподілені оптично-волоконні системи акустичного зондування на основі розсіювання Релея використовують кабелі з волоконно-оптичним модулем для забезпечення розподіленого вимірювання деформації. Системи дуже чутливі також до коливань температури волокна, тому вимірювання можна проводити майже одночасно на всіх ділянках, тобто оптичні волокна можуть реагувати не тільки на температуру, але й на механічні змінення та порушення в структурі матеріалу кабелю.

Вимірювання температури та деформацій у системі DAS розділяються, оскільки "температурні" сигнали виникають у більш низькому діапазоні частоти, ніж у разі реєстрації та вимірювання деформації. На відміну від інших методів моніторингу, розподілене акустичне зондування здатне виявляти лише змінення температури, а не її абсолютне значення.

Інтелектуальна система DAS (або iDAS згідно з [26]) дає змогу здійснювати акустичний моніторинг на відстані до 40–50 км. Принцип її роботи аналогічний описаному вище принципу дії системи DTS, але в акустичному датчику DAS (distributed acoustic sensor) аналізуються коливання інтенсивності розсіяного випромінювання, а не змінення спектра розсіювання, як у DTS датчику. За параметрами отриманих флуктуацій оцінюється джерело, що створило акустичну хвилю.

За допомогою технології DAS здійснюється також контроль навколишнього середовища для підтримки безпеки кабелю. Для цього до волоконно-оптичного модуля кабелю підключається спеціальний електронний блок, що проводить спектральний аналіз зовнішнього впливу (наприклад, у разі земляних робіт поблизу підземних кабелів), визначає місце потенційно негативної дії, чим реалізує моніторинг силових кабелів на наявність небажаних перешкод і несправностей кабелю, а також захист від механічних пошкоджень зовнішньої оболонки.

Моніторинг за технологією DAS дає змогу здійснювати інтелектуальне управління кабельними лініями. Інтерес до цього рішення мережевих операторів останнім часом все більш зростає [30].

Вимірювання часткових розрядів для визначення дефектів в ізоляції кабелів [9, 31–39]. Ефективний підхід до моніторингу стану ізоляції кабельних ліній (силових кабелів та кабельних муфт) під робочою напругою проводиться за оперативною реєстрацією та аналізом часткових розрядів (ЧР) з діагностикою дефектів ізоляції.

Виникнення ЧР є фактором зниження електричної міцності ізоляції та її поступового руйнування. ЧР являють собою локалізовані електричні розряди, що поширюються лише на частину ізоляційного проміжку, проте з часом призводять до фатальних пошкоджень ізоляції. Час від виникнення часткових розрядів до їхнього переходу в іскрові та дугові розряди (які спричиняють пробій ізоляції з подальшим відключенням обладнання) зазвичай достатній для прийняття обслуговуючим персоналом оперативних рішень щодо виявлення дефектів ізоляції на ранніх стадіях, відстеження її стану, необхідності ремонту з метою подовження служби кабельних ліній.

Перевагами систем моніторингу ЧР у кабельних лініях є висока чутливість діагностики до більшості дефектів в ізоляції; можливість визначення точної локалізації та типу виявлених дефектів, стадії їхнього розвитку та рівня небезпеки для подальшої експлуатації кабельної лінії; проведення оперативного визначення місця виникнення дефектів у режимі реального часу. До недоліків таких систем відносяться: високий рівень високочастотних імпульсних шумів у кабельних лініях, що ускладнює оцінку технічного стану та виявлення дефектів в ізоляції; використання спеціалізованих автоматизованих засобів оцінки стану ізоляції кабелів з урахуванням того, що сигнали ЧР є неперіодичними, перехідними за своєю природою, нерегулярними за своєю появою і мають форму затухаючих за експонентою імпульсів або затухаючих коливальних імпульсів короткої тривалості, яка може бути порядку наносекунд.

Традиційно вимірювання ЧР у кабелях і кабельних муфтах проводиться датчиками трьох типів, що працюють на різних діапазонах частот: ультразвукові і п'єзодатчики, високочастотні трансформатори струму і конденсатори зв'язку, надвисокочастотні електромагнітні антени. Практичні технології моніторингу ЧР за високочастотним (HF) струмом, метод ультрависокої частоти (UHF), або ультразвуковий (U) метод мають обмеження, вимагають використання великої кількості датчиків і спеціальних комунікаційних мереж для передачі даних. Тому сучасні технології розподіленого волоконно-оптичного моніторингу привертають все більш значну увагу для безперервного контролю ЧР завдяки перевагам у розподіленні датчиків уздовж усієї кабельної лінії, вимірюванні в реальному часі та стійкості до електромагнітних перешкод.

Smart-датчикам ЧР відводиться ключова роль у виявленні несправностей і самовідновленні роботи кабельних ліній, що експлуатуються в складі Smart Grid. У сучасних системах моніторингу сигнали ЧР відрізняються від шуму за такими характеристиками: тип шуму, його виникнення відносно положення фази живлення, а також смуга пропускання та характеристики затухання. Усунення шумів у сигналі ЧР проводиться з використанням, наприклад, методів фільтрації низьких частот, перетворення Вінгнера-Вілла, адаптивної фільтрації в частотній області, фільтрації з вирізками та узгодженням, а також методу на основі вейвлетів.

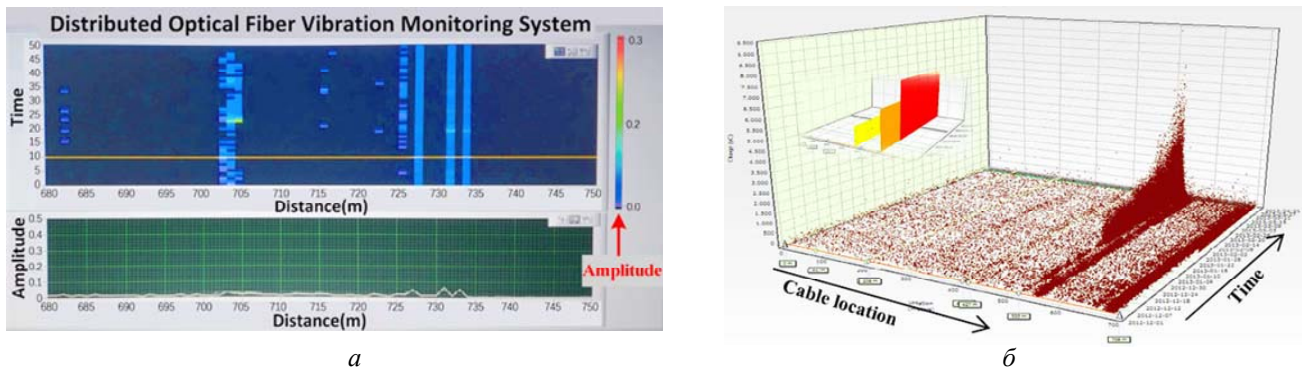


Рис. 4

Типові програмні інтерфейси систем розподіленого волоконно-оптичного моніторингу ЧР зображено на рис. 4. На рис. 4 а [36] показано зафіксовану системою моніторингу інтенсивність вібрації оптичного волокна (amplitude) у різних місцях уздовж кабельної траси (distance) і в різні моменти часу (time). Чим сильніша вібрація в цій точці, тим більше змінюється інтенсивність зворотного розсіювання і тим значніший розряд. Змінення інтенсивності розсіювання на відрізках з ЧР відрізняються від розсіювання без розрядів, так само як і спричинене різними дефектами ізоляції. У такій моніторинговій системі для контролю ЧР розраховується змінення характеристик зворотного розсіювання між двома вимірюваннями на основі деформації волокна. Рис. 4 б [39] ілюструє карту ЧР як функцію часу (time) і довжини кабелю (cable location), тут інтенсивність ЧР відображається за вертикальною віссю, а вставка ліворуч показує кольором ризик виникнення дефектів і руйнування ізоляції залежно від часу.

Тестування кабелів з волоконно-оптичним модулем на проникнення води WPT (water penetration test) або WPM (water penetration measurement) [19]. Проникнення вологи всередину кабелів насамперед спричиняє з часом утворення та розвиток водних триїнгів в об'ємі ізоляції, її руйнування, вихід з ладу, а отже, збої в роботі кабельних ліній.

Інтелектуальні системи WPT призначаються для кабелів високої та середньої напруги, використовуються для визначення ризику їхнього збою через проникнення води та підвищення надійності. Високовольтний кабель, що має ЗПЕ ізоляцію, сегментовану жилу та вбудований WPT датчик, показано на рис. 5 [19].

Основною перевагою цього рішення є постійний контроль можливого проникнення води (навіть у невеликих кількостях) через оболонку і металеві елементи кабелю без необхідності переривання служби. Завдяки WPT системі підвищується надійність усієї мережі, відпадає необхідність періодичних контрольних випробувань зовнішньої оболонки кабелів, забезпечується високоточне визначення несправностей у разі виникнення надзвичайної ситуації, наприклад, пошкодження зовнішньої оболонки через будівельні роботи, і все це – в режимі реального часу.

Системи для обмеження напруги зовнішньої оболонки кабелю SVL (sheath voltage limiter) [19, 40–42]. Зі швидким розвитком електросистеми в містах та на відповідальних енергетичних об'єктах частка високовольтних та надвисоковольтних кабельних ліній електропередачі в них все більш зростає. Під час удару блискавки, перемикання або несправності на оболонці кабелю може виникати висока напруга. Для її обмеження та захисту від перенапруги дорогих високовольтних кабелів під час перехідних процесів використовуються SVL пристрої.

На рис. 6 схематично показано SVL пристрій з обгорнутим навколо нього оптичним волокном. У разі чіткого відбитого сиг-



Рис. 5

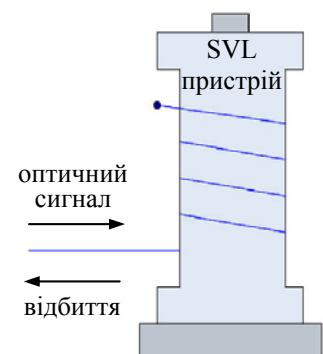


Рис. 6

налу SVL працює правильно, у разі втрати сигналу фіксується несправність пристрою. Системи моніторингу SVL постійно перевіряють стан тривоги і можуть видавати різні сигнали: часткова відмова SVL пристрою (наприклад, тривалий перегрів), повна відмова SVL, втрата цілісності оптоволокна. Така моніторингова система інтегрується з програмним забезпеченням, яке відстежує та записує відбиті оптичні сигнали та повідомляє про стан компонентів системи через графічний інтерфейс.

До переваг SVL моніторингу відносяться зменшення ризику перекриття компонентів, визначення невдалих SVL пристроїв та їхнього розташування, скорочення вимог щодо перевірок технічного стану кабельної системи, зменшення потреби спеціалістів у проведенні перевірок кабелів безпосередньо на місці їхнього прокладання.

Наукові напрацювання Інституту електродинаміки НАН України [43–47]. Розроблено наукове підґрунтя щодо реалізації сучасних інтелектуальних інформаційно-вимірних засобів для моніторингу в реальному часі технічного стану та експлуатаційних характеристик силових кабелів з інтегрованим волоконно-оптичним модулем. Створено та випробувано експериментальний зразок альтернативної бездротової моніторингової системи стану кабельних ліній із використанням їхнього електромагнітного поля [43].

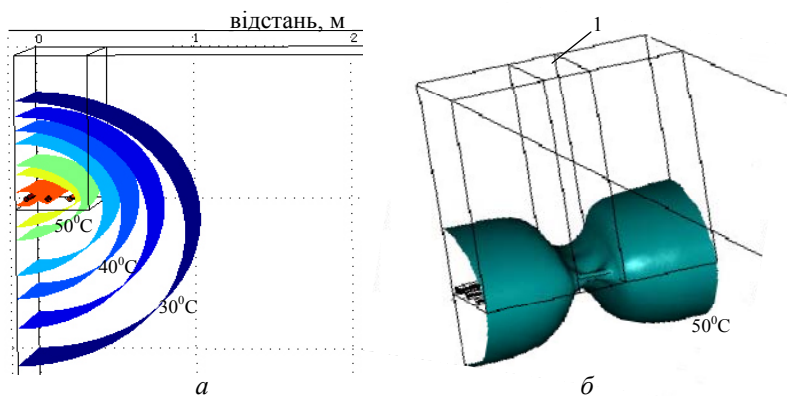


Рис. 7

Розроблено математичні моделі й комп'ютерні засоби для дво- та тривимірного моделювання електромагнітних і теплових процесів у кабельних лініях і навколишньому середовищі за різних способів прокладання кабелів [44]. Наприклад, розподіл температури навколо підземної трифазної кабельної лінії у вигляді ізотермічних поверхонь відображено на рис. 7 а, а ізотермічна поверхня, що відповідає 50° С, у разі неоднорідного ґрунту на ділянці 1

з більш високою теплопровідністю вздовж кабельної траси – на рис. 7 б. Такі дані свідчать про необхідність урахування залежності температури кабелів від навколишніх умов.

Досліджено вплив ЧР на електричні, теплові та імпульсні процеси розподілу густини струму в неоднорідному ізоляційному матеріалі силових кабелів [45–47].

Висновки. Проведено огляд та обґрунтовано доцільність використання в електромережах інтелектуальних систем моніторингу силових кабельних ліній на основі волоконно-оптичної технології, що дають змогу здійснювати ефективне управління роботою та забезпечувати високу надійність мереж у режимі реального часу, досягати безпечної експлуатації кабельних ліній, ефективно використовувати капіталовкладення.

Перевагами сучасних систем на основі волоконно-оптичної технології є здійснення контролю температури, струму, деформації, часткових розрядів, проникнення вологи, обмеження напруги зовнішньої оболонки кабелю, а також проведення загального smart-моніторингу – виявлення резервів, контроль, управління роботою кабельних ліній, підвищення їхньої надійності, захист від аварійно небезпечних ситуацій, прогнозування терміну експлуатації, надання інформації в реальному часі про роботу мережі і необхідність своєчасної заміни обладнання.

Роботу виконано за НДР «Забезпечення стійкості та надійності національної електроенергетики в умовах синхронної роботи ОЕС України з континентальною європейською енергетичною системою ENSTO-E» (шифр "Режим 2") і частково за темою «Розробка основ теорії і методів дослідження впливу несинусоїдних напруг і струмів та виникаючих електротермодинамічних процесів на надійність і ресурс сучасних кабельних ліній електропередачі та на енергоефективність електротехнічних установок резонансного типу» (шифр "Елрес", Державний реєстраційний номер: 0123U100693), КПКВК 6541030.

1. European technology platform Smart Grids. Strategic research agenda for Europe's electricity networks of the future. Smart Grids strategic research agenda 2035. March, 2012. 74 p.
2. Dong X., Jing X., Qian K., Jiang W., Zhou C., Peng X. A smart grid needs smart monitoring. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 2013, Vol. 2. No. 3. Pp. 321–328.
3. Cho J., Kim J.H., Lee H.J., Kim J.Yo., Song I.K., Choi J.H. Development and improvement of an intelligent cable monitoring system for underground distribution networks using distributed temperature sensing. *Energies*, 2014. No. 7 (2). Pp. 1076–1094. DOI: <https://doi.org/10.3390/en7021076>
4. Ambikairajah R., Phung B.T., Ravishankar J., Blackburn T. R., Liu Z. Smart sensors and online condition monitoring of high voltage cables for the Smart Grid. *Proceedings of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10)*, December 19–21, 2010. Paper ID 289. Pp. 807–811.
5. Кириленко О.В., Щерба А.А., Кучерява І.М. Інтелектуальні технології моніторингу технічного стану сучасних високовольтних кабельних ліній електропередачі. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 6. С. 29–40. <https://doi.org/10.15407/techned2021.06.029>
6. Cherukupalli S., Anders G.J. Distributed fiber optic sensing and dynamic rating of power cables. IEEE Press Series on Power Engineering. Wiley-IEEE Press, October 1, 2019. 240 p.
7. Hartog A. An introduction to distributed optical fiber sensors, CRC Press: Boca Raton, FL, USA, 2017.
8. Barrias A., Casas J.R., Villalba S. A review of distributed optical fiber sensors for civil engineering applications. *Sensors*. 2016. Vol. 16(5). 748. 35 p. DOI: <https://doi.org/10.3390/s16050748> <https://www.mdpi.com/1424-8220/16/5/748>
9. Chai Q., Luo Ya., Ren J., Zhang J., Yang J., Yuan L., Peng G-D. Review on fiber-optic sensing in health monitoring of power grids. *Optical Engineering*, July 2019. Vol. 58(7). p. 072007-1– 072007-20 (20 p.). DOI: <https://doi.org/10.1117/1.OE.58.7.072007>.
10. Мокански В. Силовой кабель высокого напряжения со встроенным волоконно-оптическим модулем. 2009. № 2 (315). С. 14–17.
11. Ukil A., Braendle H., Krippner P. Distributed temperature sensing: review of technology and applications. *IEEE Sensors Journal*, 2012. No. 12(5). Pp. 885–892, DOI: [10.1109/JSEN.2011.2162060](https://doi.org/10.1109/JSEN.2011.2162060)
12. Dawei C., Dongxu Z., Miao Yu. Research on on-line temperature monitoring system of power cable. *Advances in Engineering Research*, 2017. Vol. 123. Pp. 391–394.
13. Chen K., Yue Yi, Tang Yu. Research on temperature monitoring method of cable on 10 kv railway power transmission lines based on distributed temperature sensor. *Energies*, 21 Jun 2021. Vol. 14 (12). Pp. 3705 DOI: <https://doi.org/10.3390/en14123705> – <https://www.mdpi.com/journal/energies>
14. 380 kV Underground Power Line Monitoring. Brugg, Switzerland, 2021. Ed. 01 2021.02.05. 2 p. URL: https://www.apsensing.com/fileadmin/001_PORTAL_/001_documents/Success_Stories/Success_Stories_Power_Cable/Brugg_Cable-2021-02-05.pdf
15. Кучерява І.М. Волоконно-оптичний моніторинг температури кабельних ліній енергетичного призначення. *Гідроенергетика України*. 2020. № 3–4. С. 28–32.
16. Grund R., Hohloch J., Rogers R., Kammler A., Pohl C., Roland H. Integral sensing of HV cable joints – monitor operation and predict failures early. *JICABLE'19, 10th Int. Conf. Insulated Power Cables*, Paris – Versailles, France, 23–27 June, 2019. 6 p.
17. Системи контролю температури кабельних ліній LIOS sensing. URL: <https://lios.lunainc.com/product-category/pre-vent/> <https://lios.lunainc.com/product/lios-pre-vent-long-range-industrial-temperature-monitoring-system/>
18. *Realise-grid*: research, methodologies and technologies for the effective development of pan-European key GRID infrastructures to support the achievement of a reliable, competitive and sustainable electricity supply. Project no. 219123. – D1.1.2. Description of the "smart" (advance monitored) cable system and of its laboratory prototype. Prysmian Powerlink. June, 2011. 50 p.
19. Smart Grid Solutions. Prysmian Group. 16 p. URL: https://www.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/smartgrid_FINAL_LOW.pdf
20. International standard IEC 61757-2-2. Fibre optic sensors. Part 2-2: Temperature measurement. Distributed sensing. Edition 1.0, 05-2016, IEC, 2016. URL: https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61757-2-2%7Bed1.0%7Den.pdf
21. IEEE Guide for temperature monitoring of cable systems (1718–2012). Publisher: IEEE, 8 June 2012. Electronic ISBN: 978-0-7381-7233-0. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6214562>
22. Cherukupalli S., Anders G.J. Distributed fiber optic sensing and dynamic rating of power cables. IEEE Press Series on Power Engineering. Wiley-IEEE Press, October 1, 2019. 240 p.
23. Kazerooni A., Scott C., Ruthven D., Peat W., Hessel E. Technical recommendations for implementation of dynamic cable rating system – cable modeling. *CIREN 2019 Conference, 25th International Conference on Electricity Distribution*, Madrid, 3-6 June 2019. Paper no. 2167. 5 p. DOI: <http://dx.doi.org/10.34890/982> <https://www.cired-repository.org/handle/20.500.12455/757>
24. Enescu D., Colella P., Russo A., Porumb R.F., Seritan G.C. Concepts and methods to assess the dynamic thermal rating of underground power cables. *Energies*, 2021. 14. 2591. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14092591> – <https://www.mdpi.com/journal/energies>

25. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ. Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. М.: Папирус-Про, 2004. Том 3. 688 с. М.: Папирус-Про, 2005. Том 4. 640 с.
26. Conway C., Mondanos M. An introduction to fiber optic intelligent distributed acoustic sensing (iDAS) technology for power industry applications. *JICABLE'15, 9th Int. Conf. Insulated Power Cables*, Versailles, France, 21–25 June 2015. 6 p.
27. Singh K., Minto C., Godfrey A. OptaSense distributed acoustic sensing (DAS) systems for the power network. *JICABLE'15, 9th Int. Conf. Insulated Power Cables*, Versailles, France, 21–25 June 2015. 4 p.
28. Olsen R., Steffansen S., Kristian Olesen K., Rogers R., Lees G. Fault localisation with distributed acoustic sensing (DAS) – service experience. *JICABLE'15, 10th Int. Conf. Insulated Power Cables*, France, Paris, Versailles 23–27 June, 2019. Paper E4-3. 6 p.
29. Cedilnik G., Lees G., Schmidt P.E., Herstrom S., Geisler T. Ultra-long reach fiber distributed acoustic sensing for power cable monitoring. *JICABLE'15, 10th Int. Conf. Insulated Power Cables*, France, Paris, Versailles 23–27 June, 2019. Paper E4-4. 5 p.
30. Distributed acoustic sensing (DAS) market: global industry trends, share, size, growth, opportunity and forecast 2022-2027. August 2022. 146 p. URL: https://www.researchandmarkets.com/reports/5647922/distributed-acoustic-sensing-das-market-global?gclid=CjwKCAjw_MqgBhAGEiwAnYOAel2oTBkNDD-tSPG8kHOykV99a_r3glxhJDtxdXTfjZo6zBLarNAEXRoC5QkQAvD_BwE
31. Кучинский Г.С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. Л.: Энергия, 1979. 224 с.
32. Siebler D., Rohwetter P., Brusenbach R., Plath R. Optical-only detection of partial discharge with fluorescent polymer optical fiber sensors. *Procedia Engineering*, 2015. Vol.120. .Pp. 845 – 848. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.08.711>
33. Hernandez-Mejia J.C., Perkel J. Partial discharge HV and EHV power cable systems. Chapter 8. National electric energy testing, research and application center (NEETRAC), 2016. Cable diagnostic focused initiative. 88 p. URL: https://www.neetrac.gatech.edu/publications/CDFI/8-HV-PD_15_with-Copyright.pdf
34. Ambikairajah R., Phung B. T., Ravishankar J., Blackburn T. R., Liu Z. Smart sensors and online condition monitoring of high voltage cables for the Smart Grid. *Proceedings of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10)*, Cairo University, Egypt, December 19–21, 2010. Paper ID 289. Pp. 807–811.
35. High-voltage test techniques: partial discharge measurements. International Electrotechnical Commission (IEC) standard, 2000, IEC-60270 , URL: https://webstore.iec.ch/preview/info_iec60270%7Bed3.0%7Db.pdf
36. Pan W., Chen X., Zhao K. Cable-partial-discharge recognition based on a data-driven approach with optical-fiber vibration-monitoring signals. *Energies*, 2022. Vol.15. 5686. 13 p. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15155686>
37. Costa I.B., Weber G.H., Gomes D.F., Galvao J. R., Silva M.J., Pipa D.R., Ozcariz A., Zamarreno C.R., Martelli C., Silva J.C. Electric discharge detection and localization using a distributed optical fiber vibration sensor. *Optical Fiber Technology*, 2020. Vol. 58. 102266. 9 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.yofte.2020.102266>
38. Yaacob M.M., Alsaedi M.A., Rashed J.R., Dakhil A.M., AtyaH S.F. Review on partial discharge detection techniques related to high voltage power equipment using different sensors. *Photonic Sensors*, 2014. Vol. 4(4). 325–337. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13320-014-0146-7>
39. Steennis F., Buys P., Mehairjan R., Wielen P. Smart Cable Guard for PD-online monitoring of MV underground power cables in Stedin's network. *Proceedings 2014 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. Paris, France: Cigre, 2014. Pp. 525–528.
40. Dai C., Xuezhong L., Xianbo D. The suitability analyses of sheath voltage limiters for HV power cable transmission lines. *IEEE 2019 2nd International Conference On Electrical Materials And Power Equipment (ICEMPE)*, Guangzhou, China, 2019. Pp. 404–408. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICEMPE.2019.8727314>
41. Myung K.-S. Yoon H., Kim H.J., Jeong J.K., Jeong Y.-K., Choi Yu.-J. On-line diagnostic system for SVL device on under-ground power cables, *8th International Conference on Insulated Power Cables*, Jicable'11 19–23 June 2011, Versailles–France. Paper E.5.1.15 URL: https://www.jicable.org/TOUT_JICABLE_FIRST_PAGE/2011/2011-E5-1-15_page1.pdf
42. Cable sheaths. Overvoltage protection. Application guidelines. 2020 Hitachi ABB Power Grids. 14 p. URL: https://library.e.abb.com/public/42ff93fa18234d5982dad9bfc38482b7/ABB_AppNotes_3.1_Cable%20sheaths%20overvoltage%20protection%201HC0138880%20EN%20AA.pdf?x-sign=WjXTKUmyx6wAUy17Jk+Z0Fk7CrWWqkyfWR0zKIX4c7V40B2s5nb7avAseEZssqm3
43. Кириленко О.В., Щерба А.А., Золотарьев В.М., Подольцев О.Д., Кучерява І.М. Пристрій для дистанційного моніторингу стану високовольтної кабельної лінії. Патент на корисну модель UA 147044, опубліковано 07.04.2021, бюл. № 14.
44. Подольцев А.Д., Кучерява І.Н. Мультифизическое моделирование в электротехнике. К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2015. 305 с.
45. Золотарев В.М., Щерба А.А., Подольцев А.Д. Анализ высокочастотных процессов в кабеле на напряжение 330 кВ с сегментированной жилой при возникновении частичных разрядов в его изоляции. *Техн. Електродинамік.*, 2010. № 2. С. 3–10.
46. Кучерява І.Н. Исследование распределения электрического и теплового полей в неоднородном полиетиленовом диэлектрике при частичном разряде. *Енергосбереження. Енергетика. Енергоаудит*. 2013. Т. 1. № 8 (114). С. 89–93.

47. Щербя А.А., Подольцев А.Д., Золотарев В.М. Импульсный ток в полиэтиленовой изоляции с воздушным включением при возникновении частичного разряда. *Техн. Електродинамік*, 2009. № 2. С. 7–12.

MONITORING SYSTEMS FOR MODERN POWER CABLE LINES

I.M. Kucheriava

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

Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, Ukraine

e-mail: rB.irinan@gmail.com

The overview of fiber-optic technologies for real-time monitoring of the technical condition and operational characteristics of modern power cables with cross-linked polyethylene insulation and with the fiber-optic module integrated into their structure is presented. In particular, the new intelligent means for monitoring of the temperature, load current, deformation (mechanical damages), partial discharges in the insulation, moisture penetration inside the cables and control over sheath voltage limitation are described. The topicality of using and developing the technologies of smart diagnostics for power cable lines in order to achieve the effective and safe operation of cables as well as the high reliability of networks is shown. Ref. 47, fig. 7.

Key words: power cables, power cable lines, cross-linked polyethylene insulation, integrated fiber-optic modules, power networks, smart monitoring.

1. European technology platform Smart Grids. Strategic research agenda for Europe's electricity networks of the future. Smart Grids strategic research agenda 2035. March, 2012. 74 p.
2. Dong X., Jing X., Qian K., Jiang W., Zhou C., Peng X. A smart grid needs smart monitoring. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*. 2013. Vol. 2. No. 3. Pp. 321–328.
3. Cho J., Kim J.H., Lee H.J., Kim J.Yo., Song I.K., Choi J.H. Development and improvement of an intelligent cable monitoring system for underground distribution networks using distributed temperature sensing. *Energies*. 2014. No. 7 (2). Pp. 1076–1094. DOI: <https://doi.org/10.3390/en7021076>
4. Ambikairajah R., Phung B.T., Ravishankar J., Blackburn T. R., Liu Z. Smart sensors and online condition monitoring of high voltage cables for the Smart Grid. *Proceedings of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10)*, December 19–21, 2010. Paper ID 289. Pp. 807–811.
5. Kyrylenko O.V., Shcherba A.A., Kucheriava I.M. Intellectual technologies for monitoring of technical state of up-to-date high-voltage cable power lines. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2021. No. 6. Pp. 29–40. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.06.029> (Ukr.)
6. Cherukupalli S., Anders G.J. Distributed fiber optic sensing and dynamic rating of power cables. IEEE Press Series on Power Engineering. Wiley-IEEE Press, October 1, 2019. 240 p.
7. Hartog A. An introduction to distributed optical fiber sensors, CRC Press: Boca Raton, FL, USA, 2017.
8. Barrias A., Casas J.R., Villalba S. A review of distributed optical fiber sensors for civil engineering applications. *Sensors* 2016, vol. 16(5), 748, 35 p. DOI: <https://doi.org/10.3390/s16050748> <https://www.mdpi.com/1424-8220/16/5/748>
9. Chai Q., Luo Ya., Ren J., Zhang J., Yang J., Yuan L., Peng G-D. Review on fiber-optic sensing in health monitoring of power grids. *Optical Engineering*, July 2019. Vol. 58(7). Pp. 072007-1– 072007-20 (20 p.). DOI: <https://doi.org/10.1117/1.OE.58.7.072007>.
10. Mokanski V. High-voltage power cable with integrated fiber-optic module. *Kabeli i provoda*. 2009. No. 2 (315). Pp. 14–17. (Rus)
11. Ukil A., Braendle H., Krippner P. Distributed temperature sensing: review of technology and applications. *IEEE Sensors Journal*, 2012. No. 12(5). Pp. 885–892. DOI: <https://doi.org/10.1109/JSEN.2011.2162060>
12. Dawei C., Dongxu Z., Miao Yu. Research on on-line temperature monitoring system of power cable. *Advances in Engineering Research*, 2017. Vol. 123. Pp. 391–394.
13. Chen K., Yue Yi, Tang Yu. Research on temperature monitoring method of cable on 10 kv railway power transmission lines based on distributed temperature sensor. *Energies*, 21 Jun 2021. Vol. 14 (12). Pp. 3705 DOI: <https://doi.org/10.3390/en14123705> – <https://www.mdpi.com/journal/energies>
14. 380 kV Underground Power Line Monitoring. Brugg, Switzerland, 2021. Ed. 01 2021.02.05. 2 p. URL: https://www.apsensing.com/fileadmin/001_PORTAL_/001_documents/Success_Stories/Success_Stories_Power_Cable/Brugg_Cable-2021-02-05.pdf
15. Kucheriava I.M. Fiber optic monitoring of power cable line temperature. *Gidroenergetika Ukrainy*. 2020. No. 3–4. Pp. 28–32. (Rus)
16. Grund R., Hohloch J., Rogers R., Kammler A., Pohl C., Roland H. Integral sensing of HV cable joints – monitor operation and predict failures early. *JICABLE'19, 10th Int. Conf. Insulated Power Cables*, Paris – Versailles, France, 23–27 June, 2019. 6 p.
17. LIOS sensing systems for temperature control of power cable lines. URL: <https://lios.lunainc.com/product-category/pre-vent/> <https://lios.lunainc.com/product/lios-pre-vent-long-range-industrial-temperature-monitoring-system/>
18. *Realise-grid*: research, methodologies and technologies for the effective development of pan-European key GRID infrastructures to support the achievement of a reliable, competitive and sustainable electricity supply. /

- Project no. 219123. – D1.1.2. Description of the "smart" (advance monitored) cable system and of its laboratory prototype. Prysmian Powerlink. June, 2011. 50 p.
19. Smart Grid Solutions. Prysmian Group. 16 p. URL: https://www.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/smartgrid_FINAL_LOW.pdf
 20. International standard IEC 61757-2-2. Fibre optic sensors. Part 2-2: Temperature measurement. Distributed sensing. Edition 1.0. 05-2016. IEC. 2016. URL: https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61757-2-2%7Bed1.0%7Den.pdf
 21. IEEE Guide for temperature monitoring of cable systems (1718–2012). Publisher: IEEE, 8 June 2012, Electronic ISBN: 978-0-7381-7233-0. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6214562>
 22. Cherukupalli S., Anders G.J. Distributed fiber optic sensing and dynamic rating of power cables. IEEE Press Series on Power Engineering. Wiley-IEEE Press, October 1, 2019. 240 p.
 23. Kazerooni A., Scott C., Ruthven D., Peat W., Hessel E. Technical recommendations for implementation of dynamic cable rating system – cable modeling. *CIREN 2019 Conference, 25th International Conference on Electricity Distribution*, Madrid, 3-6 June 2019. Paper no. 2167. 5 p. DOI: <http://dx.doi.org/10.34890/982> <https://www.cired-repository.org/handle/20.500.12455/757>
 24. Enescu D., Colella P., Russo A., Porumb R.F., Seritan G.C. Concepts and methods to assess the dynamic thermal rating of underground power cables. *Energies*. 2021. 14. 2591. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14092591> – <https://www.mdpi.com/journal/energies>
 25. Makarov E.F. Handbook on the 4–35 kV and 110–1150 kV power networks / Ed. by I.T. Goryunov. A.A. Lyubimov. Moskva: Papirus-Pro, 2004. Vol. 3. 688 p.; Papirus-Pro. 2005. Vol. 4. 640 p. (Rus).
 26. Conway C., Mondanos M. An introduction to fiber optic intelligent distributed acoustic sensing (iDAS) technology for power industry applications. *JICABLE'15, 9th Int. Conf. Insulated Power Cables*, Versailles, France, 21–25 June 2015. 6 p.
 27. Singh K., Minto C., Godfrey A. OptaSense distributed acoustic sensing (DAS) systems for the power network. *JICABLE'15, 9th Int. Conf. Insulated Power Cables*, Versailles, France, 21–25 June 2015. 4 p.
 28. Olsen R., Steffansen S., Kristian Olesen K., Rogers R., Lees G. Fault localisation with distributed acoustic sensing (DAS) – service experience. *JICABLE'15, 10th Int. Conf. Insulated Power Cables*, France, Paris, Versailles 23–27 June, 2019. Paper E4-3. 6 p.
 29. Cedilnik G., Lees G., Schmidt P.E., Herstrom S., Geisler T. Ultra-long reach fiber distributed acoustic sensing for power cable monitoring. *JICABLE'15, 10th Int. Conf. Insulated Power Cables*, France, Paris, Versailles 23–27 June, 2019. Paper E4-4. 5 p.
 30. Distributed acoustic sensing (DAS) market: global industry trends, share, size, growth, opportunity and forecast 2022-2027. August 2022. 146 p. URL: https://www.researchandmarkets.com/reports/5647922/distributed-acoustic-sensing-das-market-global?clid=CjwKCAjw_MqgBhAGEiwAnYOAel2oTBkNDD-tSPG8kHOYkV99a_r3glxhJDtxdXTfjZo6zBLarNAEXRoC5QkQAvD_BwE
 31. Kuchinskij G.S. Partial discharges in high-voltage constructions. Leningrad: Energiia, 1979, 224 p.
 32. Siebler D., Rohwetter P., Brusenbach R., Plath R. Optical-only detection of partial discharge with fluorescent polymer optical fiber sensors. *Procedia Engineering*. 2015. Vol.120. Pp. 845–848. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.08.711>
 33. Hernandez-Mejia J.C., Perkel J. Partial discharge HV and EHV power cable systems. Chapter 8. National electric energy testing, research and application center (NEETRAC), 2016. Cable diagnostic focused initiative. 88 p. URL: https://www.neetrac.gatech.edu/publications/CDFI/8-HV-PD_15_with-Copyright.pdf
 34. Ambikairajah R., Phung B. T., Ravishankar J., Blackburn T. R., Liu Z. Smart sensors and online condition monitoring of high voltage cables for the Smart Grid. *Proceedings of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10)*, Cairo University, Egypt, December 19–21, 2010. Paper ID 289. Pp. 807–811.
 35. High-voltage test techniques: partial discharge measurements. International Electrotechnical Commission (IEC) standard, 2000. IEC-60270. URL: https://webstore.iec.ch/preview/info_iec60270%7Bed3.0%7Db.pdf
 36. Pan W., Chen X., Zhao K. Cable-partial-discharge recognition based on a data-driven approach with optical-fiber vibration-monitoring signals. *Energies*. 2022. Vol.15. 5686. 13 p. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15155686>
 37. Costa I.B., Weber G.H., Gomes D.F., Galvao J. R., Silva M.J., Pipa D.R., Ozcariz A., Zamarreno C.R., Martelli C., Silva J.C. Electric discharge detection and localization using a distributed optical fiber vibration sensor. *Optical Fiber Technology*. 2020. Vol. 58. 102266. 9 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.yofte.2020.102266>
 38. Yaacob M.M., Alsaedi M.A., Rashed J.R., Dakhil A.M., Atyah S.F. Review on partial discharge detection techniques related to high voltage power equipment using different sensors. *Photonic Sensors*. 2014. Vol. 4(4). Pp. 325–337. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13320-014-0146-7>
 39. Steennis F., Buys P., Mehairjan R., Wielen P. Smart Cable Guard for PD-online monitoring of MV underground power cables in Stedin's network. *Proceedings 2014 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. Paris, France: Cigre, 2014. Pp. 525–528.
 40. Dai C., Xuezhong L., Xianbo D. The suitability analyses of sheath voltage limiters for HV power cable transmission lines. *IEEE 2019 2nd International Conference On Electrical Materials And Power Equipment (ICEMPE)*, Guangzhou, China, 2019. Pp. 404–408. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICEMPE.2019.8727314>
 41. Myung K.-S., Yoon H., Kim H.J., Jeong J.K., Jeong Y.-K., Choi Yu.-J. On-line diagnostic system for SVL device on under-ground power cables, *8th International Conference on Insulated Power Cables*. Jicable'11. 19 –

- 23 June 2011, Versailles–France. Paper E.5.1.15. URL:
https://www.jicable.org/TOUT_JICABLE_FIRST_PAGE/2011/2011-E5-1-15_page1.pdf
42. Cable sheaths. Overvoltage protection. Application guidelines. 2020 Hitachi ABB Power Grids. 14 p. URL:
https://library.e.abb.com/public/42ff93fa18234d5982dad9bfc38482b7/ABB_AppNotes_3.1_Cable%20sheaths%20overvoltage%20protection%20HC0138880%20EN%20AA.pdf?x-sign=WjXTKUmyx6wAUy17Jk+Z0Fk7CrWWqkfyWR0zKlX4c7V40B2s5nb7avAseEZssqm3
43. Kyrylenko O.V., Shcherba A.A., Zolotarev V.M., Podoltsev O.D., Kucheriava I.M. Device for remote monitoring of the state of high-voltage cable line. Patent UA 147044, published on 07.04.2021, newsletter No. 14. (Ukr)
44. Podoltsev A.D., Kucheriava I.M. Multiphysics modeling in electrical engineering. Kyiv: Institute of Electrodynamics, Ukrainian Academy of Sciences, 2015. 305 p. (Rus)
45. Zolotarev V.M., Shcherba A.A., Podoltsev O.D. Analysis of high-frequency processes in 330 kV cable with Miliken conductor at partial discharges in insulation. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2010. No 2. Pp. 3–10. (Rus)
46. Kucheriava I.M. Distribution of electric and thermal fields in heterogeneous dielectric at partial discharge. *Energoberezhennye. Energetika. Energoaudit*. 2013. Vol. 1. No 8 (114). Pp. 89–93. (Rus)
47. Shcherba A.A., Podoltsev O.D., Zolotarev V.M. Pulse current in polyethylene insulation with air inclusion at partial discharge. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2009. No 2. Pp. 7–12. (Rus)

Надійшла: 31.07.2023

Прийнята: 11.09.2023

Submitted: 31.07.2023

Accepted: 11.09.2023

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

УДК 681.5:52

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.124>

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ВІДПРАЦЮВАННЯ КУТОВОЇ ШВИДКОСТІ В ОДНОКОНТУРНИЙ СИСТЕМІ ПРОГНОЗНОГО КЕРУВАННЯ ДВИГУНОМ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

С.М. Ковбаса, докт. техн. наук, **Є.В. Коломійчук**

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

Представлено результати порівняльного дослідження двох систем керування кутовою швидкістю двигуна постійного струму з постійними магнітами: двоконтурної на основі ПІ-регуляторів, та одноконтурної системи, розробленої на основі методів прогнозного керування. Дослідження виконано методом математичного моделювання для випадку відпрацювання заданих траєкторій кутової швидкості. Показано, що за умов відомих параметрів регулятор на основі прогнозного керування, розроблений як система з одним входом та одним виходом, на відміну від системи з ПІ регуляторами та компенсаціями похідних від сигналу завдання, не забезпечує асимптотичного відпрацювання заданих траєкторій зміни кутової швидкості. Характер перехідних процесів при компенсації дії постійного невідомого моменту навантаження є подібним, обидві системи забезпечують астатичне регулювання кутової швидкості та рівень показників якості керування. Встановлено, що у випадку введення в об'єкт керування (двигун постійного струму) варіації моменту інерції, рівні динамічної похибки при відпрацюванні заданої траєкторії стають співрозмірними для обох систем керування. На відміну від системи на основі ПІ-регуляторів, регулятор на основі прогнозного керування не потребує вимірювання струму якоря та забезпечує покращену динаміку в режимах обмеження напруги. Бібл. 17, рис. 7.

Ключові слова: прогнозне керування, двигун постійного струму, відпрацювання кутової швидкості, ПІ-регулятор.

Вступ. Застосування методів прогнозного керування [1] (Model Predictive Control – MPC) на сьогодні є одним із перспективних шляхів вирішення проблеми створення систем керування складними технологічними об'єктами, для яких застосування традиційних методів є ускладненим, або не призводить до бажаного результату [2]. Вагомою перевагою MPC є можливість врахування обмежень на керуючі дії та координати об'єкта. Так як робота більшості електроприводів як постійного, так і змінного струму передбачає наявність декількох обмежень (обмеження струму, напруги перетворювача, швидкості тощо), то розробка нових систем керування на основі MPC є актуальною задачею.

Дослідженню систем керування на основі MPC для електроприводів та силової електроніки за останні роки присвячено низку публікацій [3–7]. Зокрема, в роботах [8] виконано порівняння MPC та традиційних систем керування на основі ПІ та LQR (Linear quadratic regulator) регуляторів для вирішення задачі стабілізації кутової швидкості двигуна постійного струму. У роботах [9–10] запропоновано декілька методів керування координатами асинхронних двигунів, також представлено деякі результати порівняльних досліджень. Керування пристроями силової електроніки на основі MPC розглянуто в роботах [11–13].

Однією з головних проблем, що перешкоджає широкому застосуванню систем прогнозного керування, є його обчислювальна складність: на кожному періоді вибірки проблема оптимізації має бути вирішена в режимі реального часу, що вимагає складних розрахункових процедур [14–15].

Незважаючи на вагому кількість публікацій у сфері застосування MPC для керування електричними двигунами, здебільшого дослідники розглядають задачу стабілізації механіч-



них координат. У той же час, значна кількість технологічних застосувань потребує вирішення задачі їхнього асимптотичного відпрацювання.

Метою даної статті є проведення порівняльного дослідження динамічної поведінки двох систем керування кутовою швидкістю двигуна постійного струму (ДПС) з постійними магнітами, а саме систем на основі МРС та системи на основі ПІ-регуляторів, при відпрацювання заданих траєкторій зміни кутової швидкості.

Каскадний алгоритм керування на основі ПІ-регуляторів [16]

Розглянемо математичну модель ДПС з постійними магнітами

$$\begin{aligned}\dot{\omega} &= \mu i - \frac{1}{J} M_c - v\omega, \\ i &= \frac{1}{L} (u - iR - c\omega),\end{aligned}\quad (1)$$

де ω – кутова швидкість якоря, i – струм якоря, u – напруга якоря, M_c – статичний момент навантаження, v – коефіцієнт в'язкого тертя, R – опір кола якоря, L – індуктивність кола якоря, $\mu = c/J$, $c = c_1\Phi$ – коефіцієнт моменту, де c_1 – конструктивна стала, Φ – потік, що створюється постійними магнітами.

У випадку живлення ДПС від транзисторного перетворювача з широто-імпульсною модуляцією, інерційністю перетворювача можна знехтувати, приймаючи його за ідеальну підсилювальну ланку з одиничним коефіцієнтом передачі та вважати напругу u в (1) реальною керуючою дією.

Для моделі ДПС (1) припустимо, що:

- параметри моделі постійні та відомі;
- кутова швидкість ω та струм i доступні для вимірювання;
- задана траєкторія зміни кутової швидкості ω є обмеженою функцією часу з обмеженою першою та другою похідними;
- момент навантаження M_c – обмежений, постійний та невідомий.

За умов цих припущень необхідно синтезувати регулятор у формі:

$$u = f(\omega^*, \dot{\omega}^*, \ddot{\omega}^*, i, \omega) \quad (2)$$

що забезпечує асимптотичне відпрацювання заданої траєкторії кутової швидкості, тобто:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{\omega} = 0, \quad (3)$$

де $\tilde{\omega} = \omega - \omega^*$ – похибка відпрацювання кутової швидкості.

Згідно з оберненою покроковою процедурою проектування [16], на першому кроці синтезуємо зовнішній контур регулювання кутової швидкості. Для цього запишемо перше рівняння в (1) у формі похибок

$$\dot{\tilde{\omega}} = \mu i - \hat{M}_c - \tilde{M}_c - \dot{\omega}^* - v\tilde{\omega} - v\omega^*, \quad (4)$$

де $\hat{M}_c$ – оцінене значення константи $M_c J^{-1}$, похибка оцінювання, визначена як $\tilde{M}_c = M_c J^{-1} - \hat{M}_c$. У випадку ідеального струмового керування при $M_c = const$ алгоритм регулятора швидкості формується як пропорційно-інтегральний:

$$\begin{aligned}i &= \mu^{-1} (-k_\omega \tilde{\omega} + \hat{M}_c + \dot{\omega}^* + v\omega^*), \\ \dot{\tilde{M}}_c &= -\dot{\tilde{M}}_c = -k_{oi} \tilde{\omega},\end{aligned}\quad (5)$$

де $(k_\omega, k_{oi}) > 0$ – коефіцієнти пропорційної та інтегральної частин регулятора швидкості.

Ідеальна динаміка контуру регулювання швидкості (при струмовому керуванні) має вигляд:

$$\begin{aligned}\dot{\tilde{M}}_c &= k_{oi} \tilde{\omega}, \\ \dot{\tilde{\omega}} &= -\tilde{M}_c - (k_\omega + v) \tilde{\omega}.\end{aligned}\quad (6)$$

Система (6) є асимптотично стійкою для усіх $(k_\omega, k_{\omega i}) > 0$, тобто $\lim_{x \rightarrow \infty} (\tilde{M}_C, \tilde{\omega})^T = 0$. Струм якоря в (5) може розглядатись як сигнал завдання i^* . Визначивши похибку відпрацювання струму як

$$\tilde{i} = i - i^*, \quad (7)$$

з другого рівняння (1) отримаємо

$$\dot{\tilde{i}} = -\frac{R}{L}\tilde{i} + \frac{1}{L}u - \frac{R}{L}i^* - \frac{c}{L}\omega - \dot{i}_1^* - \dot{i}_2^*, \quad (8)$$

де відома і невідома складові $\dot{i}_1^*, \dot{i}_2^*$, розраховані в силу рівнянь (5), дорівнюють:

$$\begin{aligned} \dot{i}_1^* &= \frac{1}{\mu} \left[-k_\omega(-k_\omega \tilde{\omega} + \mu \tilde{i}) + \dot{M}_C + \nu \dot{\omega}^* + \ddot{\omega}^* \right], \\ \dot{i}_2^* &= \frac{k_\omega}{\mu} \tilde{M}_C. \end{aligned} \quad (9)$$

Керуюча напруга якоря u має бути такою, щоб гарантувати асимптотичне відпрацювання заданого струму $\lim_{x \rightarrow \infty} \tilde{i} = 0$.

Сконструюємо ПІ-регулятор струму у формі

$$\begin{aligned} u &= L \left(\frac{R}{L} i^* + \frac{c}{L} \omega + \dot{i}_1^* - k_i \tilde{i} - y \right), \\ \dot{y} &= k_{ii} \tilde{i}, \end{aligned} \quad (10)$$

де $(k_i, k_{ii}) > 0$ – коефіцієнти пропорційної та інтегральної частин регулятора струму. Після підстановки рівнянь алгоритму керування (10) в (8), з врахуванням (6) отримаємо результуючі рівняння динаміки похибок відпрацювання:

$$\begin{aligned} \dot{\tilde{\omega}} &= -\tilde{M}_C - k_{\omega i} \tilde{\omega} + \mu \tilde{i}, \\ \dot{\tilde{M}}_C &= k_{\omega i} \tilde{\omega}, \\ \dot{\tilde{i}} &= -k_\omega \mu^{-1} \tilde{M}_C - k_{ii} \tilde{i} - y, \\ \dot{y} &= k_{ii} \tilde{i}, \end{aligned} \quad (11)$$

де $k_{\omega i} = (k_\omega + \nu)$, $k_{ii} = -RL^{-1} + k_{ii}$.

Структура (11) відображає каскадні властивості спроектованої системи яка містить дві підсистеми, що утворюють контури швидкості та струму. Динамічна поведінка кожного контуру задається за допомогою коефіцієнтів пропорційної та інтегральної складових $(k_\omega, k_{\omega i}), (k_i, k_{ii})$ регуляторів швидкості та струму.

Структура спроектованої системи має таку саму базову конфігурацію, що й стандартні системи з підпорядкованим регулюванням параметрів. Відмінність полягає у введенні допоміжних коригуючих зв'язків по завданню і його похідним, а також допоміжних зв'язків між контуром регулювання струму та швидкості. Це дає змогу забезпечити відпрацювання заданих траєкторій швидкості без похибок, якщо початкові умови є нульовими.

Алгоритм керування на основі МРС.

У системах прогнозного керування (МРС) [17] модель об'єкта використовується для прогнозування майбутньої поведінки системи протягом певного часового інтервалу, який називають горизонтом передбачення. На основі прогнозів та вимірюваного стану системи обчислюється оптимальний сигнал керування з урахуванням бажаного стану на виході та обмежень. На кожному наступному такті керування процес вимірювання, оцінки та обчислення повторюється з зміщеним горизонтом. Загальна структура системи на основі прогнозного керування показана на рис. 1.

У межах цього дослідження для створення алгоритму керування на основі MPC використано набір інструментів Model Predictive Control Toolbox пакету Matlab. Водночас регулятор має один вхід завдання (траєкторія кутової швидкості), один вихід керування (напруга якоря) та один вхід для зворотного зв'язку (кутова швидкість якоря).

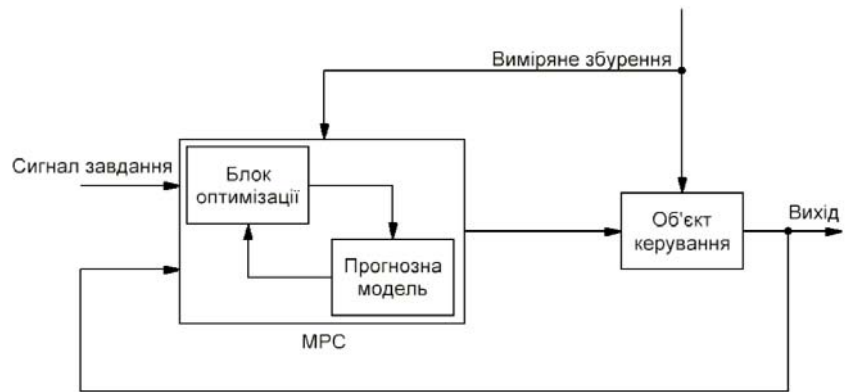


Рис. 1

Збурення (статичний момент навантаження) не вимірюється. Для системи прогнозного керування було задано час вибірки 0.001 с, горизонт передбачення рівним 10 тактам, горизонт керування дорівнює 5 тактам. Ваговий коефіцієнт налаштування динамічних властивостей встановлено рівним 0.8, а загальний коефіцієнт спостерігача 0.5.

Результати порівняння. Порівняльне дослідження динамічної поведінки систем керування виконано методом математичного моделювання. Використано наступні параметри двигуна постійного струму: $L=0.07$ Гн, $R=4.1$ Ом, $J=0.005$ кг*м², $\mu=0.5$ Нм/рад/с*м², $c=1.2$ Нм*А. Коефіцієнти ПІ-регуляторів для каскадного алгоритму керування обрані рівними $k_{\omega}=100$, $k_{\omega i}=5000$, $k_i=500$, $k_{ii}=125000$.

Тести виконано за наступної послідовності операцій керування двигуном (рис. 2.): протягом інтервалу часу $t = 0 \dots 0.3$ с двигун розганяється до заданої кутової швидкості $\omega^* = 75$ рад/с; на інтервалі часу $t = 0.5 \dots 0.8$ с до валу двигуна прикладається постійний момент навантаження, рівний 3 Нм. В інтервалі часу $t = 1.1 \dots 1.3$ с до двигуна прикладається від'ємний динамічний момент та двигун зупиняється. Завдання траєкторії та момент навантаження зображені на рис. 2.

Під час виконання перших двох тестів обмеження на координати системи не вводилися.

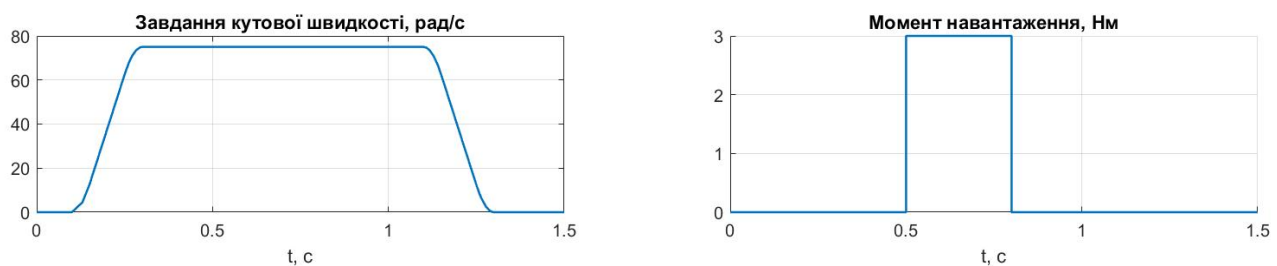


Рис. 2

Графіки перехідних процесів в системі на основі каскадного алгоритму показано на рис. 3, а в системі на основі MPC – на рис. 4. Як видно з рис. 3, каскадний алгоритм завдяки наявним в його структурі компенсаціям похідних від сигналу завдання забезпечує асимптотичне відпрацювання заданої траєкторії кутової швидкості. Водночас в системі з MPC при розгоні двигуна присутня динамічна похибка на рівні 3 рад/с. Динамічна похибка кутової швидкості при відпрацюванні постійного моменту навантаження для обох алгоритмів знаходиться на рівні 4 рад/с.

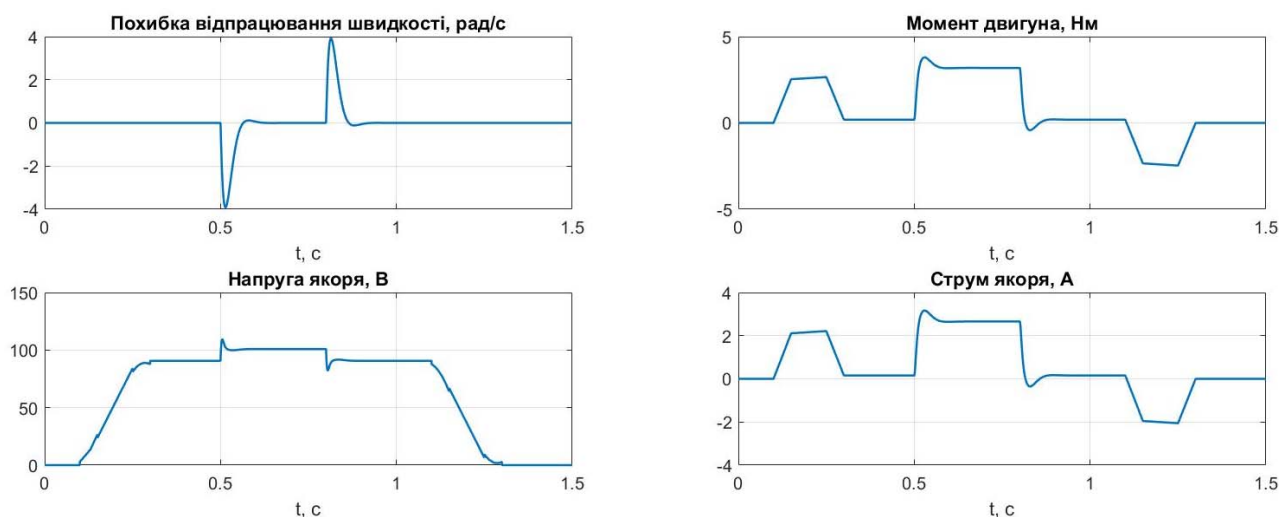


Рис. 3

На наступному етапі дослідження було проведено тест для випадку, коли момент інерції двигуна є невідомим. Для цього в моделі двигуна було встановлено значення моменту інерції в два рази більшим, ніж в алгоритмі керування. Перехідні процеси похибки кутової швидкості для обох алгоритмів керування показані на рис. 5. Як слідує з рис. 5, за умов невідомого моменту інерції асимптотичність відпрацювання траєкторії швидкості каскадною системою порушується, наявна динамічна похибка на рівні 2 рад/с. В системі з МРС динамічна похибка відпрацювання траєкторії швидкості зростає до рівня 4.7 рад/с. Характер перехідних процесів при компенсації постійного моменту став більш коливальним для обох систем.

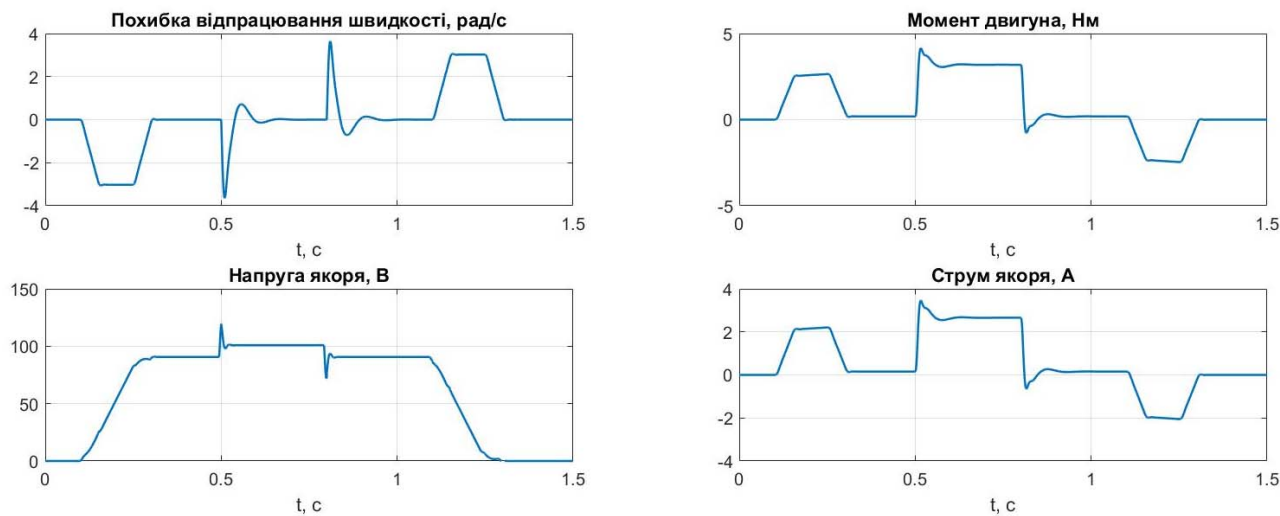


Рис. 4

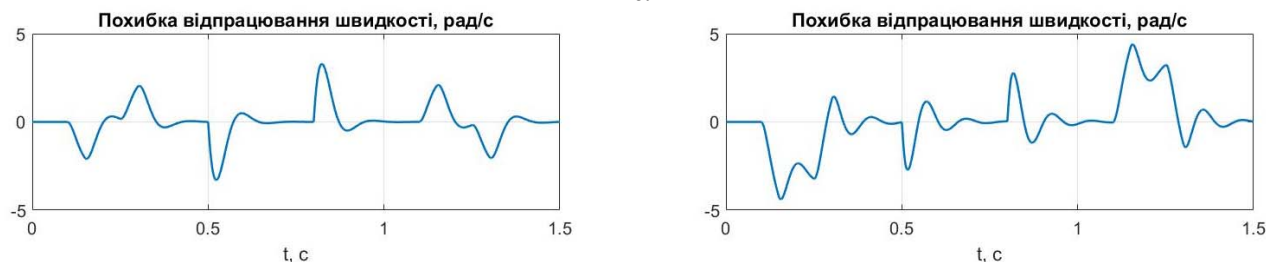


Рис. 5

На наступному кроці було введено обмеження на керуючу дію на рівні 100 В. Графіки перехідних процесів для цього тесту показані на рис. 6 для системи з ПІ-регуляторами і рис. 7 для системи на основі МРС. Як випливає з порівняння перехідних процесів на рис. 6 та 7,

при обмеженні напруги компенсація невимірюваного моменту навантаження здійснюється однаково, внаслідок обмеження виникає статична похибка відпрацювання кутової швидкості на рівні 1 рад/с. Разом з тим, при знятті навантаження в каскадній системі виникають коливання, що спричиняються інтегратором, який продовжив свою роботу в режимі обмеження, тобто для коректоної каскадної системи в розглянутому режимі реалізація функції «anti windup» для інтегратора є обов'язковою. Водночас система на основі МРС забезпечує врахування обмеження, тому вихід з режиму обмеження не супроводжується додатковими перехідними процесами, що показано на рис. 7.

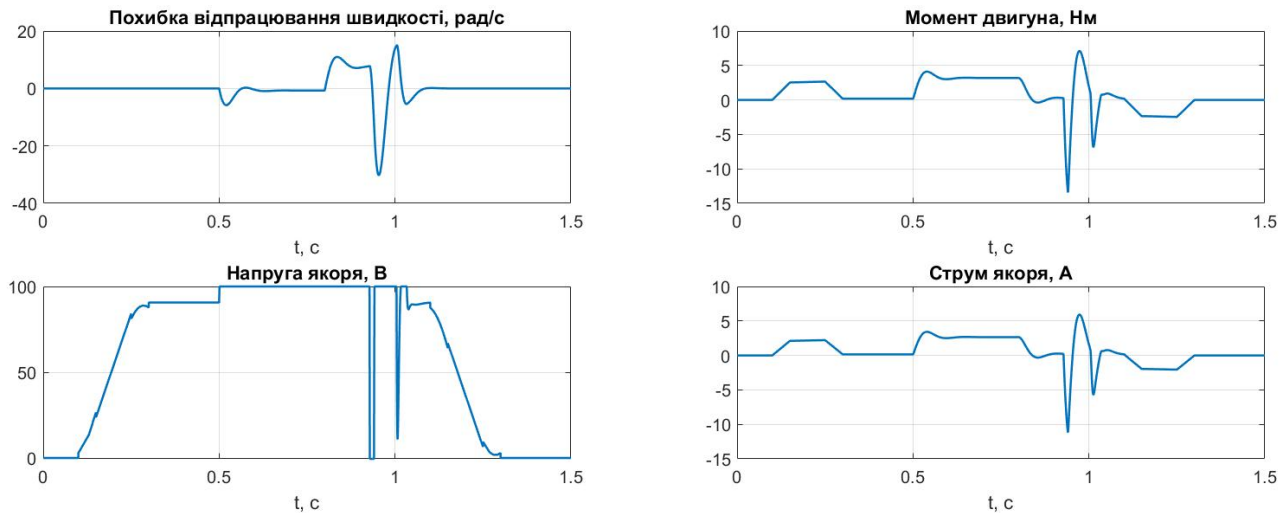


Рис. 6

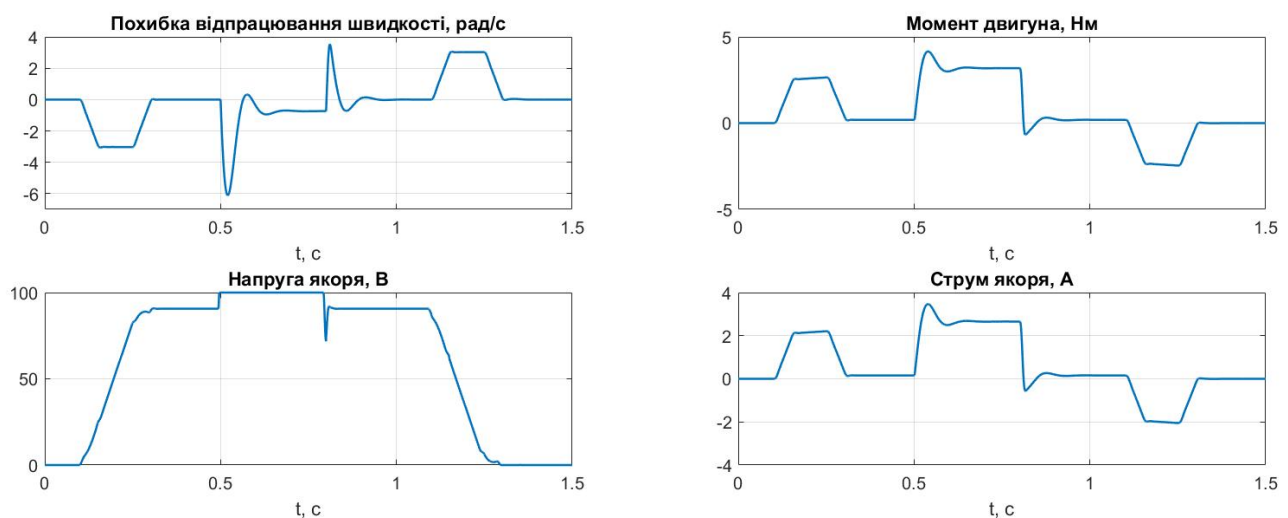


Рис. 7

Таким чином, за результатами порівняльного дослідження встановлюємо, що найпростіший варіант системи керування кутовою швидкістю на основі МРС може використовуватися в системах стабілізації кутової швидкості двигуна постійного струму, забезпечуючи при цьому ефективну роботу з врахуванням обмеження по вихідній напрузі перетворювача.

Висновок. У результаті порівняльного дослідження динамічних властивостей систем на основі ПІ-регуляторів та прогнозного керування для відпрацювання заданих траєкторій кутової швидкості двигуна постійного струму встановлено, що, на відміну від конвенційної системи з ПІ регуляторами, найпростіша система на основі МРС не забезпечує асимптотичного відпрацювання заданих траєкторій зміни кутової швидкості. Разом з тим, якість перехідних процесів при компенсації постійного невідомого моменту навантаження під час роботи з постійною швидкістю є співрозмірною для обох систем. Показано, що однією з переваг розробленої системи на основі МРС є більш ефективна робота в режимі обмеження напруги

на виході перетворювача, в той час як для системи на основі ПІ-регуляторів необхідна додаткова реалізація функцій «anti windup». До переваг розробленого MPC регулятора можна віднести відсутність необхідності встановлення датчика струму якоря.

1. E. F. Camacho, C. Bordons. *Model Predictive Control*. Springer, 1998.
2. Yongsoo Cho, Yeongsu Bak, and Kyo-Beum Lee. Torque-Ripple Reduction and Fast Torque Response Strategy for Predictive Torque Control of Induction Motors. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2017.
3. V. Wisniewski, E. Maddalena, and R. Godoy. Discrete-time regional poleplacement using convex approximations: Theory and application to a boost converter. *Control Engineering Practice*, Vol. 91, P. 104102, 2019.
4. Sergio Vazquez, Abraham Marquez, Ricardo Aguilera, Daniel Quevedo, Jose I. Leon, and Leopoldo G. Franquelo. Predictive Optimal Switching Sequence Direct Power Control for Grid Connected Power Converters. *IEEE Transactions on control Systems Technology*, IEEE, 2015.
5. Sergio Vazquez, Abraham Marquez, Ricardo Aguilera, Daniel Quevedo, Jose I. Leon, and Leopoldo G. Franquelo. Predictive Optimal Switching Sequence Direct Power Control for Grid Connected Power Converters. *IEEE Transactions on control Systems Technology*, IEEE, 2015.
6. Guoqiang Li and Daniel Gorges. Hybrid Modeling and Predictive Control of the Power Split and Gear Shift in Hybrid Electric Vehicles. *IEEE Transactions on control Systems Technology*, Pp. 978–983. IEEE, 2019.
7. Dehua Shi, Shaohu Wang, Yingfen Cai, and Long Chen. Stochastic Predictive Energy Management of Power Split Hybrid Electric Bus for Real-World Driving Cycles. *Automotive Engineering Research Institute*, Pp. 61700–61713, 2018.
8. Satyabrata Sahoo, Bidyadhar Subudhi, Gayadhar Panda. Optimal Speed Control of DC Motor using Linear Quadratic Regulator and Model Predictive Control. *IEEE*, 2015.
9. Lafta E. J. Alkurawy, Nisreen Khamas. Model Predictive Control for DC Motors. *International Scientific Conference of Engineering Sciences*, 2018.
10. Siddhesh Dani, Dayaram Sonawane, Deepak Ingole, Sanjaykumar Patil. Performance Evaluation of PID, LQR and MPC for Motor Speed Control. *2nd International Conference for Convergence in Technology (I2CT)*, 2017.
11. Yongchang Zhang, Haitao Yang and Bo Xia. Model Predictive Control of Induction Motor Drives: Torque Control versus Flux Control. *IEEE Transactions on Industry Application*, 2016.
12. Yongchang Zhang and Haitao Yang. Model-Predictive Flux Control of Induction Motor Drives With Switching Instant Optimization. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2015.
13. Ahmed G. Mahmoud A. Aziz, Hegazy Rez and Ahmed A. Zaki Diab. Robust Sensorless Model-Predictive Torque Flux Control for High-Performance Induction Motor Drives. *MDPI Mathematics*, 2021.
14. S. Almér, D. Frick, G. Torrisi, and S. Mariéthoz. Predictive converter control: Hidden convexity and real-time quadratically constrained optimization. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 2020.
15. P. Zometa, M. Kögel, T. Faulwasser, and R. Findeisen. Implementation aspects of model predictive control for embedded systems. *American Control Conference (ACC)*, Pp. 1205–1210. IEEE, 2012.
16. Попович Н.Г., Пересада С.М., Коломієць Д.Н. Керування слідкуючим електроприводом постійного струму на основі непрямой оцінки кутової швидкості. Вісник Харківського державного політехнічного університету. 1999. Вип. 61. С. 43–48.
17. S. Richter, S. Mariéthoz and M. Morari. High-speed online mpc based on a fast gradient method applied to power converter control. *Proceedings of the 2010 American Control Conference*. Pp. 4737–4743. IEEE, 2010.

COMPARATIVE ANALYSIS OF SPEED TRACKING PERFORMANCES IN SINGLE-LOOP MODEL PREDICTIVE CONTROL SYSTEM FOR DC MOTOR

S. Kovbasa, Ye. Kolomiichuk

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

e-mail: skovbasa@ukr.net, Kolomijchyk@hotmail.com

The results of a comparative study of two speed control systems for a DC motor with permanent magnets are presented: a cascaded system based on PI controllers, and a single-loop system developed on the basis of model predictive control methods. The research was carried out by the simulations for the case of speed trajectory tracking task. It is shown that, under the conditions of known parameters, the controller based on predictive control, designed as a system with one input and one output, unlike the system with PI controllers and compensations of derivatives of the reference signal, does not provide asymptotic speed trajectory tracking. The transients during constant load torque compensation are similar, both control schemes provide asymptotical speed regulation with similar performances. In the case of introducing variations of DC motor moment of inertia, the levels of dynamic trajectory tracking errors become commensurate for both control systems. Unlike the system based on PI regulators, the controller based on model predictive control does not need to measure the armature current and provides improved dynamics in voltage limiting modes. Ref. 17, fig. 7.

Keywords: model predictive control, DC motor, speed trajectory tracking, PI-controller.

1. E. F. Camacho, C. Bordons. *Model Predictive Control*. Springer, 1998.
2. Yongsoo Cho, Yeongsu Bak, and Kyo-Beum Lee. Torque-Ripple Reduction and Fast Torque Response Strategy for Predictive Torque Control of Induction Motors. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2017.
3. V. Wisniewski, E. Maddalena, and R. Godoy. Discrete-time regional poleplacement using convex approximations: Theory and application to a boost converter. *Control Engineering Practice*, Vol. 91, P. 104102, 2019.
4. Sergio Vazquez, Abraham Marquez, Ricardo Aguilera, Daniel Quevedo, Jose I. Leon, and Leopoldo G. Franquelo. Predictive Optimal Switching Sequence Direct Power Control for Grid Connected Power Converters. *IEEE Transactions on control Systems Technology*, IEEE, 2015.
5. Sergio Vazquez, Abraham Marquez, Ricardo Aguilera, Daniel Quevedo, Jose I. Leon, and Leopoldo G. Franquelo. Predictive Optimal Switching Sequence Direct Power Control for Grid Connected Power Converters. *IEEE Transactions on control Systems Technology*, IEEE, 2015.
6. Guoqiang Li and Daniel Gorges. Hybrid Modeling and Predictive Control of the Power Split and Gear Shift in Hybrid Electric Vehicles. *IEEE Transactions on control Systems Technology*, Pp. 978–983. IEEE, 2019.
7. Dehua Shi, Shaohu Wang, Yingfen Cai, and Long Chen. Stochastic Predictive Energy Management of Power Split Hybrid Electric Bus for Real-World Driving Cycles. *Automotive Engineering Research Institute*, Pp. 61700–61713, 2018.
8. Satyabrata Sahoo, Bidyadhar Subudhi, Gayadhar Panda. Optimal Speed Control of DC Motor using Linear Quadratic Regulator and Model Predictive Control. *IEEE*, 2015.
9. Lafta E. J. Alkurawy, Nisreen Khamas. Model Predictive Control for DC Motors. *International Scientific Conference of Engineering Sciences*, 2018.
10. Siddhesh Dani, Dayaram Sonawane, Deepak Ingole, Sanjaykumar Patil. Performance Evaluation of PID, LQR and MPC for Motor Speed Control. *2nd International Conference for Convergence in Technology (I2CT)*, 2017.
11. Yongchang Zhang, Haitao Yang and Bo Xia. Model Predictive Control of Induction Motor Drives: Torque Control versus Flux Control. *IEEE Transactions on Industry Application*, 2016.
12. Yongchang Zhang and Haitao Yang. Model-Predictive Flux Control of Induction Motor Drives With Switching Instant Optimization. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2015.
13. Ahmed G. Mahmoud A. Aziz, Hegazy Rez and Ahmed A. Zaki Diab. Robust Sensorless Model-Predictive Torque Flux Control for High-Performance Induction Motor Drives. *MDPI Mathematics*, 2021.
14. S. Almér, D. Frick, G. Torrisi, and S. Mariéthoz. Predictive converter control: Hidden convexity and real-time quadratically constrained optimization. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 2020.
15. P. Zometa, M. Kögel, T. Faulwasser, and R. Findeisen. Implementation aspects of model predictive control for embedded systems. *American Control Conference (ACC)*, Pp. 1205–1210. IEEE, 2012.
16. Popovych M.H., Peresada S.M., Kolomiyets D.N. Control of a direct current tracking electric drive based on indirect estimation of angular velocity. *Visnyk Kharkivskoho derzhavnoho polytekhnichnoho universytetu*. 1999. Vol. 61. Pp. 43–48.
17. S. Richter, S. Mariéthoz and M. Morari. High-speed online mpc based on a fast gradient method applied to power converter control. *Proceedings of the 2010 American Control Conference*. Pp. 4737–4743. IEEE, 2010.

Надійшла: 25.09.2023

Прийнята: 02.11.2023

Submitted: 25.09.2023

Accepted: 02.11.2023

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

УДК 621.313.8

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.132>

THREE-DEGREE-OF-FREEDOM ELECTRIC MACHINE AND ITS OPERATION MODES

K.P. Akinin*, V.G. Kireyev, I.S. Petukhov***, A.A. Filomenko******

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

Beresteiskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: kvg2016@ukr.net

This paper deals with the operating modes of a 3-degree-of-freedom (3-DOF) electric machine. The design of such a machine allows the rotor axis to rotate along two angular coordinates in a limited range of angles. This is necessary for the machine to operate as part of a small-sized, high-speed precision target detection and tracking system. Based on the 3-DOF machine dynamics model, a block diagram of a servo system has been developed for controlling the rotor motion trajectory at two coordinates. Examples are given of the implementation of rotor motion trajectories with linearly increasing Examples are given of the implementation of rotor motion trajectories with linearly increasing, as well as described by an Archimedes spiral reference signals described by an Archimedes spiral reference signals. Dependencies of the modules of the relative accuracy of rotor movement along given trajectories on the system tunings were obtained. Ref. 12, fig. 9, table.

Keywords: control system, motion trajectories, three-degree-of-freedom electric machine.

Introduction. An electric machine with three degrees of freedom of rotor rotation is an electric motor whose rotor rotation axis can change its angular position in two mutually orthogonal planes relative to the stator windings. Such electric machines can differ not only by design, but also by implementation type: stepper [11], asynchronous [2, 3], inductor [1], with permanent magnets [4, 5]. In this paper brushless magnetoelectric motors with high-speed rotor with three degrees of freedom of rotation will be considered. Due to the rapid rotation of the rotor and the ability to tilt the axis of rotation in any direction, the rotor of such a machine has the properties of a gyroscope. It can maintain its spatial position in the absence of external influences on it, and in the presence of control torques, change the angular position of the rotation axis or, using the gyroscope term, precess.

A significant structural difference between a 3-DOF machine and traditional gyroscopic systems is the absence of an external gimbal suspension with angular position sensors and torque motors installed on its axes that control the position of the rotor axis of a special gyromotor. In the 3-DOF machine, all functions of controlling the rotor position and stabilizing its rotation are performed by a system of stator windings, the electromagnetic field of which interacts with the excitation field of a single rotor-magnet mounted on a miniature internal gimbal suspension. The advantages of this gyroscopic system structure in comparison with the classical scheme in speed, dimensions and weight with comparable values of the rotor angular momentum are obvious, since the angular momentum of the moving parts is significantly less. There is also no need to connect communications to the gyromotor, angle sensors and torque motors installed on the gimbal frames, which increases the reliability of the 3-DOF machine. However, these advantages are achieved by increasing the complexity of electrodynamic processes that occur in the 3-DOF machine and require special approaches to their study. The fundamentals of the 3-DOF theory machine were outlined in the monograph [5] and were continued in the monograph [4] and papers [6–8].

The purpose of the paper is to study the operating modes of the 3-DOF machine as part of small-sized, high-speed precision target detection and tracking systems.



Structure and operating principles of the 3-DOF machine. The 3-DOF machine is the main part of the electromechanical system for the spatial orientation of the sensitive element at two angular coordinates. Based on the tasks to be solved, three main operating modes can be defined:

- guidance of the sensitive element according to target designation signals;
- scanning space when searching for a target;
- holding the sight axis towards the target in tracking mode.

Before considering the modeling features and studying operating modes, we will briefly consider the 3-DOF machine design and describe the principles of its operation.

Structurally, the 3-DOF machine (Fig. 1) consists of a two-pole rotor with permanent magnets of the excitation system 1, a stator 2 with windings of rotor control in three angular coordinates, and a gimbal suspension 3. The magnetic flux of induction of the excitation system can be closed by outside and internal magnetic circuits 4, which rotate together with magnets. An important feature of the design is the absence of ferromagnetic elements on the stator. This eliminates the force interaction of the rotor magnets with the stator, which can cause unwanted rotor precession.

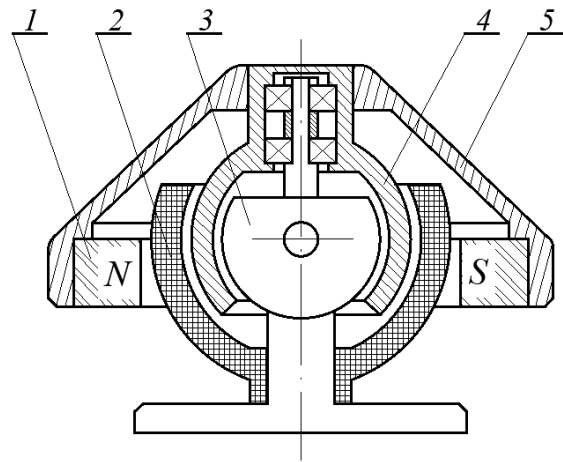


Fig. 1

Let's consider the principles of creating control torques along three angular coordinates in the 3-DOF machine. By analogy with classical electric machines for accelerating and stabilizing the rotor rotation speed, it is enough to install two mutually perpendicular rotation windings on the stator. In order to control the spatial position of the rotor rotation axis, an additional solenoidal control winding is mounted on the stator, the electrical axis of which is orthogonal to the rotation windings. In this case, an electromagnetic field appears in the working air gap of the machine, the intensity vector of which pulsates along the electrical axis of the control winding (CW). Fig. 2 shows the cross-section of the CW and rotor, as well as the fixed coordinate system of the stator $OXYZ$ and the movable $OX_1Y_1Z_1$ of the rotor, $\mathbf{H}_{cw}$ is the instantaneous value of the vector of the field strength CW, $\mathbf{H}$ is the vector of the angular momentum of the rotor, θ is the angle of deviation of the rotation axis rotor.

Due to the interaction of the excitation field of the rotor's permanent magnets, in which the magnetic induction vector $\mathbf{B}$ coincides with the OZ_1 axis, and the field CW $\mathbf{H}_{cw}$, an electromagnetic torque $\mathbf{M}_{cw}$ arises, directed along the OX axis. It has two components $\mathbf{M}_{cw}^x$ – along the OX_1 axis and $\mathbf{M}_{cw}^y$ – along the OY_1 axis. The first component of $\mathbf{M}_{cw}^x$ is perpendicular to the vector of angular momentum $\mathbf{H}$, therefore, according to gyro theory [10], the rotor under the action of this torque will precess in the OY_1X_1 plane, trying to combine the vector $\mathbf{H}$ with the torque vector $\mathbf{M}_{cw}^x$ acting on the rotor. The $\mathbf{M}_{cw}^y$ component and the vector of angular momentum $\mathbf{H}$ are on the same axis, so no disturbing force is applied to the rotor, leading to precession. However, it tends to reduce the angular momentum of the rotor, which leads to its braking. When changing the direction of the $\mathbf{H}_{cw}$ vector, that is when the direction of the current in the CW changes, the rotor will precess in the OZ_1Y_1 plane, and the $\mathbf{M}_{cw}^y$ component will act in the same direction as the vector $\mathbf{H}$ and increase the rotor rotation speed.

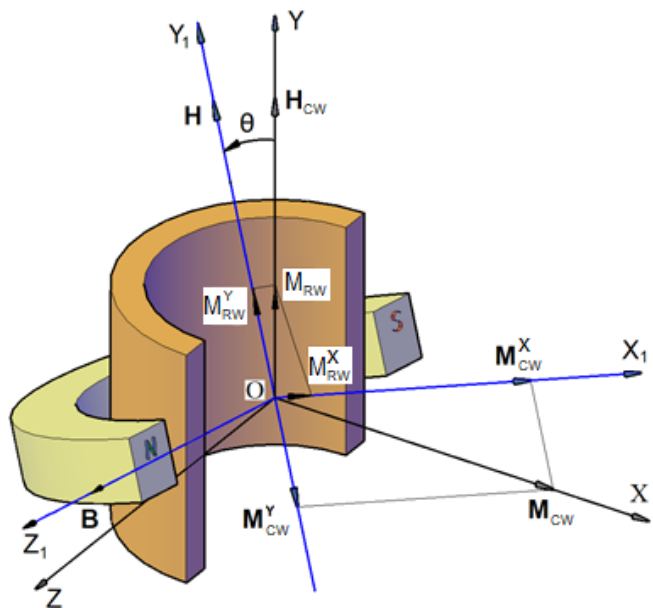


Fig. 2

$$M_{J\alpha} = 2\omega_\alpha \omega_\beta J_X \sin \beta \cos \beta; \quad M_{H\beta} = H \omega_\beta \cos \beta; \quad (4, 5)$$

$$M_{Z\alpha} = i_Z k_{mZ} (\sin \alpha \cos \omega t - \cos \alpha \sin \beta \sin \omega t); \quad (6)$$

$$J_X \frac{d\omega_\beta}{dt} = M_{Y\beta} - M_{\omega\beta} - M_{J\beta} - M_{H\alpha} - M_{X\beta} + M_{Z\beta}; \quad (7)$$

$$M_{Y\beta} = i_Y k_{mY} \cos \alpha \cos \beta \sin \omega t; \quad M_{\omega\beta} = k_{\omega\beta} \omega_\beta; \quad M_{J\beta} = \omega_\alpha^2 J_X \sin \beta \cos \beta; \quad (8-10)$$

$$M_{H\alpha} = H \omega_\alpha \cos \beta; \quad M_{X\beta} = i_X k_{mX} \sin \beta \sin \omega t; \quad M_{Z\beta} = i_Z k_{mZ} \sin \alpha \cos \beta \sin \omega t; \quad (11-13)$$

$$J_Y \frac{d\omega_\gamma}{dt} = -M_{X\gamma} - M_{Y\gamma} - M_{Z\gamma} + M_{L\gamma}; \quad (14)$$

$$M_{X\gamma} = i_X k_{mX} \cos \beta \cos \omega t; \quad M_{Y\gamma} = i_Y k_{mY} (\cos \alpha \sin \beta \cos \omega t + \sin \alpha \sin \omega t); \quad (15, 16)$$

$$M_{Z\gamma} = i_Z k_{mZ} (\sin \alpha \sin \beta \cos \omega t - \cos \alpha \sin \omega t); \quad M_{L\gamma} = k_{\omega\gamma} \omega_\gamma^2; \quad (17, 18)$$

$$\frac{d\alpha}{dt} = \omega_\alpha; \quad \frac{d\beta}{dt} = \omega_\beta; \quad \frac{d\gamma}{dt} = \omega_\gamma; \quad (19-20)$$

$$L_X \frac{di_X}{dt} = u_X - R_X i_X - e_{X\gamma} + e_{X\beta}; \quad (21)$$

$$e_{X\gamma} = \omega_\gamma k_{mX} \cos \beta \cos \omega t; \quad e_{X\beta} = \omega_\beta k_{mX} \sin \beta \sin \omega t; \quad (22, 23)$$

$$L_Z \frac{di_Z}{dt} = u_Z - R_Z i_Z - e_{Z\gamma} - e_{Z\alpha} - e_{Z\beta}; \quad (24, 25)$$

$$e_{Z\gamma} = \omega_\gamma k_{mZ} (\sin \alpha \sin \beta \cos \omega t - \cos \alpha \sin \omega t); \quad (26)$$

$$e_{Z\alpha} = \omega_\alpha k_{mZ} (\cos \alpha \sin \beta \sin \omega t - \sin \alpha \cos \omega t); \quad e_{Z\beta} = \omega_\beta k_{mZ} \sin \alpha \cos \beta \sin \omega t; \quad (27, 28)$$

$$L_Y \frac{di_Y}{dt} = u_Y - R_Y i_Y - e_{Y\gamma} + e_{Y\alpha} - e_{Y\beta}; \quad (29)$$

$$e_{Y\gamma} = \omega_\gamma k_{mY} (\cos \alpha \sin \beta \cos \omega t + \sin \alpha \sin \omega t); \quad (30)$$

$$e_{Y\alpha} = \omega_\alpha k_{mY} (\sin \alpha \sin \beta \sin \omega t + \cos \alpha \cos \omega t); \quad e_{Y\beta} = \omega_\beta k_{mY} \cos \alpha \cos \beta \sin \omega t, \quad (31, 32)$$

where $\omega_\alpha, \omega_\beta, \omega_\gamma, \alpha, \beta, \gamma$ are angular speeds and angles of rotation of the rotor shaft; J_X, J_Y are axial moments of inertia of the rotor; $M_{Y\alpha}, M_{Y\beta}$ are electromagnetic torques created by the control winding; $M_{J\alpha}, M_{J\beta}$ are torques caused by Coriolis forces; $M_{H\alpha}, M_{H\beta}$ – cross gyroscopic torques; $M_{Z\alpha}, M_{X\beta}, M_{Z\beta}$ are electromagnetic torques caused by the influence of the rotation winding; $M_{X\gamma}, M_{Z\gamma}$ are electromagnetic torques of rotation windings; $M_{Y\gamma}$ is the electromagnetic torque caused by the influence of the control winding; $M_{L\gamma}$ is the torque of viscous friction; $k_{\omega\gamma}$ is the coefficient of viscosity of rotation of the motor rotor around the Y axis; $k_{\omega\alpha}, k_{\omega\beta}$ are viscosity coefficients when the rotor rotates through angles α and β , and $k_{\omega\alpha} = k_{\omega\beta}$; i_Y, u_Y are current and voltage of the control winding; i_X, i_Z, u_X, u_Z are currents and voltages of stator rotation windings; $L_Y, L_X, L_Z, R_Y, R_X, R_Z$ are inductance and active resistance of the control and rotation windings; $e_{X\gamma}, e_{X\beta}, e_{Z\gamma}, e_{Z\alpha}, e_{Z\beta}, e_{Y\gamma}, e_{Y\alpha}, e_{Y\beta}$ are EMF of rotation and control windings; k_{mY}, k_{mX}, k_{mZ} are the motor torque coefficients, and $k_{mX} = k_{mZ}$; $\omega = 2\pi f$ is the angular frequency; f is the currents frequency. You can see that all electromagnetic torques acting on the rotor are described by periodic functions, that is, they have variable components. Therefore, for further convenience of studying the dynamics of rotor motion, it is necessary to obtain the 3-DOF machine equations in average torque values.

Note also that, according to the conditions for rotor stabilization, the average value of the rotation rotor angular speed is constant $\omega_\gamma = \omega_{\gamma av} = 628 \text{ rad/s}$ at $f = 100 \text{ Hz}$. In this case, the sum

of the constant components of the torques $M_{X\gamma}$, $M_{Y\gamma}$, $M_{Z\gamma}$ and $M_{L\gamma}$ on the right side of equation (14) is always equal to zero. In this paper, the mode of stabilization of the angular speed of rotor rotation is not considered.

To obtain equations of dynamics in average values, it is necessary to determine formulas for currents i_X , i_Z and i_Y in the form

$$i_X = I_X \cos \omega t; i_Z = I_Z \sin \omega t; i_Y = I_Y \sin(\omega t + \varphi_Y), \quad (33-35)$$

where I_X , I_Z are the amplitudes of currents i_X and i_Z of rotation windings, and $I_X = I_Z$; I_Y , φ_Y are amplitude and phase shift of the control winding current i_Y .

Let's substitute expressions for currents into equations (2-6, 8-13, 15-18)

$$\begin{aligned} M_{Y\alpha} &= I_Y k_{mY} (\sin \alpha \sin \beta \sin \omega t + \cos \alpha \cos \omega t) \sin(\omega t + \varphi_Y) = \\ &= 0,5 I_Y k_{mY} (\sin \alpha \sin \beta (\cos \varphi_Y + \cos(2\omega t + \varphi_Y)) + \cos \alpha (\sin(2\omega t + \varphi_Y) + \sin \varphi_Y)); \end{aligned} \quad (36)$$

$$\begin{aligned} M_{Z\alpha} &= -I_Z k_{mZ} (\sin \alpha \cos \omega t - \cos \alpha \sin \beta \sin \omega t) \sin \omega t = \\ &= -I_Z k_{mZ} (0,5 \sin \alpha \sin 2\omega t - \cos \alpha \sin \beta \sin^2 \omega t); \end{aligned} \quad (37)$$

$$\begin{aligned} M_{Y\beta} &= I_Y k_{mY} \cos \alpha \cos \beta \sin(\omega t + \varphi_Y) \sin \omega t = \\ &= 0,5 I_Y k_{mY} \cos \alpha \cos \beta (\cos \varphi_Y + \cos(2\omega t + \varphi_Y)); \end{aligned} \quad (38)$$

$$M_{X\beta} = I_X k_{mX} \sin \beta \sin \omega t \cos \omega t = 0,5 I_X k_{mX} \sin \beta \sin 2\omega t; \quad (39)$$

$$M_{Z\beta} = -I_Z k_{mZ} \sin \alpha \cos \beta \sin^2 \omega t; \quad (40)$$

$$M_{X\gamma} = I_X k_{mX} \cos \beta \cos^2 \omega t; \quad (41)$$

$$\begin{aligned} M_{Y\gamma} &= I_Y k_{mY} (\cos \alpha \sin \beta \cos \omega t + \sin \alpha \sin \omega t) \sin(\omega t + \varphi_Y) = \\ &= 0,5 I_Y k_{mY} (\cos \alpha \sin \beta (\sin(2\omega t + \varphi_Y) + \sin \varphi_Y) + \sin \alpha (\cos \varphi_Y + \cos(2\omega t + \varphi_Y))); \end{aligned} \quad (42)$$

$$\begin{aligned} M_{Z\gamma} &= -I_Z k_{mZ} (\sin \alpha \sin \beta \cos \omega t - \cos \alpha \sin \omega t) \sin \omega t = \\ &= -I_Z k_{mZ} (0,5 \sin \alpha \sin \beta \sin 2\omega t - \cos \alpha \sin^2 \omega t); \end{aligned} \quad (43)$$

Eliminating from equations (36-43) variable components whose average values are equal to zero, one can finally write down formulas for electromagnetic torques in average values

$$M_{Y\alpha} = 0,5 I_Y k_{mY} (\sin \alpha \sin \beta \cos \varphi_Y + \cos \alpha \sin \varphi_Y); \quad (44)$$

$$M_{Z\alpha} = 0,5 I_Z k_{mZ} \cos \alpha \sin \beta; M_{Y\beta} = 0,5 I_Y k_{mY} \cos \alpha \cos \beta \cos \varphi_Y; \quad (45, 46)$$

$$M_{X\beta} = 0; M_{Z\beta} = -0,5 I_Z k_{mZ} \sin \alpha \cos \beta; M_{X\gamma} = 0,5 I_X k_{mX} \cos \beta; \quad (47-49)$$

$$M_{Y\gamma} = 0,5 I_Y k_{mY} (\cos \alpha \sin \beta \sin \varphi_Y + \sin \alpha \cos \varphi_Y); M_{Z\gamma} = -0,5 I_Z k_{mZ} \cos \alpha; \quad (50, 51)$$

Considering that the angular rotor movement is carried out in a relatively small angular range, the following substitutions can be made: $\sin \alpha = \alpha$, $\sin \beta = \beta$, $\cos \alpha = 1$ and $\cos \beta = 1$. Then the equations for torques (2, 4-6, 8, 10, 12, 13, 15-17, 44-51) can be simplified

$$M_{J\alpha} = 2\omega_\alpha \omega_\beta J_X \beta; M_{H\beta} = H \omega_\beta; M_{J\beta} = \omega_\alpha^2 J_X \beta; M_{H\alpha} = H \omega_\alpha; \quad (52-55)$$

$$M_{Y\alpha} = 0,5 I_Y k_{mY} (\alpha \beta \cos \varphi_Y + \sin \varphi_Y); M_{Z\alpha} = 0,5 I_Z k_{mZ} \beta; M_{Y\beta} = 0,5 I_Y k_{mY} \cos \varphi_Y; \quad (56-58)$$

$$M_{X\beta} = 0; M_{Z\beta} = -0,5 I_Z k_{mZ} \alpha; M_{X\gamma} = 0,5 I_X k_{mX} \cos \beta; \quad (59-61)$$

$$M_{Y\gamma} = 0,5 I_Y k_{mY} (\beta \sin \varphi_Y + \alpha \cos \varphi_Y); M_{Z\gamma} = -0,5 I_Z k_{mZ}. \quad (62, 63)$$

Preliminarily neglecting the insignificant torques $M_{J\alpha}$ and $M_{J\beta}$, as well as the first term in equation (56), we write equations (1, 7, 14) of dynamics in the form

$$J_X \frac{d\omega_\alpha}{dt} = -0,5 I_Y k_{mY} \sin \varphi_Y - k_{\omega\alpha} \omega_\alpha + H \omega_\beta + 0,5 I_Z k_{mZ} \beta; \quad (64)$$

$$J_X \frac{d\omega_\beta}{dt} = 0,5I_Y k_{mY} \cos \varphi_Y - k_{\omega\beta} \omega_\beta - H\omega_\alpha - 0,5I_Z k_{mZ} \alpha; \quad (65)$$

$$0,5I_Y k_{mY} (\beta \sin \varphi_Y + \alpha \cos \varphi_Y) + 0,5I_X k_{mX} + 0,5I_Z k_{mZ} = M_{L\gamma}. \quad (66)$$

Since $I_X = I_Z$ and $k_{mX} = k_{mZ}$, then based on (66) it is possible to determine the current amplitude I_X depending on the changing control current i_Y

$$I_X = \frac{M_{L\gamma} - 0,5I_Y k_{mY} (\beta \sin \varphi_Y + \alpha \cos \varphi_Y)}{k_{mX}}. \quad (67)$$

In equations (64, 65) you can notice that the control action in the system is the current components i_Y

$$I_{Y\alpha} = I_Y \sin \varphi_Y; \quad I_{Y\beta} = I_Y \cos \varphi_Y. \quad (68, 69)$$

Taking into account (68, 69), we write equations (64-66) in the form

$$J_X \frac{d\omega_\alpha}{dt} = -0,5k_{mY} I_{Y\alpha} - k_{\omega\alpha} \omega_\alpha + H\omega_\beta + 0,5I_Z k_{mZ} \beta; \quad (70)$$

$$J_X \frac{d\omega_\beta}{dt} = 0,5k_{mY} I_{Y\beta} - k_{\omega\beta} \omega_\beta - H\omega_\alpha - 0,5I_Z k_{mZ} \alpha; \quad (71)$$

$$I_X = \frac{M_{L\gamma} - 0,5k_{mY} (I_{Y\alpha} \beta + I_{Y\beta} \alpha)}{k_{mX}}. \quad (72)$$

According to the system of equations (70-72), Fig. 4 presents a block diagram, which also shows the transfer functions of the controllers $W_C(p)$ and rotor angular position sensors $W_S(p)$. There is also a designation $k_1 = 0,5I_X k_{mZ}$ in the diagram.

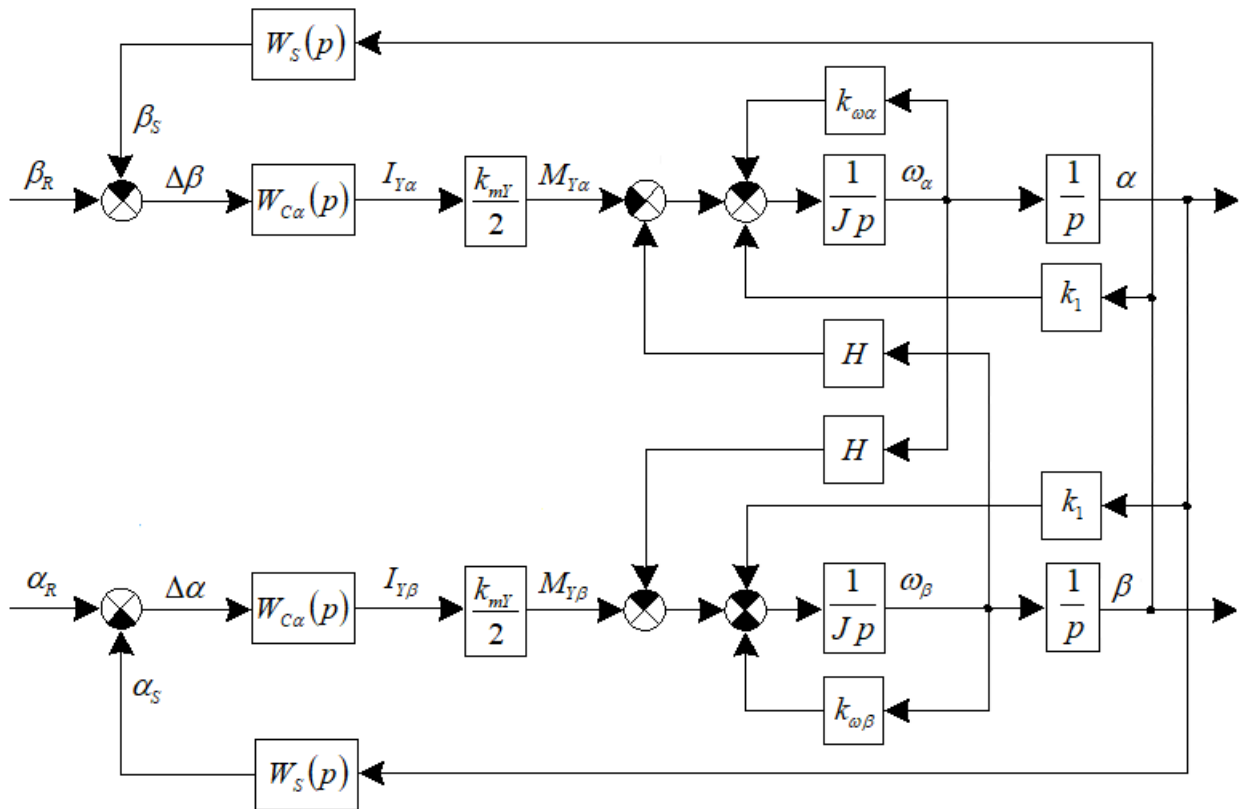


Fig. 4

When developing a system for controlling rotor rotation angles α and β , Hall sensors are used, for which the rated response time is 0.000003 s, therefore its transfer function with the output signal was presented in the form of a first-order aperiodic link

$$W_s(p) = \frac{1}{T_s p + 1} \quad (73)$$

with time constant $T_s = 0,000001 \text{ s}$.

In addition, it is assumed that current control of the rotor rotation angles α and β is implemented, that is, the influence of the internal electromotive forces of circuits and the electromagnetic time constants of the 3-DOF machine windings are compensated.

Based on the structure (Fig. 4), we obtain the transfer function of the open-loop system

$$W_{OLS}(p) = \left(W_C(p) \frac{0,5 k_{mY}}{p(T_J p + 1) k_{\omega\alpha}} \right)^2 \left(W_s(p) + \frac{pH + k_1}{0,5 k_{mY} W_C(p)} \right)^2, \quad (74)$$

where $T_J = \frac{J}{k_{\omega\alpha}}$.

The structure (Fig. 4) is characterized by the following parameters: $H = 0,02405 \text{ kg m}^2 / \text{s}$, $J = J_X = J_Z = 3,06 \cdot 10^{-5} \text{ kg m}^2$, $J_Y = 3,83 \cdot 10^{-5} \text{ kg m}^2$, $k_{mX} = k_{mZ} = 0,02388 \text{ N m} / \text{A}$, $k_{mY} = 0,06154 \text{ N m} / \text{A}$, $k_{\omega\alpha} = k_{\omega\beta} = 9,62 \cdot 10^{-3} \text{ N m s} / \text{rad}$, $M_{LY} = 5 \cdot 10^{-5} \text{ N m}$, $T_s = 10^{-6} \text{ s}$, $T_J = 3,181 \cdot 10^{-3} \text{ s}$.

When developing approaches to calculating the rotor rotation control system, we neglect the parameters T_s and k_1 due to their insignificant influence on dynamic processes, however, in the future, when modeling dynamic processes, all these factors will be taken into account.

To develop the control system, we select a proportional-integral (PI) controller

$$W_C(p) = k_C \frac{T_C p + 1}{p}, \quad (75)$$

where k_C , T_C are the gain and time constant of the PI controller.

In this case, the transfer function of the open-loop system has the form

$$W_{OLS}(p) = \left(\frac{k_2 \left(\frac{H}{k_2} p^2 + T_C p + 1 \right)}{p^2 (T_J p + 1) k_{\omega\alpha}} \right)^2 = \left(\frac{k_2 (T_1 p + 1) (T_2 p + 1)}{p^2 (T_J p + 1) k_{\omega\alpha}} \right)^2, \quad (76)$$

where

$$k_2 = 0,5 k_{mY} k_C. \quad (77)$$

Time constants T_1 and T_2 are determined by the formulas

$$T_1 = \frac{2 \frac{H}{k_2}}{T_C - \sqrt{T_C^2 - 4 \frac{H}{k_2}}} \text{ and } T_2 = \frac{2 \frac{H}{k_2}}{T_C + \sqrt{T_C^2 - 4 \frac{H}{k_2}}}. \quad (78, 79)$$

For the transfer function of an open-loop system (76), one can obtain the magnitude and phase frequency transfer functions

$$A(\omega) = \frac{k_{OLS}^2 (T_1^2 \omega^2 + 1) (T_2^2 \omega^2 + 1)}{\omega^4 (T_J^2 \omega^2 + 1)}; \quad A_L(\omega) = 20 \log A(\omega); \quad (81, 82)$$

$$\varphi(\omega) = -2\pi - 2 \arctg \omega T_J + 2 \arctg \omega T_1 + 2 \arctg \omega T_2, \quad (83)$$

where

$$k_{OLS} = \frac{0,5k_{mY}k_C}{k_{\omega\alpha}} \quad (84)$$

is the gain of the open-loop system.

The condition for tuning a stable control system is to make a sufficient phase stability margin at the cut-off frequency ω_C [12]. The phase stability margin γ_C is determined in accordance with the frequency response

$$\gamma(\omega) = \pi + \varphi(\omega) = -\pi - 2\arctg\omega T_J + 2\arctg\omega T_1 + 2\arctg\omega T_2. \quad (85)$$

Ensuring a sufficient phase stability margin $\gamma_C = \gamma(\omega_C)$ is possible by choosing a certain ratio of the time constants T_2 and T_J under the condition $T_J < T_2$. In the future, it will be possible to notice that the accuracy of the choice of value T_1 is not so critical when tuning the system, since the sum of the terms $-\pi + 2\arctg\omega T_1$ is to be practically equal to zero in the high-frequency part of the frequency response. Fig. 5 shows phase frequency response

$$\varphi_1(\omega) = -2\arctg\omega T_J + 2\arctg\omega T_2, \quad (86)$$

which demonstrate the effect of ensuring a phase margin, while the following relationships between time constants were chosen: $1,6T_J$, $2T_J$, $2,4T_J$, $2,8T_J$ and $3,2T_J$, which are indicated in the figure, respectively, by numbers from 1 to 5.

Fig. 6 shows an example of magnitude $A_L(\omega)$ and phase $\gamma(\omega)$ Bode plots for a stable system at $T_2 = 2T_J$ and $T_C = 0,1$ s.

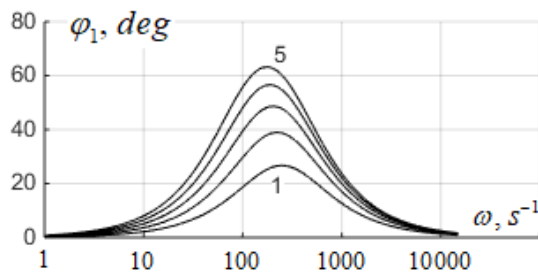


Fig. 5

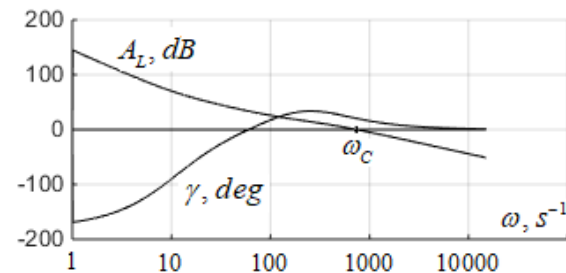


Fig. 6

Analysis of the transfer function $W_{OLS}(p)$ of the open-loop system and dependencies (78, 79) taking into account the curves (Fig. 5) shows that tuning the system can be done by choosing the desired value of the time constant T_2 . Then, taking into account the selected value of the time constant T_C of the PI controller and formula (79), it is possible to determine the gain k_2 (77)

$$k_2 = \frac{H}{T_2(T_C - T_2)}. \quad (87)$$

The value T_1 can then be determined using formula (78).

The table presents the results of calculating the system parameters T_1 and k_{OLS} , cut-off frequency ω_C and phase margin γ_C depending on the accepted desired values of the time constants T_2 and T_C . For the obtained system tunings, the following performance indexes of the operating mode were calculated: the effective value I of the control winding current, as well as the absolute maximum error values

$$\varepsilon_\beta = \beta_R - \beta \text{ and } \varepsilon_\alpha = \alpha_R - \alpha \quad (88, 89)$$

with reference signals in the form

$$\beta_R = \alpha_A \sin \omega_R t; \quad \alpha_R = 0. \quad (90, 91)$$

The reference signal (90) and all subsequent options for calculating the dynamics of the system were carried out while limiting the maximum values of angular speeds ω_α and ω_β by the value $\omega_{\max} = 1 \text{ rad/s}$. That is, the reference signal parameter ω_R is defined as

$$\omega_R = \frac{\omega_{\max}}{\alpha_A}. \quad (92)$$

The effective value I of the control winding current is determined according to the formula for the current i_Y (35), where its amplitude and phase shift are

$$I_Y = \sqrt{I_{Y\alpha}^2 + I_{Y\beta}^2} \text{ and} \quad (93)$$

$$\varphi_Y = \arctg \frac{I_{Y\alpha}}{I_{Y\beta}} \text{ at } I_{Y\beta} > 0 \text{ or } \varphi_Y = \frac{\pi}{2} + \arctg \frac{I_{Y\alpha}}{I_{Y\beta}} \text{ at } I_{Y\beta} < 0. \quad (94)$$

T_C, s	T_2, s	T_1, s	k_{OLS}	ω_C, s^{-1}	γ_C, deg	I, A	ε_β, rad	ε_α, rad
0,05	$1,6T_J$	0,04491	10938	749,65	12,73	0,2225	0,004505	0,001973
	$2T_J$	0,04364	9005,3	739,9	18,505	0,2245	0,005518	0,002425
	$2,4T_J$	0,04236	7729,8	734,3	22,44	0,2261	0,006475	0,002848
	$2,8T_J$	0,04109	6830,6	730,9	25,27	0,2273	0,007370	0,003227
	$3,2T_J$	0,03982	6167,8	728,6	27,37	0,2281	0,008198	0,003569
0,1	$1,6T_J$	0,09491	5175,6	749,35	14,52	0,2135	0,004800	0,001997
	$2T_J$	0,09364	4196,7	739,55	20,41	0,2130	0,005919	0,002437
	$2,4T_J$	0,09237	3545,4	734,0	24,44	0,2121	0,006993	0,002837
	$2,8T_J$	0,09109	3081,4	730,5	27,37	0,2107	0,008014	0,003191
	$3,2T_J$	0,08982	2734,4	728,2	29,58	0,2089	0,008976	0,003497
0,2	$1,6T_J$	0,1949	2520,2	749,3	15,35	0,2082	0,004885	0,001973
	$2T_J$	0,1936	2029,4	739,5	21,26	0,2064	0,006031	0,002393
	$2,4T_J$	0,1924	1702,4	733,9	25,33	0,2041	0,007132	0,002767
	$2,8T_J$	0,1911	1468,9	730,45	28,27	0,2013	0,008178	0,003089
	$3,2T_J$	0,1898	1293,9	728,15	30,51	0,1980	0,009161	0,003360

Fig. 7 shows an example of calculating the transient responses of rotation angles α and β , current components of the control winding $I_{Y\alpha}$ and $I_{Y\beta}$, angular speeds ω_α and ω_β , errors of the processing reference signals ε_β and ε_α , as well as the current i_Y in the control winding. The calculation was performed using the reference signals (90, 91) and parameters $T_2 = 2T_J$ and $T_C = 0,1 s$, as well as $\alpha_A = \pi/180$ and $\omega_R = 57,297 s^{-1}$.

Fig. 8 shows an example of calculating the same transient responses with a linearly increasing and limited reference signal

$$\frac{d\beta_R}{dt} = \omega_{\max} \text{ and if } \beta_R > \alpha_A, \text{ then } \beta_R = \alpha_A; \quad (95)$$

$$\alpha_R = 0. \quad (96)$$

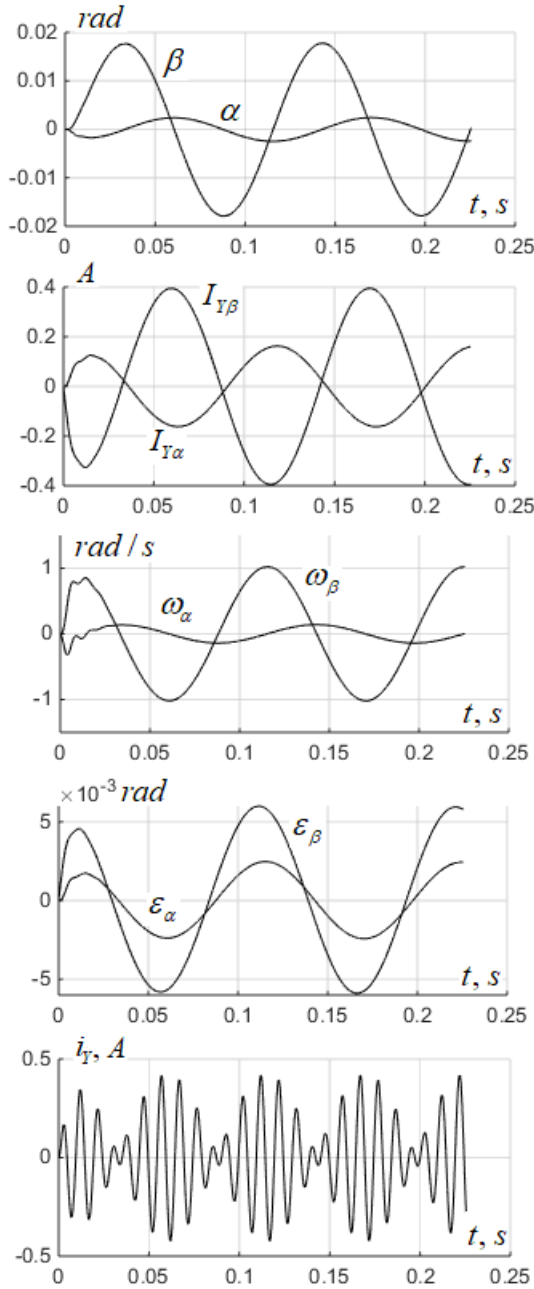


Fig. 7

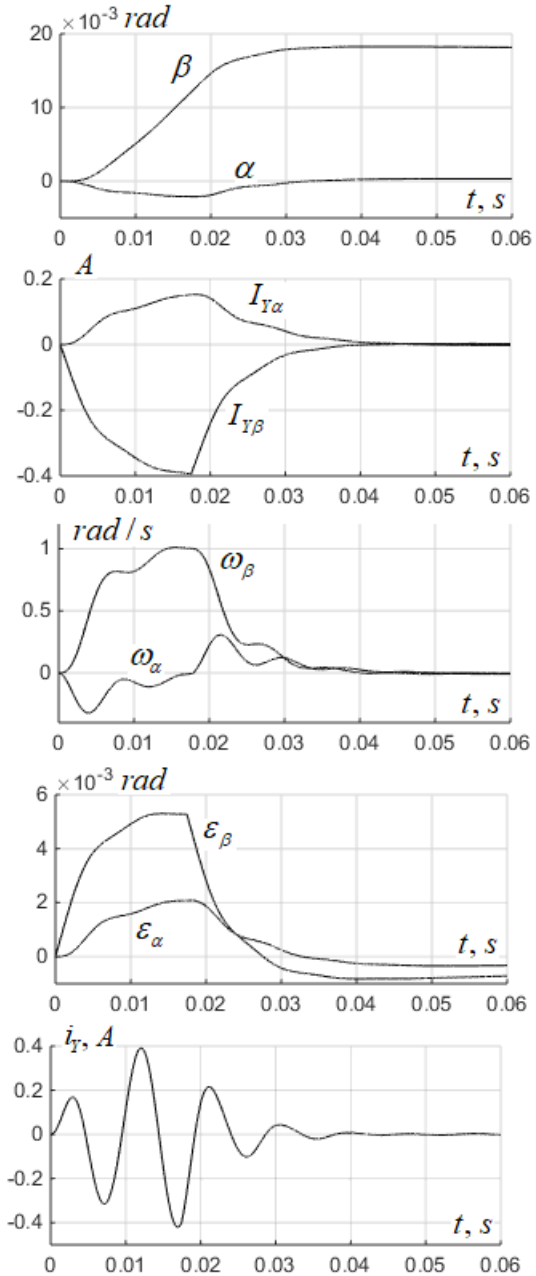


Fig. 8

Another dynamic mode of operation of the 3-DOF machine is a motion trajectory processing, which is described by an Archimedes spiral, subject to limited angular speeds ω_α and ω_β at a given maximum level $\omega_{\max} = 1 \text{ s}^{-1}$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_R; \quad (97)$$

$$\text{if } \theta > 2\pi n, \text{ then } N = 1 \text{ or if } \theta > 4\pi n, \text{ then } N = 0 \text{ and } \theta = 0; \quad (98)$$

$$\alpha_A = |B\theta - N\theta_{\max}|; \quad (99)$$

$$\omega_R = \frac{\omega_{\max}}{\alpha_A}, \text{ if } \omega_R > \omega_{R\max}, \text{ then } \omega_R = \omega_{R\max}; \quad (100)$$

$$\alpha_R = \alpha_A \sin \theta; \quad \beta_R = \alpha_A \cos \theta, \quad (101, 102)$$

where θ is the angle of rotation along the spiral of the inclined axis OY of the motor rotor; n is number of turns of the spiral; $\theta_{\max} = 2\pi n$ is the maximum angle of rotation when making n spiral

turns; $B = \frac{\alpha_{A\max}}{2\pi n}$ is the indicator of the increase in the angle of deviation of the rotor axis during spiral rotation; N is the parameter for the formation of increasing ($N = 0$) and decreasing ($N = 1$) sections of the spiral; $\omega_{R\max}$ is the maximum frequency value in the vicinity of a point with zero coordinates, we assume $\omega_{R\max} = 628 \text{ s}^{-1}$.

Fig. 9 presents the results of calculating the transient responses of the main variables of the dynamic process of movement along a trajectory in the form of an Archimedes spiral at $n = 10$ and $\alpha_{A\max} = \pi/18$.

Over the entire interval of processing such a trajectory, the effective value of the control winding current is $I = 0,3019 \text{ A}$.

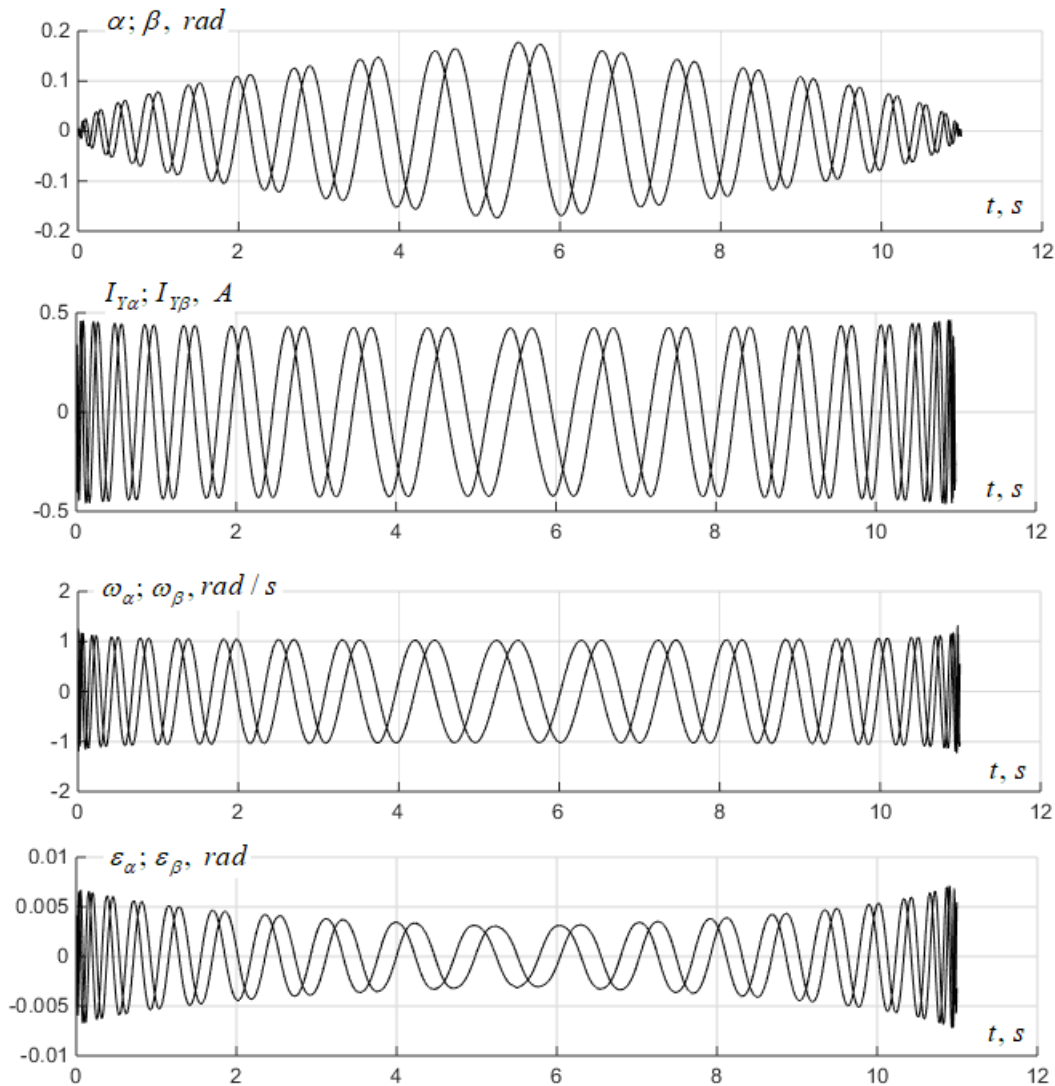


Fig. 9

Conclusions. The study of dynamic processes of a 3-DOF machine has shown that, for given parameters, the value of the time constant T_C of the PI controller in the selected range has practically no effect on the performance indexes of the operating mode. For different selected values of the time constant T_C , the difference between the effective value I of the control winding current and the absolute maximum error values ε_β and ε_α (Table) is no more than 11 percent. At the same time, it is the selected value of the time constant T_2 that determines the quality of the

operating mode of the 3-DOF machine, namely, that it has a significant impact on the phase margin γ_C and the error values ε_β and ε_α . In this case, the value of the cut-off frequency is determined with high accuracy by the ratio of the time constants T_2 and T_J .

Фінансується за держбюджетною темою «Розробити наукові засади та принципи побудови керованих н-ступеневих магнітоелектричних систем з екстремальними характеристиками» (шифр «Екстремум»), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ 29.05.2018 р., протокол № 9. Державний реєстраційний номер роботи 0119U001279. КПКВК 6541030.

1. Wenqiang Tao, Guoli Li, Lufeng Ju, Rui Zhou, Cungang Hu Design and Analysis of a Novel Spherical Motor Based on the Principle of Reluctance. *2018 IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition*. 2018. Pp. 7–13. DOI: <https://doi.org/10.1109/PEAC.2018.8590483>
2. Lee H.J., Park H.J., Ryu G.H., Oh S.Y., Lee J. Performance Improvement of Operating Three-Degree-of-Freedom Spherical Permanent-Magnet Motor. *IEEE Transactions on magnetics*. 2012. Vol. 48. No. 11. Pp. 4654–4657. DOI: <https://doi.org/10.1109/TMAG.2012.2200470>
3. Yan Wen, Guoli Li, Qunjing Wang, Xiwen Guo, Wenping Cao Modeling and Analysis of Permanent Magnet Spherical Motors by a Multitask Gaussian Process Method and Finite Element Method for Output Torque. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2021. Vol. 68. Issue 9. Pp. 8540–8549. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2020.3018078>
4. Antonov A.E. Electrical machines of magnetoelectric type. Kiev: NAS of Ukraine, Institute of Electrodynamics, 2011. 216 p. (Rus)
5. Milyakh A.N., Barabanov V.A., Dvoynikh V.V. Three-degree-of-freedom electric machines. Kyiv: Naukova Dumka, 1979. 308 p. (Rus)
6. Milyakh A.N., Barabanov V.A., Lavrinenko V.A., Kireev V.G. Equations of three-degree-of-freedom electric machines with permanent magnets. *Tekhnichna elektrodynamika*. 1981. No. 2. P. 65–70. (Rus)
7. Akinin K.P., Kireev V.G., Petukhov I.S., Filomenko A.A. Mathematical modeling of an electric machine with a three-degree-of-freedom gyro-stabilized rotor. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2022. No 5. P. 38–44. (Ukr)
8. Petukhov I.S. Electromagnetic torques of control of the precession rotor of a three-degree-of-freedom electric machine. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2023. No 4. P. 52–61. (Ukr)
9. Carrier G.F., Miles J.W. About the ring damper of a free precessing gyroscope. *Applied mechanics*. Series E. 1963. No 2. (Rus)
10. Siff E.J., Emmerich K.L. Introduction to gyroscopy. M.: Mechanical Engineering, 1965. 124 p. (Rus)
11. Wen Y., Li G., Wang Q., Guo X., Cao W. Modeling and Analysis of Permanent Magnet Spherical Motors by a Multitask Gaussian Process Method and Finite Element Method for Output Torque. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2021. Vol. 68. Issue 9. Pp. 8540–8549. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2020.3018078>
12. Viteček A., Vitečková M., Landryová L. Basic principles of automatic control. Ostrava. 2012. 118 p.

ТРИСТУПЕНЕВА ЕЛЕКТРИЧНА МАШИНА ТА РЕЖИМИ ЇЇ РОБОТИ

К.П. Акинін, докт. техн. наук, **В.Г. Кіреєв**, канд. техн. наук, **І.С. Петухов**, докт. техн. наук, **А.А. Філоменко**, канд. техн. наук

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

Статтю присвячено дослідженню режимів роботи електричної машини з триступеневим ротором (ЕМТР). Розглянуто структури ЕМТР із можливістю повороту осі обертання ротора за двома кутовими координатами в обмеженому діапазоні кутів повороту. Описано принцип роботи машини у складі малогабаритних швидкодіючих прецизійних систем виявлення та супроводу цілі. На підставі моделі електродинамічного стану ЕМТР розроблена структурна схема слідуючої системи для управління траєкторією руху ротора за двома координатами. Наведено приклади реалізації траєкторій руху ротора при лінійно наростаючому сигналі задання і при заданні, яке описується спіраллю Архімеда. Отримано залежності модулів відносної точності руху ротора за заданими траєкторіями від налаштувань системи. Бібл. 12, рис. 9, таблиця.

Ключові слова: система керування, траєкторії руху, електрична машина з триступеневим ротором.

Надійшла: 26.10.2023

Прийнята: 09.11.2023

Submitted: 26.10.2023

Accepted: 09.11.2023

ВИМІРЮВАННЯ ТА ДІАГНОСТИКА В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

УДК : 621.317.39; 621.317.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.144>

ВИМІРЮВАННЯ ЗУСИЛЬ В СТЯГУВАЛЬНИХ ПРИЗМАХ ОСЕРДЯ СТАТОРА ПОТУЖНОГО ТУРБОГЕНЕРАТОРА З ВИКОРИСТАННЯМ ДАНИХ ПРО ХІД БЛОКУ ТАРІЛЧАСТИХ ПРУЖИН В СИЛОВИХ АКУМУЛЯТОРАХ

А.С. Левицький^{1*}, докт. техн. наук, Є.О. Зайцев^{1**}, докт. техн. наук, К.О. Кобзар², канд. техн. наук, Н.Л. Сорокіна¹

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

2 – АТ "Українські енергетичні машини",
пр. Героїв Харкова, 199, м. Харків, 61037, Україна

e-mail: levitskiyanatoliymail@gmail.com, zaitsev@i.ua, sorokina-nl@ukr.net, kk7@ukr.net

Описано переваги й особливості застосування силових акумуляторів (СА) з блоками тарілчастих пружин для відновлення та стабілізації тиску пресування осердя статора потужного турбогенератора (ТГ), які встановлюються під стягуючі гайки або замість них на різьбових кінцях стягуючих призм осердя. Показано, що вимірювання ходу тарілчастих пружин в СА дає можливість оцінити поточний стан тиску пресування. Обґрунтовано застосування ємнісного сенсора лінійних переміщень, розміщеного за межами СА, для контролю ходу блока пружин в безкорпусному СА. За заданими конструктивними параметрами безкорпусного СА та величиною максимального ходу тарілчастих пружин в ньому розроблено ємнісний сенсор та визначено його характеристики. Описано методику контролю стану осердя статора ТГ з використанням системи СА з ємнісними сенсорами на кожному СА та методику контролю з почерговим використанням одного вимірювача ходу тарілчастих пружин. Бібл. 14, рис. 6.

Ключові слова: потужний турбогенератор, осердя статора, тиск пресування, зусилля в стягувальних призмах, силовий акумулятор, хід блоку тарілчастих пружин, ємнісний сенсор.

Постановка проблеми. Висока надійність роботи турбогенераторів (ТГ) є однією з умов, яка забезпечує безперервне вироблення електроенергії на електричних станціях. Зміна технічного стану генератора під час експлуатації зумовлена взаємодією різних робочих і режимних факторів, що зі свого боку може призвести до ушкодження його елементів і вузлів унаслідок появи дефектів. У статорі потужного ТГ одним із основних вузлів є осердя, а його головна властивість – наданий йому під час виготовлення стан пружного стиснення, яке забезпечується завдяки стягувальним призмам і натискним плитам. Із часом, унаслідок експлуатаційних навантажень, виникає зниження зусиль у призмах і зменшення величини стиснення, що є потенційною причиною небезпечних ушкоджень осердя: місцеве замикання листів, нагрівання пакетів, розпушування зубців крайніх пакетів, викришування фрагментів листів активної сталі тощо [1–3].

Найчастіше натяг у стягувальних призмах і відповідно тиск пресування відновлюють, підтягуючи гайки спеціальними ключем з нормованим крутним моментом. Підтягування починають з того боку машини, де було виявлене ослаблення. Водночас звичайними вимірювальними інструментами контролюють величину осьового зазору між натискною плитою та елементами корпусу статора. Але для цього потрібно зупиняти машину – це трудомісткий та довготривалий процес [3]. Пристроями, які можуть бути використані задля забезпечення відновлення тиску пресування, є автоматичні пристрої, в яких підкручування гайок здійснюється автоматично з використанням моментних гідроциліндрів [4], або електродвигунів з

черв'ячним редуктором [5]. Обидва автоматичні пристрої відновлення нормованих зусиль в призмах є складними й витратними.

Одним із простих і перспективних способів, що використовується для стабілізації тиску пресування осердя статора ТГ, є застосування силових акумуляторів (СА) із блоками тарілчастих пружин [1–3, 6–9]. У СА, які встановлюються на різьбові кінці стягуваних призм замість гайок (або разом з ними), застосовуються блоки тарілчастих пружин, які перед встановленням стискаються і фіксуються в стиснутому стані. Після встановлення пружини СА звільняються і передають запас своєї енергії через натискну плиту активній сталі осердя. На початку, коли зусилля на натискну плиту зі сторо-

ни активної сталі відповідають зусиллям від попередньо стиснутих пружин, натискна плита знаходиться в рівновазі і не зміщується. Надалі, якщо рівновага порушується, тобто коли тиск зі сторони пружинних елементів виявляється вищим тиску пресування осердя, натискна плита зміщується і в такий спосіб підпресовує осердя. За зміщенням натискної плити на підставі спеціально розробленої моделі статора можна оцінювати стан спресованості осердя. У такому разі виникає необхідність у вимірюванні зміщення натискної плити [1]. Традиційно такий контроль здійснюють за допомогою стандартних вимірювальних інструментів. Ураховуючи те, що на ТГ зазвичай можуть бути встановлені десятки СА, процес вимірювання є довготривалим. Через це існує потреба в автоматизованих або автоматичних засобах безпосереднього або непрямого вимірювання зміщення плити. Так, непряме вимірювання зміщення натискної плити можна здійснити, вимірюючи хід тарілчастих пружин у СА. В Інституті електродинаміки НАН України було розроблено та запатентовано вимірювачі ходу пружин у силових акумуляторах, в яких застосовуються ємнісні сенсори з різноманітною геометрією електродів сенсора [2,3]. Сенсори вбудовувались в корпус СА. Перевагами такого типу пристроїв є те, що на них не впливають магнітне поле, намагніченість та температура електродів, а від впливу електричних полів сенсор легко захищається електропровідним (металевим) екраном [9,11]. Але досвід застосування СА засвідчив, що масивні корпуси СА в процесі експлуатації нагріваються магнітним полем машини, що потребує створення нових СА, в яких корпуси після встановлення на статор демонтуються [12]. Такий СА був розроблений і запатентований спеціалістами ДП "Завод "Електроважмаш" (зараз АТ "Українські енергетичні машини", м. Харків). Це зумовило необхідність створення для такого СА спеціального заводостійкого сенсора ходу тарілчастих пружин, а також методики його застосування.

Метою цієї статті є створення заводостійкого ємнісного сенсора ходу блоку тарілчастих пружин в СА і розроблення методики вимірювання зазначеного ходу для системи СА, встановлених на осердя статора потужного ТГ.

Основна частина. На рис. 1 показано конструкцію і схему встановлення на різьбовій частині стягувальної призми СА, запропонованого в [12], де 1 – внутрішній стакан; 2 – тарілчасті пружини; 3 – гайка; 4 – зовнішній стакан (корпус); 5 – відтискні болти; 6 – різьбовий кінець стягувальної призми осердя статора ТГ; 7 – натискна плита осердя статора ТГ. Рис. 1 *a* ілюструє СА в початковому, зібраному стані, коли з використанням стакану 1, корпусу 4, гайки 3 і болтів 5 блок пружин 2 стиснений і закріплений. Надалі зібраний СА за допомогою гайки 3 накручується на різьбовий кінець 6 стягувальної призми, забезпечує натяг у призмі й через натискну плиту 7 створює номінальний тиск в осердя статора. Потім болти 5 і корпус 4 знімаються, блок пружин 2 звільняється і своїми пружинними властивостями забезпечує натяг у призмах. У процесі експлуатації натискна плита 7 зміщується, змінюючи відстань між стаканом 1 і гайкою 3 на величину $\Delta L = L_{\max} - L_{\min}$. На таку ж величину зміститься й зовнішній діаметр блоку пружин.

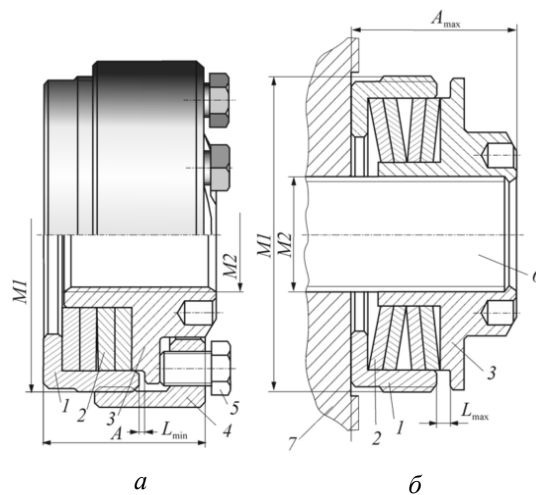


Рис. 1

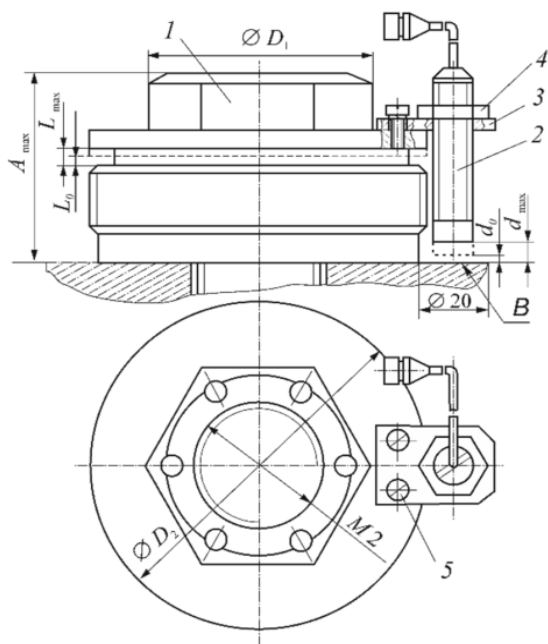


Рис. 2

На рис. 3 показано: 1 – корпус сенсора; 2 – рознімач; 3 – з'єднувальний кабель.

Сенсор встановлюється на СА з початковим зазором $d_0 = 1$ мм після зняття болтів 5 і

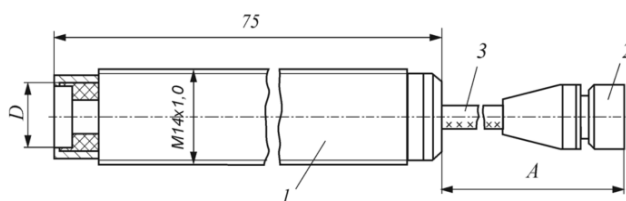


Рис. 3

корпусу 4 (рис. 1). Зауважимо, що перед встановленням сенсора поверхню B (рис. 2) натискної плити, відносно якої вимірюється переміщення, необхідно очистити від забруднень. За такої схеми встановлення сенсора хід тарілчастих пружин в деякий i -й момент буде дорівнювати зміні зазора в сенсорі $\Delta d = d_i - d_0$. Вимірявши ємності в ці моменти

і враховуючи те, що $d_i = \frac{1}{C_i}$, визначаємо, що хід тарілчастих пружин в СА в i -й момент

$$\text{складатиме } \Delta L_i = d_i - d_0 = \frac{1}{C_i} - \frac{1}{C_0}.$$

Застосувавши [12], де наведено результати досліджень із розрахунку механічних характеристик блоку тарілчастих пружин, встановлюємо величину зусиль у кожній стягувальній призмі.

Можливі до застосування два варіанти вимірювання ходу блоку пружин в кожному СА з використанням запропонованого сенсора.

Якщо необхідно провести дослідження процесів зміни стану спресованості осердя, то сенсори $C_1 \dots C_i \dots C_N$ необхідно встановлювати або на кожному СА, або частині СА, рівномірно розміщених колом (рис. 4).

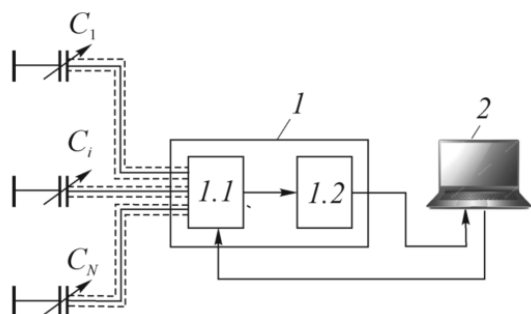


Рис. 4

Кожен сенсор з'єднується з електронним блоком 1, до складу якого входить компаратор 1.1 і вторинний вимірювальний перетворювач 1.2. Результати вимірювань заносяться в персональний комп'ютер 3, де обробляються з використанням відповідної програми.

Більш простим і відповідно менш витратним є спосіб вимірювання ходу пружин з використанням одного сенсора, одного вторинного вимірювального

перетворювача (ВВП) і персонального комп'ютера. Методика вимірювань у цьому разі буде такою.

1. Сенсор з використанням кронштейну 3, гайки 4 і гвинтів 5 (рис. 2) встановлюємо на СА 1-ї стягувальної призми з початковим зазором $d_{01} = 1$ мм.

Взаємне розміщення сенсора 2, кронштейна 3 та гайки 4 жорстко фіксуємо. Використовуючи ВВП 1, вимірюємо ємність C_{01} і заносимо її значення в пам'ять ПК 2 (рис. 5). Зазначимо, що в такому випадку сенсор може бути разом з ВВП в одному корпусі.

2. Далі вузол з сенсором 2, кронштейном 3 та гайкою 4 почергово встановлюємо на кожному наступному СА. Вимірюємо і заносимо в пам'ять ПК 2 значення ємностей $C_{02} \dots C_{0i} \dots C_{0N}$. Водночас необхідно враховувати, що початкові зазори в сенсорах $d_{02} \dots d_{0i} \dots d_{0N}$ унаслідок розкиду конструктивних розмірів СА можуть відрізнятися від d_{01} і між собою.

3. Знімаємо вузол з сенсором 2, кронштейном 3 та гайкою 4, у зібраному вигляді окремо зберігаємо.

4. Для проведення контрольної операції і необхідності вимірювання ходу тарілчастих пружин вузол із сенсором 2, кронштейном 3 і гайкою 4 із використанням кріпильних гвинтів 5 почергово встановлюємо на кожному СА від 1-го до N -го. Вимірюємо ємності $C_{01j} \dots C_{0ij} \dots C_{0Nj}$ і розраховуємо зазори d_j в j -му положенні сенсора на i -му СА.

5. Визначаємо хід блоку пружин у кожному i -му СА як $\Delta L_i = \Delta d_i = d_{ij} - d_{0j}$.

6. Визначаємо зміну зусиль у кожній i -й стягувальній призмі ТГ.

Діаграма вимірюного ходу блоку тарілчастих пружин у кожному СА показана на рис. 6.

На діаграмі лінія A ілюструє початковий зазор в ємнісному сенсорі на кожному i -му СА, а лінія B – зазор у сенсорі на момент контролю. Відстань між лінією A і лінією B для кожної стягувальної призми є хід пружин у встановленому на ній СА.

Висновки. 1. Встановлення додаткового ємнісного вимірювача ходу тарілчастих пружин розширює функціональні можливості силових акумуляторів стабілізації тиску пресування осердя статора потужних турбогенераторів шляхом вимірювання зусиль у стягувальних призмах і завдяки цьому визначення поточного значення тиску пресування осердя.

2. Запропонований ємнісний сенсор ходу тарілчастих пружин в СА завдяки стійкості до впливу магнітного поля може біти використаний на машині, яка працює.

3. Результати цієї роботи дають змогу створювати вимірювачі ходу тарілчастих пружин для будь-яких типів безкорпусних СА.

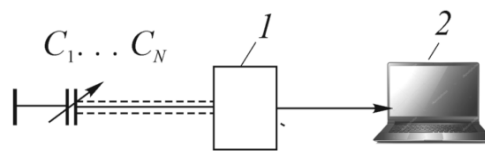


Рис. 5

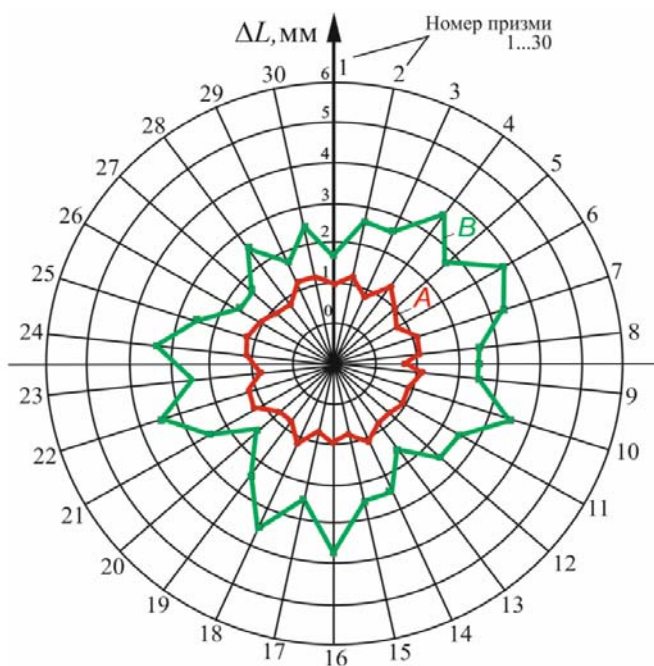


Рис. 6

1. Зозулін Ю.В., Антонов О.Є., Бичік В.М. та ін. Створення нових типів та модернізація діючих турбогенераторів для теплових електричних станцій. Харків: ПФ «Колегіум», 2011. 228 с.
2. Левицький А.С., Федоренко Г.М., Грубой О.П. Контроль стану потужних гідро- та турбогенераторів за допомогою емісних вимірювачів параметрів механічних дефектів. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2011. 242 с.
3. Левицький А.С., Зайцев Є.О., Кобзар К.О., Тітко В.О. Методи та засоби контролю стану спресованості осердя статора потужних турбогенераторів. Київ, Наукова думка НАН України. 2023. 140 с. DOI: <https://doi.org/10.15407/978-966-00-1846-4>
4. Pat. 7.946,023 B2 United States. Int. Cl. H02K 15/06, H01F 3/04, G01R 31/28. Method and apparatus for measuring compression stator core. / James Allan Cook, David T. Allen; Siemens Energy, Inc. – 11/285,834; declared 22.11.05; publ. 24.05.11.
5. United States Patent No.9,016,991 B2. Int. Cl. F16B 31/02, H02 K1/16, H02 K11/00, 3P 19/06, G01L 1/24, G01L 5/24, G01 D 5/353. Bolt tightener device for tightening a through-bolt in a generator core / Twerdochlib Michael (US), Edward David (US), Diatzikis Evangelos V. (US); Assignee Siemens Energy, Inc. (Orlando, FL, US) – Appl. No. 13/863,473; Date of Patent Apr. 28, 2015.
6. Paspalovski T., Jovanovska V. Partial Replacement of the Active Steel on the Turbogenerator End Zone. *Termotehnika*. 2015. XLI, 1. Pp. 1–7. DOI: <https://doi.org/10.5937/termoteh1501001P>
7. Paspalovski T., Mojsoska N., Jovanovski N., Jovanovska V., Sovreski Z. V. Replacement(reconstruction) of the active steel end zone of the turbogenerator. *Proceeding 1-st Global Conference*, April 8–12, 2013. Pp. 659–663. DOI: <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2948.3047>
8. Jovanovska V., Arapcheska M. Increasing the Power of the Turbogenerator in the Process Of Modernization in the Mining and Energy Industry. *International Journal of Innovative Science, Engineering & Technology*. 2015. Vol. 2. Iss. 2. Pp. 162–166. URL: https://www.researchgate.net/publication/283714955_Increasing_the_Power_of_the_Turbogenerator_in_the_Process_Of_Modernization_in_the_Mining_and_Energy_Industry.
9. Левицький А.С., Зайцев Є.О., Сорокіна Н.Л. Розрахунок блоку тарілчастих пружин у силовому акумуляторі стабілізації тиску пресування осердя статора потужного турбогенератора. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2023. Вип. 64. С. 81–87. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.64.081>
10. Mamishev A.V., Sundara-Rajan K., Yang F., Du Y., Zahn M. Interdigital Sensors and Transducers. *Proceeding of the IEEE*. 2004. Vol. 92, No. 5. Pp. 808–845. doi: 10.1109/JPROC.2004.826603.
11. Yong, Y., Jiahao D., Sanmin S., Zhuo H., Yuting L. Novel Method for Proximity Detection of Moving Targets Using a Large-Scale Planar Capacitive Sensor System. *Sensors (Basel)*. 2016. #16(5):699. DOI: <https://doi.org/10.3390/s16050699>
12. Патент України на корисну модель № 66717, МПК H02K 1/16. Статор електричної машини / Пенской В.Ф., Жуков А. Ю., Мінко О.М., Кобзар К. О. ; заявник і патентовласник Державне підприємство завод "Електроважмаш". – № u 201109022; заявл. 19.07.2011, опубл. 10.01.2012, Бюл. № 1.
13. Baxter L.K. Capacitive Sensors: design and applications. New York: IEEE Press, 1997. 320 p. URL: <https://dokumen.tips/documents/capacitive-sensors-design-and-applications.html?page=11>
14. Zaitsev Ie.O., Levytskyi A.S., Novik A.I., Berezhnychenko V.O., Smyrnova A.M. Research of a capacitive distance sensor to grounded surface. *Telecommunications and Radio Engineering*, 78(2):5-18 (2019) Pp. 173–180. DOI: <https://doi.org/10.1615/TelecomRadEng.v78.i2.80>

MEASUREMENT OF EFFORT IN THE STATOR CORE TIGHTENING PRISMS OF POWERFUL TURBOGENERATOR USING DATA ON THE MOVEMENT OF THE COMPRESSION DISC SPRING BLOCK IN PRESSURE ACCUMULATOR

A.S. Levitskyi¹, Ie.O. Zaitsev¹, K.O. Kobzar², N.L. Sorokina¹

1 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03680, Ukraine

2 – JSC Ukrainian Energy Machines, Heroiv Kharkiv ave., 199, Kharkiv, 61037, Ukraine

e-mail: levitskiyanatoliymail@gmail.com, zaitsev@i.ua, sorokina-nl@ukr.net, kk7@ukr.net

The advantages and features of the use of pressure accumulators (CA) with blocks of conic springs for restoring and stabilizing the pressing pressure of the stator core of a powerful turbogenerator (TG), which are installed under the tightening nuts or instead of them on the threaded ends of the tightening prisms of the core, are described. It is shown that the measurement of the displacement of the compression disc spring in the CA makes it possible to estimate the current state of the pressing pressure. The use of a capacitive sensor of linear displacements, placed outside the CA, to control the movement of the spring block in the caseless CA is substantiated. According to the specified design parameters of the caseless CA and the value of the maximum stroke of the plate springs in it, a capacitive sensor with its specified characteristics was developed. The method of monitoring the state of the TG stator core using the CA system with capacitive sensors on each CA and the control method with the alternate use of one disk spring travel meter are described. Ref. 14, fig. 6.

Key words: powerful turbogenerator, stator core, pressure, forces in the tightening prisms, power accumulator, displacement of block compression disc spring, capacitive sensor.

1. Zozulin Yu.V., Antonov O.Ie., Borychevskiy A.M., Bychik V.M., Kobzar K.O., Livshyts O.L., Rakogon V.G., Rogovyi I.Kh., Khaimovitch L.L., Cherednyk V.I. Creation of new types and modernization of existing turbine generators for thermal power stations. Kharkiv: Kolegium. 2011. 242 p. (Ukr)
2. Levitsky A.S., Fedorenko H.M., Gruboy O.P. Control of the state of powerful hydro- and turbogenerators with the help of capacitive meters of parameters of mechanical defects. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2011. 242 p. (Ukr)
3. Levitskyi A., Zaitsev I., Kobzar K., Titko V. Methods and means of state control of compression of stator core powerful turbogenerators. Kyiv: Naukova Dumka, 2023. 140 p. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/978-966-00-1846-4>
4. Pat. 7.946,023 B2 United States. Int. Cl. H02K 15/06, H01F 3/04, G01R 31/28. Method and apparatus for measuring compression stator core / James Allan Cook, David T. Allen; Siemens Energy, Inc. 11/285,834; declared 22.11.05; publ. 24.05.11.
5. United States Patent No. 9,016,991 B2. Int. Cl. F16B 31/02, H02 K1/16, H02 K11/00, 3P 19/06, G01L 1/24, G01L 5/24, G01 D 5/353. Bolt tightener device for tightening a through-bolt in a generator core / Twerdochlib Michael (US), Edward David (US), Diatzikis Evangelos V. (US); Assignee Siemens Energy, Inc. (Orlando, FL, US) – Appl. No. 13/863,473; Date of Patent Apr. 28, 2015.
6. Paspalovski T., Jovanovska V. Partial Replacement of the Active Steel on the Turbogenerator End Zone. *Termotehnika*. 2015. XLI, 1. Pp. 1–7. DOI: <https://doi.org/10.5937/termoteh1501001P>
7. Paspalovski T., Mojsoska N., Jovanovski N., Jovanovska V., Sovreski Z. V. Replacement(reconstruction) of the active steel end zone of the turbogenerator. *Proceeding 1-st Global Conference*, April 8–12, 2013. Pp. 659–663. DOI: <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2948.3047>
8. Jovanovska V., Arapcheska M. Increasing the Power of the Turbogenerator in the Process Of Modernization in the Mining and Energy Industry. *International Journal of Innovative Science, Engineering & Technology*. 2015. Vol. 2. Iss. 2. Pp. 162–166. URL: <https://www.researchgate.net/publication/283714955>
9. Levitsky A.S., Zaitsev Ie. O., Sorokina N.L. Conic springs block calculation for pressure stabilization power accumulator of powerful turbogenerator stator core. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2023. Issue 64. Pp. 81–87. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.64.081>
10. Mamishev A.V., Sundara-Rajan K., Yang F., Du Y., Zahn M. Interdigital Sensors and Transducers. *Proceeding of the IEEE*. 2004. Vol. 92. No 5. Pp. 808–845. DOI: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2004.826603>
11. Yong Y., Jiahao D., Sanmin S., Zhuo H., Yuting L. Novel Method for Proximity Detection of Moving Targets Using a Large-Scale Planar Capacitive Sensor System. *Sensors (Basel)*. 2016. #16(5):699. DOI: <https://doi.org/10.3390/s16050699>
12. Ukraine pat. for a utility model № 66717, МПК H02K 1/16. The stator of an electric machine. Penskoï V.F., Zhukov A.U., Minko O.M., Kobzar K.O.; Elektrovazhmach (Kharkiv, Ukraine). № u 201109022; declared 19.07.2011, publ. 10.01.2012, Bul. № 1.
13. Baxter L.K. Capacitive Sensors: design and applications. New York: IEEE Press, 1997. 320 c. URL: <https://dokumen.tips/documents/capacitive-sensors-design-and-applications.html?page=11>
14. Zaitsev Ie.O., Levitskyi A.S., Novik A.I., Berezhnichenko V.O., Smyrnova A.M. Research of a capacitive distance sensor to grounded surface. *Telecommunications and Radio Engineering*, 78(2):5-18 (2019) P. 173–180. DOI: <https://doi.org/10.1615/TelecomRadEng.v78.i2.80>

Надійшла: 16.06.2023

Прийнята: 09.11.2023

Submitted: 16.06.2023

Accepted: 09.11.2023

ЗАСТОСУВАННЯ БАГАТОРІВНЕВИХ СИСТЕМ ДЛЯ РОЗВ'ЯЗКУ ЗАДАЧ МОНІТОРИНГУ І ДІАГНОСТИКИ ВУЗЛІВ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

Ю.І. Гижко*, канд. техн. наук, М.С. Гуторова**, канд. техн. наук, В.М. Зварич***, докт. техн. наук, Г.А. Кузік, М.В. Мислович****, докт. техн. наук, Л.Б. Остапчук*****, канд. техн. наук, В.О. Тітко *****, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: gyzhko@ukr.net, ma_gu@ukr.net, zvaritch@gmail.com, vika.ostapchuk2012@gmail.com, titko.ied@gmail.com

Розглянуто особливості побудови і практичного застосування багаторівневих інформаційно-вимірювальних систем моніторингу і діагностики електротехнічного обладнання. Наведені результати побудови та дослідження математичних моделей деяких діагностичних сигналів (акустична емісія, вібрації), що супроводжують роботу вузлів електротехнічного обладнання (в тому числі і потужних генераторів). Запропоновано удосконалені математичні моделі вібраційних інформаційно-діагностичних сигналів, що враховують як властивості об'єктів діагностування, так і режими, у яких працює таке обладнання. За результатами аналізу математичних моделей розглянутих інформаційних сигналів теоретично обґрунтована низка діагностичних ознак, що дозволяє здійснювати моніторинг і встановлювати технічний стан окремих вузлів генераторів. Розглянуто використання акустоемісійних і вібраційних діагностичних сигналів для формування навчальних сукупностей, що входять до складу багаторівневої інформаційно-вимірювальної системи моніторингу і діагностики електротехнічного обладнання. Для формування таких навчальних сукупностей була використана інформаційна база, отримана на експериментальних випробувальних стендах ІЕД НАН України. Визначено необхідність врахування впливу температури та вологості на оцінки діагностичних ознак при проведенні моніторингу і діагностики електротехнічного обладнання. Бібл. 26, рис. 8.

Ключові слова: вібраційний та акустоемісійний діагностичні сигнали, електротехнічне обладнання, система моніторингу і діагностики.

Вступ. При розв'язку задачі моніторингу та діагностування електротехнічного обладнання (ЕО) енергопідприємств виникає проблема вимірювання та обробки великої кількості інформаційних сигналів, що потребує використання значних за об'ємами вимірювальних та обчислювальних ресурсів. Такий підхід ускладнює структуру інформаційно-вимірювальних систем (ІВС), що використовується і, як наслідок, призводить до зниження її надійності та підвищення вартості. Певною мірою вирішити цю задачу вдається шляхом розробки і практичного застосування розподіленої багаторівневої ІВС моніторингу і діагностики ЕО. Згідно з [1–4], у розподілених багаторівневих системах вимірювальна інформація піддається попередньому аналізу безпосередньо у місці її отримання для того, щоб відокремити тільки ту її частину, яка важлива для визначення стану всього технічного об'єкта. Водночас передача інформації в центральний модуль діагностичної системи для її подальшого глибокого аналізу здійснюється лише за наявності обґрунтованої причини вважати, що у контрольованому вузлу є критичний дефект. Завдяки цьому суттєво зменшуються обсяги даних, що передаються між модулями системи моніторингу та діагностування, знижується навантаження на її елементи.

На сьогодні у багатьох розвинених країнах світу при побудові систем моніторингу і діагностування електроенергетичних об'єктів все частіше використовується концепція Smart Grid [1, 5–10]. Розроблення і подальше впровадження на енергопідприємствах України таких систем передбачає як створення відповідного програмного забезпечення, так і оснащення певних енергооб'єктів необхідними технічними засобами.

Експериментальні результати [11] (на двох прикладах – редуктора вітряної турбіни та промислового портового крана) показують, що запропонований підхід ансамблевого навчання перевершує інші традиційні підходи глибокого навчання щодо точності прогнозування та



стабільності прогнозу під час роботи з поєднанням мультисенсорних ознак та точної ідентифікації несправностей важких промислових машин. Однак значне збільшення кількості первинних сенсорів для вимірювання діагностичної інформації призводить до суттєвого зростання обчислювальних операцій з обробки експериментальних даних. І саме для подібних випадків, можна скористатись для обробки діагностичної інформації багаторівневими ІВС діагностики, що працюють за Smart Grid технологіями.

Базуючись на роботах [1, 3, 12], було розроблено узагальнену структуру багаторівневої системи моніторингу стану та технічного діагностування ЕО [13], яка працює з урахуванням концепції Smart Grid. У свою чергу використання розподілених обчислювальних ресурсів та врахування ступеня критичності дефектів різних вузлів електротехнічного обладнання у ІВС, що запропонована в [2, 12] забезпечує зниження вартості самої ІВС при одночасному збереженні високих показників точності та вірогідності виявлення дефектів за її допомогою.

Для успішної реалізації багаторівневої системи передбачено створити модулі та відповідні блоки, що надають можливість виконувати необхідні вимірювання та обчислення, а також мають невисоку вартість. Одним із основних блоків, що має входити до структури ІВС моніторингу і діагностування вузлів ЕО, є блок, який вміщує у собі результати навчання такої системи [13]. Слід також зазначити, що для розв'язання вказаних задач у цьому блоку мають бути розміщені навчаючі сукупності (НС), які б враховували можливі види дефектів, що найбільш типові для цього вузлу та мали б відповідну інформацію про режими (електричні, швидкісні, температурні та ін.) роботи цього вузлу [13].

Відомо [1, 2, 4, 7–9, 12], що системи побудовані за технологією Smart Grid мають працювати у режимі реального часу, тобто така система повинна оперативно знаходити у блоку НС відповідну сукупність, яка містить інформацію як про вид можливого дефекту цього об'єкту, так і про режим його роботи. Вибір необхідної НС безпосередньо пов'язаний з подальшим розв'язанням задачі визначення технічного стану і класифікації можливих дефектів у вузлі ЕО, що діагностується. Саме від форми представлення і систематизації НС залежить можливість функціонування системи моніторингу і діагностування ЕО за технологією Smart Grid. Розгляду цих питань було присвячено роботу [3].

Особливо нагально проблема розробки і практичного застосування подібних систем виникає у зв'язку із перспективою створення в Україні і подальшого введення в експлуатацію турбогенератора потужністю 1000 МВт, призначеного для роботи в умовах АЕС. Як відомо [14], на існуючих вітчизняних атомних енергоблоках експлуатуються виключно дво полюсні генератори виробництва заводу «Електросила» (нині входить до російського АТ «Силові машини»). Довготривалий досвід експлуатації і аналіз дефектів, що виникали у цих генераторах, дає змогу зробити висновок, що проблеми із дво полюсними генераторами мають системний характер. Навіть, виходячи із статистики експлуатації нових генераторів потужністю 1000 МВт енергоблоків № 3 і № 4 Калінінської АЕС (запущені у 2004 і 2012 роках відповідно), можна прийти до висновку, що проблеми із цими машинами спеціалістами ВАТ «Силові машини» так і не були вирішені. Однією із таких проблем була спроба виробників переходу від водневого охолодження генератора до повного водяного, що призвело до появи великої кількості з'єднань між металевими і фторопластовими трубками і, як наслідок, сприяло зниженню показників надійності генератора в цілому. Слід також зазначити, що переважна більшість генераторів у світі, що експлуатуються на енергоблоках АЕС, мають чотири полюсне виконання та одиночну потужність до 1500–1700 МВА.

За даними CIGRE основними виробниками таких генераторів на сьогодні є фірми Alstom (Франція), Siemens (Німеччина) Asea Brown Boveri (Швейцарія), General Electric (США). Це насамперед зумовлено тим, що чотири полюсні генератори у порівнянні з дво полюсними мають низку переваг. Внаслідок більших геометричних розмірів активної зони для таких генераторів характерні менші електромагнітні і теплові навантаження на активні елементи і вузли конструкції. Це перш за все стосується лінійного навантаження статора, індукції в повітряному проміжку та густини струму в обмотках статора і ротора. Проте чотири полюсні генератори у порівнянні з дво полюсними однієї потужності мають приблиз-

но в два рази більшу масу ротора, що ускладнює його виготовлення. На сьогодні гранична потужність чотириполюсних генераторів оцінюється у 2000–2500 МВА.

Найбільша кількість поломок і аварійних ситуацій припадає на турбогенератор – до 70–89 % [14], на пристрої релейного захисту і автоматики – до 15 %, на вимірювальні трансформатори, електропривод та силові трансформатори – у сукупності складають близько 16 %. Таким чином, при створенні багаторівневої ІВС моніторингу і діагностики основну увагу слід приділяти моніторингу параметрів інформаційних сигналів, що визначають технічний стан саме окремих вузлів генератора. У генераторах основні дефекти припадають на стрижні в зоні лобових частин і з'єднувальних шин обмотки статора з боку збудника. Основною причиною цих дефектів виявився неприпустимий рівень вібрацій. Тобто у створюваній ІВС моніторингу має бути передбачена можливість проведення вимірювання і аналізу вібраційних діагностичних сигналів.

Робота потужних генераторів супроводжується утворенням і розповсюдженням в їхніх конструкціях і вузлах значних електромеханічних навантажень. Для оцінки впливу цих навантажень на матеріал конструкцій і вузлів генератора можуть бути використані сигнали акустичної емісії (АЕ). Отримання достовірної інформації про електромеханічне навантаження потужних генераторів забезпечується при розміщенні сенсорів акустичної емісії у місцях найбільшої концентрації таких навантажень [15, 16] (зони лобових частин статора і з'єднувальної шини обмотки статора генератора, місця кріплення корпусу генератора до фундаменту).

У процесі експлуатації генераторів виникають також декілька інших типових ушкоджень [14], таких як розгерметизація стрижнів обмотки статора, поява тріщин у міжкотушкових перемичках обмотки ротора та витік водню в газоохолоджувачах. Таким чином, при створенні багаторівневої ІВС моніторингу і діагностики генератора має бути передбачена можливість моніторингу стану вологості водню в корпусі турбогенератора.

Враховуючи викладене, а також наявність в Україні наукової, конструкторської і виробничої потужності Акціонерного товариства «Українські енергетичні машини» слід вважати, що саме розробка, виготовлення та впровадження турбоагрегатів, орієнтованих на використання чотириполюсних генераторів потужністю 1000 МВт і більше для АЕС здатне забезпечити сталий розвиток електроенергетики України у післявоєнний час.

Потужний електричний генератор являє собою достатньо складний електромеханічний об'єкт. З урахуванням складності, а інколи, і унікальності виконання такого об'єкту, саме використання багаторівневих ІВС моніторингу і діагностики, що працюють у відповідності із концепцією Smart Grid, забезпечують можливість отримання діагностичної інформації в реальному часі, яка надходить від різних його вузлів. Крім того, для підвищення достовірності його діагностування може бути використана мультисенсорна система сенсорів [11].

Безперечно, що водночас зі створенням зазначеного електроенергетичного обладнання має бути розроблено, виготовлено і введено в експлуатацію багаторівневі ІВС, які здатні забезпечити його моніторинг і діагностування технічного стану

Результати проведеного розгляду вищевказаних робіт зумовили тему цієї статті.

Основною метою роботи є створення теоретичної бази, методів та інформаційного забезпечення для розробки і побудови дослідного зразка багаторівневої ІВС моніторингу та діагностики електроенергетичного обладнання (ЕЕО), який призначений для забезпечення надійного функціонування такого обладнання (в тому числі і потужного генератора) у складі АЕС.

Розглянуто деякі моменти, пов'язані із результатами розробки **математичних моделей** діагностичних інформаційних сигналів, які надали можливість обґрунтувати діагностичні ознаки, за кількісними оцінками яких, у свою чергу, було сформовано навчаючі сукупності (НС), що відповідають як певним технічним станам вузлів ЕО, так і режимам їхньої роботи. Застосування елементів теорії лінійних випадкових процесів (ЛВП) [13, 16] при побудові моделей цих сигналів надало можливість отримати статистичні оцінки діагностичних ознак досліджуваних вібраційних сигналів, як для гауссового, так і для інших видів розподілів ймовірностей, що відносяться до класу безмежно подільних законів [17, 18].

Відомо, що процеси АЕ виявляють себе як у неперервній, так і у дискретній формі [16, 19, 20]. Неперервність процесу АЕ можна уявити як результат додавання великої кількості елементарних імпульсів з дуже малою енергією, які призводять до виникнення пружних хвиль у тілі досліджуваного об'єкта. Як математична модель неперервної АЕ використовується модель гауссовського випадкового процесу. Імпульсна модель сигналу АЕ являє собою суперпозицію великої кількості імпульсів, що генеруються випадковим чином за часом елементарними випромінювачами, які розташовано у середині досліджуваного об'єкта. Для опису такої моделі найчастіше використовується випадкова функція виду

$$\xi(t) = \sum_i \eta_i \varphi(t - t_i), \quad (1)$$

де η_i – амплітуда імпульсу АЕ; $\varphi(t - t_i)$ – функція, що характеризує форму імпульсу АЕ; t_i – моменти часу випромінювання i -го імпульсу АЕ, які є пуассонівським потоком подій. Припускається, що η_i і t_i є незалежними випадковими величинами. Для аналізу процесу (1) використовують математичний апарат теорії пуассонівських імпульсних процесів [16].

За результатами проведеного дослідження існуючих моделей як модель сигналу АЕ було обрано модель ЛВП, що визначається наступним чином:

$$\xi(t) = \int_{-\infty}^{\infty} \varphi(\tau, t) d\eta(\tau), \quad t \in (-\infty, \infty), \quad (2)$$

де $\{\eta(\tau), \eta(0) = 0, \tau \in (-\infty, \infty)\}$ – стохастично неперервний процес з незалежними приростами, який називають породним; $\varphi(\tau, t)$ – не випадкова функція, для якої виконується

$$\left| \int_{-\infty}^{\infty} \varphi^p(\tau, t) d\kappa_p(\tau) \right| < \infty, \quad p = 1, 2, \text{ де } \kappa_p(\tau) \text{ – семиінваріант } p\text{-го порядку процесу } \eta(\tau).$$

При побудові математичної моделі сигналу АЕ [16, 21] з використанням ЛВП (2) припускалося, що під неперервною емісією розуміється неперервна у часі генерація деяким джерелом флуктуаційного сигналу АЕ, а під імпульсною (дискретною) – спрацювання цього джерела у певні моменти часу, в результаті чого випромінюється імпульс. На основі зроблених фізичних припущень загальну модель сигналу АЕ можна представити у вигляді суми незалежних неперервної та імпульсної складових досліджуваного сигналу

$$\xi(t) = \nu_1 \xi_c(t) + \nu_2 \xi_H(t), \quad (3)$$

де ν_1 і ν_2 – вагові коефіцієнти, що характеризують величину внеску неперервної $\xi_c(t)$ та імпульсної $\xi_H(t)$ компоненти в сигнал АЕ загального виду (3). Припускається, що величина коефіцієнтів ν_1 і ν_2 залежить від фізико-механічних властивостей матеріалу об'єкта, що діагностується і в якому виникає АЕ сигнал. Неперервна компонента $\xi_c(t)$ цього сигналу має вигляд

$$\xi_c(t) = \int_{-\infty}^{\infty} \varphi_c(\tau, t) dw(\tau), \quad (4)$$

де $\varphi_c(\tau, t)$ – функція, що має властивості ядра представлення (2); $\{w(\tau), w(0) = 0, \tau \in (-\infty, \infty)\}$ – гільбертів, у загальному випадку неоднорідний гауссовський процес з незалежними приростами. Таким чином, процес $\xi_c(t)$ також є ЛВП.

Імпульсну компоненту сигналу АЕ можна представити у вигляді

$$\xi_H(t) = \int_{-\infty}^{\infty} \varphi_H(\tau, t) d\pi_H(\tau), \quad (5)$$

де $\{\pi_H(\tau)\}$ – узагальнений процес Пуассона [17].

Для процесу (2) характеристична функція (ХФ) у формі Колмогорова запишеться як

$$f(u; \tau) = \exp \left\{ ium(\tau) + \int_{-\infty}^{\infty} (e^{iux} - 1 - iux) \frac{dK(x, \tau)}{x^2} \right\}, \quad \tau \in -\infty, \infty, \quad (6)$$

де $m(\tau) = \mathbf{M}\xi(\tau)$; $K(x, \tau)$, $x \in (-\infty, \infty)$, $K(-\infty, \tau) = 0$, $K(\infty, \tau) = \mathbf{D}\xi(\tau)$ – неспадна по x і неперервна зліва обмежена функція. Функція $K(x, \tau)$ є спектральною функцією або пуассонівським спектром стрибків форми Колмогорова, яка містить інформацію про характеристики як неперервної, так і пуассонівської (імпульсної) складових процесу (2).

Використання моделі дає змогу знайти повні імовірнісні характеристики процесу АЕ, оскільки для ЛВП відомий загальний вид ХФ. Закон розподілу досліджуваного процесу за відомої ХФ може бути знайдено двома способами:

- перший з них полягає у визначенні та дослідженні модуля $R_{\xi}(u)$ і аргументу $A_{\xi}(u)$ ХФ досліджуваного ЛВП $\xi(t)$;
- другий передбачає знаходження та аналіз пуассонівських спектрів стрибків.

Враховуючи результати теоретичних і експериментальних досліджень, можна зазначити, що форма елементарних імпульсів сигналу АЕ може характеризуватись імпульсами релаксаційного типу, які у точці розташування п'єзоелектричного перетворювача (ПЕП) на поверхні об'єкта, що діагностується, і описується функцією

$$\varphi_b(s) = \alpha \cdot e^{-\alpha s} \cdot U(s), \quad s \in (-\infty, \infty), \quad s = t - \tau, \quad (7)$$

де $\alpha > 0$ – коефіцієнт згасання, $U(s)$, $s \in (-\infty, \infty)$ – функція Хевісайда. Ця ж функція може бути використана для опису форми імпульсів АЕ на виході амплітудного детектора. У відповідності з (3) припускаємо, що неперервна складова призведена стаціонарним гауссовським білим шумом з нульовим середнім і дисперсією σ^2 . Що стосується імпульсної складової, то з проаналізованих робіт випливає, що розподіл амплітуд імпульсів цієї складової змінюється залежно від стану навантаження або деформації матеріалу. У загальному випадку розподіл амплітуд цих імпульсів для складової $\{\pi_u(\tau), -\infty < \tau < \infty\}$, $\pi_u(0) = 0$, що входить до складу (5), має вигляд:

$$P_k(\tau) = \frac{(\lambda\tau)^k}{k!} e^{-\lambda\tau}, \quad \tau > 0, \quad (8)$$

де λ – інтенсивність імпульсної складової у процесі АЕ. У відповідності з [16], випадкова величина $\pi_u(\tau)$ при $\tau > 0$ визначається як сума N незалежних випадкових величин, кожна з яких має свою функцію розподілу. У свою чергу N являє собою число подій, яке відбувається між 0 і τ включно, тобто в момент здійснення кожного з випробувань і відбувається незалежно від випробування, результати яких мають свою певну функцію випробувань, а $\pi_u(\tau)$ – загальна сума результатів цих випробувань за час τ .

При визначенні ймовірнісних характеристик сигналу на виході ПЕП виходили з того, що форма елементарного імпульсу на ньому може бути описана функцією

$$\varphi_b(\tau, t) \equiv \varphi_b(s) = \alpha \cdot e^{-\alpha s} \sin \theta s \cdot U(s), \quad s = t - \tau, \quad s \in (-\infty, \infty), \quad (9)$$

де $\theta > 0$, $0 < \alpha < \theta$ – дійсні константи, що мають конкретний фізичний сенс, а саме частоти осциляцій і коефіцієнт згасання відповідно.

У відповідності із [16, 21], з урахуванням математичного моделювання імпульсів АЕ і за результатами експериментів, які проводились на спеціальному обладнанні (розривна машина Р20 та акустоемісійна ІВС діагностики ЕО), було обґрунтовано діагностичні ознаки, які дозволяють встановлювати технічний стан ЕО (по електромеханічному навантаженню), а саме:

- інтенсивність λ процесу АЕ при зміні електромеханічного навантаження на об'єкт діагностування;

- коефіцієнти асиметрії k і ексцесу γ , що характеризують розподіл сигналів АЕ, а також параметри $\beta_1 = k^2$ та $\beta_2 = \gamma + 3$, які є координатами відомої в статистиці діаграми Пірсона [22].

Дуже важливу інформацію про технічний стан потужних генераторів АЕС забезпечує використання вібраційних інформаційних сигналів. Слід також зазначити, що суттєвий вплив на результати вібродіагностики мають режими роботи досліджуваних генераторів.

Застосування елементів теорії лінійних випадкових процесів (ЛВП) при побудові моделей цих сигналів надало можливість отримати статистичні оцінки діагностичних ознак досліджуваних вібраційних сигналів як для гауссового, так і для інших видів розподілів, що відносяться до класу безмежно подільних законів [17, 18].

Запропонована узагальнена математична модель сигналу об'єкта діагностування ЕО, що працює у різних режимах, має вигляд:

$$\Xi_n(t) = (\xi_1(t), \xi_2(t), \dots, \xi_n(t)), \quad t \in T, \quad (10)$$

де послідовність компонент $\{\xi_j(t), j = \overline{1, n}\}$ моделі (10) описує послідовність діагностичних вібраційних сигналів ЕО у n режимах його функціонування.

Моделі (10) є векторним ЛВП, яка дає можливість врахувати специфіку і характерні можливості різних режимів роботи досліджуваного ЕО.

Таким чином, компонента $\xi_j(t)$ моделі (10) має інтегральне представлення [17] у виді:

$$\xi_j(t) = \int_0^\infty \varphi_j(t - \tau) d\eta(\tau) = \int_0^\infty \varphi_j(t - \tau) \eta'(\tau) d\tau, \quad j = \overline{1, n}, \quad t \in T, \quad (11)$$

де детермінована функція $\varphi_j(t)$ характеризує імпульсну перехідну функцію об'єкта дослідження як лінійної системи у j -му режимі функціонування, а породний процес $\eta(t)$ – випадковий процес з незалежними приростами і безмежно-подільними законами розподілу, який враховує дію значної кількості стохастичних факторів, виникаючих при формуванні діагностичного сигналу. Похідна процесу $\eta'(\tau)$ є процесом білого шуму що дає можливість використати поєднання теоретичних і експериментальних результатів досліджень у галузі вібродіагностики.

При дослідженнях багаторезонансного діагностичного вібраційного сигналу (ЛВП) його конструктивна модель описується співвідношенням [22, 23]:

$$\xi_j(t) = \sum_{i=1}^m a_{ji} \xi_{ji}(t), \quad j = \overline{1, n}, \quad t \in T. \quad (12)$$

У моделі (12) для компоненти $\xi_j(t)$ використані наступні позначення: $m \in N$ – ціле число, яке характеризує кількість резонансних частот; a_{ji} – вагові коефіцієнти, що відображають співвідношення енергій між відповідними резонансними частотами; $\xi_{ji}(t)$ – складова, яка враховує характеристики сигналу на частотах, близьких до i -го резонансу.

Остання складова $\xi_{ji}(t)$ описується наступним співвідношенням:

$$\xi_{ji}(t) = \int_0^\infty \varphi_{ji}(t - \tau) \eta'(\tau) d\tau, \quad (13)$$

де $\varphi_{ji}(\tau)$ – імпульсна перехідна функція формуючого резонансного i -го фільтру, яка у відповідності з методом електромеханічних аналогій [22] описується наступним чином:

$$\varphi_{ji}(t) = \frac{(2\pi f_{ji})^2}{\psi_{ji}} e^{-\beta_{ji}t} \sin(\psi_{ji}t) U(t), \quad (14)$$

де f_{ji} – резонансна частота; β_{ji} – коефіцієнт, що характеризує ступінь згасання коливань i -ї складової; $\psi_{ji} = \sqrt{(2\pi f_{ji})^2 - \beta_{ji}^2}$ – коефіцієнт, який характеризує ступінь взаємозв'язку

між f_{ji} та β_{ji} ; $U(t)$ – нормалізована функція Хевісайда (одиничний стрибок).

З урахуванням (13) та (14) зміна технічного стану об'єкту діагностування або режиму його функціонування обумовлена змінами параметрів імпульсної функції $\varphi_{ji}(\tau)$ чи породного процесу $\eta'(\tau)$. Як діагностичні ознаки математичних моделей вібродіагностичних сигналів можуть бути обрані наступні параметри і характеристики [22], що враховують як різні режими, так і можливий технічний стан об'єктів діагностування ЕО:

– при спектрально-кореляційному аналізі: коефіцієнти затухання β_{ji} ; частотні параметри ψ_{ji} , $j = \overline{1, n}$, $i = \overline{1, m}$;

– при аналізі ймовірнісного розподілу: характер функції щільності розподілу ймовірностей; величини початкових і центральних моментів, серед яких найбільш інформативними є коефіцієнти асиметрії k та ексцесу γ .

При створенні систем моніторингу і діагностування енергетичного обладнання достатньо широкого застосування знайшли процеси авторегресії та авторегресії-ковзного середнього. Математичні моделі інформаційних сигналів, побудованих на базі цих процесів, докладно описані в роботах [23, 24].

З урахуванням [3, 13] сформовану множину діагностичних просторів Ω можна представити у наступній матричній формі

$$\Omega = \begin{bmatrix} \omega_{00} & \omega_{01} & \dots & \omega_{0n} \\ \omega_{10} & \omega_{11} & \dots & \omega_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \omega_{k0} & \omega_{k1} & \dots & \omega_{kn} \end{bmatrix}. \quad (15)$$

У наведеній формі підпростори, що розташовані по рядках, відповідають однаковим технічним станам цього вузлу, але працюючим у різних режимах, при яких експлуатується досліджуване ЕО, а кожний стовпчик відповідає певному (незмінному) режиму роботи вузла, але маючим різні технічні стани. Тобто певному технічному стану досліджуваного об'єкту по стовпчиках при ω відповідають індекси, які залежно від справного стану або певного дефекту в об'єкті змінюються в межах від 0 до k . У свою чергу зміні режиму роботи ЕО по рядках відповідають індекси при ω , які змінюються від 0 до n .

Ієрархія при побудові багаторівневої ІВС моніторингу і діагностики ЕО реалізується шляхом умовного розбиття всього ЕО електростанції на певні *ієрархічні* рівні. Розроблено узагальнену структуру багаторівневої системи моніторингу стану та діагностики електроенергетичного обладнання, яка складається з ряду модулів, кожен з яких призначений для відбору та попередньої обробки вимірювальної інформації про технічний стан певного вузла (генератор, циркуляційний насос, трансформатор тощо), та одного центрального модуля, який збирає і узагальнює інформацію від всіх місцевих модулів, а також може за необхідності узагальнювати дані і передавати їх на більш високий рівень ієрархії (рис. 1).

Рівень I – первинний відбір та підготовка діагностичних сигналів (вимірювання діагностичних сигналів, підсилення, аналогова фільтрація, перетворення в цифрову форму).

Рівень II – попередня математична обробка і прийняття проміжних діагностичних рішень (прості алгоритми, реалізація яких не вимагає значних обчислювальних ресурсів, розділення інформації по ступеню критичності дефектів); сигналізація на вищий рівень при наявності дефектів; накопичення незначних обсягів вимірювальної інформації та передача її на вищий рівень.

Рівень III – накопичення, повноцінна обробка і глибокий аналіз даних, швидке реагування на аварійні сигнали з нижчого рівня, прийняття діагностичних рішень по об'єкту діагностики в цілому, архівація статистичних даних, прогнозування надійності та оцінка залишкового ресурсу обладнання, планування ремонтних робіт.

Рівень IV – представлення даних різним користувачам (у тому числі територіально віддаленим, наприклад через Web технології) з розмежуванням прав доступу.

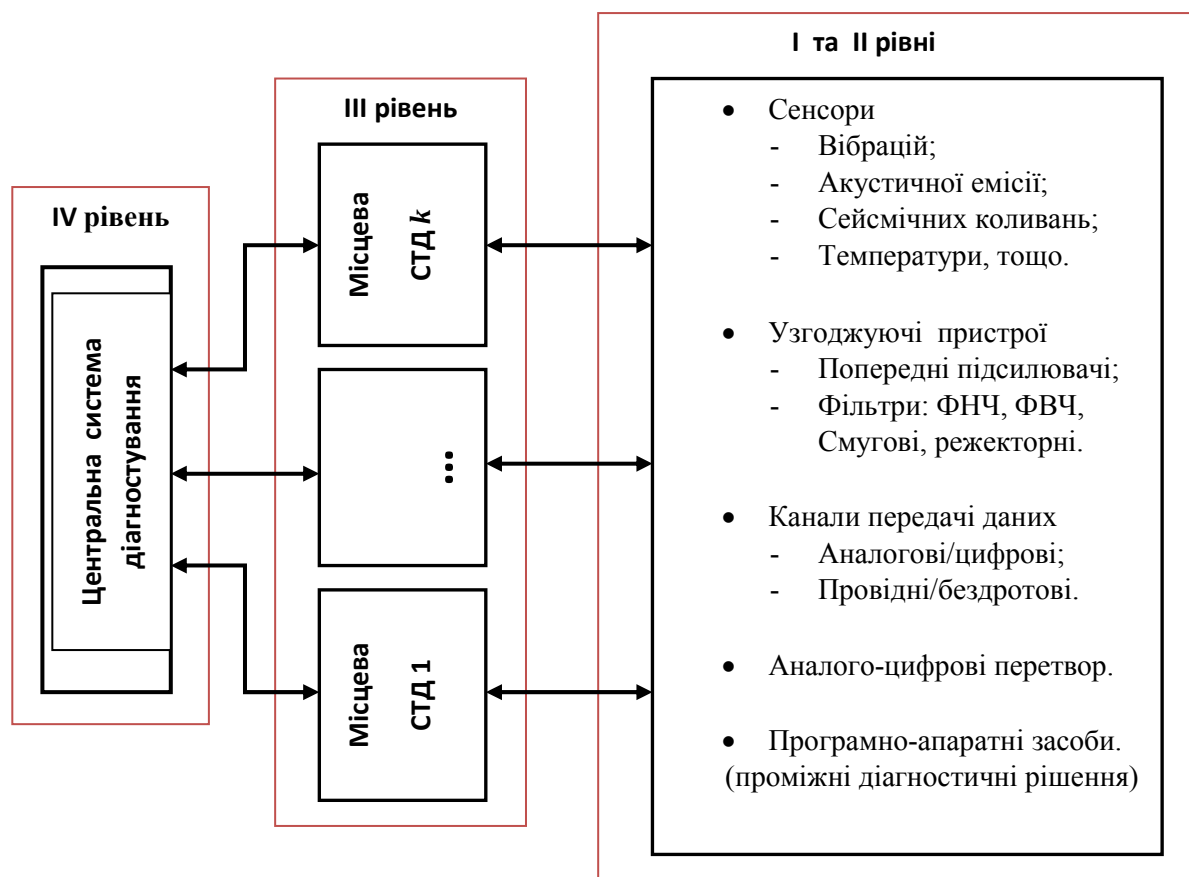


Рис. 1

Розподіл функцій між цими ієрархічними рівнями може бути організований так, що функції рівнів з I по III об'єднується в окрему підсистему для кожного великого об'єкта, що входить до складу електростанції і достатньо компактно розташовані в просторі - Місцевою системою технічного діагностування (STD). Рівень IV об'єднує інформаційні потоки, що надходять з різних систем рівня III - Центральну систему.

Структура місцевої та центральної систем діагностування ЕЕО електростанції деталізується на рис. 2 і 3 відповідно. Виходячи із наведених рівнів, враховуючи [3], були запропоновані моделі формування і зберігання НС для банку даних ІВС діагностування ЕО, які схематично зображено на рис. 4, 5. У відповідності із цими моделями НС, що відповідають як певному технічному стану ЕО та і режиму його роботи, можуть бути реалізовані у плоскій та об'ємній матричних формах, у 2D – форматі (рис. 4) і 3D – форматі (рис. 5).

На рисунках позначено: ОД – об'єкт діагностики; ВП – вимірювальний перетворювач (сенсор); БУ – блок узгодження; К – комутатор; АЦП – аналого-цифровий перетворювач; БП – блок перетворення; МК – мікроконтролер; ЗБЗ – засоби бездротового цифрового зв'язку; ЕОМ – електронна обчислювальна машина; ППП – пакет прикладних програм для аналізу даних, прийняття діагностичних рішень, оцінки залишкового ресурсу тощо; ЦСД – центральна система діагностування; МСДп – місцеві системи діагностування; LAN – локальна мережа (Intranet); WAN – глобальна мережа (Internet); R, FW – засоби захисту інформації (Router, Firewall).

Таке представлення НС дозволяє їх систематизувати по окремим вузлам і агрегатам усього ЕО, що представлено на електростанції і може бути охоплено системою діагностування. Так, у форматі 2D (рис. 4) представляються НС, що охоплюють дані по одному з вузлів (це відповідає 2-му рівню у запропонованій ієрархії). По стовпчиках запропонованої матриці розташовані елементи, що відповідають певним видам дефектів, які можуть виникати при експлуатації досліджуваного вузла при конкретному фіксованому режимі його роботи, і

які відповідають однаковим технічним станам (справним, або маючим конкретні види дефектів), але працюючим у різних режимах.

На рис. 5 наведена об'ємна 3D матриця, яка поєднує декілька вузлів, що складають певний агрегат (наприклад, електродвигун власних потреб), який входить до складу ЕО електростанції. Кожний перетин цієї 3D матриці являє собою плоску 2D матрицю, відповідає певному вузлу (наприклад, підшипник кочення), що входить до складу досліджуваного агрегату. Система позначень елементів у наведеній матриці залишається такою ж, як і у попередньому випадку для 2D матриці (рис. 4). Третій індекс відповідає номеру вузла, що входить у досліджуваний агрегат. Цей індекс змінюється і відповідає загальній кількості вузлів в агрегаті. З урахуванням запропонованої чотирирівневої ієрархічної системи [1, 2], досліджуваний агрегат належить до третього ієрархічного рівня.

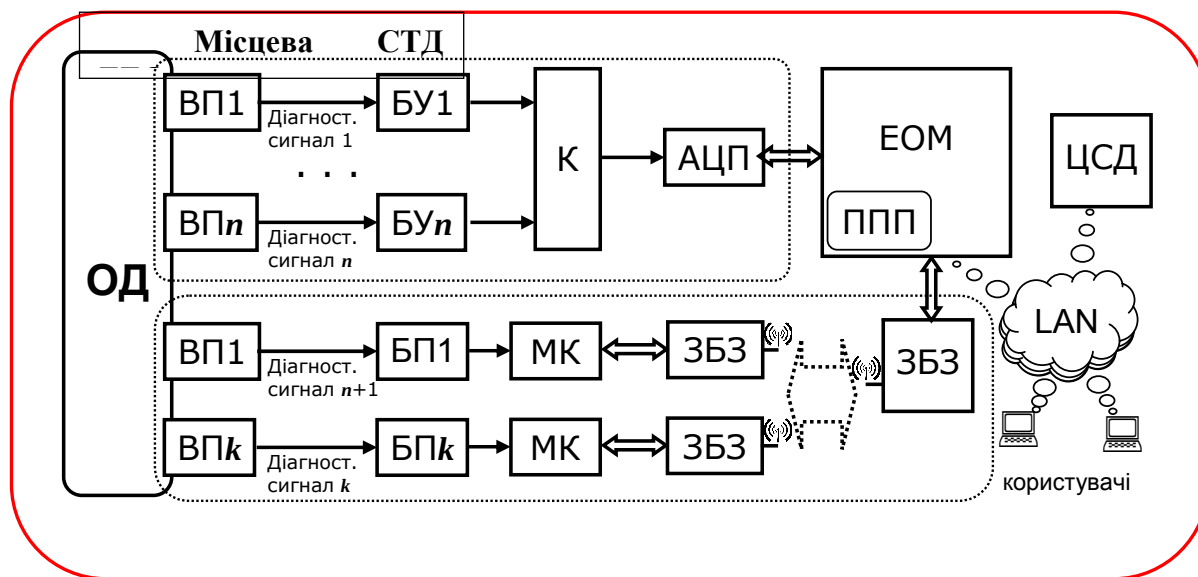


Рис. 2

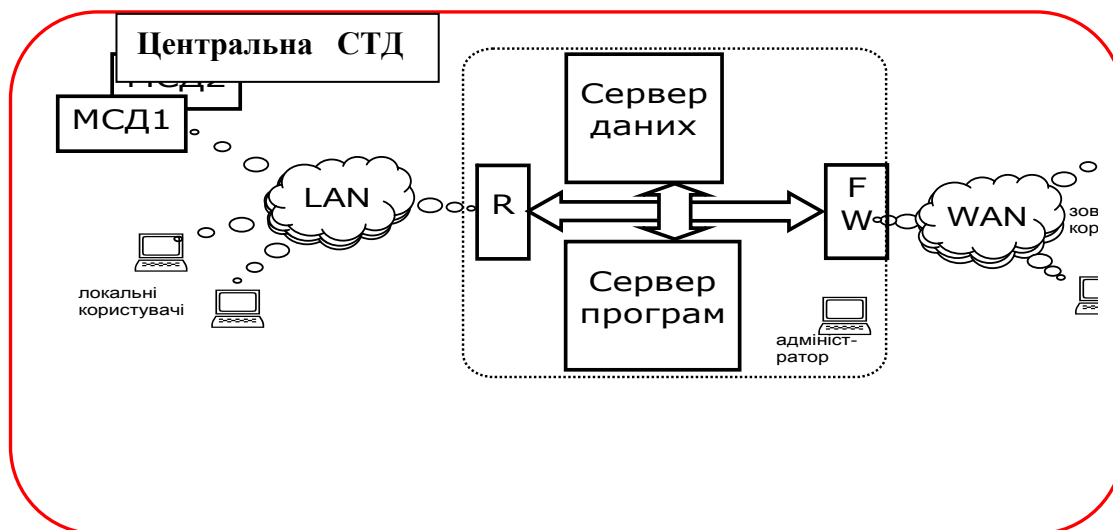


Рис. 3

Окрім виду дефектів, які враховуються при формуванні НС з використанням 2D та 3D матриць, в багаторівневих ІВС моніторингу і діагностики може бути врахована і ступінь катастрофічності дефектів. З точки зору оптимізації складності системи діагностування доцільним є розподіл усіх у даному об'єкті діагностування дефектів [1, 3] на три класи: катастрофічні, некатастрофічні, часткові.

Очевидно, що будь-яка система діагностування повинна обов'язково виявляти катастрофічні дефекти. Разом з тим, деякі некатастрофічні чи часткові дефекти можна залишити поза увагою системи. Такий підхід до розробки системи дає можливість спростити її струк-

туру, зменшити обсяги інформації, що обробляються в системі та передаються між її ієрархічними рівнями, і здешевити її.

ω_{00}	ω_{01}	ω_{02}	...	ω_{0n}
ω_{10}	ω_{11}	ω_{12}	...	ω_{1n}
ω_{20}	ω_{21}	ω_{22}	...	ω_{2n}
...	...	...	...	...
ω_{k0}	ω_{k1}	ω_{k2}	...	ω_{kn}

Рис. 4

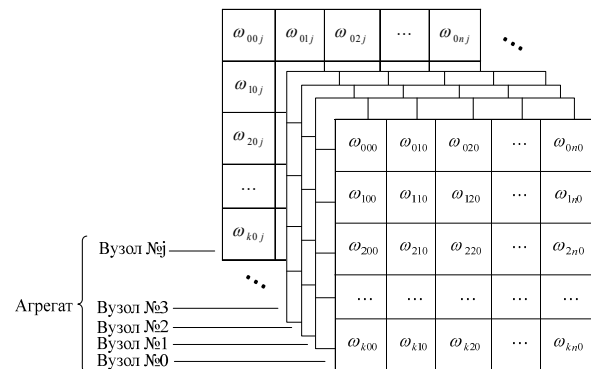


Рис. 5

Практично всі сучасні системи діагностування (особливо на принципах концепції Smart Grid) побудовані на основі цифрових обчислювальних засобів (мікроконтролерів, персональних комп'ютерів, промислових робочих станцій). Таким чином, виміряні сигнали повинні перетворюватися в цифрову форму і приводитися до деякого уніфікованого рівня по напрузі, а також до вибраної смуги частот.

Для подальшого аналізу інформації та прийняття діагностичних рішень передаються в обчислювальне ядро системи, яке, в залежності від конкретної потреби, може являти собою як малопотужний мікроконтролер, так і сучасний надпотужний комп'ютер чи кластерну серверну систему.

Кінцевий етап обробки інформації в рамках системи діагностування обладнання електростанції – це відображення результатів користувачам, з засобами, які, зокрема, повинні забезпечувати авторизацію користувачів системи, розділення прав доступу, захист інформації.

Врахування ступеня критичності дефектів на етапі розробки системи дає можливість спростити її структуру, зменшити обсяги інформації, що обробляються в системі та передаються між її ієрархічними рівнями, і в кінцевому результаті знизити вартість системи при збереженні її функцій на достатньому рівні.

Результати декількох експериментів[16, 21], ілюструють застосування інформаційних діагностичних сигналів, а саме процесів акустичної емісії та вібрації, і можуть бути використані при побудові систем моніторингу і діагностики ЕО, які працюють у відповідності з концепцією Smart Grid.

Для дослідження процесів АЕ використовувались зразки електротехнічної сталі Е330 спеціальної геометричної форми, що встановлювались у випробувальній розривній установці Р-20 для забезпечення розтяжного зусилля, якому можна поставити у відповідність певну кількісну оцінку інтенсивності виникнення імпульсів АЕ. На рис. 6 представлено графік навантаження випробувальних зразків зі сталі Е330, які випробувались на розривній установці Р-20. По осі абсцис на цьому рисунку відкладається часовий інтервал, протягом якого проводиться навантаження, а по осі ординат – відношення випробовуваного тиску до робочого Р/Рраб. Вимірювання параметрів АЕ проводилися при витримці тиску на кожному етапі протягом п'яти хвилин. Проведення випробувань було короткочасним. На кожному етапі навантаження ІВС АЕ діагностики включалася дискретно на 1 с протягом 5 хв декілька десятків разів.

На базі отриманих оцінок діагностичних ознак, а саме оцінок коефіцієнтів асиметрії k і ексцесу γ , які характеризують розподіл АЕ сигналів в просторі відомої в статистиці діаграми Пірсона з координатами (β_1, β_2) , було сформовано навчаючі сукупності у вигляді еліпсів розсіювання, що відповідали певному ступеню навантаження на випробувальний зразок.

На основі отриманих експериментальних даних були сформовані навчаючі сукупності, які увійшли до складу блоку НС створеної ІВС АЕ діагностики. У відповідності із обґрунтованими діагностичними ознаками (коефіцієнти асиметрії k і ексцесу γ , які характеризують розподіл АЕ сигналів), а також на основі використання параметрів $\beta_1 = k^2$, $\beta_2 = \gamma + 3$, які є координатами (β_1, β_2) відомої в статистиці діаграми Пірсона [21, 22], у діагностичному просторі з цими координатами було сформовано НС, що відповідають певному ступеню навантаження на сталний зразок, що досліджувався на машині Р-20. На рис. 7 представлені НС в діагностичному просторі (β_1, β_2) , сформовані за результатами обробки з використанням ІВС АЕ діагностики реалізацій процесу АЕ, що вимірювався на досліджуваному зразку зі сталі Е330.

Кожна навчаюча сукупність є еліпсом

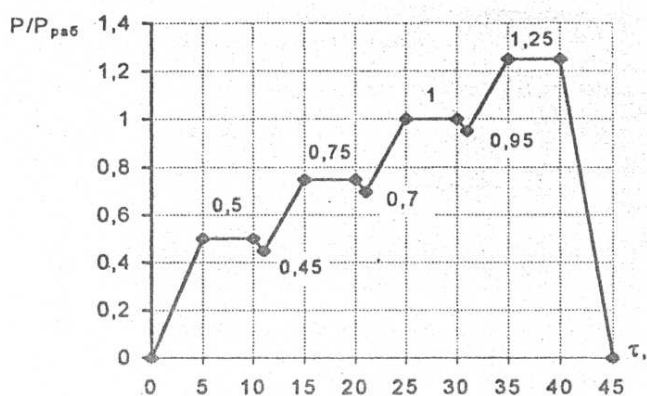


Рис. 6

розсіяння, наприклад [21, 25], побудованим на рівні 0,05 по точках, координатами яких є усереднені оцінки $\bar{\beta}_1$ і $\bar{\beta}_2$. Цифрою 1 позначені навчаючі сукупності, відповідні навантаженню $P/P_{\text{раб}} = 0,5$; 2 – $P/P_{\text{раб}} = 0,75$; 3 – $P/P_{\text{раб}} = 1$; 4 – $P/P_{\text{раб}} = 1,25$.

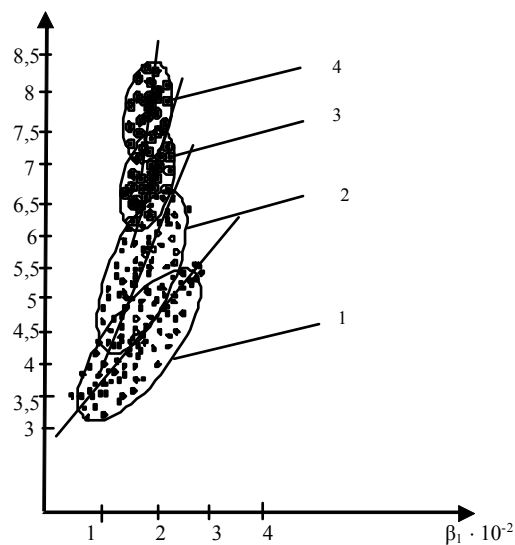


Рис. 7

Як приклад у роботі [16, 21] на основі рис. 7 для діагностики і класифікації ступеня навантаження у досліджуваному зразку побудовано *двохальтернативне* розв'язуюче правило за Нейманом-Пірсоном, яке зводиться до перевірки гіпотез:

гіпотеза H_0 : $\Theta_3 = 6,62$ – 100 % навантаження на зразок

гіпотеза H_1 : $\Theta_4 = 7,71$ – 125 % навантаження на зразок

Основним моментом при побудові цього правила є вибір помилок першого α і другого β роду, значеннями яких визначається точність і достовірність діагностики.

При побудові багаторівневої ІВС моніторингу і діагностики ЕО застосовувалися результати експериментальні дані з вібрацій підшипників кочення, що випробувались на лабораторному стенді ІЕД НАН України [22, 26].

Застосування вказаного стенду дало змогу сформулювати НС, які входять до відповідного блоку еталонів ІВС моніторингу і діагностики ЕО і при цьому врахувати як вид можливо-го дефекту підшипника (перекіс, відсутність мастила; дослідження пошкоджень зовнішнього або внутрішнього кільця підшипника внаслідок викришування металу, так званого пітінгу), так і швидкісний режим обертання валу установки, що дискретно змінювався в діапазоні $v_{\text{об}} \in (250, 500, 750, 1000)$ об/хв.

Для сигналів АЕ, в якості діагностичного простору для формування НС скористались діаграмою Пірсона з координатами (β_1, β_2) , де параметри β_1 та β_2 визначаються за вище вказаними співвідношеннями. На рис. 8 представлені НС в діагностичному просторі (β_1, β_2) , сформовані за результатами дослідження реалізацій процесу вібрацій підшипника кочення, що має різні технічні стани і працює у різних швидкісних режимах. Кожна навчальна сукупність являє собою еліпс розсіювання, побудований по точках, координатами яких є усереднені оцінки $\overline{\beta_1}$ і $\overline{\beta_2}$. Цифрою 1 позначена навчальна сукупність, що відповідає випробуванню умовно справного підшипника кочення; 2 – відсутнє мастило; 3 – перекіс; 4 – дефект внутрішнього кільця. Всі ці позначення збережено для НС, що сформовано для випробувань підшипника, працюючого у різних швидкісних режимах (рис. 8 а, б, в, г). Представлені на цих рисунках еліпси розсіювання були побудовані за результатами обробки від 85 до 100 вибірок експериментально вимірюваних реалізацій віброприскорень досліджуваних підшипників кочення, що випробовувались на установці [22, 26] і мали як різні технічні стани, так і випробовувались у різних швидкісних режимах. Кожна із наведених на рис. 8 точок відповідає одній реалізації віброприскорень підшипника кочення, що мав одне з перелічених технічних станів і випробовувався у чотирьох швидкісних режимах $v_{об} \in (250, 500, 750, 1000)$ об/хв. У свою чергу кожен із еліпсів розсіювання «покривав» своїми границями до 95 % експериментально отриманих точок, що відповідали певним умовам випробувань досліджуваних підшипників.

У відповідності зі створеною моделлю [22, 26] формування діагностичних просторів, що відповідають як певному технічному стану підшипника кочення, так і певному вищевказаному швидкісному режиму, з урахуванням (15) можна позначити як сукупність множин Ω , елементами якої є підмножини ω_{jn} , $j, n \in \overline{1, 4}$. У такому позначенні індекс j відповідає певному технічному стану підшипника при його випробуванні на установці, а n – кутовій швидкості валу установки. У даному випадку $n_1 = 250$ об/хв, $n_2 = 500$ об/хв, $n_3 = 750$ об/хв, $n_4 = 1000$ об/хв.

Просте порівняння розміщення НС на площині (β_1, β_2) показує їхню суттєву залежність як від типу дефекту, так і від швидкісного режиму роботи установки. Тобто кожній НС слід поставити у відповідність певне позначення підмножини ω_{jn} , яка б поєднувала у собі інформацію як про технічний стан досліджуваного підшипника, так і про швидкісний режим його роботи.

Цей факт дозволяє більш точно проводити діагностування технічного стану досліджуваних об'єктів, оскільки, крім параметрів β_1 та β_2 можна використовувати й інші параметри (наприклад, κ – каппа Пірсона, S та ін. [22]), що характеризують розподіл у системі кривих Пірсона.

На підставі проведених досліджень можна констатувати, що у переважної більшості експериментів відзначалося деяке збільшення (в середньому) оцінки коефіцієнта $\overline{\beta_2}$. Це пояснюється тим, що при появі дефектів (відсутність мастила, перекіс, дефекти внутрішнього кільця) в зареєстрованих реалізаціях процесу вібрацій відзначається поява імпульсів зі значною амплітудою.

Практична реалізація результатів може бути здійснена з урахуванням конструктивних особливостей генератора, що розробляється, і є основною передумовою для вибору місць розміщення первинних вимірювальних сенсорів на його корпусі. У цій статті, як приклад, розглянуто питання використання в багаторівневих ІВС моніторингу і діагностики акустоемісійних та вібраційних сигналів, що супроводжують роботу потужних генераторів у відповідності із концепцією Smart Grid.

Слід зазначити, що саме розробка, побудова і впровадження потужних генераторів вітчизняного виробництва для АЕС України має стимулювати їхнє оснащення подібними багаторівневими ІВС моніторингу і діагностики, що можуть функціонувати у відповідності із концепцією Smart Grid.

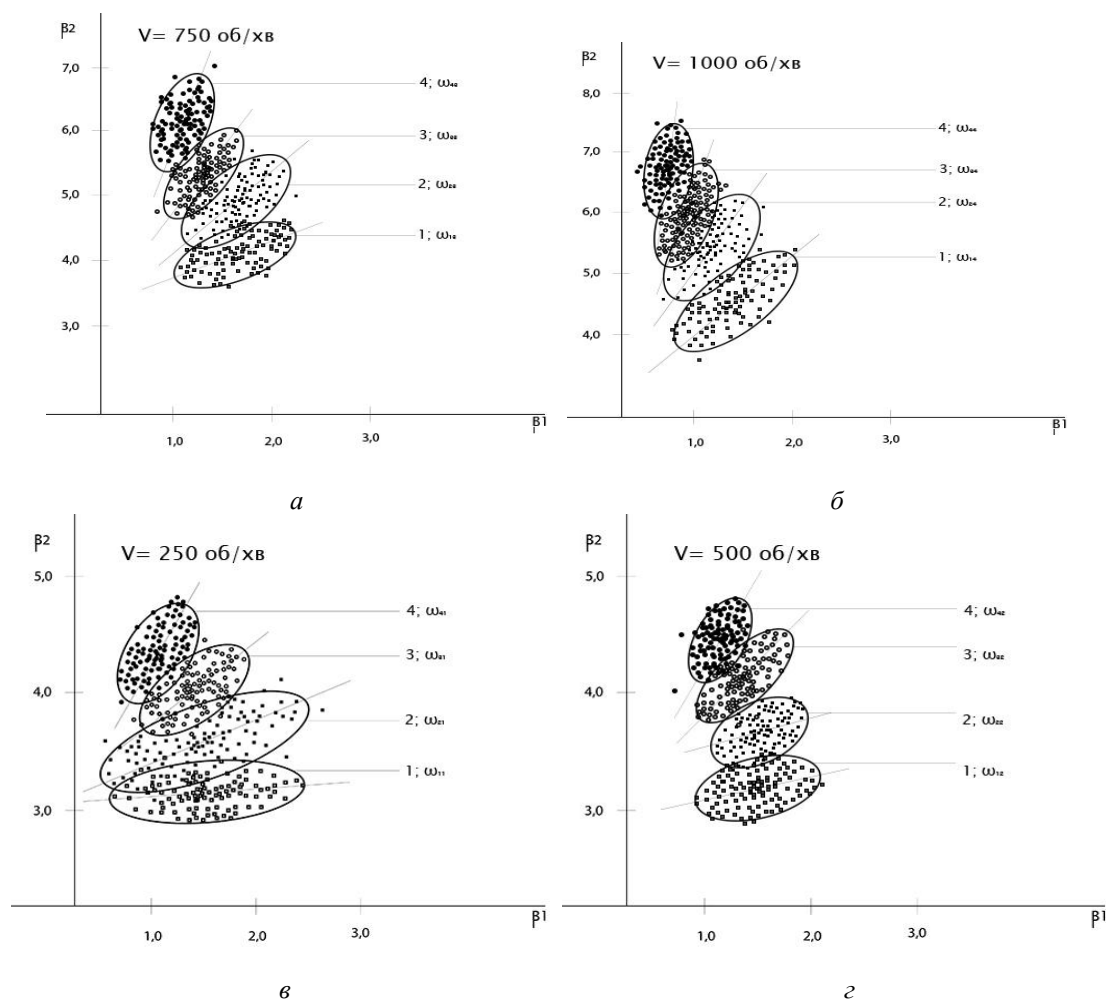


Рис. 8

Висновки. Створення і подальше впровадження на електроенергетичних підприємствах України інформаційно-вимірювальних систем моніторингу і діагностики, що працюють за концепцією Smart Grid, потребує постійного удосконалення і розвитку теоретичної бази, яка покладена в основу функціонування таких систем. Розробка інформаційного забезпечення для багаторівневих систем статистичної діагностики є найважливішою складовою, яка включає в себе і створення моделей форм представлення навчаючих сукупностей, що утворюють блок так званих еталонів у складі системи діагностування, і є одною з основних складових таких систем. У процесі досягнення сформульованої мети були отримані наступні результати:

1. дістали подальший розвиток математичні моделі діагностичних (акустоемісійних та вібраційних) сигналів, які враховують як властивості об'єкту діагностування, так і режими, у яких працює досліджуваний об'єкт;
2. за результатами аналізу математичних моделей діагностичних сигналів обґрунтовано діагностичні ознаки, які надають можливість визначати технічний стан вузлів ЕО, що працює у різних режимах;
3. запропоновано нові моделі форм представлення НС у ієрархічній структурі багаторівневої ІВС для можливої оцінки у реальному часі технічного стану вузлів ЕО, що дозволяють водночас враховувати як можливі типи дефектів досліджуваних вузлів ЕО, так і режими їхньої роботи;
4. з урахуванням результатів робіт інших авторів вказано на необхідність передбачити можливість у створюваних багаторівневих ІВС моніторингу і діагностики ЕО здійснювати моніторинг температурного стану і вологості у герметичній частині

корпусу генератора з метою запобігання зволоження ізоляції обмотки статора і наступного її електричного пробоя;

5. за допомогою дослідних зразків багаторівневої ІВС моніторингу і діагностики вузлів ЕО, яка може функціонувати за концепцією Smart Grid, здійснено експериментальну перевірку працездатності і практичного застосування для розв'язку задач моніторингу і діагностування вузлів ЕО (в тому числі і вузлів перспективного потужного генератора, якій призначений для роботи у складі енергоблоків АЕС України), що може працювати у різних режимах.

Статтю підготовлено:

- за НДР «Розроблення нових математичних моделей та методів дослідження електрофізичних процесів та полів в електротехнічному обладнанні для вирішення задач його надійної експлуатації та діагностування», РК0121U107443, (КПКВК 6541030);
- за НДП «Удосконалення та розробка основного обладнання турбоагрегатів енергоблоків АЕС, у тому числі з використанням технологій малих модульних реакторів та акумулювання енергії, з метою забезпечення енергетичної безпеки та стійкого розвитку економіки України у воєнний та повоєнний періоди», РК 0123U100773, (КПКВК 6541230).

1. Мислович М.В., Сисак Р.М. Про деякі особливості побудови інтелектуальних багаторівневих систем технічної діагностики електроенергетичних об'єктів. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 1. С. 78 – 85.
2. Сисак Р.М. Оптимізація алгоритмічно-програмного забезпечення автономних вимірювальних модулів розподілених діагностичних систем. *Технічна електродинаміка*. 2018. № 3. С. 90 – 96.
3. Мислович М.В. Моделі форм представлення навчаючих сукупностей для багаторівневих систем діагностування вузлів електротехнічного обладнання. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 3. С. 65 – 73.
4. Стогній Б.С., Кириленко, О.В., Буткевич О.Ф., Сопель М.Ф. Інформаційне забезпечення задач керування електроенергетичними системами. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2012. №1. С. 13 – 22.
5. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 5. С. 52–67.
6. Ильин В.В. Введение в Smart Grid. *АВОК*. 2012. № 7. С. 76 – 86.
7. S. García, J. Luengo, F. Herrera Data Preprocessing in Data Mining. Part of the Intelligent Systems Reference Library book series (ISRL, volume 72). Springer International Publishing Switzerland 2015. 327 p.
8. V.C. Gungor, Bin Lu, G.P. Hancke Opportunities and Challenges of Wireless Sensor Networks in Smart Grid. *IEEE Transactions on industrial electronics*. 2010. Vol. 57. No. 10. P. 3557 – 3564.
9. A. Secic et al.: Vibro-Acoustic Methods in the Condition Assessment of Power Transformers Received May 2019, accepted June 10, 2019, date of publication June 19, 2019, date of current version July 12, 2019. P. 83915 – 83931.
10. Gui-Ping Zhou, Huan-Huan Luo, Wei-Chun Ge, Yi-Ling Ma, Shi Qiu, Li-Na Fu Design and application of condition monitoring for power transmission and transformation equipment based on smart grid dispatching control system The Journal of Engineering J. Eng., 2019, Vol. 2019 Iss. 16, pp. 2817-2821. The 14th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2018). P. 2817 – 2821.
11. Yiging Zhou, Jian Wang, Zeru Wang. Multisensor-Based Heavy Machine Faulty Identification Using Sparse Autoencoder-Based Feature Fusion and Deep Belief Network-Based Ensemble Learning. *Hindawi: Journal of Sensor*. Volume 2022, Article ID 5796505. P. 1 – 26. <https://doi.org/10.1155/2022/5796505>
12. Myslovych M., Sysak R. Design peculiarities of multi-level systems for technical diagnostics of electrical machines. *Computational Problems of Electrical Engineering*. 2014. Vol. 4. No. 1. Pp. 47 – 50.
13. Герцик С.М. Комп'ютеризована система діагностики вузлів електротехнічного обладнання з урахуванням режимів його роботи.: автореф. дис. ... канд. техн. наук з спеціальності 05.13.05 – комп'ютерні системи та компоненти. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2019. 20 с.
14. Кенсицький О.Г. Експлуатаційна надійність енергогенеруючого обладнання енергоблоків атомних електростанцій України. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2021. Вип. 58. С. 100 – 106.
15. Кенсицький О.Г., Ключников А.Г., Федоренко Г.М. Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС. *Ин-т проблем безопасности АЭС*, 2009. 240 с.
16. Улітко О.В. Акустоємисійна інформаційно-вимірювальна система статистичної діагностики вузлів електротехнічного обладнання.: автореф. дис. ... канд. техн. наук з спеціальності 05.13.05 – комп'ютерні системи та компоненти. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2011. 22 с.
17. Марченко Б.Г. Метод стохастических интегральных представлений и его приложения в радиотехнике. Киев: Наукова думка, 1973. 192 с.
18. Марченко Б.Г., Щербак Л.Н. Линейные случайные процессы и их приложения. Киев: Наукова думка, 1975. 143 с.
19. Андрейкив А.Е., Лысак Н.В. Метод акустической эмиссии в исследованиях процессов разрушения. Киев: Наукова думка, 1989. 176 с.

20. Бабак В.П., Филоненко С.Ф., Калита В.М. Модели формирования сигналов акустической эмиссии при деформировании и разрушении материалов. *Технологические системы*. 2002. № 1(12). С. 26–34.
21. Улитко А.В. Особенности построения решающих правил по определению степени нагрузки в узлах электротехнического оборудования в информационно-измерительных системах диагностики. *Праці ІЕД НАНУ*. 2007. № 2 (17). С. 81 – 86.
22. Бабак С.В., Мыслович М.В., Сысак Р.М. Статистическая диагностика электротехнического оборудования. Киев: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2015. 456 с.
23. Babak V.P., Babak S.V., Myslovych M.V., Zvaritch V.N., Zaporozhets A.O. Diagnostic Systems For Energy Equipments, 2020 Springer Nature, Switzerland AG. Studies in Systems, Decision and Control book series (SSDC, volume 281), 133 p.
24. Zvaritch V., Myslovych M., Gyzhko Y. Application of Linear Random Processes to Construction of Diagnostic System for Power Engineering Equipment. In: Dolgui A., Bernard A., Lemoine D., von Cieminski G., Romero D. (eds) *Advances in Production Management Systems. Artificial Intelligence for Sustainable and Resilient Production Systems*. APMS 2021. IFIP Advances in Information and Communication Technology, vol 630. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-85874-2_67
25. Крамер Г. Математические методы статистики. Москва: Мир, 1976. 476 с.
26. Герцик С.М. Формування навчальних сукупностей для систем діагностування електроенергетичного обладнання з урахуванням режимів його роботи. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2019. Вип. 52. С. 54–61.

APPLICATION OF MULTILEVEL SYSTEMS FOR SOLVING PROBLEMS OF MONITORING AND DIAGNOSTICS OF ELECTRICAL EQUIPMENT UNITS

Y. Gyzhko, M. Gutorova, V. Zvaritch, G. Kuzik, M. Myslovych, L. Ostapchuk, V. Titko

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03680, Ukraine

e-mail: gyzhko@ukr.net, ma_gu@ukr.net, zvaritch@gmail.com, vika.ostapchuk2012@gmail.com, titko.ied@gmail.com

Features of the construction and practical application of multi-level information and measurement systems for monitoring and diagnostics of electrical equipment are considered. The results of the construction and research of mathematical models of some diagnostic signals (acoustic emission, vibrations) accompanying the operation of electrical equipment units (including powerful generators) are given. Improved mathematical models of vibrational information-diagnostic signals are proposed, taking into account both the properties of diagnostic objects and the modes in which such equipment works. According to the results of the analysis of mathematical models of the considered information signals, a number of diagnostic signs are theoretically justified, which allows monitoring and establishing the technical condition of individual generator nodes. As illustrative examples, the use of acoustoemission and vibration diagnostic signals for the formation of training sets, which are part of a multi-level information and measurement system for monitoring and diagnostics of electrical equipment, is considered. The information base obtained at the experimental test stands of the IED of the National Academy of Sciences of Ukraine was used to form such educational groups. It is pointed out the need to take into account the influence of temperature and humidity on the assessment of diagnostic signs during monitoring and diagnostics of electrical equipment. Bible 26, fig. 8.

Keywords: vibration and acoustic emission diagnostic signals, electrical equipment, monitoring and diagnostics system.

1. Myslovych M.V., Sysak R.M. About some features of the construction of intelligent multi-level systems of technical diagnostics of electric power facilities. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2015. No. 1. Pp. 78–85. (Ukr)
2. Sysak R.M. Optimization of algorithmic software of autonomous measuring modules of distributed diagnostic systems. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2018. No 3. Pp. 90–96. (Ukr)
3. Myslovych M.V. Models of forms of representation of learning populations for multi-level systems of diagnosing electrical equipment nodes. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2021. No 3. Pp. 65–73. (Ukr)
4. Stogniy B.S., Kyrilenko O.V., Butkevich O.F., Sopel M.F. Information provision of power system management tasks. *Energy: economy, technologies, ecology*. 2012. No 1. Pp. 13–22. (Ukr)
5. Stogniy B.S., Kyrilenko O.V., Prakhovnyk A.V., Denisyuk S.P. Evolution of intelligent electrical networks and their prospects in Ukraine. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2012. No 5. Pp. 52–67. (Ukr)
6. Ilyin V.V. Introduction to Smart Grid. *AVOK*. 2012. No 7. Pp. 76–86. (Rus)
7. S. García, J. Luengo, F. Herrera Data Preprocessing in Data Mining. Part of the Intelligent Systems Reference Library book series (ISRL, Vol. 72). Springer International Publishing Switzerland, 2015. 327 p.
8. V.C. Gungor, Bin Lu, G.P. Hancke Opportunities and Challenges of Wireless Sensor Networks in Smart Grid. *IEEE Transactions on industrial electronics*. 2010. Vol. 57. No 10. Pp. 3557–3564.
9. A. Secic et al.: Vibro-Acoustic Methods in the Condition Assessment of Power Transformers Received May 2019, accepted June 10, 2019, date of publication June 19, 2019, date of current version July 12, 2019. Pp. 83915–83931.

10. Gui-Ping Zhou, Huan-Huan Luo, Wei-Chun Ge, Yi-Ling Ma, Shi Qiu, Li-Na Fu Design and application of condition monitoring for power transmission and transformation equipment based on smart grid dispatching control system The Journal of Engineering J. Eng., 2019, Vol. 2019 Iss. 16, Pp. 2817–2821. The 14th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2018). Pp. 2817–2821.
11. Yiging Zhou, Jian Wang, Zeru Wang. Multisensor-Based Heavy Machine Faulty Identification Using Sparse Autoencoder-Based Feature Fusion and Deep Belief Network-Based Ensemble Learning. *Hindawi: Journal of Sensor. Volume*, 2022. Article ID 5796505. P. 1–26. DOI: <https://doi.org/10.1155/2022/5796505>
12. Myslovych M., Sysak R. Design peculiarities of multi-level systems for technical diagnostics of electrical machines. *Computational Problems of Electrical Engineering*. 2014. Vol. 4. No. 1. Pp. 47–50.
13. Hertsyk S.M. A computerized system of diagnostics of electrical equipment nodes, taking into account the modes of its operation.: Abstract dissertation for obtaining the scientific degree of Candidate of Technical Sciences in the specialty 05.13.05 computer systems and components. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2019. 20 p. (Ukr)
14. Kensytsky O.G. Operational reliability of energy-generating equipment of power units of nuclear power plants of Ukraine. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2021. Issue 58. Pp. 100–106. (Ukr)
15. Kensytsky O.G., Klyuchnikov A.G., Fedorenko H.M. Safety, reliability and efficiency of operation of electrical and electrical equipment of NPP units. Institute of NPP Safety Problems, 2009. 240 p. (Rus)
16. Ulytko O.V. Acoustic-emission information and measurement system for statistical diagnostics of electrical equipment units.: Abstract of the dissertation for obtaining the scientific degree of Candidate of Technical Sciences in the specialty 05.13.05 computer systems and components. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2011. 22 p. (Ukr)
17. Marchenko B.G. The method of stochastic integrals is presented and its applications in radio engineering. Kyiv: Nauk. dumka, 1973. 192 p. (Rus)
18. Marchenko B.G., Shcherbak L.N. Linear random processes and their applications. Kyiv: Nauk. dumka, 1975. 143 p. (Rus)
19. Andreykiv A.E., Lysak N.V. Method of acoustic emission in researches of destruction processes. Kyiv: Nauk. dumka, 1989. 176 p. (Rus)
20. Babak V.P., Filonenko S.F., Kalita V.M. Models of formation of acoustic emission signals during deformation and destruction of materials. *Technological systems*. 2002. No. 1(12). Pp. 26–34. (Rus)
21. Ulytko A.V. Peculiarities of constructing decisive rules for determining the degree of load in electrical equipment nodes in information and measurement systems of diagnostics. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2007. No. 2 (17). Pp. 81–86. (Rus)
22. Babak S.V., Myslovich M.V., Sysak R.M. Statistical diagnostics of electrical equipment. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2015. 456 p. (Rus)
23. Babak V.P., Babak S.V., Myslovych M.V., Zvaritch V.N., Zaporozhets A.O. Diagnostic Systems For Energy Equipments, 2020 Springer Nature, Switzerland AG. Studies in Systems, Decision and Control book series (SSDC, volume 281), 133 p.
24. Zvaritch V., Myslovych M., Gyzhko Y. Application of Linear Random Processes to Construction of Diagnostic System for Power Engineering Equipment. In: Dolgui A., Bernard A., Lemoine D., von Cieminski G., Romero D. (eds) *Advances in Production Management Systems. Artificial Intelligence for Sustainable and Resilient Production Systems*. APMS 2021. IFIP Advances in Information and Communication Technology, vol 630. Springer, Cham. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-85874-2_67
25. Kramer H. Mathematical methods of statistics. Moskva: Myr, 1976. 476 p. (Rus)
26. Hertsyk S.M. Formation of training groups for diagnostic systems of electric power equipment, taking into account its modes of operation. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2019. Issue 52. Pp. 54–61. (Ukr)

Надійшла: 12.06.2023

Прийнята: 08.10.2023

Submitted: 12.06.2023

Accepted: 08.10.2023

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66>

CONTENTS

ELECTRIC POWER SYSTEMS AND ELECTRICITY MARKETS

Blinov I.V., Trach I.V., Rybina O.B.

Distributed voltage regulation in electrical grids with renewable sources of electric energy5

Nerubatskyi V.P., Hordiienko D.A.

Energy efficient ways of using energy accumulators in the Smart Grid concept.....11

Nerubatskyi V.P., Hordiienko D.A.

Conceptual model of a micronetwork with distributed energy resources16

Omel'chuk A.O.Study of resonance phenomena in the electrical circuit of a 10/0.4 kv power transformer
with a capacitor battery21**Syvenko M.M., Miroshnyk O.O.**Determination of the optimal parameters of electrical energy storage and generating sources
in autonomous local electrical systems27**Lavrynovych P.V.**Analysis of possible approaches to determining the most reliable method of energy
balance construction33**Meleshchuk D.V.**

The concept of enhancing the security of nodes of the energy distribution infrastructure of Ukraine.....39

Zamulko A.I., Dovgal M.O.Analysis of prospects for the development of heat and power plants in Ukraine in the context
of integration into the European space44**Miroshnyk V., Loskutov S.**Retrospective analysis of the value of the forecast error for the construction of balancing
groups of renewable energy sources producers53**Sychova V.**Development of an artificial neural network for forecasting electricity imbalances
in the IPS of Ukraine58**Holik Yu.S., Shariy G.I., Krot O.P., Chepurko Iu.V., Serha T.M.**

Research on the use alternative fuels in Poltava region64

Stepanenko V.A.

Modern solutions for connecting renewable energy sources into the electricity supply system70

Veremiichuk Y., Opryshko V., Prytyskach I., Yarmoliuk O.Optimization of electricity distribution processes in the power supply system
of the energy community77**Bielokha H., Sychova V.**

Optimization of electrical load schedules by an aggregator in local electrical power systems84

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66>**ELECTROTECHNOLOGICAL COMPLEXES AND SYSTEMS***Goryslavets Yu.M., Glukhenkyi O.I., Zaliznyi V.I.*

Influence of electrophysical parameters of materials on electrical losses in metal frames of induction channel furnaces.....90

SEMICONDUCTOR CONVERTERS*Gubarevich V.M., Marunia Yu.V., Kaban V.P., Matveev V.Yu.*

Universal three-phase passive mains current harmonic filter.....96

Rudenko Yu.V.

Calculation of processes in the converter with reduced output dc voltage ripple100

THEORETICAL ELECTRICAL ENGINEERING*Kucheriava I.M.*

Modern smart monitoring systems for power cables and power cable lines111

ELECTROTECHNICAL COMPLEXES AND SYSTEMS*Kovbasa S.M., Kolomiichuk Ye.V.*

Comparative analysis of speed tracking performances in single-loop model predictive control system for dc motor.....124

ELECTRICAL MACHINES AND APPARATUS*Akinin K.P., Kireyev V.G., Petukhov I.S., Filomenko A.A.*

Three-degree-of-freedom electric machine and its operation modes132

MEASUREMENTS AND DIAGNOSTICS IN THE ELECTRIC POWER INDUSTRY*Levitskyi A.S., Zaitsev Ie.O., Kobzar K.O., Sorokina N.L.*

Measurement of effort in the stator core tightening prisms of powerful turbogenerator using data on the movement of the compression disc spring block in pressure accumulator144

Gyzhko Y., Gutorova M., Zvaritch V., Kuzik G., Myslovych M., Ostapchuk L., Titko V.

Application of multilevel systems for solving problems of monitoring and diagnostics of electrical equipment units150

Відповідальний секретар С.В. Гаврилюк

Редактор Ю.В. Морозова-Леонова

Включений в Перелік наукових фахових видань України, категорія «Б».